



Српски национални комитет
Међународног савета
за велике електричне мреже

ЗБОРНИК РАДОВА

37. саветовање CIGRE Србија 2025

СИГУРНОСТ, СТАБИЛНОСТ, ПОУЗДАНОСТ И RESILIENCE ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА
МУЛТИСЕКТОРСКО ПОВЕЗИВАЊЕ У ЕНЕРГЕТИЦИ И ПРИВРЕДИ

26-30. мај 2025, Копаоник

www.cigresrbija.rs

ГЕНЕРАЛНИ ПОКРОВИТЕЉИ



**ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА
СРБИЈЕ**



АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ

20 ГОДИНА



Министарство рударства и
енергетике Републике Србије



МЈЕШОВИТИ ХОЛДИНГ
"ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ"
Матично предузеће, акционарско друштво Требиње
MIXED HOLDING
"POWER UTILITY OF THE REPUBLIC OF SRPSKA"
Parent Joint-stock Company Trebinje

ЗЛАТНИ СПОНЗОРИ



GE VERNOVA



ENERGOTEHNIKA
JUŽNA BAČKA
Znanje u službi kvaliteta.

HITACHI

LOGO
solve & connect



Life Is On

Schneider
Electric



SIEMENS

ВЕЛИКИ СПОНЗОРИ



ENELPS



MOSER GLASER
Current and voltage – our passion



OMICRON



KONVEX
ELECTRIC



Weidmüller

СПОНЗОР СВЕЧАНОГ
ОТВАРАЊА

СПОНЗОР КОКТЕЛА
ДОБРОДОШЛИЦЕ

СПОНЗОР
ВИП ВЕЧЕРЕ

СПОНЗОР
СВЕЧАНЕ ВЕЧЕРЕ



GRAND
KOPRONIK



GMS
CONSULT

СПОНЗОР МОБИЛНЕ
АПЛИКАЦИЈЕ

СПОНЗОР
КОНГРЕСНЕ ТОРБЕ

СПОНЗОР
УСБ-А

СПОНЗОР
ПАНЕЛА



СПОНЗОРИ

ELEKTRO MERKUR
& CTC GLOBAL



HEÑSEL



ДОНАТОР



МЕДИЈСКИ ПАРТНЕР





Српски национални комитет Међународног
Савета за велике електричне мреже

ЗБОРНИК РАДОВА

37. Саветовање CIGRE Србија 2025

СИГУРНОСТ, СТАБИЛНОСТ, ПОУЗДАНОСТ И *RESILIENCE* ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА
МУЛТИСЕКТОРСКО ПОВЕЗИВАЊЕ У ЕНЕРГЕТИЦИ И ПРИВРЕДИ

26-30. мај 2025, Копаоник

Издавач:	Српски национални комитет Међународног савета за велике електричне мреже – CIGRE Србија Београд, Војводе Степе 412 тел/фах: +381 11 3971 056 e-mail: office@cigresrbija.rs www.cigresrbija.rs
Главни и одговорни уредник:	Небојша Петровић
Припрема и техничка обрада:	BBN Congress Management d.o.o.
Дизајн корица:	Марија Марковић
Штампа / умножавање:	BBN Congress Management d.o.o.
Место штампања:	Београд
Место издавања:	Београд
Година:	2025
Тираж:	630

CIP - Каталогизација у публикацији
Народна библиотека Србије, Београд

621.313(082)(0.034.2)

СРПСКИ национални комитет Међународног савета за велике електричне мреже. Саветовање Сигурност, стабилност, поузданост и resilience електроенергетског система. Саветовање Мултисекторско повезивање у енергетици и привреди (37 ; 2025 ; Копаоник)

Зборник радова 37. Саветовање CIGRE Србија 2025 Сигурност, стабилност, поузданост и resilience електроенергетског система [и] Мултисекторско повезивање у енергетици и привреди [Електронски извор] : 26-30. мај 2025, Копаоник / [главни и одговорни уредник Небојша Петровић]. - Београд : Српски национални комитет Међународног савета за велике електричне мреже CIGRE Србија, 2025 (Београд : BBN Congress Management). - 1 USB fleš memorija ; 7 x 2 x 1 cm

Системски захтеви: Нису наведени. - Насл. са насловне стране документа. - Текст ћир. и лат. - Тираж 630. - Библиографија уз већину радова. - Abstracts.

ISBN 978-86-82317-92-0

а) Електричне машине -- Зборници

COBISS.SR-ID 173825545

САДРЖАЈ

A1 Обртне електричне машине

A1 01	20
НОВИ ТУРБОГЕНЕРАТОР СНАГЕ 412/350 МВА/MW У БЛОКУ БЗ У ТЕ “КОСТОЛАЦ Б” - ОСНОВНИ ТЕХНИЧКИ ПАРАМЕТРИ И КАРАКТЕРИСТИКЕ -	
Дарко Шарић, Жељко Лазовић, Зоран Ћирић, Илија Класнић, Ђорђе Јовановић, Денис Илић, Зоран Божовић	
A1 02	32
НОВИ ТУРБОГЕНЕРАТОР СНАГЕ 412/350 МВА/MW У БЛОКУ БЗ У ТЕ “КОСТОЛАЦ Б” – ФАБРИЧКА МЕЃУФАЗНА, ФАБРИЧКА ПРИЈЕМНА, ПРИМОПРЕДАЈНА И ГАРАНЦИЈСКА ИСПИТИВАЊА –	
Ђорђе Јовановић, Зоран Ћирић, Илија Класнић, Денис Илић, Зоран Божовић	
A1 03	47
КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА ОФФЛИНЕ И ОНЛИНЕ МЕТОДА ЗА ДЕТЕКЦИЈУ МЕЃУНАВОЈНИХ КРАТКИХ СПОЈЕВА НА НАМОТАЈУ РОТОРА ВЕЛИКИХ ТУРБО ГЕНЕРАТОРА	
Филип Зец, Ђорђе Јовановић, Марко Димитријевић	
A1 04	57
КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА РЕКУРЕНТНИХ И ТРАНСФОРМЕР МОДЕЛА МАШИНСКОГ УЧЕЊА ЗА ПРЕДИКЦИЈУ ПРОИЗВОДЊЕ АКТИВНЕ СНАГЕ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА	
Илија Класнић, Лука Ивановић, Саша Милић	
A1 05	72
УТИЦАЈ ДИЗАЈНА РОТОРА ВИШЕФАЗНЕ АСИНХРОНЕ МАШИНЕ НА ПОВРШИНСКЕ ГУБИТКЕ	
Михаило Танасић, Богдан Брковић	
A1 06	87
ПРАЋЕЊЕ СТАЊА НАПОНА ВРАТИЛА У РЕВИТАЛИЗОВАНИМ ГЕНЕРАТОРИМА У ХЕ ЂЕРДАП 1"	
Млан Мишић, Драган Николић, Милош Гицић, Драган Глувачевић, Драган Белонић, Петар Николић, Жарко Несторовић	
A1 07	98
РЕВИТАЛИЗАЦИЈА ПОЛОВА РОТОРА ГЛАВНОГ ГЕНЕРАТОРА У ХЕ ЂЕРДАП 1	
Драган Белонић, Драган Глувачевић	
A1 08	112
СИСТЕМИ ПОБУДЕ ЗА МОТОР-ГЕНЕРАТОРЕ У РХЕ БАЈИНА БАШТА	
Душан Јоксимовић, Ђорђе Стојић, Немања Милојчић, Зоран Ћирић, Славко Веинов, Лука Ивановић, Илија Класнић, Мирослав Павићевић, Душан Тришић	

A2 Трансформатори

A2 01	126
ОПТИМИЗАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКИХ ТРАНСФОРМАТОРА СТЕПЕНОВАНЕ ИЗОЛОВАНОСТИ	
Милан Ћеловић, Јелена Ћеловић, Александар Бусхев, Ана Пастор, Ленка Цветковић	
A2 02	138
ПРЕДНОСТИ ПРИМЕНЕ ПРИРОДНОГ ХЛАЂЕЊА ЕНЕРГЕТСКИХ ТРАНСФОРМАТОРА ВЕЋИХ НАЗНАЧЕНИХ СНАГА	
Јелена Ћеловић, Милан Ћеловић, Александар Бусхев, Ана Пастор, Ленка Цветковић	

A2 03	155
КОРОЗИЈА СРЕБРНИХ КОНТАКАТА ТЕРЕТНЕ РЕГУЛАЦИОНЕ ПРЕКЛОПКЕ И МЕРЕ МИТИГАЦИЈЕ	
Дејан Коларски, Јелена Лукић, Валентина Васовић, Јелена Јанковић, Драгиња Михајловић, Иван Митровић, Милан Ђорђевић	
A2 04	164
ЖИВОТНИ ЦИКЛУС ТРАНСФОРМАТОРА 110/Х КВ И ЊЕГОВА ВРЕДНОСТ	
Душан Чомић	
A2 05	178
МЕХАНИЧКИ КВАРОВИ РЕГУЛАЦИОНИХ СКЛОПКИ ПОД ОПТЕРЕЂЕЊЕМ – АНАЛИЗА ДВА СЛУЧАЈА	
Горан Филиповић, Александар Антонић, Синиша Спремић	
A2 06	185
ДИЈАГНОСТИКА И АНАЛИЗА СТАЊА ЕНЕРГЕТСКИХ ТРАНСФОРМАТОРА НАКОН ХАВАРИСКИХ ДОГАЂАЈА	
Владимир Шимпрага, Ђорђе Чубрић, Миленко Лекић	
A2 07	196
ДИГИТАЛНИ БЛИЗАНАЦ ЕНЕРГЕТСКОГ УЉНОГ ТРАНСФОРМАТОРА – ПРИКАЗ КОНЦЕПТА И ДЕМОНСТРАЦИОНЕ ВЕРЗИЈЕ ДТ СИСТЕМА	
Урош Радоман, Петар Николић, Филип Килибарда, Владимир Полужански, Ненад Карталовић, Никола Миладиновић, Валентина Васовић, Бранко Пејовић, Александар Жигић, Јелена Лукић	
A2 08	209
ЗНАЧАЈ ИСПИТИВАЊА САДРЖАЈА ГАСОВА У УЉУ ТОКОМ ПРИЈЕМНИХ ФАБРИЧКИХ ИСПИТИВАЊА ТРАНСФОРМАТОРА	
Весна Радин, Бранка Ђурић, Ђорђе Јовановић, Милош Брдаревић	
A2 09	221
САВРЕМЕНИ ТРЕНДОВИ ДИЈАГНОСТИКЕ РЕГУЛАТОРА НАПОНА ИСПИТИВАЊЕМ УЉА	
Бранка Ђурић, Весна Радин, Драган Теслић, Александра Димитријевић, Ненад Стевановић	
 A3 Високонапонска опрема	
A3 01	234
ОДРЖАВАЊЕ ИЗОЛАТОРА ВН ОПРЕМЕ ПОД НАПОНОМ У РЕАЛНИМ ПОГОНСКИМ УСЛОВИМА	
Нинослав Симић, Ненад Тркуља	
A3 02	241
ПРОРАЧУН ТРАНЗИЈЕНТНИХ СТРУЈА У УЗЕМЉИВАЧИМА КОРИШТЕЊЕМ МОДЕЛА ЗАСНОВАНИХ НА ТЕОРИЈИ АНТЕНА	
Аднан Мујеџиновић, Ајдин Алиходџић, Недис Даутбашић, Маја Муфтић Дедовић	
A3 03	252
ОДРЕЂИВАЊЕ ПАРАМЕТАРА РЦ ФИЛТЕРА ЗА ЗАШТИТУ ТРАНСФОРМАТОРА ЕЛЕКТРОЛУЧНЕ ПЕЋИ ОД СКЛОПНИХ ПРЕНАПОНА	
Јован Микуловић, Миленко Јовановић, Томислав Рајић	
A3 04	262
ГАСОМ ИЗОЛОВАНИ ВН ПРЕКИДАЧИ БЕЗ ПРИМЕНЕ СФ6 ДО 420 КВ	
Нинослав Симић, Филип Јевтић, Славиша Добросављевић	
A3 05	271
НОВИ ТРЕНДОВИ У РАЗВОЈУ СКЛОПНИХ АПАРАТА СУКЛАДНО УРЕДБИ (ЕУ) 2024/573 ЕУРОПСКОГ ПАРЛАМЕНТА И ВИЈЕЋА: ТЕХНОЛОШКИ, РЕГУЛАТОРНИ И ЕКОЛОШКИ ИЗАЗОВИ	
Игор Провчи	

Б1 Каблови

Б1 01.....	281
ИСПИРАЊЕ УЉНИХ КАБЛОВА НАПОНСКОГ НИВОА 110 kV	
Милош Милошевић, Пане Иветић, Бранко Ђорђевић, Мирко Боровић, Александра Вишњић	
Б1 02.....	291
СИСТЕМ ЗА МОНИТОРИНГ ПРИТИСКА УЉА НА 110 kV КАБЛОВСКИМ ВОДОВИМА	
Александра Вишњић, Бранко Ђорђевић, Мирко Боровић, Александар Ћирић, Иван Јеремић, Пане Иветић	
Б1 03.....	301
НЕКА ИСКУСТВА У ОДРЖАВАЊУ КАБЕЛСКЕ МРЕЖЕ	
Јосип Поповић, Звонимир Поповић, Дејан Ћулибрк	
Б1 04.....	311
ИЗБОР ОДВОДНИКА ПРЕНАПОНА ЗА ЕЛЕКТРИЧНУ ЗАШТИТУ КАБЛА	
Ивана Митић, Огњен Биочанин, Милош Мандарић	
Б1 05.....	321
ПРИВРЕМЕНА ОПТЕРЕЋЕЊА КАБЛА НАКОН КВАРА ИНСТАЛИРАНОГ У ВАЗДУХУ	
Ивана Митић, Огњен Биочанин, Милош Мандарић	
Б1 06.....	326
АНАЛИЗА ПРИМЕНЕ ПРЕЛАЗНИХ СПОЈНИЦА ЗА КАБЛОВЕ СРЕДЊЕГ НАПОНА У ВЕТРОПАРКОВИМА И СОЛАРНИМ ПАРКОВИМА	
Игор Петковић, Владимир Попов	
Б1 07.....	338
НОВИ GREENLINK 500 MW ИНТЕРКОНЕКТОР	
Доротеа Дамјановић, Теодора Митровић, Бојан Поучковић, Маттхew Гибсон	
Б1 08.....	349
ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА СИСТЕМА ЗА ОНЛИНЕ МОНИТОРИНГ ПАРЦИЈАЛНИХ ПРАЖЕЊЕЊА НА 110 kV КАБЛУ ТС ОБРЕНОВАЦ – ТС ТЕНТ А СП	
Милош Маркотановић, Бранко Ђорђевић, Мирко Боровић, Александра Вишњић	

Б2 Надземни водови

Б2 01	360
АНАЛИЗА ОТПОРНОСТИ УЗЕМЉИВАЧА ДАЛЕКОВОДНИХ СТУБОВА НАКОН ПРИМЕНЕ ДОДАТНИХ МЕРА НА ПОПРАВЦИ УЗЕМЉЕЊА	
Борис Сушић, Светозар Томовић, Леда Минић, Дејан Дмитрић, Милош Дабовић	
Б2 02	373
УПОРЕДНА АНАЛИЗА СРПС ЕН ИЕЦ 60383-1:2023 И ЊЕГОВЕ ВЕРЗИЈЕ ИЗ 2011. ГОДИНЕ: ИСПИТИВАЊА И УЗОРКОВАЊЕ ВИСОКОНАПОНСКИХ ИЗОЛАТОРА	
Марко Вукоје, Владимир Алемпијевић, Димитрије Анђелковић, Ален Гуджевић	
Б2 03	390
АНАЛИЗА РАДА И ЕФЕКТА УГРАДЊЕ СИСТЕМА ЗА ДАЉИНСКИ НАДЗОР ТЕМПЕРАТУРЕ ПРОВОДНИКА И ПРОГНОЗУ ДОЗВОЉЕНЕ СТРУЈЕ ДАЛЕКОВОДА У РЕАЛНОМ ВРЕМЕНУ НА ДВ 110 kV БАЊА ЛУКА 1 – БАЊА ЛУКА 6/И НАКОН ПЕТ ГОДИНА ЕКСПЛОАТАЦИЈЕ	
Никола Ђоковић, Јован Тодоровић, Дејана Јанкелић	

B2 04	406
ДИГИТАЛИЗАЦИЈА ВИСОКОНАПОНСКИХ НАДЗЕМНИХ ВОДОВА	
Бранко Ђорђевић, Мирко Боровић, Владимир М. Илић, Никола Шћекић, Александар Радета, Марко Ђорђевић, Зоран Петровић, Валеријан Аксић	
B2 05	419
ИСПИТИВАЊЕ СТАЊА ПРОВОДНИКА У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ СРБИЈЕ ПРИМЕНОМ РОБОТСКЕ ТЕХНОЛОГИЈЕ	
Зоран Петровић, Горан Мишић, Властимир Тасић, Стефан Јовановић, Иван Урошевић, Ана Ловренчић	
B2 06	436
МОДЕЛИРАЊЕ КЛИМАТСКИХ ПРОМЕНА У ЕКСПЛОАТАЦИЈИ КАБЛОВСКОГ ПРИБОРА ЗА НАДЗЕМНЕ ВОДОВЕ НИСКОГ НАПОНА У ПРОЦЕСУ ИСПИТИВАЊА ГОТОВИХ ПРОИЗВОДА У ФАБРИЧКИМ ЛАБОРАТОРИЈАМА	
Мирољуб Петровић, Зоран Вулић, Дарко Јовановић	
B2 07	446
ПОЖАРИ У БОРСКОМ РЕГИОНУ И УТИЦАЈ НА РАД ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	
Маја Адамовић, Бранко Ђорђевић, Мирко Боровић, Тијана Паповић, Нада Цуровић, Зоран Кнежевић, Драган Ракић	
B2 08	454
ПРИМЕНА БЕСПИЛОТНИХ ЛЕТЕЛИЦА (ДРОНОВА) НА ПОСЛОВИМА ОДРЖАВАЊА ВИСОКОНАПОНСКИХ ВОДОВА	
Никола Дилпарић, Никола Шћекић, Дарко Живковић, Жолт Канчар	
B2 09	466
УПОРЕДНА АНАЛИЗА ПРИМЕНЕ ПОСТОЈЕЋЕ И НОВЕ ФАМИЛИЈЕ СТУБОВА У ОБЛАСТИМА СА ТЕШКИМ КЛИМАТСКИМ ПАРАМЕТАРИМА	
Михаило Антонијевић, Ксенија Калајжић	
B2 10	476
МЈЕРЕЊЕ НИВОА НЕЈОНИЗУЈУЋЕГ ЗРАЧЕЊА У БЛИЗИНИ 110 KV ДАЛЕКОВОДА	
Милош Фржовић, Дарко Шука, Радмила Мандић, Младен Перишић	
B2 11	491
ПРИМЕНА НЕУРАЛНИХ МРЕЖА ЗА УНАПРЕЂЕЊЕ РОБУСНОСТИ НАДЗЕМНИХ ВОДОВА	
Александар Терзић, Милета Жарковић, Бошко Николић	

B3 Постројења

B3 01.....	500
ПОКАЗАТЕЉИ ПОУЗДАНОСТИ ЕЛЕМЕНАТА ВИСОКОНАПОНСКИХ РАЗВОДНИХ ПОСТРОЈЕЊА	
Владаца Мијаиловић, Александар Ранковић, Предраг Петровић	
B3 02.....	512
ПРИМЕНА СИСТЕМА ЗА АКУМУЛИРАЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И ЊИХОВА ИСПЛАТИВОСТ	
Владаца Мијаиловић, Александар Ранковић, Предраг Петровић	
B3 03.....	523
НАПАЈАЊЕ СОПСТВЕНЕ ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ ОБЈЕКТА ПРЕКО НАПОНСКИХ ТРАНСФОРМАТОРА СНАГЕ	
Соња Стокић, Асен Радованов, Жељко Стојановић, Марко Марковић, Александар Љујић, Слободан Пауновић	

Б3 04.....	536
ДИНАМИКА РАДОВА И НАЧИН НАПАЈАЊА КОНЗУМА У ВРЕМЕ ИЗВОЂЕЊА РАДОВА НА ТС 110/35КВ АЛЕКСИНАЦ	
Горан Костић	
Б3 05.....	551
АНАЛИЗА ГАЛВАНСКИХ УТИЦАЈА У ОКОЛИНИ УЗЕМЉИВАЧА ТРАНСФОРМАТОРСКЕ СТАНИЦЕ У СЛУЧАЈУ ЗЕМЉОСПОЈА	
Стефан Обрадовић, Маја Грбић, Ранко Јасика, Александар Павловић	

Б4 ХВДЦ и енергетска електроника

Б4 01.....	563
ХВДЦ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ – КАРАКТЕРИСТИКЕ ОДАБРАНИХ ЕЛЕМЕНАТА И УПОРЕДНА АНАЛИЗА СА ЕКВИВАЛЕНТНИМ ЕЛЕМЕНТИМА У ХВАЦ ПРЕНОСНИМ МРЕЖАМА	
Марија Томић, Владимир Антушевић, Тодор Шиљеговић	
Б4 02	585
ПРЕНОС ЕНЕРГИЈЕ ХВДЦ СИСТЕМОМ УЗ ПРИМЕНУ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕЛЕКТРОНИКЕ	
Александар Стојишић	
Б5 03	601
УТИЦАЈ УРЕЂАЈА ЕНЕРГЕТСКЕ ЕЛЕКТРОНИКЕ ПВ ЕЛЕКТРАНА НА КВАЛИТЕТ ИСПОРУКЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ДИСТРИБУТИВНУ МРЕЖУ	
Жељко В. Деспотовић	
Б4 04	621
ДВООСНИ ЕЛЕКТРОМОТОРНИ ПОГОН НОСАЧА СОЛАРНИХ ПАНЕЛА ЗА ПРАЋЕЊЕ СУНЧЕВЕ ПУТАЊЕ	
Жељко В. Деспотовић, Илија Р. Стевановић, Александар Родић, Јелена Илић	
Б4 05	635
АНАЛИТИЧКИ МОДЕЛ ГУБИТАКА ГАН ТРАНЗИСТОРА НА ОСНОВУ ПОДАТАКА ИЗ ТЕХНИЧКЕ ДОКУМЕНТАЦИЈЕ	
Мирослав Поповић, Никола Мирковић, Александар Милић	
Б4 06	654
МОДЕЛОВАЊЕ МОДУЛАРНОГ ВИШЕНИВОВСКОГ ПРЕТВАРАЧА СА РЕАЛНИМ ПРЕКИДАЧКИМ КОМПОНЕНТАМА	
Анита Мијајловић, Милован Мајсторовић, Богдан Брковић	
Б4 07	666
РЕКОНСТРУКЦИЈА НАПОЈНО УПРАВЉАЧКИХ ОРМАНА ЕЛЕКТРОМАГНЕТНИХ ОТРЕСАЧА НА ЕЛЕКТРОФИЛТЕРУ БЛОКА Б1 У ТЕ КОСТОЛАЦ Б	
Срђан Перић, Никола Славковић, Младен Остојић, Благота Јовановић, Младен Милошевић, Јелена Павловић, Мирослав Драгићевић, Илија Стевановић	
Б4 08	678
АЛГОРИТАМ ЗА БРЗУ РЕГУЛАЦИЈУ ИЗЛАЗНОГ НАПОНА У ПРИСУСТВУ ПОРЕМЕЂАЈА КОД ВИШЕФАЗНОГ БУЦК ПРЕТВАРАЧА	
Анђела Томашевић, Александар Милић	
Б4 09	689
ОПТИМАЛНИ ДИЗАЈН МАГНЕТСКОГ КОЛА СПРЕГНУТИХ ПРИГУШНИЦА ЗА ВИШЕФАЗНЕ ДЦ/ДЦ ПРЕТВАРАЧЕ	
Марко Лазаревић, Никола Мирковић, Александар Милић	

Б4 10	704
ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА АУТОМАТСКЕ СИНТЕЗЕ ПИД РЕГУЛАТОРА НАПОНА ПРИМЕНОМ ДИГИТАЛНОГ РЕЛЕЈНОГ ЕКСПЕРИМЕНТА КОД ВИШЕФАЗНОГ СПУШТАЧА НАПОНА	
Душан Бижић, Никола Мирковић, Александар Милић	
Б4 11	717
УПОРЕДНА АНАЛИЗА ЈЕДНОФАЗНОГ И ВИШЕФАЗНИХ СИНХРОНИХ ПРЕТВАРАЧА СПУШТАЧА НАПОНА	
Лука Божић, Антоније Јермић, Тодор Александровић, Александар Милић	
Б4 12	730
РЕАЛИЗАЦИЈА ДВАНАОСТОПУЛСНОГ ИСПРАВЉАЧА БЕЗ ИНТЕРФАЗНЕ ПРИГУШНИЦЕ ЗА НАПАЈАЊЕ ЕЛЕКТРОЛИЗЕРА ЗА ПРОИЗВОДЊУ ВОДОНИКА	
Никола Ковачевић, Сава Добричић	

Б5 Заштита и аутоматизација

Б5 01.....	742
ПОБОЉШАЊЕ ПЕРФОРМАНСИ НАКОН МОДЕРНИЗАЦИЈЕ ТУРБИНСКОГ РЕГУЛАТОРА ПАРНЕ ТУРБИНЕ У ФАБРИЦИ ШЕЋЕРА „ПЕЋИНЦИ“	
Мирослав Драгићевић, Јелена Павловић, Драган Наупарац, Дејан Ширгић, Огњен Дрљан	
Б5 02.....	750
РЕВИТАЛИЗАЦИЈА ПОСТОЈЕЋЕГ СИСТЕМА РЕЛЕЈНЕ ЗАШТИТЕ У ОБЈЕКТИМА ЕМС	
Вук Видовић, Владан Милановић, Тамара Дамљановић	
Б5 03.....	764
ОДРЕЂИВАЊЕ ИСПИТНИХ ТАЧАКА И ПАРАМЕТАРА ДИСТАНТНЕ ЗАШТИТЕ ЗА ЈЕДНОФАЗНЕ КВАРОВЕ 110 КВ МРЕЖЕ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ БИХ	
Владанко Томаш	
Б5 04.....	779
ДЕТЕКЦИЈА МЕСТА КВАРА КОД МЕШОВИТИХ ВОДОВА	
Десимир Тријић, Владан Милановић	
Б5 05.....	792
РАЗВОЈ И ЛАБОРАТОРИЈСКО ТЕСТИРАЊЕ АПЛИКАЦИЈЕ ЗА ЕСТИМАЦИЈУ ПАРАМЕТАРА ДАЛЕКОВОДА НА ОСНОВУ СИНХРОФАЗОРСКИХ МЕРЕЊА	
Миљана Тодоровић, Марко Медић, Марко Гостовић	
Б5 06.....	804
ДЕТЕКЦИЈА, КЛАСИФИКАЦИЈА И ЛОКАЛИЗАЦИЈА КВАРОВА У ПРЕНОСНИМ ВОДОВИМА КОРИШЋЕЊЕМ ВЕШТАЧКИХ НЕУРАЛНИХ МРЕЖА	
Живко Соколовић, Милета Жарковић	
Б5 07.....	815
ПОДЕШАВАЊЕ УРЕЂАЈА ЗА ЗАШТИТУ ВИСОКОНАПОНСКИХ КОНДЕНЗАТОРСКИХ БАТЕРИЈА И ВЕРИФИКАЦИЈА РАДА ЗАШТИТНОГ УРЕЂАЈА КОРИШЋЕЊЕМ ДИГИТАЛНОГ СИМУЛАТОРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА У РЕАЛНОМ ВРЕМЕНУ	
Миљана Тодоровић, Павле Кричка	
Б5 08.....	829
ПРИМЕНА ТЕХНИКЕ КОНТРОЛИСАНОГ УКЉУЧЕЊА ПРЕКИДАЧА („ПОИНТ ОН WAВЕ“) НА ПРИМЕРУ КОМПЕНЗАЦИОНЕ ПРИГУШНИЦЕ У 400 КВ МРЕЖИ	
Урош Његован, Зоран Стојановић, Александар Марјановић	

B5 09.....	841
СИСТЕМСКО МЕРЕЊЕ КВАЛИТЕТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ	
Ђорђе Јеремић, Јелена Цар, Владимир Ристић, Андреј Стојковић	
B5 10.....	849
ПРЕДНОСТИ ПРИМЕНЕ ПАМЕТНИХ БРОЈИЛА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ВИСОКИХ КЛАСА ТАЧНОСТИ ЗА ПРИКУПЉАЊЕ ПОДАТАКА О КВАЛИТЕТУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ	
Ђорђе Дуканац	
B5 11.....	869
ИЗАЗОВИ ПРИ ПРОВЕРИ РЕГИСТАРА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ПОСТУПКУ ОВЕРАВАЊА ПАМЕТНИХ БРОЈИЛА У ПОГЛЕДУ ДОМАЋИХ ПРОПИСА И МОГУЋНОСТИ МЕРЕЊА И УЗ ПОРЕЂЕЊА СА МЕЂУНАРОДНИМ СТАНДАРДИМА И ПРОПИСИМА	
Ђорђе Дуканац	
B5 12.....	889
НЕДОСТАЦИ КОРИШЋЕЊА ПАМЕТНИХ БРОЈИЛА КЛАСЕ ТАЧНОСТИ 0,2 С, ФАЗНЕ СТРУЈЕ 1 А И ФАЗНОГ НАПОНА 58 В У ВИСОКОНАПОНСКИМ ПОСТРОЈЕЊИМА СА ПРИКАЗОМ СЕКУНДАРНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ СА РЕЗОЛУЦИЈОМ НА ТРИ ДЕЦИМАЛНА МЕСТА	
Ђорђе Дуканац	
B5 13.....	906
ИСКУСТВА У КОРИШТЕЊУ ПОДАТАКА ИЗ БАЗЕ СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ НАДЗОРА И УПРАВЉАЊА И СИСТЕМА ЗА ДАЉИНСКИ ПРИСТУП СТАНИЧНИМ ЛАН-ОВИМА	
Бранислав Копрена, Зоран Блажић, Марко Бабић	
B5 14.....	917
ОДРЕЂИВАЊЕ ПОЛОЖАЈА РЕГУЛАЦИОНЕ СКЛОПКЕ ПОД ОПТЕРЕЂЕЊЕМ КОРИШЋЕЊЕМ ПОДАТАКА О СТРУЈАМА СА СЦАДА	
Синиша Спремић, Милица Поробић	
B5 15.....	927
ЛОКАЛНИ СЦАДА СИСТЕМИ И ИНТЕГРАЦИЈА ФОТОНАПОНСКИХ ЕЛЕКТРАНА	
Александар Марјановић, Зоран Стојановић, Урош Његован	
B5 16.....	939
ПИЛОТ ПРОЈЕКАТ ПРВЕ ИМПЛЕМЕНТАЦИЈЕ ОПТИЧКИХ СТРУЈНИХ ТРАНСФОРМАТОРА НА ВИСОКОМ НАПОНУ	
Жељко Петровић, Жељко Иветић, Десимир Тријић	
B5 17.....	951
ИСКУСТВА У ИНЖЕЊЕРИНГУ И ИСПИТИВАЊУ РЕДУНДАНТНЕ ПРОЦЕСНЕ МРЕЖЕ У ТС БОР 6	
Тамара Дамљановић, Милорад Јовичић, Десимир Тријић, Владан Милановић, Мики Пејчев, Владан Цвејић	
B5 18.....	963
ДИГИТАЛИЗАЦИЈА ВН ПОСТРОЈЕЊА - ИДС СИСТЕМИ ЗА ДЕТЕКЦИЈУ СОФТВЕРСКИХ НАПАДА	
Срђан Мијушковић	
B5 19.....	971
ПРИМЕНА СОФТВЕРА ОТВОРЕНОГ КОДА У ИНЖЕЊЕРИНГУ И ТЕСТИРАЊУ ИЕЦ 61850 СИСТЕМА У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИМ ОБЈЕКТИМА	
Владан Цвејић	

Ц1 Економија и развој ЕЕС

Ц1 01	985
АНАЛИЗА УТИЦАЈА ПРОЗЈУМЕРА КРОЗ ПРИЗМУ 4Д ЕНЕРГЕТСКЕ ТРАНЗИЦИЈЕ	
Јелена Стојковић Терзић, Дуња Грујић, Јелисавета Крстивојевић	
Ц1 02	997
УТИЦАЈ ИНТЕГРАЦИЈЕ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ НА НИВО ТЕХНИЧКИХ ГУБИТАКА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ СРБИЈЕ	
Јелена Чакаревић, Соња Симовић, Небојша Вучинић	
Ц1 03	1005
ЦЕНТРАЛНО-БАЛКАНСКИ КОРИДОР - ТРИПУТ МЕРИ, ЈЕДНОМ СЕЦИ	
Владан Ристић, Небојша Вучинић, Андрија Павићевић, Јелена Ђокић, Драгана Ристић	
Ц1 04	1020
ОПТИМИЗАЦИЈА СТРУКТУРЕ ХИБРИДНЕ ВЕТАР-СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ ЗА БОЉЕ ИСКОРИШЋЕЊЕ РАСПОЛОЖИВОГ КАПАЦИТЕТА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ	
Бојана Шкрбић, Кристина Лазовић, Ђорђе Лазовић, Жељко Ђуришић	
Ц1 05	1036
КОНЦЕПЦИЈА ПРИКЉУЧНИХ ПОСТРОЈЕЊА ЗА СПЕЦИФИЧНЕ ПРОИЗВОЂАЧЕ (НУКЛЕАРНЕ ЕЛЕКРАНЕ)	
Горан Пернић, Бранко Перуничкић, Небојша Вучинић, Жељко Торлак	
Ц1 06	1047
АНАЛИЗА ЕКСПЛОАТАЦИОНИХ И ФИНАНСИЈСКИХ ПОКАЗАТЕЉА РАДА ПОСТРОЈЕЊА ЗА ПРОИЗВОДЊУ ЗЕЛЕНОГ ВОДНИКА И ГАСНЕ ТУРБИНЕ СА НАМЕШАВАЊЕМ	
Исидора Динчић, Владимир Антонијевић, Душан Влаисављевић	
Ц1 07	1060
УТИЦАЈ ТОПЛОТНИХ СКЛАДИШТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ	
Александар Латинић, Душан Мацура, Бојан Богдановић	
Ц1 08	1072
УТИЦАЈ САТНЕ РЕЗОЛУЦИЈЕ ПРОРАЧУНА НА ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	
Јелена Ђокић, Владан Ристић, Андрија Павићевић, Небојша Вучинић	
Ц1 09	1085
КОНЦЕПЦИЈА ПРИМЕНЕ ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА ПРОИЗВОДЊЕ НА ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	
Војислав Симовић, Соња Симовић	
Ц1 10	1094
ИСТРАЖИВАЊЕ ТЕМПОРАЛНЕ КОМПАТИБИЛНОСТИ РАДА РХЕ СА ХИДРОЛОШКИМ И ТРЖИШНИМ ПРИЛИКАМА	
Владимир Шиљкут, Драган Суруџић, Душан Петровић, Милета Ђурковић	
Ц1 11	1112
УНАПРЕЂЕНА МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОГНОЗУ ПОТРОШЊЕ У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА СИСТЕМА	
Андрија Павићевић, Небојша Вучинић, Владан Ристић, Јелена Ђокић, Соња Симовић	

Ц2 Управљање и експлоатација ЕЕС

Ц2 01	1125
АНАЛИЗА И НАУЧЕНЕ ЛЕКЦИЈЕ ИЗ ИНЦИДЕНТА У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ – 21. ЈУН 2024.	
Владимир Бечејац, Никола Савић	

Ц2 02	1149
ОБНОВА ЕЕС БиХ НАКОН РАСПАДА	
Бојан Ребић, Аднан Мухаремовић, Младен Јововић, Тања Јањић	
Ц2 03	1168
АНАЛИЗА УСЛОВА ОСТРВСКОГ РАДА МИКРОМРЕЖА СА ДИСТРИБУИРАНОМ ПРОИЗВОДЊОМ У ПРОЦЕСУ БЕЗНАПОНСКОГ УСПОСТАВЉАЊА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА	
Невена Поповић, Милан Ђорђевић, Жељко Дамљановић, Александар Латинковић, Жељко Ђуришић	
Ц2 04	1179
ПРОЦЕДУРА ЗА КРИТИЧНЕ СИТУАЦИЈЕ У МРЕЖИ У РЕГИОНУ ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ	
Андријана Прешаћ, Кристина Јаношевић	
Ц2 05	1189
АУТОМАТИЗАЦИЈА ОДАБИРА И ПРИМЕНЕ КОРЕКТИВНИХ АКЦИЈА У РЕАЛНОМ ВРЕМЕНУ	
Петар Петровић, Горан Јакуповић, Игор Бундало, Никола Савић, Немања Вукојичић, Симона Радоњић Петронијевић, Марко Батић	
Ц2 06	1204
УНАПРЕЂЕЊЕ КООРДИНАЦИЈЕ ПЛАНИРАЊА ИСКЉУЧЕЊА КОРИШЋЕЊЕМ СОФТВЕРСКОГ РЕШЕЊА РАЗВИЈЕНОГ У ОКВИРУ Р2Д2 ПРОЈЕКТА	
Кристина Јаношевић, Андријана Прешаћ, Душан Прешаћ, Предраг Симић, Јовица Видаковић, Петар Петровић, Стефан Тирнанић, Марија Поповић, Марко Батић	
Ц2 07	1219
УТИЦАЈ ТАЧНОСТИ ПРОГНОЗЕ ПРОИЗВОДЊЕ ИЗ ОИЕ НА ДИСТРИБУТИВНОМ СИСТЕМУ НА ОПЕРАТИВНО ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	
Ивана Стаменић, Срђан Младеновић, Марија Ђорђевић, Ана Букара, Мирослав Вилчек	
Ц2 08	1229
УТИЦАЈ ДИСТРИБУИРАНИХ СОЛАРНИХ ЕЛЕКТРАНА НА УНУТАРДНЕВНО УПРАВЉАЊЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИМ ПОРТФЕЉЕМ ЕПС АД	
Јанко Лешевић, Станислава Божић Коматина	
Ц2 09	1244
НОВИ СИСТЕМ АУТОМАТСКОГ УПРАВЉАЊА ПРОИЗВОДЊОМ (АГЦ) ЕЛЕКТРОПРИВРЕДЕ РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ (ЕРС)	
Горан Јакуповић, Милан Јосифовић, Павле Лучић, Никола Јемуовић, Никола Јелић, Симо Бошњак	
Ц2 10	1256
ОДРЕЂИВАЊЕ МОМЕНТА ИНЕРЦИЈЕ ТУРБОАГРЕГАТА	
Жарко Јанда, Јасна Драгосавац, Илија Класнић, Анита Мијајловић, Милан Ђорђевић, Милош Брдаревић	
Ц2 11	1265
ДОПРИНОС ВЕШТАЧКОГ ИНЕРЦИЈАЛНОГ ОДЗИВА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА СИСТЕМСКОЈ ИНЕРЦИЈИ У ПЕРСПЕКТИВНОМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ СРБИЈЕ	
Милица Ашћерић, Кристина Лазовић, Жељко Ђуришић	
Ц2 12	1278
ЕФИКАСНОСТ БАЛАНСИРАЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА У ЈУЖНОМ БАНАТУ КОРИШЋЕЊЕМ ИНТЕГРИСАНИХ БАТЕРИЈСКИХ СКЛАДИШТА ПРОПИСАНОГ КАПАЦИТЕТА	
Ђорђе Лазовић, Бојана Шкрбић, Кристина Лазовић, Жељко Ђуришић	

Ц2 13	1294
ОПТИМИЗАЦИЈА И ПОБОЉШАЊЕ НАПОНСКИХ ПРИЛИКА У ЕЕС СРБИЈЕ КОРИШЋЕЊЕМ ВАРИЈАБИЛНИХ ШАНТ РЕАКТОРА	
Павле Горашевић, Никола Савић, Немања Вукојичић, Небојша Јовић, Немања Миљанић, Милан Ивановић, Огњен Пантовић	
Ц2 14	1307
МОГУЋНОСТИ СНИЖЕЊА НАПОНА У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ СРБИЈЕ КРОЗ РЕАКТИВНУ ПОДРШКУ ПЕРСПЕКТИВНИХ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ	
Мирослав Жерајић, Тодор Шиљеговић, Павле Горашевић, Кристина Лазовић, Ђорђе Лазовић, Жељко Ђуришић	
Ц2 15	1324
ОПТИМАЛНО АНГАЖОВАЊЕ РЕАКТИВНЕ ПОДРШКЕ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА У ПЕРСПЕКТИВНОЈ ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ СРБИЈЕ	
Мирослав Жерајић, Жељко Ђуришић	
Ц2 16	1339
ПОБОЉШАЊЕ СТАБИЛНОСТИ ГРИД-FOLLOWING ИНВЕРТОРА КОД ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ	
Јасна Драгосавац, Жарко Јанда, Илија Класнић, Анита Мијајловић	
Ц2 17	1349
АНАЛИЗА РАДА И ЕФЕКТА УГРАДЊЕ СИСТЕМА ЗА ДАЉИНСКИ НАДЗОР ТЕМПЕРАТУРЕ ПРОВОДНИКА И ПРОГНОЗУ ДОЗВОЉЕНЕ СТРУЈЕ ДАЛЕКОВОДА У РЕАЛНОМ ВРЕМЕНУ НА ДВ 110 KV БАЊА ЛУКА 1 – БАЊА ЛУКА 6/И НАКОН ПЕТ ГОДИНА ЕКСПЛОАТАЦИЈЕ	
Никола Ђоковић, Дејана Јанкелић, Јован Тодоровић	
Ц2 18	1364
СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ДОМАЋЕ ПОТРОШЊЕ У УСЛОВИМА ДЕЛИМИЧНЕ ТРАНЗИЦИЈЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА НА ВАРИЈАБИЛНЕ ОИЕ	
Ненад Шијаковић, Никола Обрадовић, Небојша Петровић	
Ц2 19	1375
ПРОВЕРА ИСПУЊЕНОСТИ ЗАХТЕВА U-Q/R_{MAX} И P-Q/R_{MAX} ИЗ ПРАВИЛА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ У ПРОЦЕСУ ПРИКЉУЧЕЊА МОДУЛА ЕНЕРГЕТСКОГ ПАРКА СА СКЛАДИШТЕМ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	
Војислав Симовић, Мирослав Жерајић	
Ц2 20	1392
КОНЦЕПЦИЈА ПРИМЕНЕ ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА ПРОИЗВОДЊЕ НА ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	
Војислав Симовић, Соња Симовић	
Ц2 21	1401
ПРИМЕНА ЕХТЕНДЕД ИСОЛАТИОН ФОРЕСТ АЛГОРИТМА ЗА ДЕТЕКЦИЈУ АНОМАЛИЈА У ПОДАЦИМА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА	
Владимир Бечејац, Добрила Шкатарић, Петар Лукић, Драган Ћетеновић	
Ц2 22	1415
ПРИМЕНА ВЕШТАЧКЕ ИНТЕЛИГЕНЦИЈЕ У УПРАВЉАЊУ, КОНТРОЛИ И ПЛАНИРАЊУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА – ПРЕГЛЕД И ПЕРСПЕКТИВЕ	
Владимир Бечејац, Александар Георгиев, Милан Трифуновић, Дамјан Илић	
Ц2 23	1424
ОПТИМИЗАЦИЈА КВАЛИТЕТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ КРОЗ РЕАКТИВНУ КОМПЕНЗАЦИЈУ У ОБНОВЉИВИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ	
Павле Горашевић, Огњен Пантовић, Небојша Јовић, Милан Ивановић	

Ц2 24	1438
RQEL АПЛИКАЦИЈА ЗА АНАЛИЗУ ПАРАМЕТАРА КВАЛИТЕТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ	
Мирослав Жерајић, Борко Чупић, Срђан Суботић	

Ц2 25	1447
ПРОВЕРА ИНТЕГРИТЕТА МРЕЖНИХ МОДЕЛА СА АСПЕКТА ИНФОРМАЦИОНЕ БЕЗБЕДНОСТИ	
Душан Прешић, Андријана Прешић, Марија Миљуш, Срђан Суботић	

Ц3 Одрживост ЕЕС-а и перформансе заштите животне средине

Ц3 01	1460
ИДЕЈНО РЕШЕЊЕ ДЕКАРБЕНИЗАЦИЈЕ ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА ПРИМЕНОМ ВОДЕНИЧНИХ ТЕХНОЛОГИЈА СА ОБНОВЉИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ	
Јелица Јанићијевић, Данило Влаховић, Александар Латиновић, Жељко Ђуришић	

Ц3 02	1477
УПРАВЉАЊЕ МИНЕРАЛНИМ ИЗОЛАЦИОНИМ УЉЕМ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ, ЦЕНТРАЛНО УЉНО ГАЗДИНСТВО	
Сандра Петровић, Тијана Бабић, Тијана Паповић, Далиборка Остојић Аксић	

Ц3 03	1487
МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕЂИВАЊЕ ДОЗВОЉЕНИХ НИВОА БУКЕ НОВОПРОЈЕКТОВАНИХ ВЕТРОПАРКОВА	
Милош Бјелић, Татјана Миљковић, Марија Ратковић	

Ц3 04	1501
УТИЦАЈ ВЕТРОЕЛЕКТРАНА НА ЖИВОТНУ СРЕДИНУ	
Милош Маринковић, Александар Пејовић	

Ц3 05	1525
УТИЦАЈ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ (ОИЕ) НА БИОДИВЕРЗИТЕТ ЛОКАЛИТЕТА И ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ	
Ивана Митровић, Жарко Несторовић, Никола Пичорусевић	

Ц3 06	1536
РАЗВОЈ И ПРИМЕНА ПОСЕБНИХ МЕРА У ЦИЉУ ЗАШТИТЕ ПТИЦА ОД КОЛИЗИЈЕ У ПРЕНОСНИМ СИСТЕМИМА	
Милица Милутиновић, Тијана Паповић, Драган Раковић, Тијана Станић	

Ц3 07	1546
ПРОЦЕНА РИЗИКА ОД СУДАРА ПТИЦА СА ВИСОКОНАПОНСКИМ ДАЛЕКОВОДИМА У ЗАШТИЋЕНИМ ПОДРУЧЈИМА СРБИЈЕ ПОМОЋУ ГИС СИСТЕМА	
Марко Раковић	

Ц3 08	1562
НУКЛЕАРНА ЕНЕРГИЈА – ИЗАЗОВИ, МОГУЋНОСТИ И РИЗИЦИ	
Весна Мишић, Марина Танасковић, Светлана Ерјавец	

Ц4 Техничке перформансе ЕЕС

Ц4 01	1576
АНАЛИЗА ПРИВРЕМЕНИХ ПРЕНАПОНА ПРИ ИНТЕГРАЦИЈИ СКЛАДИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	
Сузана Николић, Милета Жарковић, Јован Микуловић	
Ц4 02	1592
РЕАЛИЗАЦИЈА ПРЕНАПОНСКЕ ЗАШТИТЕ ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКО НАПАЈАЊЕ ТУНЕЛА НА АУТОПУТУ „МИЛОШ ВЕЛИКИ”	
Нада Тошић, Томислав Рајић, Милан Савић, Милета Жарковић	
Ц4 03	1606
АНАЛИЗА ИЗЛОЖЕНОСТИ РАДНИКА ЕЛЕКТРОМАГНЕТСКИМ ПОЉИМА У ПРИКЉУЧНИМ РАЗВОДНИМ ПОСТРОЈЕЊИМА	
Маја Грбић, Дејан Хрвић, Драгана Томашевић, Катарина Максић, Александар Павловић	
Ц4 04	1620
RQEL АПЛИКАЦИЈА ЗА АНАЛИЗУ ПАРАМЕТАРА КВАЛИТЕТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ	
Мирослав Жерајић, Срђан Суботић, Борко Чупић	
Ц4 05	1629
ПРОРАЧУН ГУБИТАКА И ОГРАНИЧЕЊА У ПРЕНОСУ НА БАЗИ ПРЕДИКЦИЈЕ СТВАРНЕ ТЕМПЕРАТУРЕ ПРОВОДНИКА ЗА ПОТРЕБЕ СТУДИЈЕ ИЗВОДЉИВОСТИ РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ДАЛЕКОВОДА	
Никола Ђоковић, Јован Тодоровић, Дејана Јанкелић, Јована Тушевљак	
Ц4 06	1641
ИСПИТИВАЊЕ СПОСОБНОСТИ СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ ДА ПРУЖИ ПОДРШКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ У ПОГЛЕДУ РЕАКТИВНЕ ЕНЕРГИЈЕ	
Ана Вуковић, Мила Драјић	
Ц4 07	1654
РАЗВОЈ АПЛИКАЦИЈЕ ЗА ПРЕДИКТИВНУ АНАЛИЗУ ХИБРИДНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА	
Жељана Ристић, Јелена Балшић, Милета Жарковић	
Ц4 08	1668
ИЗОЛОВАНИ РАД МИКРОМРЕЖЕ СА ВИШЕСТРУКИМ СКЛАДИШТИМА ЕНЕРГИЈЕ	
Соња Кнежевић, Дарко Шошић	
Ц4 09	1683
СИМУЛАЦИЈА РАДА МИКРОМРЕЖЕ У РЕАЛНОМ ВРЕМЕНУ	
Јован Сандић, Милета Жарковић, Горан Добрић	
Ц4 10	1695
УТИЦАЈ СКЛАДИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ НА НАПОНСКО РЕАКТИВНЕ МОГУЋНОСТИ У ТАЧКИ ПРИКЉУЧЕЊА СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ	
Сима Таталовић, Мирослав Жерајић	
Ц4 11	1712
ПРИМЕНА НЕУРОНСКИХ МРЕЖА ЗА ЕСТИМАЦИЈУ НЕМЕРЉИВИХ ПАРАМЕТАРА У ИНДУСТРИЈСКИМ ПРОЦЕСИМА	
Балша Ћеранић, Слободан Вукојичић, Марија Новчић, Горан Квашчев, Лепосава Ристић	

Ц5 Тржиште електричне енергије и регулација

Ц5 01	1723
ИНОВАТИВНИ ПРИСТУП ТРЖИШТУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И РЕГУЛАЦИЈИ РАДИ ПОСТИЗАЊА КЛИМАТСКИХ ЦИЉЕВА И ЦИЉЕВА ЕНЕРГЕТСКЕ ПОЛИТИКЕ	
Драгана Барјактаревић, Милан Даниловић	
Ц5 02	1736
АУКЦИЈСКА ПЛАТФОРМА ЗА КУПОВИНУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ЗА НАДОКНАДУ ГУБИТАКА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	
Јадранка Јањанин, Жељко Јовановић, Ружица Ашанин	
Ц5 03	1748
АНАЛИЗА КВАЛИТЕТА ПРОГНОЗЕ ГУБИТАКА НА САТНОМ НИВОУ УВОЂЕЊЕМ ПЕТНАЕСТОМИНУТНОГ ОБРАЧУНСКОГ ИНТЕРВАЛА	
Александар Васковић, Ружица Ашанин, Јадранка Јањанин	
Ц5 04	1757
ГАРАНЦИЈЕ ПОРЕКЛА У СРБИЈИ И ИЗАЗОВИ	
Милош Станковић, Ковица Бибић, Јована Лазин	
Ц5 05	1766
ОПТИМАЛНА ЦЕНА ЗА УЧЕШЋЕ НА АУКЦИЈИ ЗА ДОДЕЉИВАЊЕ ТРЖИШНЕ ПРЕМИЈЕ КОРИШЋЕЊЕМ ТЕОРИЈЕ ИГАРА	
Александар Јањић	
Ц5 06	1774
“PEAK SHAVING” У КОНТЕКСТУ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У СРБИЈИ	
Јадранка Јањанин, Биљана Тривић, Милица Вуковљак, Милан Даниловић	
Ц5 07	1784
АНАЛИЗА МОГУЋНОСТИ P2P (PEER TO PEER) СНАБДЕВАЊА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ	
Дуња Грујић, Милош Кузман	
Ц5 08	1798
КООРДИНИСАНИ ПРОЦЕСИ У ЕМС АД У СКЛАДУ СА НАЈНОВИЈОМ ЕВРОПСКОМ РЕГУЛАТИВОМ	
Марија Ђорђевић, Срђан Младеновић, Ивана Стаменић, Бранко Шумоња	
Ц5 09	1812
УТИЦАЈ ПРИМЕНЕ МЕТОДА СПАЈАЊА ТРЖИШТА БАЗИРАНОГ НА ПРИНЦИПИМА ТОКОВА СНАГА У ЦЕНТРАЛНОЈ ЕВРОПИ НА ТРЖИШНЕ ПРИЛИКЕ У ЈУГОИСТОЧНОЈ ЕВРОПИ	
Борис Брђанин, Душан Влаисављевић, Немања Миљанић	

Ц6 Дистрибутивни системи и дистрибуирана производња

Ц6 01	1829
АНАЛИЗА РАДА СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ СА ВЕРТИКАЛНО ПОСТАВЉЕНИМ БИФАЦИЈАЛНИМ СОЛАРНИМ ПАНЕЛИМА	
Владимир Антушевић, Александар Пејовић	
Ц6 02	1845
УПОРЕДНА АНАЛИЗА ВРЕДНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ ДОБИЈЕНЕ CLEAR SKY МЕТОДОМ, ДЕКОМПОНОВАЊЕМ ИЗМЕРЕНИХ ВРЕДНОСТИМА ИРАДИЈАЦИЈЕ И УПОТРЕБОМ СОФТЕВЕРА PVСУСТ	
Урош Марјановић, Сара Стојановић	

Ц6 03	1857
ОПТИМАЛНА ЛОКАЦИЈА И ВЕЛИЧИНА СОЛАРНИХ ЕЛЕКТРАНА У ДИСТРИБУТИВНИМ МРЕЖАМА: ПРОБАБИЛИСТИЧКА АНАЛИЗА НАПОНСКИХ ОДСТУПАЊА И ГУБИТАКА ПУТЕМ МОНТЕ КАРЛО СИМУЛАЦИЈА	
Доротеја Зарев, Јелена Стојковић Терзић, Јован Трифуновић	
Ц6 04	1871
ФОТОНАПОНСКИ СИСТЕМИ ЗА ПРАЋЕЊЕ СУНЦА СА ОПТИМИЗАЦИЈОМ ПОЛОЖАЈА НА ОСНОВУ УКУПНЕ КОМПОНЕНТЕ ИРАДИЈАЦИЈЕ	
Никола Лапчевић, Јована Обрадовић, Теодора Миловановић, Ђорђе Лазовић	
Ц6 05	1885
ХИБРИДНИ ON/OFF-GRID СИСТЕМИ НАПАЈАЊА СА БАТЕРИЈСКИМ СКЛАДИШТЕМ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	
Срђан Савић	
Ц6 06	1900
ОБЕЗБЕЂЕЊЕ КРИТЕРИЈУМА Н-1 У ЦИЉУ СТВАРАЊА УСЛОВА ЗА РЕЗЕРВНО НАПАЈАЊЕ ЕЛ. ЕНЕРГИЈОМ КДС КОЈИ СУ ПРИКЉУЧЕНИ У ПОСТРОЈЕЊУ 20 KV, РАДИЈАЛНО НАПОЈЕНЕ ТС 110/20/10 KV "ЈАГОДИНА 3"	
Мирољуб Петровић, Зоран Вулић	
Ц6 08	1910
ПРИМЕНА ОГРАНИЧЕЊА ПЛАСМАНА СНАГЕ ИЗ ДСЕС У ПСЕС	
Обренко Чолић	
Ц6 09	1926
НЕКА ИСКУСТВА У ОДРЖАВАЊУ НИСКОНАПОНСКИХ МРЕЖА	
Јосип Поповић, Звонимир Поповић, Дејан Ђулибрк	
Ц6 10	1934
ПРИМЈЕНА АЛГОРИТМА "ИЗМЈЕНЕ ГРАНА" РАДИ ПОСТИЗАЊА МИНИМАЛНИХ ТЕХНИЧКИХ ГУБИТАКА	
Синиша Руњић, Теодора Антић, Угљеша Леканић	

Д1 Материјали и савремене технологије

Д1 01.....	1939
ОДРЕЂИВАЊЕ ОДНОСА ГАСОВА КВАРА АНАЛИЗАМА ГАСОВА РАСТВОРЕНИХ У УЉУ ОПОНАШАЊЕМ ПРЕГРЕВАЊА У ЛАБОРАТОРИЈСКИМ УСЛОВИМА – РЕЗУЛТАТИ И МОГУЋЕ ГРЕШКЕ	
Синиша Спремић	
Д1 02.....	1950
ИЗОЛАЦИОНА СИНЕРГИЈА ДВОКОМПОНЕНТНИХ ГАСНИХ СМЕША ЗА БРЗА И УЛТРАБРЗА НАПОНСКА ОПТЕРЕЂЕЊА	
Ненад Карталовић, Урош Ковачевић	
Д1 03.....	1963
ПРОЦЕНА ГЕНЕРИСАНОГ НАЕЛЕКТРИСАЊА КОРОНЕ УСЛЕД СТАНДАРДНОГ ИМПУЛСА АТМОСФЕРСКОГ ПРАЖЊЕЊА	
Милан Игњатовић, Јован Цветић, Никола Вуковић	
Д1 04.....	1973
ГЕНЕРАЦИЈА ФРЕКВЕНЦИЈСКОГ ЧЕШЉА ПРИМЕНОМ ТЕРАХЕРЦНИХ КВАНТНИХ КАСКАДНИХ ЛАСЕРА	
Милан Игњатовић, Никола Вуковић, Никола Баста, Александар Милићевић, Александар Атић, Александар Демић	

Д1 05..... 1983
МЕХАНИЗМИ И МАТЕМАТИЧКО МОДЕЛОВАЊЕ ЕЛЕКТРИЧНОГ ПРОБОЈА
ПЛЕМЕНИТИХ ГАСОВА У ОБЛАСТИ ПАШЕНОVOГ МИНИМУМА
 Алија Јусић, Ненад Карталовић, Аднан Муџезиновић, Урош Ковачевић, Драган Брајовић,
 Предраг Осмокровић

Д1 06..... 2004
УПОРЕДНА АНАЛИЗА ЛИТИЈУМСКИХ И НАТРИЈУМСКИХ БАТЕРИЈА ЗА
СКЛАДИШТЕЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ
 Вук Миливојевић, Томислав Рајић, Ковиљка Станковић

Д2 Информациони системи и телекомуникације

Д2 01 2015
ВЕШТАЧКА ИНТЕЛИГЕНЦИЈА - СТАНДАРДИ И ЗАКОНСКИ ОКВИР
 Радослав Раковић

Д2 02 2025
ТРАНСФОРМЕР МОДЕЛИ МАШИНСКОГ УЧЕЊА ЗА ПРЕДВИЂАЊЕ
ВРЕМЕНСКИХ СЕРИЈА У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦИ
 Саша Милић, Миша Кожицић, Лука Ивановић, Мирослав Драгићевић

Д2 03 2039
УПОТРЕБА ВЕШТАЧКИХ НЕУРАЛНИХ МРЕЖА ЗА ПРОГНОЗУ ПОТРОШЊЕ И
ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ
 Немања Војновић, Милета Жарковић

Д2 04 2053
ПРЕДИКЦИЈА ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ
 Матија Рогић, Милета Жарковић

Д2 05 2062
УТИЦАЈ РАЗВОЈА ВЕШТАЧКЕ ИНТЕЛИГЕНЦИЈЕ НА ПОТРОШЊУ
ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ДАТА ЦЕНТАРА И ЕКОЛОШКИ ИЗАЗОВИ
 Јелена Апостоловић, Миљана Стојановић

Д2 06 2077
ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НОВОГ СЦАДА/ГМС СИСТЕМА У ЕЛЕКТРОПРИВРЕДИ
РЕПУБЛИКЕ СРПСКЕ (ЕРС)
 Никола Јелић, Милан Јосифовић, Никола Јемуовић, Горан Јакуповић, Симо Бошњак

Д2 07 2086
ОДРЖАВАЊЕ SCADA/EMS СИСТЕМА С ПОСЕБНИМ ОСВРТОМ НА FAILOVER
СИСТЕМА
 Миљан Јововић, Вук Грујић, Крсто Радуловић, Милан Јосифовић, Марко Тасић

Д2 08 2097
ДИГИТАЛИЗАЦИЈА И ПРОБЛЕМИ САЈБЕР БЕЗБЕДНОСТИ ИНФРАСТРУКТУРЕ
ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ
 Славица Боштјанчич Ракас, Валентина Тимченко

Д2 09 2106
УНАПРЕЂЕЊЕ БЕЗБЕДНОСТИ СЦАДА ИНФРАСТРУКТУРЕ У
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ ПРЕНОСУ КРОЗ ИМПЛЕМЕНТАЦИЈУ РЕШЕЊА ЗА
ЗАШТИТУ ИНДУСТРИЈСКИХ СИСТЕМА
 Нина Ђуричић, Јована Ђукић, Невен Николић, Младен Драгићевић, Сузана Младеновић

Д2 10	2122
УГОВОРИ КАО ПРАВНО ТЕХНИЧКИ ОСНОВИ ЗАШТИТЕ ЛИЧНИХ ПОДАТАКА	
Милкица Петровић Рикић, Драган Рикић, Тихомир Дабовић, Жељко Марковић, Гордана Ђерић	
Д2 11	2131
ТЕСТИРАЊЕ ТАЧНОСТИ РАДА IEEE 1588V2 (РТР) ПРОТОКОЛА НА РАЗЛИЧИТИМ ПРОЦЕСОРСКИМ СИСТЕМИМА	
Анка Кабовић, Миленко Кабовић, Владимир Челебић, Ива Салом	
Д2 12	2148
КОМУНИКАЦИЈА ПУТЕМ ЕЛЕКТОРЕНЕРГЕТСКИХ ВОДОВА – ПРИМЕНА У ПРАКСИ	
Иван Маријановић, Александра Куч Круљ, Марина Ристић	
Д2 13	2157
ТИПОВИ КОМУНИКАЦИОНОГ ПОВЕЗИВАЊА ОПС, ОДС И ППУ У СИСТЕМИМА ЗА ПРУЖАЊЕ РЕЗЕРВЕ АКТИВНЕ СНАГЕ: ТЕХНИЧКИ, РЕГУЛАТОРНИ И БЕЗБЕДНОСНИ АСПЕКТИ	
Славко Дубачкић, Жарко Величковић, Иван Ћирић, Срђан Митровић, Александар Бошковић, Ђорђе Владисављевић	
Д2 14	2166
РАЗМАТРАЊЕ МОГУЋНОСТИ РЕАЛИЗАЦИЈЕ РЕЗЕРВНОГ ПУТА ЗА ПРЕНОС СИГНАЛА ТЕЛЕЗАШТИТЕ КОРИШЋЕЊЕМ MPLS ПРОТОКОЛА	
Ива Салом, Миленко Кабовић, Владимир Челебић, Анка Кабовић, Јована Вулета-Радоичић, Срђан Митровић	
Д2 15	2186
САВРЕМЕНИ ТРЕНДОВИ РЕАЛИЗАЦИЈЕ ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОНИХ МРЕЖА ЗА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКЕ СИСТЕМЕ	
Иван Вујовић, Војислав Тањевић, Младен Копривица, Жељко Ђуришић	
Д2 16	2195
ФУНКЦИОНАЛНО УНАПРЕЂЕЊЕ РАДИО-КОМУНИКАЦИОНОГ СИСТЕМА ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈЕ СРБИЈЕ	
Милија Маринковић, Јовица Борисављевић, Тамара Јаковљевић, Предраг Шејат	

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.01)**A1.01****NOVI TURBOGENERATOR SNAGE 412/350 MVA/MW
U BLOKU B3 TE “KOSTOLAC B”****NOVI TURBOGENERATOR SNAGE 412/350 MVA/MW
U BLOKU B3 U TE “KOSTOLAC B”****Darko Šarić, Željko Lazović, Zoran Ćirić, Ilija Klasnić, Đorđe Jovanović, Denis Ilić,
Zoran Božović***

Abstract: Synchronous turbogenerators, in addition to being important in the production of electricity, are also important from the aspect of the inertia of the frequency change in the power system. In modern systems, where there is an increasing share of renewable energy sources without inertia (wind turbines and solar panels connected to the system using inverters), the role of synchronous generators in providing the inertia of rotating masses becomes even more important from the aspect of system stability. The paper provides an overview of the basic technical parameters and characteristics of the new turbogenerator B3 in TPP "Kostolac B", rated power 412/350 (MVA/MW), which was first synchronized to the Serbian power system on January 26th, 2024.. Trial run of 168 hours was successfully completed on October 15th, 2024. and the Unit was handed over to EPS AD on 03.12.2025. by signing the TOC (taking over certificate). The specifics of the construction of the generator are described, especially the construction of stator end windings and the modern checking of the dimensions of the ends of the bars used in high power generators for nuclear power plants. Technological schemes of the system for: gas installation for hydrogen cooling and demi-water cooling station for the stator windings are presented. A list of implemented generator electrical protections is given, as well as a description of the generator excitation system and temperature monitoring.

Key words: *turbogenerator, stator end winding, auxilliary systems, excitation system*

Kratak sadržaj: Sinhroni turbogeneratori pored značaja u proizvodnji električne energije imaju i značaj sa aspekta inercije promene učestanosti u elektroenergetskom sistemu. U savremenim sistemima, gde je sve veći udeo obnovljivih izvora energije bez inercije (vetroturbine i solarni paneli povezani na sistem pomoću invertora) uloga sinhronih generatora u pružanju inercije obrtnih masa postaje još važnija s aspekta stabilnosti sistema.

* Darko Šarić, Elektroprivreda Srbije, darko.saric@eps.rs

Željko Lazović, Elektroprivreda Srbije, zeljko.lazovic@eps.rs

Zoran Ćirić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, zciric@iecent.org

Ilija Klasnić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla ad Beograd, ilija.klasnic@iecent.org

Đorđe Jovanović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, djordje.jovanovic@iecent.org

Denis Ilić, Schneider Electric, denis.ilic@se.com

Zoran Božović, Dornier Group East d.o.o., Beograd, zbozovic1@gmail.com

U radu je dat pregled osnovnih tehničkih parametara i karakteristika novog turbogeneratorskog B3 u TE "Kostolac B", snage 412/350 (MVA/MW), koji je prvi put sinhronizovan na elektroenergetski sistem Srbije 26.01.2024. godine. Probni rad u trajanju od 168h je uspešno završen 15.10.2024. godine i blok je predat EPS AD 03.12.2025. godine potpisivanjem TOC-a (taking over certificate). Opisane su specifičnosti konstrukcije generatora, posebno učvršćenja glava namotaja statora i savremene provere dimenzija krajeva štapova koje se koristi kod generatora velikih snaga za nuklearne elektrane. Prikazane su tehnološke šeme sistema: gasna instalacija za vodonično hlađenje i stanica za hlađenje demineralizovanom vodom namotaja statora. Dat je spisak implementiranih električnih zaštita generatora, kao i opis sistema pobude generatora i temperaturnog monitoringa generatora B3.

Ključne reči: turbogenerator, glave namotaja statora, pomoćni sistemi, sistem pobude

1 UVOD

Uprkos činjenici da se udeo obnovljivih izvora energije povećava u modernim elektroenergetskim sistemima [1], konvencionalne proizvodne jedinice i dalje imaju ključnu ulogu u održavanju frekvencijske i naponske stabilnosti sistema. Njihovu glavnu prednost predstavlja pouzdanost i stabilnost snabdevanja električnom energijom bez oscilacija u proizvodnji koje su specifične za obnovljive izvore energije poput vetra i sunca. Za razliku od obnovljivih izvora energije koji su na mrežu povezani preko odgovarajućih energetskih pretvarača, sinhroni generatori u konvencionalnim elektranama imaju mehaničku inerciju, sposobnost skladištenja kinetičke energije u svojim obrtnim masama i direktno su povezani na mrežu. Upravo se ova energija inherentno razmenjuje sa sistemom tokom poremećaja što sistem čini manje sklonim promenama frekvencije u slučaju neravnoteže između proizvodnje i potrošnje.

Novi turbogenerator B3 u TE „Kostolac B“, snage 412 MVA, prvi put je sinhronizovan na elektroenergetski sistem Srbije 26.01.2024. godine. Probni rad u trajanju od 168h je uspešno završen 09.10.2024. godine i blok je predat EPS AD dana 03.12.2025. godine potpisivanjem TOC-a (taking over certificate) od kada je u redovnoj eksploataciji. Reč je o turbogeneratoru hlađenim vodonikom (jezgro statora i rotor) sa direktnim hlađenjem namotaja statora demineralizovanom vodom. Sprega generatora je dvostruka zvezda, sa neutralnom tačkom uzemljenom preko jednofaznog transformatora (22/0,5 kV/kV) i sa otpornikom na sekundarnoj strani. Na sekundarnoj strani ovog transformatora su priključene zaštite 95% i 100% namotaja statora od zemljospoja i zaštita „Dead machine“.

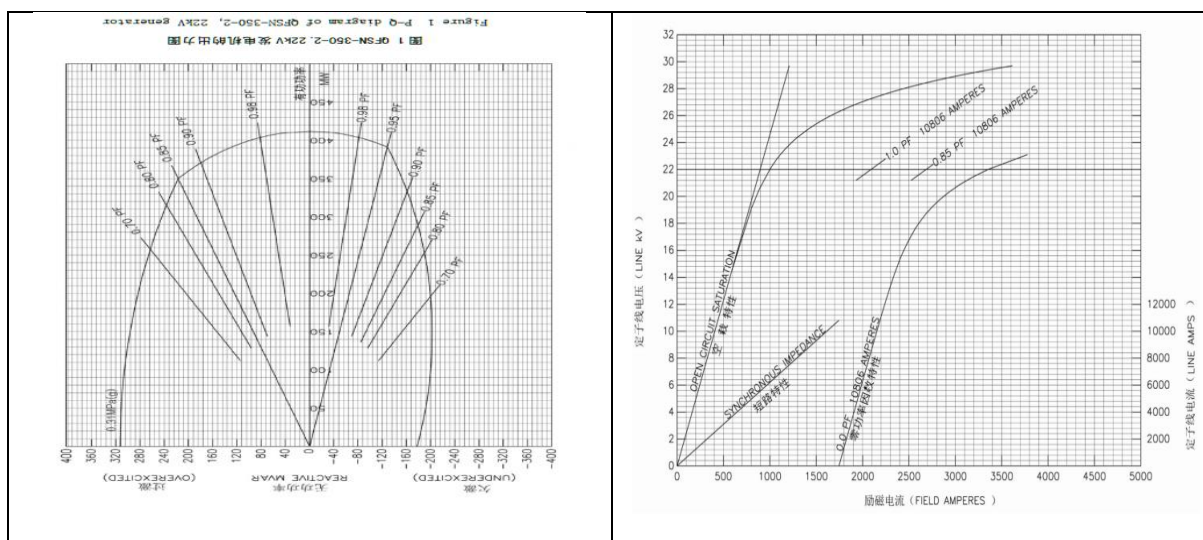
U radu su opisane pojedine specifičnosti konstrukcije generatora, posebno učvršćenja glava namotaja statora, pomoćni sistemi za hlađenje generatora, sistem pobude, temperaturni monitoring i električne zaštite generatora. Glavni tehnički podaci generatora B3 (podaci sa natpisne pločice) prikazani su u Tabeli 1.1.

Tabela 1.1: Podaci sa natpisne pločice generatora B3

Tip generatora	QFSN-350-2	Naznačena struja pobude	2683 A
Serijski broj	B0350W30J048	Naznačeni napon pobude	346 V
Naznačena prividna snaga	412 MVA	Broj faza	3
Naznačena aktivna snaga	350 MW	Sprega	YY
Naznačeni faktor snage	0,85	Klasa izolacije statora i rotora	F/F

Tip generatora	QFSN-350-2	Naznačena struja pobude	2683 A
Naznačeni napon statora	22000 V	Masa statora	285 t
Naznačena struja statora	10806 A	Masa rotora	58 t
Naznačena brzina obrtanja rotora	3000 min ⁻¹	Naznačena učestanost	50 Hz

Proizivački PQ dijagram i karakteristike praznog hoda i kratkog spoja generatora prikazani su na slici 1.1.



Slika 1.1: Proizivački PQ dijagram, karakteristike praznog hoda i kratkog spoja generatora

2 SPECIFIČNOSTI KONSTRUKCIJE GENERATORA

2.1 Konstrukcija namotaja statora i učvršćenje glava namotaja

Novinu predstavlja savremena tehnika učvršćenja bočnih veza-glava namotaja sa krutom završnom strukturom zalivenom u epoksidnu smolu - *Glue-Filling End Winding Structure*. Za razliku od klasičnog načina ušvršćenja glava namotaja primenom tehnike pritezanja kanapima-trakama koje su zatim natopljene epoksidnom smolom prema kojoj su izrađeni statorski namotaji postojećih generatora u sistemu Elektroprivrede Srbije (EPS), slika 2.1, nova tehnologija koja je primenjena na generatoru B3 u TE Kostolac podrazumeva formiranje kompletne glave namotaja i njena ispuna epoksidnom smolom čineći ovakvu strukturu čvrstu i kompaktnu poput betona (slika 2.2).

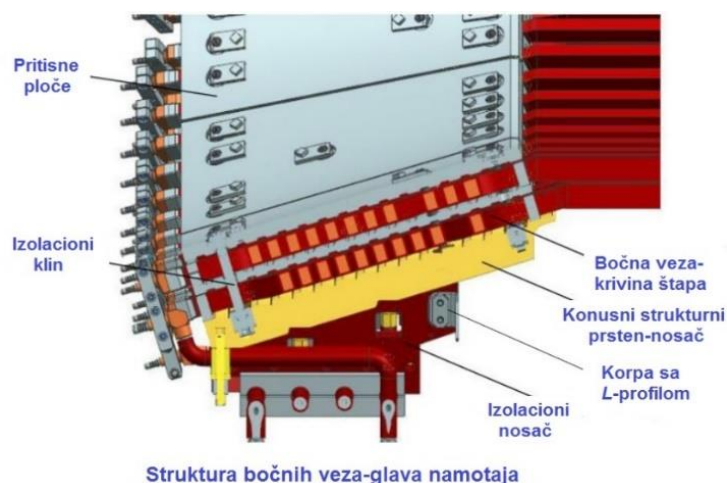
S obzirom da je ova tehnologija izrade i učvršćenja glava namotaja bila potpuna novost za inženjersku javnost u Srbiji i da praktično nema potrebe za održavanjem (*Maintenance free*), postavilo se pitanje tehnologije eventualne zamene statorskog štapa u slučaju proboja i izražene su sumnje da je nemoguća zamena na licu mesta u slučaju kvara namotaja, što bi dovelo do višemesečnog zastoja generatora u trajanju 6-9 meseci. Kao odgovor na sumnje, proizvođač je organizovao upoznavanje i prezentaciju nove tehnologije učvršćenja bočnih veza i izrade glave namotaja statora koja je planirana za novi generator B3, sa detaljima i objašnjenjima. Dizajn učvršćenja glave namotaja statora sa zalivanjem u epoksidnu smolu prikazan je na slici 2.3.



Slika 2.1: Klasična tehnika učvršćenja glava namotaja priteznim trakama



Slika 2.2: Savremena tehnologija krutog učvršćenja zalivanjem u epoksidnu smolu



Slika 2.3: Kruto učvršćenje glava namotaja statora

Krajevi namotaja statora obrazuju konusnu integralnu strukturu. Razmak između završetaka namotaja statora je ispunjen izolacionim materijalom i smolama za impregnaciju SF1806 koji se polimerizuju i očvršćuju nakon ugradnje. Prstenasto telo izolacionog konusnog nosača pričvršćeno je na izolovanu konzolu koja je pričvršćena na krajnje ploče jezgra statora preko metalnog nosača, formirajući elastičnu strukturu duž aksijalnog pravca. Na taj način se obezbeđuje da namotaj statora u radijalnom i tangencijalnom pravcu ima odgovarajući integritet i krutost, a da duž aksijalne ose može da se slobodno širi, čime se efikasno ublažava termomehaničko naprezanje uzrokovano razlikom koeficijenta termičkog širenja bakra, gvožđa i izolacije. Takođe, ova tehnologija u velikoj meri poboljšava učvršćenje glava namotaja statora naročito pri bliskim kratkim spojevima kada velike elektrodinamičke sile deluju na namotaj statora [2].

Tehnologija je već primenjivana na preko 200 generatora velikih snaga u termo, nuklearnim i gasnim elektranama, a neki od njih su u radu i preko 20 godina i u tom smislu se pokazala kao pouzdana. Treba istaći da je generator B3 prvi generator snage 350 MW proizveden sa ovim tipom glave namotaja. Ovakav savremeni način utezanja glava namotaja u odnosu na klasičnu tehniku pritezanja kanapima-trakama, prema iskustvu proizvođača ima značajnih prednosti:

1. Kompaktnost namotaja, ujednačena naprezanja na svaki pojedinačni statorski polunavojak, visoka izdržljivost na elektrodinamička naprezanja pri kratkim spojevima,
2. Značajno povećanje otpornosti na pojavu korone i površinska parcijalna pražnjenja,
3. Povećana mehanička otpornost na negativne uticaje kondenzovanih uljnih para, vlage, prašine i drugih nečistoća, kao i eventualnog prisustva stranog tela unutar generatora.

Prema tehnologiji popravke u slučaju proboja izolacije statorskog štapa ili mehaničkog oštećenja, zamena i ponovna reparacije glave namotaja sadrži sledeće korake:

1. Demontaža i uklanjanje delova za učvršćivanje i oslobađanje glava namotaja u zoni probijenog polunavojka (uzimajući u obzir korak namotaja i broj dodatnih štapova koje je neophodno takođe demontirati) – konusnih uteznih (pritisnih) ploča, delova za pritezanje i učvršćenje i dr.,
2. Uklanjanje statorskih klinova duž žleba probijenog polunavojka (odnosno žlebova štapova koje je neophodno dodatno demontirati),
3. Odgovarajućom tehnikom izdubiti-ukloniti očvrslu ispunu epoksidne smole u zoni glava namotaja do samih statorskih štapova koje je potrebno demontirati odnosno svih pripadajućih delova koje je potrebno kasnije vratiti na svoje mesto pre ponovnog zalivanja epoksidnom smolom,
4. Detaljno, fino čišćenje statora nakon uklanjanja epoksidne ispune,
5. Inspekcija i ispitivanje radi provere preostalog ispravnog dela namotaja probijene faze kako bi se utvrdilo da nema dodatnog defekta, uključujući i proveru rezervnog štapa, kao i štapova koji su privremeno izvađeni, što podrazumeva električna ispitivanja izolacionog sistema, visokonaponski test, ispitivanje zaptivenosti-hidraulički test i dr.
6. Montažu novog rezervnog štapa i vraćanje ostalih privremeno demontiranih štapova, bočno klinovanje (učvršćenje) i zatim proces ispune epoksidnom smolom,
7. Vraćanje statorskih klinova, konusnih pritisnih ploča i svih priteznih elemenata u zoni bočnih veza-glava namotaja,
8. Električno ispitivanje izolacionog sistema kao i ispitivanje magnetnog kola statora – *Core Loss Test*
9. Hidraulični test zaptivenosti namotaja statora – provera protoka rashladne demi-vode statora,
10. Završna montaža-vraćanje ostalih privremeno demontiranih delova i komponenti,
11. Završno prijemno ispitivanje – *Acceptance Test*

Procena potrebnog vremena za proces zamene oštećenog ili probijenog statorskog polunavojka-štapa na mestu ugradnje generatora tj. u samoj elektrani, prethodno opisanom tehnologijom, zajedno sa neophodnom demontažom i vraćanjem rotora produžava se za 2-3 dana u odnosu na vreme potrebno da se zameni štap sa klasičnim učvršćenjem bočnih veza-glava namotaja.

3 HLAĐENJE GENERATORA

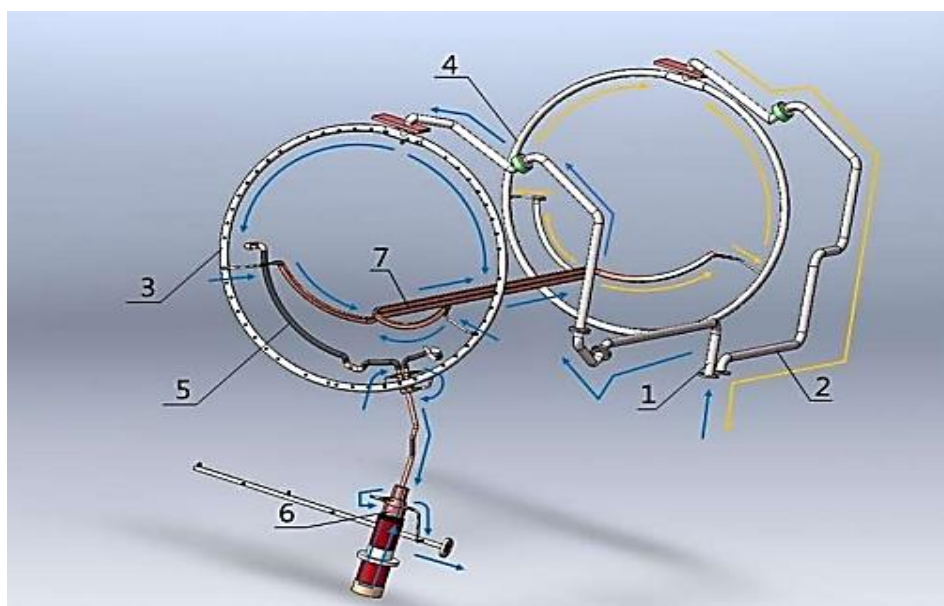
Hlađenje generatora je kombinovano: direktno vodonikom pod pritiskom se hlade jezgro statora i namotaj rotora, dok se namotaj statora i prolazni izolatori direktno hlade demineralizovanom vodom.

3.1 Hlađenje namotaja statora i prolaznih izolatora demineralizovanom vodom

Namotaji statora, paralelni prstenovi i priključni izolatori se hlade direktno sa demineralizovanom vodom, male električne provodljivosti i veoma niskog sadržaja rastvorenog kiseonika.

Rashladna voda se uvodi preko glavne ulazne cevi u ulazni kolektor vode koji se nalazi na strani pobude, i deli se na tri glavna puta vode u generatoru, zatim izlazi u kolektor izlazne vode na strani turbine gde se skuplja voda odvoda iz vodova po svakoj fazi i vodova priključnih izolatora i vraća se u rezervoar vode. Ulazni i izlazni kolektor su međusobno povezani u najvišoj tački preko cevi koja služi da eliminiše upotrebu sifona. Veze između kolektora i namotaja su ostvarene preko teflonskih cevi. Postoje tri vrste grana u putu vode kroz stator (slika 3.1) [2]:

- Vodeni krug A: Voda za hlađenje teče od ulaznog kolektora vode, ulazi preko teflonskih creva u štapove namotaja, prolazi celom dužinom kroz šuplje provodnike gornjih i donjih štapova namotaja statora, zatim se preko teflonskih creva sabira u izlaznom kolektoru i vraća preko povratne cevi u rezervoar.
- Vodeni krug B: Voda za hlađenje teče od ulaznog kolektora vode do paralelnog prstena, zatim kroz izolaciono crevo do izvodnih krajeva faza, hladi fazne provodnike i skuplja se u izlaznom kolektoru.
- Vodeni krug C: Voda za hlađenje teče od ulaznog kolektora za vodu do faznih izvoda generatora, zatim kroz izolaciono crevo do provodnih izolatora, hladi izolatore i na kraju kroz kolektor za vodu unutar priključne kutije generatora izvodi se do izlazne cevi povratne vode.



Slika 3.1: Šema rashladne vode statora

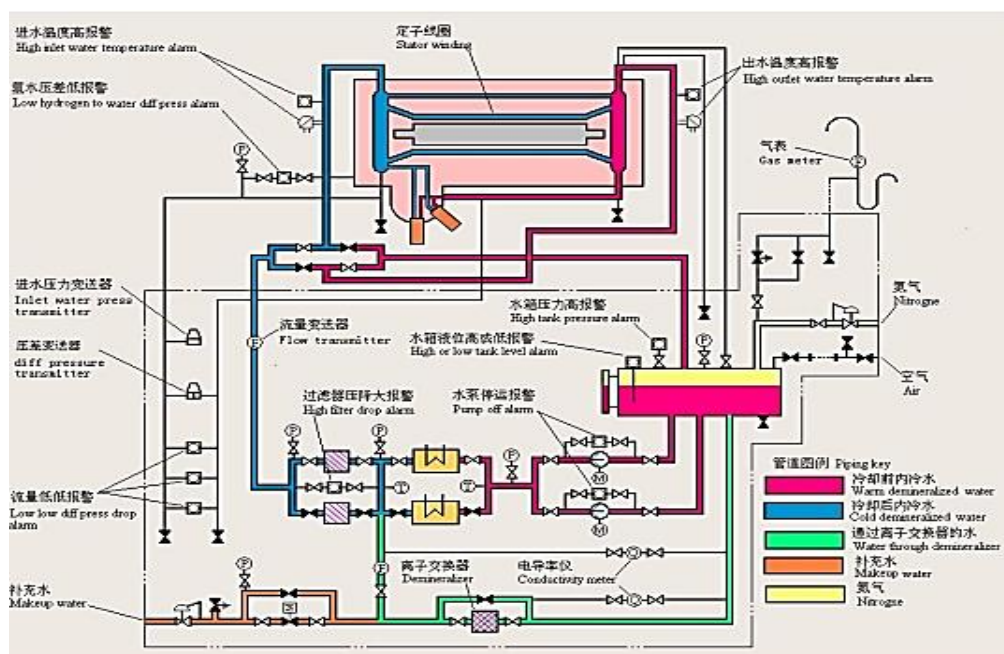
Merenja temperatura vode se vrše na izlazu iz svakog štapa. Granična vrednost temperature je 85°C. Stanje prohodnosti, odnosno začepljenosti šupljih provodnika u svakom štapi se ocenjuje preko razlike temperature štapa t_s i srednje vrednosti temperatura izlazne vode svih štapova iste grupe t_{sr} , gde je kriterijum da je $\Delta t_s = t_s - t_{sr} \leq 14^\circ\text{C}$, kada se mora ograničiti struja statora da se ne bi prešla ova granična vrednost. Naravno, znatno pre dostizanja ove vrednosti, uočeni veći porast Δt_s je znak da treba planirati hemijsko ispiranje namotaja.

Sistem koji obezbeđuje cirkulaciju vode kroz namotaj generatora je prikazan na slici 3.2, sa rezervoarom vode pod nad pritiskom azota iznad nivoa vode, sa dve pumpe (1 radna i 1 rezervna), dva hladnjaka (1 radni i 1 rezervni), dva filtera (1 radni i 1 rezervni) u glavnom cirkulacionom krugu, i sa krugom za pripremu vode. Pored klasičnog jonskog izmenjivača, sistem za pripremu vode koja ulazi u generator sadrži i postrojenje za alkalizaciju vode, kojim se pH vode održava između 8 i 9. Pri ovim vrednostima pH, čak i za veće koncentracije kiseonika aktivnost korozije je jako mala, u odnosu na slučaj kada je pH=7.

Dopuna vode u sistem je automatska, prema merenju nivoa u rezervoaru. Sistem poseduje gasno brojilo za detekciju prodora vodonika u sistem vode statora.

U glavnom cirkulacionom krugu su ugrađena 4 ventila za promenu smera vode kroz namotaj statora sa ciljem „ispiranja“ ukoliko se utvrdi smanjenje protoka i porast razlike pritisaka na ulazu i izlazu.

Važnija merenja na sistemu su: protok vode (nominalno 66,6 kg/m³), provodljivost (0,4-2,0 μS/cm), pH vode (8,0-9,0), rastvoreni kiseonik (preporuka manje od 30 ppb), razlika pritiska (ulaz-izlaz) generatora, pritisak vode na ulazu u generator, temperature vode na ulazu i na izlazu generatora.



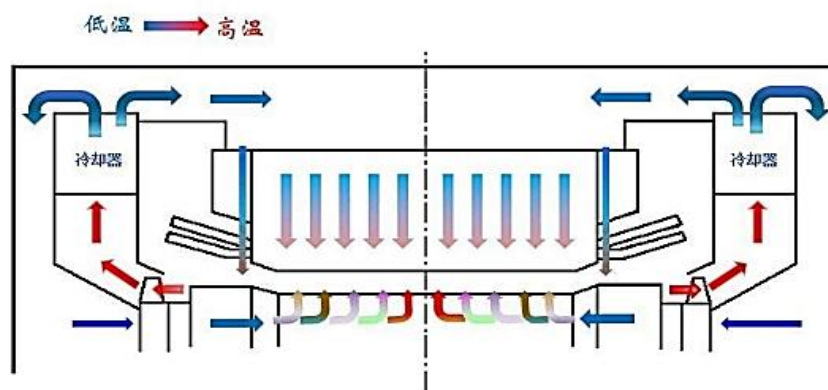
Slika 3.2: Podsystem rashladne vode statora

Jedina zaštita bloka koja deluje po poremećaju u ovom sistemu je zaštita od nedovoljnog protoka rashladne vode kroz generator sa vremenskom zadržkom od 15 sekundi. Zaštita deluje na isključenje generatorskog prekidača, isključenje pobude i zatvaranje stop ventila turbine.

Zagrejana voda se hladi vodom iz zatvorenog sistema rashladne vode koja prolazi kroz hladnjake, pre nego što se ponovo dovede do namotaja statora. Regulacija temperature ulazne vode u stator vrši se na sistemu rashladne vode regulacijom protoka kroz hladnjake.

3.2 Hlađenje magnetnog kola statora i namotaja rotora vodonikom

Sistem cirkulacije gasa obezbeđuje ravnomerno hlađenje kompletnog sklopa generatora, koristeći vodonik kao rashladni medijum. Gas vodonika cirkuliše u zatvorenom krugu unutar generatora pomoću dva jednostepena aksijalna ventilatora, postavljena na oba kraja rotora. Ventilatori se nalaze ispred hladnjaka tako da porast temperature gasa usled njihovog zagrevanja neće doprineti ukupnom porastu temperature električnih komponenti. Sve komponente generatora, izuzev namotaja statora, i to namotaji rotora, magnetsko jezgro statora, priključna kutija generatora su hlađene vodonikom. Vodonik se hladi sa hladnjacima postavljenim vertikalno u sav četiri ugla generatora. Ohlađeni gas od hladnjaka protiče u dva simetrična kanala, sa tim da postoji i proticanje gasa kroz priključnu kutiju pobude. Šema hlađenja generatora vodonikom prikazana je na slici 3.3 [3].



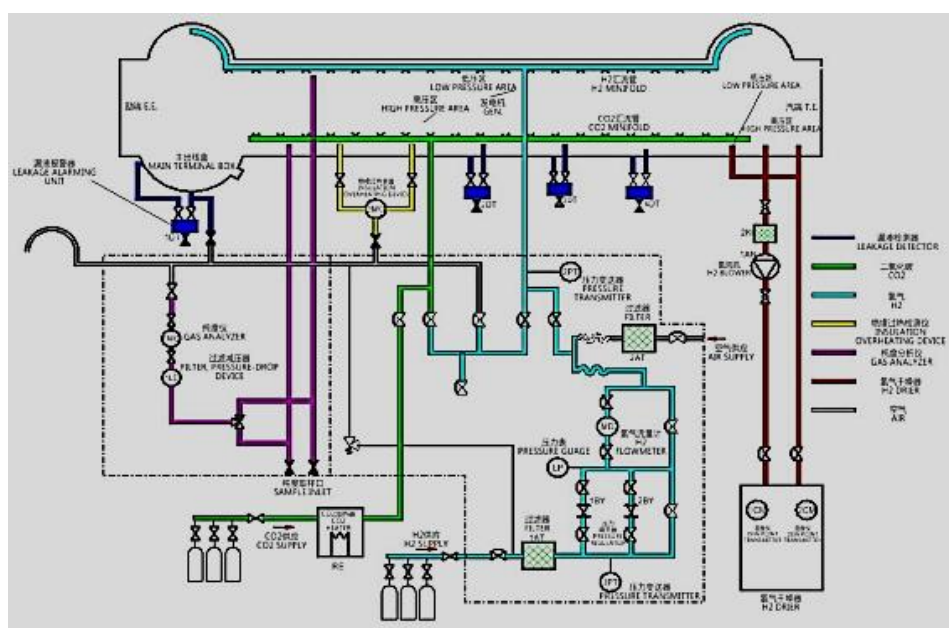
Slika 3.3: Hlađenje generatora vodonikom

Jezgro statora i namotaji rotora se hlade odvojenim ali paralelnim krugovima proticanja vodonika. Vazdušni procep služi kao plenum (mesto povišenog vazdušnog pritiska) za vraćanje gasa nazad ka aksijalnom ventilatoru. Što se rotora tiče, ohlađeni gas se propušta na oba kraja rotora kroz kružni prostor ispod fiksirajućih prstenova rotorskog namotaja. Najveći deo protoka gasa ulazi u glavne podžlebove rotora urezane ispod svakog žleba za namotaj rotora. Iz ovih podžlebova gas protiče u radijalne ventilacione kanale na rotorskom namotaju i ispušta se u vazdušni zazor kroz rupe na rotorskim klinovima. Tok gasa se usmerava da ohladi rotor i vrati se nazad u glavni tok gasa. Ovaj tok je podeljen u dva kanala, ravni i kružni kanal. Što se ravnog kanala tiče, gas prolazi aksijalno kroz telo rotora i prolazi kroz radijalne kanale u vazdušni zazor. Kružni deo na krajevima je hlađen vodonikom koji teče obodno preko centralne linije pola i ispušta se u vazdušni zazor kroz usmerene kanale na krajevima tela rotora. Jezgro statora se radijalno ventilira. Rashladni gas se usmerava u prostor između jezgra i kućišta generatora aksijalnim ventilatorima na oba kraja. Iz ovog prostora on protiče radijalno ka unutra kroz radijalne ventilacione kanale i prema vazdušnom zazoru.

Sistem za hlađenje generatora vodonikom je standardan sistem koji se koristi i na ostalim generatorima u Elektroprivredi Srbije, a prikazan je na slici 3.4. Nominalni pritisak vodonika u generatoru je 0.31 Mpa. Zapremina gasnog dela generatora je 72 m³. Koncentracija vodonika (ili gasova za izmenu) se meri preko dva redundantna analizatora.

Sistem ima detekciju propuštanja vodonika na 8 tačaka: u oklopima faza iza prolaznih izolatora, na izlazu iz neutralne tačke i u zaptivnim ležajevima generatora.

Temperature vodonika se mere na izlazu iz svake sekcije (hladan vodonik) i na ulazu u hladnjake (topli vodonik). Granična vrednost za temperaturu ohlađenog vodonika je 46°C , a za topli vodomik je 90°C.



4 TEMPERATURNI MONITORING GENERATORA

28

Tabela 4.1: Merenje temperatura delova generatora

Pozicija	Broj Pt100	Granična vrednost temperature
temperature bakra (u žlebu između gornjeg i donjeg štapa)	54	90°C
temperature vode (na izlazu iz svakog štapa)	2x54	85°C
temperature vode (na izlazu iz prolaznih izolatora)	6	85°C
temperature jezgra generatora	10	120°C
temperature zubaca magnetnog jezgra statora	10	150°C
temperatute bakarnih štitova	4+4	150°C
temperature magnetnih štitova	4+4	120°C
temperature krajnjih ploča	4+4	120°C
temperature vodonika na izlazu iz hladnjaka (hladni vodonik)	4+4	50°C
temperature vodonika ispred hladnjaka (topli vodonik)	1+1	90°C
temperature vazduha za hlađenje kolektora	2 (hladni i topli)	/

5 ELEKTRIČNE ZAŠTITE GENERATORA

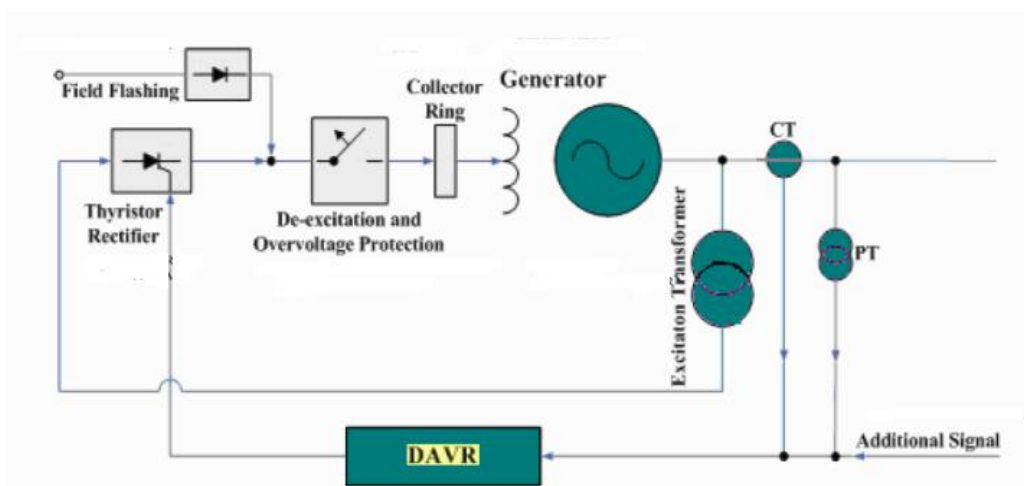
Spisak električnih zaštita implementiranih na generatoru B3:

1. Diferencijalna zaštita generatora
2. Prekostrujna zaštita sa podnaponskom blokadom
3. 95% zaštita od zemljospoja namotaja statora
4. 100% zaštita od zemljospoja namotaja statora
5. Zaštita od zemljospoja rotora
6. Zaštita od preopterećenja po struji rotora
7. Zaštita od nesimetričnog preopterećenja
8. Zaštita od prenapona statora
9. Zaštita od gubitka pobude
10. Impedantna zaštita generatora
11. Frekventna zaštita generatora
12. Zaštita od povratne aktivne snage
13. Zaštita od kratkog spoja unutar faznog namotaja
14. Zaštita generatora od prekomernog fluksa
15. Zaštita od pogrešne sinhronizacije
16. Zaštita generatora od ispada iz sinhronizma
17. Zaštita *Dead machine* – zaštita detektuje postojanje kratkog spoja u namotaju statora na nesinhronizovanom generatoru, registrovanjem pojave struje kroz neutralni provodnik.
18. Zaštita od kvara prekidača

Na osnovu navedenog spiska može se zaključiti da su na generatoru B3 aktivne dodatne zaštitne funkcije u odnosu na standardni obim implementiranih zaštita na ostalim turbogeneratorima u okviru EPS-a.

6 SISTEM POBUDE GENERATORA

Sistem pobude generatora B3 je statički, samopobudnog tipa, i napaja se preko pobudnog transformatora sa izvoda generatora. Naznačena vrednost struje pobude je 2683 A, a naznačena vrednost napona pobude je 346 V. Pobudni transformator, snage 3200 kVA, je suvi u kompaktnom kućištu, prenosnog odnosa 22k V/0,7 kV. Osnovu energetskeg dela čine četiri paralelno vezana punoupravljljiva tiristorska pretvarača koji u normalnom radu dele struju pobude. Povećana pouzdanost sistema je omogućena radom pobudnog sistema generatora samo sa dva ispravna tiristorska pretvarača (n-2 redundansa). U slučaju kvara jednog tiristorskog pretvarača funkcionalnost sistema ostaje potpuna, dok u slučaju kvara dva tiristorska pretvarača pobudni sistem ograničava struju rotora na nivo koji odgovara pobudnoj struji pri radu generatora sa faktorom snage $\cos \varphi = 1$. Pri kvaru tri tiristorska pretvarača dolazi do generisanja kvara sistema pobude. Ostatak energetskeg dela sistema pobude čine prekidač za demagnetizaciju, prenaponska zaštita, sklop početnog pobuđivanja. Principiska šema sistema pobude prikazana je na slici 6.1 [4].



Slika 6.1: jednopolna šema sistema pobude generatora

Radom tiristorskih pretvarača upravljaju dva nezavisna potpuno identična mikroprocesorska regulatora (DAVR) koji pripadaju sekciji upravljanja, pri čemu je jedan u radu a drugi je topla rezerva. U slučaju kvara regulatora u radu, dolazi do automatskog prelaza na rezervni uz neometan rad energetskeg dela sistema pobude. Na ovaj način obezbeđena je redundantnost I upravljačkog dela Sistema pobude. Svaki od regulatora poseduje automatski (regulacija napona na izvodima generatora) i rezervni (regulacija struje pobude) režim rada. U okviru regulatora realizovane su sve upravljačke i zaštitne funkcije sistema pobude kao što su: limiter minimalne pobude, limiter maksimalne struje pobude, limiter maksimalne struje statora, V/Hz limiter, stabilizator elektroenergetskog sistema i sl.

7 ZAKLJUČAK

Termoblok B3 u TE „Kostolac B“ je prvi novi proizvodni blok pušten u rad u Republici Srbiji posle više od 30 godina. U radu su opisane specifičnosti konstrukcije generatora B3 kao što je učvršćenje glava namotaja statora, opisani su pomoćni podsistemi za hlađenje generatora, sistem pobude, sistem električnih zaštita generatora, temperaturni monitoring. Ovaj turbogenerator ima poboljšano hlađenje u odnosu na postojeće turbogeneratore slične snage u EPS-u.

Dodatno, uz činjenicu da je opremljen veoma dobrim monitoringom temperatura generatora, omogućava da generator B3, za razliku od drugih turbogeneratorsa u EPS-u, može da se eksploatise u praktično celokupnom području pogonskog dijagrama, što mu daje i veliki značaj u održanju stabilnosti elektroenergetskog sistema Srbije. Takođe, generator B3 ima ukupno 18 implementiranih električnih zaštita što je znatno više u odnosu na ostale turbogeneratore u okviru EPS-a. Treba napomenuti da su neke od ovih zaštitnih funkcija prvi put primenjene na jednom generatoru u EPS-u.

8 LITERATURA

- [1] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview
- [2] Operation and maintenance Instruction of Generator SK/YQ0A461F087, Phase „“ of the Kostolac-B Power Plant Project, book 6, Shanghai Electric Power Generation Equipment Co., Ltd. Generator Plant
- [3] DFE Design For Execution, Main Power Building – Generator, TPP „KOSTOLAC B“, BLOK B3, project part 4, book part 1
- [4] DFE Design For Execution, Main Power Building – Excitation system, TPP „KOSTOLAC B“, BLOK B3, project part 4, book part 3

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.02)

A1.02

**NOVI TURBOGENERATOR SNAGE 412/350 MVA/MW U BLOKU B3 U
TE “KOSTOLAC B” – MEĐUFAZNA, FABRIČKA PRIJEMNA, PRIMOPREDAJNA I
GARANCIJSKA ISPITIVANJA****NEW TURBO GENERATOR 412/350 MVA/MW UNIT B3 IN TPP „KOSTOLAC-B“ –
PREFABRICATION TESTING, FAT, SAT, PERFORMANCE AND WARRANTY TESTING****Đorđe Jovanović, Zoran Ćirić, Ilija Klasnić, Denis Ilić, Zoran Božović***

Kratak sadržaj: Inicijalni rad koji je takođe u programu 37. savetovanja CIGRE Srbija daje pregled osnovnih tehničkih parametara i karakteristika novog turbogeneratorskog B3 u TE “Kostolac B”, snage 412/350 (MVA/MW), koji je prvi put sinhronizovan na elektroenergetski sistem Srbije 26.01.2024. godine.

U ovom radu koji se na njega nadovezuje biće dat akcenat na električna i druga ispitivanja i testove realizovane u sklopu međufaznih odnosno završnih prijemnih ispitivanja koja su obavljena u fabrici, odnosno primopredajnih i garancijski ispitivanja novog turbogeneratorskog B3 sprovedenih na mestu pogona u TE Kostolac-B. Pored toga dat je prikaz *savremene metode provere dimenzija statorskih poluzavoja (štapova)*, odnosno *modalne analize učvršćenja glava namotaja statora*.

Obim ispitivanja i garantovane vrednosti parametara su definisane ugovornom obavezom između isporučioца i kupца generatora (EPS AD), a sva ispitivanja su sprovedena u skladu sa važećim međunarodnim standardima za ispitivanje obrtnih električnih mašina. Rezultati ispitivanja potvrđuju zahtevani kvalitet jer su vrednosti parametara i karakteristika generatora unutar definisanih granica. Rezultati ovih ispitivanja treba da posluže kao referenca odnosno *fingerprint* za sva buduća profilaktička ispitivanja.

Ključne reči: *turbogenerator, međufazna ispitivanja, fabrička prijemna ispitivanja-FAT, primopredajna ispitivanja, garancijska ispitivanja, radni parametri generatora*

Abstract: The initial technical paper, which is also in program of 37. Conference CIGRE Serbia, provides an overview of the basic technical parameters and characteristics of the new turbo generator Unit B3 in TPP "Kostolac B", rated power 412/350 (MVA/MW), which was first synchronized to the Serbian power system on January 26th, 2024.

In this paper, which is continuation of already mentioned one, emphasis will be given to the scope of electrical and other testing as a part of prefabrication and fabrication stage and final acceptance testing (FAT) performed in manufacturer facilities as well as site acceptance test

* Đorđe Jovanović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, djordje.jovanovic@iecent.org

Zoran Ćirić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, zciric@iecent.org

Ilija Klasnić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla ad Beograd, ilija.klasnic@iecent.org

Denis Ilić, Schneider Electric, denis.ilic@se.com

Zoran Božović, Dornier Group East d.o.o., Beograd, zbozovic1@gmail.com

(SAT) and performance test after final installation of new generator Unit B3 on site in TPP Kostolac-B, before trial service. Finally, the scope and results of warranty testing before handover from EPS are also presented. Further, the platform for testing of the parameters of the assembled generator in the factory before delivery, as well as modern method for stator bars dimension checking and technique for modal analysis of stator endwinding stiffness are described.

The scope of testing and the guaranteed values of the parameters are defined by the contract signed between the supplier and the buyer of the generator (EPS AD), and all tests were conducted in accordance with the valid international standards for testing rotating electrical machines. The test results confirm the required quality because the values of parameters and characteristics of the generator are within the defined limits. The results of these tests should serve as a fingerprint for all future prophylactic tests.

Key words: *turbo generator, prefabrication testing, FAT, SAT, performance testing, warranty testing, guaranteed values*

1. UVOD

Ovaj rad se naslanja na rad #117 na temu novog turbogeneratorsa B3 u TE „Kostolac B“, snage 412 MVA, koji je prvi put je sinhronizovan na elektroenergetski sistem Srbije 26.01.2024. godine.

Glavni tehnički podaci novog generatora B3 (podaci sa natpisne pločice) prikazani su u Tabeli 1.1 uporedo sa tabličnim podacima postojećih generatora B1 i B2, datih radi poređenja:

Tabela 1.1: Podaci sa natpisne pločice generatora B3

	TE Ko-B3	TE Ko-B1/B2		TE Ko-B3	TE Ko-B1/B2
Tip generatora	QFSN-350-2	GTHW-360	Naznačena struja pobude	2683 A	2737 A
Serijski broj	B0350W30J048	13131801/ 13050401	Naznačeni napon pobude	346 V	520 V
Naznačena prividna snaga	412 MVA	410 MVA	Broj faza	3	3
Naznačena aktivna snaga	350 MW	348,5 MW	Sprega	YY	Y
Naznačeni faktor snage	0,85	0,85	Klasa izolacije statora i rotora	F/F	F/F
Naznačeni napon statora	22000 V	22000 V	Nadbrzina	120%	120%
Naznačena struja statora	10806 A	10770 A	Masa statora	285 t	197/340 t
Naznačena brzina obrtanja rotora	3000 min ⁻¹	3000 min ⁻¹	Masa rotora	58 t	-
Naznačena učestanost	50 Hz	50 Hz	Naznačeni pritisak H ₂	3,31 MPa(g)	-

Turbogenerator B3 koji je tema rada je sa izolacijom namotaja statora termičke klase F izrađenoj u tehnologiji sa vakuumskom impregnacijom (*Vacuum Pressure Impregnation - VPI*), sa direktnim hlađenjem namotaja statora demineralizovanom vodom, odnosno vodonikom hlađenim rotorom i magnetskim jezgrom statora.

U radu #117 su opisane pojedine specifičnosti konstrukcije generatora, posebno učvršćenja glava namotaja statora, dok će u ovom radu biti dat prikaz aktivnosti i pojedini rezultati međufaznih ispitivanja u toku procesa proizvodnje, zatim završnih fabričkih prijemnih ispitivanja statora, odnosno rotora obavljenih u fabrici proizvođača generatora, zatim prijemnih ispitivanja nakon montaže na mestu pogona, zaključno sa garancijskim ispitivanjima i rezultatima probnog pogona koji su svi izvršeni u samoj elektrani.

2. ISPITIVANJA GENERATORA

2.1. Međunarodni standardi, interni standardi proizvođača, ugovorni zahtevi korisnika

Ceo projekat izgradnje novog bloka u TE Kostolac-B je krenuo u pripremu i kasnije realizaciju još 2017. godine. Mora se reći da su početni definisani tehnički zahtevi koji su bili dostupni za analizu bili neuobičajeno skromni, ne na nivou tehničkih specifikacija koje su bile uobičajene prilikom nabavke nove opreme posebno generatora, energetskih transformatora, 6 kV motora odnosno sistema pobude, s obzirom na to da je ovaj projekat rezultat međudržavne saradnje Srbije i Kine. Mnogo početnih problema predstavljala je jezička barijera i značajne razlike u pristupu i realizaciji projekata ovog tipa u odnosu na evropsku praksu. U ceo ovaj proces pored stručnjaka EPS kao konsultanti i nadzor bili su angažovani inženjeri Elektrotehničkog instituta „Nikola Tesla“ (INT).

Baš iz tog razloga unapred su pripremljeni specijalni dokumenti - Vodiči za primenu standarda i prijemna ispitivanja elektroenergetske (EE) opreme. Vodiči predstavljaju skup izvoda iz standarda, preporuka i uobičajena pravila dobre tehničke prakse kojima se opisuju kontrole, ispitivanja i aktivnosti koje se sprovode prilikom proizvodnje, isporuke i primopredaje opreme za projekat TE Kostolac B3. Vodičima br. 1-5 obuhvaćena je sledeća oprema:

- Knjiga 1/5 Energetski transformatori [1],
- Knjiga 2/5 Generator [2],
- Knjiga 3/5 6 kV motori [3],
- Knjiga 4/5 Sistem pobude [4] i
- Knjiga 5/5 EE oprema za regulisano napajanje elektrofiltera [5]

Organizovan je veliki broj sastanaka na daljinu, što je bilo prilično naporno i mukotrpno, kako za srpsku tako i za kinesku stranu, zbog značajne vremenske razlike i jezičke barijere, tako da je u početku bilo puno nerazumevanja i pogrešnih interpretacija. Na tim sastancima su ekipe stručnjaka Instituta kao tehničke podrške i potpore EPS svako na svom polju delovanja vodile bitku za usvajanje precizno definisanih tehničkih zahteva sa karakteristikama koje su pretočene u ugovorene vrednosti sa definisanim tolerancijama, a koje su u startu u velikoj meri nedostajale. Osnovni cilj aktivnosti bio je detaljna analiza i korekcija plana kontrole kvaliteta za pojedine elemente opreme (*Equipment Quality Control Plan-EQCP*), analiza dokumentacije za prijem i ispitivanje pojedinih elemenata opreme (*Inspection and Test Plan-ITP*) [6], pregled i mišljenje o projektima za građevinsku dozvolu (*Design for Building Permits-DBP*) i projektima za izvođenje (*Design for Construction*). Kao rezultat dvogodišnje aktivnosti od početka projekta analizirane su i usvojene tehničke karakteristike generatorskog blok - transformatora, transformatora sopstvene potrošnje i opšte grupe, pripremljeni su i usvojeni *EQCP* и *ITP* dokumenti za navedenu ključnu EE opremu, sve u skladu i uz insistiranje na primeni relevantnih *IEC/EN/SRPS* standarda.

Takođe se insistiralo na preciznom definisanju karakteristika ključnih komponenti – profilisanih bakarnih provodnika (izolovanih i neizolovanih) za potrebe izrade statorskih štapova, odnosno namotaja transformatora, izboru magnetskog lima za stator generatora, odnosno magnetska jezgra transformatora, izolacionih materijala i izolacionih aranžmana i transformatorskog izolacionog ulja. Veoma značajan i pokazalo se kasnije neophodan za precizno razumevanje i rešavanje svih nedoumica i nejasnoća, bio prvi sastanak uživo sa predstavnicima i odgovornim inženjerom projekta generatora u fabrici *proizvođača generatora* u martu 2019. године. Posebno tokom prvog ali i kasnijih sastanaka uživo praktično svi do tada nerazjašnjeni i tokom beskrajnih video-konferencija pogrešno tumačeni problemi i pitanja, razrešeni su uz obostrano razumevanje i sve veće poverenje što je dalo dodatno ubrzanje realizacije postojećeg projekta.

2.2. Međufazna ispitivanja pojedinih delova generatora kod proizvođača

Prilikom prve posete fabrici proizvođača generatora organizovan je obilazak pogona u kojima će biti proizveden i sklopljen generator za TE Kostolac-B, počevši od dela pogona u kojima se od osnovnog čeličnog odlivka na strugovima impozantnih dimenzija u izuzetno čistoj sredini obavlja mašinska obrada, urezivanje žlebova i formiranje profila magnetnog tela rotora turbogeneratora, zatim izrada rotorskih kapa za rotore raznih dimenzija, rotorskih ventilatora, kontaktnih prstenova, dok je u drugom delu hale prostor u kome se vrši montaža aktivnog dela generatora u njegovo kućište. U posebnoj mašinskoj hali sa takođe impozantnom higijenom, što je veoma važno za proces, organizovan je postupak izrade statorskih polunavojaka-štapova, počevši od poluproizvoda-izolovanih profilisanih bakarnih provodnika, koji se zatim formiraju u snop, koji nakon obrade savijanja i preplitanja-transpozicije postaju Roebel-polunavojak spreman za proces izrade glavne izolacije u specijalnoj fizički odvojenoj prostoriji motaonici sa kontrolisanom atmosferom. U motaonici se održava stalna temperatura i relativna vlažnost vazduha uz stalni nadpritisak u odnosu na ostatak proizvodnog pogona čime se sprečava ulazak prašine i drugih nečistoće, što je jedan od ključnih faktora za izradu kvalitetnog izolacionog sistema.

Pored upoznavanja sa kompletnim proizvodnim procesom ovom prilikom izvršena je međufazna kontrola tehnologije i kompletnog procesa proizvodnje statorskih polunavojaka (štapova) koja je obuhvatila sva ispitivanja navedena u odgovarajućem dokumentu plana za prijem i ispitivanje (ITP No. GN-ITP09-S – Qualification Stator Coil). Kompletan proces od izbora polaznih materijala, kontrola kvaliteta i provera sertifikata sa fizičko-hemijskim i električnim karakteristikama izolovanih bakarnih profilisanih provodnika, izolacionih materijala (izolacionih mika-traka, provodnih i poluprovodnih materijala i premaza). Osim tehnologije izrade statorskih štapova izvršena je i inspekcija magnetskih limova od kojih će biti složeno magnetsko jezgro statora.

Izvršena je hidraulična provera ujednačene prohodnosti šupljih bakarnih provodnika koji treba da obezbede cirkulaciju demineralizovane rashladne vode, zatim provera formiranog profila Roebel-statorskog polunavojka sa proverom transpozicije za 540°, provera izolovanosti svakog pojedinačnog profilisanog bakarnog provodnika u Roebel -štapu, konsolidovanost strukture i poprečnog profila *Roebel* -štapu, tzv. *Green-bar-a*, pre postupka formiranja glavne izolacije. Nakon hidrauličke provere protoka, testa zaptivenosti i testa nadpritiska, izvršeno je formiranje i završno indukciono zavarivanje hidrauličnih kutija na glavama štapova. Ispraćen je proces izrade (namotavanja) glavne izolacije koji je kompletno automatizovan, zatim postupak izrade slojeva za ujednačavanje potencijala radi sprečavanja koncentracije polja i pojave uslova za parcijalna pražnjenja – unutrašnji – *Inner Corona Protection (ICP)* i spoljni – *Outer Corona Protection*.

Po kompletno završenom procesu izrade glavne izolacije, zajedno sa *ICP* i *OCP*, usledila je priprema i sam proces impregnacije epoksidnom smolom u dubokom vakuumu – *Vacuum Pressure Impregnation (VPI)* tehnologija. Tehnologija *VPI* podrazumeva kontrolisano zagrevanje statorskih štapova koji su potopljani u epoksidnu smolu u specijalnim pećima uz primenu vakuuma, sa ciljem da se sve postojeće šupljine nastale u procesu namotavanja glavne izolacije koja je u vidu mika (liskunskih) traka ispune epoksidnom smolom. Na ovako proizvedenim štapovima se na kraju izrađuje završni sloj za formiranje potencijala u zoni izlaska iz ravnog u zakrivljeni deo statorskog poluzavojka – *End Corona Protection (ECP)*, bez koga bi se inače u toj zoni imala velika koncentracija električnog polja tokom pogona i stvarali se uslovi za pojavu površinskih parcijalnih pražnjenja (PP).

Odabrana su po 2 gornja i 2 donja kompletno izrađena statorska štapa koji su predstavljali uzorak za osvedočenje (kvalifikaciju) kvaliteta materijala i kompletne primenjene tehnologije izrade statorskih štapove (prema *ITP No. GN-ITP09-S – Qualification Stator Coil*) [7]. Pozitivan rezultat predstavljao je potvrdu kvaliteta i samim tim odobrenje za proizvodnju kompletnog kontingenta statorskih štapova od kojih će se kasnije formirati statorski namotaj. Ovi štapovi su posebno pripremljeni u smislu formiranja privremene zaštite elektroda za merenje faktora dielektričnih gubitaka- $\tan\delta$ (slika 1 i 2), a što je definisano standardom IEC 60034-27-3:2015 [8]

Na kvalifikacionom uzorku statorskih polunavojaka (štapova) izvršena su sva električna i druga ispitivanja koja su navedena u prethodno pomenutom dokumentu kontrole kvaliteta [7]: kontrola otpora izolacije *OCP* završnog premaza, merenje faktora dielektričnih gubitaka- $\tan\delta$ i kapaciteta, merenje intenziteta parcijalnih pražnjenja (PP), ispitivanje povišenim naizmeničnim ispitnim naponom $3 \times 22 \text{ kV} + 1 \text{ kV} = 67 \text{ kV}$ u trajanju od 60 sekundi. Sva ova ispitivanja su morala da daju vrednosti relevantnih parametara izolacionog sistema koji su navedeni u dokumentu kontrole kvaliteta kao kriterijumska vrednost.

Jedno od ispitivanja bilo je dimenziona provera svakog proizvedenog statorskog štapa u odnosu na fabričke crteže i dokumentaciju. Dimenzije ravnih delova štapa su proverene na klasičan način, odgovarajućim mernim alatima-modelima žleba, ali je primenjena i savremena metoda 3D laserskog skeniranja koje je vršeno najsavremenijom mernom opremom (Slika 3a)-3b)) koja do tada nije viđena od strane inženjera ekipe INT.



Slika 1: Prikaz statorskih štapova odabranih za kvalifikacionu proveru tehnologije fabrikacije



Slika 2: Uzorak statorskih štapova sa pripremljenim zarezima na *OCP* i formiranim zaštitnim elektrodama za merenje $\tan\delta$ prema [8]

Prilikom skeniranja operator ručno pomera i vodi 3D laserski skener duž statorskog štapa postavljenog na nosače, skenirajući svaki detalj, koji zatim preko specijalnog prijemnika bežičnim putem šalje podatke u kontrolni računar na kome se direktno crta 3D tehnički crtež-slika sa svim preciznim dimenzijama i krivinama koje se porede sa fabričkim crtežima.



a)

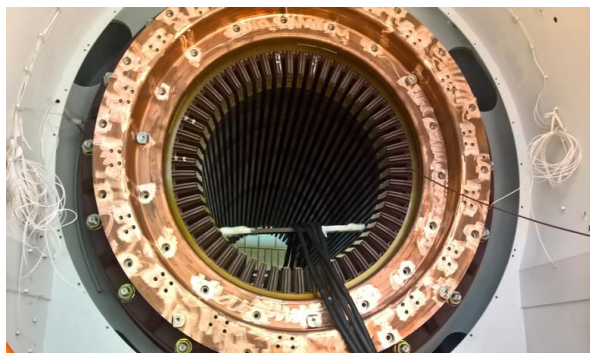


b)

Slika 3a)-3b): Dimenziona provera 3D laserskim skenerom

Na kraju kvalifikacionog ispitivanja iz uzorka od četiri štapa izabrana su dva – jedan gornji i jedan donji koji su izloženi procesu ubrzanog termičkog i električnog starenja s namerom da se nakon procesa ubrzanog starenja ova dva štapa postave u uljnu kadu i napregnu naizmeničnim ispitnim naponom koji je konstantno podizan do trenutka proboja. Ovo ispitivanje termičkog i električnog starenja imalo je za cilj da simulira proces „prirodnog“ starenja izolacije koje bi se imalo tokom pogona. Konačan proboj izolacije uzorka gornjeg i donjeg štapa desio se pri naponima 135 kV odnosno 127 kV što je bilo značajno iznad kriterijuma u odgovarajućem ITP – dokumentu od 113 kV [7].

Obavljen je i nadzor nad ispitivanjem magnetskog kola statora pre ulaganja namotaja statora koje je obavljeno metodom naznačenog fluksa od 1,4 T, uz detaljno termovizijsko snimanje površine magnetskog jezgra statora tokom procesa zagrevanja.



a)



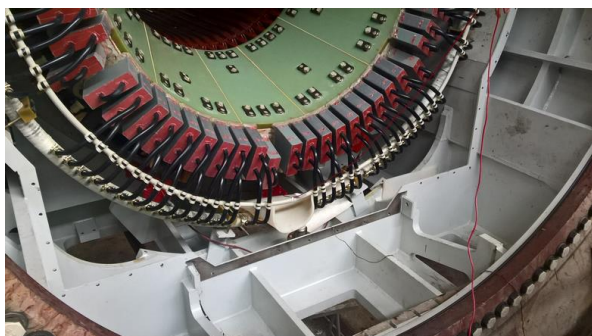
b)

Slika 4a) - 4b): Ogljed zagrevanja magnetskog jezgra statora metodom naznačene indukcije sa termovizijskom kontrolom

2.3. FABRIČKA PRIJEMNA ISPITIVANJA STATOR GENERATORA

Fabrička prijemna ispitivanja namotaja statora usledila su nakon kompletne montaže aktivnog dela statora generatora i obavljena su prema dokumentu kontrole kvaliteta *GN-ITP014-SA Stator assembly (Stator winding assembly)* [6]. Za svako ispitivanje su u okviru ITP dokumenta definisane granične kriterijumske vrednosti, kako za početnu vrednost i priraštaje faktora dielektričnih gubitaka – $\tan\delta$, nivoa prividnog naelektrisanja PP, tako i vrednosti ispitnih napona pri ispitivanju visokim jednosmernim i naizmeničnim ispitnim naponima. Sva ispitivanja su obavljena na „suvom“ statoru, dakle bez cirkulacije demineralizovane vode. Sve izmerene vrednosti su zadovoljile granične kriterijumske vrednosti.

Statorski namotaj je uspešno izdržao ispitivanje visokim jednosmernim ispitnim naponom u iznosu od 77 kV, odnosno ispitivanje povišenim naizmeničnim naponom od $2 \times U_n + 1 \text{ kV} = 45 \text{ kV}$ u trajanju od 60 sekundi.



a)



b)

Slika 5a) – 5b): Ispitivanje izolacionog sistema namotaja statota visokim jednosmernim ispitnim naponom

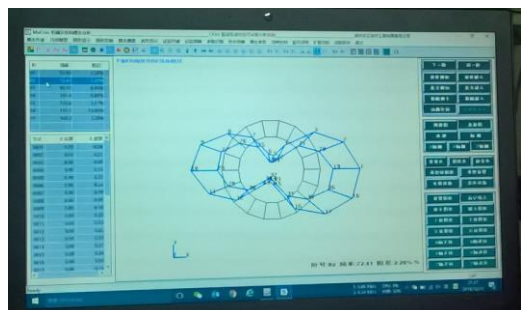
Jedno od ispitivanja koje je privuklo pažnju ekipe nadzora ispitivanja bilo je ispitivanje prirodnih rezonantnih frekvencija krajeva namotaja ali i kompletnog konusnog sklopa učvršćenja bočnih veza-glava namotaja statora. To je urađeno uz pomoć impulsnog pobudnog čekića koji je spojen sa mernim uređajem koji je upravlján specijalnim programskim paketom preko računara. Operator impulsnim čekićem odsečnim udarcem u zoni kutija sa spojem teflonskih creva rashladnog sistema i hidrauličnih glava štapova namotaja statora, pobuđuje na njihovo oscilovanje, pri čemu merni uređaj beleži odzive. Pobuđivanje se vrši udarcima impulsnim čekićem u nekoliko tačaka u zoni konusa glava namotaja i sve se to beleži i grafički prikazuje zajedno sa vrednostima rezonantnih frekvencija koje moraju da budu van kritičnog ospega 95-115 Hz [6].



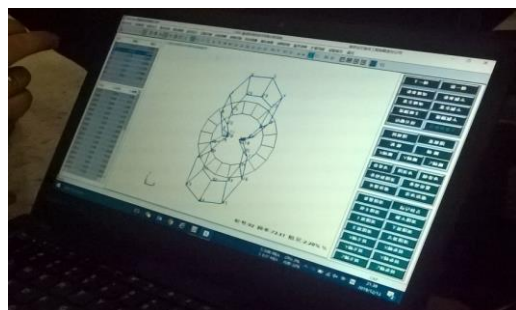
a)



b)



c)



d)

Slika 6 a) – d): Merenje sopstvenih frekvencija oscilovanja krajeva štapova i konusa bočnih veza statora

2.4. ZAVRŠNA PRIMOPREDAJNA ISPITIVANJA GENERATORA NA MESTU UGRADNJE

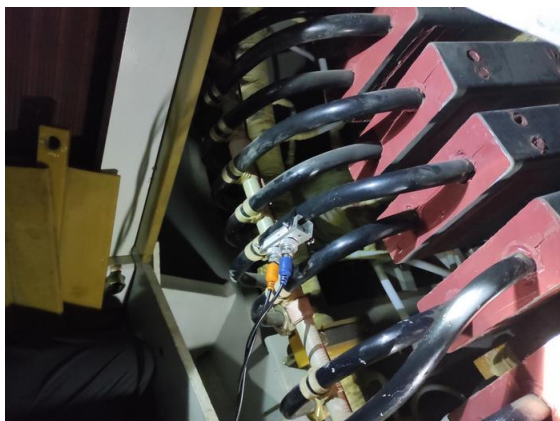
Nakon transporta i završne montaže generatora odnosno pripadajuće pomoćne opreme – rashladnog sistema statora, prema odgovarajućem dokumentu obavljena su prijemna ispitivanja statora i rotora generatora na mestu pogona. Ispitivanja su obuhvatila i međufazne kontrole pojedinih sklopova pre završne montaže kao npr. ispitivanje generatorskih prolaznih izolatora povišenim naizmeničnim ispitnim naponom od 61,5 kV, 50Hz u trajanju od 60 sekundi, uz merenje otpora izolacije pre i nakon VN ispitivanja prema *ITP GN-ITP23-FSA Bushings* [9].



Slika 7: VN ispitivanje generatorskih izolatora [9]

Ozbiljne prepreke postojale su kada je bilo potrebno izvršiti merenje protoka rashladne demi vode kroz sistem statora što je takođe predviđeno odgovarajućim ITP dokumentom. Konstruktivno, rashladni sistem statorskog namotaja sastoji se od sistema teflonskih creva koje povezuju hidraulične grane svakog statorskog štapa - 54 žleba sa po dva statorska polunavojka odnosno po dve hidraulične grane, što ukupno čini 108 hidrauličnih grana koje su povezane na dva kolektora ulazni sa jedne strane generatora aksijalno i izlazni na suprotnoj strani. Na svih 108 hidrauličnih creva bilo je potrebno izmeriti protoke. Ispostavilo se da montažni radovi nisu uvažavali potrebu za ovim merenjem jer je za pristup teflonskim cevima bilo neophodno da na jednoj strani (bilo sa strane pobude ili prema turbini) kućište generatora ostane otvoreno i pristupačno. Međutim, radovi na montaži i zaptivanju poklopaca (deklova) kućišta su bili završeni i njihova ponovna demontaža i zaptivanje nije dolazila u obzir. Stoga se uz ogroman trud izvršilaca ekipe INT koja je obavljala merenje protoka, ali i angažovanje saradnika od strane izvođača montaže, koji je uspeo da kroz veoma uzak prostor uđe u konusni međuprostor unutar statora i vrši premeštanje merne sonde na teflonska creva po celom obimu statora (slika 8a) i 8b)).

Merenje protoka je veoma važno jer pored potvrde o zadovoljavajućim montažnim radovima i zaptivenosti sistema, dobija se potvrda da su sve hidraulične grane prohodne i sa odgovarajućim protokom demi vode koji je u dozvoljenim granicama rasipanja,



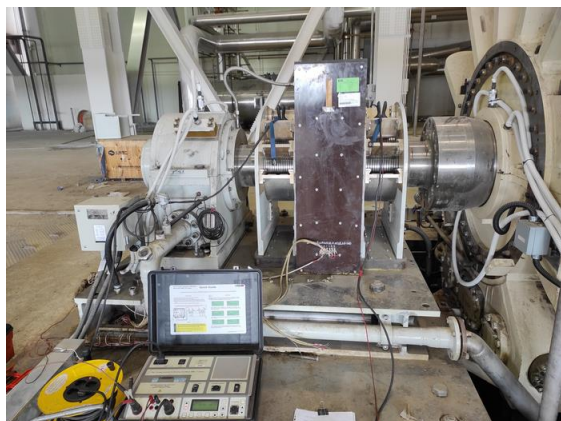
a)



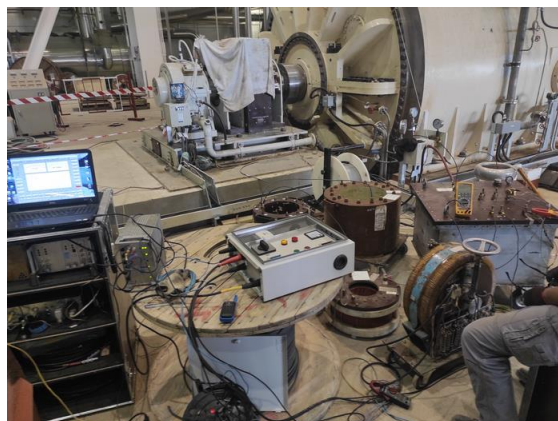
b)

Slika 8 a) –b): Merenje protoka rashladne demi-vode kroz namotaje statora

Završna električna ispitivanja generatora (statora i rotora) na mestu ugradnje nakon završen montaže obavljeno je sa cirkulacijom rashladne demi-vode u statoru, dakle kao u pogonskim uslovima, a sve prema ITP GNITP24-Generator Test after Assembly [6].

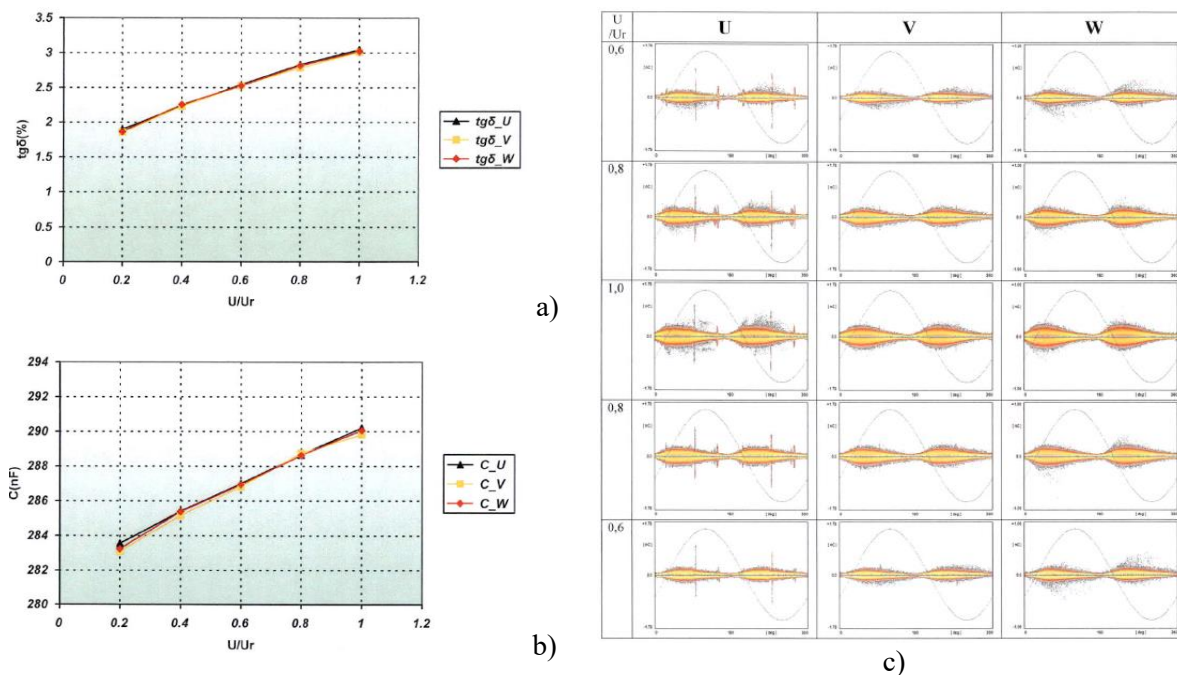


Slika 9 a): Završno prijemno ispitivanje rotora



Slika 9b) Završno prijemno ispitivanje statora

Pored merenja otpora izolacije i merenja faktora dielektričnih gubitaka-tgδ i kapaciteta, te snimanja aktivnosti parcijalnih pražnjenja do vrednosti ispitnog napona jednakoj linijskom naponu statora od 22 kV, izvršeno je i ispitivanje povišenim naizmeničnim ispitinim naponom od $0,8 \times 2U_{n+1} \text{ kV} = 0,8 \times 45 \text{ kV} = 36 \text{ kV}$ - svaka faza prema druge dve kratko spojene i uzemljene, u trajanju od 60 sekundi. Sve tri faze su uspešno izdržale ovaj završni visokonaponski test. Pored toga, dobar kvalitet izolacije i izrade statorskog namotaja potvrđuju i izuzetno niski izmereni nivoi parcijalnih pražnjenja koji pri naponu $1,0 U_n = 22 \text{ kV}$ nisu veći od 700 pC.



Slika 10 a) – c): Prikaz rezultata završnih prijemnih ispitivanja generatora na mestu pogona – promena $\text{tg}\delta$ i kapaciteta sa promenom ispitnog napona (a) i (b) i mape fazne raspodele impulsa parcijalnih pražnjenja do $1,0 U_n$ (c)

2.5. GARANCIJSKA ISPITIVANJA GENERATORA

Garancijska ispitivanja generatora B3 izvršena su u cilju određivanja stepena iskorišćenja generatora. Ispitivanja su obavljena u elektrani, a prema prethodno usvojenoj metodologiji ispitivanja.

Obim ispitivanja podrazumevao je merenje pojedinačnih gubitaka u generatoru kalorimetrijskom metodom tokom rada generatora na mreži u sledećim radnim režimima:

- Test broj 1 – aktivna snaga generatora jednaka $P = 350 \text{ MW}$ i reaktivna snaga generatora jednaka $Q = 0 \text{ MVar}$ ($\cos\varphi=1,0$),
- Test broj 2 - aktivna snaga generatora jednaka $P = 350 \text{ MW}$ i reaktivna snaga generatora jednaka $Q = 217 \text{ MVar}$ (naznačeni faktor snage tj. $\cos\varphi=0,85$),

Merenja faznih napona i struja generatora vršena su pomoću mrežnog analizatora velike tačnosti (bolje od 0,1%), preko postojećih mernih naponskih i strujnih transformatora. Temperatura ulazne i izlazne vode za hlađenje vodonika unutar generatora su merene pomoću četiri Pt100 temperaturne sonde koje su postavljene za potrebe ispitivanja na ulaznim i izlaznim cevima rashladne vode za hlađenje vodonika. Protok rashladne vode za hlađenje vodonika unutar generatora meren je pomoću dva elektromagnetna protokomera, tipa W400 5W4C2H, koji su postavljeni za potrebe ispitivanja na ulaznim cevima rashladne vode za hlađenje generatora, slika 11a) i 11b).

Temperatura okolnog vazduha u blizini kućišta generatora merena je pomoću četiri termometra koji su postavljeni na rastojanju 1 metar od kućišta generatora. Merenja temperature i protoka rashladne vode za hlađenje vodonika su uvedena u merno akvizicioni sistem i snimana su tokom trajanja testa sa rezolucijom od 1 sekunde.

Merenje protoka i ulazne i izlazne temperature demineralizovane vode za hlađenje namotaja statora su vršena preko fabrički postavljenih senzora. Sva merenja su vršena u stanju termičke ravnoteže generatora (porast temperature delova generatora manji od gradijenta 2K/h) pomoću etalonirane merne opreme i instrumenata.



Slika 11 a) i 11 b): Merenje protoka i temperature rashladne vode za hlađenje vodonika

Ukupni gubici snage generatora koji radi na mreži sa određenim opterećenjem mogu se odrediti kalorimetrijskom metodom i sastoje se od [10]:

- Gubitaka unutar referentne površi P_{irs} (gubici koji se mere kalorimetrijskom metodom i gubici koji se odnose sa referentne površi kondukcijom, konvekcijom, radijacijom)
- Gubitaka izvan referentne površi P_{ers} (gubici u ležajevima i u sistemu pobude generatora)

Gubici snage unutar referentne površi se sastoje od gubitaka snage koje odnose rashladna voda za hlađenje vodonika, demineralizovana voda za hlađenje namotaja statora i gubici koji se konvekcijom predaju okolnom vazduhu.

Gubici snage koje odnese rashladna voda se izračunavaju primenom sledeće formule:

$$P_{irs,1} = c_p Q_{v_tur} \rho \Delta\vartheta_{tur} + c_p Q_{v_exc} \rho \Delta\vartheta_{exc} \quad (2.5.1)$$

gde su:

- Q_{v_tur} i Q_{v_exc} – zapreminski protok rashladne vode za hlađenje vodonika unutar generatora u m^3/s , mereni na strani turbine i na strani kliznih prstenova, respektivno;
- $\Delta\vartheta_{tur}$ i $\Delta\vartheta_{exc}$ – porast temperature rashladne vode za hlađenje vodonika (razlika temperature vode na izlazu i na ulazu) u K, mereni na strani turbine i na strani kliznih prstenova, respektivno;
- c_p – specifični toplotni kapacitet rashladne vode za hlađenje vodonika u $kJ/(kgK)$, određen za srednju vrednost temperature rashladne vode;
- ρ – gustina rashladne vode za hlađenje vodonika u kg/m^3 , određena za temperaturu ulazne vode (hladne vode za hlađenje vodonika).

Gubici snage koje odnese demineralizovana voda koja hladi namotaj statora $P_{irs,1d}$ se izračunavaju primenom sledeće formule:

$$P_{irs,1d} = c_p Q_{demi_w} \rho \Delta\vartheta_{demi_w} \quad (2.5.2)$$

gde su:

- Q_{demi_w} – zapreminski protok demineralizovane vode koja hladi namotaj statora u m^3/s ;
- $\Delta\vartheta_{demi_w}$ – porast temperature demineralizovane vode koja hladi namotaj statora (razlika temperature vode na izlazu i na ulazu) u K;
- c_p – specifični toplotni kapacitet demineralizovane vode koja hladi namotaj statora u $kJ/(kgK)$, određen za srednju vrednost temperature demineralizovane vode;
- ρ – gustina demineralizovane vode koja hladi namotaj statora u kg/m^3 , određena za temperaturu ulazne vode (hladne vode za hlađenje namotaja statora).

Gubici referentne površi $P_{irs,2}$ koji se konvekcijom predaju okolnom vazduhu se izračunavaju:

$$P_{irs,2} = hA\Delta\vartheta \quad (2.5.3)$$

gde su:

- h – koeficijent prenosa toplote od kućišta generatora prema okolnom vazduhu, za slučaj prirodnog strujanja vazduha ovaj koeficijent jednak je $15 W/(m^2K)$;
- $\Delta\vartheta$ – razlika između srednje vrednosti temperature kućišta generatora i srednje vrednosti temperature okolnog vazduha u K,
- A – površina referentne površi (kućišta generatora) u m^2 .

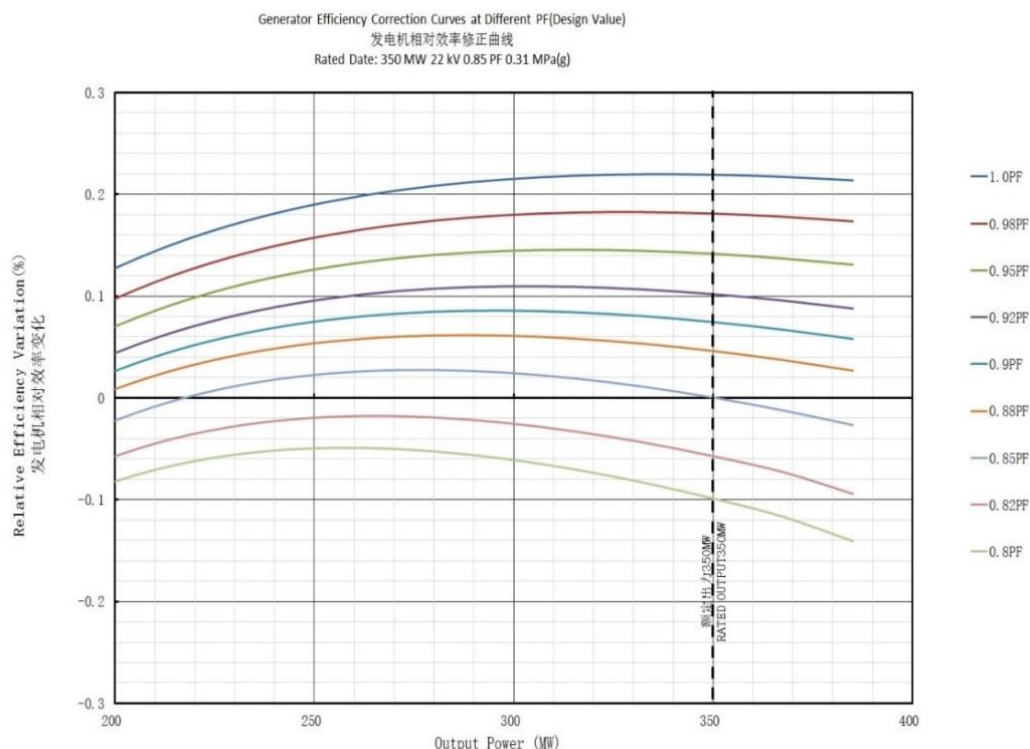
Spoljašnji gubici snage (gubici izvan referentne površi) P_{ers} se sastoje od gubitaka u ležajevima generatora P_{br} i gubitaka u sistemu pobude P_{exc} (uključujući kolektorske gubitke) se izračunavaju:

$$P_{ers} = P_{br} + P_{exc} \quad (2.5.4)$$

Prilikom izračunavanja spoljašnjih gubitaka snage za vrednost gubitaka snage u ležajevima generatora uzima se računaska vrednost koju je dostavio proizvođač generatora $P_{br}=312$ kW. Gubici snage u sistemu pobude se sastoje od gubitaka u tiristorskim pretvaračima, pobudnom transformatoru i kolektorskih gubitaka.

Na osnovu izvršenih merenja, izračunat je stepen iskorišćenja generatora u oba radna režima. S obzirom da drugi radni režim (test broj 2) nije bilo moguće postići zbog uslova u mreži I ograničenja napona statora (105 % naznačenog napona), drugi test je izvršen sa radom generatora u sledećoj radnoj tački: nominalna aktivna snaga na izvodima generatora $P=350$ MW i reaktivna snaga $Q=130$ MVar ($\cos\varphi=0,93$). Iz tog razloga je za drugi test izvršena korekcija izračunatog stepena iskorišćenja prema korekcionoj krivi usled varijacije faktora snage i aktivnog opterećenja generatora u toku ispitivanja koju je dostavio proizvođač generatora, slika 12 (dato u pratećoj tehničkoj dokumentaciji proizvođača generatora):

Rezultati ispitivanja su prikazani u Tabeli 2.5.1 gde je pored određenog stepena iskorišćenja generatora za svaki od testova, navedena i merna nesigurnost. Određena vrednost stepena iskorišćenja generatora za oba testa garancijskih ispitivanja generatora B3 je veća od garantovane vrednosti što je pozitivan rezultat.



Slika 12: Korekcione krive za stepen iskorišćenja generatora za različite vrednosti faktora snage i aktivnog opterećenja generatora

Tabela 2.5.1.: Stepen iskorišćenja generatora B3

Test br.	Izračunata vrednost na osnovu ispitivanja η_g [%]	Garantovana vrednost η_g [%]
1	$99,19 \pm 0,0025$	98,78
2	$99,04 \pm 0,0025$	

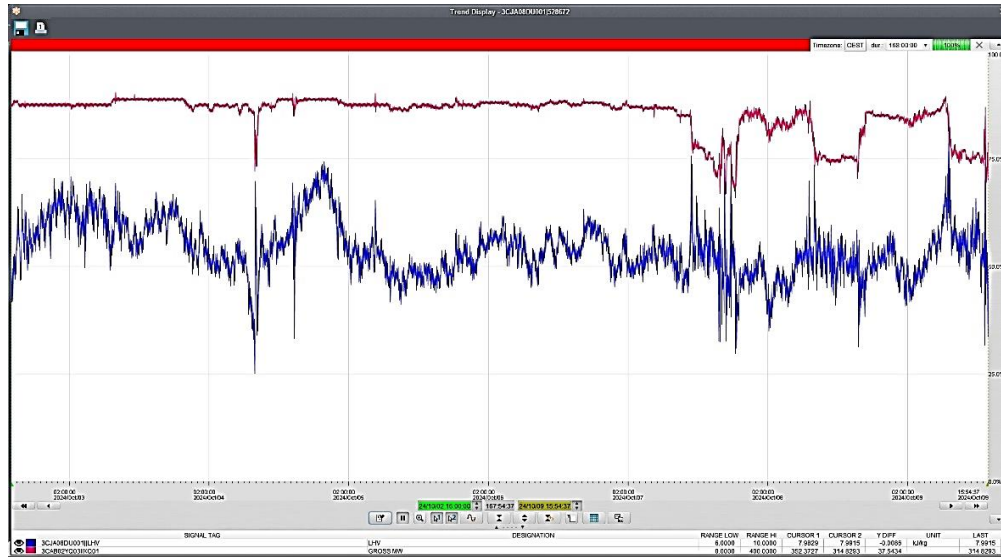
2.6. OSTVARENI PARAMETRI U TOKU PROBNOG RADA GENERATORA

Novi turbogenerator B3 u TE „Kostolac B“, snage 412 MVA, prvi put je sinhronizovan na elektroenergetski sistem Srbije 26.01.2024. godine. Probni rad agregata i generatora je obavljen od 2.-9.10. 2024. godine, pri čemu je jedinica radila neprekidno 168 sati, što je bio uslov dat u tehničkoj specifikaciji. Tokom perioda od 168 sati, kumulativna proizvodnja električne energije iznosila je 57 499 MWh, sa prosečnim opterećenjem od 342,26 MW i stopom opterećenja od 97,79 %.

Test 96-časovnog režima punog opterećenja obavljen je u periodu od 2.-6.10 2024. godine. Jedinica je stabilno radila u režimu CCS - *Coordinated Control System*, odnosno koordinisanom režimu rada bloka – turbinski regulator i upravljanje kotlom su u automatski regulisanom modu rada, pod punim opterećenjem 96 sati. Kumulativna proizvodnja električne energije iznosila je 33 748 MWh, sa prosečnim opterećenjem od 351,54 MW i stopom opterećenja od 100,44 %.

Što se tiče samog generatora, u toku testova generatora su dostignute sledeće vrednosti:

- Na slici 13 dat je prikaz promena parametara tokom perioda probnog pogona – crveno aktivna snaga, plavo donja toplotna moć uglja:



Slika 13: Promena toplotne moći uglja (plavo) i aktivna snage (crveno) na generatoru tokom perioda probnog pogona

Uprkos ne malim početnim teškoćama i nerazumevanjima sa predstavnicima proizvođača generatora oko pripreme dokumentacije kontrole kvaliteta i definisanja skupa i postupaka ispitivanja, koje su bile prevashodno posledica razlike u pristupima i praksi ispitivanja i kontrola kakve su uobičajene u Srbiji, odnosno u Kini, uz značajan trud i brojne sastanke putem video-konferencija, a kasnije i uživo u direktnom kontaktu sa odgovornim inženjerima fabrike generatora, uspešno su otklonjene sve nedoumice. Usaglašeni su protokoli ispitivanja, dokumenti kontrole kvaliteta i definisane su sve kriterijumske vrednosti koje su bile obaveza proizvođača da ih ispuni u procesu proizvodnje i tokom završnih fabričkih ispitivanja. Ovo je bilo od ključnog značaja za dobijanje kvalitetnog generatora.

Na kompletno sklopljenom statorskom namotaju izvršena su fabrička prijemna ispitivanja, kome su prethodila ispitivanja magnetskog jezgra statora pre ugradnje namotaja,

45

Ovaj rad je imao za cilj da opiše aktivnosti i ispitivanja koja su izvršena u procesu pripreme dokumentacije kontrole kvaliteta, praćenja međufaznih i fabričkih prijemnih ispitivanja, ispitivanja nakon završne montaže i probnog perioda pogona, uključujući i veoma važno garancijsko ispitivanje novog generatora B3 u TE Kostolac-B.

4. LITERATURA

- [1] VODIČ za primenu standarda i procedura za električna ispitivanja u procesu proizvodnje, isporuke i primopredaje opreme za TE Kostolac B3 – 1. faza - Knjiga 1/5: Energetski transformatori
- [2] VODIČ za primenu standarda i procedura za električna ispitivanja u procesu proizvodnje, isporuke i primopredaje opreme za TE Kostolac B3 – 1. faza - Knjiga 2/5: Obrtne mašine – generator
- [3] VODIČ za primenu standarda i procedura za električna ispitivanja u procesu proizvodnje, isporuke i primopredaje opreme za TE Kostolac B3 – 1. faza - Knjiga 3/5: Obrtne mašine – 6 kV motori
- [4] VODIČ za primenu standarda i procedura za električna ispitivanja u procesu proizvodnje, isporuke i primopredaje opreme za TE Kostolac B3 – 1. faza - Knjiga 4/5: Obrtne mašine - pobudni sistem generatora
- [5] VODIČ za primenu standarda i procedura za električna ispitivanja u procesu proizvodnje, isporuke i primopredaje opreme za TE Kostolac B3 – 1. faza - Knjiga 5/5: Regulisana napajanja elektrostatičkih filtera
- [6] Inspection Test Plan of Kostolac-B Generator in SGP GN-ITP00 Q0A933F251 Rev J
- [7] ITP No. GN-ITP09-S – Qualification Stator Coil
- [8] IEC 60034-27-3: 2015 Rotating electrical machines – Part 27-3: Dielectric dissipation factor measurement on stator winding insulation of rotating electrical machines
- [9] ITP GN-ITP23-FSA Bushings
- [10] IEC 60034-2 Rotating electrical machines - Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests (excluding machines for traction vehicles)

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.03)

A1.03

**KOMPARATIVNA ANALIZA OFFLINE I ONLINE METODA ZA DETEKCIJU
MEĐUNAVOJNIH KRATKIH SPOJEVA NA NAMOTAJU ROTORA VELIKIH TURBO
GENERATORA****COMPARATIVE ANALYSIS BETWEEN OFFLINE AND ONLINE METHODS FOR
TURN-TO-TURN FAULT DETECTION IN ROTOR WINDING OF LARGE TURBO-
GENERATORS****Filip Zec, Đorđe Jovanović, Marko Dimitrijević**

Kratak sadržaj: Rotorski namotaja su generalno gledano pouzdani delovi turbo generatora. Međutim, međunavojna izolacija namotaja rotora u ovim mašinama podložna je degradaciji tokom vremena sa mogućim oštećenjima i/ili probojima, uglavnom zbog termičkog starenja, ciklusa opterećenja i kontaminacije. Iako kratki spojevi između namotaja rotora obično ne uzrokuju odmah kvar mašine, oni mogu dovesti do povećanih vibracija ležajeva, povećanog naprežanja na sistemima pobude, degradacije raspodele (deformacije) magnetnog fluksa, smanjenja kapaciteta generatora i samim tim smanjenje izlazne snage. *Off-line* testovi mogu detektovati međunavojne kratke spojeve u rotorskim namotajima, ali ponekad nisu dovoljno pouzdani. Ovi testovi se izvode dok je rotor u mirovanju, bez termičkih i mehaničkih naprežanja usled centrifugalnih sila, što može da rezultira odsustvom detekcije kratkog spoja između namotaja. *On-line* metoda ispitivanja rotorskog fluksa podrazumeva instalaciju senzora za magnetni fluks u vazдушnom razmaku generatora. Ovaj senzor omogućava praćenje rotorskog fluksa pri nominalnim (radnim) parametrima mašine. Kao rezultat toga, stalni uvid u stanje izolacije između namotaja rotora može se kontinuirano pratiti tokom rada generatora.

Ključne reči: rotor, međunavojna izolacije, RSO test, on line ispitivanje, off line ispitivanje, magnetni flux, monitoring

Abstract: Rotor winding is generally reliable part of the turbine generators. However, the rotor turn insulation in these machines is susceptible to degradation or/and punctures over time, primarily due to thermal aging, load cycling and contamination. Although shorted turns do not usually cause immediate machine failure, they can lead to higher bearing vibrations, increased strain on excitation systems, flux integrity degradation, decreased generator capacity and reduce overall output. Offline tests can detect shorted turns in rotor windings, but they are sometimes not enough reliable. These tests are conducted while the rotor is at standstill, without thermal and mechanical stresses due centrifugal forces, which sometimes results in undetected shorted turns. Online testing of rotor flux includes instalation of magnetic flux sensor in the generator air gap. This sensor allows monitoring of the rotor flux at regular service condition with rated machine parameters. As a result, real-time insight into the condition of the inter-turn insulation of the rotor windings can be continuously obtained during the generator's operation.

Keywords: rotor, turn-to-turn insulation, RSO test, on line test, off line test, magnetic flux, monitoring

1 UVOD

Rotor turbo generatora je obično sastavljen od čvrstog kovanog jezgra od magnetnog legiranog čelika, sa bakarnim namotajima umetnutim u obrađene žljebove. Namotaji su učvršćeni pomoću klinova izrađenih od čelika, bronzе ili aluminijuma. Rotorske kape na oba kraja rotora drže krajnje delove rotornih namotaja. Savremena izolacija za rotorne namotaje uglavnom se sastoji od epoksi/poliestер staklenih laminatnih traka i Nomex™ materijala, uz upotrebu oblikovanih kanala za zemljospojnu izolaciju. Trake obezbeđuju izolaciju između navojaka, dok kanali sprečavaju električni kontakt sa jezgrom. Izolacija rotora je projektovana i inženjerski dizajnirana da izdrži električne, mehaničke i toplotne stresove tokom redovne upotrebe. Međunavojni kratki spojevi, čest problem u velikim turbo generatorima, obično nastaju usled oštećenja izolacije između pojedinačnih navojaka. Česti uzroci međunavojnih kratkih spojeva uključuju kontaminaciju provodnim otpadom i kretanje namotaja usled velikih centrifugalnih sila i aksijalne toplotne ekspanzije. Evaluacija stanja izolacije rotorskog namotaja tokom zastoja ponekad je teška zbog ograničenog pristupa i samog karaktera kvarova, koji se ponekad javljaju samo pri nazivnim brzinama tokom normalne eksploatacije. Zbog toga je *online* ispitivanje efikasniji način za identifikaciju međunavojnih kratkih spojeva. [1].

Oštećena izolacija može dovesti do međunavojnih kratkih spojeva, što izaziva magnetnu neravnotežu i različito zagrevanje, uzrokujući blagi ugib celog rotora, što zauzvrat dovodi do višeg nivoa vibracija, dodatno doprinosi mogućem ozbiljnijem mehaničkom oštećenju i čak zaustavljanju generatora. Kako izolacija nastavlja da se degradira, verovatnoća međunavojnih kratkih spojeva i neregularnih zastoja se povećava. Dobijanje ranih uvida u kvarove izolacije i primanje podataka u stvarnom vremenu o ozbiljnosti oštećenja omogućava osoblju da donesu odluke o tome kako da nastave sa radom. Ovo oštećenje može dovesti do:

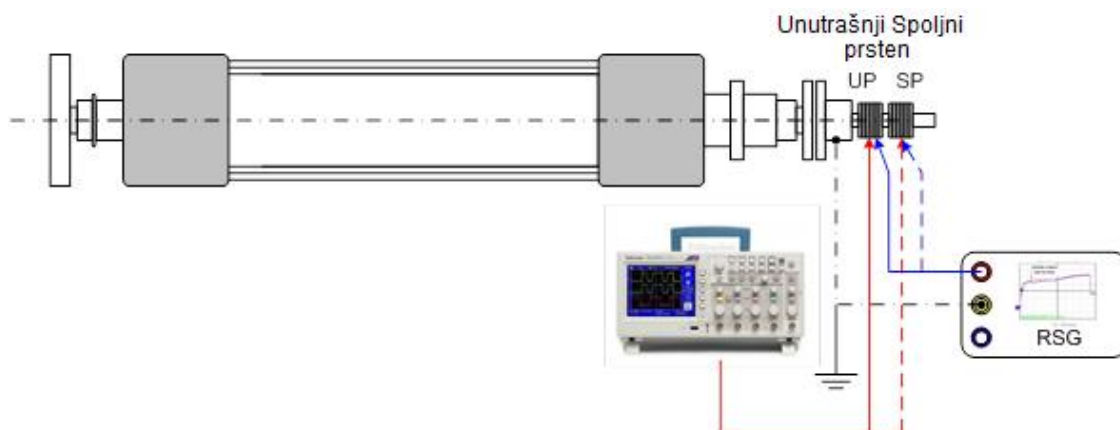
- Povećanog opterećenja na sisteme pobude
- Neravnoteže u rotorskom polju
- Povećanih nivoa vibracija
- Degradacije integriteta magnetnog polja
- Smanjenja kapaciteta generatora
- Povećanog rizika od zemnog spoja na rotoru
- Potencijalnih neočekivanih kvarova generatora ili prisilnih isključenja

2 ISPITIVANJE REPETICIONIM IMPULSNIM GENERATOR KAO METODA ZA ODREĐIVANJE MEĐUNAVOJNIH KRATIH SPOJEVA U NAMOTAJU ROTORA

2.1 Princip metode

Repeticioni generator impulsa (RIG) se vezuje između jednog kontaktnog (kliznog) prstena i tela rotora (zemlje-mase), dok je drugi kontakti prsten slobodan. Odgovarajućim instrumentom se registruje oblik talasa impulsa. Ogled se ponavlja sa vezanim generatorom impulsa između drugog prstena i mase, dok je prvi prsten slobodan. Pouzdaniiji uvid u stanje međunavojne izolacije se postiže, ako se ispitivanje vrši pri raznim brzinama obrtanja rotora, s obzirom da je tada prisutno i mehaničko naprezanje.

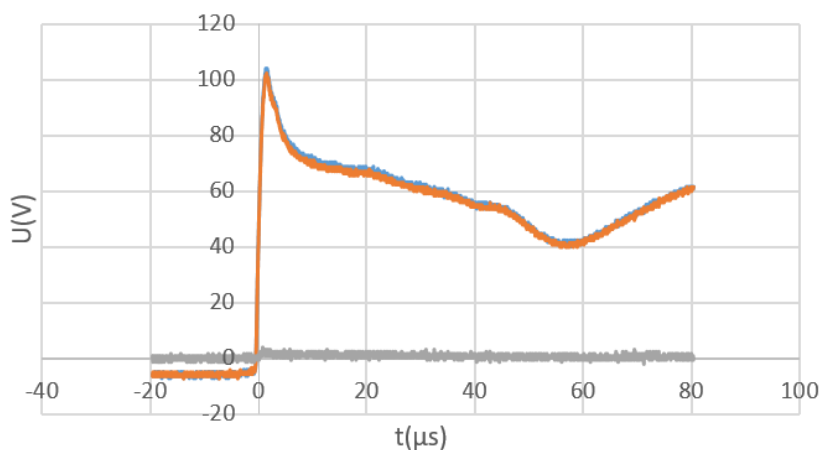
Vrši se poređenje odziva koji se dobijaju sa svakog od kliznih prstenova. Stanje je zadovoljavajuće kada se odzivi poklapaju. Ukoliko postoje međunavojni spojevi, odzivi se znatno razlikuju.



Slika 1: Ispitno kolo za detektovanje međunavojnih kratkih spojeva u namotaju rotora

2.2 Kriterijum za procenu rezultata

Podudarnost oblika talasa pri oba merenja - ako se odzivi talasa poklapaju, ne postoji kratak spoj u međunavojnoj izolaciji dok znatnije odstupanje ukazuje na loše stanje međunavojne izolacije, pa čak i na postojanje kratkog spoja u njoj.

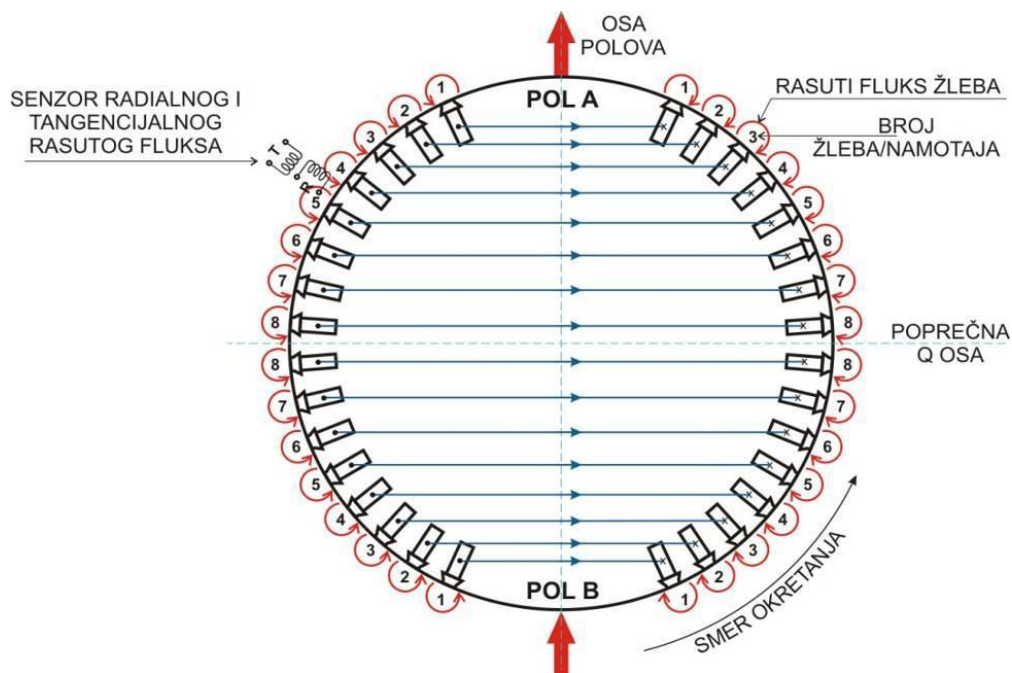


Slika 2: Prikaz odziva sa kontaktnih prstenova na pobudu iz RIG - Plavo – spoljni prsten, narandžasto – unutarnji prsten, sivo – razlika.

3 ONLINE METODA ZA ODREĐIVANJE MEĐUNAVOJNIH KRATKIH SPOJEVA U NAMOTAJU ROTORA POMOĆU INSTALIRANOH SENZORA U VAZDUŠNOM PROCEPU GENERATORA

Kada kroz namotaj rotora teče struja koja generiše obrtno magnetno polje, u svim žlebovima gde se nalaze provodnici javlja se rasuti fluks. Ovaj fluks je direktno zavisao od ukupnog broja ampernavojaka u svakom žlebu. Ako dođe do kratkog spoja između provodnika u jednom žlebu, to će izazvati smanjenje rasutog fluksa. Idealno bi bilo pratiti samo promene u rasutom fluksu, što bi omogućilo ne samo detekciju kratkospojenih navojaka, već i precizno određivanje njihovog broja i tačne pozicije žleba u kojem se nalaze. Međutim, u stvarnim uslovima postoji resultantni fluks koji je posledica glavnog fluksa rotora, fluksa statora i rasutog fluksa provodnika u žlebovima rotora, pri čemu je za detekciju kratkospojenih navojaka od interesa samo poslednji fluks. Primenom odgovarajućih algoritama i procedura moguće je prevazići problem koji nastaje zbog odstupanja stvarnog stanja od idealnog.

Na slici 3 prikazan je poprečni presek dvopolnog rotora turbogeneratora, kroz koji prolazi struja koja stvara magnetno polje duž ose polova. Kao ilustrativni primer korišćen je rotor sa 8+8 žlebova po polu, odnosno sa 8 namotaja-kanura po polu. Namotaji i žlebovi označeni brojem 1 su najbliži osi polova i najkraći su, dok su namotaji i žlebovi označeni brojem 8 najbliži poprečnoj Q osi polova A i B, te su najduži. Takođe, prikazan je deo rasutog fluksa koji nastaje usled provodnika u svakom žlebu, kao i senzor za praćenje rasutog fluksa. Senzor treba biti postavljen u međugvožđu, na sigurnoj udaljenosti od rotora, kako bi mogao kontinuirano pratiti promene u fluksu rasipanja, a istovremeno ostao na bezbednoj udaljenosti od samog rotora. S obzirom na to da u međugvožđu deluju i fluks rotora i fluks statora, razvijena je metoda koja omogućava otkrivanje, precizno određivanje mesta i procenu broja kratkospojenih navojaka.

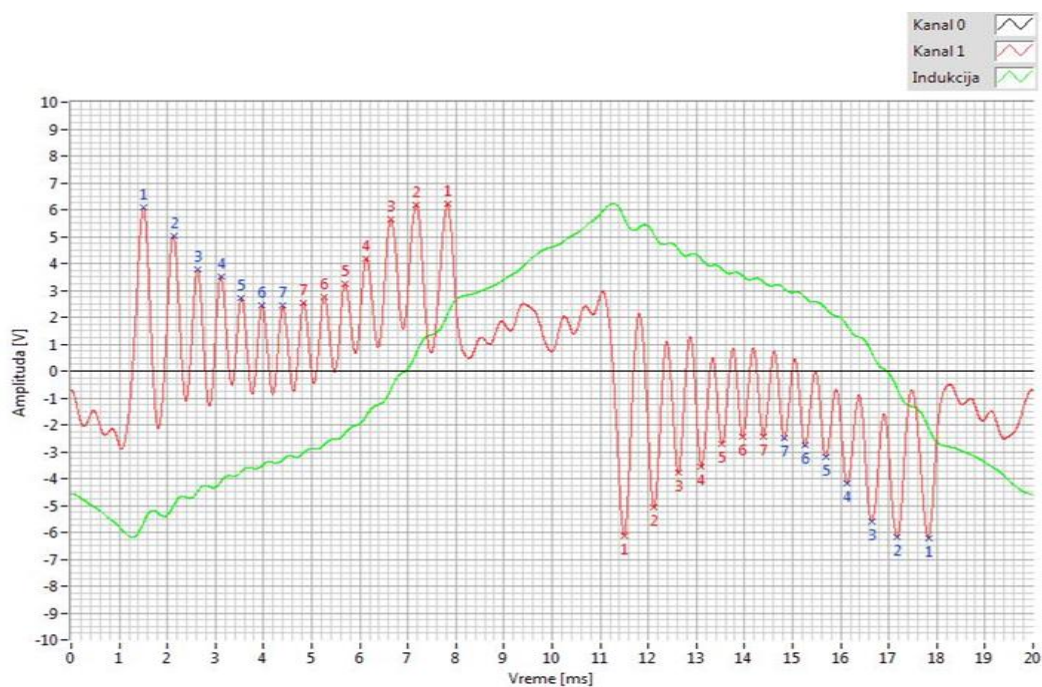


Slika 3: Šema poprečnog preseka dvopolnog rotora sa senzorom i rasutim fluksom u blizini žlebova [2] [3] [4]

Pikovi napona na dijagramu (slika 4) direktno su povezani sa centralnim linijama žlebova i zuba rotora, pri čemu je apsolutna vrednost napona znatno veća na centralnim linijama žlebova nego na centralnim linijama zuba. Ovi pikovi napona, odnosno njihove vrednosti, zavise od ampernavojaka u odgovarajućim žlebovima rotora i rasutog fluksa tih žlebova. Takođe, sa dijagrama se može uočiti da su svi pikovi indukovanih napona numerisani, što je korisno u slučaju kada tokom merenja nije poznat broj žlebova po polu rotora.

Otkrivanje kratkospojenih navojaka zasniva se na poređenju signala sa senzora fluksa, koji se odnose na komplementarne žlebove polova. Poređenjem vrednosti ova dva signala moguće je proceniti broj kratkospojenih navojaka u žlebu, pod uslovom da je poznat ukupan broj navojaka u tom žlebu.

Međutim, očigledno je da je nemoguće otkriti kratkospojene navojke ako su prisutni u oba komplementarna žleba. Ipak, njihovo otkrivanje je moguće korišćenjem aktuelnih rezultata, kao i podataka iz prethodnih perioda monitoringa, kada kratkospojeni navojci nisu postojali.



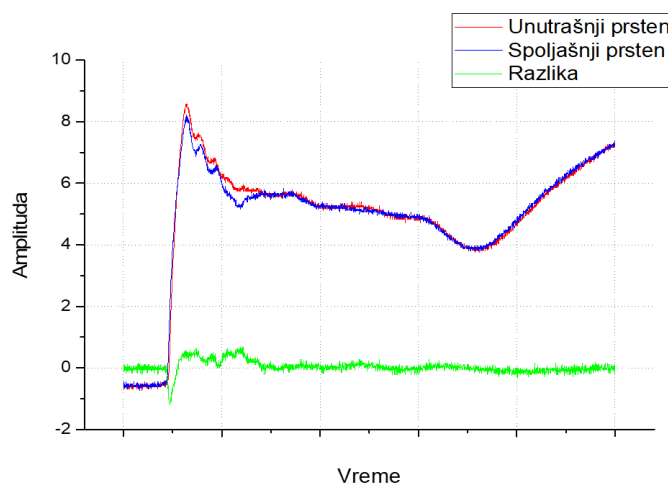
Slika 4: Naponski signal dobijen sa senzora fluksa montiranog u vazdušnom procepu

4 ANALIZA SLUČAJA

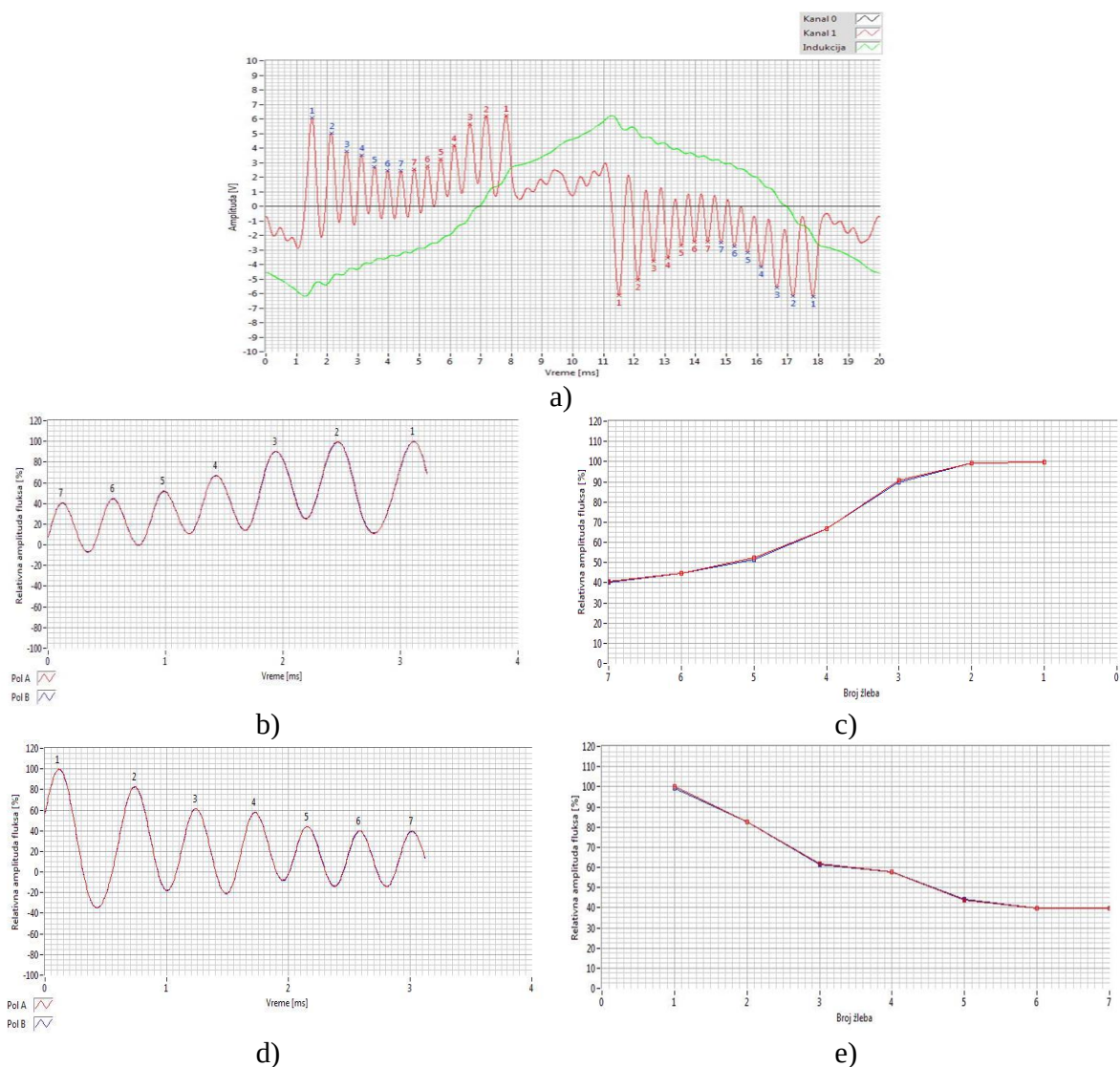
4.1.1 Generator 1

Kontrola međunavojne izolacije *offline* metodom ukazuje na postojanje najmanje jednog međunavojnog kratkog spoja u namotaju rotora (slika 5)

Ispitivanje magnetnog fluksa online metodom pomoću senzora u vazdušnom procepu ne ukazuje na prisustvo međunavojnog kratkog spoja u namotaju rotora (slika 6).



Slika 5: Snimljeni odzivi sa kontaktnih prstenova na pobudu iz RIG rotora u mirovanju, Generator 1. Plavo – spoljni prsten, narandžasto – unutrašnji prsten, zeleno – razlika.

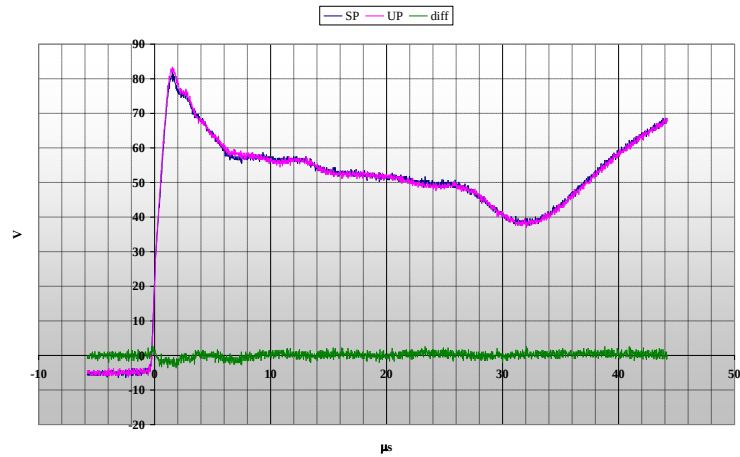


Slika 6: Generator 1. a) Sirov naponski signal sa senzora magnetnog fluksa; b) Preklapanje signala za vodeće žljebove; c) Preklapanje maksimuma signala za vodeće žljebove; d) Preklapanje signala za zaostajuće žljebove; e) Preklapanje maksimuma signala za zaostajuće žljebove;

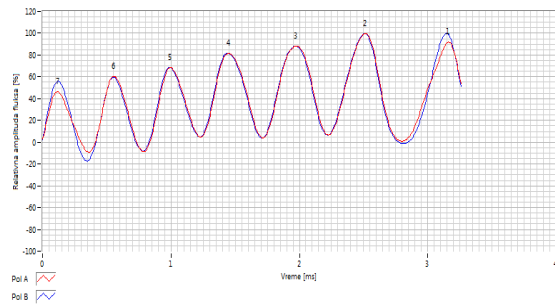
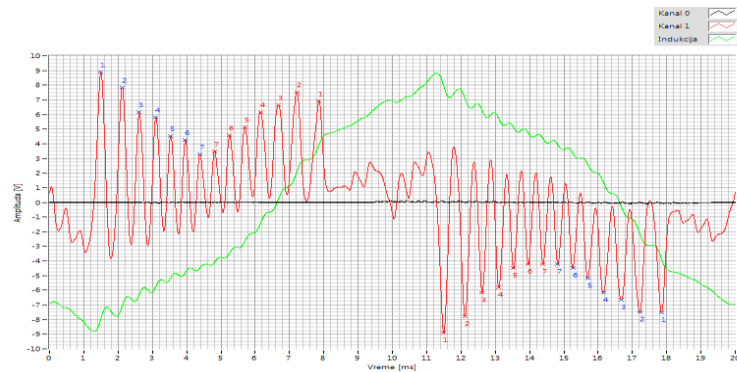
4.1.2 Generator 2

Kontrola međunavojne izolacije *offline* (RIG) metodom ne ukazuje na postojanje međunavojnih kratkih spojeva u namotaju rotora (slika 7).

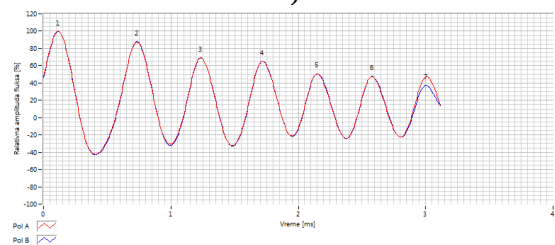
Međutim, sa slike 8 se može videti značajno odstupanje naponskih signala dva pola (crvena i plava linija) se može videti na vodećem žljebu 1 i 7, kao i na zaostajućem žljebu broj 7. Ovo indicira na postojanje najmanje jednog međunavojnog kratkog spoja u namotaju rotora.



Slika 7: Snimljeni odzivi sa kontaktnih prstenova na pobudu iz RIG rotora u mirovanju, Generator 2. Plavo – spoljni prsten, Roze – unutrašnji prsten, Zeleno – razlika.

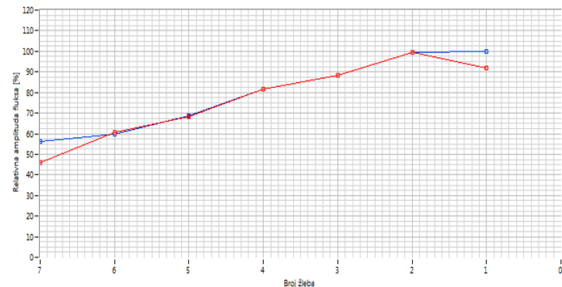


b)

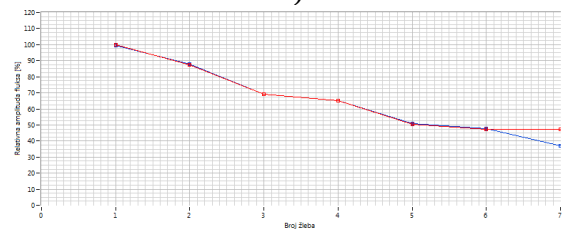


d)

a)



c)



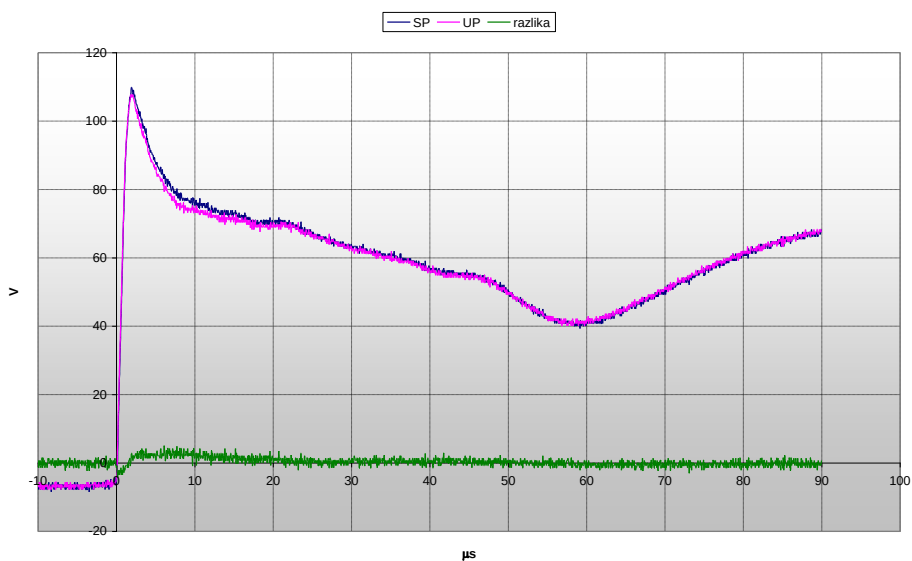
e)

Slika 8: Generator 2. a) Sirov naponski signal sa senzora magnetnog fluksa; b) Preklapanje signala za vodeće žljebove; c) Preklapanje maksimuma signala za vodeće žljebove; d) Preklapanje signala za zaostajuće žljebove; e) Preklapanje maksimuma signala za zaostajuće žljebove;

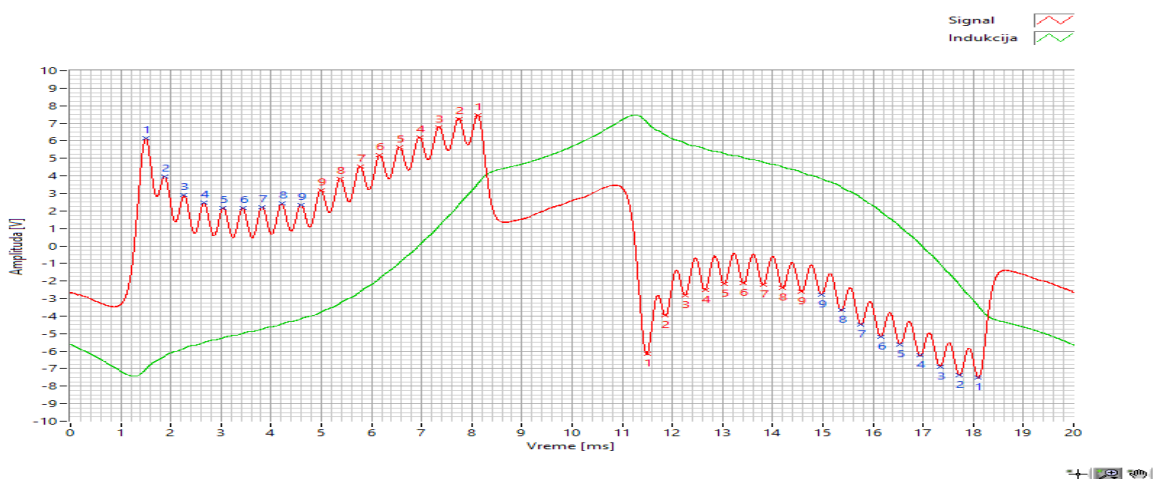
4.1.3 Generator 3

Kontrola međunavojne izolacije *offline* (RIG) metodom pokazuje neznatno odstupanje između snimljenih odziva, tako da se ne može sa sigurnošću reći da postoje slabo mesto u međunavojnoj izolaciji namotaja rotora (slika 9). Ovo je primer nedovoljne osetljivosti metode ispitivanja rotora u mirovanju.

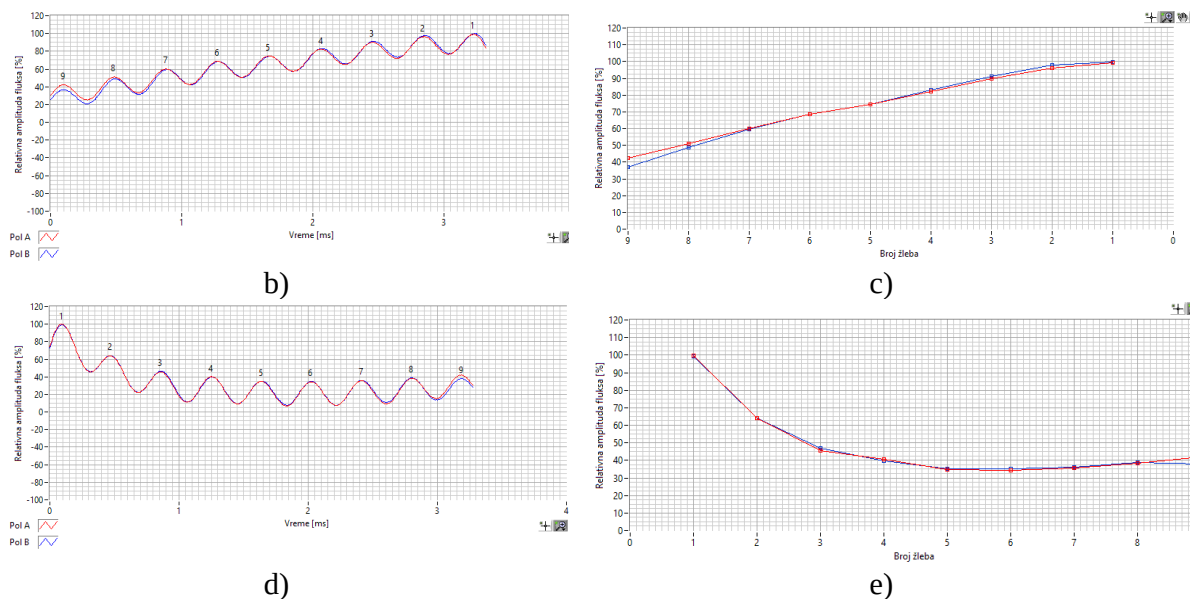
Sa slike 10 se može videti značajno odstupanje naponskih signala dva pola (crvena i plava linija) se može videti na vodećem žljebu 9. Ovo indicira na postojanje najmanje jednog međunavojnog kratkog spoja u namotaju rotora.



Slika 9: Repeticioni impulsni generator kao metoda za određivanje međunavojnih kratih spojeva u namotaju rotora, Generator 3. Plavo – spoljni prsten, Roze – unutrašnji prsten, Zeleno – razlika.



a)



Slika 10: Generator 3. a) Sirov naponski signal sa senzora magnetnog fluksa; b) Preklapanje signala za vodeće žljebove; c) Preklapanje maksimuma signala za vodeće žljebove; d) Preklapanje signala za zaostajuće žljebove; e) Preklapanje maksimuma signala za zaostajuće žljebove;

5 ZAKLJUČAK

Rad predstavlja poređenje *offline* i *online* metoda za detekciju kratkih spojeva između namotaja u rotoru turbo-generatora. Prikazani primeri pokazuju da su ovi kvarovi dinamične prirode, što znači da se uglavnom pojavljuju pod uslovima nominalnog rada mašine.

Stanje izolacije rotorskog namotaja je teško proceniti tokom tekućeg održavanja generatora zbog ograničenog pristupa namotajima, što zahteva uklanjanje rotorskih kapa i klinova. Klasična *offline* ispitivanja metodom RIG koja se standardno izvode na mašini u mirovanju (tokom remonta) kako bi se detektovali kratki spojevi u namotajima i/ili zemni spojevi često nisu pouzdana zbog prirode kvara, koji se može manifestovati samo tokom rada generatora, kada su pored električnih naprezanja uključene centrifugalne sile ali i termički stresovi.

Online metode za praćenje rotorskog magnetnog fluksa tokom rada generatora pokazale su se vrlo korisnim i pouzdanim u praksi, nadomestujući mane klasične *offline* RIG metode. Ovo zahteva početnu investiciju u montažu senzora za praćenje magnetnog fluksa, što omogućava periodično prikupljanje naponskih signala za analizu rotorskog magnetnog fluksa i procenu stanja izolacije između namotaja. Trošak ove investicije i instalacije je relativno mali u poređenju sa koristima mnogo sigurnijeg pogona, a može se realizovati u kratkom vremenskom periodu tokom godišnjeg generalnog pregleda. Instalacija senzora magnetnog fluksa može se obaviti čak i bez vađenja rotora, ali je mnogo lakša i sigurnija kada je rotor van mašine tokom većeg remonta.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije kroz Ugovor o realizaciji i finansiranju naučnoistraživačkog rada NIO u 2025. godini.

This work was supported in part by the Ministry of Science, Technological Development and Innovation of the Republic of Serbia under the Contract on the realization and financing of the scientific research work of Research and Innovation Organizations in 2025.

6 LITERATURA

- [1] M. Šašić, G. C. Stone, J. Stein and C. Stinson, "Detecting Turn Shorts in Rotor Windings: A New Test Using Magnetic Flux Monitoring," *IEEE Industry Applications Magazine*, no. 19(2):63-69, 2013
- [2] Z. Obradović, "Magnetni monitoring obrtnih električnih mašina u elektrana Elektroprivrede Srbije," in *I Faza*, Beograd, EPS, 2009. I. S. Jacobs and C. P. Bean, "Fine particles, thin films and exchange anisotropy," in *Magnetism*, vol. III, G. T. Rado and H. Suhl, Eds. New York: Academic, 1963, pp. 271–350
- [3] J. Kapler, S. Campbell and M. Credland, "Continuous automated flux monitoring for turbine generator rotor condition assesment," *EPRI Workshop Charlotte, NC*, July 2004. R. Nicole, "Title of paper with only first word capitalized," J. Name Stand. Abbrev., in press
- [4] F. Zec and N. Kartalović, "Sistem za online monitoring međunavojne izolacije namotaja rotora turbogenerators," in *CIGRE*, Zlatibor, 2013
- [5] G. C. Stone, M. Šašić, J. Stein and C. Stinson, "Using magnetic flux monitoring to detect synchronous machine rotor winding shorts," in *Record of Conference Papers Industry Applications Society 58th Annual IEEE Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC)*, 2011
- [6] K. Eves and J. Valasek, "Adaptive control for singularly perturbed systems examples," Code Ocean, Aug. 2023. [Online]. Available <https://codeocean.com/capsule/4989235/tree>
- [7] D. P. Kingma and M. Welling, "Auto-encoding variational Bayes," 2013, arXiv:1312.6114. [Online]. Available: <https://arxiv.org/abs/1312.6114>
- [8] S. Liu, "Wi-Fi Energy Detection Testbed (12MTC)," 2023, gitHub repository. [Online]. Available: <https://github.com/liustone99/Wi-Fi-Energy-Detection-Testbed-12MTC>
- [9] "Treatment episode data set: discharges (TEDS-D): concatenated, 2006 to 2009." U.S. Department of Health and Human Services, Substance Abuse and Mental Health Services Administration, Office of Applied Studies, August, 2013, DOI:10.3886/ICPSR30122.v2

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.04)

A1.04

**KOMPARATIVNA ANALIZA REKURENTNIH I TRANSFORMER MODELA
MAŠINSKOG UČENJA ZA PREDIKCIJU PROIZVODNJE AKTIVNE SNAGE
VETROGENERATORA****COMPARATIVE ANALYSIS OF RECURRENT AND TRANSFORMER MACHINE
LEARNING MODELS FOR WIND TURBINE ACTIVE POWER GENERATION
FORECASTING****Luka Ivanović, Ilija Klasnić, Saša Milić***

Kratak sadržaj: Vetrogeneratori su inherentno intermitentni izvori energije koji pretežno zavise od meteoroloških uslova. Precizno predviđanje proizvodnje aktivne snage vetrogeneratora ključno je za optimizaciju rada modernih elektroenergetskih sistema bogatim obnovljivim izvorima energije, poboljšanje stabilnosti sistema, efikasnije balansiranje proizvodnje i potrošnje, optimizaciju tržišta električne energije i brojne druge aspekte. Razvojem i primenom naprednih metoda veštačke inteligencije i mašinskog učenja (ML) moguće je dodatno povećati tačnost predikcije, omogućavajući sistemu da se bolje prilagodi varijabilnoj prirodi vetroenergije. U radu istražujemo efikasnost dva pristupa mašinskog učenja za predikciju aktivne snage vetrogeneratora, fokusirajući se na ML modele zasnovane na rekurentnim neuralnim mrežama (LSTM i GRU) i na Transformer modele prilagođenije procesiranju i predikciji vremenskih serija. Transformer modeli su sve prisutniji u analizi vremenskih serija zbog sposobnosti da efikasno prepoznaju dugoročne zavisnosti u podacima primenom *self-attention* mehanizma, omogućavajući paralelnu obradu sekvenci i precizniju identifikaciju relevantnih obrazaca u podacima. Izbor arhitekture transformer modela i podešavanje njegovih parametara su dva uslovljena iterativna postupka. Validacija realizovanog ML modela se vrši na praktičnom open-source skupu podataka koji sadrži veliki broj ulaznih karakteristika vezanih za meteorološke i operativne parametre sistema. Selekcija najrelevantnijih obeležja vrši se na osnovu korelacije sa ciljanom promenljivom (u ovom slučaju aktivnom snagom), čime se smanjuje dimenzionalnost problema i poboljšava efikasnost modela. Eksperimentalna evaluacija uključuje analizu performansi modela pomoću standardnih metrika (RMSE i MAEI), pri čemu se paralelno analiziraju arhitektura transformera i skup vrednosti njegovih parametara. Dobijeni rezultati pružaju uvid u prednosti i ograničenja oba pristupa u više različitih scenarija sa kratkoročnom i dugoročnom predikcijom, sa ciljem poboljšanja šire strategija predikcije i optimizacije rada vetroelektrana.

* Luka Ivanović, Elektrotehnički Institut Nikola Tesla Beograd, luka.ivanovic@ieent.org
Ilija Klasnić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla ad Beograd, ilija.klasnic@ieent.org
Saša Milić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, s-milic@ieent.org

Ključne reči: *Mašinsko učenje, Rekurentne neuralne mreže, Transformer modeli, Vremenskeserije*

Abstract: Wind turbines are inherently intermittent energy sources that predominantly depend on meteorological conditions. Accurate prediction of wind turbine active power generation is crucial for optimizing the operation of modern power systems rich in renewable energy sources, improving system stability, enhancing the efficiency of production and consumption balancing, optimizing the electricity market, and numerous other aspects. The development and application of advanced artificial intelligence and machine learning (ML) methods can further increase prediction accuracy, enabling the system to better adapt to the variable nature of wind energy. This paper investigates the efficiency of two machine learning approaches for predicting wind turbine active power, focusing on ML models based on recurrent neural networks (LSTM and GRU) and Transformer models adapted for processing and predicting time series data. Transformer models have recently gained prominence in time series analysis due to their ability to effectively recognize long-term dependencies in data through the self-attention mechanism, enabling parallel sequence processing and more accurate identification of relevant patterns in the data. The choice of transformer model architecture and parameter tuning is conditioned by two iterative processes. The validation of the developed ML model is performed using a practical open-source dataset that contains a large number of input features related to meteorological and operational system parameters. The selection of the most relevant features is based on their correlation with the target variable (in this case, active power), reducing the dimensionality of the problem and improving model efficiency. The experimental evaluation includes an analysis of model performance using standard metrics (RMSE and MAEI), while simultaneously examining the transformer architecture and its parameter set. The obtained results provide insight into the advantages and limitations of both approaches in various scenarios of short-term and long-term prediction, with the aim of improving broader prediction strategies and optimizing wind farm operations.

Key words: *windgenerator, machine learning, recurent neural network, transformer model, time series*

1 UVOD

Aktuelna energetska tranzicija, oslonjena na primenu obnovljivih izvora energije, je ključni faktor u borbi protiv klimatskih promena i smanjenju emisije štetnih gasova sa efektom staklene bašte [1,2]. Jedan od obnovljivih izvora su i vetroelektrane koje u svojoj proizvodnji koriste energiju vetra na ekološki prihvatljiv način. Prema [3] instalisana snaga vetroelektrana u svetu na kraju 2023. godine iznosi 1017390 MW i u poslednjih deset godina se povećala skoro 3 puta. Moderne vetroturbine mogu da rade pri manjim vrednostima brzine vetra i uključuju pametne tehnologije za praćenje performansi u realnom vremenu. Konstantni napretci u ovoj oblasti omogućavaju da energija vetra ostane konkurentna opcija u aktuelnoj energetskejoj tranziciji [4, 5].

Aktivna snaga vetroturbine zavisi od nekoliko faktora ali dominantan je brzina vetra. Međutim, kako je ova veličina po prirodi intermitentna i stohastička (sa velikim fluktuacijama) i zavisi od različitih faktora kao što su klimatski uslovi i godišnja doba, njeno predviđanje je prilično kompleksno [6].

Tradicionalno, sistemi za predikciju snage vetroturbina su se zasnivali na ne toliko preciznim statističkim modelima koji su uzimali u obzir istorijske podatke o brzini vetra, smeru vetra, atmosferskim uslovima (temperatura i vlažnost vazduha) i dr. U poslednje vreme se u ove svrhe sve više koriste različite tehnike mašinskog učenja zbog sposobnosti da efikasno prepoznaju dugoročne zavisnosti u podacima kroz *self-attention* mehanizam i preciznije identifikuju relevantne obrazce u podacima [7]-[10]. Nedostatak tačne predikcije brzine vetra, a samim tim i aktivne snage vetroturbine može dovesti do značajnih problema u elektroenergetskom sistemu koji je bogat vetroturbinama: nedovoljne rezerve aktivne snage, problemi sa stabilnošću sistema i dr. Iz tog razloga se uspešna integracija vetroturbina u moderne elektroenergetske sisteme čvrsto oslanja na preciznom predviđanju snage vetra.

U radu su opisana dva pristupa mašinskog učenja za predikciju aktivne snage vetrogeneratora, fokusirajući se na ML modele zasnovane na rekurentnim neuralnim mrežama (*LSTM* i *GRU*) i na Transformer modelima. Validacija realizovanih ML modela je izvršena na praktičnom *open-source* skupu podataka jedne vetroturbine koji sadrži veliki broj ulaznih karakteristika vezanih za meteorološke i operativne parametre sistema [11]. Selekcija najrelevantnijih obeležja izvršena je na osnovu korelacije sa ciljanom promenljivom tj. aktivnom snagom vetrogeneratora, čime je smanjena dimenzionalnost problema i poboljšana efikasnost predloženih modela. Eksperimentalna evaluacija podrazumeva analizu performansi predloženih modela pomoću standardnih metrika (*RMSE* i *MAEI*). Cilj primene tehnika mašinskog učenja u predikciji proizvodnje aktivne snage vetrogeneratora je da se poboljšaju preciznost predikcije i pouzdanost same vetroelektrane.

Rad je strukturiran na sledeći način: U prvom poglavlju, **Uvod**, predstavljena je osnovna motivacija i ciljevi istraživanja. Drugo poglavlje, **Opis i obrada podataka**, obuhvata detaljan prikaz korišćenih podataka, proces njihove selekcije, metode obrade i način podele skupa podataka. U trećem poglavlju, **Rekurentne neuronske mreže**, dat je kratak pregled rekurentnih neuronskih mreža, uz objašnjenje potrebe za korišćenjem LSTM i GRU modela, kao i njihov opis. Četvrto poglavlje, **Transformer modeli**, sadrži opšti pregled transformer modela, uz detaljniji opis PatchTST modela koji je primenjen u ovom radu. U petom poglavlju, **Rezultati**, predstavljeni su dobijeni rezultati i izvršena je komparativna analiza modela. Konačno, u šestom poglavlju, **Zaključak**, sumirani su ključni zaključci istraživanja i predloženi pravci za budući rad na ovoj temi.

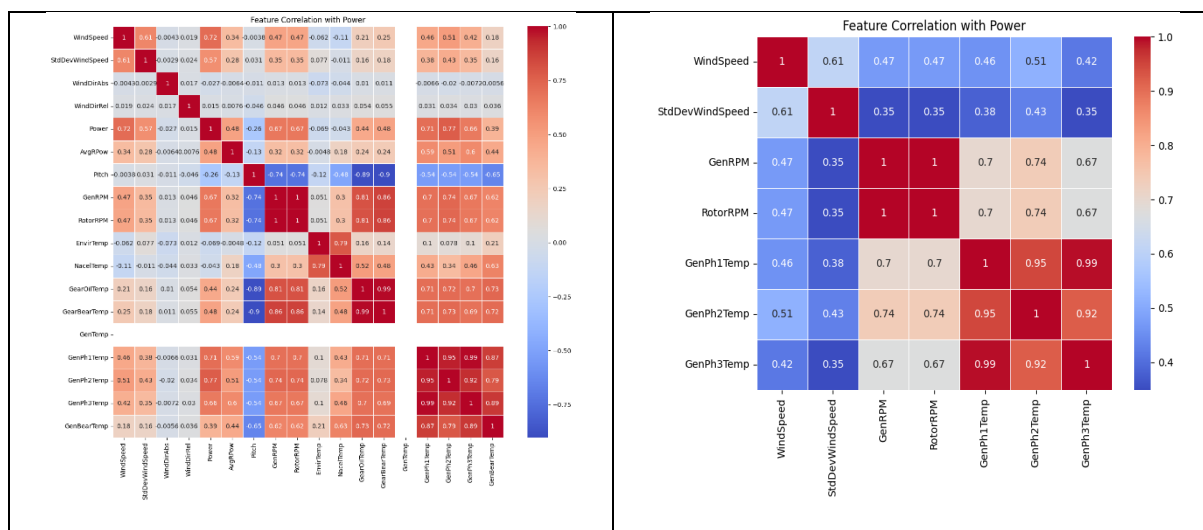
2 OPIS I OBRADA PODATAKA

Za predikciju aktivne snage vetrogeneratora korišćeni su arhivski podaci (merenja) prikupljeni na SCADA sistemu vetroelektrane sa desetominutnom rezolucijom za period od 14 godina. Na raspolaganju su bili sledeći podaci: brzina vetra, apsolutni smer vetra, relativni pravac gondole u odnosu na apolutni smer vetra, aktivna snaga vetrogeneratora, reaktivna snaga vetrogeneratora, brzina obrtanja vetrogeneratora, temperatura ambijenta u okolini gondole, temperatura reduktora, temperature faznih namotaja i ležajeva vetrogeneratora.

2.1 Obrada podataka

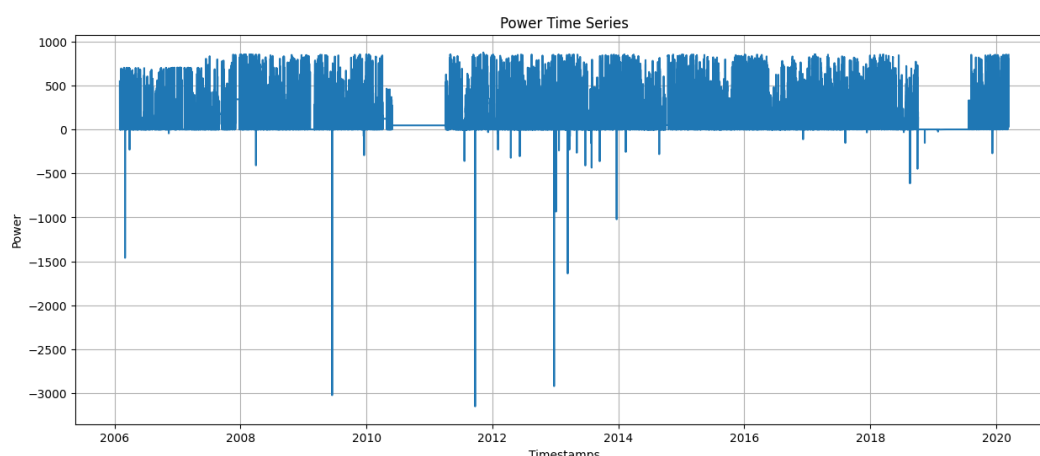
S obzirom na to da su prikupljeni podaci originalno arhivirani u intervalima od 10 minuta, izvršena je interpolacija kako bi se obezbedila satna rezolucija podataka. Za svaki sat, izračunata je srednja vrednost šest desetominutnih uzoraka i korišćena kao reprezentativna vrednost za taj vremenski korak. Ovaj pristup omogućava smanjenje šuma u podacima i poboljšava konzistentnost ulaznih podataka za modele vremenskih serija.

S obzirom na veliki broj ulaznih podataka od interesa je bilo utvrditi međusobnu korelaciju u cilju odabira najrelevantnijih podataka za predikciju aktivne snage. Na slici 1a prikazana je korelaciona matrica koja sadrži koeficijente korelacije između svih ulaznih podataka, na osnovu koje su određeni najrelevantniji za predikciju aktivne snage, a koji su prikazani na slici 1b. Kriterijum za odabir najrelevantnijih podataka je da apsolutna vrednost koeficijenta bude veća od 0.5.



Slika 1: a) korelaciona matrica za sve ulazne podatke b) korelaciona matrica za najrelevantnije ulazne podatke za predikciju aktivne snage vetrogeneratora

Prikupljeni podaci pokrivaju period od 2006. do 2020. godine i obuhvataju arhivske vrednosti radnih parametara vetrogeneratora i meteoroloških uslova. Pre početka modeliranja, izvršena je temeljna analiza podataka kako bi se osigurala njihova validnost i relevantnost za zadatak predikcije aktivne snage vetroturbine. Na slici 2 prikazane su vrednosti aktivne snage (izlazne varijable čija vrednost se predviđa):

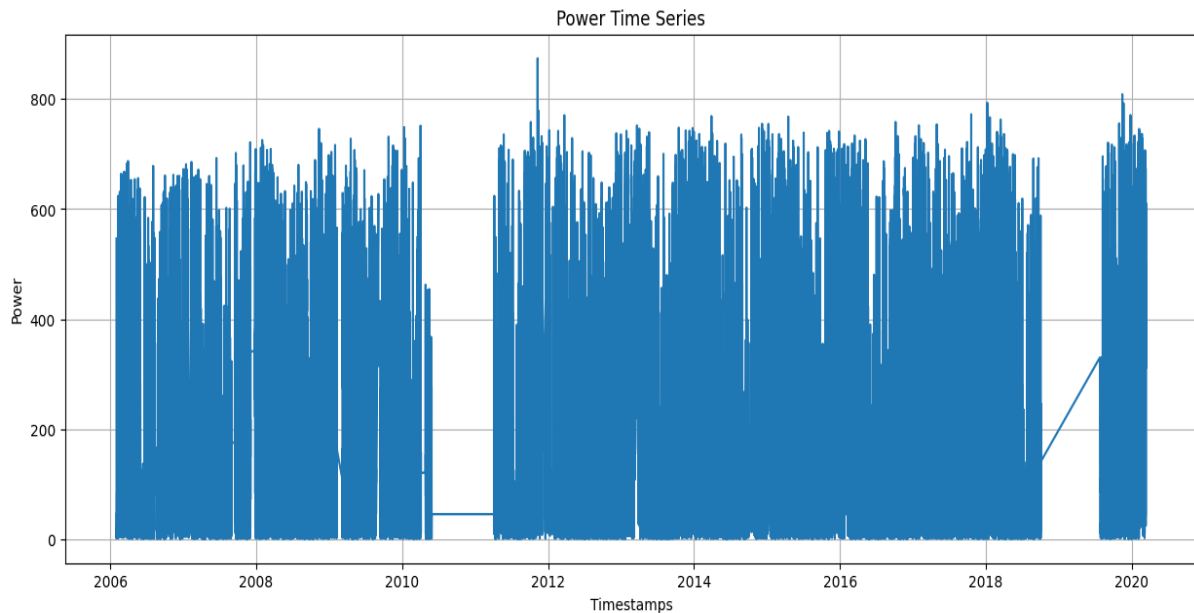


Slika 2: Vrednosti aktivne snage za period od 2006. do 2020. godine

Pošto je uočen veliki broj odstupajućih podataka (*outlier-a*), podaci su isfiltrirani i iskorišćena je *z-score* metoda kao tehnika koja se koristi za identifikaciju outlier-a u skupu podataka (2.1):

$$Z = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (2.1)$$

gde su: x vrednost odbirka, μ je srednja vrednost skupa podataka a σ standardna devijacija skupa podataka. Izabrana vrednost praga je $Z > 2$, odnosno *outlier* je onaj odbirak čija je vrednost *z-score*-a veća za 2 standardne devijacije od srednje vrednosti. Rezultati filtriranja ulaznih podataka primenom *z-score* metoda su prikazani na slici 3.



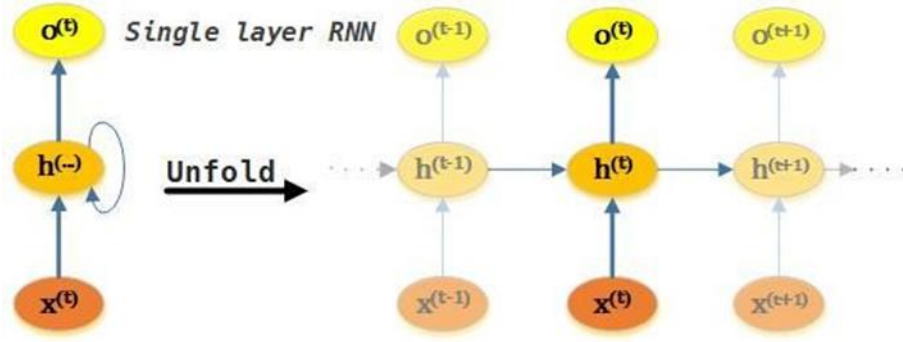
Slika 3: Vrednosti aktivne snage bez outlier-a

Zbog neadekvatnih vrednosti, podaci iz 2011. i 2019. godine su isključeni iz skupa, ali je struktura vremenske serije očuvana uprkos uklanjanju te podsekvence. Nakon filtriranja podataka, primenjen je postupak normalizacije kako bi se obezbedila ujednačenost različitih obeležja. Korišćen je MinMaxScaler metod, kojim su sve vrednosti skalirane u opsegu $[0,1]$. Ovaj postupak omogućava bržu i stabilniju konvergenciju modela tokom procesa treniranja.

Na kraju, podaci su podeljeni na trening i test skup u odnosu 80:20 u korist trening skupa. Trening skup je korišćen za obučavanje modela, dok je test skup korišćen za evaluaciju generalizacione sposobnosti modela i poređenje performansi različitih arhitektura (PatchTST, LSTM i GRU). Pri selekciji trening i test skupa vođeno je računa da se očuva vremenska struktura podataka, kako bi se obezbedilo realno testiranje modela u kontekstu vremenske predikcije.

3 REKURENTNE NEURONSKE MREŽE

Rekurentne neuronske mreže (RNN) su arhitekture neuronskih mreža dizajnirane za obradu sekvencijalnih podataka tako što zadržavaju informacije iz prethodnih vremenskih koraka kroz rekurentne veze. RNN se "odmotava" kroz vremenske korake, pri čemu se isti parametri primenjuju na svakom koraku. Standardne veze se prenose kroz slojeve, dok rekurentne veze omogućavaju prenos informacija između susednih vremenskih koraka. Kako je prikazano na slici 4, RNN se može posmatrati kao neuronska mreža s direktnim prosleđivanjem, ali sa zajedničkim parametrima kroz vreme:



Slika 4: „Odmotana“ rekurentna neuronska mreža

Svaka skrivena jedinica (h) u RNN prima dva ulaza: preaktivaciju iz ulaznog sloja i aktivaciju istog skrivenog sloja iz prethodnog vremenskog koraka $t-1$. Na početku, kada je $t = 0$, skrivene jedinice se inicijalizuju na nule ili male nasumične vrednosti. Za korake gde je $t > 0$, skrivene jedinice primaju vrednost trenutnog ulaza $x(t)$, kao i vrednosti skrivenih jedinica iz prethodnog koraka $h(t-1)$. Vrednost skrivene jedinice u trenutku t se računa na sledeći način:

$$\mathbf{h}^{(t)} = \sigma_h(\mathbf{W}_{xh}\mathbf{x}^{(t)} + \mathbf{W}_{hh}\mathbf{h}^{(t-1)} + \mathbf{b}_h) \quad (3.1)$$

gde je $\mathbf{W}_{xh}$ težinska matrica između ulaza $\mathbf{x}^{(t)}$ i skrivene jedinice h , $\mathbf{W}_{hh}$ je težinska matrica rekurentne veze, a $\mathbf{b}_h$ je pomak odnosno bias.

Nakon što se izračunaju aktivacije skrivenih jedinica u vremenskom trenutku t , aktivacije izlaznih jedinica će biti izračunate na sledeći način:

$$\mathbf{o}^{(t)} = \phi_o(\mathbf{W}_{ho}\mathbf{h}^{(t)} + \mathbf{b}_o) \quad (3.2)$$

gde je $\mathbf{W}_{ho}$ težinska matrica između skrivene jedinice h i izlaznog sloja o , a $\mathbf{b}_o$ je pomak odnosno bias.

Gubitak u vremenskom trenutku t se označava sa $l(\mathbf{o}^{(t)}, \mathbf{y}^{(t)})$, a objektna funkcija L čiji minimum se traži za vremenski period T je predstavljena sledećom formulom:

$$L = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T l(\mathbf{o}^{(t)}, \mathbf{y}^{(t)}) \quad (3.3)$$

Objektna funkcija L zavisi od težinskih matrica $\mathbf{W}_{xh}$ i $\mathbf{W}_{hh}$ vezane za skrivene jedinice $\mathbf{h}^{(1)}, \dots, \mathbf{h}^{(T)}$. Da bismo izračunali gradijente u odnosu na ove parametre, $\partial L / \partial \mathbf{W}_{xh} \in \mathbb{R}^{h \times d}$ i $\partial L / \partial \mathbf{W}_{hh} \in \mathbb{R}^{h \times h}$ primenjujemo lančano pravilo i dobijamo sledeće izraze:

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{W}_{xh}} = \sum_{t=1}^T \frac{\partial L}{\partial \mathbf{h}^{(t)}} \times \frac{\partial \mathbf{h}^{(t)}}{\partial \mathbf{W}_{xh}} = \sum_{t=1}^T \frac{\partial L}{\partial \mathbf{h}^{(t)}} \mathbf{x}^{(t)T} \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{W}_{hh}} = \sum_{t=1}^T \frac{\partial L}{\partial \mathbf{h}^{(t)}} \times \frac{\partial \mathbf{h}^{(t)}}{\partial \mathbf{W}_{hh}} = \sum_{t=1}^T \frac{\partial L}{\partial \mathbf{h}^{(t)}} \mathbf{h}^{(t-1)T} \quad (3.5)$$

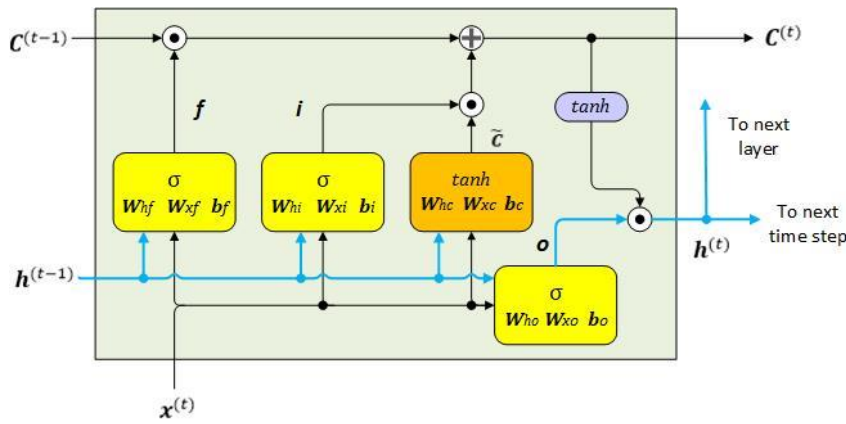
Problem nestajućih gradijenata u RNN-u nastaje usled ponovljenog množenja gradijenata kroz vremenske korake, što može dovesti do njihovog zanemarljivog uticaja pri ažuriranju težina, posebno kod dugih sekvenci ili malih inicijalnih težina (jednačine 3.4 i 3.5). Ovo usporava učenje i može dovesti do gubitka bitnih informacija.

Sa druge strane, problem eksplodirajućih gradijenata nastaje kada parcijalni izvodi postanu preveliki tokom propagacije unazad zbog velikih vrednosti članova težinskih matrica, što sprečava konvergenciju i može izazvati oscilacije RNN oko lokalnog minimuma.

Zbog toga su dizajnirane sledeće dve arhitekture, LSTM i GRU.

3.1 LSTM (Long Short-Term Memory)

LSTM je specijalna vrsta RNN-a dizajnirana za praćenje dugoročnih zavisnosti u sekvencijalnim podacima. Ključna inovacija LSTM-a je mehanizam kapija (*input*, *forget* i *output gate*) koji omogućava mreži da efikasno zadrži ili odbaci informacije tokom dužih sekvenci. LSTM ćelija se sastoji od memorijskih blokova koji održavaju stanje kroz vreme i regulišu protok informacija pomoću nelinearnih kapija. Arhitektura LSTM bloka je prikazana na slici 5.



Slika 5: Arhitektura LSTM bloka

Stanje ćelije $C^{(t)}$ se ažurira pomoću prethodnog stanja $C^{(t-1)}$, pri čemu kapije odlučuju koje informacije će biti sačuvane ili odbačene.

Forget gate (f_t) određuje koje informacije iz prethodnog stanja treba zaboraviti:

$$f_t = \sigma(W_{xf}x^{(t)} + W_{hf}h^{(t-1)} + b_f) \quad (3.6)$$

Input gate (i_t) i vrednost $\tilde{C}_t$ ažuriraju stanje ćelije:

$$i_t = \sigma(W_{xi}x^{(t)} + W_{hi}h^{(t-1)} + b_i) \quad (3.7)$$

$$\tilde{C}_t = \tanh(W_{xc}x^{(t)} + W_{hc}h^{(t-1)} + b_c) \quad (3.8)$$

Novo stanje ćelije C u trenutku t se računa na sledeći način:

$$C^{(t)} = (C^{(t-1)} \odot f_t) \oplus (i_t \odot \tilde{C}_t) \quad (3.9)$$

gde znakovi $\odot$ i $\oplus$ označavaju element-po-element množenje i element-po-element sabiranje, respektivno.

Output gate (o_t) određuje izlazne vrednosti:

$$o_t = \sigma(W_{xo}x^{(t)} + W_{ho}h^{(t-1)} + b_o) \quad (3.10)$$

Skriveno stanje h se računa kao:

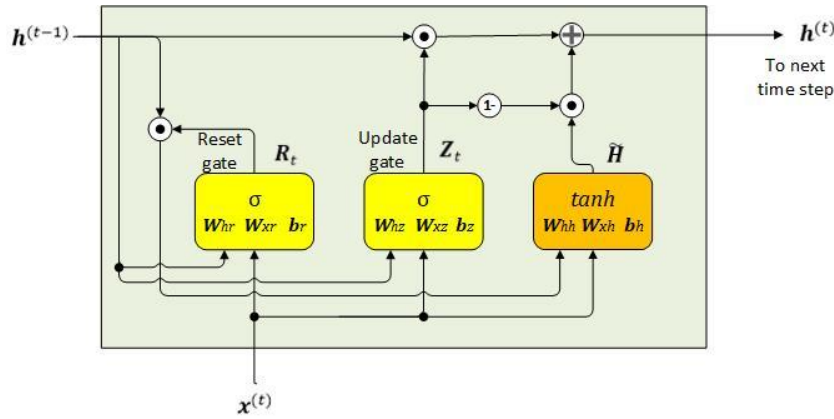
$$h^{(t)} = o_t \odot \tanh(C^{(t)}) \quad (3.11)$$

LSTM arhitektura omogućava stabilnije treniranje i bolju sposobnost praćenja dugoročnih zavisnosti u podacima.

3.2 GRU (Gated Recurrent Unit)

Pošto propagacija unazad u LSTM-u zahteva veliki broj parametara, vreme računanja odnosno vreme obučavanja modela je dugo. U [12] Cho i saradnici su predložili GRU, koji ima manje *gate*-ova od LSTM-a kako bi se skratilo vreme obučavanja. Iako je arhitektura GRU-a pojednostavljena, njegoa efikasnost je uporediva sa LSTM-om.

Slično LSTM-u, GRU koristi *gate*-ove za praćenje dugoročnih zavisnosti i rešavanje problema nestajućih i eksplodirajućih gradijenata. Na slici 6 prikazana je arhitektura GRU bloka.



Slika 6: Arhitektura GRU bloka

GRU jedinica je definisana sledećim jednačinama, gde $\tilde{H}_t$ označava kandidata skrivenog stanja:

$$R_t = \sigma(W_{xr}x^{(t)} + W_{hr}h^{(t-1)} + b_r) \quad (3.12)$$

$$Z_t = \sigma(W_{xz}x^{(t)} + W_{hz}h^{(t-1)} + b_z) \quad (3.13)$$

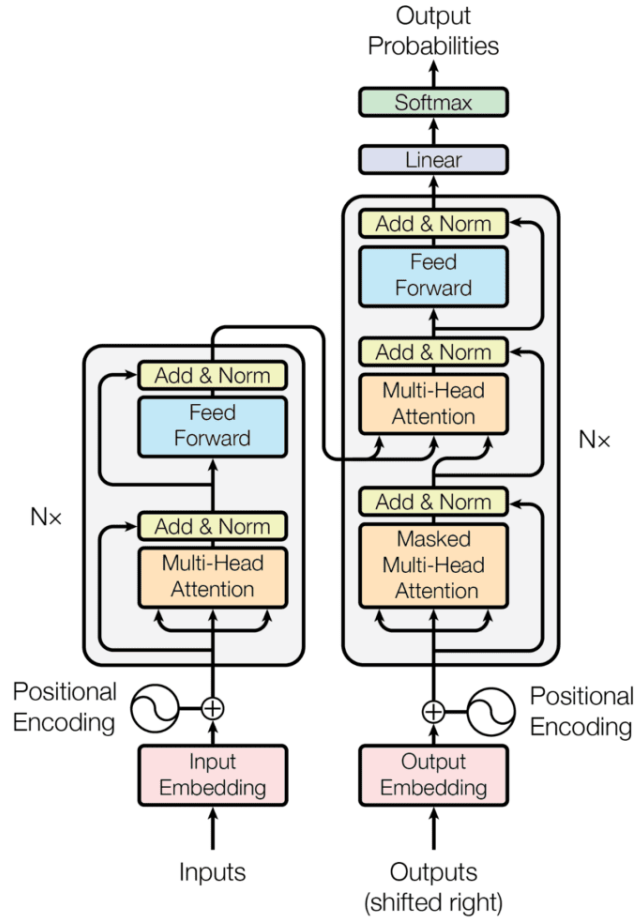
$$\tilde{H}_t = \tanh(W_{xh}x^{(t)} + W_{hh}(R_t \odot h^{(t-1)}) + b_h) \quad (3.14)$$

$$h^{(t)} = (h^{(t-1)} \odot Z_t) \oplus (1 - Z_t) \odot \tilde{H}_t \quad (3.15)$$

4 TRANSFORMER MODELI

Arhitektura Transformera, predstavljena u [13], zasniva se na enkoder i dekoder blokovima (Slika 7).

Iako su rani Transformer modeli eliminisali potrebu za rekurentnim i konvolucionim slojevima, oslanjajući se isključivo na mehanizme pažnje (*self-attention*) za modelovanje veza unutar sekvence, to ne važi za sve njihove varijante.



Slika 7: Arhitektura Transformer modela

U novijim arhitekturama namenjenim obradi vremenskih serija, često se integrišu LSTM slojevi kako bi se efikasnije uhvatile kratkoročne zavisnosti unutar podsekvenci. Takođe, tehnika tokenizacije igra ključnu ulogu u prilagođavanju principa obrade jezika specifičnim zahtevima segmentacije vremenskih podataka. Ovo omogućava brže obučavanje modela, veću paralelizaciju i bolju skalabilnost.

Blok enkodera se sastoji od više identičnih slojeva, koji uključuju mehanizam pažnje sa više glava (*multi-head attention*) i *Feedforward* neuronsku mrežu (FNN). Dekoder je sličan enkoderu, ali sadrži dodatni sloj pažnje između enkodera i dekodera (*encoder-decoder attention layer*), koji omogućava pristup izlazima enkodera.

Self-attention mehanizam računa indekse pažnje (*attention scores*) za sve pozicije u ulaznoj sekvenci omogućavajući modelu da prepozna globalne zavisnosti. Za svaki element ulazne sekvence, model generiše tri vektora: Q - upitni (*Query*) vektor, K - ključ (*Key*) vektor i V - vrednost (*Value*) vektor. Formula za računanje indeksa pažnje:

$$Attention(Q, K, V) = softmax\left(\frac{QK^T}{\sqrt{d_k}}\right) V \quad (4.1)$$

gde d_k predstavlja dimenziju vektora K.

Poziciono kodiranje (*Positional encoding*) daje informaciju o redosledu elemenata u sekvenci, jer *self-attention* mehanizam nema vremensku strukturu. *Feedforward* slojevi povećavaju nelinearnost i dubinu modela, čime poboljšavaju sposobnost modelovanja složenih nelinearnih sekvenci. *Multi-head attention* omogućava da model istovremeno analizira različite aspekte interakcije elemenata unutar sekvence. Konačni indeks pažnje se dobija spajanjem i linearnom transformacijom izlaza svih glava.

4.1 PatchTST

PatchTST (*Patch Time-Series Transformer*) [14] je napredni model za analizu vremenskih serija čija je glavna inovacija vremensko *patch*-ovanje (*temporal patching*), gde se duge vremenske sekvence dele na manje vremenske "parčiće" (*patches*), slično kao kod analize slika. Ključne karakteristike PatchTST modela su: segmentacija vremenskih serija (*patching layer*) čiji je zadatak da podeli ulaznu vremensku seriju na *patch*-eve fiksne dužine, linearno ugrađivanje (*linear embedding*) linearno projektuje svaki *patch* u vektorski prostor, standardni transformatorski enkoder i izlazni sloj koji projektuje transformisane *patch*-eve u željene predviđene vrednosti.

5 REZULTATI

Kao što je pokazano u poglavlju 2, modeli su dizajnirani da prihvataju 7 različitih ulaznih karakteristika, uključujući brzinu vetra, standardnu devijaciju brzine vetra, broj obrtaja generatora, temperaturu generatora i rotora. Svaka od ovih karakteristika pruža važne informacije za preciznu predikciju aktivne snage. Za svoje obučavanje, modeli koriste sekvence dužine 360 koraka unazad (petnaest prethodnih dana) kako bi predvideo snagu u sledeća 24 sata (24 koraka unapred). Optimizator koji se koristi je *Adam* sa vrlo malim početnim stepenom učenja (*learning rate*) od $1e^{-5}$. Ovako podešeni parametar omogućava stabilno učenje modela kroz više epoha. Takođe, koristi se *ReduceLROnPlateau scheduler*, koji smanjuje stopu učenja kada model ne pokazuje značajan napredak u minimalizaciji gubitka.

Modeli su trenirani kroz **20 epoha** korišćenjem *Mean Squared Error* (MSE) za ocenu kvaliteta treniranja i procene funkcije gubitka. Uz pomoć *DataLoader-a*, podaci su podeljeni na trening i test skupove, a tokom treninga su se računali različiti metrički pokazatelji kao što su *Root Mean Squared Error* (RMSE), *Mean Absolute Error* (MAE), *Mean Absolute Error Index* (MAEI) što je omogućilo detaljno praćenje performansi modela.

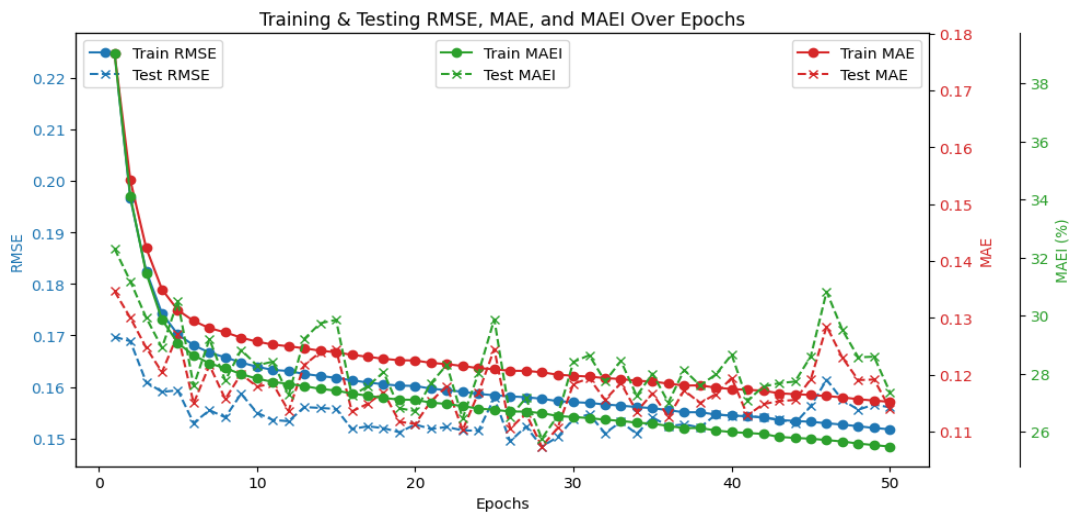
PatchTST model se sastoji od nekoliko ključnih komponenti:

1. *Patch Embedding* (1D Konvolucija): Model koristi 1D konvolucioni sloj kako bi izvukao informaciju iz ulaznih vremenskih serija. Ovaj sloj koristi filtere (kernel veličine 8 sa pomakom od 8), što omogućava efikasno smanjenje dimenzionalnosti podataka kroz lokalne interakcije. Konvolucija igra ključnu ulogu u ekstrakciji prostornih i vremenskih obrazaca, čime model postaje efikasan u obradama vremenskih serija.
2. *Transformer Encoder*: Nakon što su podaci prošli kroz konvolucioni sloj, rezultat se prosleđuje kroz *Transformer Encoder*. Ovaj deo modela koristi višeslojnu arhitekturu zasnovanu na Self-Attention mehanizmima, koji omogućavaju modelu da procesuiru celu vremensku seriju, uzimajući u obzir sve pozicije unutar nje.

Korišćenjem *positional encoding*-a, model prepoznaje i povezuje obrasce koji se ponavljaju kroz vreme, što mu omogućava da identifikuje relevantne informacije sa svih vremenskih tačaka za preciznu predikciju.

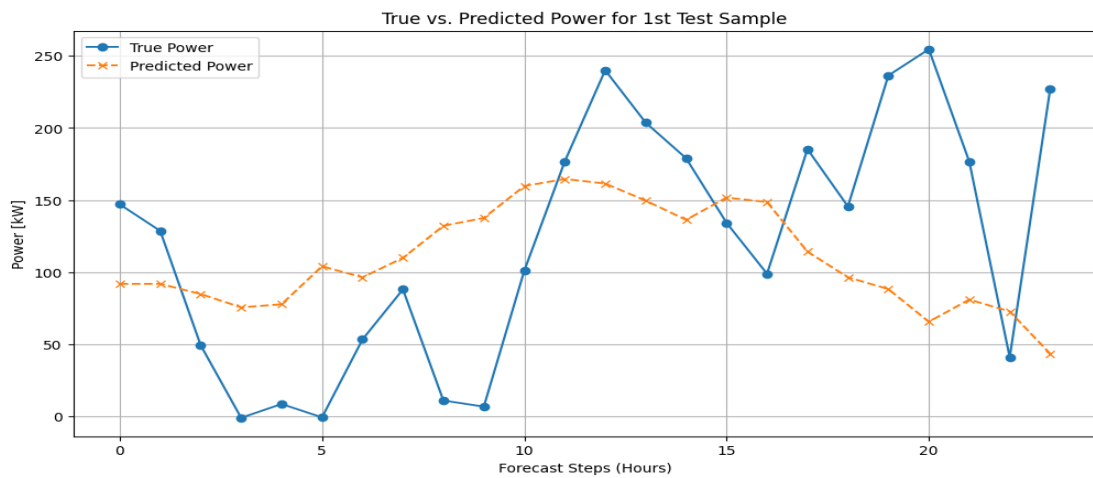
3. *Linearni Sloj za Projekciju*: Na kraju, izlaz iz Transformer enkodera se povezuje sa linearnim slojem za projekciju koji transformiše izlaz u traženi oblik predikcije. Ovaj sloj omogućava modelu da generiše tačne prognoze za buduće vrednosti, u ovom slučaju za 24 vremenska koraka unapred odnosno 24 sata unapred.
4. *Aktivacija*: Za aktivaciju izlaza koristi se *ReLU* funkcija, koja osigurava da izlazni podaci budu nenegativni. To je ključno za problem predikcije snage, jer fizička vrednost snage ne može biti negativna.

Na slici 8 predstavljene su metrike obučavanja PatchTST modela.



Slika 8: Metrike obučavanja PatchTST modela

Na slici 9 prikazane su stvarne izmerene vrednosti aktivne snage i predikcija PatchTST modela.



Slika 9: Izmerene i prediktivne vrednosti PatchTST modela za aktivnu snagu

Na slici 8 prikazane su promene metrika tokom procesa obučavanja kroz epohe. Analizom vrednosti metrika na trening i test skupu može se zaključiti da nije došlo ni do podobučavanja a ni do preobučavanja modela. Dodatno, slika 9 potvrđuje da PatchTST model efikasno generalizuje.

U okviru ovog istraživanja korišćeni su i LSTM i GRU modeli za predikciju aktivne snage vetrogeneratora.

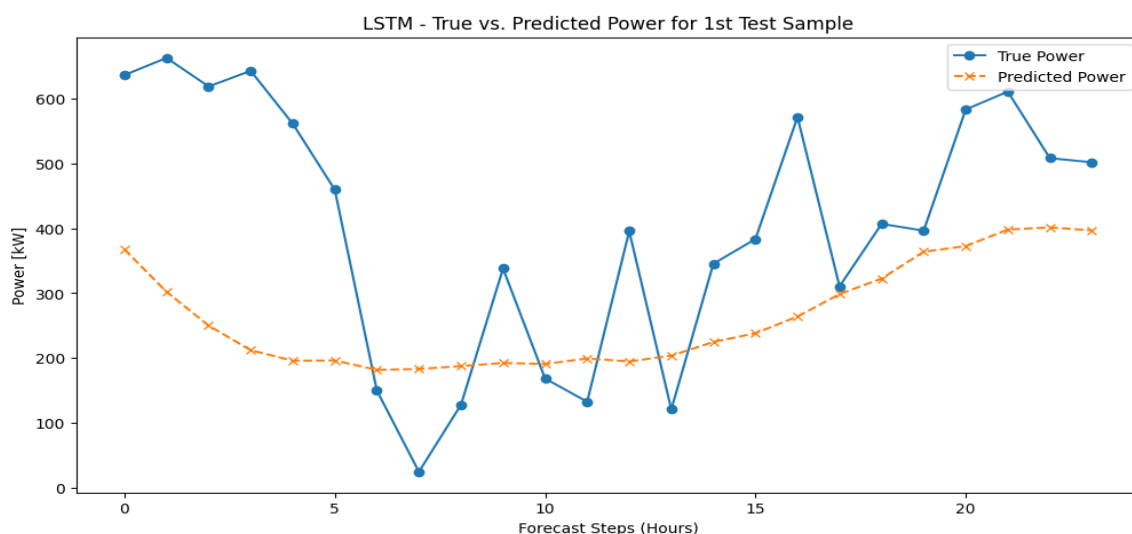
LSTM model korišćen u ovom radu sastoji se od nekoliko ključnih komponenti:

- *Ulazni sloj*: Prilagođen za rad sa sekvencijalnim podacima, gde svaki uzorak obuhvata vremenski prozor od 360 koraka unazad.
- *LSTM slojevi*: Model sadrži dva LSTM sloja sa *hidden_size* od 128 jedinica, koji omogućavaju učenje dugoročnih zavisnosti u podacima.
- *Dropout slojevi*: Kako bi se smanjio rizik od preobučavanja, između LSTM slojeva dodati su dropout slojevi sa stopom od 0.2.
- *Potpuno povezani sloj (Fully Connected Layer)*: Na izlazu, linearni sloj transformiše podatke u vektor dužine 24 za predikciju aktivne snage 24 koraka unapred (24 sata unapred).

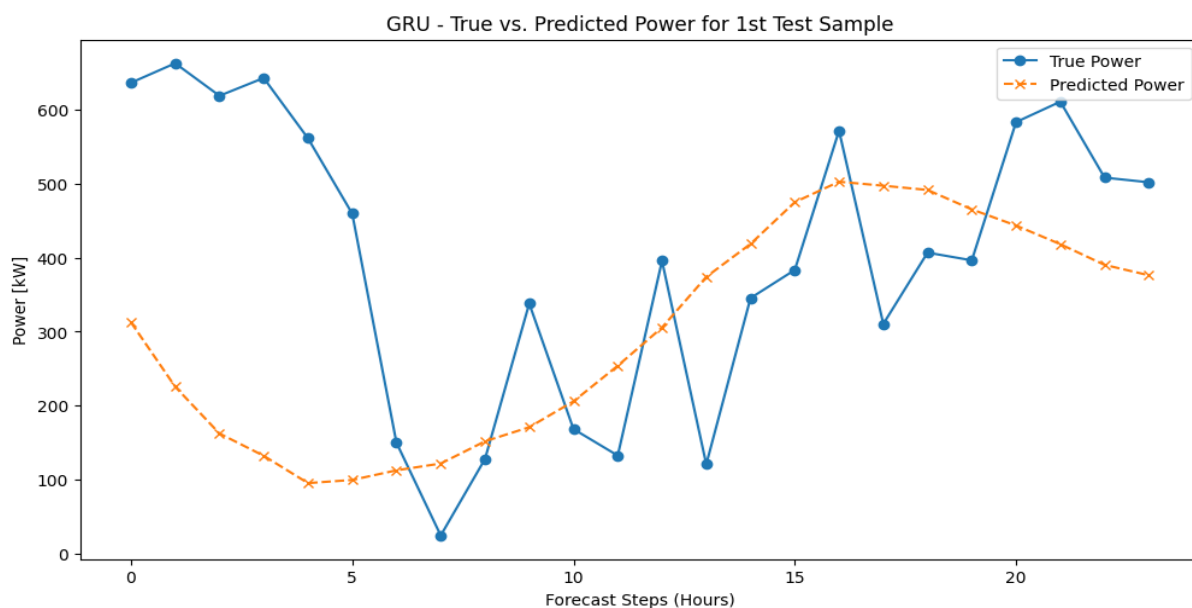
GRU model koristi sličnu arhitekturu kao LSTM, ali sa određenim razlikama:

- *GRU slojevi*: Dva GRU sloja sa *hidden_size* od 128 jedinica.
- *Manji broj parametara*: GRU koristi pojednostavljenu strukturu sa dve vrste vrata (*reset* i *update*), što smanjuje broj parametara i omogućava bržu obuku u poređenju sa LSTM-om.
- *Dropout slojevi*: Implementiran je dropout od 0.2 radi poboljšanja generalizacije modela.
- *Izlazni sloj*: Kao i kod LSTM modela, izlaz je vektor dimenzije 24, koji predviđa aktivnu snagu za sledećih 24 vremenskih koraka.

Na slikama 10 i 11 prikazane su stvarne izmerene vrednosti aktivne snage i predikcije LSTM i GRU modela, respektivno.



Slika 10: Izmerene i prediktivne vrednosti LSTM modela za aktivnu snagu



Slika 11: Izmerene i prediktivne vrednosti GRU modela za aktivnu snagu

Slike 10 i 11 ukazuju na to da modeli zasnovani na RNN takođe postižu dobru sposobnost generalizacije, pri čemu GRU model ostvaruje preciznije rezultate u kratkoročnom predviđanju aktivne snage vetrogeneratora. U Tabeli 1 prikazane su vrednosti metrika na test skupu za sva 3 modela:

Tabela 1: Vrednosti metrika na test skupu sva tri modela

Model	<i>RMSE</i>	<i>MAE</i>	<i>MAEI</i>
PatchTST	0.1545	0.1172	27.82%
GRU	0.2194	0.1676	31.81%
LSTM	0.2197	0.1722	31.97%

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu analizirana je kratkoročna predikcija aktivne snage vetrogeneratora korišćenjem tri različita modela mašinskog učenja za predikciju vremenskih serija: PatchTST, LSTM i GRU. Svi modeli su pokazali sposobnost tačne predikcije, pri čemu je PatchTST ostvario najbolje rezultate, nadmašujući ostale modele u pogledu preciznosti i sposobnosti generalizacije. GRU je takođe pokazao dobre performanse, dok je LSTM, iako efikasan, imao nešto slabije rezultate u poređenju s prethodna dva modela. Transformer modeli, za razliku od rekurentnih modela poput LSTM i GRU, pokazuju bolje sposobnosti u predikciji na dužim vremenskim horizontima. Zbog svoje arhitekture, koja omogućava bolje učenje globalnih zavisnosti u podacima, Transformer modeli su efikasniji u obradama dužih sekvenci i mogu pružiti preciznije predikcije, dok rekurentni modeli imaju tendenciju da se oslanjaju na prošle informacije u vremenu, što može ograničiti njihovu tačnost na duže staze. Značaj ovih modela ogleda se u sposobnosti da povezuju kompleksne, nelinearne zavisnosti između mnoštvo varijabli različitog tipa u cilju predikcije unapred definisane veličine.

Dalji pravci istraživanja usmeriće se na evaluaciju modela za dugoročne predikcije, što bi omogućilo bolje planiranje i optimizaciju rada vetrogeneratora.

Takođe, razmatraće se mogućnosti integracije ovih modela u postojeće energetske sisteme, gde bi mogli igrati savetodavnu ulogu u donošenju operativnih odluka.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije kroz Ugovor o realizaciji i finansiranju naučnoistraživačkog rada NIO u 2025. godini.

7 LITERATURA

- [1] IRENA Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 report, April 2019.
- [2] Ivanović, L., Milić, S. D., Sokolović, Ž., & Rakić, A. (2024). Komparativna analiza dubokih neuronskih mreža i algoritama sa pojačanjem gradijenta u dugoročnom predviđanju snage vetra. *Zbornik radova, Elektrotehnički institut "Nikola Tesla"*, 34, 15-36. <https://doi.org/10.5937/zeint34-51258>
- [3] IRENA (2024), Renewable energy statistics 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [4] Clifton-Smith, M., D. Wood, and A. Wright. "Optimising wind turbine design for operation in low wind speed environments." *Wind Energy Systems*. Woodhead Publishing, 2011. 366-e388.
- [5] Bošnjaković, Mladen, et al. "Wind turbine technology trends." *Applied Sciences* 12.17 (2022): 8653.
- [6] Zhang, H.; Yue, D.; Dou, C.; Li, K.; Hancke, G. Two-Step Wind Power Prediction Approach with Improved Complementary Ensemble Empirical Mode Decomposition and Reinforcement Learning. *IEEE Syst. J.* **2022**, 16, 2545.
- [7] Chu, X.; Bai, W.; Sun, Y.; Li, W.; Liu, C.; Song, H. A Machine Learning-Based Method for Wind Fields Forecasting Utilizing GNSS Radio Occultation Data. *IEEE Access* **2022**, 10, 30258.
- [8] Karaman, Ö.A. Prediction of Wind Power with Machine Learning Models. *Appl. Sci.* **2023**, 13, 11455. <https://doi.org/10.3390/app132011455>
- [9] Liu, T.; Huang, Z.; Tian, L.; Zhu, Y.; Wang, H.; Feng, S. Enhancing Wind Turbine Power Forecast via Convolutional Neural Network. *Electronics* **2021**, 10, 261.
- [10] Solas, M.; Cepeda, N.; Viegas, J.L. Convolutional Neural Network for Short-Term Wind Power Forecasting. In Proceedings of the 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bucharest, Romania, 29 September–2 October 2019; Institute of Electrical and Electronics Engineers: Piscataway, NJ, USA, 2019; pp. 1–5.
- [11] Byrne, Raymond; MacArtain, Paul (2022), "Vestas V52 Wind Turbine, 10-minute SCADA Data, 2006-2020 - Dundalk Institute of Technology, Ireland", Mendeley Data, V2, doi: 10.17632/tm988rs48k.2

- [12] J. Chung, et al., "Empirical Evaluation of Gated Recurrent Neural Networks on Sequence Modeling," 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.48550/arXiv.1412.3555>
- [13] A. Vaswani, et al., "Attention Is All You Need," In the Proceedings of the 31st Conference on Neural Information Processing Systems (NIPS), 2017, Long Beach, CA, USA. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1706.03762>
- [14] Y. Nie, N. H. Nguyen, P. Sinthong, J. Kalagnanam, "A time series is worth 64 words: Long-term forecasting with transformers," arXiv:2211.14730, 2022. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2211.14730>

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.05)**A1.05****UTICAJ KONSTRUKCIJE NAMOTAJA ROTORA VIŠEFAZNE ASINHRONE MAŠINE
NA DODATNE GUBITKE****INFLUENCE OF ROTOR WINDING CONSTRUCTION OF MULTIPHASE INDUCTION
MACHINE ON THE SURFACE LOSSES****Mihailo Tanasić*, Bogdan Brković, Miloš Ječmenica**

Kratak sadržaj: U ovom radu je predstavljena analiza uticaja konstrukcije namotaja rotora višefazne asinhronne mašine na harmonijske gubitke u rotoru. U pitanju su dodatni gubici u štapovima i jezgru rotora izazvani višim prostornim harmonicima statorsche magnetopobudne sile. Značajne vrednosti ovih gubitaka mogu dovesti do lokalnog pregrevanja u štapovima rotora i ukazuju na povećanu vrednost valovitosti momenta, zbog čega je od interesa da se njihova vrednost ograniči. Ovo se može postići adekvatnim izborom broja i oblika štapova rotora. U radu je sprovedena analiza uticaja konstrukcije namotaja rotora na dodatne gubitke za veći broj različitih topologija statorskog namotaja i za različite talasne oblike statorskih struja. Primenom softvera baziranog na metodi konačnih elemenata izvršen je precizan proračun raspodele polja i gubitaka za pojedinačne prostorne harmonike. Na bazi dobijenih rezultata identifikovane su pogodne kombinacije raspodele statorskog namotaja i konstrukcije namotaja rotora. Rezultati ove analize i razvijeno softversko rešenje za proračun površinskih gubitaka mogu biti od velike koristi u procesu projektovanja višefaznih električnih mašina.

Ključne reči: *višefazne mašine, asinhronne mašine, konstrukcija namotaja rotora, metod konačnih elemenata, harmonijski gubici*

Abstract: Abstract - This paper analyses the influence of construction of rotor winding of multiphase induction machine on the rotor harmonic losses. These include additional surface losses in the rotor bars and core caused by higher spatial harmonics of the stator magnetomotive force. Significant values of these losses can lead to local overheating and indicate an increased value of torque ripple; it is therefore of interest to limit their value. This can be achieved by an adequate selection of the number and shape of the rotor rods. In the paper, the influence of rotor winding construction on the additional surface losses is examined. A number of different stator winding topologies with different stator current waveforms is included in the analysis. Finite element analysis is conducted to obtain precise calculation of field distribution and losses for individual spatial harmonics. Based on the obtained results, suitable combinations of stator winding distribution and rotor design are identified. The results of this analysis and the developed software solution for the calculation of surface losses can be of great use in the process of designing multiphase electric machines.

* Mihailo Tanasić, ETF, tm235024p@student.etf.bg.ac.rs

Key words: *multiphase machines, induction machine, rotor winding construction, finite element method, harmonics losses*

1 UVOD

Poslednjih decenija, usled potrebe za smanjenjem nepoželjnog uticaja proizvodnje električne energije na životnu sredinu, razvijene su strategije koje podrazumevaju sve veća ulaganja i oslanjanje na obnovljive izvore energije. Dodatno, ulažu se dodatni napor kako bi se potrošnja energije i utrošak materijala optimizovali i smanjili dodatni gubici. Prema [1], sektori industrije i transporta, u kojima je dominantno prisustvo električnih mašina i elektromotornih pogona, odgovorni su za više od 50% ukupne utrošene energije u 2022. godini. Takođe, rapidni porast udela električnih vozila u saobraćaju stvorio je potrebu za dodatnim istraživanjima u oblasti električnih mašina. Direktive poput Ecodesign (EU) 2019/1781 [2] bliže opisuju zahteve koje električni motori i regulisanih pogoni moraju da ispune kako bi proizvođači plasirali svoje proizvode na tržište EU. Iz navedenog se mogu videti stroži zahtevi po pitanju efikasnosti, izbora materijala i mogućnosti reciklaže na kraju životnog veka proizvoda, za šta je potrebno uložiti dodatne istraživačke napore u oblasti električnih mašina.

Iako je izbor trofaznih mašina uobičajen, pre svega zbog zastupljenosti trofaznih izvora napajanja, savremena primena električnih mašina i elektromotornih pogona podrazumeva i sve češću upotrebu višefaznih električnih mašina. Višefaznim mašinama se nazivaju mašine naizmenične struje, sinhronne ili asinhronne, koje rade na principu obrtnog magnetnog polja i čiji je broj faza statora veći od tri [3]. Najzastupljenije su u aplikacijama koje zahtevaju pogone velikih snaga poput električnih pogona brodova, vetroagregata, liftova i sl. Usled visoke cene i nedovoljno dobrih performansi mikrokontrolera, tokom dvadesetog veka njihova primena nije bila uobičajena. Razvoj poluprovodničkih komponenti i digitalnih signalnih procesora od početka 21. veka, uz napredak u oblasti regulacije brzine i pozicije, omogućili su primenu višefaznih mašina u rešenjima u kojima je uobičajeno korišćenje trofaznih mašina [4]. Neke od prednosti višefaznih mašina u odnosu na trofazne su redundantnost u slučaju otkaza jedne od faza, niže vrednosti struja u faznim provodnicima mašine istog nazivnog napona i snage, kao i povoljnija raspodela prostornih harmonika magnetopobudne sile (*mps*) i, posledično, manja talasnost momenta mašine [3, 4]. Iz navedenih razloga, potrebno je razmotriti slučaj broja faza različitog od tri, naročito pri projektovanju mašina za posebne namene [5].

Za razliku od trofaznih mašina, za čiji dizajn postoji detaljna literatura i jasne, često empirijski utvrđene smernice pri projektovanju, problem višefaznih mašina ogleda se u dodatnim varijablama, odnosno specifičnosti dizajna za svaki konkretan broj faza. Primera radi, kod višefaznih mašina prostorni pomeraj ne mora biti jednak između svih faznih namotaja. Kod mašina sa većim brojem trofaznih namotaja (šestofazne, devetofazne itd.), mogu se ostvariti dodatni stepeni slobode u kontroli mašine u zavisnosti od međusobne povezanosti zvezdišta trofaznih namotaja. Usled dodatnih stepeni slobode, mogu se pojaviti komponente struja i napona koje nisu prisutne kod trofaznih, a mogu značajno uticati na moment ili gubitke u rotoru. Ovi dodatni stepeni slobode mogu omogućiti i povećanje momenta u odnosu na trofaznu mašinu, primenom injektiranja 3. harmonika kod asimimentričnih šestofaznih mašina. Iz ovih razloga nije u potpunosti moguće na osnovu postojećeg iskustva i znanja iz oblasti trofaznih mašina pristupiti dizajnu višefaznih mašina [6]. Dodatno, spektralna raspodela *mps* šestofaznih mašina, kada ne postoji kvar u mašini, ne sadrži 5. i 7. harmonik dok njihova pojava kod trofaznih mašina zahteva formiranje namotaja kojim bi se njihovo prisustvo oslabilo.

Prema [7], nakon odabira vrste mašine i definisanja zahtevanih karakteristika (snaga, brzina obrtanja, dimenzije), sledeći bitan korak predstavlja izbor statorskog i rotorskog namotaja.

Najčešći cilj pri projektovanju namotaja je ostvarivanje talasnog oblika mps koji u što većoj meri odgovara sinusoidi. Neželjeni efekti prisustva viših harmonika su valovitost momenta i posledični problem vibracija i buke, pojava viših harmonika u indukovanom naponu, uvećanje gubitaka u gvožđu i površinskih gubitaka. Povećanjem broja statorskih žlebova postiže se talasni oblik mps koji u većoj meri odgovara sinusoidi. Međutim, broj žlebova je ograničen raspoloživim navojnim prostorom; preveliko povećanje broja žlebova bi narušilo mehanički integritet mašine i značajno povećalo cenu izrade [8]. Zbog toga se u praksi, osim povećanja raspodeljenosti, primenjuju skraćene koraka namotavanja u cilju dodatnog smanjenja udela viših harmonika u mps i ems namotaja. Zakošenje žlebova statora ili rotora je dodatna tehnika koja se primenjuje u cilju potiskivanja harmonika višeg reda, poput žlebnih harmonika [7].

Kavezni rotor je najzastupljeniji tip rotora kod asinhronih mašina. Pri njegovom dizajnu najčešće se teži postizanju određenog oblika mehaničke karakteristike. Poznato je da je polazni moment funkcija otpornosti rotorskog kola, koja može da varira u različitim režimima rada, tj. u zavisnosti od klizanja, što dominantno zavisi od oblika rotorskog provodnika. Osim oblika, treba voditi računa o izboru broja rotorskih štapova. Određene kombinacije broja rotorskih štapova i statorskih žlebova su naročito nepovoljne u pogledu valovitosti momenta, vibracija i buke i povećanja površinskih gubitaka u rotoru. U [7] je izložena detaljna analiza različitih kombinacija u slučaju trofaznih asinhronih mašina i identifikovane su one najpogodnije. Međutim, pravila izvedena za slučaj trofaznih mašina ne mogu se sa sigurnošću primeniti za slučaj proizvoljne višefazne mašine, zbog čega je potrebna dodatna analiza. S obzirom na to da je analitički teško utvrditi u kojoj meri određeni oblik rotorskog štapa ili ukupan broj rotorskih štapova utiče na raspodelu magnetskog polja i površinske gubitke, takve analize je pouzdanije sprovesti primenom softvera baziranih na metodi konačnih elemenata (engl. FEA – *Finite Element Analysis*).

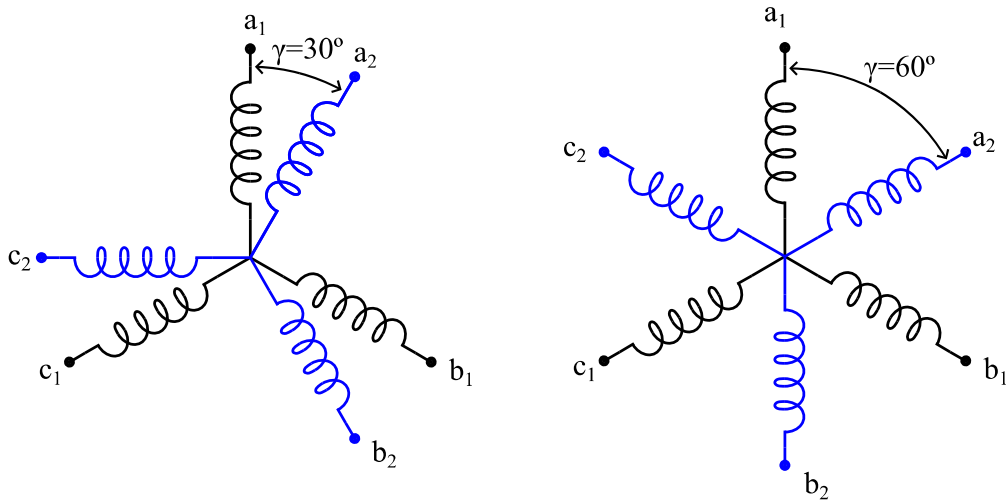
U ovom radu predstavljeni su rezultati analize uticaja oblika i broja rotorskih štapova kaveznog rotora šestofazne asinhronne mašine na gubitke u provodnicima i magnetskom kolu rotora. Analizirani su gubici usled prisustva viših prostornih harmonika koje stvaraju osnovni i viši vremenski harmonici struja. U odeljku 2 opisane su glavne karakteristike višefaznih mašina i predstavljen je njihov matematički model, sa fokusom na asimetričnu šestofaznu mašinu. Zatim je u odeljku 3 opisan postupak formiranja modela mašine u FEA softveru. Najpre je objašnjen način generisanja proizvoljnog talasnog oblika mps primenom namotaja sa približno kontinualnom raspodelom, a zatim i način formiranja rotorskog kaveza sa različitim brojem i oblicima štapova. U odeljku 5 prezentovani su rezultati sprovedene analize. Razmatrano je dvanaest različitih varijanti asimetrične šestofazne asinhronne mašine u pogledu broja statorskih žlebova, raspodele namotaja statora, broja i oblika rotorskih žlebova i talasnog oblika struja statora. Na kraju, u odeljku 6 izloženi su zaključci i date smernice za dalji rad.

2 MATEMATIČKI MODEL VIŠEFAZNE MAŠINE

Matematički model višefaznih mašina, koji će biti korišćen u nastavku, predstavlja prošireni i uopšteni model matematičkog modela trofazne mašine. Zasnovan je na Klark-Parkovoj transformaciji i nazvan modelom u dekomponovanom vektorskom prostoru (engl. *Vector Space Decomposition* – VSD) [6]. Važno je navesti da su pri formiranju modela usvojene pretpostavke da su namotaji identični, zazor uniforman i da je raspodela namotaja sinusoidalna. Matrica VSD transformacije za slučaj šestofazne mašine ima sledeći oblik:

$$T = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & \cos(\gamma) & \cos\left(\frac{2\pi}{3} + \gamma\right) & \cos\left(\frac{4\pi}{3} + \gamma\right) \\ 0 & \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) & \sin(\gamma) & \sin\left(\frac{2\pi}{3} + \gamma\right) & \sin\left(\frac{4\pi}{3} + \gamma\right) \\ 1 & \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) & \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) & -\cos(\gamma) & -\cos\left(\frac{2\pi}{3} + \gamma\right) & -\cos\left(\frac{4\pi}{3} + \gamma\right) \\ 0 & \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) & \sin(\gamma) & \sin\left(\frac{2\pi}{3} + \gamma\right) & \sin\left(\frac{4\pi}{3} + \gamma\right) \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Ugao γ predstavlja prostorni pomeraj između dva trofazna namotaja koji formiraju šestofazni namotaj. Postoje dve uobičajene pozicije namotaja u magnetskom kolu statora: asimetrična, kod koje pomeraj iznosi $\gamma = 30^\circ$ i simetrična, kod koje pomeraj iznosi $\gamma = 60^\circ$. Na slici 1 su ilustrovane navedene konfiguracije.



Slika 1: Asimetrična (levo) i simetrična (desno) konfiguracija šestofaznog namotaja

Primenom VSD transformacije, šestofazna mašina, koja je od interesa u ovoj analizi, može biti opisana parovima međusobno ortogonalnih komponentata u tri raspregnute ravni [3]:

- 1) Fundamentalna ravan ($d-q$). Ovoj ravni pripadaju komponente napona i struja koje formiraju obrtno magnetno polje i stvaraju obrtni moment. Najznačajniju komponentu ove ravni predstavlja osnovni prostorni harmonik; osim nje, fundamentalnoj ravni primadaju harmonici reda $12n \pm 1$, gde $n \in \mathbb{N}$.
- 2) Nefundamentalna ravan ($x-y$). U ovu ravan se preslikavaju komponente napona i struje koje ne utiču na obrtni moment, ali mogu da se jave u mašini. Ove komponente, međutim, mogu značajno uticati na povećanje snage gubitaka. U pitanju su harmonici reda $6(2n-1) \pm 1$, gde $n \in \mathbb{N}$.
- 3) Nulta ($0+0-$) ravan. Ovoj ravni pripadaju harmonici reda $3(2n-1)$, gde $n \in \mathbb{N}$, kao i jednosmerna komponenta. Prisustvo i priroda ovih komponenti uslovljeni su načinom izvođenja zvezdišta namotaja. Kao i $x-y$ komponente, nulte komponente utiču na gubitke u mašini, uz mogućnost formiranja pulsirajućeg magnetnog polja, bez obrtnog kao rezultatnog.

Važno je naglasiti da su $d-q$ jednačine dobijene za slučaj šestofazne mašine identične onim koje opisuju rad trofazne mašine. U ovim jednačinama ne figurišu naponi, struje, niti fluksevi iz $x-y$ sistema, i obrnuto. Najniži harmonici koji utiču na moment mašine pored osnovnog su 11. i 13, za razliku od trofazne mašine u kojoj u simetričnom radu postoje 5. i 7. harmonik. Iz ovog razloga šestofazne mašine generalno imaju manje površinske gubitke u rotoru i manju talasnost momenta u odnosu na trofazne. Iako ne postoje pri uravnoteženim radnim režimima, komponente iz $x-y$ ravni predstavljaju dodatne stepene slobode i moraju se uzeti u obzir pri formiranju kontrolera mašine u nesimetričnim radnim režimima, kao što je ispad faze, kratak spoj jedne ili više faza pretvarača itd.

3 MODELOVANJE NAMOTAJA ŠESTOFAZNE MAŠINE

Za potrebe formiranja željenog talasnog oblika mps potrebno je proračunati struje u provodnicima statorskog namotaja. Postizanje proizvoljnog talasnog oblika ostvareno je zamenom diskretnih provodnika u žlebovima strujnim plaštom sa približno sinusnom raspodelom gustine struje. Trenutna vrednost gustine struje, relevantna za određeni položaj rotora u odnosu na stator, zavisi od fundamentalne i ostalih komponenti iz spektra mps koje su celobrojni umnošci fundamentalne. Prema [8], vrednost izabranog harmonika mps u proizvoljnom položaju i proizvoljnom trenutku iznosi:

$$F_v(\theta, t) = F_{vm} \cdot \sin(v\theta - \omega_v t) \quad (2)$$

gde θ predstavlja električni ugao, F_{vm} amplitudu v . prostornog harmonika mps, a ω_v kružnu učestanost datog harmonika. Zavisnost kružne učestanosti harmonika od frekvencije napajanja mašine opisana je relacijom

$$\omega_v = \pm \frac{2\pi f_i}{v} \quad (3)$$

gde f_i predstavlja frekvenciju harmonika struje koji stvara v . prostorni harmonik. Znak kružne učestanosti analiziranog prostornog harmonika ukazuje na smer obrtanja magnetskog polja koje stvara određeni harmonik. Mps može biti izražena u formi linijskog integrala podužne gustine struje duž unutrašnje površine statora. Relacija između mps i gustine struje glasi

$$J_{sv}(\theta, t) = J_{sv,m} \cos(v\theta - \omega_v t) \quad (4)$$

gde je $J_{sv,m}$ amplituda podužne gustine struje za posmatrani harmonik čija vrednost iznosi

$$J_{sv,m} = \frac{v \cdot F_{vm}}{r_{si}}, \quad (5)$$

za r_{si} koje odgovara unutrašnjem poluprečniku magnetskog kola statora. Formirani strujni plašt emulira postojanje kontinualne gustine struje uz unutrašnju ivicu statora, čime je omogućeno zadavanje podužne gustine struje u skladu sa (4). Plašt se sastoji od 360 elementarnih provodnika međusobno pomenjenih za 0,5 mehaničkih stepeni. Opisani model je, po uzoru na [8], nazvan model sa podužnom strujom (*Linear Current* – LC). Dodatno, kako bi dimenzije jarma ostale nepromenjene, spoljašnji poluprečnik statora je smanjen za vrednost koja odgovara visini zubaca, dok je dužina zazora povećana kako bi se uvažio uticaj ožlebljenosti statorskog magnetskog kola [7]

$$\delta_e = k_{cs} \cdot \delta \quad (6)$$

gde δ predstavlja stvarnu dužinu zazora, k_{cs} Karterov koeficijent statora, procenjena na 1.1 za analiziranu šestofaznu mašinu, a δ_e efektivnu dužinu zazora. Struja pojedinačnog, k -tog provodnika LC modela namotaja odgovara kompleksnoj vrednosti

$$\underline{I}_{v,k}(t) = F_{vm} v p \Delta \theta e^{j(k-1)vp\Delta\theta - \omega_v t}. \quad (7)$$

Frekvencija simulacije izabrana je tako da odgovara frekvenciji struja indukovanih u rotoru, odnosno

$$f_{vr} = v \left| \frac{pn}{60} - \frac{\omega_v}{2\pi} \right| \quad (8)$$

za p pari polova, n obrtaja u minuti i ω_v iz jednačine (3). Za kraj, efekat zasićenja magnetskog kola uzet je u obzir usvajanjem uticaja rešenja simulacije osnovnog harmonika mps na koji je superponiran trenutno simulirani harmonik.

4 KONSTRUKCIJA NAMOTAJA ROTORA I FORMIRANJE MODELA ROTORSKOG NAMOTAJA ZA SIMULACIJU

Izgled mehaničke karakteristike asinhronih mašina je u velikoj meri definisan presekom i otpornošću rotorskih štapova. Promenom otpornosti rotorskog kola menja se polazni moment i prevalni moment i klizanje. Kod mašina sa namotanim rotorom postoji mogućnost dodavanja eksternog otpornika u cilju povećanja polaznog momenta. Slično se može ostvariti i primenom rotora sa dvostrukim kavezom ili dubokim žlebovima, koristeći se efektom potiskivanja struja (skin efekat) u rotorskim štapovima. U ovom radu je analiziran slučaj rotora sa dubokim žlebovima. Iako se višefazne mašine dominantno napajaju iz invertora čime je omogućena neposredna kontrola nad momentom, oblikovanje štapova rotora i dalje može imati veliki uticaj na ostvarivu vrednost momenta i na gubitke snage usled viših prostornih harmonika mps statora. Pored ukupne otpornosti koja zavisi od površine koju presek štapova zauzima u poprečnom preseku rotora mašine, potrebno je izabrati i oblik žlebova rotora. Uobičajeni oblici su trapezni, pravougaoni, ili okrugli [5]. Uticaj varijacija oblika žlebova i materijala rotorskih štapova na vrednost polaznog momenta i stepena iskorišćenja ispitan je u [9, 10].

Pored oblika, bitan parametar je i broj štapova kaveznog rotora. Izbor se vrši tako da se izbegnu neželjene parazitne komponente momenta i vibracije i šum koje mašina stvara pri radu. Prema [7], izdvojene opšte preporuke su:

- 1) broj štapova bi morao biti manji za 25% od broja žlebova statora (pojava asinhronih momenata),
- 2) ne sme se usvojiti isti broj žlebova statora i rotorskih štapova i broj štapova ne sme biti dva puta veći ili manji od broja statorskih žlebova (pojava sinhronih momenata),
- 3) niz pravila u funkciji broja polova kojim se stvaraju izrazite mehaničke vibracije i buka.

U [7] je priložena i tabela u kojoj je dat veliki broj eksperimentalno ispitanih najčešće razmatranih kombinacija koja posebno naglašava one koje po svaku cenu treba izbeći i ostale za koje je poznato da mogu da imaju nepovoljan uticaj na određene režime rada. Svi zaključci su izvedeni za slučaj trofazne mašine. Većina nepoželjnih pojava su posledica interakcije između viših prostornih ili vremenskih harmonika mps statora i rotora.

Jedan od nepovoljnih efekata tih komponenti mps su dodatni gubici u štapovima i magnetskom kolu rotora (*jezgro rotora*). Iako ovi gubici uglavnom ne predstavljaju glavninu gubitaka u mašini sa aspekta stepena iskorišćenja (poznato je da su gubici na osnovnoj učestanosti dominantni), njihova velika koncentracija u malim delovima štapova i jezgra može izazvati probleme u pogledu lokalnog pregrevanja. Pojedine kombinacije broja žlebova mogu da umanje ove gubitke i do 40%.

5 REZULTATI

Analizirano je nekoliko varijanti asimetrične šestofazne asinhronne mašine, sa različitim konstrukcijama rotorskog kaveza i različitim raspodelama statorskog namotaja. U svim analiziranim slučajevima osnovne dimenzije mašine su iste. Uticaji $d-q$ i $x-y$ komponenti statorskih struja na gubitke u rotoru analizirani su pojedinačno, za različite prostorne harmonike mps koji pripadaju ovim ravnima. Razmatrana su dva oblika poprečnog preseka rotorskih štapova – pravougaoni i trapezni. Kao polazna tačka izabrana je dvopolna asimetrična šestofazna asinhrona mašina, osnovnih parametara prikazanih u tabeli 1. Kavezni rotor originalne mašine čini 28 štapova trapeznog oblika. U FEA simulacijama je, pri svakoj izmeni

Tabela 1: Osnovni podaci mašine

Nazivni napon	119 V
Nazivna snaga	1410 W
Nazivna fazna struja	3.19 A
Nazivna brzina	2900 ob/min
Broj pari polova	1
Broj žlebova statora	26
Broj štapova rotora	28

broja štapova održan približno isti udeo površine poprečnog preseka rotora koji zauzimaju provodnici rotora unutar magnetskog kola. Ovim postupkom umanjene su varijacije ukupne otpornosti u kolu rotora. Svaka simulacija podrazumeva, redom:

- 1) izbor oblika i broja rotorskih štapova
- 2) usvajanje vrste statorskog namotaja i komponenti struja iz VSD modela
- 3) formiranje LC modela i proračun struja pojedinačnih elementarnih provodnika (7)
- 4) proračun frekvencije FEA modela u skladu sa formulom za pojedinačne harmonike (8)
- 5) FEA i obradu dobijenih podataka.

Za svaki prostorni harmonik se ponavljaju koraci 2) – 5). Analizirani su samo parni brojevi rotorskih štapova (18, 20, 22, 24, 26 i 28), jer je poznato da neparni brojevi mogu da utiču na pojavu nepoželjnih radialnih magnetskih sila [11].

5.1 Gubici usled komponenti struja u $d-q$ ravni

Usvojena je brzina obrtanja rotora od 2900 o/min, što odgovara nazivnom radnom režimu. Usvojena je amplituda struje od 5 A, frekvencije 50 Hz, bez komponenti na ostalim učestanostima. Ukupne vrednosti snage gubitaka u rotoru za različite oblike i broj štapova rotora i za različite raspodele statorskog namotaja date su u tabeli 2.

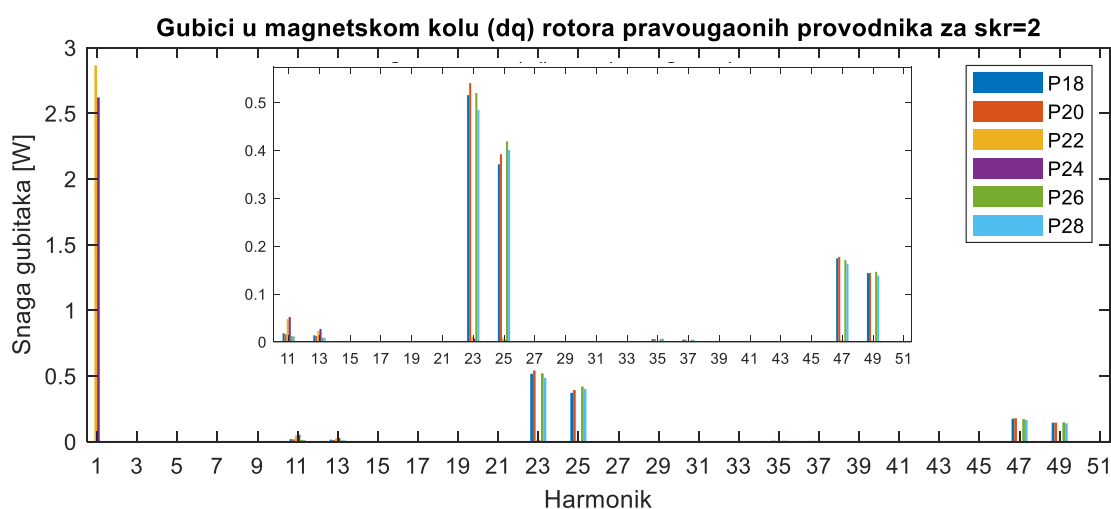
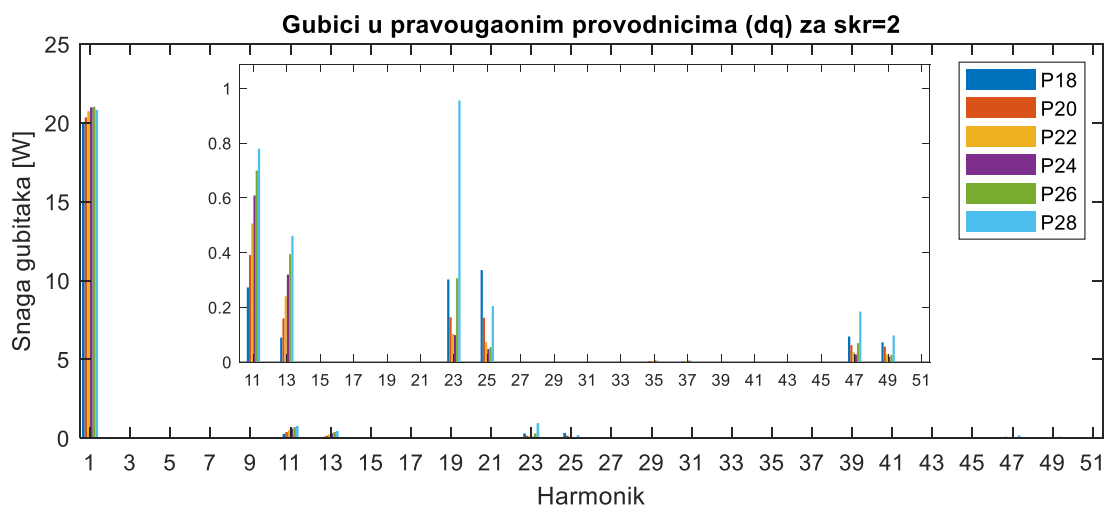
Iz tabele se može primetiti da pravougaoni oblik rotorskih štapova generalno rezultuje većim gubicima u odnosu na trapezni. Ovo se može objasniti većom površinom provodnika trapeznog oblika u blizini zazora, gde su koncentrisane struje viših harmonika, što će biti pokazano na slikama u nastavku poglavlja. Takođe, iz prikazanih rezultata se vidi da su gubici nešto manji za rotore sa manjim brojem štapova. Najveća razlika između bilo koje dve varijante prikazane u Tabeli 2 iznosi 8 W. Uzevši u obzir da je nazivna snaga mašine 1410 W, ovi gubici smanjuju stepen iskorišćenja za najmanje 1,2% (18 trapezoidnih štapova, korak namotavanja skraćen za 1), a najviše 1,7% (24 pravougaona štapa, korak namotavanja skraćen za 2).

Tabela 2: Ukupni gubici za slučaj d - q komponenti struja

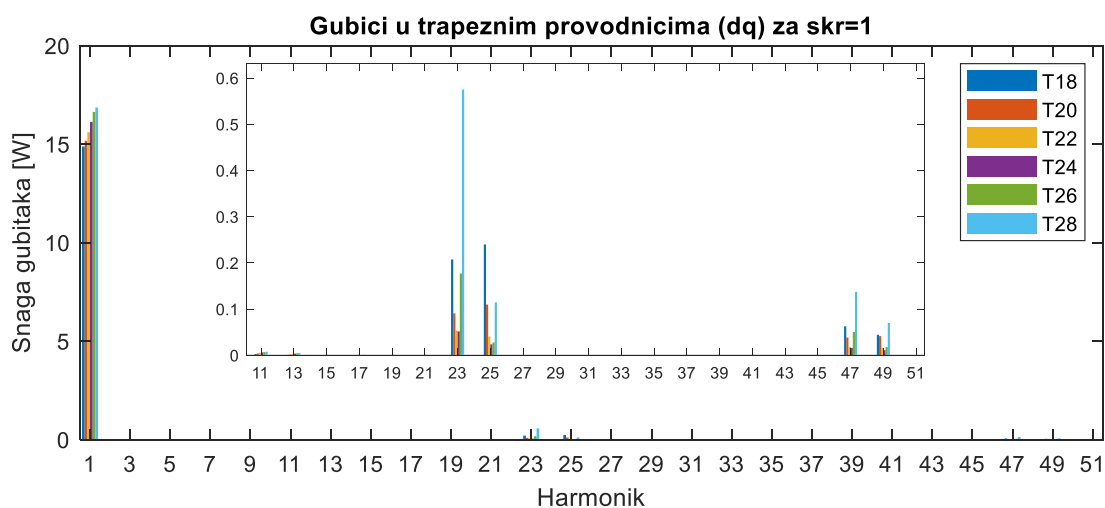
R. br.	Oblik štapa	Broj štapova	Skr. koraka	Ukupni gubici	R. br.	Oblik štapa	Broj štapova	Skr. koraka	Ukupni gubici
1.	'P'	24	2	24,848	19.	'T'	28	2	20,187
2.	'P'	28	2	24,743	20.	'T'	28	0	20,094
3.	'P'	24	0	24,742	21.	'T'	26	2	19,321
4.	'P'	22	2	24,711	22.	'T'	26	0	19,242
5.	'P'	28	0	24,631	23.	'T'	24	2	19,113
6.	'P'	22	0	24,607	24.	'T'	28	1	19,087
7.	'P'	26	2	23,886	25.	'T'	24	0	19,040
8.	'P'	26	0	23,778	26.	'T'	22	2	18,611
9.	'P'	22	1	23,531	27.	'T'	22	0	18,536
10.	'P'	24	1	23,476	28.	'T'	26	1	18,336
11.	'P'	28	1	23,092	29.	'T'	24	1	18,229
12.	'P'	20	2	22,657	30.	'T'	22	1	17,831
13.	'P'	20	0	22,559	31.	'T'	20	2	17,575
14.	'P'	18	2	22,426	32.	'T'	20	0	17,497
15.	'P'	26	1	22,391	33.	'T'	18	2	17,379
16.	'P'	18	0	22,329	34.	'T'	18	0	17,296
17.	'P'	20	1	21,720	35.	'T'	20	1	16,896
18.	'P'	18	1	21,671	36.	'T'	18	1	16,790

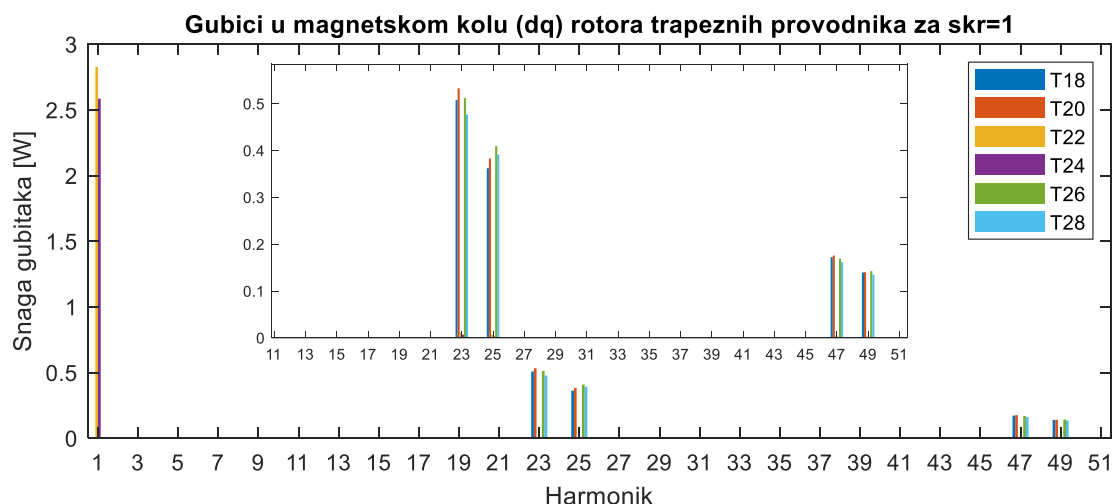
Vrednosti snage gubitaka usled pojedinačnih prostornih harmonika, u provodnicima i magnetskom kolu, za topologiju statorskog namotaja sa skraćanjem navojnog koraka koji iznosi 2 i različit broj štapova pravougaonog oblika date su na slici 3.

Ovoj grupi pripada i slučaj iz tabele 2 sa najvećim ukupnim gubicima (pravougaoni, 24 štapa, skraćenje 2). Analogne vrednosti za rotor sa štapovima trapeznog oblika i skraćenjem od 1 žleba, uključujući dizajn rotora sa najmanjim ukupnim gubicima (trapezni, 18 štapova, skraćenje 1), prikazane su dijagramima na slici 4.



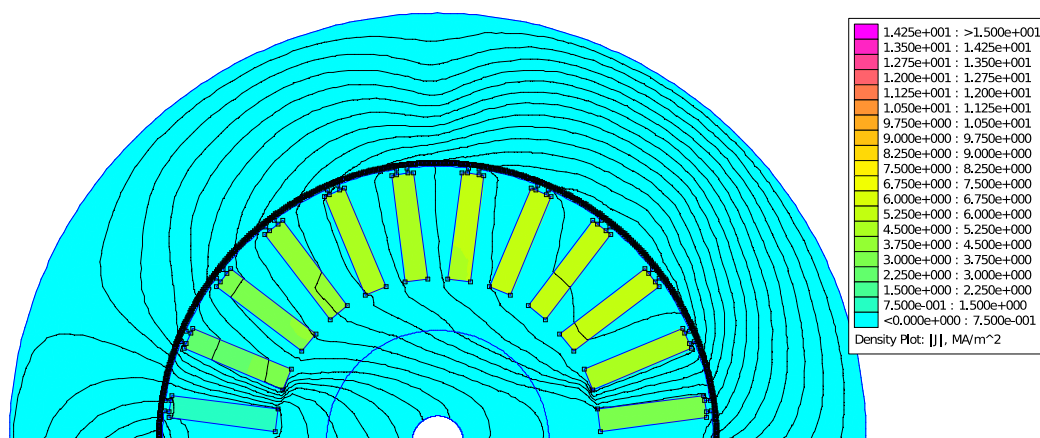
Slika 3: Gubici u provodnicima (gore) i magnetskom kolu (dole) rotora usled $d-q$ komponenti struja (štapovi pravougaonog preseka, skraćenje koraka motanja 2)



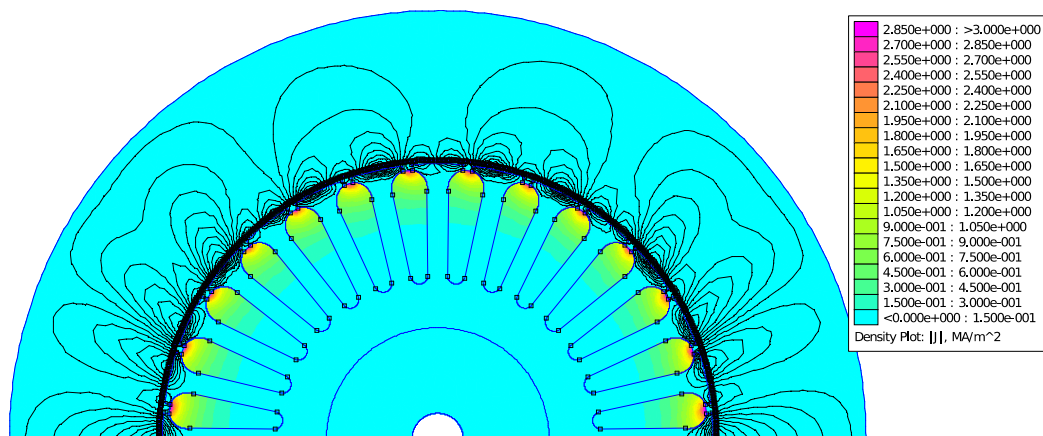


Slika 4: Gubici u provodnicima (gore) i magnetskom kolu (dole) rotora, štapova trapeznog preseka, koraka skraćenja 1 za d-q komponente struja

Kao što je i očekivano, komponente struja u d - q ravni koje stvaraju obrtno magnetno polje se preslikavaju u harmonike reda $12n \pm 1$. Gubitaka na 5. i 7. harmoniku koji potiču od struja koje stvaraju obrtni moment nema, što je ranije i objašnjeno. Najveći gubici u provodnicima se javljaju na fundamentalnom harmoniku i čine glavninu ukupnih gubitaka. Gubici u magnetskom kolu imaju gotovo identičnu raspodelu po harmonicima za oba oblika i bilo koji izbor broja štapova u rotoru, pri čemu se za 22 i 24 štapa imaju veći gubici na osnovnom, dok se za ostale varijante najveći gubici u gvožđu javljaju na 23. i 25. harmoniku. U slučaju skraćenja koraka namotavanja od jednog žleba, gubici na 11. i 13. harmoniku su zanemarljivi. Slična raspodela gubitaka je uočena u svim ostalim analizama. S obzirom na relativno male vrednosti gubitaka usled viših harmonika, moglo bi se zaključiti da ovi gubici nisu od presudnog značaja pri izboru parametara dizajna mašine. Međutim, iako nemaju veliki uticaj na stepen iskorišćenja, ovi gubici se javljaju u relativno maloj zapremini pri površini rotora, te mogu izazvati lokalno pregrevanje i ostećenja međulimovske izolacije i spojeva štapova i prstena rotora. Osim toga, njihova visoka vrednost je i indikator valovitosti momenta usled interakcije statora i rotora na višim prostornim harmonicima. Iz tih razloga smanjenje vrednosti ovih gubitaka treba uvrstiti kao faktor pri dizajnu šestofazne mašine.



Slika 5: Linije polja i gustina struje u rotoru (osnovni harmonik, 24 pravougaona štapa, korak skraćenja 2)



Slika 6: Linije polja i gustina struje u rotoru (23. harmonik, 28 trapeznih štapova, korak skraćenja 2)

Primeri raspodela linija magnetskog polja i gustine struja u provodnicima rotora za dva izdvojena slučaja dati su na slikama 5 i 6. Uzeti su osnovni i 23. harmonik kao viši harmonik na kom se ispoljavaju dovoljno veliki gubici. Osnovni harmonik karakteriše ravnomerna raspodela struje po preseku provodnika (slika 5), dok su struje višeg harmonika značajno gušće u blizini zazora (slika 6). Dodatno, linije magnetskog polja osnovnog harmonika se kroz jaram zatvaraju na većem prostoru od viših harmonika.

5.2 Gubici usled komponenti struja u x - y ravni

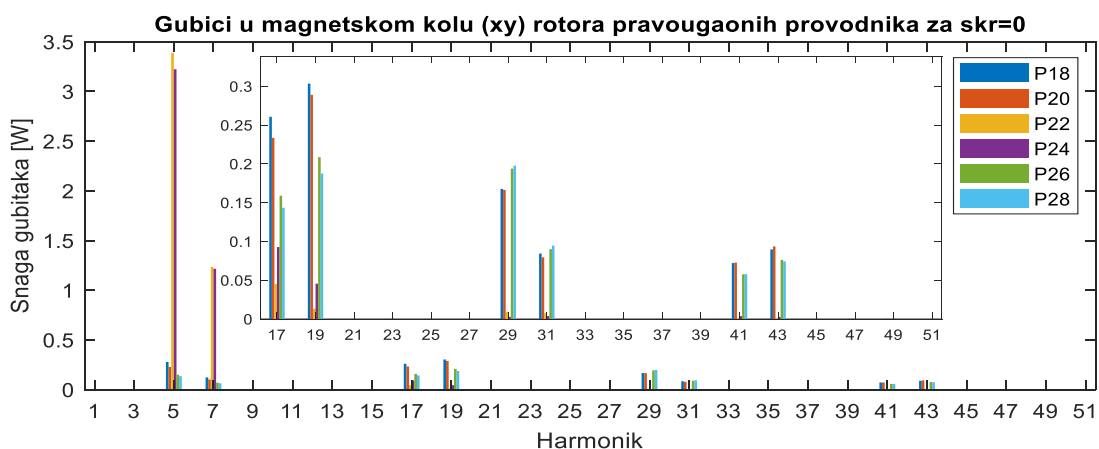
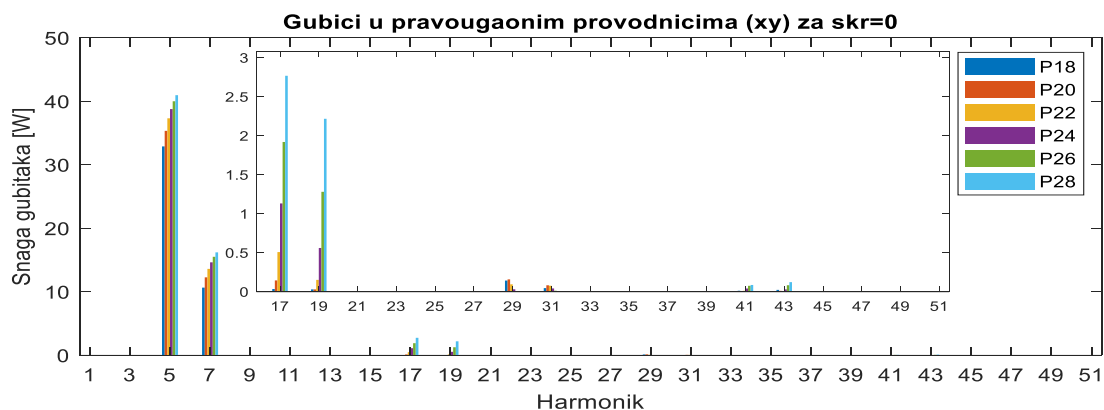
Analiza ovih gubitaka je od interesa za nesimetrične radne režime, u kojima višefazne asinhronne mašine mogu raditi značajno duže u odnosu na trofazne. Usvojena je brzina obrtanja rotora od 2900 o/min i amplituda struje od 4 A. Iako bi komponente ovih struja u praksi imale manju amplitudu, usvojena je vrednost približna nazivnoj kako bi se lakše uporedio uticaj x - y i d - q komponenti na ukupne gubitke. Rezultati su prikazani u tabeli 3. Može se uočiti da topologija statora ima veliki uticaj na ukupne gubitke u rotoru, kao i da je trapezni oblik štapova pogodniji od pravougaonog. Minimalne vrednosti gubitaka za tri analizirane varijante raspodele statorskog namotaja iznose 29,6 W (pun korak), 16,7 W (skraćenje za jedan žleb) i 2,16 W (skraćenje za 2 žleba). Izbor broja rotorskih štapova je vrlo uticajan i dovodi do varijacija snage gubitaka i do 40%. Primera radi, za pravougaone štapove i pun navojni korak vrednost gubitaka u rotoru iznosi 63,3W za 28 štapova i 45,2W za 18 štapova. Ujedno, dizajn sa 28 štapova pravougaonog preseka i statorskim namotajem punog navojnog koraka je najnepovoljniji u pogledu gubitaka u rotoru. U najpovoljnijem slučaju ima se vrednost snage gubitaka od 2,16 W, što odgovara dizajnu sa 18 rotorskih provodnika trapeznog oblika i skraćenjem od 2 žleba.

Tabela 3: Ukupni gubici za slučaj x - y komponenti struja

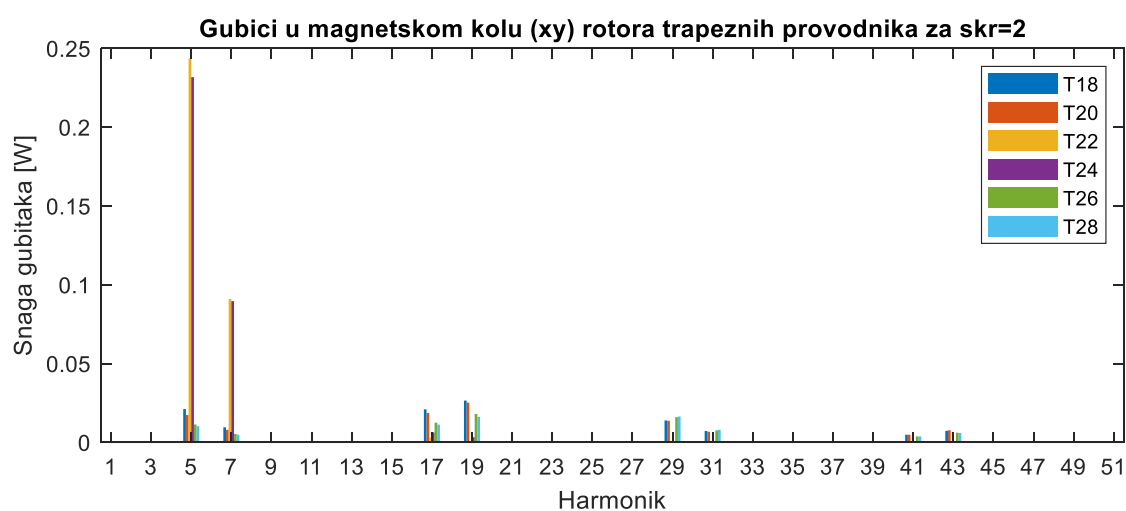
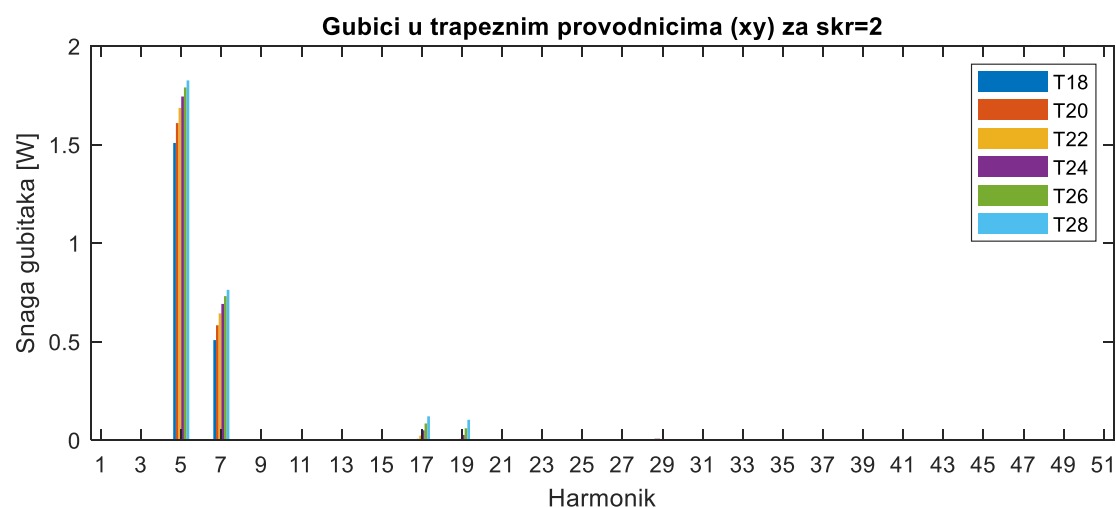
R. br.	Oblik štapa	Broj štapova	Skr. koraka	Ukupni gubici	R. br.	Oblik štapa	Broj štapova	Skr. koraka	Ukupni gubici
1.	'P'	28	0	63,371	19.	'T'	28	1	21,974
2.	'P'	26	0	59,938	20.	'T'	26	1	20,951
3.	'P'	24	0	59,880	21.	'T'	24	1	20,868
4.	'P'	22	0	56,518	22.	'T'	22	1	19,880
5.	'P'	20	0	49,357	23.	'T'	20	1	17,905
6.	'P'	18	0	45,257	24.	'T'	18	1	16,695

R. br.	Oblik štapa	Broj štapova	Skr. koraka	Ukupni gubici	R. br.	Oblik štapa	Broj štapova	Skr. koraka	Ukupni gubici
7.	'T'	28	0	40,086	25.	'P'	28	2	4,589
8.	'T'	26	0	38,079	26.	'P'	26	2	4,342
9.	'T'	24	0	37,758	27.	'P'	24	2	4,331
10.	'T'	22	0	35,756	28.	'P'	22	2	4,090
11.	'P'	28	1	34,827	29.	'P'	20	2	3,583
12.	'P'	24	1	33,171	30.	'P'	18	2	3,286
13.	'P'	26	1	33,056	31.	'T'	28	2	2,907
14.	'T'	20	0	31,999	32.	'T'	26	2	2,763
15.	'P'	22	1	31,486	33.	'T'	24	2	2,731
16.	'T'	18	0	29,636	34.	'T'	22	2	2,588
17.	'P'	20	1	27,663	35.	'T'	20	2	2,329
18.	'P'	18	1	25,533	36.	'T'	18	2	2,159

Raspodela gubitaka po harmonicima data je na slikama 5 i 6. Sa dijagrama se može primetiti da su gubici najizraženiji na 5. i 7. harmoniku, a potom na 17. i 19. Ovo je u skladu sa očekivanim preslikavanjem komponenti iz x - y ravni u one harmonike koji ne stvaraju koristan moment, ali mogu dovesti do pojave velikih gubitaka. Porast broja štapova generalno izaziva porast snage gubitaka u štapovima.

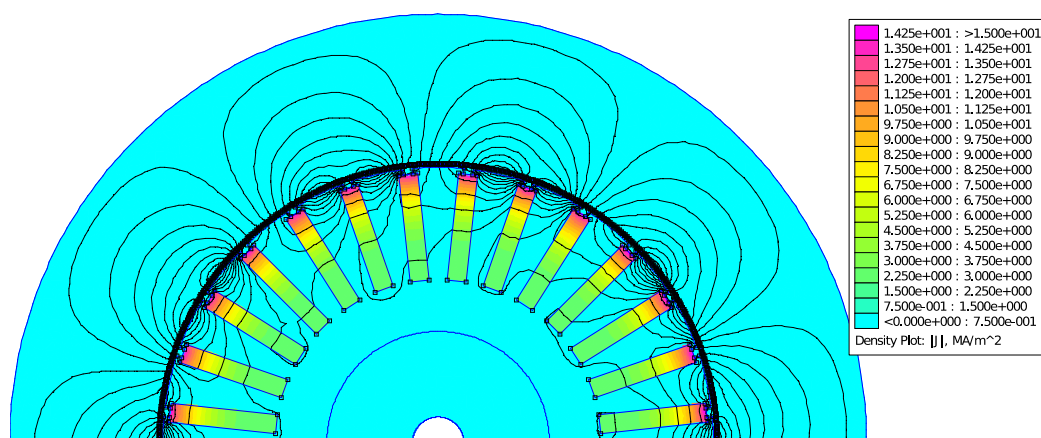


Slika 7: Gubici u provodnicima (gore) i magnetskom kolu (dole) rotora, štapova pravougaonog preseka, korak skraćenja 0 za x - y komponente struja

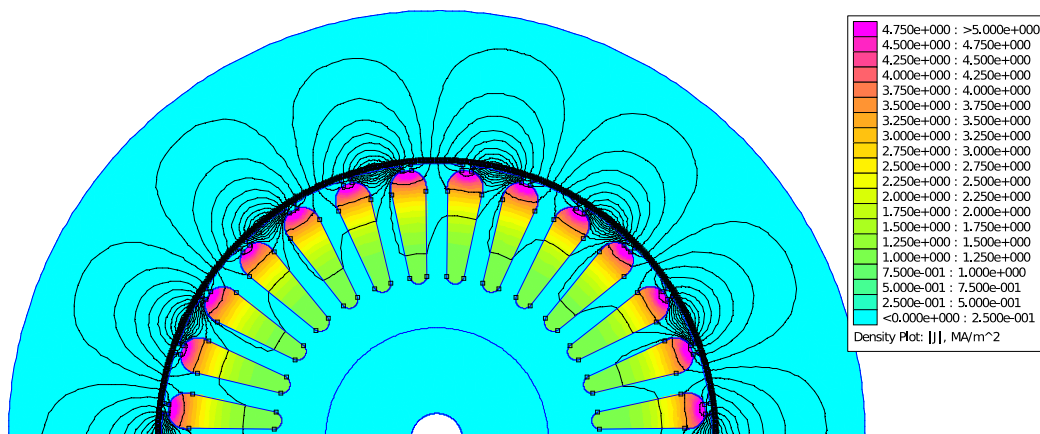


Slika 8: Gubici u provodnicima (gore) i magnetskom kolu (dole) rotora, za štapove trapeznog preseka, korak skraćénja 2 za x - y komponente struja statora

Primeri raspodele linija magnetskog polja i gustine struja u rotoru za dva izdvojena slučaja dati su na slikama 9 i 10.



Slika 9: Linije polja i gustina struje u rotoru (5. harmonik, 28 pravougaonih štapova, korak skraćénja 0)



Slika 10: Linije polja i gustina struje u rotoru (7. harmonik, 28 pravougaona štapa, korak skraćenja 0)

Kao i u slučaju analize rezultata $d-q$ komponenti struja može se videti da su struje na višim učestanostima koncentrisane u vrhu rotorskog štapa kao i da se linije magnetskog polja koje stvaraju viši harmonici mps zatvaraju na manjem prostoru od onih na nižim. Navedeno se vidi na slikama 9 i 10 koje prikazuju 5. i 7. harmonik.

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu prikazani su rezultati analize uticaja viših harmonika mps statora šestofazne asinhronne mašine na gubitke u provodnicima i magnetskom kolu kaveznog rotora za različit oblik i broj rotorskih štapova. Opisan je model statorskog namotaja kojim se može ispitati uticaj pojedinačnih prostornih harmonika mps izazvanih $d-q$ i $x-y$ komponentama struja statora, karakterističnim za različite radne režime, na raspodelu mps i gubitke u rotoru. Sprovedene su FEA simulacije za veliki broj kombinacija topologija statorskog i rotorskog namotaja i dobijeni rezultati su prikazani u radu. Izdvojeni su kritični slučajevi za koje je prikazan uticaj pojedinačnih prostornih harmonika mps od osnovnog do 51, na gubitke u rotoru. Za njih su potom grafički prikazane raspodele gustine struje kao i linija magnetskog polja i objašnjen uticaj gubitaka usled viših harmonika struja u rotoru. Rezultati predložene metode za proračun gubitaka mogu se koristiti kao dodatni kriterijum prilikom dizajniranja višefaznih električnih mašina. Na ovaj način je omogućena simultana analiza uticaja izbora broja i oblika rotorskih štapova, dizajna statorskog namotaja i komponenti struja prisutnih u statorskom namotaju. U daljem radu biće razmatran uticaj viših vremenskih harmonika struje statora, naročito visokofrekventne valovitosti struje usled napajanja iz invertora. Očekuje se da će uticaj ovih harmonika biti značajan, te da bi sprovedena analiza istovremeno pružila smernice za odabir broja i oblika rotorskih štapova, ali i za izbor prekidačke učestanosti pretvarača.

7 REFERENCE

- [1] Eurostat, „Energy statistics - an overview,“ 2024. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption.
- [2] *Ecodesign requirements — electric motors and variable speed drives: Regulation (EU) 2019/1781*, EUR-Lex, 2019.

- [3] M. J. Duran, E. Levi i F. Barrero, „Multiphase Electric Drives. Introduction,“ u *Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering Edition: 1st*, Wiley, 2017.
- [4] M. A. Frikha, J. Croonen, K. Deepak, Y. Benomar, M. El Baghdadi i O. Hegazi, „Multiphase Motors and Drive Systems for Electric Vehicle Powertrains: State of the Art Analysis and Future Trends,“ *Energies*, 2023.
- [5] S. Williamson i C. I. McClay, *Optimisation of the geometry of closed rotor slots for cage induction motors*, IEEE Industry Applications Conference Thirtieth IAS Annual Meeting, 1995.
- [6] E. Levi, „Multiphase AC Machines,“ *The Industrial Electronics Handbook on Power Electronics and Motor Drives*, pp. 1-31, 2011.
- [7] J. Pyrhönen, T. Jokinen i V. Hrabovcová, *Design of Rotating Electrical Machines*, John Wiley & Sons, 2013.
- [8] B. Brkovic i M. Jecmenica, „Calculation of Rotor Harmonic Losses in Multiphase Induction Machines,“ *Machines*, t. 10, br. 5, 2022.
- [9] A. Marfoli, D. Nardo, M. Degano, C. Gerada i W. Chen, „Rotor Design Optimization of Squirrel Cage Induction Motor - Part I: Problem Statement,“ *IEEE Transactions on Energy Conversion*, t. 36, br. 2, pp. 1271-1279, 2021.
- [10] A. Marfoli, D. Nardo, M. Degano, C. Gerada i W. Chen, „Rotor Design Optimization of Squirrel Cage Induction Motor - Part II: Results Discussion,“ *IEEE Transactions on Energy Conversion*, t. 36, br. 2, pp. 1280-1288, 2021.
- [11] G. Joksimović, M. Mezzarobba, A. Tassarolo i E. Levi, „Optimal Selection of Rotor Bar Number in Multiphase Cage Induction Motors,“ *IEEE Access*, t. 8, pp. 135558-135568, 2020.
- [12] I. Boldea i S. A. Nasar, *The Induction Machines Design Handbook*, CRC Press, 2009.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.06)

A1.06

**PRAĆENJE STANJA NAPONA VRATILA U REVITALIZOVANIM GENERATORIMA U
HE "ĐERDAP 1"****MONITORING THE STATE OF SHAFT VOLTAGE IN REVITALIZED GENERATORS
AT THE DJERDAP 1 HPP****Milan Mišić, Dragan Nikolić, Miloš Gicić, Dragan Gluvačević, Žarko Nestorović,
Dragan Belonić, Petar Nikolić***

Kratak sadržaj: Šest hidroagregata u HE "Đerdap 1" je nakon završene revitalizacije započelo novi radni vek. Revitalizovani agregati su opremljeni savremenim uređajima za praćenje pogonskog stanja sa ciljem da se umanju rizik od ispada iz pogona, smanje troškovi održavanja i produži radni vek opreme. Pored toga osoblje elektrane periodično sprovodi dodatna merenja i analize na pojedinim sklopovima i delovima opreme u cilju blagovremenog otkrivanja odstupanja određenih parametara od vrednosti koje su uobičajene za pogon. Jedan od parametara koji se periodično meri je indukovani napon na vratilu hidroagregata. U ovom radu su predstavljeni rezultati merenja potencijala vratila u prethodnom periodu. Izvedeni zaključci i merenja prikazana u ovom radu mogu pomoći u razumevanju pojava ležajnih struja i potrebnim merama za smanjenje negativnih uticaja na ležajeve kao i drugih nepravilnosti u radu hidroagregata.

Ključne reči: *sinhroni generator, indukovani napon vratila, struje ležajeva*

Abstract: Six hydropower units at the Đerdap 1 HPP have begun a new operating life after the revitalization. The revitalized units are equipped with modern devices for monitoring the operating condition in order to reduce the risk of outages, reduce maintenance costs and extend the service life of the equipment. In addition, the power plant staff periodically conducts additional measurements and analyses on individual assemblies and parts of the equipment in order to promptly detect deviations of certain parameters from the values that are common for the plant. One of the parameters that is periodically measured is the induced voltage on the shaft of the hydropower unit. This paper presents the results of shaft potential measurements in the previous period. The conclusions and measurements presented in this paper can help in understanding the occurrence of bearing currents and the necessary measures to reduce negative impacts on bearings as well as other irregularities in the operation of the hydropower unit.

Key words: *synchronous generator, induced shaft voltage, bearing currents*

*Milan Mišić, EPS AD Beograd Ogranak Đerdap Kladovo, milan.misic@eps.rs
Dragan Nikolić, EPS AD Beograd Ogranak Đerdap Kladovo, dragan.dj.nikolic@eps.rs
Miloš Gicić, EPS AD Beograd Ogranak Đerdap Kladovo, milos.gicic@eps.rs
Dragan Gluvačević, EPS AD Beograd Ogranak Đerdap Kladovo, dragan.gluvicevic@eps.rs
Žarko Nestorović, EPS AD Beograd Ogranak HE Đerdap, HE "Đerdap 1", zarko.nestorovic@eps.rs
Dragan Belonić, Elektrotehnički institut "Nikola Tesla", d.belonic73@gmail.com
Petar Nikolić, EPS AD Beograd Ogranak Đerdap Kladovo, petar.m.nikolic@eps.rs

1 UVOD

Fenomen pojave indukovanog napona na vratilu i ležajnih struja kod obrtnih električnih mašina poznat je preko sto godina [1]. Ustanovljeno je da ukoliko se pojavi razlika potencijala između vratila i uzemljenih delova mašine, pod određenim uslovima, može da dođe do električnog pražnjenja tj. proticanja struje kroz ležajeve ili kroz druge zaptivne elemente mašina. U praksi su zabeleženi slučajevi oštećenja i kvarova na ležajevima obrtnih mašina, kao posledica proticanja ležajnih struja od vratila ka uzemljenim delovima ležaja, najčešće preko parazitnih kapaciteta u uspostavljenom strujnom krugu [2]. Kada su u pitanju veliki agregati koji se koriste za proizvodnju električne energije, mehanizmi nastanka indukovnog napona vratila i ležajnih struja imaju određene razlike. Te razlike zavise od toga da li se radi o turboagregatu ili hidroagregatu, uglavnom zbog konstrukcijskih i operativnih specifičnosti ovih mašina. Takođe, tip i konstrukcija ležaja značajno utiču na pojavu ležajnih struja, pri čemu je ova pojava manje izražena kod ležajeva sa izolovanim segmentima u poređenju sa ležajevima čiji su klizni segmenti izrađeni od provodnog materijala. Iako se problemi sa indukovanim naponom na vratilu i strujama u ležajevima izučavaju decenijama to je još uvek vrlo značajna tema zbog složenih mehanizama koji dovode do ove pojave a koje je teško detektovati i kontrolisati [3].

Najčešći uzroci indukovanja napona na vratilu hidroagregata [4] su:

- Magnetne nesimetrije izazvane ekscentričnošću rotora i vazдушnim zazorom između rotora i statora,
- Aksijalni magnetni fluks koji je posledica remanentnog magnetizma, ekscentričnosti rotora, zasićenja i nesimetrije rotorskog namotaja i
- Napon na namotaju rotora sa statičkog sistema pobude generatora, nesimetrija izolacije rotorskog namotaja.

Na vratilu hidroagregata indukuje se napon koji se sastoji od niskofrekventnih i visokofrekventnih komponenti. Niskofrekventne komponente posledica su magnetne nesimetrije i aksijalnog magnetnog fluksa i manjih su amplituda. Visokofrekventne komponente najčešća su posledica napona na namotaju rotora od strane statičkog sistema pobude i većih su amplituda. Visokofrekventne komponente superponiraju se na niskofrekventne.

Najčešće tehnike koje proizvođači obrtnih mašina primenjuju za smanjenje štetnih uticaja pojave indukovnog napona na vratilu i ležajnih struja su: uzemljenje vratila primenom RC filtera za smanjenje amplitude visokofrekventne komponente na strani kontaktnih prstenova, upotreba ležajeva sa izolacionim segmentima. Takođe, osim redovnog pregleda i praćenja stanja ležajeva, preporučuje se i periodično merenje napona i struje vratila u pogonu. U standardu IEEE Std 112-2004 [5] date su smernice za merenje napona na vratilu dok je mašina u radu, pri nazivnom naponu i pri nominalnoj brzini okretanja. Za merenje napona se preporučuje upotreba osciloskopa velike ulazne impedanse jer su signali sa vratila "bogatiji" harmonicima osnovne učestanosti. Alternativno se može koristiti i TRMS multimetar uz određenu aproksimaciju vršnih vrednosti indukovnog napona.

Hidroelektrana Đerdap 1 nalazi se na Dunavu (943 km od ušća Dunava u Crno More) između Srbije i Rumunije i karakteristična je po tome što se potencijalna energija reke deli ravnopravno između dve susedne zemlje. Izgrađena je šezdesetih godina dvadesetog veka i šest hidroagregata u HE Đerdap 1 je ušlo u pogon između 06. avgusta 1970. i 16. maja 1972. godine.

Posle višedecenijske uspešne eksploatacije izvršena je revitalizacija svih šest agregata sa povećanjem snage svakog agregata sa 190 MVA na 211,11 MVA, u periodu između 2011. i 2023. godine.

Hidroagregati u HE Đerdap 1 imaju dva vodeća i jedan noseći ležaj. Karakteristično je da su prilikom revitalizacije agregata na svim ležajevima ugrađeni segmenti sa teflonskom prevlakom za razliku od originalnih mašina čiji su segmenti bili presvučeni babbitom. Vratilo je uzemljeno preko turbine koja je neprekidno potopljena u vodi i drugih uzemljenih tačaka na vratilu nema.

Pored savremenih uređaja za on-line monitoring rada generatora, kao što su monitoring vibracija i vazdušnih zazora i monitoring parcijalnih pražnjenja, za praćenje stanja revitalizovanih agregata u HE Đerdap 1 uvedeno je i ispitivanje indukovanog napona na vratilu u radu agregata. Osnovna svrha periodičnog snimanja napona vratila je da se rano uoči eventualno odstupanje izmerenih vrednosti u odnosu na rezultate početnih i svih kasnijih merenja, što može da ukaže na pogoršanje performansi izolacije ležaja, probleme sa magnetnim debalansom, probleme sa pobudom i dr. [6].

U ovom radu prikazani su rezultati merenja napona vratila pri maksimalnim snagama hidroagregata i izvršeno je poređenje izmerenih napona sa tri merna mesta za sve hidroagregate od A1 do A6. U radu su prikazani snimljeni talasni oblici u vremenskom i frekventnom domenu samo za hidroagregate A2 i A6.

2 METODOLOGIJA

2.1 Merenje indukovanog napona na vratilu

Merenje indukovanog napona vratila vršeno je pomoću osciloskopa Fluke tipa 199B. Za analizu izmerenih napona u računaru korišćen je softverski paket FlukeView. Uppedna analiza napona vratila hidroagregata vršena je na osnovu merenja tri napona:

- Mereni napon M1 - napon vratila između četkice na vratilu u zoni uljne glave i mase u ormanu pobude,
- Mereni napon M2 - napon vratila između četkice na vratilu u zoni uljne glave i tačke na vratilu u zoni turbine, i
- Mereni napon M3 - napon vratila između tačke na vratilu u zoni turbine i mase u ormanu pobude.

Dve merne tačke koje se nalaze na samom vratilu prikazane su na slici 1. Grafitna četkica koja dodiruje vratilo na slici 1a) nije uzemljena već je namenjena za rad sistema električnih zaštita agregata.

Merenja su vršena sukcesivno jer je korišćen samo jedan pribor za sva merenja. Izmerene vrednosti napona vratila se u softverskom paketu FlukeView registruju u vidu opsega tako da za svaki trenutak postoje po dva podatka koji predstavljaju maksimalnu i minimalnu vrednost napona u datom trenutku. Softverski paket FlukeView nema mogućnost izvoza svih podataka koji su prikazani na dijagramu samog uređaja, već je kvalitet ograničen na 600 podataka (po 300 podataka za minimalnu i 300 podataka za maksimalnu vrednost napona u jednom trenutku). Iz tog razloga redukovani skup podataka eksportovanih iz osciloskopa, koji su korišćeni za dalju analizu, može da dovede do različitih rezultata u odnosu na analizu koja bi bila primenjena na kompletnom skupu snimljenih podataka.



a) Četkica na vratilu u zoni uljne glave

b) Tačka na vratilu u zoni turbine

Slika 1: Merne tačke na vratilu

2.2 Predstavljanje podataka matematičkim funkcijama

Podaci koji su eksportovani iz osciloskopa upotrebljeni su za dobijanje matematičkih funkcija u cilju pronalaženje analitičke metode za upoređivanje podataka. Metoda za poređenje podataka o indukovanim naponima za različite agregate zasniva se na određivanju parametara koji opisuju sinusoide dobijenih rezultata. Parametri se određuju po metodi najmanjih kvadrata kao i standardne devijacije parametara. Na osnovu dobijenih rezultata vrši se statistička analiza odnosno testiraju se hipoteze o jednakosti karakteristika sinusoidnih funkcija za sve agregate i utvrđuje se njihova jednakost. Polazni matematički model glasi:

$$V(t) = A \sin(\omega t + \varphi) \quad (1)$$

gde je:

- $V(t)$ – izmerena vrednost napona u trenutku t ,
- A – amplituda,
- ω – ugaona frekvencija i
- φ – fazni stav.

Razvojem jednačine (1) dobija se:

$$V(t) = A \sin(\omega t) \cos(\varphi) + A \cos(\omega t) \sin(\varphi) \quad (2)$$

Daljom smenom dobijamo:

$$V(t) = \alpha \sin(\omega t) + \beta \cos(\omega t) \quad (3)$$

pri čemu je:

$$\alpha = A \cos(\varphi), \beta = A \sin(\varphi)$$

Konačan oblik funkcije veza između pojedinih merenja i nepoznatih parametara glasi:

$$V_i = \alpha \sin(\omega t_i) + \beta \cos(\omega t_i) \quad (4)$$

Rešenje sistema linearnih jednačina

$$\mathbf{v} = \mathbf{C} \quad (5)$$

gde je:

- $\mathbf{v}$ – vektor merenih napona,
- $\mathbf{C}$ – matrica koeficijenata uz nepoznate i
- $\mathbf{x}$ – vektor nepoznatih.

dobija se po metodi najmanjih kvadrata:

$$\mathbf{x} = (\mathbf{C}^T \mathbf{C})^{-1} \mathbf{C}^T \mathbf{v} \quad (6)$$

Razvijeni oblik vektora i matrica glasi:

$$\mathbf{v} = \begin{bmatrix} v_1 \\ \vdots \\ v_n \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \sin(\omega t_1) & \cos(\omega t_1) \\ \vdots & \vdots \\ \sin(\omega t_n) & \cos(\omega t_n) \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{C}^T \mathbf{C} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \sin^2(\omega t_i) & \sum_{i=1}^n \sin(\omega t_i) \cos(\omega t_i) \\ \sum_{i=1}^n \sin(\omega t_i) \cos(\omega t_i) & \sum_{i=1}^n \cos^2(\omega t_i) \end{bmatrix}$$

$$(\mathbf{C}^T \mathbf{C})^{-1} = \mathbf{Q} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \cos^2(\omega t_i) & -\sum_{i=1}^n \sin(\omega t_i) \cos(\omega t_i) \\ -\sum_{i=1}^n \sin(\omega t_i) \cos(\omega t_i) & \sum_{i=1}^n \sin^2(\omega t_i) \end{bmatrix}$$

$$\Delta = \sum_{i=1}^n \sin^2(\omega t_i) \sum_{i=1}^n \cos^2(\omega t_i) - \left[\sum_{i=1}^n \sin(\omega t_i) \cos(\omega t_i) \right]^2$$

Kada se izračunaju koeficijenti na osnovu njih se dobija amplituda A i fazni stav φ po sledećim formulama:

$$A = \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} = \sqrt{[A \cos(\varphi)]^2 + [A \sin(\varphi)]^2} \quad (7)$$

$$\varphi = \arctg \left[\frac{\beta}{\alpha} \right] = \arctg \left[\frac{A \sin(\varphi)}{A \cos(\varphi)} \right] \quad (8)$$

Srednje greške koeficijenata α i β dobijaju se po sledećoj formuli:

$$m_{\alpha,\beta} = m_0 \sqrt{q_{\alpha\alpha}, q_{\beta\beta}} \quad (9)$$

gde je:

$$m_0 = \sqrt{\frac{[\delta\delta]}{n-u}} \quad (10)$$

pri čemu su u formuli (10) korišćene sledeće oznake:

- δ – razlika merene vrednosti i vrednosti dobijene na osnovu modela za svako merenje,
- $[\]$ – oznaka za sumu,
- n – broj merenja,
- $q_{\alpha\alpha}, q_{\beta\beta}$ su članovi matrice $\mathbf{Q}$ na glavnoj dijagonali i
- u – broj nepoznatih (u ovom slučaju $u = 2$ odnosno nepoznati su koeficijenti α i β).

Prethodno opisani matematički model primenjen je na svaku grupu podataka i dobijeni podaci su statistički analizirani. Statistička analiza sprovodi se po postupku za testiranje jednakosti srednjih vrednosti i uz primenu studentovog t testa. Kako je broj stepeni slobode veliki ($f=298$) za testiranje statističkih hipoteza je korišćen test za normalnu raspodelu i nivo značajnosti $\alpha=0,05$ odnosno primenjen je test za verovatnoću 95% što je dovelo do strožeg zaključivanja o saglasnosti izmerenih podataka sa nultom hipotezom o jednakosti signala za dva agregata. Korišćena je metodologija iz literature o metodi najmanjih kvadrata [7]. Dobijeni podaci korigovani su za srednju vrednost dok testiranje na grube greške u metodi najmanjih kvadrata nije vršeno. Statistički test za testiranje jednakosti dve sinusoide glasi:

$$z = \frac{d}{m_d} \sim \mathcal{N}(0,1) \Rightarrow (p = 0.95) \Rightarrow \left(z = \frac{d}{m_d} < 1.96 \right) \Rightarrow \text{ne odbacujemo } H_0 \quad (11)$$

H_0 u ovom slučaju glasi da je $d = 0$ i znači da su posmatrani koeficijenti u jednačini (4) za dva agregata jednaki.

Ukoliko se testira značajnost pojedinih koeficijenata onda test statistika ima oblik:

$$z = \frac{\alpha; \beta}{m_{\alpha}; m_{\beta}} \sim \mathcal{N}(0,1) \Rightarrow (p = 0.95) \Rightarrow \left(z = \frac{\alpha; \beta}{m_{\alpha}; m_{\beta}} < 1.96 \right) \Rightarrow \text{ne odbacujemo } H_0 \quad (12)$$

H_0 u ovom slučaju znači da je $\alpha; \beta = 0$ odnosno da su posmatrani koeficijenti u jednačini (4) jednaki nuli. Jednostrano zaključivanje bez dodatnih analiza koeficijenata može dovesti do određenih paradoksa. Iz tog razloga je neophodno pažljivo primeniti statističku analizu i tumačenje rezultata za svaki slučaj posebno.

Testiranje jednakosti amplituda i faznih pomaka vrši se na sledeći način:

$$z_A = \frac{A_i - A_j}{m_{A_i - A_j}} \sim \mathcal{N}(0,1) \Rightarrow (p = 0.95) \Rightarrow \left(z = \frac{A_i - A_j}{m_{A_i - A_j}} < 1.96 \right) \Rightarrow \text{ne odbacujemo } H_0 \quad (13)$$

$$z_{\varphi} = \frac{\varphi_i - \varphi_j}{m_{\varphi_i - \varphi_j}} \sim \mathcal{N}(0,1) \Rightarrow (p = 0.95) \Rightarrow \left(z = \frac{\varphi_i - \varphi_j}{m_{\varphi_i - \varphi_j}} < 1.96 \right) \Rightarrow \text{ne odbacujemo } H_0 \quad (14)$$

pri čemu važi:

$$m_{A_i} = \frac{1}{\sqrt{\alpha_i^2 + \beta_i^2}} \sqrt{\alpha_i^2 * m_{\alpha_i}^2 + \beta_i^2 * m_{\beta_i}^2} \quad (15)$$

$$m_{\varphi_i} = \sqrt{\left(-\frac{\beta_i}{\alpha_i^2 + \beta_i^2}\right)^2 * m_{\alpha_i}^2 + \left(\frac{\alpha_i}{\alpha_i^2 + \beta_i^2}\right)^2 * m_{\beta_i}^2}$$

$$m_{A_i-A_j} = \sqrt{m_{A_i}^2 + m_{A_j}^2} \quad (16)$$

Opisani matematički i statistički modeli koriste se za donošenje zaključaka o obrađenim podacima i karakteristikama agregata određenih na osnovu izmerenih podataka kako je to prikazano u daljem tekstu.

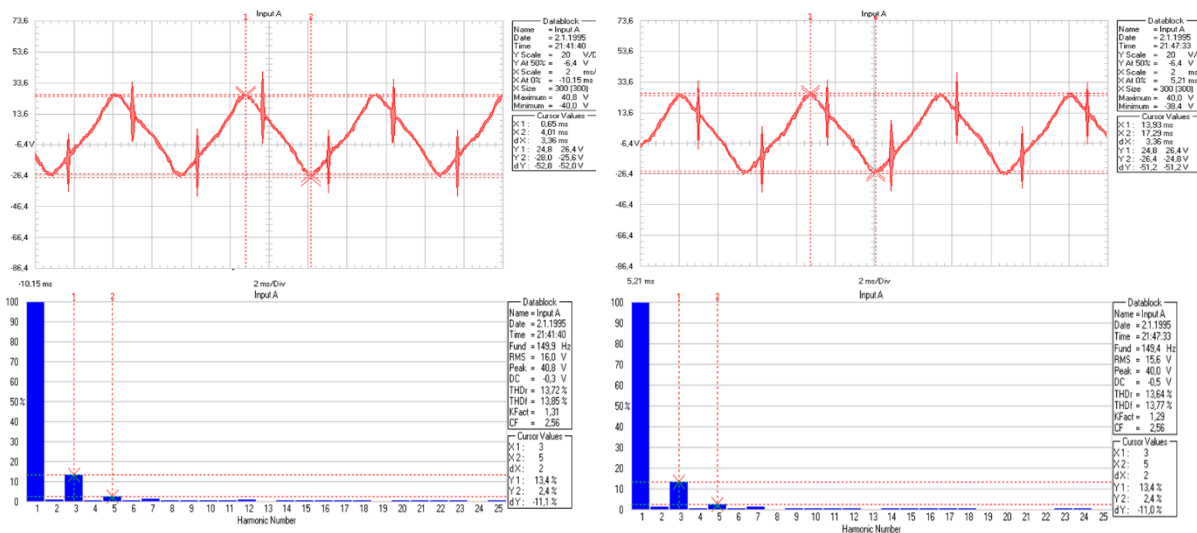
3 REZULTATI I DISKUSIJA

3.1 Analiza snimljenih napona vratila u vremenskom i frekventnom domenu

Snimljeni naponi vratila agregata sastoje se od niskofrekventnih i visokofrekventnih komponenti. Dominantna je niskofrekventna komponenta na trostrukoj mrežnoj učestanosti od 150 Hz, dok se visokofrekventne komponente identifikuju u obliku impulsa sa učestanošću reda veličine 200 kHz. Programski paket FlukeView omogućava prelaz iz vremenskog u frekventni domen korišćenjem Furijeove transformacije. U frekventnom domenu može se videti prisustvo viših harmonika niskofrekventne komponente napona vratila. Kod snimljenih indukovanih napona vratila M1 i M2 u najvećoj meri prisutni su 3. i 5. harmonik niskofrekventne komponente učestanosti 150 Hz.

Analizom snimljenih talasnih oblika napona vratila može se uočiti sličnost za hidroagregate A1, A2, A3, A4 i A5 dok se agregat A6 razlikuje po nekim parametrima. Na hidroagregatima A1, A2, A3, A4 i A5 oscilografski zapisi napona vratila imaju trougaoni karakter pri čemu se amplitude niskofrekventnih komponenti kreću u rasponu od 40 V do 52 V za režim rada agregata sa nazivnom snagom. Amplitude visokofrekventnih komponenti kreću se u granicama od 20 V do 50 V. Totalna harmonijska distorzija kreće se u granicama od 10 % do 13 %. Merni napon M3 na ovim hidroagregatima gubi niskofrekventnu komponentu i kod njega su prisutne samo visokofrekventne komponente. Na slikama 2a i 2b prikazani su talasni oblici mernih napona M1 i M2 agregata A2 u vremenskom i frekventnom domenu.

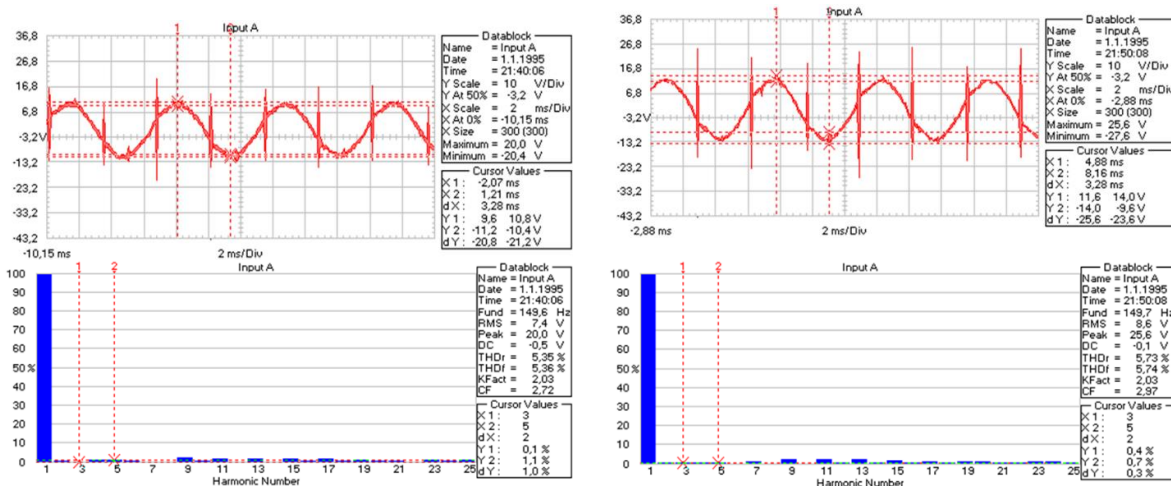
Na hidroagregatu A6 niskofrekventna komponenta snimljenih napona M1 i M2 ima izraženiji karakter sinusnog oblika pri čemu je amplituda niža u odnosu na ostale hidroagregate tj. kreće se u rasponu od 20 V do 26 V. Amplitude visokofrekventnih komponenti kreću se u granicama od 30 V do 50 V. Totalna harmonijska distorzija kreće se u granicama od 5 % do 6 %. Može se uočiti da su uticaj 3. i 5. harmonika značajno manji u odnosu na ostalih pet hidroagregata. Na slikama 3a i 3b prikazani su talasni oblici mernih napona M1 i M2 agregata A6 u vremenskom i frekventnom domenu.



a) Agregat A2 - Merni napon M1

b) Agregat A2 - Merni napon M2

Slika 2: Uporedni prikaz mernih napona M1 i M2 agregata A2

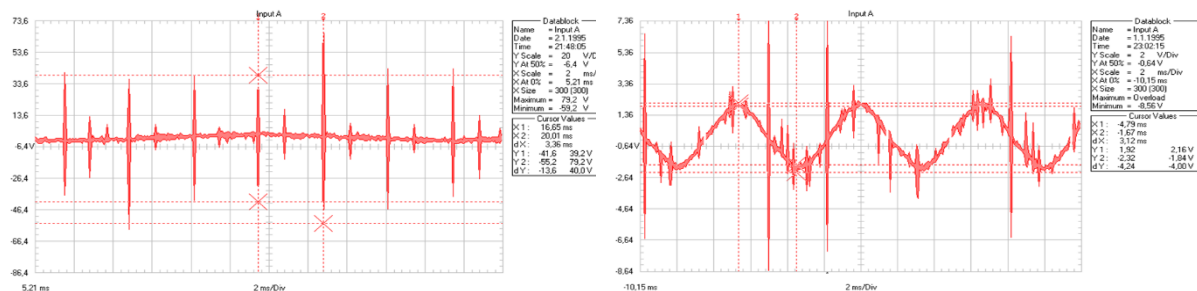


a) Agregat A6 - Merni napon M1

b) Agregat A6 - Merni napon M2

Slika 3: Uporedni prikaz mernih napona M1 i M2 agregata A6

Merni napon M3 na agregatu A6 sadrži sinusnu niskofrekventnu komponentu učestanosti 150 Hz, za razliku od ostalih hidroagregata kod kojih merni napon M3 ne sadrži niskofrekventnu komponentu. Amplituda mernog napona M3 na agregatu A6 iznosi do 5 V u režima rada sa nazivnom snagom. Na slikama 4a i 4b uporedno su prikazani talasni oblici mernog napona M3 u vremenskom domenu na agregatima A2 i A6.

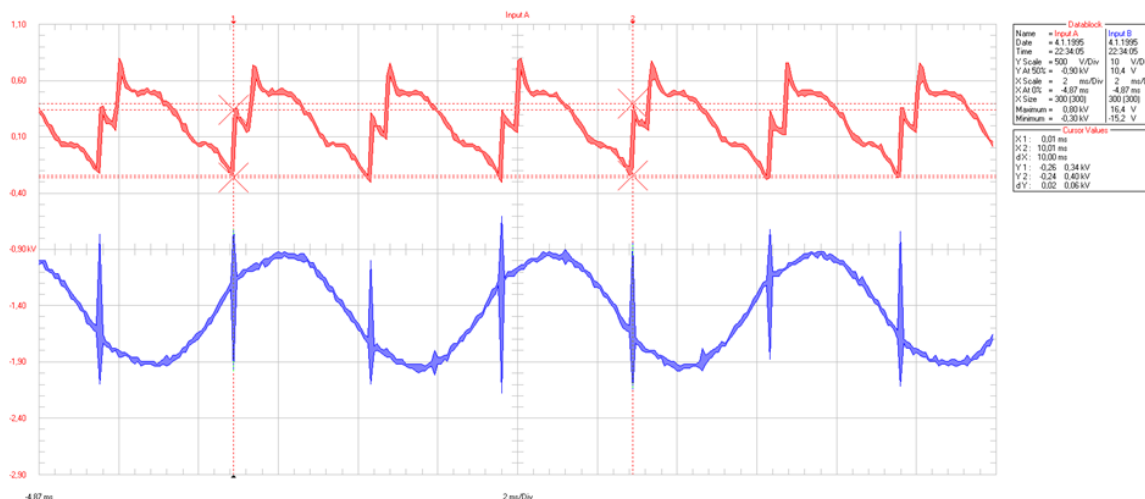


a) Agregat A2 - Merni napon M3

b) Agregat A6 - Merni napon M3

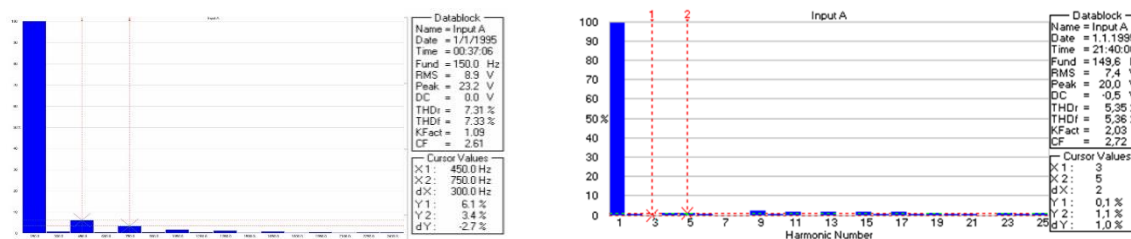
Slika 4: Uporedni prikaz mernih napona M3 agregata A2 i A6

Radi identifikovanja uzroka postojanja visokofrekventnih komponenti u talasnim oblicima napona vratila vršeno je istovremeno snimanje napona pobude glavnog generatora i napona vratila hidroagregata A6. Time je potvrđena tvrdnja da su visokofrekventne komponente napona vratila posledica komutacije tiristora u tiristorskoj statičkoj pobudi. Pobudni sistem glavnog generatora pretvara trofazni naizmenični napon sa statora pomoćnog generatora u jednosmerni napon za pobudu glavnog generatora. Trenuci komutacije tiristora pri prelazu na drugu fazu uzrokuju visokofrekventne komponente u indukovanom naponu vratila. Na slici 5 prikazani su napon pobude glavnog generatora (crvena kriva) i merni napon M1 (plava kriva).



Slika 5: Agregat A6 – Merni napon M1 (plava kriva) i napon pobude (crvena kriva)

Prilikom primopredajnih ispitivanja agregata A6 u junu 2011. godine izvršeno je snimanje talasnog oblika napona vratila u vremenskom i frekventnom domenu. Na slici 6a prikazan je napon vratila u frekventnom domenu nakon završetka revitalizacije 2011. godine, a na slici 6b merni napon M1 u frekventnom domenu prilikom merenja u martu 2025. godine. Smanjen je sadržaj ovih harmonika u odnosu na 2011. godinu.



a) Agregat A6 - Merni napon M1, jun 2011. b) Agregat A6 - Merni napon M1, mart 2025.

Slika 6: Uporedni prikaz mernih napona M1 u frekventnom domenu agregata A6

3.2 Analiza podataka dobijenih matematičkim modelovanjem

Dobijeni rezultati statističkih testova za jednakost amplituda po formulama (13), (15) i (16) prikazani su u tabeli 1. Rezultat „Ho“ označava da su amplitude statistički jednake (da je njihova razlika statistički jednaka nuli), dok oznaka „Ha“ znači da se amplitude značajno razlikuju u statističkom smislu.

Na osnovu dobijenih rezultata testiranja statističkih hipoteza neposredno sledi da se jednakost amplituda pojavljuje u vrlo malom broju slučajeva na mernim mestima M1, M2 i M3 dok se za merno mesto M2 pojavljuje statistički značajna razlika samo u slučaju agregata A6. Razlika amplituda na mernom mestu M2 nije velika u apsolutnom iznosu ali se njena statistička značajnost pojavljuje zbog malih srednjih grešaka sa kojima je određena.

Tabela 1. Rezultati statističkih testova za jednakost amplituda po agregatima i mernim mestima

M1					M2					M3				
A_i	A_j	$A_i - A_j$	$m_{A_i - A_j}$	H_0	A_i	A_j	$A_i - A_j$	$m_{A_i - A_j}$	H_0	A_i	A_j	$A_i - A_j$	$m_{A_i - A_j}$	H_0
1	2	-3.96	0.428	Ha	1	2	-0.30	0.600	Ho	1	2	-3.33	0.416	Ha
1	3	-3.47	0.433	Ha	1	3	0.05	0.144	Ho	1	3	-3.11	0.384	Ha
1	4	1.36	0.315	Ha	1	4	0.01	0.144	Ho	1	4	1.42	0.323	Ha
1	5	0.95	0.356	Ha	1	5	0.07	0.141	Ho	1	5	1.02	0.334	Ha
1	6	7.92	0.328	Ha	1	6	-1.79	0.135	Ha	1	6	6.39	0.365	Ha
2	3	0.48	0.489	Ho	2	3	0.34	0.597	Ho	2	3	0.22	0.466	Ho
2	4	5.32	0.388	Ha	2	4	0.31	0.597	Ho	2	4	4.75	0.418	Ha
2	5	4.91	0.422	Ha	2	5	0.36	0.596	Ho	2	5	4.35	0.426	Ha
2	6	11.88	0.399	Ha	2	6	-1.50	0.595	Ha	2	6	9.72	0.451	Ha
3	4	4.84	0.394	Ha	3	4	-0.03	0.128	Ho	3	4	4.54	0.386	Ha
3	5	4.42	0.427	Ha	3	5	0.02	0.125	Ho	3	5	4.13	0.394	Ha
3	6	11.39	0.404	Ha	3	6	-1.84	0.118	Ha	3	6	9.51	0.421	Ha
4	5	-0.41	0.307	Ho	4	5	0.05	0.125	Ho	4	5	-0.41	0.336	Ho
4	6	6.56	0.274	Ha	4	6	-1.81	0.118	Ha	4	6	4.97	0.367	Ha
5	6	6.97	0.320	Ha	5	6	-1.86	0.114	Ha	5	6	5.38	0.376	Ha

Dalja istraživanja treba sprovoditi u dva pravca: istražiti rezultate primenom trigonometrijske regresije kada se koristi jedan ili više harmonika i uporediti dobijene rezultate sa metodom primenjenom u ovom istraživanju i proširiti analizu na razmatranje apsolutnih razlika amplituda i dobijenih primenom modela jer statistička analiza može da prikaže razlike statistički značajnim iako su one po apsolutnim vrednostima male.

U buduću je neophodno uspostaviti precizno definisani sistem periodičnog merenja napona vratila i obrade dobijenih rezultata, propisati i dosledno sprovoditi postupak. Ovakav pristup omogućio bi praćenje eventualnih promena napona po jedinstvenoj metodologiji što bi omogućilo pouzdanu analizu trendova bitnih elemenata kroz vreme (period eksploatacije) i donošenje zaključaka o stanju agregata. Ovakav pristup bi isključio subjektivnost u proceni stanja i trendova dok bi formiranje baze podataka o rezultatima merenja omogućilo proširenje metodologije i kontrolu istorijskih rezultata.

4 ZAKLJUČAK

Analizom snimljenih talasnih oblika napona vratila u vremenskom domenu mogu se uočiti jasne razlike između hidroagregata A6 i ostalih hidroagregata. Niskofrekventna komponenta napona vratila je kod agregata A6 približnija sinusnom signalu sa značajno manjom amplitudom u odnosu na druge hidroagregate. Bitna razlika se uočava i na mernom naponu M3. Prisutnost niskofrekventne komponente u mernom naponu M3 hidroagregata A6 indicira na eventualno postojanje problema u izolacionom sistemu vratila ovog hidroagregata.

Na osnovu raspoloživih podataka, njihove obrade po prikazanom modelu i statističke analize zaključujemo da postoje razlike indukovanih napona na vratilima šest agregata u HE Đerdap 1 i da je statistička jednakost ovih parametara identifikovana u malom broju slučajeva. U narednom periodu je potrebno izvršiti i analizu vrednosti razlika navedenih parametara jer statistička analiza može prikazati značajnost razlika i kada su one bez praktičnog značaja. Rezultati redovnih merenja mogu da ukažu i na promene navedenih parametara kroz vreme koji impliciraju potencijalne promene karakteristika posmatranih delova agregata.

Sistem periodičnog merenja sa dodatnom matematičkom obradom podataka omogućuje identifikovanje promena napona vratila na osnovu čega se pravovremenim delovanjem mogu preduprediti neželjeni efekti oštećenja ležajeva.

5 LITERATURA

- [1] P.L. Alger, H.W. Samson, Shaft currents in electric machines. Journal Am. Inst. Electr. Eng. 1923, 42, 1325–1334.
- [2] J. M. Gruber, E. F. Hansen, Electrostatic shaft voltage on steam-turbine rotors. Journal of Engineering for Power, (1959), 81(1), 97-106.
- [3] K.B. Tawfiq, M. Güleç, P. Sergeant, Bearing Current and Shaft Voltage in Electrical Machines: A Comprehensive Research Review. Machines 2023, 11, 550.
- [4] I. Klasnić, D. Joksimović, Z. Ćirić, Potencijal vratila kod turboagregata, Zbornik radova, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Vol. 26 (2016), 129-139.
- [5] IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators, IEEE Std 112™-2004.
- [6] IEEE Guide for Online Monitoring of Large Synchronous Generators (10 MVA and Above), IEEE Std 1129™-2014.
- [7] G. Perović, S. Ninković, H. Moritz, Least Squares: (monograph): with 87 figures and 90 tables. 2005.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.07)**A1.07****REVITALIZACIJA POLOVA ROTORA GLAVNOG GENERATORA U HE ĐERDAP 1****REVITALIZATION OF THE MAIN GENERATOR ROTOR POLES IN HPP DJERDAP 1****Dragan Belonić*, Dragan Gluvačević**

Kratak sadržaj: Pобољшање performansi i produženje radnog veka obrtnih mašina u pogonu kroz njihovu obnovu, побољшање dizajna, zamenu upotrebljenih izolacionih materijala, a radi održavanja sigurnosti, stabilnosti i pouzdanosti elektroenergetskog sistema, u današnjoj energetskej tranziciji, predstavlja značajan izazov. Revitalizacija hidrogenatora u HE „Đerdap 1“ podrazumevala je zamenu, rekonstrukciju i unapređenje dizajna pojedinih elemenata generatorske opreme. Ugovorom o revitalizaciji predviđeno je bilo izvođenje revitalizacionih radova na polovima rotora glavnog generatora u fabrici proizvođača opreme u Ruskoj Federaciji. Imajući u vidu povećan rizik od nastanka okolnosti više sile, odnosno logističkih ograničenja prema Ruskoj Federaciji, revitalizacija polova rotora glavnog generatora poslednje etape revitalizacije izvršena je u domaćoj fabrici u Srbiji. U ovom radu biće prezentovani organizacioni i tehničko-tehnološki problemi realizacije poslova na revitalizaciji polova rotora glavnog generatora, specifičnosti postupka revitalizacije polova rotora metodom impregnacije pod vakuumom (VPI metod), razlike u odnosu na izvorni dizajn. Tehničkim zadatkom i Planom kontrole kvaliteta definisani su svi neophodni sanacioni radovi, kontrolna merenja i ispitivanja na jezgrima polova, zatim kontrolna merenja i ispitivanja na isporučenim novim namotajima polova rotora i na kraju svi neophodni radovi i ispitivanja prilikom montaže namotaja na jezgro pola VPI metodom.

Ključne reči: Revitalizacija, Pol rotora, Kontrolna ispitivanja, VPI metod

Abstract: Improving the performance and extending the working life of rotating machines in operation through their renovation, improvement of design, replacement of used insulating materials with new ones, and in order to maintain the safety, stability and reliability of the power system, in today's energy transition, represents a significant challenge. The revitalization of the hydro generators in HPP "Derdap 1" meant the replacement, reconstruction and improvement of the design of certain elements of the generator equipment. By the contract of revitalization, it was foreseen to do the revitalization of main generator rotor poles in the factory of the equipment manufacturer in Russian Federation. Bearing in mind the increased risk of force majeure, i.e. logistical restrictions towards the Russian Federation, the revitalization of the rotor poles of the main generator of the last stage of the revitalization was carried out in a domestic factory in Serbia. This paper will present the organizational and technical-technological

* Dragan Belonić, Nikola Tesla Institute of Electrical Engineering, d.belonic73@gmail.com
Dragan Gluvačević, JSC EPS Belgrade, Branch Djerdap, HPP Djerdap 1, dragan.gluvac@eps.rs

problems of the realization of works on the revitalization of the rotor poles of the main generator, the specifics of the procedure of revitalization of the rotor poles using the vacuum impregnation method (VPI method) and the differences compared to the original design. The technical task and the Quality Control Plan defined all the necessary renovation work, control measurements and tests on the pole cores, then control measurements and tests on the delivered new rotor pole windings and finally all the necessary work and tests during the assembly of the windings on the pole core using the VPI method.

Key words: *Revitalization, Rotor pole, Control test, VPI method*

1 UVOD

1.1 Opšte informacije o radu

U ovom radu biće prezentovani organizacioni i tehničko-tehnološki problemi realizacije poslova na revitalizaciji polova rotora glavnog generatora br.3, specifičnosti postupka revitalizacije polova rotora metodom impregnacije pod vakuumom (VPI metod) i razlike u odnosu na izvorni dizajn.

Za potrebe izrade ovog rada korišćena je tehnička dokumentacija pripremljena za potrebe realizacije predmetnog posla u domaćoj fabrici i odgovarajući rezultati fabričkih ispitivanja i ispitivanja tokom izvođenja montažnih radova na elektrani.

1.2 Obim revitalizacionih radova

HE „Đerdap 1”, u svojoj mašinskoj zgradi poseduje 6 (šest) hidrogeneratora. Generatori su trofazni, sinhroni, vertikalnog tipa, s nosećim ležištem na poklopcu turbine i jednim vodećim ležištem iznad generatora.



Slika 1: HE “Đerdap 1”

Za potrebe ostvarivanja definisanih parametara hidrogeneratora Ugovorom o revitalizaciji HE „Đerdap 1“ predviđena je:

- Montaža novih kućišta, jezgara i namotaja statora glavnog generatora (GG).
- Revitalizacija kućišta statora, montaža novih lim paketa i namotaja statora pomoćnog generatora.
- Revitalizacija obodnog prstena rotora glavnog generatora sa montažom novih / revitalizovanih polova.

- Izrada i isporuka kompleta novih polova rotora glavnog generatora br. 4-6.
- Revitalizacija jezgara polova, zamena namotaja polova rotora glavnog generatora br. 1-3.
- Revitalizacija polova pomoćnog generatora (preizolovanje polova).

2 REVITALIZACIJA POLOVA ROTORA GLAVNOG GENERATORA

2.1 Uvodne napomene

Početkom septembra 2022. godine započeta je revitalizacija agregata br. 3, poslednjeg od 6 (šest) agregata (Etapu 6) na HE „Đerdap 1“. Ugovorom o revitalizaciji predviđeno je bilo izvođenje revitalizacionih radova na polovima rotora glavnog generatora u fabrici proizvođača opreme što podrazumeva transport polova na revitalizaciju u Rusku Federaciju.

Predstavници AD EPS, Ogranka HE Đerdap i Isporučioca opreme usaglasili su neophodnost promene mesta izvršenja revitalizacije polova rotora glavnog generatora za Etapu 6 imajući u vidu povećan rizik od nastanka okolnosti više sile, odnosno logističkih ograničenja prema Ruskoj Federaciji. Shodno tome, revitalizacija polova rotora glavnog generatora izvršiće se u domaćoj fabrici u Srbiji.

Tehničkim zadatkom i Planom kontrole kvaliteta definisani su svi neophodni sanacioni radovi, kontrolna merenja i ispitivanja na jezgrima polova, zatim kontrolna merenja i ispitivanja na isporučenim novim namotajima polova rotora i na kraju svi neophodni radovi i ispitivanja prilikom montaže namotaja na jezgro pola VPI metodom

2.2 Polovi rotora glavnog generatora – opšti podaci

Namotaji polova, nakon revitalizacije, biće isti za svih šest generatora. Pri revitalizaciji generatora br. 1-3 koristiće se postojeća jezgra polova sa prigušnim namotajem. Za generatore br. 4-6 isporučeni su novi polovi.

Jezgro pola izrađeno je od čeličnih limova stegnutih pritisnim pločama i steznim brezonima. Pobudni namotaj je izrađen od golih bakarnih šina specijalnog profila. Prigušni namotaj je uzdužno-poprečni i sastoji se od 8 bakarnih šipki i dva krajna bakarna prigušna segmenta. Spojevi između polova su razdvojni, izrađeni od paketa tankih elastičnih bakarnih limova i pričvršćivače se za obod pomoću specijalnih držača i izolacionih stezača. Prigušni namotaji između polova spajaće se elastičnim bakarnim vezama.

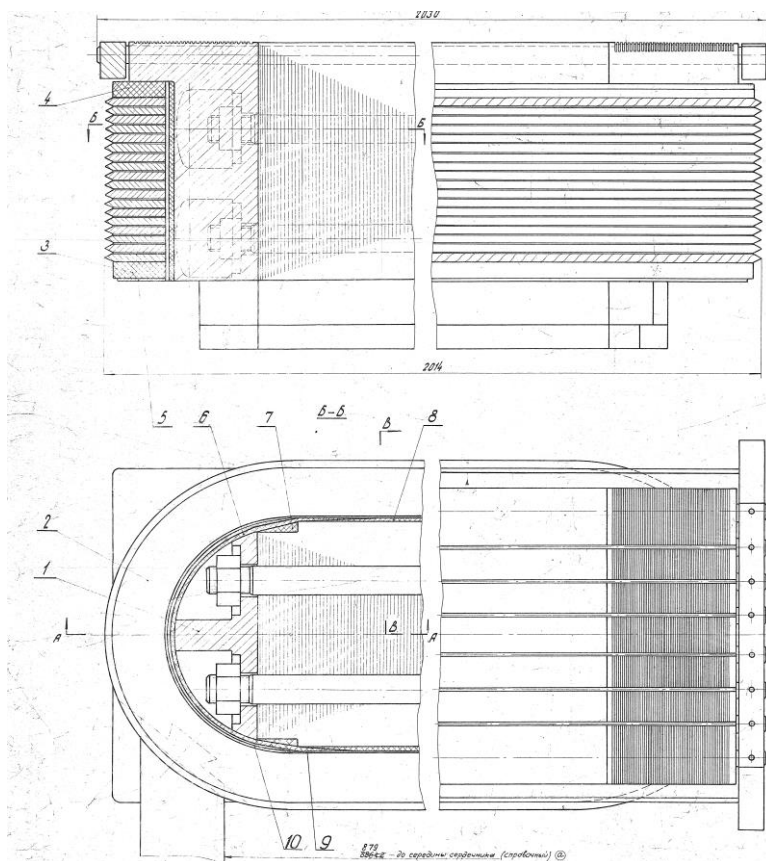
Tabela I: Tehnički karakteristike polova rotora pre i nakon revitalizacije:

	Stari polovi generatora br. 1 – 3	Revitalizovani polovi generatora br.1 – 3
Težina kompletnog pola	1940 kg	1950 kg
Težina kompletnog namotaja pola	515 kg	520,8 kg
Napon pobude, pri nominalnoj snazi, naponu, broju obrtaja i koeficijentu snage	375 V	385 V
Struja pobude, pri nominalnoj snazi, naponu, broju obrtaja i koeficijentu snage	1840 A	1880 A
Poprečni presek bakarne šine specijalnog profila pobudnog namotaja	740 mm ²	740 mm ²
Broj zavoja polnog namotaja	18 (+1/7)	18(+1/7)
Klasa izolacije	B	F

2.3 Specifičnosti postupka revitalizacije polova rotora VPI metodom i razlike u odnosu na izvorno stanje

2.3.1 Izvorno stanje polova rotora

Međuzavojna izolacija namotaja „starih“ polova rotora glavnog generatora sastojala se od podloški izrađenih od staklomikanita, azbestnog papira i staklene trake. Korpusna izolacija namotaja bila je izrađena od odgovarajućih elemenata izrađenih od tekstolita i impregnirane stakloplastike i azbestnog papira.



Slika 2: Pol rotora glavnog generatora – izvorno stanje

(poz. 1. – jezgro pola; poz. 2. – namotaj pola; poz. 3.÷4. – izolacioni prsten; poz. 5. – metalni prsten; poz. 6.÷10. – elementi korpusne izolacije namotaja pola)

Namotaj pola na jezgro pola je fiksiran umetanjem odgovarajućih zaptivki/umetaka izrađenih od tekstolita. Namotaj i jezgro pola ne predstavljaju monolitnu celinu. Namotaj starih polova je moguće lako skinuti sa jezgra pola.

2.3.2 Revitalizacija polova rotora VPI metodom

Impregnacija pod vakuumom (VPI) [1] je proces kojim se kompletan namotaj statora ili rotora potapa u smolu ili lak. Kombinacijom suvog i vlažnog vakuuma i ciklusa odgovarajućih pritisaka, smola ili lak u potpunosti prodire u ceo izolacioni sistem i popunjava sve praznine i šupljine. Nakon odgovarajućeg termičkog tretmana, impregnirani namotaj postaje monolitna i homogena celina.

Postupak revitalizacije polova rotora glavnog generatora VPI (Vaccum Pressure Impregnation) metodom obezbeđuje značajna poboljšanja:

- **Poboljšana izolaciona svojstva** - poboljšana dielektrična čvrstoća namotaja.
- **Poboljšana otpornost na vlagu** - VPI proces stvara zatvoreno okruženje koje pomaže u zaštiti namotaja od prodora vlage, smanjujući rizik od kratkih spojeva i korozije tokom vremena.
- **Povećana toplotna provodljivost** - Smola koja se koristi u VPI može poboljšati disipaciju toplote iz namotaja, omogućavajući efikasniji rad i potencijalno produžavajući životni vek namotaja.
- **Smanjen rizik od kontaminacije** - Proces vakumiranja minimizira uvođenje vazdušnih mehurića i zagađivača, što dovodi do konzistentnijeg i pouzdanijeg izolacionog sloja.
- **Veća otpornost na mehanička naprezanja** - Namotaji tretirani VPI su često otporniji na vibracije i mehanička naprezanja, što ih čini pogodnim za zahtevne primene u teškim uslovima rada.
- **Duži vek trajanja** - Zbog poboljšane izolacije, otpornosti na vlagu i mehaničke čvrstoće, VPI-tretirani namotaji imaju duži radni vek.
- **Manji zahtevi za održavanje** - Povećana izdržljivost i pouzdanost namotaja tretiranih VPI može dovesti do smanjenih potreba za održavanjem i zastoja, što je posebno korisno u pogonima gde neplanirani zastoji predstavljaju problem i mogu uzrokovati značajne finasijske gubitke.



Slika 3: Posuda za vakumiranje i impregnaciju

VPI metod/proces podrazumeva sledeće aktivnosti [2]:

Pripremu kompletiranog pola za impregnaciju:

- a. Postavljanje alata za fiksiranje/pritiskanje namotaja pola;
- b. Predgrevanje pola u peći;
- c. Kontrolisano hlađenje pola pre ubacivanja u posudu za vakumiranje i impregnaciju.

Impregnacija namotaja pola:

- a. Ciklus „suvog“ vakuumu – radi uklanjanja svog vazduha i vlage iz izolacije;
- b. Ciklus „vlažnog“ vakuumu – ubacivanje smole u impregnacionu komoru pod vakuumom;
- c. Ciklus pod pritiskom - Vakuum se oslobađa i dovodi se impregnaciona komora pod odgovarajući pritisak kako bi smola ili lak u potpunosti prodrli u sve praznine u izolaciji namotaja;
- d. Ciklus ukidanja pritiska – vraćanje neiskorišćene smole ili laka u rezervoar.

Čišćenje pola nakon impregnacije:

- a. Čišćenje izvoda namotaja i priključaka prigušnih segmenata od smole;
- b. Zaštita kontaktnih površina pre ubacivanja pola u peć.

Zagrevanje (pečenje) pola u peći

2.3.3 Razlike u odnosu na izvorni dizajn

Dimenzioni parametri i težine starih i revitalizovanih polova su gotovo identični (Tabela I).

Namotaj polova rotora nakon revitalizacije je sada monolitna i homogena celina i ne može se jednostavno „svući“ sa jezgra pola.

Upotrebljeni su novi izolacioni materijali za korpusnu i međuzavojnu izolaciju, adekvatni VPI procesu impregnacije (staklena tkanina, liskunska ploča, epoksidna staklena podloška, ...)

Poboljšana klasa izolacije i strujna opteretivost namotaja bez promene poprečnog preseka (Tabela I).

Neznatna promena parametara pobudnog sistema.

2.4 Neophodnost promene mesta izvršenja revitalizacije polova

Ugovorom o revitalizaciji, zaključenim sa firmom iz St. Peterburga, Ruska Federacija, bilo je predviđeno izvođenje revitalizacionih radova na polovima rotora glavnog generatora br.3 u fabrici proizvođača opreme što podrazumeva transport polova na revitalizaciju u Rusku Federaciju.

Protokolom od 12.08.2022. godine, predstavnici AD EPS, Ogranka HE Đerdap i Isporučioca opreme usaglasili su neophodnost promene mesta izvršenja revitalizacije polova rotora glavnog generatora za Etapu 6, a imajući u vidu povećan rizik od nastanka okolnosti više sile, odnosno logističkih ograničenja prema Ruskoj Federaciji (sankcije EU).

Shodno tome, revitalizacija polova rotora glavnog generatora izvršiće se u domaćoj fabrici u Srbiji.

Kako je za potrebe izvođenja montažnih radova na hidrogeneratoru br. 3 HE „Đerdap 1“ već imao zaključen

Ugovor sa odgovarajućom domaćom firmom, firmom koja ima tehničke mogućnosti za izvođenje predmetnih radova, to je izvršeno ugovaranje dodatnih radova na revitalizaciji polova rotora glavnog generatora, a prema usvojenoj tehnologiji i uz nadzor ruskih stručnjaka.

Za potrebe realizacije ovih radova izvršena je hitna doprema namotaja polova rotora glavnog generatora sa pripadajućim izolacionim i montažnim materijalom iz fabrike Isporučioca opreme, a u cilju očuvanja rokova revitalizacionih radova.

2.5 Varijante revitalizacije polova rotora glavnog generatora

2.5.1 Varijanta 1 - zadržavanje starih polova rotora GG (bez revitalizacije)

Nedostaci primenjenog rešenja:

- Nemogućnost kontrole stanja pritisnih ploča jezgara polova i kontrole stanja osiguravajućih varova na navrtkama i brezonima za stezanje jezgara polova;
- Nemogućnost otklanjanja uočenih nedostataka/odstupanja na elektrani:
 - Korekcija dimenzija i oblika pojedinih polova koji ne zadovoljavaju norme.
 - Izrada oštećenih delova koji su za zamenu (izolacioni pritisni prstenovi, delovi korpusne izolacije, ...).
 - Sanacija međuzavojne izolacije.
 - Sanaciju labavosti prigušnih štapova i dopunsko lemljenje prigušnih segmenata moguće je izvesti tek nakon montaže polova na obod rotora jer okretanjem polova dolazi do spadanja namotaja sa jezgra.
- Prilikom izvođenja odgovarajućih električnih ispitivanja postoji velika verovatnoća da dođe do proboja međuzavojne i/ili korpusne izolacije namotaja polova.
- Na elektrani ne posedujemo aparaturu za ispitivanje međuzavojne izolacije namotaja polova.
- Potencijalno neostvarivanje definisanih parametara za revitalizovane agregate (smanjena trajno dozvoljena pobudna struja, prekoračenje porasta temperature delova generatora, neostvarivanje deklarisanog stepena korisnosti, ...).
- Ostaje stari način spajanja međupolnih veza (bočno spajanje lemljenjem).

Ukoliko se naknadno isporuče NOVI polovi potreban je novi zastoј od 100-120 dana za zamenu polova.

2.5.2 Varijanta 2 - revitalizacija polova rotora GG u domaćoj fabrici uz isporuku i zamenu namotaja

Predviđeni obim kontrolnih i sanacionih radova, u ovoj varijanti, bio bi isti kao i u fabrici proizvođača opreme, te bi ova varijanta odgovarala svim zahtevima definisanim Ugovorom i odgovarajućim specijalnim tehničkim uslovima (STU).

2.5.3 Varijanta 3 - zadržavanje starih polova rotora GG sa revitalizacijom u domaćoj fabrici bez isporuke novih namotaja

Nedostaci primenjenog rešenja:

- Upitna je mogućnost korekcije nedostataka na jezgrima polova ili izrade novih jezgara ukoliko bude potrebe u domaćoj fabrici (nepostojanje odgovarajućih alata i opreme za izradu delova).
- Potencijalni problemi prilikom demontaže starih izvoda i montaže novih izvoda polova.

Predviđeni obim kontrolnih i sanacionih radova odgovara predviđenom obimu radova u fabrici proizvođača opreme, ali uz konstataciju da se zadržava stari namotaj uz korekciju položaja izvoda.

Poprečni presek namotaja polova rotora na starim i novim generatorima je približno isti ($q_a \approx 740 \text{ mm}^2$) te zamenom izolacije možemo očekivati da neće biti značajnih razlika u strujnoj opteretivosti i porastu temperatura namotaja rotora u nominalnom režimu.

2.6 Revitalizacija polova GG (saglasno varijanti 2) – obim radova

Za potrebe izvođenja neophodnih radova na revitalizaciji polova rotora glavnog generatora br.3 u HE „Đerdap 1“ neophodno je bilo da Izvođač radova:

2.6.1 Izradi neophodnu tehničku dokumentaciju za izvođenje predmetnih radova, u skladu sa tehničkim opisom i tehničkim zadacima proizvođača opreme, a koja podrazumeva izradu:

- Tehničkog zadatka/tehnološkog procesa za revitalizaciju polova rotora glavnog generatora VPI metodom.
- Plana kontrole kvaliteta.

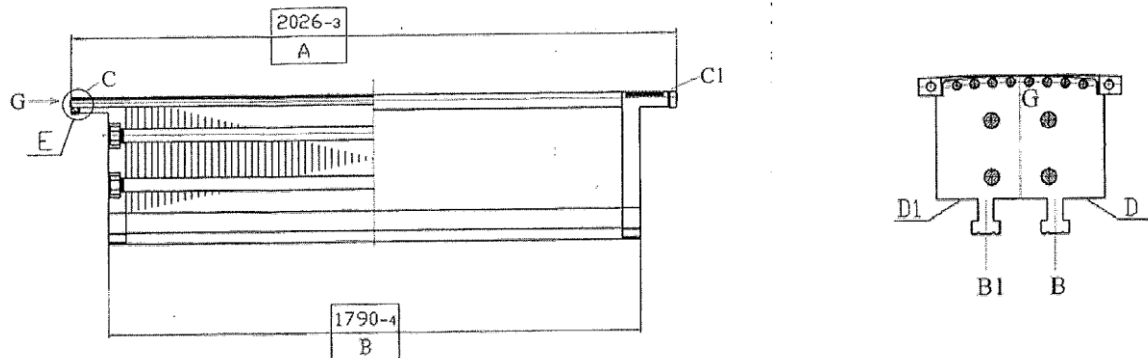
2.6.2 Izvrši odgovarajuće transportne aktivnosti sa predmetnom opremom, a koja podrazumeva:

- Transport izrađenih namotaja polova rotora glavnog generatora, sa pripadajućim izolacionim materijalom, iz fabrike proizvođača opreme (Sankt Petersburg, Ruska Federacija) i transport u fabriku Izvođača radova – 84 kom.
- Transport jezgara polova rotora glavnog generatora sa objekata HE „Đerdap 1“ Kladovo u fabriku Izvođača radova na revitalizaciju – 84 kom.
- Transport revitalizovanih polova rotora glavnog generatora iz fabrike Izvođača radova na objekat HE „Đerdap 1“ Kladovo – 84 kom.

2.6.3 Izvrši revitalizaciju jezgara polova rotora glavnog generatora br.3 koja podrazumeva sledeće aktivnosti:

- Izvođenje kontrolnih radova na jezgrima polova:
 - Vizuelna kontrola jezgara polova.
 - Dimenziona kontrola jezgara polova.
 - Kontrola linearnosti/ravnosti jezgara polova.

- Vizuelna kontrola varova i kontrola metodom „čekićanja“ labavosti prigušnih štapova u jezgru pola.
- Kontrola magnetnim fluksom ili obojenim penetrantima osnovnog materijala na spoljašnjoj površini pritisnih ploča.



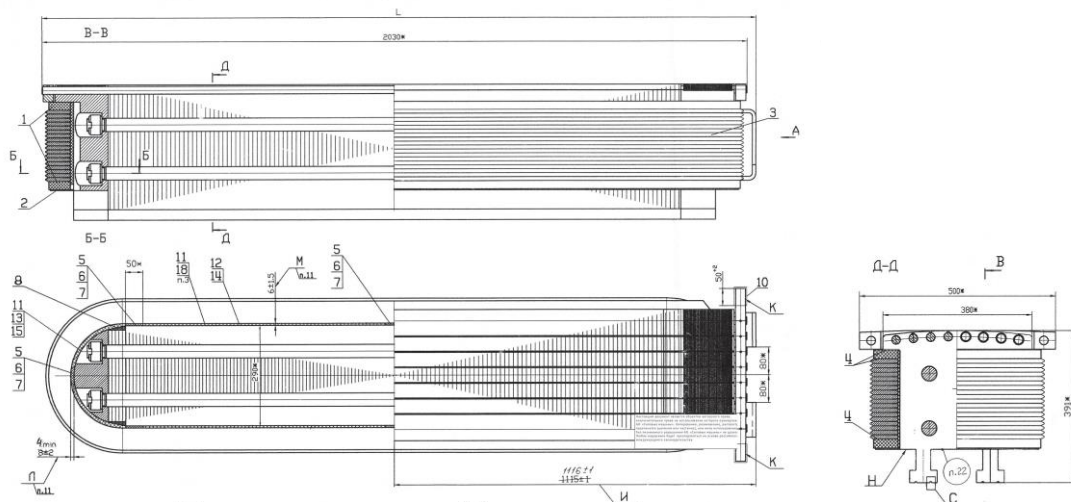
Slika 4: Jezgro rotora glavnog generatora (sa definisanim kontrolnim tačkama)

- Sanacioni radovi na jezgrima polova (saglasno usvojenoj tehnologiji definisanoj u Tehničkom zadatku):
 - Uklanjanje ostataka korpusne izolacije sa jezgra pola.
 - Čišćenje jezgra peskarenjem/bakarnom sačmom od korozije, premaza i ostataka izolacije.
 - Sanacija uočenih nedostataka na zavarenim spojevima.
 - Sanacija varova i labavosti prigušnih štapova u jezgru pola.
 - Sanacija zavarenih spojeva na veznim delovima („T četvrtke“) jezgara polova saglasno zahtevima.
 - „Kalaisanje“ površine „K“ lemom saglasno zahtevima na crtežu.
 - Čišćenje površine jezgra pola pre nanošenja premaza.
 - Farbanje jezgra pola.

2.6.4 Izvrši revitalizaciju polova rotora glavnog generatora – izolovanje jezgra pola i montažu namotaja (saglasno usvojenoj tehnologiji definisanoj u Tehničkom zadatku) što podrazumeva sledeće aktivnosti:

- Pripremu kompleta korpusne izolacije za montažu na jezgro pola.
- Montažu korpusne izolacije saglasno definisanom tehnološkom procesu.
- Montažu namotaja na jezgro pola.
- Fiksiranje i zaptivanje namotaja u skladu sa zahtevima crteža.
- Električna ispitivanja (do impregniranja) saglasno usvojenom Planu kontrole kvaliteta.
- Pripremu pola za impregnaciju saglasno definisanom tehnološkom procesu.
- Impregnaciju polova po VPI metodi.
- Čišćenje polova nakon impregnacije.

- Završne radove na polu:
 - Popuna praznina i pukotina između gornje izolacione podloške i jezgra saglasno zahtevima crteža.
 - Provera visinskog položaja metalne podloške u odnosu na jezgro pola i eventualna korekcija debljine izolacione podloške.
 - Farbanje kompletnog pola.
- Električna ispitivanja (nakon impregniranja i nanošenja elektroizolacionih premaza) saglasno usvojenom Planu kontrole kvaliteta.
- Merenje težine i markiranje polova u skladu sa crtežom.



3 PROBLEMI U PROCESU REALIZACIJE REVITALIZACIJE POLOVA ROTORA

Za potrebe izvršenja revitalizacije polova rotora glavnog generatora HE „Đerdap 1“ je, sa već angažovanom domaćom firmom za izvođenje radova na montaži statora i rotora glavnog i pomoćnog generatora agregata br.3, zaključio odgovarajući Aneks osnovnog Ugovora kojim je povećan obim radova i usluga, na način da su ugovoreni dodatni radovi na revitalizaciji polova rotora glavnog generatora, prema usvojenoj tehnologiji i uz nadzor ruskih stručnjaka, kao i preuzimanje izrađenih namotaja iz fabrike proizvođača opreme (St. Peterburg, Ruska Federacija).

3.1 Transport namotaja i montažnog materijala

Za potrebe realizacije radova na revitalizaciji polova rotora glavnog generatora, u domaćoj fabrici, neophodna je bila hitna doprema namotaja polova rotora glavnog generatora sa pripadajućim izolacionim i montažnim materijalom iz fabrike proizvođača opreme (St. Peterburg, Ruska Federacija), a u cilju očuvanja rokova revitalizacionih radova.

Novim paketom sankcija EU prema Ruskoj Federaciji, od 06.10.2022. god. većina ovih proizvoda, koji su neophodni za nastavak radova na revitalizaciji opreme hidrogeneratora Etape 6, podležu sankcijama EU, te nije bilo moguće ovu opremu dopremiti kroz zemlje EU drumskim ili vodenim transportom.

Kao jedino moguće rešenje dopreme neophodne opreme, u novonastalim okolnostima, preostao je direktan avionski transport (St. Peterburg, Istambul, Beograd).

3.2 Nabavka zamenskog montažnog materijala

Tokom ugovaranja obima isporuke opreme i montažnog materijala za potrebe revitalizacije polova rotora glavnog generatora, a shodno načinu transporta ove opreme (avionski transport) javio se problem za određeni broj komponenti koje nije moguće preneti bez dodatnih odobrenja i adekvatnih sertifikata o bezbednosti za transport. Iz tih razloga, nabavka dela montažnog materijala i opreme ugovorena je sa domaćom fabrikom u kojoj će se izvoditi revitalizacioni radovi, a uz saglasnost i odobrenje proizvođača ove opreme.

Iz fabrike proizvođača opreme nije bilo moguće dopremiti odgovarajući „srebrni lem“ tipa „Пер 45“, kao ni smolu za impregnaciju namotaja polova tipa „Компаунд ПК 11“, pa je sa proizvođačem opreme je usaglašeno da Izvođač radova u Srbiji nabavi adekvatne zamene.

3.3 Tehnička opremljenost Izvođača radova i izrada alata za potrebe revitalizacije polova rotora glavnog generatora

Osnovni uslovi za dodeljivanje predmetnog posla domaćoj fabrici je njena tehnička opremljenost i stručni kadar za izvođenje definisanih radova. Neophodna tehnička opremljenost je podrazumevala da fabrika mora imati:

- Adekvatan uređaj za vakumiranje i impregnaciju namotaja polova.
- Adekvatnu „presu“ za montažu namotaja na jezgro pola.
- Potrebne alate za montažu namotaja na jezgro pola.
- Ispitnu laboratoriju.

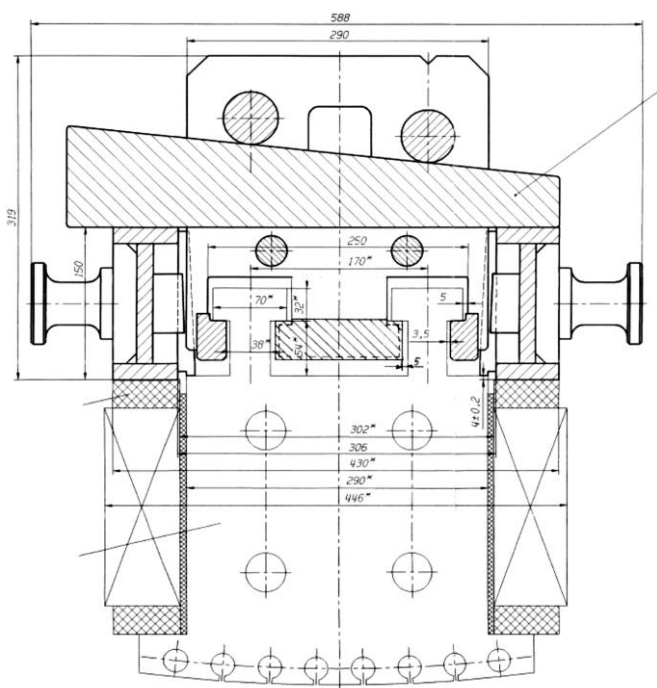
U trenutku ugovaranja ovog dopunskog posla Izvođač, naravno, nije imao adekvatne alate za potrebe montaže, ispitivanja i impregnacije namotaja polova.

Radi očuvanja rokova završetka revitalizacionih radova na Etapi 6 revitalizacije HE „Đerdap 1“ bilo je neophodno hitno pristupiti izradi adekvatnih alata za potrebe definisanih električnih ispitivanja i impregnacije namotaja VPI metodom.

Izvođač radova je izradio odgovarajuće alate za montažu namotaja na jezgro pola i alat za potrebe električnih ispitivanja međuzavojne i korpusne izolacije namotaja pod pritiskom.

HE „Đerdap 1“ je izradio odgovarajuće alate za presovanja namotaja na jezgro pola za potrebe impregnacije.

Svi alati su izrađeni na osnovu instrukcija proizvođača opreme.



Slika 6: Alat za presovanje i impregnaciju namotaja pola

3.4 Uočeni problemi u procesu revitalizacije polova

Nakon isporuke novih namotaja polova rotora glavnog generatora izvršeno je raspakivanje opreme i vizuelni pregled iste.

Tom prilikom je konstatovano sledeće:

- Vizuelnim pregledom namotaja polova zapaženo je mehaničko oštećenje na 13 namotaja sa unutrašnje strane navojaka. Izvršena su ispitivanja ovih namotaja u cilju provere ispravnosti, metodom merenja pada napona između navojaka. Ispitivanjem je konstatovano da namotaji br. 13, 21, 30 i 40 imaju odstupanja koja ukazuju na eventualno postojanje međuzavojnog spoja.

- Vizuelnim pregledom namotaja br. 37 uočeno je postojanje bakarnih opiljaka između navojaka, na namotaju br.11 uočeno je nagnječenje na donjem zavojku, dok je na namotajima br. 10 i 50 uočen neadekvatan položaj međuzavojne izolacije (uvučena izolacija). Izvršena su ispitivanja ovih namotaja u cilju provjere ispravnosti, metodom merenja pada napona između navojaka. Ispitivanjem nisu konstatovana odstupanja koja ukazuju na postojanje međuzavojnog spoja na ovim namotajima.

Uočeni nedostaci su otklonjeni. Izvršeni su odgovarajući reparacioni radovi na ovim polovima koji su podrazumevali određenu mehaničku obradu, dopunsko čišćenje uočenih zona između navojaka, a po potrebi i zamenu dela međuzavojne izolacije.

Na polu br. 22 bilo je neophodno izvršiti brušenje donje izolacione podloške radi obezbeđivanja zahtevanog položaja namotaja u odnosu na jezgro pola.

U toku završnih električnih ispitivanja na revitalizovanom polu br. 11 i 82 došlo je do proboja međuzavojne izolacije. Izvršena je odgovarajuća sanacija u fabrici.

Na jednom polu je došlo do proboja međuzavojne izolacije nakon sprovedenih električnih ispitivanja nakon montaže istog na obod rotora. Pol je vraćen u fabriku na reparaciju.

4 ZAKLJUČAK

Ugovorom o revitalizaciji hidroagregata u HE „Đerdap 1“, za hidrogeneratore br.4, br.5 i br.6 izvršena je isporuka NOVIH polova rotora glavnog generatora, dok je za hidrogeneratore br.1, br.2 i br.3 definisana revitalizacija postojećih polova koja je podrazumevala zadržavanje starih jezgara polova uz odgovarajuću sanaciju i montažu novih namotaja u fabrici proizvođača opreme u St. Peterburgu, Ruska Federacija.

Uzimajući u obzir tadašnju, situaciju u svetu konstatovan je ozbiljan rizik da se polovi rotora glavnog generatora pošalju u Rusku Federaciju na revitalizaciju.

Predstavnici AD EPS, Ogranka HE Đerdap i Isporučioca opreme usaglasili su neophodnost promene mesta izvršenja revitalizacije polova rotora glavnog generatora za Etapu 6 imajući u vidu povećan rizik od nastanka okolnosti više sile, odnosno logističkih ograničenja prema Ruskoj Federaciji. Shodno tome, revitalizacija polova rotora glavnog generatora izvršena je u domaćoj fabrici u Srbiji.

Dogovorena je i realizovana, tada jedino moguća solucija transporta neophodne opreme za završetak revitalizacije agregata br.3 (isporuka novih namotaja i montažnog materijala) – avionski transport (St. Peterburg, Istambul, Beograd).

Izvršeno je usaglašavanje Tehničkog zadatka i Plana kontrole kvaliteta kojim su definisani svi neophodni sanacioni radovi, kontrolna merenja i ispitivanja na jezgrima polova, zatim kontrolna merenja i ispitivanja na isporučenim novim namotajima polova rotora i na kraju svi neophodni radovi i ispitivanja prilikom montaže namotaja na jezgro pola VPI metodom. Kontrolu ovih radova u domaćoj fabrici vršili su kontinuirano predstavnici proizvođača opreme, a radi očuvanja svih ugovorenih garancija na predmetnoj opremi nakon izvršene revitalizacije.

Revitalizacija polova rotora glavnog generatora u domaćoj fabrici, saglasno usaglašenoj tehnologiji sa proizvođačem opreme, predstavljala je značajan izazov kako za domaćeg Izvođača radova, tako i za HE „Đerdap 1“.

Izrada odgovarajućih alata za potrebe revitalizacije polova rotora glavnog generatora, u veoma kratkom roku, predstavljao je jedan značajan izazov u realizaciji ovog posla. HE „Đerdap 1“ je sopstvenim resursima izradio neophodan broj alata za presovanja namotaja na jezgru pola za potrebe impregnacije istih (slika 6.).

U toku izvođenja revitalizacionih radova na polovima nije bilo značajnijih problema. Neophodno je bilo sanirati manja oštećenja na isporučenim namotajima nastala, najverovatnije u procesu skladištenja i pakovanja za transport istih iz fabrike proizvođača opreme. Tokom revitalizacije polova došlo je do proboja međuzavojne izolacije na tri pola, što i nije neuobičajeno.

Glavne brige u pripremi i realizaciji ovog posla su bile sledeće:

- Nije izvršena prethodna kontrola i ispitivanje namotaja pre isporuke.
- Isporučen je tačan broj namotaja, bez rezerve.
- Nije bila predviđena isporuka rezervnih jezgara polova.
- Obezbeđivanje potrebnog tehničkog osoblja za realizaciju ovog posla.
- Poštovanje veoma kratkih rokova.
- Tehnički kapacitet domaće fabrike.

Na kraju, može se konstatovati da je domaća fabrika izvršila posao revitalizacije polova rotora glavnog generatora kvalitetno i u roku. Domaća fabrika je obezbedila neophodnu ispitnu i montažnu opremu i angažovala dodatni tehnički i stručni kadar kako bi svi radovi bili izvedeni shodno usvojenom Tehničkom zadatku i Planu kontrole kvaliteta. Nadzor isporučioca opreme nije imao primedbe na kvalitet i dinamiku izvedenih radova, što potvrđuje da je domaća fabrika posedovala odgovarajući kapacitet za izvođenje ovih revitalizacionih radova.

LITERATURA

- [1] Avonmore Electrical, <https://www.avonmore-electrical.com/workshop/our-equipment-processes/vpi/>
- [2] Godfrey & Wing, <https://www.godfreywing.com/blog/understanding-how-vacuum-pressure-impregnation-vpi-works>

DOI: [10.46793/CIGRE37.A1.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A1.08)**A1.08****SISTEMI POBUDE ZA MOTOR-GENERATORE U RHE BAJINA BAŠTA****EXCITATION SYSTEMS FOR MOTOR-GENERATORS IN THE BAJINA BAŠTA
PUMPED-STORAGE HYDROPOWER PLANT****Dušan Joksimović, Đorđe Stojić, Nemanja Milojević, Zoran Ćirić, Slavko Veinović,
Luka Ivanović, Ilija Klasnić, Miroslav Pavićević, Dušan Trišić***

Kratak sadržaj: Protočna hidroelektrana (HE) i reverzibilna hidroelektrana (RHE) „Bajina Bašta” u Perućcu predstavljaju najveće hidroenergetske objekte izgrađene na reci Drini. RHE „Bajina Bašta” ima veliki značaj za elektroenergetski sistem Srbije, zbog mogućnosti rada u generatorskom i motornom režimu čime povećava fleksibilnost sistema sa aspekta upravljanja proizvodnjom i potrošnjom. Periodi manje potrošnje električne energije koriste se za punjenje gornjeg akumulacionog jezera, radom elektrane u motornom režimu. Kada se u sistemu javi potreba za dodatnom energijom, agregati prelaze na suprotan režim, pa se ispuštanjem vode iz jezera na višoj nadmorskoj visini pokreću turbine i stvara električna energija. Takođe, zbog svoje mogućnosti da brzo startuje i brzo promeni režim rada iz generatorskog u motorni i obrnuto ova elektrana može da brzo reaguje na poremećaje u sistemu i zameni bilo koji drugi agregat u sistemu „Elektroprivrede Srbije“. Samim tim i revitalizacija RHE "Bajina Bašta" koja treba da produži životni vek agregata za nekoliko decenija ima veliki značaj za elektroenergetski sistem. Tokom 2024. revitalizovan je prvi agregat, dok je revitalizacija drugog agregata predviđena za 2025. Značajan doprinos revitalizaciji dao je Institut za elektroenergetiku "Nikola Tesla" kroz zamenu pobudnih sistema. U okviru energetskog dela sistema pobude ugrađene su komponente vrhunskih performansi: pobudni transformatori, prekidači, tiristorski mostovi, oprema za demagnetizaciju itd. Osnovu upravljačkog dela sistema pobude čine sertifikovani INTROL regulatori pobude u okviru kojih su realizovani sekventni automati za sve režime rada agregata: generatorski režim, motorni režim, sinhroni start, električno kočenje i test za potrebe ispitivanja. INTROL regulatori omogućavaju različite režime regulacije: automatska regulacija napona statora, automatska regulacija reaktivne snage i automatska regulacija faktora snage uz integrisane limiterske funkcije i

*Dušan Joksimović, Institut Nikola Tesla a.d. Beograd, jdusan@ieent.org

Đorđe Stojić, Elektrotehnički Institut Nikola Tesla Beograd, djordje.stojic@ieent.orgNemanja Milojević, ELEKTROTEHNIČKI INSTITUT NIKOLA TESLA AKCIONARSKO DRUŠTVO BEOGRAD, milojcic@ieent.orgZoran Ćirić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, zciric@ieent.orgSlavko Veinović, Institut Nikola Tesla a.d. Beograd, slavko.veinovic@ieent.orgLuka Ivanović, Elektrotehnički Institut Nikola Tesla Beograd, luka.ivanovic@ieent.orgIlija Klasnić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla ad Beograd, ilija.klasnic@ieent.orgMiroslav Pavićević, EPS AD, Ogranak HE Bajina Bašta, miroslav.pavicevic@eps.rsDušan Trišić, EPS AD, Ogranak HE Bajina Bašta, dusan.trisic@eps.rs

stabilizator elektroenergetskog sistema. Pouzdanost sistema dodatno je osigurana redundantnom implementacijom tiristorskih mostova i regulatora pobude u konfiguraciji 1+1. Nakon završene montaže i povezivanja kompletne opreme, sprovedena su detaljna podešavanja i ispitivanja sistema pobude, koja su pokazala dobre performanse sistema. Ovo garantuje pouzdan i stabilan rad agregata u svim predviđenim režimima, uz automatsko ograničenje rada unutar definisanih granica pogonskog dijagrama.

Ključne reči: *sistem pobude, motor, generator, revitalizacija*

Abstract: The run-of-river hydropower plant HPP "Bajina Bašta" and the pumped-storage hydropower plant PSH "Bajina Bašta" in Perućac are the largest hydropower facilities built on the Drina River. PSH "Bajina Bašta" is of great importance to Serbia's power system due to its ability to operate in both generating and pumping modes, thereby increasing the system's flexibility in terms of managing production and consumption. Periods of lower electricity consumption are used to fill the upper reservoir by operating the plant in pumping mode. When the system requires additional energy, the units switch to the opposite mode, and the release of water from the higher-altitude reservoir drives the turbines, generating electricity. Also, due to its ability to start quickly and rapidly switch between generating and pumping modes, this plant can quickly respond to system disturbances and replace any other unit in the electrical power system of Serbia. Therefore, the revitalization of PSH "Bajina Bašta," which is expected to extend the lifespan of the units by several decades, is of great importance to the power system. In 2024, the first unit was revitalized, while the revitalization of the second unit is scheduled for 2025. Nikola Tesla Institute of Electrical Engineering participated in the revitalization by replacing the excitation systems. The power section of the excitation system includes high-performance components: excitation transformers, circuit breakers, thyristor bridges, demagnetization equipment, etc. The control section of the excitation system is based on certified INTROL excitation regulators developed and manufactured at the Nikola Tesla Institute. Within the regulators, sequential automats are implemented for all operating modes of the units: generating mode, pumping mode, synchronous start, electric braking, and testing. INTROL regulators enable various control modes: automatic stator voltage regulation, automatic reactive power regulation, and automatic power factor regulation, along with limiter functions and a power system stabilizer. The thyristor bridges and excitation regulators are implemented redundantly in a 1+1 configuration. After installation and connection, the excitation system was adjusted and tested, demonstrating good system performance, enabling reliable and stable unit operation in all operating modes, with automatic operation limitation within the boundaries defined by the operating diagram.

Key words: *excitation system, motor, generator, revitalization*

1 UVOD

Reverzibilna hidroelektrana (RHE) "Bajina Bašta" predstavlja ključni strateški resurs za efikasnu integraciju obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem Srbije. Njena primarna uloga ogleda se u obezbeđivanju značajnog kapaciteta za proizvodnju električne energije, ali i u mogućnosti skladištenja energije velikih razmera, što je od vitalnog značaja za balansiranje intermitentne prirode obnovljivih izvora. RHE "Bajina Bašta", puštena u pogon davne 1982. godine, raspolaže ukupnom instalisanom snagom od 600 MW u generatorskom režimu i 620 MW u pumpnom režimu, zahvaljujući ugrađenim pumpama-turbinama, odnosno motor-generatorima koji mogu raditi u oba režima. Ova moćna "vodena baterija" služi kao nezamenjiva rezerva za nacionalnu elektroenergetsku mrežu, naročito u kritičnim periodima

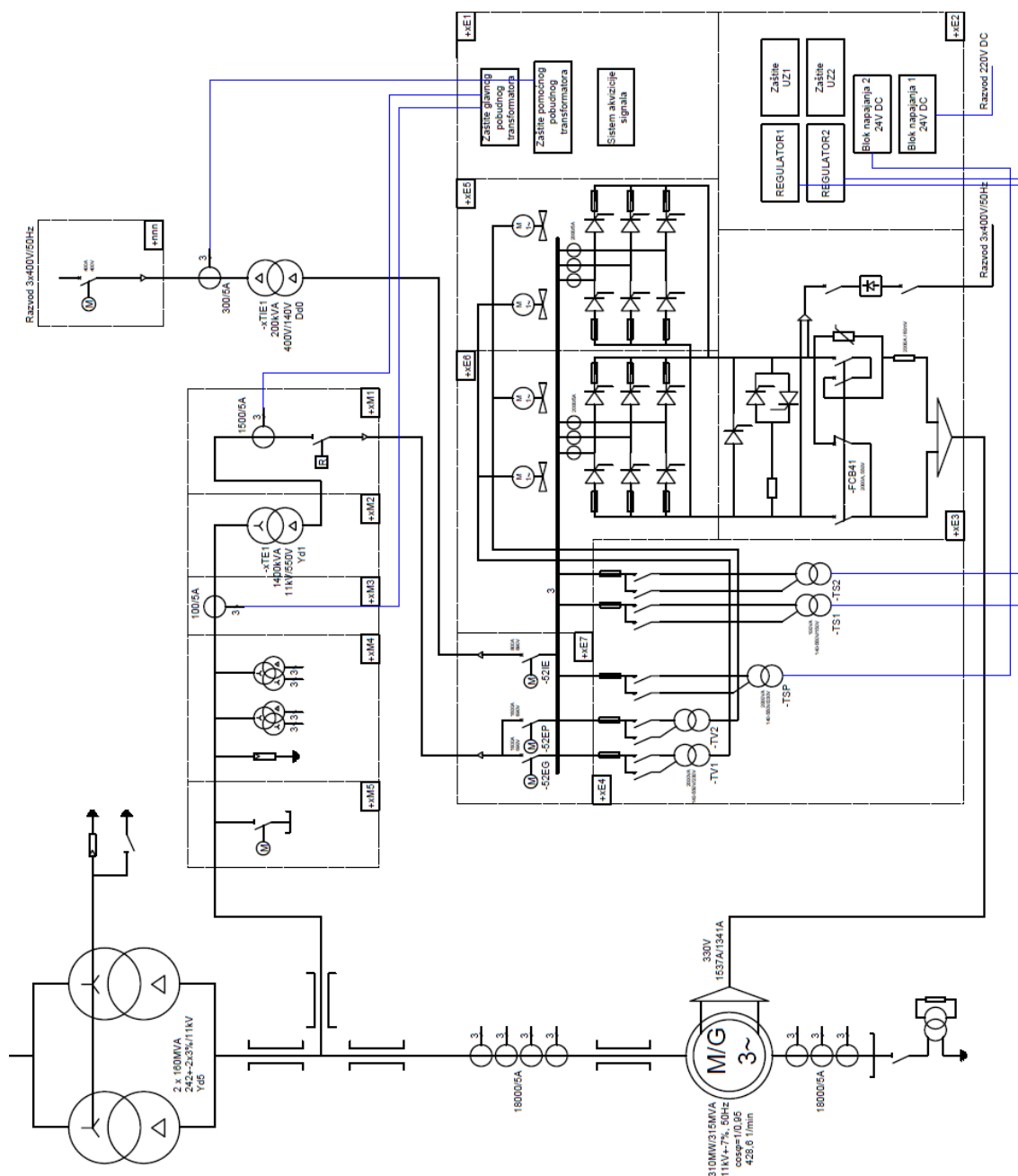
vršne potrošnje i produženih sušnih intervala kada su konvencionalni hidroenergetski kapaciteti smanjeni. Osnovni princip rada zasniva se na korišćenju viška električne energije, često proizvedene iz obnovljivih izvora tokom perioda niske potrošnje, za pogon agregata u pumpnom režimu, podižući vodu iz donjeg u gornje akumulaciono jezero. Potom, u trenucima povećane potražnje ili smanjene proizvodnje iz drugih izvora, akumulirana voda se ispušta nazad kroz agregate koji tada rade u generatorskom režimu, transformišući potencijalnu energiju vode u električnu energiju. Ovaj ciklus ne samo da omogućava efikasno skladištenje energije već i rezultira nižim operativnim troškovima, produženim radnim vekom postrojenja i superiornim karakteristikama skladištenja u poređenju sa alternativnim tehnologijama za skladištenje energije. U kontekstu sve izraženijih klimatskih promena i inherentne varijabilnosti obnovljivih izvora energije poput solarne i energije vetra, uloga RHE "Bajina Bašta" u održavanju stabilnosti i pouzdanosti elektroenergetske mreže postaje neprocenjiva.

Sistem pobude predstavlja regulisani izvor napajanja pobudnog namotaja motor-generatora. Primarna funkcija sistema pobude je pouzdano napajanje pobudnog kola, neophodno za rad agregata u oba režima rada. Pored toga, ključne funkcije sistema pobude uključuju automatsku regulaciju napona statora, reaktivne snage ili faktora snage motor-generatora uz automatsko ograničenje radnih režima unutar dozvoljenih granica, definisanih njegovom pogonskom kartom. Imajući u vidu vitalnu ulogu sistema pobude u funkcionisanju motor-generatora i celokupnom procesu proizvodnje i skladištenja električne energije u RHE, imperativ je da ovaj sistem omogući pouzdan i stabilan rad, kako u ustaljenim (stacionarnim) radnim režimima, tako i tokom dinamičkih (prelaznih) procesa izazvanih promenama u mreži ili opterećenju. Sistem pobude se može posmatrati kao integralni deo šireg koncepta sistema za regulaciju pobude, koji pored samog sistema pobude obuhvata i motor-generator te elektroenergetski sistem na koji je direktno povezan. Ovaj širi pojam je uveden iz razloga što se dinamičke karakteristike sistema pobude ne mogu adekvatno analizirati izolovano, već isključivo u interakciji sa karakteristikama motor-generatora i elektroenergetskog sistema u celini. Trenutno aktuelni zahtevi operatora elektroenergetskih sistema nalažu da se proizvodni kapaciteti u okviru sistema moraju u skladu sa svojim mogućnostima i kapacitetom prilagoditi zahtevima po pitanju tehničkih parametara regulacije, generalne pouzdanosti, raspoloživosti i efikasnosti. Ugrađeni sistem pobude je maksimalno prilagodljiv takvim specifičnim zahtevima.

2 STRUKTURA SISTEMA POBUDE

Sistemi pobude su realizovani prema strukturnoj šemi na slici 2-1. Sistemi se sastoje iz energetske i upravljačke sekcije. Obe sekcije su realizovane redundantno. Osnovu energetske sekcije čine dva punoupravljiva tiristorska mosta koja regulisano pretvaraju trofazni naizmenični napon u jednosmerni. Redundancija je realizovana u konfiguraciji 1+1 ugradnjom dva identična tiristorska mosta tako da predstavljaju potpunu rezervu jedan drugom. U konfiguraciji 1+1 je aktivan jedan tiristorski most preko kog se napaja pobudni namotaj, a eventualni kvar na njemu će delovati na automatski prelazak na rezervni most koji će preuzeti napajanje pobudnog namotaja u daljem radu bez značajnijeg uticaja na rad agregata. Takođe, omogućen je i prelazak sa mosta na most na nalog operatera. Tiristorski mostovi se sa naizmenične strane napajaju sa statorskih izvoda generatora preko glavnog pobudnog transformatora 1TE1 / 2TE1 (11kV/550V) i prekidača 52EG pri radu agregata u generatorskom režimu, odnosno prekidača 52EP nakon zaletanja pri radu u motornom režimu. Tokom sinhronog starta u motornom režimu i tokom režima električnog kočenja tiristorski mostovi se napajaju iz 0,4 kV postrojenja sopstvene potrošnje preko transformatora početne pobude 1TIE1 / 2TIE1 (380V/140V) i prekidača 52IE. Jednosmerna strana tiristorskih mostova je povezana na pobudni namotaj generatora preko prekidača FCB41 sa tri radna i

jednim mirnim kontaktom, koji zajedno sa nelinearnim otpornikom omogućava brzu demagnetizaciju generatora u havarijskim režimima. Pored ovoga energetska sekcija obuhvata prenaponsku zaštitu generatora sa antiparalelnim tiristorima i otpornikom, sklop za početno pobuđivanje u generatorskom režimu i RC filtere.



Slika 2-1: Strukturna šema sistema pobude

Osnovu upravljačke sekcije čine dva digitalna automatska regulatora pobude zasnovana na najnovijoj digitalnoj tehnologiji sa visokim performansama regulacije. Regulatori su identični i međusobno nezavisni tako da predstavljaju potpunu rezervu jedan drugom u konfiguraciji 1+1. Eventualni kvar na aktivnom regulatoru će delovati na automatski prelazak na rezervni regulator koji će preuzeti sve funkcije u daljem radu bez značajnijeg uticaja na rad agregata. Takođe, omogućen je i prelazak sa regulatora na regulator na nalog operatera. U okviru upravljačke sekcije su realizovane regulacione funkcije, limiteri, zaštite, redundancija,

upravljanje, merenja, nadzor i komunikacija sa drugim sistemima i uređajima u elektrani. Regulatori upravljaju tiristorskim mostovima pomoću fazne regulacije impulsa za paljenje tiristora sa uglom paljenja koji se dobija kao krajnji rezultat regulacionih funkcija realizovanih u okviru regulatora i koji direktno određuje vrednost napona pobude. Jedan regulator može da upravlja sa oba tiristorska mosta pri čemu jedan tiristorski most i jedan regulator mogu da obezbede sve predviđene režime rada. Lokalno upravljanje i nadzor su realizovani pomoću 17" ekrana osetljivog na dodir uz daljinsko upravljanje i nadzor sa SCADA sistema. Napajanje upravljačke sekcije je takođe realizovano redundantno sa dovodima napajanja iz 220VDC razvoda i iz invertora elektrane. Ova sekcija obuhvata i akvizicioni sistem koji omogućava monitoring sistema pobude, kao i detekciju i analizu eventualnih poremećaja u radu sistema pobude i čitavog agregata. Akvizicioni sistem nezavisno od regulatora pobude sa visokom učestanošću prikuplja analogne i digitalne signale. Učestanost odabiranja analognih signala je 5kHz po signalu, dok se digitalni signali skeniraju na svakih 10ms. U akvizicioni sistem su uvedeni i interni signali regulatora. Sistem omogućava prikaz trenutnih vrednosti i grafički prikaz vremenske promene svih signala (naponi i struje statora, napon i struja pobude, snage, brzina agregata, struje tiristorskih mostova i pobudnih transformatora, digitalni signali opomena, zaštita, limitera, stanja rasklopne opreme itd.). Pri ispunjenju nekog od definisanih kriterijuma (trigera) sistem automatski snima vremenske promene signala u fajl u definisanom trajanju pre i nakon nastanka trigera. Takođe, akvizicioni sistem beleži promene digitalnih signala i formira hronološku listu događaja.

Pri radu agregata u generatorskom režimu pobuđivanje motor-generator započinje uključanjem sklopa početne pobude, s obzirom na to da pobudni transformator pri razbuđenom motor-generatoru nije pod naponom. Postepenim porastom napona statora napajanje pobudnog sistema preuzima zatim motor-generator. Regulator sistema pobude u generatorskom režimu u praznom hodu radi u režimu automatske regulacije napona statora, a nakon ulaska na mrežu moguće je izabrati i režime regulacije reaktivne snage ili faktora snage.

Tokom procesa sinhronog starta motor-generatora agregat se zaleće do nominalne brzine. Tokom tog procesa sistem pobude se napaja iz razvoda sopstvene potrošnje elektrane preko transformatora 1TIE1 / 2TIE1. Regulator sistema pobude tokom sinhronog starta radi u režimu regulacije struje pobude održavajući konstantnu struju pobude generatora tokom zaletanja agregata. Nakon zaletanja do nominalne brzine rotor se na kratko prespaja pomoću tiristora za prelazak, a zatim se isključuje prekidač 52IE i uključuje prekidač 52EP za napajanje sistema pobude sa izvoda generatora u motornom režimu rada. Regulator sistema pobude prelazi u režim automatske regulacije napona statora, a nakon ulaska na mrežu moguće je izabrati i režime regulacije reaktivne snage ili faktora snage.

Sa ciljem efikasnijeg i vremenski kraćeg zaustavljanja, kao i smanjenog intenziteta habanja mehaničkih kočnica, agregati RHE Bajina Bašta zaustavljaju se procesom električnog kočenja. Na taj način se produžava vek trajanja mehaničkih kočnica, olakšava njihovo održavanje i izbegava zagađenje usled disipacije materijala kontaktnih obloga mehaničkih kočnica u generatorskom prostoru. Tokom električnog kočenja agregat je u praznom hodu, a namotaj statora je u trolnom kratkom spoju koji se formira uključanjem rastavljачa za električno kočenje kada brzina okretanja agregata padne ispod 50% nominalne vrednosti. Nakon pobuđivanja agregata struje u namotajima statora stvaraju kočioni moment koji zaustavlja agregat bez upotrebe mehaničkih kočnica. Tokom procesa električnog kočenja agregata sistem pobude se napaja iz razvoda sopstvene potrošnje elektrane preko transformatora 1TIE1 / 2TIE1. Upravljanje i kontrola procesa električnog kočenja su biti

realizovani u okviru sistema pobude. Regulator sistema pobude tokom električnog kočenja radi u režimu regulacije struje pobude održavajući konstantnu struju pobude rotora agregata do zaustavljanja agregata.

3 OSNOVNI TEHNIČKI PODACI I KARAKTERISTIKE

Sistem pobude ima sledeće osnovne tehničke podatke:

- tip sistem pobude: **statički samopobudni sistem**
- broj regulatora pobude: **2 redundantna u konfiguraciji 1 + 1**
- broj tiristorskih mostova: **2 redundantna u konfiguraciji 1 + 1**
- tip tiristorskih mostova: **trofazni punoupravljivi**
- hlađenje tiristorskih mostova: **redundantno prinudno vazdušno**
- prenosni odnos glavnog pobudnog transformatora: **11kV / 550V**
- prenosni odnos transformatora početne pobude: **380V / 140V**
- nominalna frekvencija napajanja tiristorskih mostova: **50Hz**
- nominalna struja pobude: **1537A (generator) / 1341A (motor)**
- nominalni napon pobude: **330V**
- trajno dozvoljena struja pobude: **1691A**
- napon pobude pri trajno dozvoljenoj struji pobude: **363V**
- plafonska struja pobude: **3074A**
- koeficijent forsiranja po struji pobude: **2**
- dozvoljeno vreme trajanja plafonske struje pobude: **10s**
- pozitivan plafonski napon pobude pri nominalnom naponu napajanja: **670V**
- negativan plafonski napon pobude pri nominalnom naponu napajanja: **-520V**
- koeficijent forsiranja po naponu pobude: **2,03**
- naponska klasa tiristora: **1800V**
- opseg regulacije napona statora: **80-110%**
- opseg podešenja kompenzacije pada napona po reaktivnom opterećenju: **±10%**
- tačnost regulacije: **±0.5 %**
- greška regulacije pri promeni temperature ambijenta u opsegu 5-50°C: **±0.5 %**
- greška regulacije pri promeni frekvencije u opsegu 45Hz-100Hz: **±1 %**
- vreme odziva pobudnog sistema: **20ms**
- maksimalno vreme brzog razbuđivanja: **2s**
- maksimalni porast napona statora pri naglom rasterećenju pri nominalnoj aktivnoj snazi i faktoru snage 0,95 uz porast brzine do 155%: **20%**

4 FUNKCIJE

Sistemi pobude će imati sledeće funkcije:

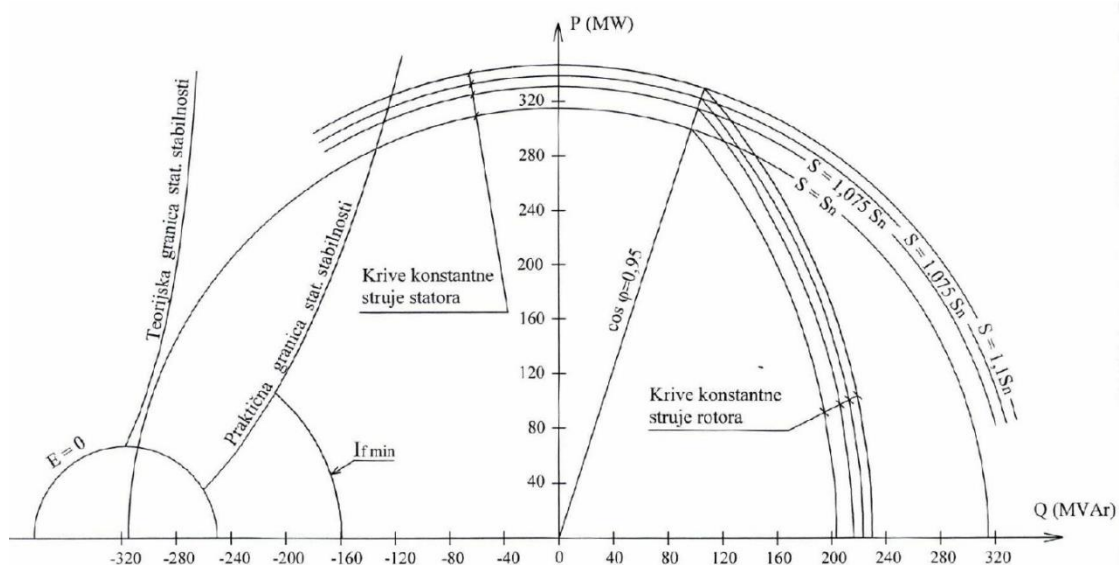
- redundantno dvokanalno napajanje pobudnog namotaja motor-generatora pomoću tiristorskih mostova u konfiguraciji 1+1 potrebnom strujom pobude u svim dozvoljenim stacionarnim i prelaznim režimima rada motor-generatora,
- redundantna dvokanalna regulacija pobude u konfiguraciji 1+1,
- redundantno hlađenje tiristorskih mostova u konfiguraciji 1+1,
- automatska regulacija napona (ARN) - regulacija napona statora prema zadatoj referentnoj vrednosti uz kompenzaciju pada napona na blok transformatoru po reaktivnoj snazi motor-generatora,
- ručna regulacija (RR) - regulacija struje pobude prema zadatoj referentnoj vrednosti,
- automatska regulacija reaktivne snage (AQR) - regulacija reaktivne snage prema zadatoj referentnoj vrednosti,

- automatska regulacija faktora snage ($\cos \varphi$) - regulacija faktora snage prema zadatoj referentnoj vrednosti,
- režim direktnog zadavanja ugla paljenja tiristora (Ugao TM) - zadavanje ugla paljenja tiristora kada je aktivan Test način rada agregata,
- pobuđivanje motor-generatora u automatskoj i ručnoj regulaciji na zadatu vrednost praznog hoda u generatorskom režimu rada,
- pobuđivanje motor-generatora tokom sinhronog starta pomoću statičkog frekventnog pretvarača ili tokom Back-to-Back starta u motornom režimu rada,
- automatsko ograničenje rada motor-generatora u oblasti dozvoljenih termičkih naprežanja statora i rotora i prema pogonskoj karti motor-generatora prikazanoj na slici 5-2 realizovano preko limitera minimalne pobude, limitera maksimalne struje rotora, limitera maksimalne struje statora i limitera maksimalne reaktivne snage,
- vremenski ograničeno forsiranje pobude sa kombinovanom trenutnom i inverznom strujno-vremenskom karakteristikom pri velikim poremećajima u elektroenergetskom sistemu,
- sprečavanje magnetskog preopterećenja motor-generatora i blok transformatora realizovano preko V/Hz limitera,
- prigušenje elektromehaničkih oscilacija rotora realizovano preko stabilizatora elektroenergetskog sistema tipa PSS2B,
- prelazak sa jednog na drugi tiristorski most automatski pri kvaru tiristorskog mosta koji je u radu ili ručno na nalog operatera bez značajnijeg uticaja na rad agregata,
- prelazak sa jednog na drugi regulator automatski pri kvaru regulatora koji je u radu ili ručno na nalog operatera bez značajnijeg uticaja na rad agregata,
- prelazak sa jednog na drugi režim regulacije bez značajnijeg uticaja na rad agregata,
- automatski prelazak sa jednog na drugi ventilator tiristorskog mosta pri kvaru ventilatora koji je u radu ili ručno na nalog operatera,
- razbuđivanje motor-generatora invertovanjem tiristora pri normalnom zaustavljanju,
- gašenje polja motor-generatora u havarijskim režimima prekidačem i otpornikom za demagnetizaciju,
- zaštita od pojave prenapona u pobudnom kolu koji se mogu javiti usled asinhronog rada motor-generatora na mreži ili pri prekidu pobudnog kola,
- zaštite od kvarova u sistemu pobude:
 - o otkaz regulacionog kanala,
 - o kratkospojna zaštita na jednosmernoj strani sistema pobude,
 - o zemljospojna zaštita pobudnog kola,
 - o prekostrujna zaštita pobudnog transformatora,
 - o kratkospojna zaštita pobudnog transformatora,
 - o diferencijalna zaštita pobudnog transformatora,
 - o zaštita od preopterećenja rotora sa strujno zavisnom vremenskom karakteristikom,
 - o zaštita od fazne nesimetrije tiristorskog mosta,
 - o zaštita od nestanka signala sinhronizacije paljenja tiristora,
 - o zaštita od nestanka merenja statorskog napona,
 - o zaštita od nestanka merenja struja pobude,
 - o zaštita od neuspelog pobuđivanja,
 - o zaštita od neuspelog razbuđivanja,
 - o samonadzor upravljačke elektronike.
- formiranje hronološke liste događaja,
- snimanje u fajlove signala sa rezolucijom do 5kHz pri ispunjenju uslova za triger u definisanom trajanju pre i nakon nastanka trigera, kao i na nalog operatera,
- lokalno upravljanje i nadzor na ekranu dijagonale 17" koji je osetljiv na dodir i sa prednjih

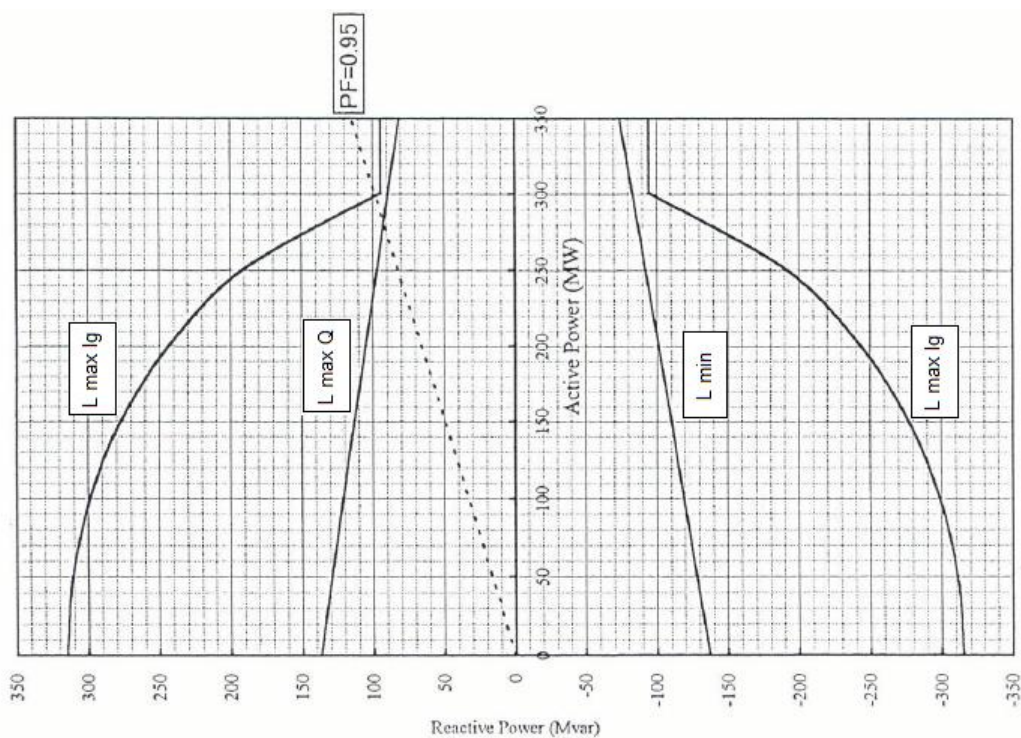
- ## 5 REGULACIJA POBUDE

[illegible]

Slika 5-1. Blok šema sistema za regulaciju pobude kada je aktivna automatska regulacija



Slika 5-2. Pogonski dijagram agregata u RHE "Bajina Bašta"



Slika 5-3. Limiteri pobude

Limiter minimalne pobude deluje kada reaktivna snaga padne ispod granice prorade limitera. Tada limiter deluje na povećanje pobudne struje i reaktivne snage do granice prorade limitera. Reaktivna snaga ostaje na toj vrednosti sve dok uslovi u sistemu ne dovedu do njenog povećanja. Delovanje ovog limitera ima za cilj sprečavanje radnih režima koji mogu ugroziti stabilnost sinhronne mašine ili mogu dovesti do gubitka sinhronizma usled nedovoljne pobude ili mogu dovesti do pregrevanja čeonih delova jezgra statora.

Limiter maksimalne reaktivne snage deluje kada reaktivna snaga poraste iznad granice prorade limitera. Tada limiter deluje na smanjenje pobudne struje i reaktivne snage do granice

prorade limitera. Delovanje ovog limitera ima za cilj sprečavanje radnih režima koji mogu izazvati pregrevanje motor-generatora.

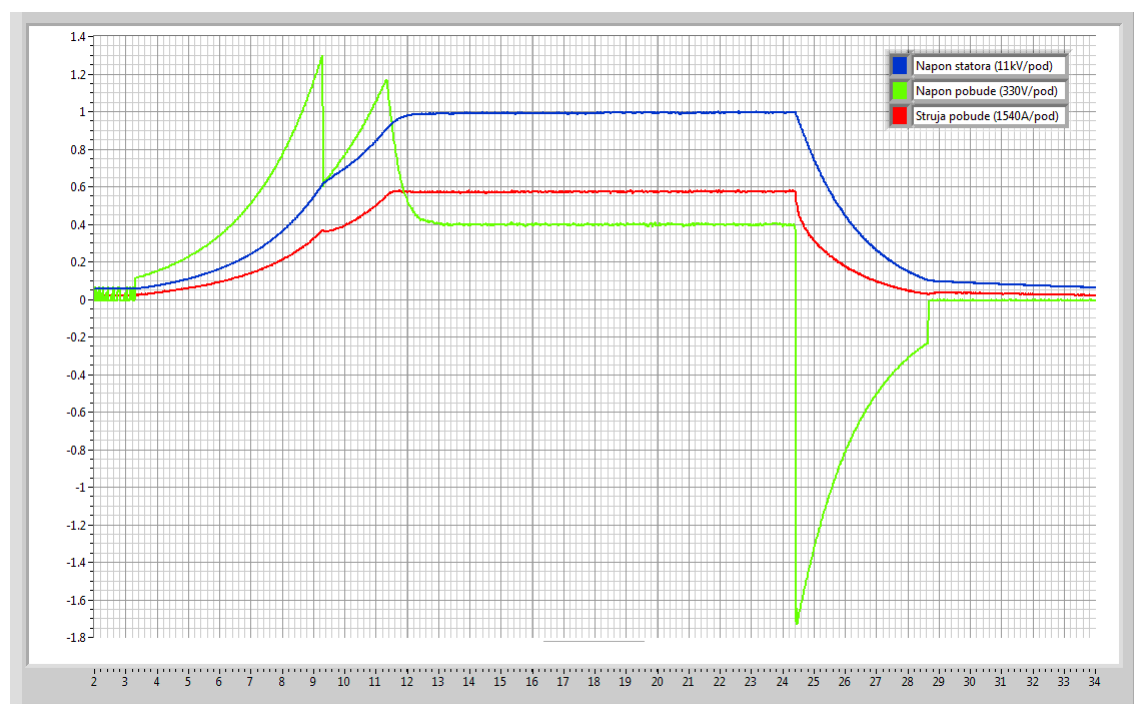
Funkcija limitera maksimalne struje pobude je da održi struju rotora u granicama dozvoljenog opterećenja, kako bi se sprečilo pregrevanje rotora usled prevelike struje pobude i aktiviranje prekostrujne zaštite rotora. Istovremeno limiter treba da omogući vremenski ograničeno forsiranje pobude u cilju poboljšanja stabilnosti sistema. Pri pojavi preopterećenja limiter najpre detektuje preopterećenje, dozvoljava trajanje preopterećenja tokom definisanog vremenskog perioda i ukoliko preopterećenje postoji i nakon tog perioda limiter deluje na smanjenje struje pobude na granicu prorade limitera. Limiter ima dve vrednosti prorade i kombinovanu trenutnu i inverznu vremensku karakteristiku.

Limiter napona i frekvencije (V/Hz) štiti motor-generator i blok transformator od prekomernog magnetnog fluksa pri niskoj frekvenciji ili prevelikom naponu. Prekomeran fluks dovodi do pregrevanja i može izazvati oštećenje gvozdenog jezgra blok transformatora i motor-generatora. Limiter se uobičajeno može aktivirati kada je brzina motor-generatora, a samim tim i frekvencija, snižena pri pobuđenoj mašini, na primer pri startu ili zaustavljanju agregata. Limiter odrađuje bez vremenske zadržke.

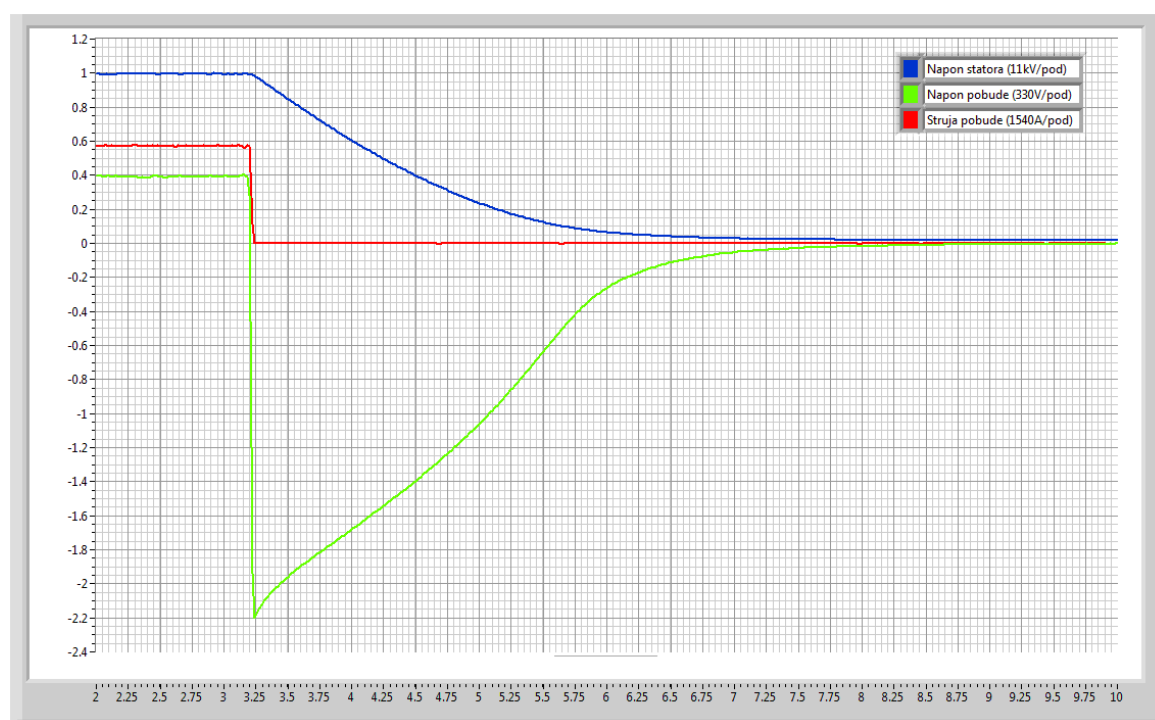
Osnovna funkcija stabilizatora elektroenergetskog sistema je prigušenje elektromehaničkih oscilacija agregata generisanjem pozitivnog prigušnog momenta na vratilu koji je u fazi sa varijacijama brzine. To se postiže delovanjem na pobudni fluks preko dodatnog ulaza u automatsku regulaciju napona statora. Elektromehaničke oscilacije u elektroenergetskom sistemu predstavljaju pojavu međusobnog oscilovanja rotora sinhronih mašina jednih u odnosu na druge koristeći prenosne vodove za razmenu energije i primetne su u svim karakterističnim varijablama stanja sinhronne mašine. Stabilizator treba da deluje samo na oscilacije koje su u opsegu učestanosti od interesa od 0,2Hz do 2,5Hz, jer deluje raspirujuće na torzione oscilacije koje predstavljaju oscilacije između rotacionih elemenata agregata: rotor turbine i rotor motor-generatora i učestanosti su iznad 2,5Hz.

6 DINAMIČKI ODZIVI SISTEMA POBUDE

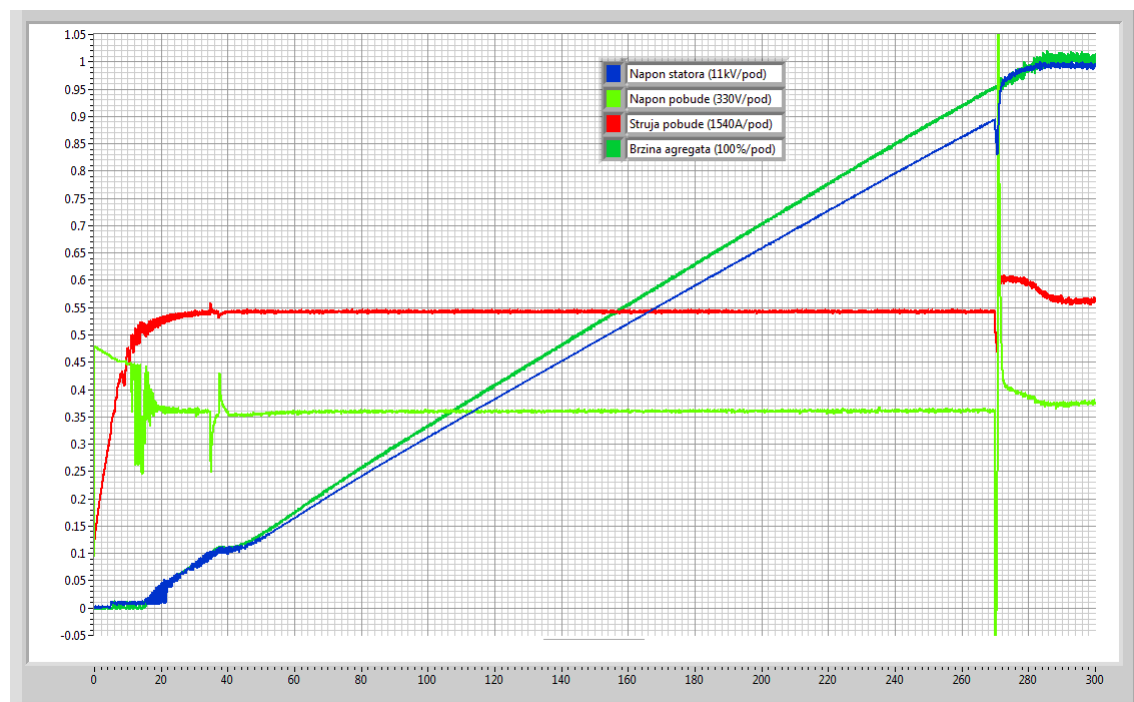
U nastavku su prikazani neki od dinamičkih odziva sistema pobude snimljeni tokom prijemnih ispitivanja agregata:



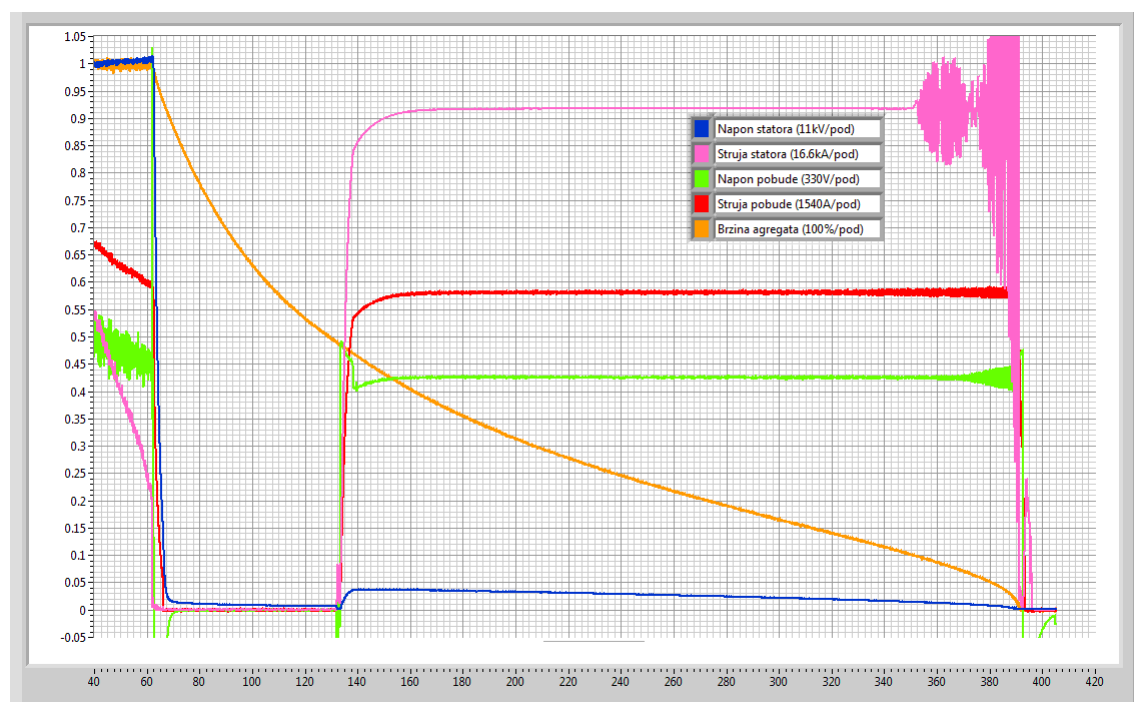
Slika 6-1. Pobuđivanje i razbuđivanje u generatorskom režimu



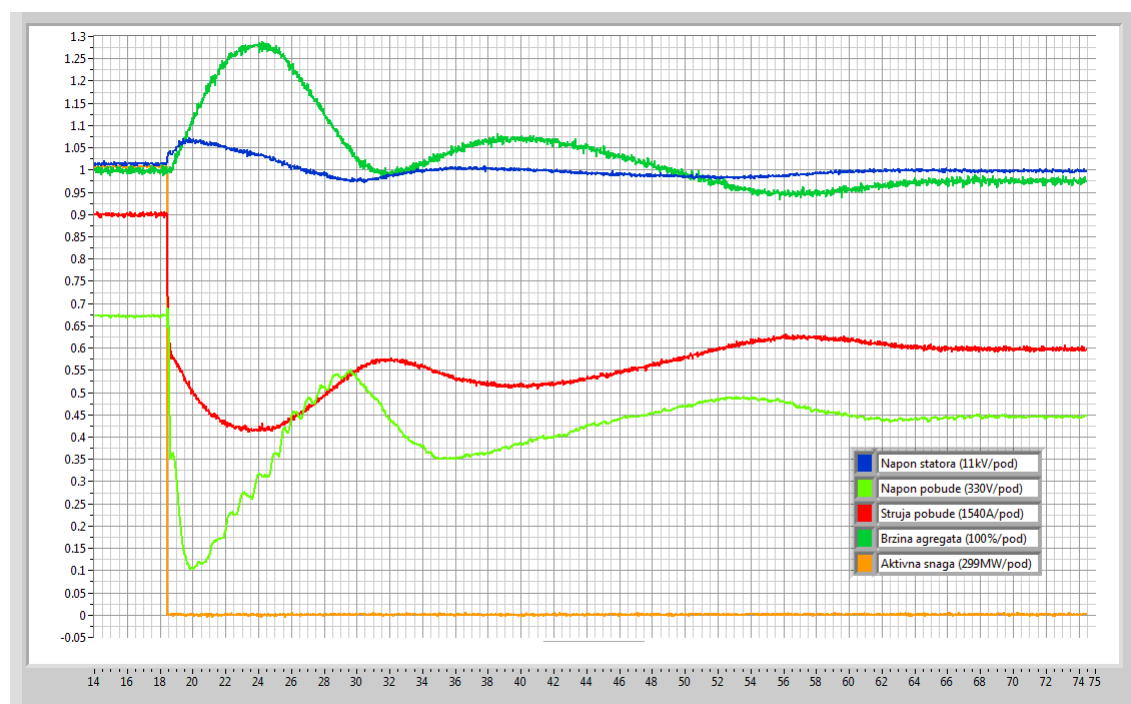
Slika 6-2. Brzo razbuđivanje isključenjem prekidača FCB41



Slika 6-3: Sinhroni start agregata u motornom režimu



Slika 6-4. Električno kočenje agregata



Slika 6-5. Odziv pri zbacivanju 100% nominalne snage

7 7. ZAKLJUČAK

Ugradnjom visokokvalitetne opreme uz pravilno dimenzionisanje i primenu redundancije i u energetsom i u upravljačkom delu sistema postignuta je visoka pouzdanost sistema pobude. Kompleksni algoritmi upravljanja i regulacije uz optimalan izbor parametara omogućavaju stabilan rad motor-generatora u svim dozvoljenim stacionarnim i prelaznim režimima rada što pokazuju dinamički odzivi sistema pobude snimljeni tokom prijemnih ispitivanja agregata.

8 LITERATURA

- [1] IEEE Std 421.1-2007, "IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines", 2007.
- [2] IEEE Std 421.2-2014, "IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems", 2014.
- [3] P. Kundur, N.J.Balu and M.G. Lauby, "Power system stability and control" (Vol. 7), New York: McGraw-hill, 1994.
- [4] P.C. Krause, O. Wasynczuk, S.D. Sudhoff and S. Pekarek S, "Analysis of electric machinery and drive systems" (Vol. 2), New York: IEEE press, 2002.
- [5] D. Joksimović, Z. Čirić, N. Milojević, D. Arnautović, Đ. Stojić, M. Milinković, S. Veinović, D. Petrović, "Parametri pobudnih sistema" - 30. savetovanje CIGRE Srbija, Zlatibor; časopis "Elektroprivreda" broj 3, str. 198-206, Beograd, 2011.
- [6] IEEE 09TP250, "IEEE Tutorial Course Power System Stabilization Via Excitation Control", IEEE Power & Energy Society, 2009.
- [7] IEEE Std 421.5-2016, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", 2016.
- [8] I. Boldea, Synchronous Generators, CRC Press: 2010.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.01)**A2.01****OPTIMIZACIJA ENERGETSKIH TRANSFORMATORA STEPENOVANE
IZOLOVANOSTI****OPTIMIZATION OF POWER TRANSFORMERS WITH GRADED INSULATION****Milan Ćelović, Jelena Ćelović, Aleksandr Bushev, Ana Pastor, Lenka Cvetković***

Kratak sadržaj: Izolacioni sistem igra ključnu ulogu u bezbednom i pouzdanom radu svih električnih mašina, a posebno kada je reč o energetskim transformatorima. Projektuje se tako da osigura izdržljivost transformatora na dielektrična i termička naprezanja pri raznim ambijentalnim i eksploatacionim uslovima. Projektovanje izolacionog aranžmana jedan je od najvažnijih inženjerskih aspekata u proizvodnji transformatora, posebno u slučaju visokonaponskih energetskih transformatora. Praćenjem kako adekvatnih procedura, tako i proračuna i analiza, upotreba odgovarajućih izolacionih materijala, kontrolisani proizvodni procesi osiguravaju kvalitet i pouzdanost transformatora, a robusnost izolacionog aranžmana neophodna je za nesmetan i dug radni vek transformatora. Sveobuhvatna verifikacija pravila za dimenzionisanje od suštinskog je značaja za povećanje pouzdanosti, kao i za optimizaciju troškova materijala što otvara temu o mogućnostima optimizacije u zavisnosti od tehničkih zahteva za parametre izolovanosti, a sve u skladu sa zahtevima od strane Investitora. Fokus rada usmeren je na energetske transformatore naponskog nivoa 110kV kod kojih je visokonaponski priključak realizovan u „YN“ sprezi, što je gotovo uvek slučaj posmatrajući jedinice instalirane na teritoriji Republike Srbije. Predviđena je analiza detalja izolovanosti 110kV priključka u varijaciji sa punom izolovanosti (*eng. uniform insulation*) i stepenovanom izolovanosti (*eng. graded insulation*), kao i uticaj ovog parametra na gabarite, a samim tim i na cenu finalnog proizvoda. Kako su zahtevi za nivoom izolovanosti priključaka energetskih transformatora i odgovarajuća dielektrična ispitivanja ulazni parametar prilikom projektovanja, odnosno deo tehničke specifikacije Naručioca, deo rada takođe predviđen je za razmatranje suštinske potrebe pune izolovanosti 110kV priključaka. Ideja jeste da ovo poglavlje bude polazna osnova za izradu novih radova na ovu temu sa stanovišta operatora distributivnih i prenosnih mreža. Cilj rada jeste pregled mogućih tačaka za optimizaciju energetskog transformatora koristeći stepenovanu izolovanost umesto pune izolovanosti visokonaponskog priključka, kao i otvaranje novih diskusija na ovu temu sa stanovišta proizvođača transformatora, operatora distributivnih / prenosnih mreža i naravno krajnjih korisnika.

* Milan Ćelović, Comel transformatori d.o.o., Milan.Celovic@comel.co.rs

Jelena Ćelović, Comel transformatori, Jelena.Celovic@comel.co.rs

Aleksandr Bushev, Comel Transformatori d.o.o., aleksandr.bushev@comel.co.rs

Ana Pastor, Comel transformatori, anapastor97@gmail.com

Lenka Cvetković, Comel Transformatori d.o.o., lenka.cvetkovic@comel.co.rs

Ključne reči: izolacioni sistem energetskih transformatora, neuniformna–stepenovana izolovanost, snižena nula, optimizacija, uniformna–puna izolovanost

Abstract: The insulation system plays a key role in the safe and reliable operation of all electrical machines, especially when it comes to power transformers. It is designed to ensure the durability of the transformer against dielectric and thermal stresses under various ambient and operating conditions. The design of the insulation system is one of the most important engineering aspects in the production of transformers, especially in the case of high-voltage power transformers. By following adequate procedures, as well as calculations and analyses, the use of suitable insulation materials, controlled production processes ensure the quality and reliability of the transformer, and the robustness of the insulation system is necessary for a smooth and long operating life of the transformer. Comprehensive verification of sizing rules is essential to increase reliability, as well as to optimize material costs, which opens the topic of optimization possibilities depending on the technical requirements for insulation parameters, all in accordance with the requirements of the Investor. The focus of the work is on power transformers with a voltage level of 110kV where the high-voltage connection is realized in "YN" coupling, which is almost always the case when observing the units installed on the territory of the Republic of Serbia. An analysis of the insulation details of the 110kV connection in the variation with uniform insulation and graded insulation is foreseen, as well as the influence of this parameter on the dimensions, and therefore on the price of the final product. As the requirements for the insulation level of power transformer connections and corresponding dielectric tests are an input parameter in the design annex, that is, part of the technical specification of the Client, part of the work is also intended to consider the essential need for full insulation of 110kV connections. The idea is for this chapter to be the starting point for creating new works on this topic from the point of view of operators of distribution and transmission networks. The aim of the work is to review the possible points for optimizing the power transformer using graded insulation instead of uniform insulation of the high-voltage terminal, as well as opening new discussions on this topic from the point of view of transformer manufacturers, operators of distribution / transmission networks and, of course, end users.

Key words: insulation assembly of power transformers, non-uniform graded insulation, uniform insulation, design optimization, graded neutral

1 UVOD

Optimizacija izolacije unutar energetskih transformatora jedan je od načina za smanjenje troškova materijala neophodnih za proizvodnju, kao i smanjenje mase i dimenzija transformatora. Osnovni parametri koji određuju tipove glavnih komponenti transformatora i potrebna izolaciona rastojanja u okviru njegove konstrukcije su ispitni naponi kojima transformator mora biti podvrgnut tokom tipskih i rutinskih ispitivanja. Shodno tome, opravdano smanjenje vrednosti ispitnih napona kako transformatora, tako i njegovih komponenti, predstavlja jedan od mogućih načina za smanjenje troškova izrade istog.

Ovaj rad posvećen je analizi mogućnosti smanjenje nivoa izolovanosti neutralne tačke visokonaponskog (VN) priključka i proceni uticaja takvog smanjenja na konstrukciju energetskih transformatora naponskog nivoa 110 kV.

Ova studija analizira kriterijume na osnovu kojih se određuje nivo izolacije neutralne tačke transformatora, takođe razmatra zahteve koje važeći standardi postavljaju u tom pogledu.

Prikazuje najzastupljeniji način izvedbe neutralne tačke visokonaponskih priključaka transformatora na teritoriji Republike Srbije, analizira potencijalne korekcije konstruktivnih rešenja unutar energetskih transformatora i na osnovu toga daje grubu procenu u uštedi materijala neophodnih za izradu predmetnog rešenja.

2 OPŠTE ODREDBE ZA ODREĐIVANJE NIVOA IZOLACIJE NEUTRALNE TAČKE VISOKONAPONSKOG PRIKLJUČKA

Uopšteno, neutralna tačka visokonaponskog priključka može se izvesti na sledeći način:

- Direktno uzemljena, ili uzemljena preko strujnog transformatora koji predstavlja veoma malu impedansu);
- Uzemljena preko nisko–omske impedanse ugradnjom otpornika ili prigušnice kako bi se struja zemljospoja ograničila na odgovarajuću vrednost i kako bi se smanjio prenapon u mreži tokom trajanja kvara;
- Izolovana.

U slučaju da je neutralna tačka transformatora direktno uzemljena u okviru postrojenja/trafostanice, uticaj prenapona koji se mogu javiti tokom eksploatacionog perioda transformatora je relativno mali. Međutim, u prethodno navedenom slučaju, postoji rizik od pojave visokih struja jednofaznog kratkog spoja koji protiču kako kroz transformator, tako i kroz sklopne uređaje. U cilju smanjenja struja izazvanih pojavom kratkih spojeva, može se primeniti način uzemljenja uz pomoć prigušnice ili otpornika.

Na teritoriji Rusije i Kine, a za naponske nivoe 110, 150 i 220kV [2], [3], [4], primenjuje se i sistem “neuzemljenja” odnosno izolovanog neutralnog priključka.

U slučaju da je uzemljenje neutralnog priključka izvedeno preko prigušnice, otpornika ili pak izolovano na predmetnom priključku može doći do pojave povišenog napona, koji se javlja kao posledica:

- Atmosferskih prenapona koji dolaze putem 110kV vodova;
- Jednofaznih kratkih spojeva;
- Prenapona izazvanih radom sklopnih uređaja unutar postrojenja.

U skladu sa prethodno navedenim, do pojave najviše vrednosti napona na neutralnom priključku dolazi usled pojave atmosferskih prenapona. Analiza atmosferskih uticaja i određivanje vrednosti napona koji se može pojaviti detaljno je objašnjeno u okviru literature [1] i [2].

U okviru [1] navedeno je da se amplitude napona mogu odrediti u skladu sa sledećom matematičkom relacijom:

$$U_{max} = \frac{n}{3} \cdot U_0 \cdot f(\tau_B/T)$$

Gde je:

n – broj faza duž kojih se prostire talas;

U_0 – amplituda prenaposnog talasa;

$f(\tau_B/T)$ – funkcija odnosa talasne dužine na linijskim priključcima transformatora i perioda osnovne frekvencije prirodnih oscilacija namotaja transformatora T.

U skladu sa [1] vrednost prethodno navedene funkcije kreće se u osegu 1.0 – 1.9.

Maksimalne vrednost napona na izolovanom neutralnom priključku energetskih transformatora navedene su u okviru Tabele br.1, a sve u skadu sa podacima datim u okviru literature [2].

Tabela 1: Maksimalna vrednost napona na izolovanom neutralnom priključku energetskog transformatora

Broj faza izložen udarnom naponskom impulsu	Amplituda udarnog naponskog impulsa	Maksimalna vrednost napona koji se može pojaviti na neutralnom priključku
1	U_0	$(0.6 \div 0.7) U_0$
2	U_0	$(1.3 \div 1.34) U_0$
3	U_0	$(1.8 \div 1.9) U_0$

Kako postoji podudarnost između podataka u okviru [1] i [2], može se izvesti zaključak da maksimalna vrednost napona koji se može javiti na neutralnom priključku energetskog transformatora doseže vrednost od $1.9 U_0$.

Na osnovu prethodno navedenog, može se zaključiti da čak i ako je neutralni priključak energetskog transformatora projektovan za identične vrednosti ispitnog napona kao i fazni priključci, neophodna je instalacija dodatne zaštite od delovanja prenapona u okviru postrojenja/trafostanice.

3 NIVO IZOLACIJE NEUTRALNOG PRIKLJUČKA TRANSFORMATORA DEFINISAN VAŽEĆIM STANDARDIMA

Detaljan postupak za određivanje nivoa izolacije neutralnog priključka opisan je u okviru [5] i [6].

Poglavlje br. 5.6. standarda [5], propisuje da je priključke, odnosno namotaje energetskog transformatora, čiji je maksimalni radni napon veći od 72.5 kV, Kupac / Investitor u obavezi da definiše da li će neki od neutralnih priključaka biti direktno uzemljen tokom rada ili ne. Ako ne, Kupac / Investitor je u obavezi da definiše maksimalni radni napon neutralnog priključka.

Poglavlje 7.4.2 standarda [6], propisuje vrednosti ispitnih napona, za priključke energetskog transformatora, čiji je maksimalni radni napon veći od 72.5kV, i to:

- Sa direktno uzemljenim neutralnim priključkom, kada je neutralni priključak trajno spojen sa zemljom, bilo direktno ili uz pomoć strujnog transformatora, a bez dodatne otpornosti. U ovom slučaju:
 - Vrednost ispitnog napona mora biti najmanje 38kV ($U_m \geq 17.5kV$). Takođe, i viši naponski nivoi mogu biti definisani;

- Ispitivanje neutralnog priključka udarnim naponskim impulsom se ne preporučuje, ali može biti specificirano.
- U slučaju da neutralni priključak nije direktno povezan sa zemljom propisuje sledeće:
 - Vrednost maksimalnog radnog napona, kao i vrednosti ispitnih napona moraju biti definisani od strane Investitora / Kupca u fazi upita / porudžbine. Vrednost maksimalnog radnog napona zavisi da li je neutralni priključak predviđen za rad u izolovanom stanju ili je pak povezan sa zemljom preko otpornika.
 - Vrednost maksimalnog radnog napona, kao i vrednost ispitnih napona poželjno je izabrati iz tabele br. 2 standarda [6]. U svakom slučaju maksimalni radni napon ne sme biti manji od 17.5 kV.
 - U slučaju da je zahtevano ispitivanje neutralnog priključka udarnim naponskim impulsom, nivo ispitnog napona mora biti definisan u fazi upita / porudžbine energetskog transformatora, a kasnije ta vrednost potvrđena u okviru fabričkih ispitivanja.

Ispitivanje neutralnog priključka sečenim naponskim impulsom se ne sprovodi.

- Proračun ispitnih napona vrši se u skladu sa smernicama datim u okviru aneksa D, standarda [6]. Takođe, prethodno pomenuti standard definiše da u slučaju nepostojanja direktnog uzemljenja neutralnog priključka, neophodno postojanje zaštitnog uređaja između neutralnog priključka i zemlje, a sve u cilju ograničavanja prolaznih prenapona. Investitor je u obavezi da pravilno definiše pomenuti uređaj, kao i da dostavi podatke o ispitnim naponima.

Za energetske transformatore, naznačenog naponskog nivoa od 110kV, GOST standard [3], [7], definiše sledeće kriterijume vezane za izbor načina uzemljenja i zaštite neutralnog priključka:

Tabela 2: Vrednosti ispitnog napona neutralnog priključka energetskog transformatora naznačenog naponskog nivoa 110, 150 i 220 kV sa stepenovanom izolovanošću neutralnog priključka, koji omogućava rad u okviru neuzemljenog sistema

- Član br. 2.2, standarda [3], propisuje nesmetani rad energetskog transformatora sa neuzemljenim neutralnim priključkom visokonaponskog namotaja, pod uslovom da isti poseduje adekvatnu zaštitu od prenapona;
- Član br. 5.4.9, standarda [7], propisuje naponske nivoe u skladu sa podacima datim u okviru tabele br. 2:

Naznačeni naponski nivo transformatora [kV]	Ispitivanje neutralnog priključka dovedenim naponom u trajanju od 1 min (eng. <i>One minute test voltage</i>) [kV]	Ispitivanje izolatora neutralnog priključka dovedenim naponom u trajanju od 1 min (eng. <i>One minute test voltage</i>) [kV]	Ispitivanje neutralnog priključka udarnim naponom (eng. <i>Lightning impulse LIN</i>) [kV]
110	100	110	200

Naznačeni naponski nivo transformatora [kV]	Ispitivanje neutralnog priključka dovedenim naponom u trajanju od 1 min (eng. <i>One minute test voltage</i>) [kV]	Ispitivanje izolatora neutralnog priključka dovedenim naponom u trajanju od 1 min (eng. <i>One minute test voltage</i>) [kV]	Ispitivanje neutralnog priključka udarnim naponom (eng. <i>Lightning impulse LIN</i>) [kV]
150	130	145	275
220	200	230	400

- Standard [8] propisuje vrednosti ispitnih napona neutralnog priključka, za transformatore naznačenog naponskog nivoa od 115kV na sledeći način:

- U slučaju uzemljenja neutralne tačke, vrednost dovedenog napona je 34kV, dok je vrednost udarnog impulsnog talasa 110kV.
- U slučaju uzemljenja neutralnog priključka uz pomoć otpornika, vrednost dovedenog napona je 95kV, dok je vrednost udarnog impulsnog talasa 250kV.

U cilju što boljeg razumevanja, u nastavku je dat tabelarni pregled vrednosti ispitnih napona, definisanih prethodno pobrojanim standardima, za transformatore naznačenog naponskog nivoa 110 i 115kV.

Tabela 2: Pregled vrednosti ispitnih napona definisan IEC, IEEE i GOST standardom

Standard	Način uzemljenja	Vrednost dovedenog napona (eng. <i>One minute test voltage</i>) [kV]	Vrednost udarnog impulsnog talasa (eng. <i>Lightning impulse LIN</i>) [kV]	Tip zaštite
IEC	Direktno uzemljena	≥ 38 kV	Nije zahtevano	—
	Uzemljena uz pomoć otpornika ili izolovano	Obaveza kupca da definiše	Obaveza kupca da definiše	Zaštitni uređaj od prenapona
GOST	Direktno uzemljena	—	—	—
	Sa mogućnošću neuzemljenja	100 kV za namotaj 110 kV za izolator	200 kV	Zaštitni uređaj od prenapona
IEEE	Direktno uzemljena	34 kV	110kV	—
	Uzemljena uz pomoć otpornika ili izolovano	95 kV	250 kV	—

U skladu sa sprovedenom analizom, može se izvesti sledeći zaključak – nijedan od trenutno važećih standarda ne propisuje identičnu vrednost ispitnih napona / izolacionog nivoa neutralnog i linijskog/faznog priključka.

Kako je prilikom sprovođenja rutinskih ispitivanja, napon na priključcima neutralnog terminala definisan na 1 / 3 vrednosti linijskog napona, može se predložiti sledeći nivo izolovanosti neutralnog priključka:

$$U_m = 52 \text{ kV}; LI 250 AC 95$$

Nivo izolovanosti neutralnog priključka u 110kV mreži koji se primenjuje prema trenutnoj praksi u Republici Srbiji jeste:

$$U_m = 123 \text{ kV; LI 550 AC 230}$$

4 PREDMET I ANALIZA IZVEDBE UZEMLJENJA NEUTRALNE TAČKE NA TERITORIJI REPUBLIKE SRBIJE

Na osnovu dostupne tenderske dokumentacije za nabavku energetskih transformatora naznačenog naposkog nivoa 110kV – najčešće uvidom u jednopolne šeme postrojenja (*eng. Single line diagrams*), a sve u cilju jasnijeg pregleda, formirana je tabela br. 4.

Tabela 4: Prikaz izvođenja uzemljenja neutralnog priključka

TS	Karakteristike energetskog transformatora	Način izvođenja uzemljenja neutralnog priključka
1	16 MVA 110 ± 101.5% / 6.3/ 6.3 kV YN,d5,d5	Direktno uzemljen preko strujnog transformatora
2	31.5 MVA 110±11×1.5% / 36.75/ 10.5 kV YN,yn0,d5	Direktno uzemljen preko strujnog transformatora
3	31.5 MVA 110±10×1.6% / 21/ 10.5 kV YN,yn0,d5	Direktno uzemljen preko strujnog transformatora
4	31.5 MVA 110 ± 10×1.5 / 36.75 / 10.5 kV YN,yn0,d5	Direktno uzemljen preko strujnog transformatora
5	31.5 MVA 110 ± 11×1.5 / 10.5 kV YN,d5	Direktno uzemljen preko strujnog transformatora
6	31.5 MVA 110 ± 11×1.5 / 36.75 / 10.5 kV YN,yn0,d5	Direktno uzemljen preko strujnog transformatora
7	16 MVA; 110 ± 10×1.5 / 6.3; YNd5	Direktno uzemljen preko strujnog transformatora

Na osnovu podataka priloženih u okviru tabele br. 4, na teritoriji Republike Srbije, uzemljenje neutralnog priključka VN namotaja – naznačenog naposkog nivoa 110kV, sprovodi se direktno preko strujnog transformatora koji ima zaštitnu ulogu.

5 POTENCIJALNE KOREKCIJE KONSTRUKTIVNOG REŠENJA ENERGETSKOG TRANSFORMATORA U SLUČAJU STEPENOVANOG IZOLACIONOG NIVOA NEUTRALNOG PRIKLJUČKA

U nastavku je dat pregled glavnih komponenti energetskog transformatora čije definisanje direktno zavisi od vrednosti ispitnih napona / nivoa izolovanosti neutralnog VN priključka:

1. Teretna regulaciona preklopka (*eng. OLTC On Load Tap Changer*);
2. Provodni izolator neutralnog priključka (*eng. Bushing*);
3. Deo montaže glavne izolacije – izolacioni sklop između jarma magnetnog kola i VN namotaja;
4. Izolaciono rastojanje između regulacionih izvoda visokonaponskog namotaja i transformatorskog suda

5.1. Teretna regulaciona preklompka

Uporedna analiza dimenzija – visine regulacionih preklompki (prekidački i birački deo), tri različita dobavljača, sa vakuumskom komorom za prekidanje električnog luka, navedena je u okviru tabele br. 5.

Tabela 5: Pregled dimenzija teretne regulacione preklompke

Proizvođač	Tip uređaja za prekidanje	Nominalna / naznačena struja [A]	Visina preklompke za maksimalni napon opreme od 72.5 kV [mm]	Visina preklompke za maksimalni napon opreme od 123 kV [mm]
1	A	650	2069	2199
	B	400	1942	2072
	C*	400	1345	—
2	A	400, 550, 700	1741	1791
3	A	350, 600	1388	1578
*Maksimalni broj otcepa 19				

Korekcijom ispitnog napona neutralnog priključka sa U_m 123 LI 550 AC 230 na U_m 52kV LI 250 AC 95, visina uređaja se može korigovati za 850mm. Uzimajući u obzir odgovarajuće korekcije na transformatorskom sudu, prethodno navedena izmena može dovesti do uštede od približno jedne tone ulja po proizvodu.

5.2. Provodni izolator neutralnog priključka

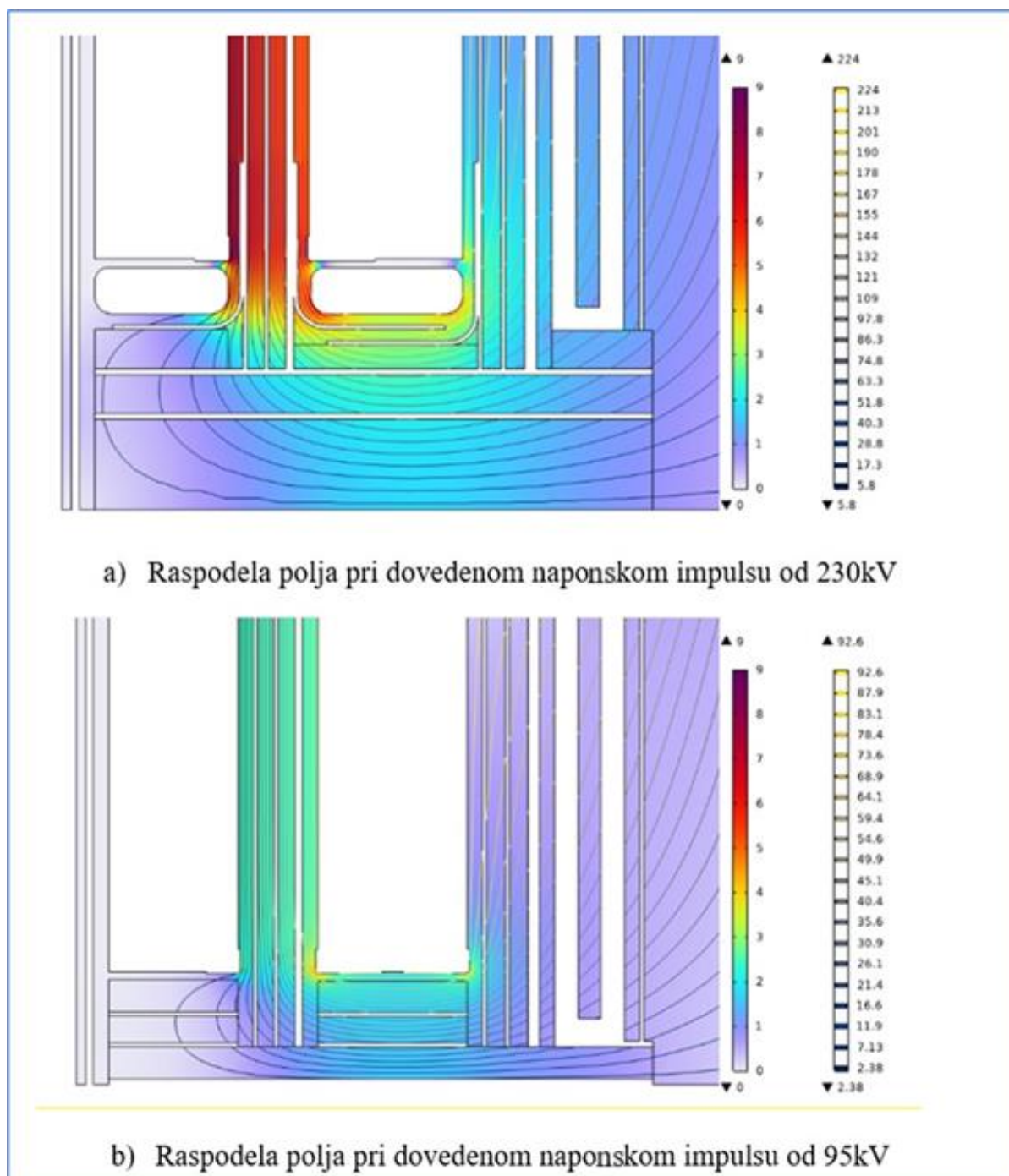
Standardna izvedba neutralnog priključka u slučaju uniformne / pune izolovanosti neutralnog i faznog priključka korišćenjem OIP (*eng. Oil impregnated paper*) tipa izolatora, može biti zamenjena porcelanskim izolatorom (nekondenzatorskim) čija je cena višestruko niža.

Tabela 6: Pregled izbora provodnog izolatora neutralnog priključka

	Uniformna izolacije (<i>eng. Uniform insulation</i>)	Stepenovana izolacija neutralnog priključka (<i>eng. Graded insulation</i>)
Tip izolatora	Tehnologija OIP (<i>eng. Oil impregnated paper</i>) papir impregnisan ulju	Porcelanski (nekondenzatorski)
Nominalni naznačeni napon [kV]	123 / 170	52
Vrednost udarnog naponskog impulsa [kV]	550	250
Vrednost dovedenog naponskog impulsa [kV]	230	95
Nominalna / naznačena vrednost struje [A]	800	1000

5.3. Izolacioni sklop između jarma magnetnog kola i VN namotaja

Redukovanje izolacionih ispitnih napona neutralnog priključka energetskog transformatora dovodi do korekcije izolacionog aranžmana između donjeg jarma i izvoda VN namotaja. Tipična raspodela jačine električnog polja unutar energetskog transformatora, naznačenog naponskog nivoa VN priključka 110kV prikazana je na slici br. 1.



Slika 1: Raspodela električnog polja u prozoru magnetnog kola za naznačene nivoe dovedenog talasa

Redukovanjem vrednosti dovedenog napona sa 230kV na 95kV, postižu se sledeća pojednostavljenja u okviru izolacionog aranžmana:

- Izbacivanje kapacitivnog (ekvipotencijalnog) prstena – 2 komada / fazi → 6 komada / transformatoru;
- Redukovanje izolacionog rastojanja za 50–70mm, što prouzrokuje smanjenje od oko 250kg mase izolacionih delova za transformatore snage 31.5MVA (najzastupljeniji na teritoriji Republike Srbije).

5.4. Izolaciona rastojanja između izvoda regulacionog namotaja i transformatorskog suda

U slučaju uniformne (pune) izolacije – ispitni napon neutralnog priključka identičan je kao ispitni napon faznih priključaka / namotaja, tj. identičan dovedeni jednominutni napon industrijske frekvencije primenjuje se kako na izvode namotaja visokog napona, tako i na izvode regulacionog namotaja. Sa druge strane, u slučaju snižene nule – ispitni napon neutralnog priključka niži je od ispitnog napona faznih / linijskih priključaka, što omogućava smanjenje izolacionih rastojanja unutar transformatorskog suda, tačnije rastojanja između zida transformatorskog suda (omotača) i izvoda regulacionih namotaja.

U skladu sa ograničenjima za maksimalnu dozvoljenu vrednost električnog polja, a sve u skladu sa karakteristikama izolacionog medijuma – transformatorskog ulja, navedenim u okviru [9] i [10], definisan je minimalni izolacioni razmak od 110 mm (prethodno navedena vrednost ne pokriva proizvodne mogućnosti, pa ovo rastojanje može varirati u skladu sa istim) za neutralni priključak projektovan za ispitivanje dovedenim naponskim impulsom od 230kV. U slučaju stepenovane izolacije, kada je predviđeno ispitivanje neutralnog priključka dovedenim naponom od 95kV, za standardno projektno rešenje ovo rastojanje iznosi 60mm.

U slučaju najzastupljenije jedinice na teritoriji Republike Srbije, energetskog transformatora naznačene snage 31.5MVA i naznačenog naponskog nivoa visokonaponskog namotaja 110kV, prethodno navedena korekcija dovodi do uštede u količini izolacionog medijuma – transformatorskog ulja i to u količinama od 1000 do 1500kg po jedinici.

U cilju što boljeg sagledavanja potencijalnih ušteda na temu korišćenja transformatora sa stepenovanom izolovanošću, dat je tabelarni pregled ušteda na primeru transformatora snage 31.5MVA:

Tabela 7: Pregled potencijalnih ušteda na transformatoru snage 31.5MVA

Red. br.	Opis optimizacije	Procenjene uštede
1.	Redukovanje visine teretne regulacione preklopke	Umanjenje od 1000 kg ulja po jedinici
2.	Izmena provodnog izolatora neutralnog priključka	Umanjenje novčanih troškova
3.	Promena izolacionog aranžmana donji jaram – izvod VN namotaja	Umanjenje od 250kg magnetnog lima / jedinici Umanjenje od 250kg transformatorskog ulja / jedinici Umanjenje mase od 250kg izolacionih delova / jedinici

Red. br.	Opis optimizacije	Procenjene uštede
4.	Redukovanje izolacionog rastojanja (transformatorski sud – izvodi regulacionog namotaja)	Umanjenje od 1250kg transformatorskog ulja po jedinici
	UKUPNO	3000 kg po jedinici

6 ZAKLJUČAK

- Na osnovu prethodno sprovedene analize, izvodi se zaključak da se nivo izolovanosti neutralnog priključka energetskog transformatora naznačenog naponskog nivoa primara 110kV, može redukovati kako u slučaju direktno uzemljenog tako i u slučaju neuzemljenog / izolovanog priključka. U slučaju izolovanog priključka neophodno je obezbediti zaštitni uređaj od prenapona.
- U slučaju pune izolovanosti neutralne tačke, ne može se garantovati stabilnost izolacionog aranžmana u prenaponskim prilikama tokom eksploatacionog perioda u slučaju nepostojanja zaštitnog uređaja.
- Nijedan od važećih standarda ne zahteva identičan nivo izolovanosti linijskog/faznog i neutralnog priključka za energetske transformatore naznačenog naponskog nivoa primara od 110kV.
- Kako je većina uzemljenja neutralnog priključka na teritoriji Srbije izvedena direktno, smanjenje nivoa izolovanosti može se sprovesti bez dodatnih modifikacija u okviru postrojenja.
- Smanjenjem stepena izolovanosti neutralnog priključka energetskih transformatora naznačenog naponskog nivoa primara 110kV dovodi do smanjenja materijala neophodnih za njihovu proizvodnju, odnosno smanjenje mase aktivnog dela, smanjenje ukupne količine transformatorskog ulja kao i pojednostavljenje izolacionog aranžmana.

Dodatno, najveći efekat postigao bi se dodatnim ograničenjem u pogledu broja otepa regulacionog namotaja, tj. Teretne regulacione preklopke (OLTC), svođenjem na regulaciju primarnog napona u opsegu $\pm 9 \times 1.78\%$. Prethodno navedeno omogućava primenu najjednostavnijeg modela teretne regulacione preklopke dostupne na tržištu.

7 LITERATURA

- [1] A.G. Zolotikh, F.H. Halilov, "Selection of Surge Arresters for Protection of Neutral of 110-220 kV Power Transformers," UDK 621.31.015.038.
- [2] T. Wang, Q. Wang, H. Chen, C. Lan, S. Wang, and J. Xu, "Selection Method of Neutral Point Overvoltage Protection for 220kV Transformer," 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Chengdu, China, 2019, pp. 360-363, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881269.
- [3] GOST 12965-85, General Purpose 110 and 150 kV Power Oil Transformers. Specifications.

- [4] RD 34.20.176-84, Guidelines for Limiting Single-Phase Short Circuit Currents in Electrical Networks of 110-220 kV Energy Systems.
- [5] IEC 60076-1:2011, Power Transformers – Part 1: General.
- [6] IEC 60076-3:2013, Power Transformers – Part 3: Insulation Levels, Dielectric Tests and External Clearances in Air.
- [7] GOST 1516.3-96, Electrical Equipment of Alternating Current for Voltages from 1 to 750 kV. Requirements for Electrical Strength of Insulation.
- [8] "IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," IEEE Std C57.12.00-2015 (Revision of IEEE Std C57.12.00-2010), pp. 1-74, 12 May 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7469278.
- [9] J.K. Nelson, "An Assessment of the Physical Basis for the Application of Design Criteria for Dielectric Structures," IEEE Transactions on Electrical Insulation, vol. 24, no. 5, pp. 835-847, Oct. 1989, doi: 10.1109/14.42161.
- [10] Y. Kawaguchi, H. Murata, and M. Ikeda, "Breakdown of Transformer Oil," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-91, no. 1, pp. 9-23, Jan. 1972, doi: 10.1109/TPAS.1972.293284.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.02)

A2.02

**PREDNOSTI PRIMENE PRIRODNOG HLAĐENJA ENERGETSKIH
TRANSFORMATORA VEĆIH NAZNAČENIH SNAGA****BENEFITS OF APPLYING NATURAL COOLING OF POWER TRANSFORMERS WITH
HIGHER RATED POWER****Jelena Čelović, Milan Čelović, Aleksandr Bushev, Ana Pastor, Lenka Cvetković***

Kratak sadržaj: Prirodno hlađenje "ONAN" (*eng. Oil Natural Air Natural*) predstavlja najjednostavniju metodu hlađenja energetskih transformatora. Toplotna energija generisana u namotajima i sklopu magnetnog kola prenosi se principom strujanja i zračenja na okolni fluid–vazduh kako sa površine radijatora tako i sa površine transformatorskog suda. U principu, transformatori većih naznačenih snaga imaju veće gubitke usled opterećenja i gubitke praznog hoda, odnosno intenzivnije generisanje toplotne energije tokom rada što uslovljava potrebu za povećanim odvođenjem toplote, odnosno hlađenjem transformatora. Jedan od načina da se poveća odvođenje toplote jeste povećanje koeficijenta prenosa toplote između spoljašnje površine radijatora i vazduha, odnosno primena hlađenja "ONAN/ONAF" (*eng. Oil Natural Air Forced*) gde se prinudnim strujanjem ambijentalnog fluida–vazduha uz pomoć ventilatora postiže veća snaga odnošenja toplote. Konkretne smernice u odabiru između ONAN ili ONAN/ONAF striktno ne postoje, te je na teritoriji Republike Srbije ustaljena praksa, a nepisano pravilo, da se gotovo svi energetski transformatori naznačene snage od 16MVA do 63MVA hlade rashladnim sistemom ONAN/ONAF, odnosno svi energetski transformatori naznačene snage do 16MVA rashladnim sistemom ONAN. Kako su prednosti primene rashladnog sistema ONAN u odnosu na ONAN/ONAF brojne, a trendovi energetske efikasnosti/smanjenja snage gubitaka energetskih transformatora sve zastupljeniji, javila se ideja za kreiranje ovog rada u cilju razmatranja opravdanosti, odnosno prednosti primene prirodnog načina hlađenja energetskih transformatora većih snaga. Fokus ovog rada biće na jedinicima energetskih transformatora naznačene snage 16MVA do 63MVA, naponskog nivoa 110kV.

Ključne reči: ONAN, ONAN/ONAF, sniženi gubici, pouzdanost rashladnog sistema, energetska efikasnost

Abstract: Natural cooling "ONAN" represents the simplest method of cooling power transformers. Losses created in the windings and the magnetic core assembly are transmitted by the principle of convection and radiation to the surrounding fluid–air both from the surfaces

* Jelena Čelović, Comel transformatori, Jelena.Celovic@comel.co.rs

Milan Čelović, Comel transformatori d.o.o., Milan.Celovic@comel.co.rs

Aleksandr Bushev, Comel Transformatori d.o.o., aleksandr.bushev@comel.co.rs

Ana Pastor, Comel transformatori, anapastor97@gmail.com

Lenka Cvetković, Comel Transformatori d.o.o., lenka.cvetkovic@comel.co.rs

of the radiators and from the surface of the transformer tank. In general, power transformers with higher rated power have higher load losses and no-load losses, meaning more intense generation of heat during operation, which necessitates the need for increased heat removal, i.e. cooling of the transformer. One of the ways to increase heat removal is to increase the heat transfer coefficient between the outer surface of the radiator and the air, i.e. the application of ONAN/ONAF cooling, where the forced flow of the ambient fluid–air with the help of a fan achieves greater heat transfer power. Specific guidelines for choosing between ONAN or ONAN/ONAF strictly do not exist, and in the territory of the Republic of Serbia it is an established practice, and an unwritten rule, that almost all power transformers with a rated power of 16MVA to 63MVA are cooled by the ONAN/ONAF cooling system, that is, all power transformers with a rated power of up to 16MVA by the ONAN cooling system. As the advantages of applying the ONAN cooling system in relation to ONAN/ONAF are numerous, and the trends of energy efficiency/reducing the power losses of power transformers are increasingly prevalent, the idea for creating this work arose in order to consider the justification, that is, the advantages of applying a natural way of cooling power transformers of higher power. The focus of this work will be on power transformer units with rated power 16MVA to 63MVA, voltage level 110kV.

Keywords: *ONAN, ONAN/ONAF, reduced losses, cooling system reliability, energy efficiency*

1 UVOD

Ovaj rad motivisan je savremenim trendom smanjenja snage generisanja gubitaka u energetskim transformatorima, odnosno pravilnika o eko dizajnu koji definiše minimalnu energetsku efikasnost, kako za sve električne uređaje tako i za energetske transformatore. Jedinice proizvedene već od jula 2015. (Tier 1), a posebno jula 2021. (Tier 2), imaju primetno smanjenu kombinaciju gubitaka usled opterećenja i gubitaka u praznom hodu u poređenju sa starijim energetskim transformatorskim tj. jedinicama proizvedenim pre 10 i više godina, pojedinačno i u zbiru, a sve to kako bi ispunili zahteve navedene u standardu. Između ostalog, veoma dobro poređenje gubitaka za različite nazivne vrednosti snage energetskih transformatora predstavljeno je CIGRE radom [1].

Fokus je na tipičnim jedinicama u okviru Elektrodistributivne mreže Srbije, nazivnih snaga 16, 31.5 i 40MVA, dok je analiza sprovedena u sledećim koracima za svaku od prethodno pomenutih jedinica:

- Kao početak analize uzima se proizvedena jedinica prema zahtevu Tier 2 pravilnika o eko dizajnu u izvedbi rashladnog sistema ONAN/ONAF kod koje je sproveden (uspešan) ogled zagrevanja.
- Kako su računске vrednosti porasta temperatura u slučaju uspešnog ogleda zagrevanja uvek veće od izmerenih, ustanovi se računska margina, odnosno odstupanje računskih od izmerenih vrednosti. Ove vrednosti kreću se u rasponu 2–5 K, a konkretan primer dat je u nastavku:
 - Dozvoljeni srednji porast temperature namotaja 65K
 - Računski srednji porast temperature namotaja 62K
 - Izmereni srednji porast temperature namotaja 58K

- Identičnim računskim smernicama i pretpostavkama dimenzioniše se ONAN rashladni sistem tako da se postigne isti računski srednji porast temperature namotaja kod posmatrane jedinice kao u slučaju ONAN/ONAF rashladnog sistema. Dakle, zadržava se ista računska margina konstatovana prethodno sprovedenim ogledom zagrevanja.

Drugim rečima, izjednačavaju se snage odnošenja toplote u varijantama ONAN i ONAN/ONAF rashladnog sistema za isti transformator.

- Vrš se uporedna analiza gabarita, odnosno masa i dimenzija

Cilj rada jeste da na ilustrativan i što jednostavniji način prikaže najpre mogućnosti i devijacije, a zatim konkretne prednosti primene ONAN rashladnog sistema umesto ONAN/ONAF opcije. Drugim rečima, cilj rada jeste ilustracija mogućnosti i prednosti “izbacivanja” ventilatora uz povećanje pasivnog dela rashladnog sistema.

Tabela I: Osnovne tehničke karakteristike energetskog transformatora snage 16MVA

Naznačena snaga	16 MVA
Naznačeni napon	110±10×1.5% / 6.3 kV
Sprega	YN, d5
Način hlađenja	ONAN / ONAF*
Garantovana vrednost napona kratkog spoja	$ek_{110-6.3kV}^{16MVA} = 11\%$
Garantovana vrednost gubitaka usled opterećenja	≤ 72.5 kW
Garantovana vrednost gubitaka u režimu praznog hoda	≤ 10 kW
PEI Tier 2	≥ 99.663%
Napomene	*U nastavku sprovedena je analiza u slučaju ONAN rashladnog sistema dimenzionisanog za odnošenje toplote pri punom opterećenju.

Tabela II: Osnovne tehničke karakteristike energetskog transformatora snage 31.5MVA

Naznačena snaga	31.5 / 31.5 / 10.5 MVA
Naznačeni napon	110±11×1.5% / 36.75 / 10.5 kV
Sprega	YN, yn0, (d5)
Način hlađenja	ONAN / ONAF*
Garantovana vrednost napona kratkog spoja	$ek_{110-36.75kV}^{31.5MVA} = 14\%$
Garantovana vrednost gubitaka usled opterećenja	≤ 146.5 kW
Garantovana vrednost gubitaka u režimu praznog hoda	≤ 14 kW
PEI Tier 2	≥ 99.712%
Napomene	*U nastavku sprovedena je analiza u slučaju ONAN rashladnog sistema dimenzionisanog za odnošenje toplote pri punom opterećenju.

Tabela III: Osnovne tehničke karakteristike energetskog transformatora snage 40MVA

Naznačena snaga	40 MVA
Naznačeni napon	110±11×1.5% /10.5 kV
Sprega	YN, d5
Način hlađenja	ONAN / ONAF*
Garantovana vrednost napona kratkog spoja	$ek_{110-10.5kV}^{40MVA} = 18\%$
Garantovana vrednost gubitaka usled opterećenja	≤ 155 kW
Garantovana vrednost gubitaka u režimu praznog hoda	≤ 19.5 kW
PEI Tier 2	≥ 99.724%
Napomene	*U nastavku sprovedena je analiza u slučaju ONAN rashladnog sistema dimenzionisanog za odnošenje toplote pri punom opterećenju.

2 TEORIJSKA POZADINA

2.1 Pregled rashladnih sistema energetskih transformatora

Oznake i opisi rashladnih sistema koji se koriste u energetskim transformatorima predstavljeni su u Tabeli IV navedenoj u nastavku. Nove oznake nabrojane u drugoj koloni, definisane IEC 60076 standardom, dominantno su u upotrebi kada je reč o novim transformatorima, dok se sa starim oznakama datim u prvoj koloni obično susrećemo prilikom remonta starih jedinica.

Fokus ovog rada jeste na ONAN i ONAN/ONAF sistemima hlađenja i isključivo na novim transformatorima te je prednost u nastavku data novim oznakama.

Tabela IV: Klasifikacija rashladnih sistema

Stare oznake	Nove–aktuelne oznake	Opis
OA	ONAN	Ulje – prirodno, vazduh - prirodno
FA	ONAF	Vazduh – forsirano
OA/FA/FA OA/FA	ONAN/ONAF/ONAF ONAN/ONAF	Ulje – prirodno, praćeno sa jednim ili dva stepena vazduh – forsirano (ventilatori)
OA/FA/FOA	ONAN/ONAF/OFAF	Ulje – prirodno, praćeno sa jednim stepenom vazduh – forsirano (ventilatori) i drugim stepenom ulje – forsirano (pumpe)
OA/FOA	ONAN/ODAF	Ulje – prirodno, praćeno sa jednim stepenom vazduh – forsirano i ulje – dirigovano (pumpe)
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Ulje – prirodno, praćeno sa dva stepena ulje – dirigovano (pumpe), vazduh – forsirano (ventilatori)

FOA	OFAF	Forsirano ulje / vazduh bez prirodne cirkulacije
FOW	OFWF	Forsirano ulje / voda bez prirodne cirkulacije (ulje / voda izmenjivač toplote)
FOA	ODAF	Ulje – drigovano, vazduh - forsirano uz pomoć pumpi i ventilatora bez prirodne cirkulacije
FOW	ODWF	Ulje – dirigovano, voda – forsirano bez prirodne cirkulacije

2.2 Rashladni sistem ONAN

Za transformatore malih snaga, površina transformatorskog suda u stanju je da odvede kompletnu generisanu toplotu na okolni vazduh, dok transformatori većih snaga zahtevaju mnogo veću površinu odavanja toplote u obliku radijatora / cevovoda direktno montiranih na transformatorski sud ili montiranih zasebno kao celine. U slučaju manjeg broja radijatora, a sve u cilju postizanja što manjih gabarita, poželjno je da se radijatori montiraju direktno na transformatorski sud.

Radijatori koji se koriste na transformatorima sa ONAN načinom hlađenja, uglavnom poseduju okrugle rashladne cevi sa ravnim rebrima velikih poprečnih preseka, a sve u cilju postizanja prirodne konvekcije transformatorskog ulja sa minimalnim otporom. Toplo ulje se kroz jezgro i namotaje podiže do nivoa otvora na transformatorskom sudu / ulaza u radijator. Zatim ohlađeno ulje pada na dno radijatora i kroz ulaz na transformatorskom sudu dospeva do jezgra i namotaja. Prethodno pomenuto jeste termosifonski efekat koji odlikuje relativno spora brzina protoka ulja kako kroz aktivni deo transformatora tako i kroz radijatore. Isto tako, vazduh cirkuliše kroz radijator prirodnom konvekcijom ili pak potpomognut vetrom.

Termosifonska sila (*eng. Thermal head*) može se definisati kao razlika između centra gravitacije fluida u transformatorskom sudu i radijatora. U okviru aranžmana koji se sastoji od niza radijatora, termosifonska sila i protok ulja mogu se povećavati podizanjem (povećavanjem visine) noseće konstrukcije (gravitacionog centra radijatora), kao i u slučaju korišćenja izdignutih radijatora, poznatijih po engleskom nazivu „goose-neck“. Takođe, treba napomenuti da je neophodno postići adekvatan balans, jer povećanje protoka dovodi do povećanog gubitka pritiska usled trenja, čime se redukuje benefit dobijen na kontu termosifonske sile, odnosno povećanjem visinske razlike aktivnog dela i radijatora.

U skladu sa prethodno navedenim, povećanje brzine protoka ulja i odvođenje toplote može se postići korišćenjem „goose-neck“ radijatora. Dobro su rešenje, posebno u ONAN sistemima hlađenja, naravno, kada ne postoje ograničenja za njihovu montažu, kako u pogledu izolacionih rastojanja, tako i u pogledu dispozicije opreme u okviru postrojenja.

2.3 Rashladni sistem ONAF/FA

Kada vetar i prirodna konvekcija nisu dovoljni da odvedu generisanu toplotu, neophodno je vazduh forsirati kroz radijatore uz pomoć ventilatora. Transformatori sa prinudnim / forsiranim vazdušnim hlađenjem jesu transformatori ONAF klase. Prethodno pomenuta klasa transformatora zahteva dodatnu (pomoćnu) električnu energiju za napajanje motora ventilatora, tačnije opreme za hlađenje, što nije slučaj kod ONAN klase. U velikom broju slučajeva prinudno/forsirano hlađenje nije neophodno do nekog nivoa opterećenja, ventilatori su

isključeni dok temperatura ne pređe graničnu—definisano vrednost. U skladu sa prethodno navedenim, pri nižim opterećenjima transformator se hladi prirodnom konvekcijom, i ova klasa transformatora je definisana ONAN/ONAF grupom.

U slučaju korišćenja ventilatora, koeficijent prenosa toplote značajno se uvećava. U određenim projektima prednost se daje primeni ONAN/ONAF tipa hlađenja zbog kompaktnijeg rasporeda opreme nego u slučaju ONAN hlađenja, kako je za hlađenje neophodan manji broj radijatora.

Oprema za hlađenje zahteva pravilno održavanje u cilju efikasnog rada i obezbeđivanja dugog životnog veka transformatora. Postoji potreba za održavanjem kako ventilatora, pumpi tako i prateće opreme. Dodatno, informativno, u slučaju OFAF ili OFWF sistema hlađenja, neophodno je održavanje hladnjaka.

3 ONAN ILI ONAN/ONAF

3.1 Prednosti

Ako postoji slučaj u kojem se može primeniti ili ONAN ili mešovito ONAN/ONAF hlađenje, ONAN hlađenje ima sledeće prednosti:

- Pouzdanije jer ne zahteva dodatne uređaje u okviru komandno—signalnog ormana neophodne za napajanje, pokretanje i rad rashladne opreme.
- Zahteva manje održavanja.
- Uvećanje troškova neophodnih za montiranje dodatnih radijatora je u velikoj meri kompenzovano redukovanjem troškova usled odsustva ventilatora i dodatnih uređaja za kontrolu rada rashladnog sistema.
- Posebno je korisno kada je potrebna jedinica niskog nivoa zvučnog pritiska, na primer u urbanim zonama. Odsustvo ventilatora za hlađenje olakšava postizanje zahtevanog nivoa zvučnog pritiska.
- Nema dodatnih gubitaka električne energije neophodne za rashladni sistem, konkretno povezanih sa ventilatorima za hlađenje.
- Tokom eksploatacionog perioda, dobar deo vremena transformatori rade u režimu podopterećenja, ispod nazivne snage, te u slučaju ONAN hlađenja, gde su radijatori dimenzionisani za odnošenje toplote pri punom (100%) opterećenju, radne temperature usled generisanih gubitaka bile bi znatno manje nego u slučaju gde imamo ONAN/ONAF hlađenje kod kojeg je ONAN režim tipično definisan za odnošenje toplote u opsegu 60–80% nazivnog opterećenja.

Dakle, kada je opterećenje na transformatoru manje od njegove pune nazivne vrednosti, temperature unutar transformatora još su niže i njegov životni vek osetno se povećava.

- Manje kablovskih trasa na transformatoru, uglavnom potrebnih za napajanje motora ventilatora.

3.2 Nedostaci

Iako postoje brojne prednosti prilikom korišćenja ONAN rashladnog sistema, postoji i nekoliko nedostataka koji se sigurno ne mogu zanemariti:

- Ukupna masa i dimenzije transformatora kao što su dužina, širina i visina biće povećane dodavanjem novih radijatora ili samo dodatnih panela/rebara u poređenju sa ONAN/ONAF sistemom hlađenja.

Uporednim analizama koje slede, zaključuje se da je dominantno širina transformatora problematična.

- U skladu sa prethodno navedenim, za nove projekte neophodno je predvideti veće dimenzije uljnih jama i temelja, ili detaljno analizirati postojeće ukoliko novi energetske transformator zamenjuje stari na postojećim temeljima.

Prethodno u najvećem broju slučajeva neće predstavljati problem, jer su transformatori identičnih karakteristika manjih gabarita sada u odnosu na rešenja pre 30 godina, uprkos rigoroznijim zahtevima u pogledu garantovanih gubitaka.

- Manje prostora za postavljanje zaštitne opreme, merdevina, kablovskih kutija i slično.
- Potencijalni problemi u vezi sa preopterećenjem transformatora, naravno ako je to predviđeno naknadno, a ne u izvornoj fazi, prilikom proizvodnje transformatora.

3.3 Uporedna Analiza 16MVA–110kV

Prva uporedna analiza biće sprovedena na trofaznom dvonamotnom energetskom transformatoru naznačene snage 16MVA sa teretnom regulacijom napona na visokonaponskom 110kV priključku. Ostale tehničke karakteristike u skladu sa Tabelom I.

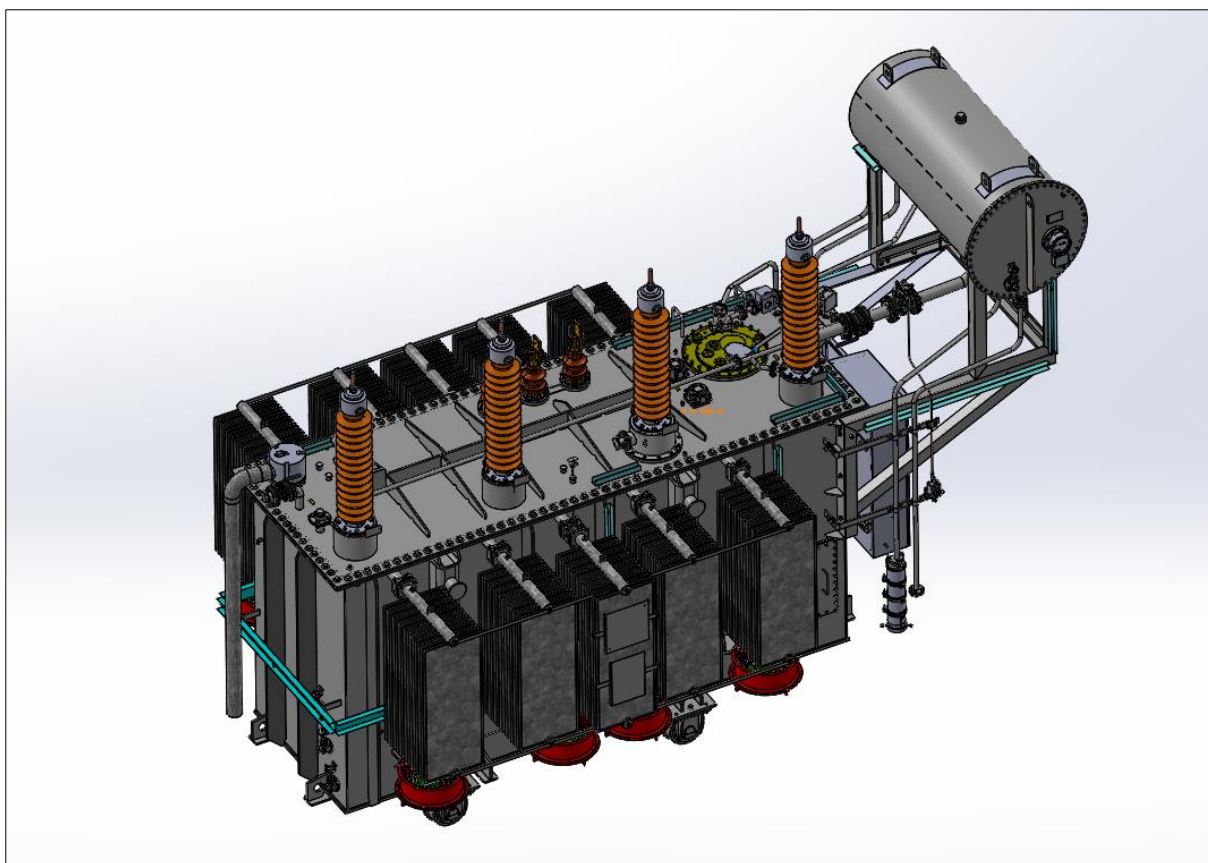
Uporedni pregled zahtevane snage generisanje gubitaka u periodu pre stupanja na snagu pravilnika o ekodizajnu i nakon istog:

Tabela V: Uporedni pregled garantovanih gubitaka za 16MVA

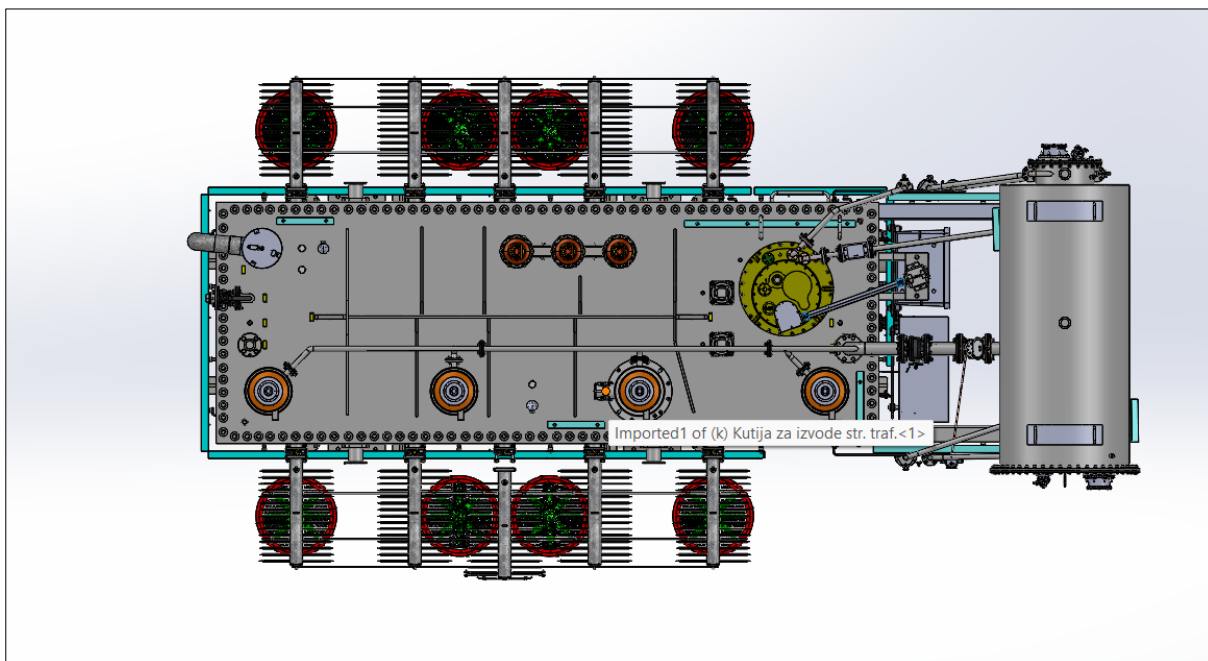
Garantovani gubici	Stari – konvencionalni	Novi – Tier 2	Komentar
Usled opterećenja PCu	78 kW	72.5 kW	Niži oko 7%
Praznog hoda PFe	16 kW	10 kW	Niži 37.5 %

Tabela VI: Uporedni pregled korišćenja ONAN umesto ONAN/ONAF za 16MVA

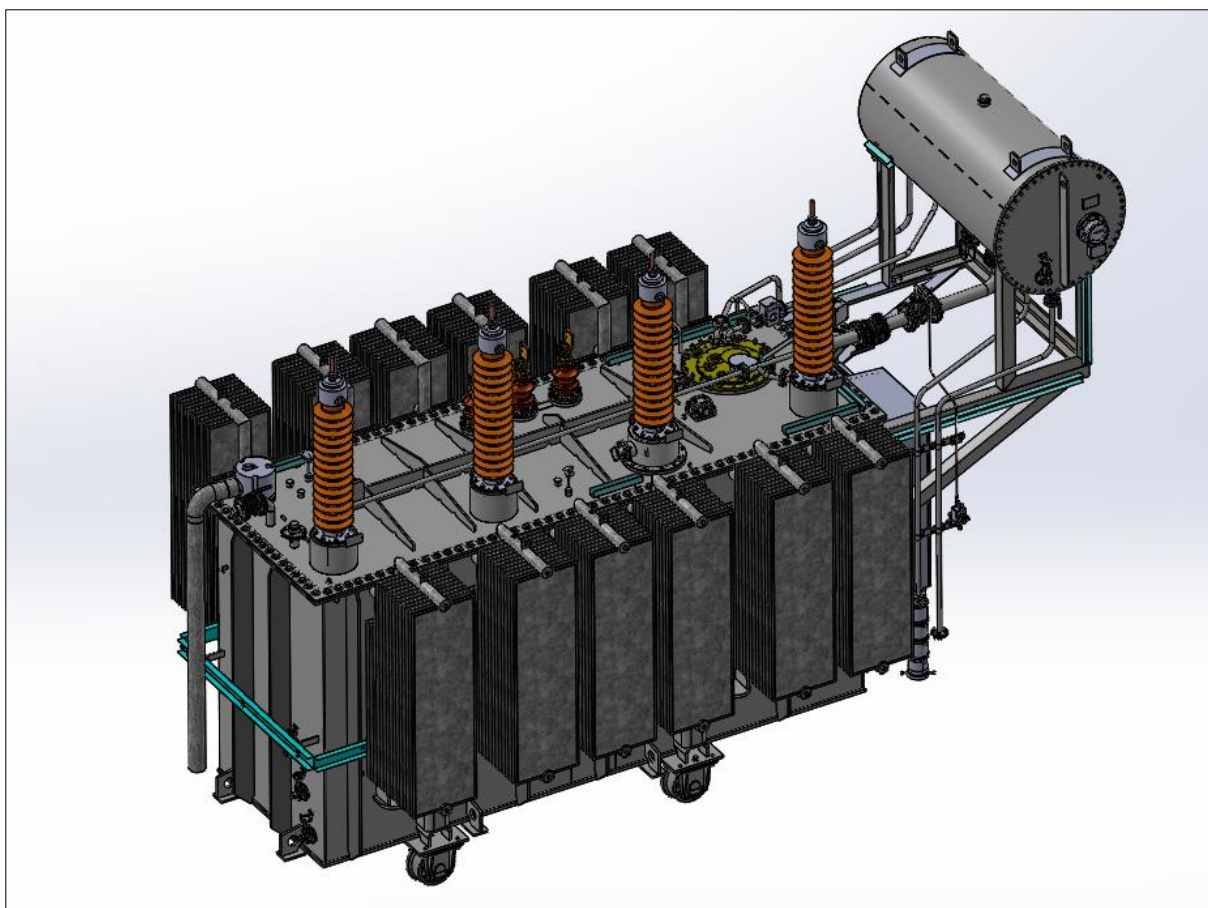
Referenta veličina	ONAN / ONAF	ONAN
Broj radijatora	10	12
Tip radijatora	Standardni	„Goose-neck“
Broj članaka	15	3+17
Dimenzije članaka	(1300×520) mm	(1300/1700×520) mm
Broj ventilatora	8	0
Masa rashladnog sistema bez ulja	1950 kg	3900 kg
Masa ulja u radijatorima	700 kg	1400 kg
Okvirni gabariti transformatora	(6650×3350×4500) mm	(6650×3800×4500) mm
Dodatni gubici rashladnog sistema	2 kW	0



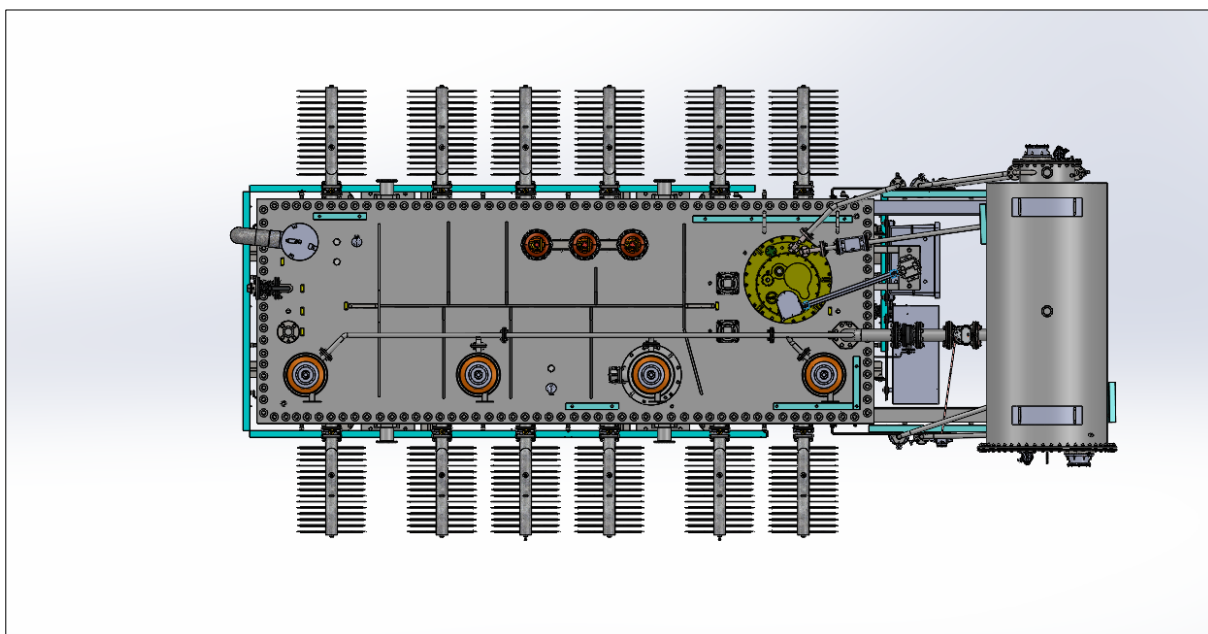
Slika 1: Uporedna Analiza 1 – 16MVA ONAN/ONAF dizajn, izometrijska projekcija



Slika 2: Uporedna Analiza 1 – 16MVA ONAN/ONAF dizajn, projekcija/pogled odozgo



Slika 3: Uporedna Analiza 1 – 16MVA ONAN dizajn, izometrijska projekcija



Slika 4: Uporedna Analiza 1 – 16MVA ONAN dizajn, projekcija/pogled odozgo

3.4 Uporedna Analiza 31.5MVA–110kV

Sledeća uporedna analiza biće sprovedena na trofaznom tronamotnom energetsom transformatoru naznačene snage 31.5MVA sa teretnom regulacijom napona na visokonaponskom 110kV priključku i stabilizacionim tercijerom. Ostale tehničke karakteristike u skladu sa Tabelom II.

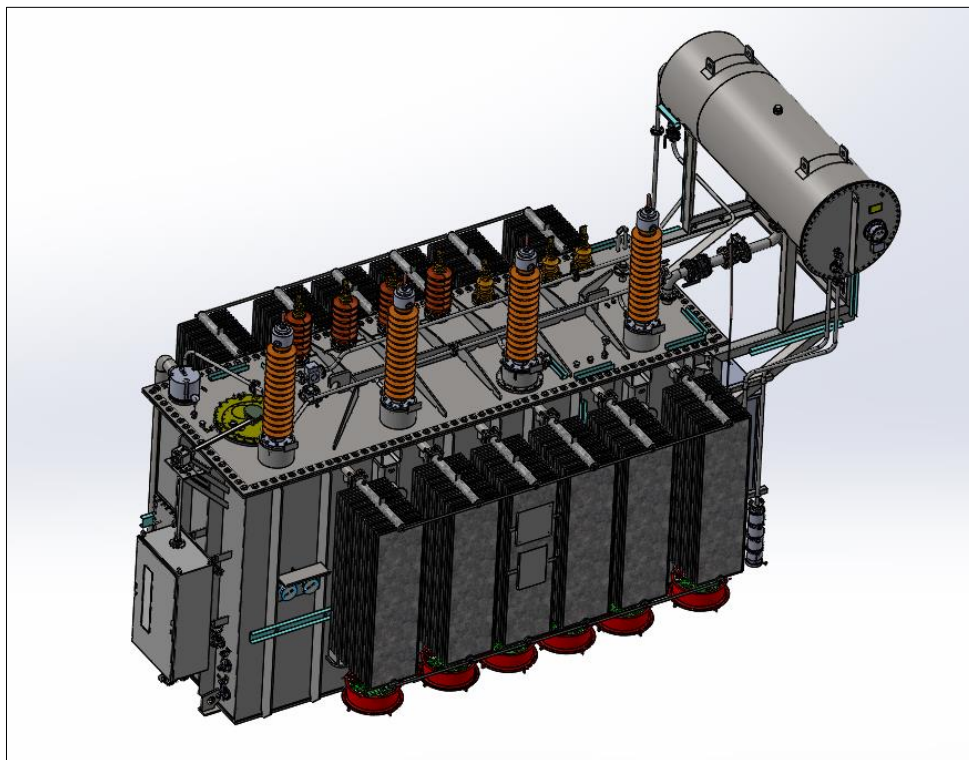
Uporedni pregled zahtevane snage generisanje gubitaka u periodu pre stupanja na snagu pravilnika o ekodizajnu i nakon istog:

Tabela VII: Uporedni pregled garantovanih gubitaka za 31.5MVA

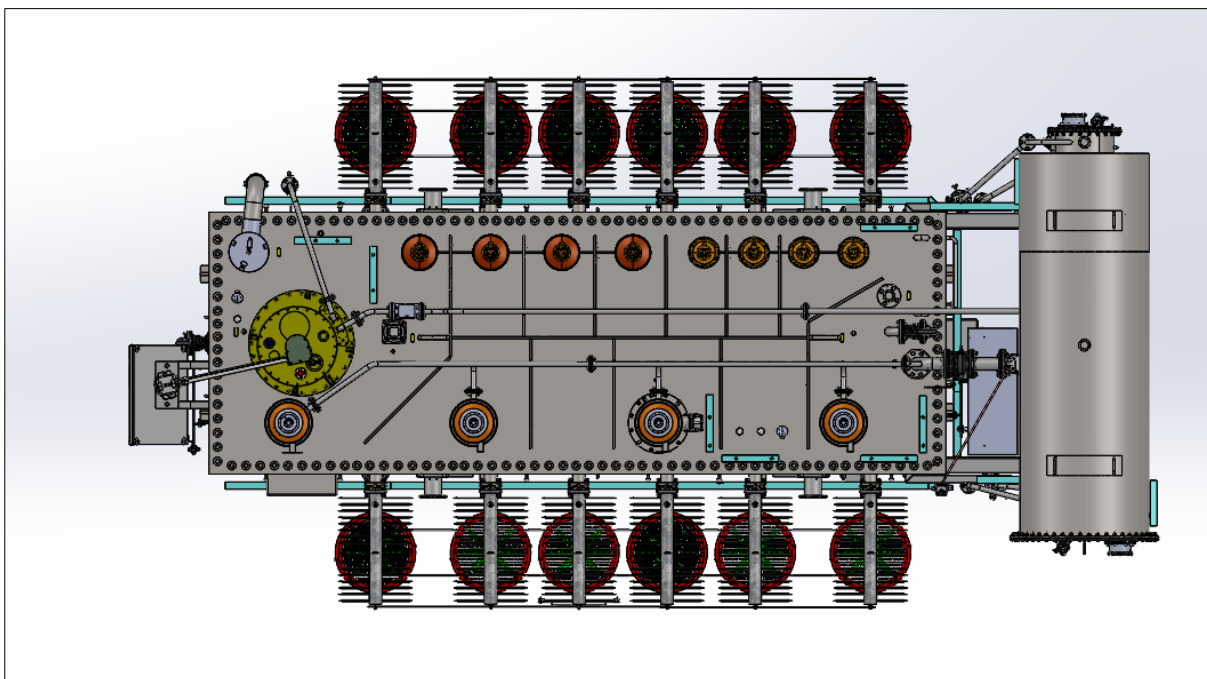
Garantovani gubici	Stari – konvencionalni	Novi – Tier 2	Komentar
Usled opterećenja PCu	175 kW	146.5 kW	Niži oko 14%
Praznog hoda PFe	30 kW	14 kW	Niži oko 53 %

Tabela VIII: Uporedni pregled korišćenja ONAN umesto ONAN/ONAF za 31.5MVA

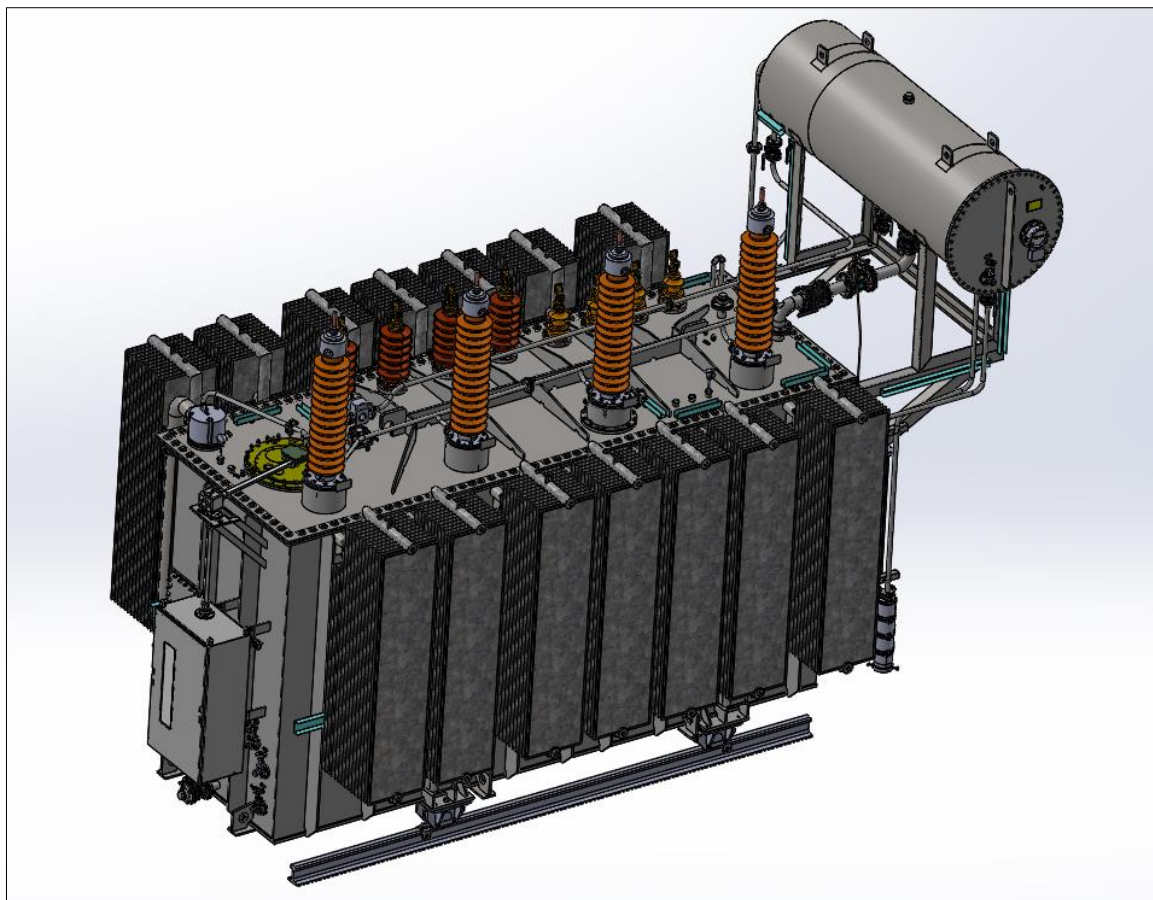
Referenta veličina	ONAN / ONAF	ONAN
Broj radijatora	12	14
Tip radijatora	Standardni	„Goose-neck“
Broj članaka	17	3+19
Dimenzije članaka	(1800×520) mm	(1800/2200×520) mm
Broj ventilatora	12	0
Masa rashladnog sistema bez ulja	3600 kg	6450 kg
Masa ulja u radijatorima	1300 kg	2250 kg
Okvirni gabariti transformatora	(7250×3750×4900) mm	(7250×4200×4900) mm
Dodatni gubici rashladnog sistema	3 kW	0



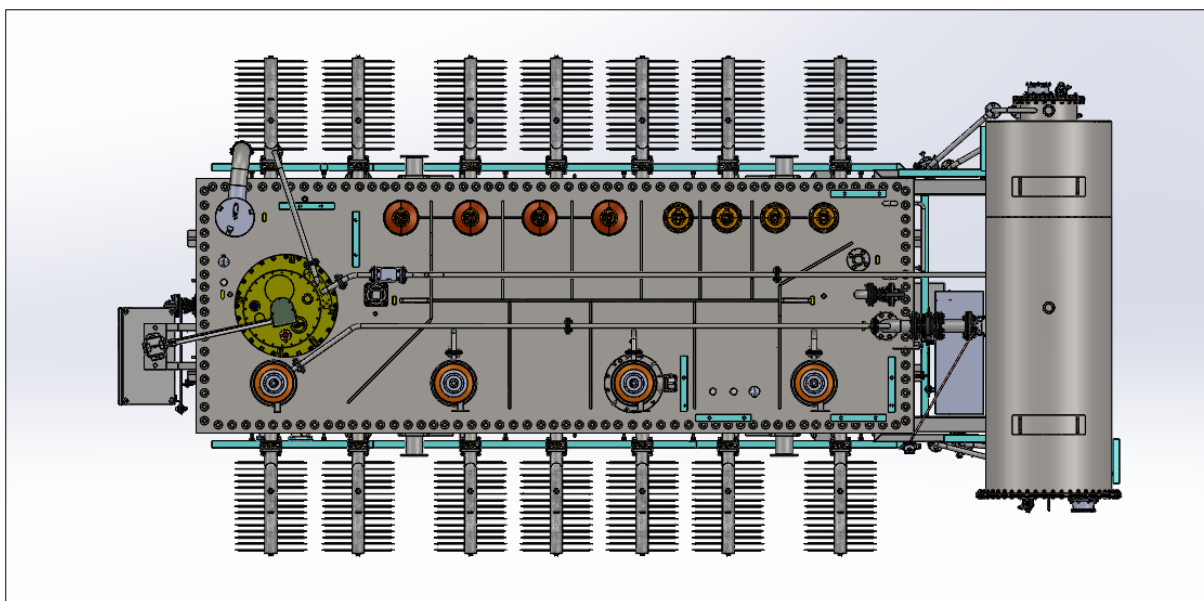
Slika 5: Uporedna Analiza 2 – 31.5MVA ONAN/ONAF dizajn, izometrijska projekcija



Slika 6: Uporedna Analiza 2 – 31.5MVA ONAN/ONAF dizajn, projekcija/pogled odozgo



Slika 7: Uporedna Analiza 2 – 31.5MVA ONAN dizajn, izometrijska projekcija



Slika 8: Uporedna Analiza 2 – 31.5MVA ONAN dizajn, projekcija/pogled odozgo

3.5 Uporedna Analiza 40MVA–110kV

Poslednja uporedna analiza biće sprovedena na trofaznom dvonamotnom energetskom transformatoru naznačene snage 40MVA sa teretnom regulacijom napona na visokonaponskom 110kV priključku. Ostale tehničke karakteristike u skladu sa Tabelom III.

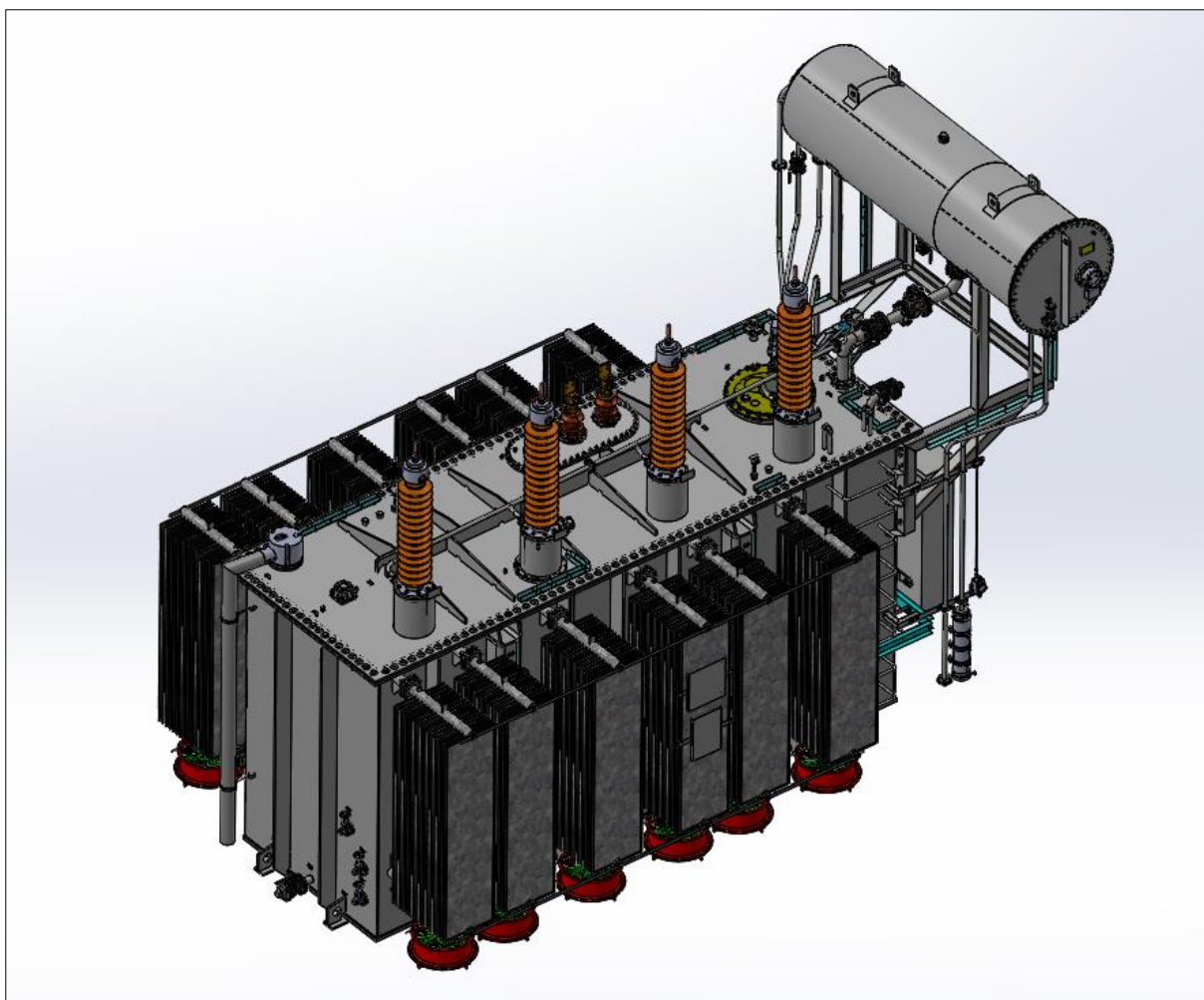
Uporedni pregled zahtevane snage generisanje gubitaka u periodu pre stupanja na snagu pravilnika o ekodizajnu i nakon istog:

Tabela IX: Uporedni pregled garantovanih gubitaka za 40MVA

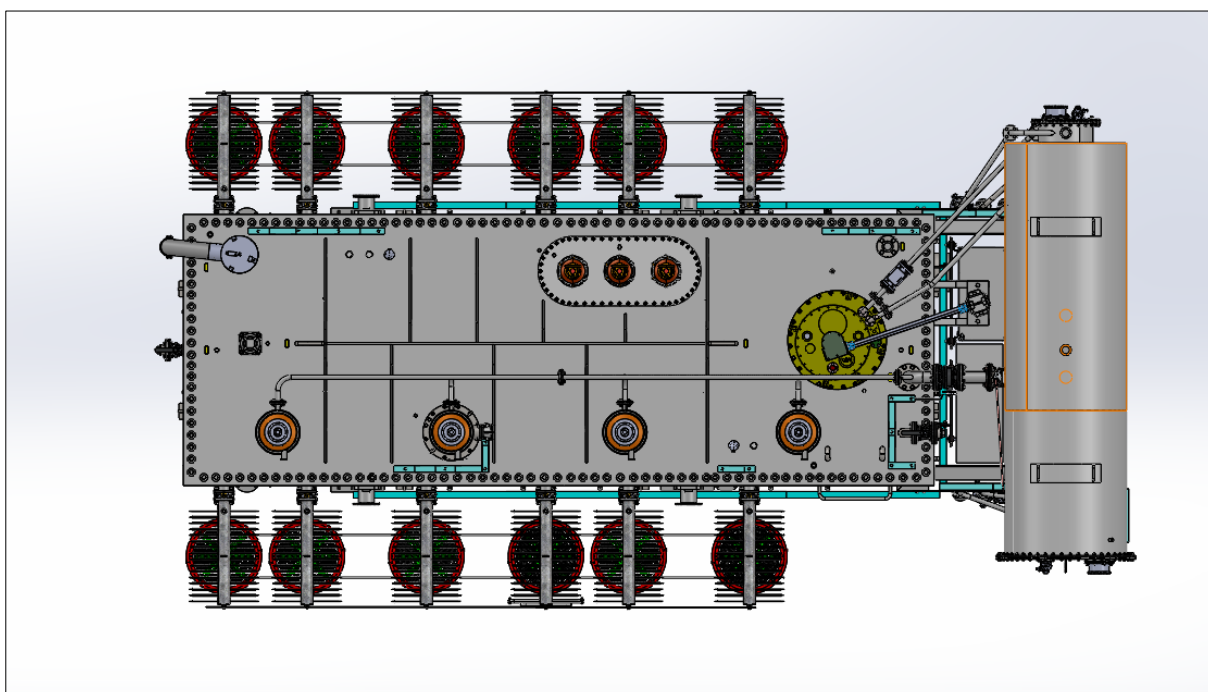
Garantovani gubici	Stari – konvencionalni	Novi – Tier 2	Komentar
Usled opterećenja PCu	200 kW	155 kW	Niži oko 22.5%
Praznog hoda PFe	20 kW	19.5 kW	Niži 2.5 %

Tabela X: Uporedni pregled korišćenja ONAN umesto ONAN/ONAF za 40MVA

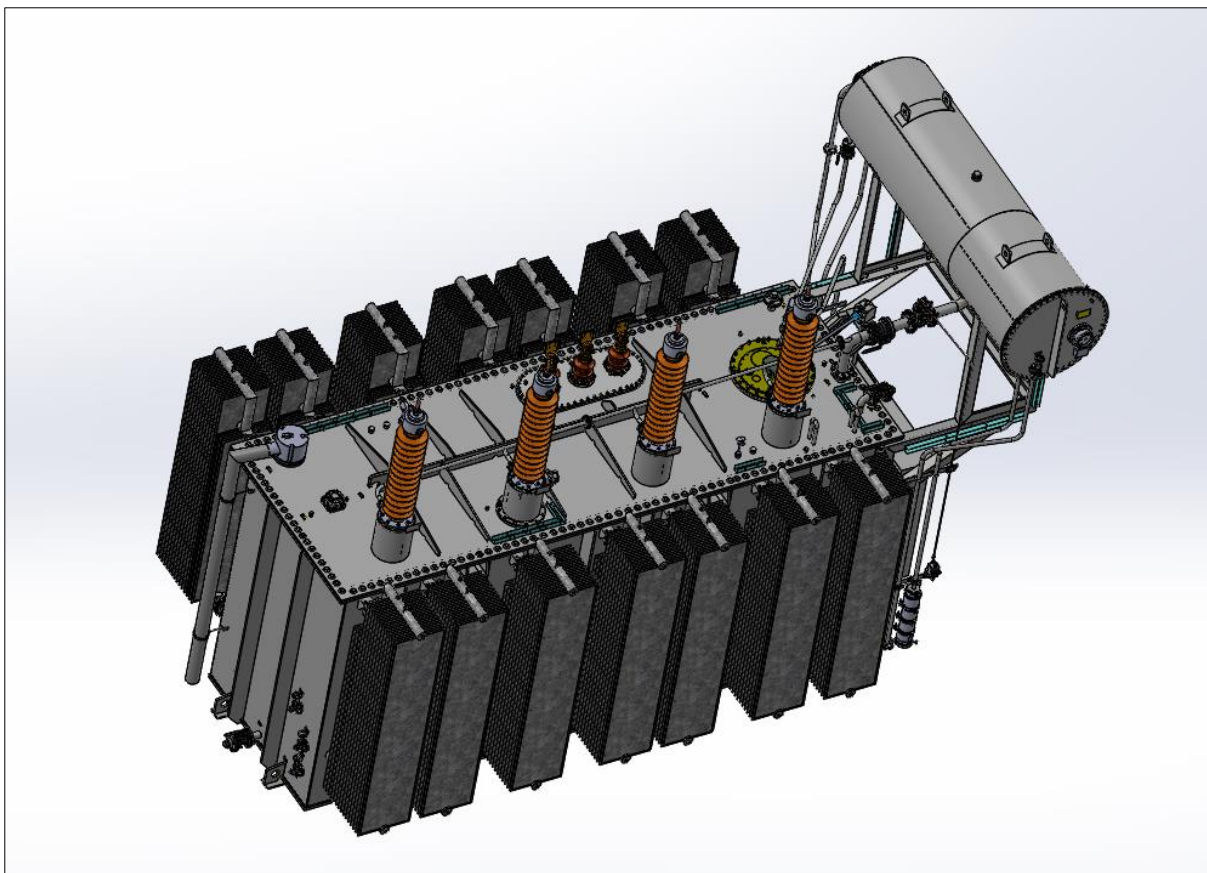
Referenta veličina	ONAN / ONAF	ONAN
Broj radijatora	12	14
Tip radijatora	Standardni	„Goose-neck“
Broj članaka	16	3+21
Dimenzije članaka	(2000×520) mm	(2000/2400×520) mm
Broj ventilatora	12	0
Masa rashladnog sistema bez ulja	3750 kg	7700 kg
Masa ulja u radijatorima	1350 kg	2700 kg
Okvirni gabariti transformatora	(7750×3900×5000) mm	(7750×4600×5000) mm
Dodatni gubici rashladnog sistema	3 kW	0



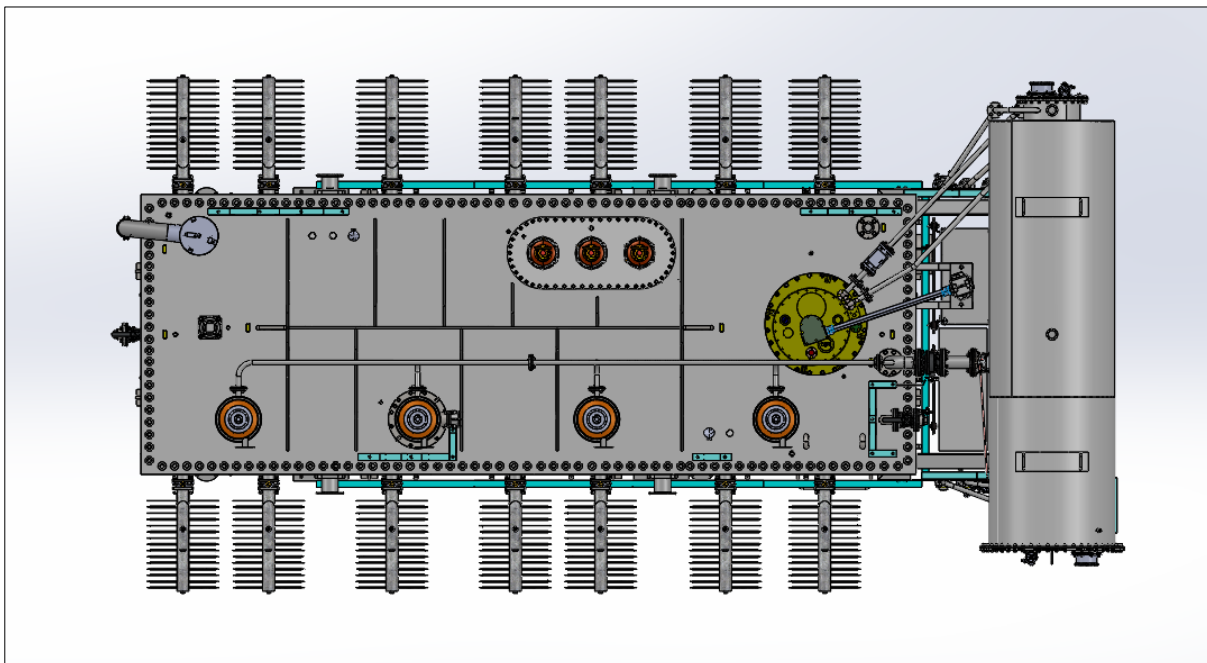
Slika 9: Uporedna Analiza 3 – 40MVA ONAN/ONAF dizajn, izometrijska projekcija



Slika 10: Uporedna Analiza 3 – 40MVA ONAN/ONAF dizajn, projekcija/pogled odozgo



Slika 11: Uporedna Analiza 3 – 40MVA ONAN dizajn, izometrijska projekcija



Slika 12: Uporedna Analiza 3 – 40MVA ONAN dizajn, projekcija/pogled odozgo

4 PREVAZILAŽENJE NEDOSTATAKA ONAN 100%

- U fazi projektovanja trafostanice potrebno je predvideti veće dimenzije uljne jame i temelja. Generalno, prethodno sagledavati kao neku vrstu dodatne tolerancije.
- Ako su dimenzije transformatora problematične i, ako je potrebno, mogu se koristiti tzv. izdignuti radijatori ili „goose-neck“ ,ili druga optimalnija konstruktivna rešenja radijatora, a sve u cilju povećanja efikasnosti hlađenja.
 - Visina transformatora u najvećem broju slučajeva nije limitirajući faktor, međutim onda kada jeste može se redukovati košenjem VN provodnih izolatora i obično se nagibom do 30° pronade optimalniji raspored na ploči transformatora.
 - Dužina transformatra može se smanjiti promenom dispozicije ormana motornog pogona teretne regulacione preklapke (OLTC), kao i komadno-signalnog ormana.
 - Ukoliko je širina transformatora problematična, na primer zbog dodavanja velikog broj članaka, onda je rešenje povećati dodatno broj radijatora i redukovati broj članaka.
- Ukoliko prethodno nije moguće iz nekih razloga kao što su postizanje zahtevanih izolacionih rastojanja ili pak manjka raspoloživog prostora, dodatni prostor može se postići na neki od sledećih načina, a sve na kontu raspoređivanja opreme transformatora:
 - Dodatne merdevine, u slučaju da se zahtevaju dva para, mogu da se uklone jedne i/ili isporuče kao demontažna opcija.
 - Radijatori mogu se montirati ispod konzervatora, ili u slučaju da to nije moguće, konzervator se može postaviti po podužnoj osi.
 - Promenom položaja transformatorske opreme, na primer komandno-signalni orman može se postaviti pored transformatora na sopstvenim nosačima korigovanjem dužine napojnih kablova.
- U slučaju da je neophodno preopterećenje i da se očekuje u toku eksploatacionog perioda, nema potencijalnih problema prilikom definisanja ONAN sistema hlađenja, predvidi se za tačan procenat preopterećenja kao što bi se radilo u slučaju ONAN/ONAF.
- U slučaju da se naknadno zahteva preopterećenje, nakon nekog eksploatacionog perioda, na primer 15 godina, u cilju postizanja adekvatnog sistema hlađenja sistem se može nadograditi na ONAN/ONAF jednostavnim dodavanjem prinudnog hlađenja. Sve korekcije je moguće sprovesti na licu mesta.

5 ZAKLJUČAK

- Kao posledice novih standarda i zahteva u pogledu energetske efikasnosti, novi transformatori proizvode se sa drastično nižim gubicima energije u poređenju sa starim transformatorima. Iz tog razloga sada možemo razmatrati primenu ONAN hlađenja na transformatorima većih naznačenih snaga.

- Na osnovu analize izvršene na transformatoru snage 16MVA u poglavlju 3.3 može se zaključiti da je moguće rashladni sistem realizovati u varijanti ONAN 100% uz sledeće napomene:
 - Težina transformatora bila bi povećana za oko 2.5 t
 - Širina transformatora bila bi veća dodatnih 450 mm
- Na osnovu analize izvršene na transformatoru snage 31.5MVA u poglavlju 3.4 može se zaključiti da je moguće rashladni sistem realizovati u varijanti ONAN 100% uz sledeće napomene:
 - Težina transformatora bila bi povećana za oko 3.8t
 - Širina transformatora bila bi veća dodatnih 450mm
- Na osnovu analize izvršene na transformatoru snage 40MVA u poglavlju 3.5 može se zaključiti da je moguće rashladni sistem realizovati u varijanti ONAN 100% uz sledeće napomene:
 - Težina transformatora bila bi povećana za oko 5t
 - Širina transformatora bila bi veća dodatnih 700mm, te je svakako sledeći korak razmotriti povećanje broja radiatora uz redukciju broj članaka.
- Na osnovu analiza sprovedenih na 16MVA, 31.5MVA i 40MVA može se ispratiti trend promena i za veće snage, odnosno za 50MVA i 63MVA i izvući identični zaključci.
- ONAN hlađenje ima više prednosti u odnosu na ONAN/ONAF hlađenje, posebno se ističe kriterijum pouzdanosti.
- Energetske transformatorske 40MVA, pa čak i više, konkretno 63MVA, projektovane prema zahtevima indeksa vršne efikasnosti ili drugim zahtevima za stvaranje nižih gubitaka, mogu se hladiti prirodnim uljnim hlađenjem bez dramatičnih modifikacija u dizajnu trafostanice.
- U slučajevima kada je ONAN rejting 75% ili više (bliži je ONAF rejtingu), ONAN hlađenje može se specificirati umesto mešovitog ONAN/ONAF hlađenja na osnovu analize troškova i koristi.
- U fazi projektovanja trafostanice mogu se predvideti svi slučajevi potrebni za ONAN tip hlađenja za transformatore koji su obrađeni u ovom radu.
- Korišćenjem ONAN umesto ONAN/ONAF ukupna masa transformatora povećava se u opsegu (3–6)%. Prilično sličan trend može se primetiti i kod mase ukupnog ulja.
- Vreme proizvodnje transformatora u ONAN izvedbi kraće je u poređenju sa ONAN/ONAF izvedbom.

6 LITERATURA

- [1] 36. Savetovanje CIGRE Srbija 2023 – 161 – Analiza opravdanosti investicionih troškova novih efikasnih energetskih transformatora tokom perioda njihove eksploatacije
- [2] IEC 60076-1:2011, Power Transformers – Part 1: General
- [3] S.V. Kulkarni, S. A. Khaparde -Transformer Engineering_Design, Technology, and Diagnostics, Second Edition
- [4] Design Manual – Cooling System Calculations, Comel Transformatori
- [5] IEC 60076-7:2018, Power Transformers – Part 7: Loading guide for mineral – oil – immersed power transformers.
- [6] K.R.M. Nair - Power and Distribution Transformers. Practical Design Guide
- [7] John Winders - Power Transformers. Principles and Applications

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.03)**A2.03****KOROZIJA SREBRNIH KONTAKATA TERETNE REGULACIONE PREKLOPKE I
MERE MITIGACIJE****CORROSION OF SILVER CONTACTS OF ON-LOAD TAP CHANGERS AND
MITIGATION MEASURES****Dejan Kolarski, Jelena Lukić, Valentina Vasović, Jelena Janković, Draginja
Mihajlović, Ivan Mitrović*, Milan Đorđević***

Kratak sadržaj: Prisustvo elementarnog sumpora u izolacionoj tečnosti transformatora čak i u tragovima dovodi do formiranja elektroprovodnog srebra (I) sulfida na niskim radnim temperaturama transformatora, pri čemu su najugroženiji kontakti biračkog dela teretne regulacione preklopke (TRP). U okviru međunarodne organizacije CIGRE trenutno je u toku radna grupa koja se bavi problemom korozije srebra u transformatorima (CIGRE A2 Task Force on Silver Corrosion). U fokusu je istraživanje porekla prisustva korozivnih sumpornih jedinjenja u mineralnim izolacionim uljima i estrima, metode detekcije, prikaz slučajeva iz prakse, analiza rizika eksploatacije i mere mitigacije. Ispitivanje izolacionih tečnosti (mineralnih ulja ili sintetskih estara) na prisustvo korozivnih sumpornih jedinjenja prema srebru vrši se standardizovanim testovima korozije ASTM D 1275 i DIN 51353 i kvantitativnim testovima za utvrđivanje tačne koncentracije sumpornih jedinjenja (IEC 62697-1, IEC 62697-2, IEC TR 62697-3). U cilju efikasnije procene korozije srebra u Institutu je razvijena nova metoda ispitivanja korozije srebra, koja je unapređena u odnosu na postojeću standardizovanu ASTM i DIN metodu. U okviru projekta Fonda za nauku Republike Srbije pod akronimom GreenCleanS razvijena je inovativna tehnologija koja je uspešno primenjena u realnom okruženju na lokaciji TE Kolubara A, Veliki Crljeni pri čemu je obrađeno 1500 litara korozivnog ulja sa elementarnim sumporom. Tokom demonstracije tehnologije na lokaciji TE Kolubara A vršena je kontrola parametara procesa i praćenje uticaja na životnu sredinu. Rezultati ispitivanja su ukazali da su izmerene vrednosti u skladu sa dozvoljenim stoga se može zaključiti da je razvijena tehnologija čista, ekološki zatvorena i u skladu sa principima najbolje ekološke prakse (eng. Best Environmental Practices, BEP).

Dejan Kolarski, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, dejan.kolarski@ieent.orgJelena Lukić, ELEKTROTEHNIČKI INSTITUT NIKOLA TESLA, lukicjelena@ieent.orgValentina Vasović, Institut Nikola Tesla, valentina.vasovic@ieent.orgJelena Janković, Institut Nikola Tesla a.d., jelena.jankovic@ieent.orgDraginja Mihajlović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla ad Beograd, draginja.mihajlovic@ieent.org*Ivan Mitrović, ЕПС АД, Ivan.Mitrovic@eps.rs*Milan Đorđević, ЕПС АД, djordjevic.milan@eps.rs

Analizom ulja nakon desulfurizacije u realnim uslovima na terenu, potvrđeno je da postupak efikasno uklanja elementarni sumpor ispod limita kvantifikacije uz poboljšanje fizičko-hemijskih i električnih karakteristika ulja. Dobijeni rezultati ukazuju na visok potencijal razvijenog postupka za industrijsku primenu

Ključne reči: *elementarni sumpor; korozivni sumpor; izolacione tečnosti, energetski transformator; GreenCleanS, inovativna tehnologija*

Abstract: The presence of elemental sulfur in transformer insulating fluids, even in trace amounts, leads to the formation of electrically conductive silver (I) sulfide at low operating temperatures, posing a significant threat to on-load tap changer (OLTC) contacts. The International CIGRE organization currently has an active task force addressing the issue of silver corrosion in transformers (CIGRE A2 Task Force on Silver Corrosion). The focus is on investigating the origin of corrosive sulfur compounds in mineral insulating oils and esters, detection methods, case studies, risk assessment, and mitigation strategies. Insulating fluids (mineral oils or synthetic esters) are tested for corrosive sulfur compounds using standardized corrosion tests (ASTM D1275, DIN 51353) and quantitative sulfur analysis (IEC 62697-1, IEC 62697-2, IEC TR 62697-3). To enhance silver corrosion assessment, a new testing method was developed at the institute, improving upon existing ASTM and DIN standards. As part of the GreenCleanS project, funded by the Science Fund of the Republic of Serbia, an innovative desulfurization technology was successfully implemented at Thermal Power Plant Kolubara A located in Veliki Crljeni, treating 1.500 liters corrosive oil with elemental sulfur. During the technology demonstration at the Kolubara A Power Plant, process parameters were monitored, and environmental impact was assessed. The results indicated that the measured values are within permissible limits, leading to the conclusion that the developed technology is clean, environmentally enclosed, and aligned with the principles of Best Environmental Practices (BEP). Oil analysis after desulfurization in real operating conditions confirmed the effective removal of elemental sulfur below the quantification limit, with improved physical-chemical and electrical characteristics of oil. These findings highlight the high potential of the developed process for industrial applications.

Key words: *elemental sulfur, corrosive sulfur, insulating fluids, power transformer, GreenCleanS, innovative technology*

1 UVOD

Problem korozivnog sumpora u izolacionom ulju je veoma dobro poznat u elektroenergetskoj industriji. Prisustvo korozivnog sumpora u transformatorima često se navodi kao uzrok iznenadnih i neočekivanih havarija. Iako se prisustvo korozivnih sumpornih jedinjenja najčešće vezuje za koroziju bakra, sumporna jedinjenja u mineralnom izolacionom ulju mogu reagovati i sa srebrom što dovodi do formiranja depozita srebra sulfida na površinama posrebrjenih kontakata biračkog dela teretne regulacione preklopke (TRP) [1-5]. Korozivnost izolacionog ulja prema ovim metalima može se utvrditi testovima korozije prema bakru i srebru u skladu sa standardima IEC 62535, DIN 51353 i ASTM D1275-15 dok se kvantitativnim testovima utvrđivanju tačne koncentracije sumpornih jedinjenja (IEC 62697-1, IEC 62697-2, IEC TR 62697-3). Elementarni sumpor (S_8), najreaktivnije sumporno jedinjenje koje se detektuje u izolacionom ulju pokazuje veću reaktivnost prema srebru nego prema bakru. Visoka reaktivnost S_8 sa srebrom, u kombinaciji sa niskim koncentracijama potrebnim za formiranje srebra sulfida povećava rizik od havarije elektroenergetskih transformatora.

S obzirom na visok afinitet S_8 prema srebru, kao i na veliku zapreminu ulja u transformatorima u poređenju sa malom površinom posrebranih TRP kontakata čak i nekoliko mg/kg S_8 u ulju može izazvati koroziju srebra pri niskim radnim temperaturama [9-11]. S_8 u ulju nastaje usled nepravilno sprovedenih procesa regeneracije ostarelih mineralnih izolacionih ulja pomoću adsorbenata na bazi aluminijum-oksida i aluminosilikata, ovi procesi uključuju reaktivaciju adsorbenata radi njihove ponovne upotrebe. Reaktivacija adsorbenta se vrši visokotemperaturnim sagorevanjem zauljenog adsorbenta (preko 400°C), i kao nus-proizvod ovog postupka dolazi do formiranja S_8 , koji kontaminira regenerisano ulje [12]. Osim nepravilno izvedene regeneracije ulja, kontaminacija ulja korozivnim sumporom može se desiti i drugim materijalima koji sadrže sumpor kao što su (cementi, zaptivke, prigušnice, lepkovi, nekompatibilna creva) [11]. U okviru projekta GreenCleanS, koji je podržan od strane Fonda za nauku Republike Srbije, razvijena je nova tehnologija koja je uspešno primenjena u realnim uslovima na lokaciji Termoelektrane Kolubara A u Velikim Crljenima. Tokom ovog procesa, tretirano je 1500 litara korozivnog ulja sa elementarnim sumporom. Na lokaciji rada sprovedeno je merenje parametara procesa i procena uticaja na životnu sredinu. Rezultati su pokazali da su sve izmerene vrednosti u okviru dozvoljenih granica, što potvrđuje da je razvijena tehnologija ekološki prihvatljiva, zatvorenog tipa i u skladu sa principima najbolje ekološke prakse (Best Environmental Practices, BEP). Takođe, analiza ulja nakon procesa desulfurizacije u terenskim uslovima potvrdila je efikasnost postupka u uklanjanju elementarnog sumpora ispod granice kvantifikacije, uz poboljšanje fizičko-hemijskih i električnih karakteristika ulja. Ovi nalazi ukazuju na značajan potencijal ove tehnologije za industrijsku primenu.

1.1 Poreklo korozivnog sumpora u transformatoru

Korozivni sumpor predstavlja jedan od ključnih uzroka havarija energetskih transformatora. Razumevanje njegovog porekla od suštinske je važnosti za identifikaciju uzročnika i usvajanje preventivnih mera. Prisustvo korozivnog sumpora može biti posledica specifičnih hemijskih reakcija u izolacionom ulju tokom postupaka regeneracije ili usled prisustva nečistoća u različitim materijalima koji predstavljaju sastavni deo transformatora. Najčešći izvori korozivnog sumpora u izolacionom ulju su:

- Materijali od gume koji se koriste kao zaptivke (cementi, lepkovi na bazi vode, itd.)
- Izolacioni papir, sumpor može biti prisutan u niskim koncentracijama, zaostao tokom procesa proizvodnje papira.
- Reaktivaciju adsorbenta pri čemu nastaje elementarni sumpor, a kojim se dalje vrši regeneracija ulja.

Nisu sva sumporna jedinjenja korozivna, reaktivnost ovih jedinjenja ogleda se u njihovoj sposobnosti da reaguju sa konstrukcionim metalima u transformatoru (bakar, gvožđe, srebro) i formiraju elektroprovodne sulfide metala. Sulfidi metala nisu rastvorni u ulju već se izdvajaju u vidu taloga, tj. depozita na površinama metala i izolacionog papira, formirajući elektroprovodne staze koji mogu biti inicijalna mesta proboja.

Mineralno izolaciono ulje predstavlja glavni izvor reaktivnog, tj. korozivnog sumpora u transformatoru. Jedinjenja sumpora su takođe prisutna u zaptivkama, lepkovima na bazi vode, bakru i papirnoj izolaciji koja se koristi u proizvodnji transformatora. Prisustvo sumpora u ulju može biti i posledica kontaminacije ulja usled primene nekompatibilnih creva [12].

Tokom procesa regeneracije mineralnih ulja sa reaktivacijom korišćenog adsorbenta može doći do formiranja novih jedinjenja sumpora, visoko reaktivnih prema metalima, srebru i bakru. Iskustva iz prakse su pokazala da je, ubrzo nakon izvršenih procesa regeneracije ulja u on-line režimima, sa visoko-temperaturnom reaktivacijom adsorbenata na bazi alumo-silikata („Fuller's earth“) i/ili aluminijum oksida („Bauxite clay“), došlo do havarije transformatora usled korozije srebra, prouzrokovane prisustvom elementarnog sumpora u ulju.

Formiranje elementarnog sumpora moguće je samo na veoma visokim temperaturama, od 400°C i naviše, takvi uslovi se postižu tokom reaktivacije korišćenog adsorbenta (kako bi se sagorele sve organske materije i regenerisao adsorbent za onovnu upotrebu) u uslovima visoko-temperaturnog sagorevanja ulja, na površini adsorbenta, pri čemu dolazi do katalitičkog krekinga ulja (cepanja C-C veze) u prisustvu alumo-silikata i formiranja elementarnog sumpora koji je izrazito reaktivan prema srebru slika 1.



Slika 1: Korozija na srebru unutar suda TRP [16].

1.2 Metode detekcije korozivnih sumpornih jedinjenja

Kako bi se identifikovala i kvantifikovala korozivna sumporna jedinjenja u izolacionom ulju potrebno je sprovesti nekoliko testova. Metode ispitivanja korozivnosti ulja prema srebru mogu se podeliti na kvalitativne i kvantitativne. Kvalitativne metode za utvrđivanje korozivnosti ulja prema srebru su testovi prema sledećim standardima: DIN 51353, koji je veoma osetljiv na prisustvo S₈ u veoma niskim koncentracijama (od 0,5 mg/kg) i ASTM D 1275-15 koji je dovoljno osetljiv za različita korozivna sumporna jedinjenja prema srebru (DBDS, S₈, drugi disulfidi, merkaptani, i dr.). Kvantitativno određivanje tačne koncentracije prisutnih korozivnih sumpornih jedinjenja može se postići primenom nekoliko standardizovanih metoda i to:

1. IEC 62697-1 ed 1.0 (2012) za kvantitativno određivanje sadržaja DBDS-a u mineralnom izolacionom ulju,
2. IEC TR 62697-2 za kvantitativno određivanje sadržaja ukupnih korozivnih sumpornih jedinjenja ili CIGRE WG A2.32 – TF 03 za određivanje koncentracije ukupnih reaktivnih sumpornih jedinjenja (ukupnog sadržaja disulfida, merkaptana i elementarnog sumpora) i
3. IEC TR 62697-3/2018 za kvantitativno određivanje sadržaja S₈ u mineralnom izolacionom ulju.
4. Merenjem povećanja temperature i porastom otpora srebrnih kontakata teretne regulacione preklopke mogu se detektovati naslage srebra sulfida na srebrnim kontaktima TRP, ova merenja su se pokazala kao izuzetno korisni dijagnostički alati [15].

2 RAZVOJ NOVE TEHNOLOGIJE ZA UKLANJANJE ELEMENTARNOG SUMPORA IZ MINERALNIH IZOLACIONIH ULJA

Postupci tretmana ulja kojima se uklanjaju polihlorovani bifenili (PCB) i korozivna sumporna jedinjenja (DBDS), primenom K-PEG ili Na-PEG reagenasa, zahtevaju da se transformator isključi sa mreže i sva količina ulja istoči iz transformatora (tzv. off-line postupci), stoga proces desulfurizacije mineralnog izolacionog ulja treba da se izvrši u kratkom vremenskom roku uz postizanje visokog stepena efikasnosti. Uzimajući u obzir da se postojeći postupci tretmana korozivnog izolacionog ulja sa reagensima nisu pokazali efikasnim u uklanjanju S_8 iz ulja, cilj istraživanja bio je razvoj novog postupka sa kojim bi se S_8 uklonio iz ulja hemijskom konverzijom, na nižim temperaturama, čime bi se omogućio visok stepen desulfurizacije uz postizanje visoke energetske efikasnosti procesa.

U okviru GreenCleanS projekta finansiranog od strane Fonda za nauku Republike Srbije razvijen je novi tehnološki postupak za uklanjanje elementarnog sumpora iz mineralnih izolacionih ulja. Postupak za uklanjanje elementarnog sumpora prošao je kroz sve faze razvoja - od laboratorijskih istraživanja, preko testiranja na pilot postrojenju, do uspešne primene u realnim uslovima na lokaciji TE Kolubara A, Veliki Crljeni.

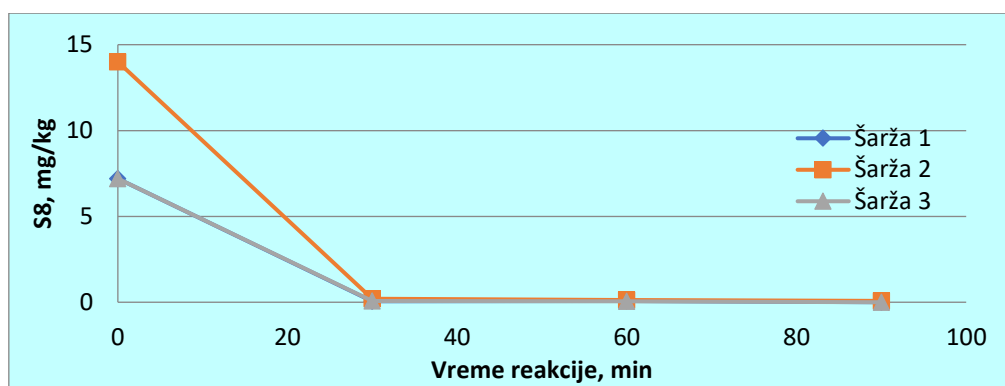
Tokom laboratorijskih istraživanja određena je najefikasnija reagens smeša za uklanjanje S_8 iz ulja kao i optimizacija postupka. Dobijeni rezultati su pokazali da su ključni parametri koji utiču na brzinu i stepen uklanjanja sumpora: temperatura, vreme kontakta i maseni odnos reagensa. Na osnovu određenih optimalnih parametara sa laboratorijskih eksperimenata, postupak je dalje testiran na pilot postrojenju kako bi se ispitala skalabilnost i primenljivost postupka u industrijskim uslovima. Tehnologija je dalje primenjena na terenu, gde su potvrđeni njena efikasnost i primenljivost u realnim uslovima.

2.1 Demonstracija tehnologije u industrijskim uslovima

Demonstracija tehnologije u realnim uslovima na lokaciji TE Kolubara A, Veliki Crljeni obuhvatala je tretman mineralnog izolacionog ulja iz pogona u tri šarže, pri čemu je svaka šarža sadržala po 500 litara ulja. Prva šarža je sadržala 7,2 mg/kg S_8 , 68 mg/kg DBDS i 42 mg/kg PCB kako bi se simulirala integralna tehnologija za uklanjanje svih neželjenih jedinjenja iz mineralnih izolacionih ulja. Druga šarža je imala 14,0 mg/kg S_8 , što predstavlja koncentraciju za 30% višu od najviše zabeležene u praksi, dok je treća šarža sadržala 7,2 mg/kg S_8 , što odgovara tipičnim koncentracijama sumpora u ulju iz havarisanih energetskih transformatora u radu.

Tokom postupka desulfurizacije, na svakih 30 minuta uziman je uzorak za praćenje promene sadržaja S_8 u ulju. Kvantitativnim određivanjem S_8 u ulju utvrđeno je da se reakcija desulfurizacije odigrava veoma brzo, već nakon 30 minuta od početka reakcije sadržaj S_8 u ulju snižen je ispod 0,5 mg/kg dok je nakon 90 minuta S_8 iz ulja potpuno uklonjen, slika 2.

Analizom ulja nakon desulfurizacije u realnim uslovima na terenu, potvrđeno je da postupak efikasno uklanja elementarni sumpor ispod limita kvantifikacije uz poboljšanje fizičko-hemijskih i električnih karakteristika ulja. Dobijeni rezultati ukazuju na visok potencijal razvijenog postupka za industrijsku primenu. U tabeli 1 prikazane su karakteristike ulja pre i nakon tretmana.



Slika 2: Promena sadržaja elementarnog sumpora u ulju tokom postupka desulfurizacije prve, druge i treće šarže

Tabela 1: Karakteristike ulja pre i nakon tretmana prve šarže

Karakteristike ulja						
	S ₈ , mg/kg	Neutralizacioni broj, mgKOH/g	Međufazni napon ulje/voda, mN/m	Faktor dielektričnih gubitaka, ‰	DBDS, mg/kg	PCB, mg/kg
Pre tretmana	7,2	0,014	28	1,4	68	42
Nakon tretmana	Nije detektovan	0,00	46	0,5	Nije detektovan	9

U tabeli 2 su prikazani rezultati testa korozije prema ASTM D 1275-15 standardu, SEM-EDX analiza srebrne pločice pre i nakon tretmana ulja i ispitivanje ulja na prisustvo metalnih čestica nakon tretmana.

Tabela 2: Rezultati testa korozije (ASTM D1275-15), SEM-EDX analiza srebrne pločice pre i nakon tretmana, i analiza ulja na prisustvo metalnih čestica nakon tretmana.

Karakteristike ulja		
	Pre tretmana	Nakon tretmana
Sadržaj bakra i gvožđa u ulju, mg/g	/	Nije detektovan
SEM-EDX analiza srebrne pločice, S mas. %	10,5 – 10,9	Nije detektovan
ASTM D 1275-15	Korozivno	Nije korozivno
Srebrna pločica nakon ASTM D 1275-15 testa		

U skladu sa Monitoring planom, vršena je kontrola hemijskih štetnosti i praćenje uticaja na životnu sredinu pre primene tehnologije, u toku i po završetku demonstracije tehnologije na terenu. Praćeni su sledeći parametri:

- Hemijski parametri u vazduhu: Polihlorovani bifenili, ugljovodonici C10-C40 i policiklični aromatski ugljovodonici.
- Hemijski parametri u zemljištu: Polihlorovani bifenili, ugljovodonici C10-C40 i policiklični aromatski ugljovodonici.
- Merenje nivoa buke u radnom okruženju,
- Elektromagnetno zračenje

Rezultati ispitivanja su ukazali da su izmerene vrednosti parametara u vazduhu u skladu sa dozvoljenim, odnosno primenjene su propisane mere bezbednosti i zdravlja na radu.

Rezultati ispitivanja zemljišta su pokazali da je kvalitet zemljišta održiv, funkcije zemljišta nisu ugrožene odnosno nisu prekoračene remedijacione vrednosti.

Izmereni nivo buke je bio ispod propisanih granične vrednosti, dok je nivo elektromagnetnog zračenja je daleko ispod akcionih vrednosti koje su propisane Regulativama. Stoga se može zaključiti da je razvijena tehnologija čista, ekološki zatvorena i u skladu sa principima najbolje ekološke prakse (eng. Best Environmental Practices, BEP).

3 ZAKLJUČAK

Rezultati istraživanja potvrđuju da prisustvo elementarnog sumpora (S_8) u mineralnom izolacionom ulju predstavlja ozbiljan rizik za energetske transformatore, naročito zbog njegove visoke reaktivnosti prema srebru. Razvijena tehnologija u okviru GreenCleanS projekta uspešno je demonstrirana u realnim uslovima, pri čemu je tretirano 1500 litara korozivnog ulja. Dobijeni rezultati ukazuju na mogućnost primene razvijenog GreenCleanS postupka desulfurizacije kao efikasnog i održivog rešenja za uklanjanje S_8 iz mineralnog izolacionog ulja uz produženje životnog veka energetskih transformatora. Pored toga, primenom razvijenog postupka istovremeno se smanjuje negativan ekološki i ekonomski uticaj prakse odlaganja ostarelog i korozivnog mineralnog izolacionog ulja. Nakon primene tehnologije, sve fizičke, hemijske i električne karakteristike ulja su poboljšane dok je test korozivnosti ulja prema standardu ASTM D1275-15 pokazao da ulje nije korozivno prema srebru, sadržaj metala u ulju nakon primene tehnologije bili su ispod limita detekcije. Pored visoke efikasnosti u uklanjanju elementarnog sumpora, pokazano je da je proces ekološki prihvatljiv i da ne generiše štetne nusproizvode, čime ispunjava zahteve najbolje ekološke prakse (BEP).

Zahvalnica: Istraživanje sprovedeno uz podršku Fonda za Nauku Republike Srbije, broj projekta 6700, Development of green technology to mitigate power transformer failures induced by elemental sulphur and change current hazardous practice in transformer oil regeneration – GreenCleanS.

Iskreno se zahvaljujemo akcionarskom društvu „Elektroprivreda Srbije” i Termoelektrani Kolubara A na velikodušnoj podršci i izuzetnoj saradnji tokom realizacije GreenCleanS projekta.

LITERATURA

- [1] Holt A. F.; Facciotti M.; Amaro P.; Brown R. C. D.; Lewin P. L.; Pilgrim J. A. Silver Corrosion in Transformers. Published in: 2013 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Chenzhen, China, 20-23 October 2013, IEEE
- [2] F. Scatiggio, V. Tumiatti, R. Maina, M. Tumiatti, M. Pompili, and R. Bartnikas. Corrosive sulfur in insulating oils: Its detection and correlated power apparatus failures. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 23(1):508 –509, jan. 2008.
- [3] Holt, A.F.; Facciotti, M.; Amaro, P.; Brown, R.C.D.; Lewin, P.L.; Pilgrim, J.A.; Wilson, G.; Jarman, P. An initial study into silver corrosion in transformers following oil reclamation. In *Proceedings of the 2013 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, Ottawa, ON, Canada, 29 August 2013; IEEE: Manhattan, NY, USA, 2013; pp. 469–472. DOI: 10.1109/EIC.2013.6554290
- [4] Jankovic J.; Lukic J.; Kolarski D.; Veljović D.; Radovanović Ž.; Dimitrijević S. Isotherm, Thermodynamic and Kinetic Studies of Elemental Sulfur Removal from Mineral Insulating Oils Using Highly Selective Adsorbent. *Materials*. 2023; 16 (9) 3522. <https://doi.org/10.3390/ma16093522>
- [5] Jankovic, J.; Lukic, J.; Planojevic, J.; Kolarski, D.; Janackovic, DJ. Application of Highly Selective Adsorbent in the Removal of Elemental Sulfur and Other Corrosive Sulfur Compounds From Mineral Insulating Oils. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2022, 29, 54–61. DOI: 10.1109/TDEI.2022.3148479
- [6] International Electrotechnical Commission. Insulating liquids-test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil, IEC 62535-2008.
- [7] Deutsches Institut für Normung. Testing of insulating oils, Detection of corrosive sulfur, silver strip test, Standard 51353, 1985
- [8] ASTM international. Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Liquids, ASTM D1275-15, ASTM, 2015
- [9] Lukic, J.; Jankovic, J.; Planojevic, J.; Foata, M.; Zieglschmid, C.; Castano, V.; Briotto, A. Silver Sulphide in OLTCs—Root Causes and Proactive Mitigation Strategies. In *Proceedings of the TechCon, Aus-NZ*, Sydney, Australia, 4–5 April 2019.
- [10] L. Lewand, The role of corrosive sulfur in transformers and transformer oil (2002). Doble Engineering Company, USA. https://www.doble.com/wp-content/uploads/2002_3B.pdf (accessed, February 2025).
- [11] Foata, M.; Lindl, K.H.; Da Costa, M.; Lukic, J.; Jankovic, J.; Mihajlovic, D. Risk Assessment and Mitigation of Corrosive Sulphur Other than DBDS. In

Proceedings of the Cigre Brasil X Workspot, Foz do Iguaçu, Brazil, 27–30 November 2022.

- [12] Lewand L, 2002, “The role of corrosive sulfur in transformers and transformer oil”, In Proceedings of the 69th Annual International Doble Client Conference, Boston, MA, USA, pp 7–12
- [13] IEC 62697 - Part 1: Test method for quantitative determination of dibenzylidene disulfide (DBDS), 2012.
- [14] IEC TR 62697 - Part 2: Test method for quantitative determination of total corrosive sulfur (TCS), 2018.
- [15] IEC TR 62697 – Part 3: Test method for quantitative determination of elemental sulfur, 2018.
- [16] CIGRE Brošura 625 - COPPER SULPHIDE LONG TERM MITIGATION AND RISK ASSESSMENT

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.04)

A2.04

ŽIVOTNI CIKLUS TRANSFORMATORA 110/X KV I NJEGOVA VREDNOST

LIFE CYCLE OF TRANSFORMER 110/X KV AND ITS VALUE

Dušan Čomić*

Kratak sadržaj: U deregulisanoj okolini, elektroprivreda su u stalnom procesu smanjenja troškova eksploatacije elektroenergetskih objekata, sa ciljem da se optimalno poboljša kvalitet isporuke i kvalitet isporučene električne energije u pogonima kupca. Energetski transformator, kao najznačajniji i najvredniji deo transformatorske stanice, mora biti pouzdan u toku eksploatacije. Poznavanjem preostalog radnog veka energetskog transformatora omogućava se praćenje i planske aktivnosti primereno njemu. Imajući u vidu veliku vrednost transformatora 110/x kV, koja je kao slučaj posebno obrađen ovim radom, sada se posebna pažnja posvećuje istraživanju novih pristupa i tehnika za održavanje, procena stanja transformatora, procenu životnog veka kao elementa čija zamena dugo traje. Njegov neočekivani ispad izaziva dugotrajne zastoje u isporuci električne energije, pa praćenjem stanja je moguće sprečiti skupe i neočekivane ispadе energetskih transformatora, koji su ponekad katastrofalni. Postojeće metode za procenu životnog veka transformatora, uzimaju u obzir fizičko hemijske, električne karakteristike i eksperimentalna merenja. Jedna od mogućih metoda, koja može pomoći u oceni stanja transformatora, je metoda za izračunavanje indeksa zdravlja transformatora, koja uzima u obzir raspoložive faktore koji utiču na zdravlje transformatora. Ovaj rad se fokusira na uprošćenom metodu predviđanje preostalog radnog veka i procenu fer vrednosti energetskog transformatora. Nekome je potrebna fer vrednost transformatora, jer je u poziciji da proda transformator ili ga pak kupi sa svim njegovim dobrim stranama i manama. Ne postoji decidno određen postupak, jer ima mnogo nepoznatih koje treba imati na raspolaganju i koji se sistematski ne prikupljaju. Nije svedeno, ako dva transformatora rade u istim uslovima, koliko je neki od njih u svom radu imao kratkih spojeva na mreži koju je napajao. Čak i za isti broj kratkih spojeva u mreži oni se razlikuju po snazi kratkog spoja u zavisnosti od rastojanja kratkog spoja od samog transformatora. Do konačnog odgovora o stanju konkretnog transformatora 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA i njegove fer vrednosti došlo se koristeći: •iskustvo, •podatke o uslovima rada transformatora, •izveštaje o periodičnim ispitivanjima, •izveštaje o stanju izolacije od ulja i čvrste papirne izolacije, •uticaj pogonskih događaja u mreži 10 kV, •algoritam „Indeks zdravlja“ (IZ) koji su koristili na Institutu „Nikola Tesla“, •filozofiju razmišljanja o fer vrednosti transformatora.

Ključne reči: Energetski transformator 110/35/10,5 kV, vrednost, životni ciklus

* Dušan Čomić, Plamen doo, dusan.comic52@gmail.com

Abstract: In a deregulated environment, power companies are in the constant process of reducing the costs of operating power facilities, with the aim of optimally improving the quality of delivery and the quality of delivered electricity in the customer's facilities. The energy transformer, as the most significant and valuable part of the transformer station, must be reliable during exploitation. Bearing in mind the high value of the 110/x kV transformer, which as a case was specially treated in this paper, special attention is now being paid to the research of new approaches and techniques for maintenance, assessment of the condition of the transformer, assessment of its life as an element whose substitution takes a long time. Its unexpected outage causes long-term interruptions in the supply of electricity, so by monitoring the condition, it is possible to prevent expensive and unexpected outages of energy transformers, which are sometimes catastrophic. Existing methods for assessing the lifetime of transformers take into account physical, chemical, electrical characteristics and experimental measurements. One of the possible methods, which can help in assessing the condition of the transformer, is the method for calculating the transformer health index, which takes into account the available factors that affect the health of the transformer. This paper focuses on a simplified method of predicting the remaining service life and estimating the fair value of a power transformer. Someone needs a fair value of the transformer, because he is in a position to sell the transformer or buy it with all its good sides and faults. There is no decisively determined procedure, because there are many unknowns that should be available and that are not systematically collected. It does not matter, if two transformers work under the same conditions, how many short circuits one of them had in its operation on the network it supplied. Even for the same number of short circuits in the network, they differ in the power of the short circuit depending on the distance of the short circuit from the transformer itself. The final answer about the condition of the specific transformer 110/35/10.5 kV, 31.5 MVA and its fair value was reached using: • experience, • data on transformer operating conditions, • periodic test reports, • reports on the condition of oil insulation and solid paper insulation, • the influence of driving events in the 10 kV network, • the "Health Index" (IZ) algorithm used at the "Nikola Tesla" Institute, • the philosophy of thinking about the fair value of transformers.

Key words: *Life cycle, Power transformer 110/35/10.5 kV, value*

1 UVOD

Distributivna transformatorska stanica TS 110/35/10 kV, 31,5 MVA sadrži niz elemenata elektroenergetske opreme koji učestvuju u distribuciji električne energije. Svakako da je energetska transformator najvredniji i najvažniji element, koji vrši ulogu prenosa električne energije uz transformaciju nivoa napona i struje, stoga je značajno da on bude pouzdan.

Životni vek energetskih transformatora, knjigovodstveno [9], se kreće između 30 i 35 godina. Stoga je propisana i stopa amortizacije takva da nakon ovako predviđenog perioda transformator bude zamenjen novim.

U praksi, životni vek transformatora može biti i duži od 30 godina ukoliko se on pravilno održava (u nekim uslovima rade i sa 50 godina života). Zbog toga je potrebna jasna strategija za povećanje životnog veka transformatora kroz uspostavljanje prioriteta za kontrolu i njihovo održavanje tokom eksploatacije.



Slika 1: Deo postrojenja TS 110/10 kV

Imajući u vidu da svaki korisnik, dobrim preventivnim radnjama, može i želi da produži životni vek, u okviru eksploatacije transformatora, sačinjava se operativni plan, na osnovu koga će se procenjivati stanje energetskog transformatora.

U ovom radu ćemo se opredeliti na konkretni energetski transformator 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA.

Operativni plan [6], po pravilu, za transformator 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA predviđa analize i ispitivanja koja su definisana određenim vremenskim periodom, dat u tabeli I:

Tabela I: Operativni plan

Vremenski period (godine)	
Hromatografska analiza gasova u ulju	2
Fizičko hemijska analiza ulja:	4
Provera prenosnog odnosa:	
Ispitivanje sistema izolacije:	
Provera deformacije namotaja:	
Ispitivanja dielektrične čvrstoće ulja:	1
Provera regulacione sklopke:	
Provera zaštite:	
Termovizisko ispitivanje:	

Ovi rokovi su maksimalni i mogu se preventivno smanjiti u zavisnosti od uslova eksploatacije i starosti transformatora. Redovnom primenom ovakvog operativnog plana i primenom pravovremenih remontih aktivnosti moguće je produžiti životni vek transformatora, ali i smanjiti broj ispada transformatora iz sistema. To je značajno jer je period zamene transformatora do 30 dana, što je veliki trošak izražen kroz onemogućavanje distribucije električne energije posebno za radialno napajane vodove 10 kV.

Poslovni rizik, koji se iskazuje kao vrednost neostvarenog transfera energije, plus cene ponovnog uspostavljanja distribucije, čvrsto je povezan sa ispadom energetskog transformatora iz sistema kao najvažnijeg elementa u distribuciji električne energije.

Kada se ove mere ne poštuju, a kako su u elektrodistributivnoj 10 kV mreži, kao pogonski događaj mogući kratki spojevi (koji direktno utiču na životni vek transformatora) često je moguć i kraći životni vek od 30 godina. Stoga se, u zavisnosti od stanja papirne izolacije namotaja transformatora, u kolikoo analiza ulja pokaže početak degradacije, pribegava češćem vršenju gasnohromatske analize ulja i potrebnim električnim ispitivanjima.

Za izračunavanje preostalog životnog veka mogu se koristiti dijagnostički faktori transformatora koji kvantifikuju globalno stanje energetskih transformatora [7].

Ovaj faktor omogućava procenu preostalog životnog veka transformatora, uzimajući u obzir neke od najvažnijih karakteristika njihovih izolacionih sistema. U svetu postoji više metodologija kojim bi se izvršila integralna kvantifikacija stanja ET. One sve počivaju na podacima rezultata hemijskih i električnih ispitivanja, podacima iz održavanja i o istorijatu rada, itd.

Jedan od mogućih načina da se oceni stanje energetskog transformatora i preostali životni vek ET u pogonskom stanju je uvođenje indeksa stanja ili tzv. „indeksa zdravlja“. Indeksiranje transformatora prema pogonskom stanju, uz dodatnu analizu rizika omogućava bolje sagledavanje raspoloživosti i pouzdanosti transformatora.

Studija [1] omogućava izračunavanje „zdravstvenog pokazatelja“ na osnovu rezultata redovnih ispitivanja iz operativnog plana (ispitivanja uzoraka transformatorskog ulja (analiza rastvorenih gasova, FHE karakteristika ulja, sadržaja furana i dr.) odnosno električnih ispitivanja (ispitivanja izolacionog sistema namotaja i prolaznih (uvodnih) izolatora visokog i srednjeg napona, odnosa transformacije, induktivnosti usled rasipanja, otpora namotaja, opšteg stanja regulacione preklapke itd.

2 POSMATRANI ULJNI ENERGETSKI TRANSFORMATOR 110/35/10,5 KV, 31,5 MVA

Konkretni uljni energetski transformator ima sledeće tehničke karakteristike:

- Električna snaga: 31,5 MVA,
- Prenosni odnos: 110/35/10,5 kV,
- Godina proizvodnje: 1989,
- Fabrički broj:,
- Sprega namotaja: Ynd5,
- Napon kratkog spoja: 11,48%,
- Gubici u bakru transformatora: 165 kW.



Slika 2: Posmatrani uljni energetski transformator

Od rukovodioca tehnološke celine iz Distributivnog područja [2], koja je vršila održavanje transformatora, su dobijeni sledeći podaci:

- Ne postoje podaci o merenju struja magnetčenja transformatora, jer ona nisu vršena,
- Ne postoje podaci o merenju faktora dielektričnih gubitaka, jer ona nisu vršena,
- Broj prorada regulacione preklopke je 42183, a revizija regulacione preklopke sa pregledom stanja i eventualnom zamenom kontakata prekidačkog dela, nije vršena,
- Tokom celog veka ulje transformatora nije menjano niti je vršena njegova regeneracija na terenu fulerovom zemljom,
- Iz Izveštaja Ispitivanje izolacionih ulja iz energetskih transformatora [3], se konstatuje: Prema rezultatima ispitivanja fizičkih, hemijskih i električnih karakteristika **zaključuje se da je ulje navedenog transformatora “malo ostarelo”**,
- Uočeno je curenje izolacionog ulja koje treba sanirati,
- Tokom eksploatacije zamenjen je jedan oštećeni uvodni izolator 110 kV,
- Svake godine je vršeno termovizijsko snimanje i topla mesta su sanirana,
- Meren je svake godine otpor R15 i R60 (sa megaommetrom 5000 V) i zadnje izmerene vrednosti date su u tabeli II.

Tabela II: Otpor izolovanosti

Merenje između:	Koeficijent apsorpcije:	R 15 sec	R 60 sec
VN i NN namota	1,206	3,106 GΩ	3,746 GΩ
VN namota i uzemljenja	1,090	3,351 GΩ	3,652 GΩ
NN namota i uzemljenja	1,061	17,95 MΩ	19,04 MΩ

Podaci iz tabele II su primereni starosnoj dobi transformatora. Smanjenje otpora izolacije između 10 kV-nog namotaja i uzemljenja je za dva reda veličine u odnosu na prethodne dve sprege, pa su izvršena dodatna električna ispitivanja izolacionog sistema.

Na osnovu rezultata gasnohromatske analize ulja, rezultata sadržaja derivata furana rastvorenog u ulju, rezultata sadržaja vode rastvorene u ulju i fizičkih, hemijskih i električnih karakteristika ulja, mogu se, koristeći iskustvo i poznate metode, doneti zaključci o stanju ovog transformatora.

Kako se, tokom eksploatacije, malo ima podataka o stepenu opterećenosti transformatora, teško je doneti egzaktnu ocenu stanja transformatora a time i preostali životni vek.

Na primer, stanje nekih transformatora nakon 5–15 godina rada može biti uporedivo sa vrednostima koje su izmerene na ET koji već rade 30–40 godina. Nesumnjivo, ovo je povezano sa načinom i dinamikom opterećenja, temperaturom ambijenta, mestom ugradnje u elektroenergetski sistem, itd. Utvrđeno je da transformatori sa boljim opštim pokazateljima rade sa prosečnim opterećenjem od $0,6 \div 0,7 S_n$.

Literatura [8] objašnjava kako rad u zoni preopterećenja ($> 1,0 S_n$) ubrzava starenje izolacije, dok rad pri vrlo malim opterećenjima ($< 0,3 S_n$) može dovesti do problema sa vlagom i lošijom regulacijom napona. Opseg $0,6\text{--}0,7 S_n$ se navodi kao efikasan kompromis.

Kako je ovaj transformator predmet prodaje potrebno je što bolje odrediti njegovo stanje, a zatim odrediti njegovu fer tržišnu vrednost. Pri tome moramo imati na umu da za ovaj transformator ima dosta nedostajućih ili nepouzdanih informacija.

3 PROCENA STANJA I PREOSTALI ŽIVOTNI VEK TRANSFORMATORA

Uopšteno rečeno, starenje opreme u elementima elektroenergetskog sistema je životna činjenica. Kako deo opreme stari, on se sve češće kvari i potrebno mu je više vremena za popravku.

Kroz uspostavljanje prioriteta za kontrolu i sprovođenje aktivnosti preventivnog održavanja tokom eksploatacije moguće je produženje životnog veka transformatora, ali pri kraju životnog veka njegovo održavanje zbog previše zahtevanih radova i aktivnosti često postaje veoma skupo.

Životni vek energetskih transformatora bi se mogao klasifikovati na:

- fizički vek,
- tehnološki vek i
- ekonomski vek.

Teoretski fizički vek trajanja je period tokom koga transformator, sa svim sastavnim delovima opreme počinje da radi iz svog potpuno novog stanja, sve dok ne dođe u fazu da se ne može koristiti u svom normalnom radnom stanju i mora se povući iz upotrebe.

Tehnološki vek trajanja određuje stanje kada će vitalni delovi transformatora morati da se zamenjuju iz tehnoloških razloga, iako možda transformator nije dostigao svoj fizički kraj životnog veka, ali on napaja konzum koji zahteva veliku pouzdanost u napajanju. Na primer,

nova tehnologija je razvijena za neki deo opreme i proizvođači više i ne postoje ili ne proizvode rezervne delove.

Ekonomski vek trajanja je kada posle određenog perioda korišćenja transformator ili vitalni njegov deo više nije ekonomski vredan, iako se i dalje može fizički koristiti. Kapitalna vrednost bilo koje opreme se amortizuje svake godine. Kada se vrednost imovine približi nuli, ona dolazi do kraja svog ekonomskog veka.

Ovaj rad se fokusira na uprošćenom metodu predviđanja preostalog radnog veka i procenu fer vrednosti energetskog transformatora. Cilj je proceniti stanje ET i na osnovu toga odrediti njegovu vrednost koja je važna za tržište.

Za procenu stanja konkretnog transformatora korišćen je rad [1], koji je poslužio da se dobije traženi podatak o stanju našeg transformatora.

Nije postojala niti tendencija niti želja, a ni specijalnost autora da se iz ove oblasti razviju nove metode koje bi koristile nove tehnike, što nije ni cilj ovog rada.

Iz studije [1] se vidi da je procena stanja energetskih transformatora više-kriterijumski problem u čijem modelu postoje različiti tipovi kvantitativnih i kvalitativnih neizvesnosti i nesigurnosti. Oni su predstavili metodologiju koja koristi redukovani model transformatora i posebni indeks zdravlja svake komponente transformatora. Konačni rezultat je indeks zdravlja transformatora koji je predstavljen kao raspodela verovatnoća svakog pojedinačnog stanja.

Mi ćemo u potpunosti iskoristiti metodu koja kombinuje rezultate električnih ispitivanja u pogonu, laboratorijskog (hemijskog) ispitivanja transformatorskog ulja, podatke iz održavanja i podatke o istorijatu njegovog rada kako bi dobili indeks zdravlja (IZ) i dalje ga iskoristili za ocenu stanja konkretnog transformatora radi procene njegove fer tržišne vrednosti. Indeks zdravlja u navedenom radu daje se za svaki značajan deo transformatora i na kraju za ceo transformator kao sklop. Pri tome se koristi izraz za indeks zdravlja, formula (1):

$$IZ = \frac{\sum_i^n O_{di} \cdot W_{di}}{\sum_i^n W_{di}} \quad (1)$$

gde je: O_d ocena svakog dela ET dobija (u opsegu od 0 do 3), W_d težinski faktor svakog dela ET (u opsegu od 1 do 5), formula (2):

$$O_d = \frac{\sum_{i=1}^n O_{mi} \cdot W_{mi}}{\sum_{i=1}^n W_{mi}} \quad (2)$$

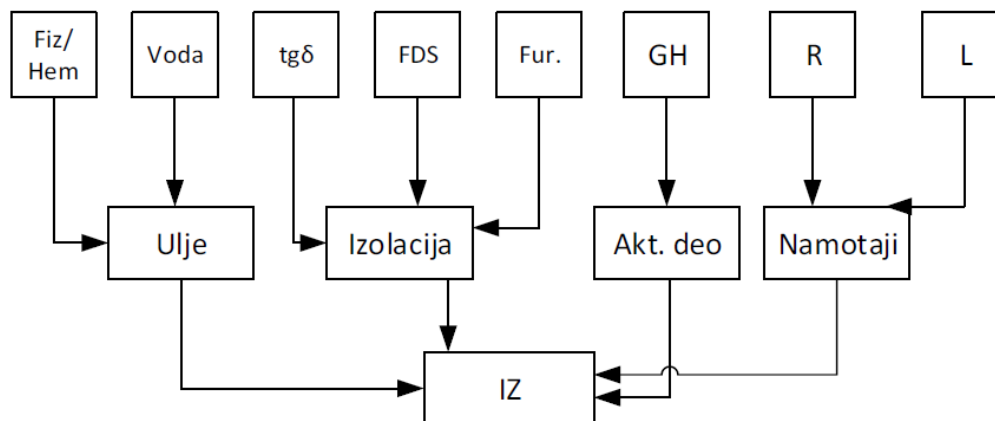
Nekim delovima ET pridružena je grupa odgovarajućih ispitnih metoda, pri čemu svakoj odgovara težinski faktor $W_m=(1-5)$.

U formuli (2) broju n odgovara broj ispitnih metoda za koje postoje primenljivi rezultati i kojima se procenjuje stanje datog sistema.

Ocenu metode (O_m) daje stručno lice na osnovu rezultata prethodnih ispitivanja, iskustava i specifičnosti pojedinih ET, a uz primenu kriterijuma datih u važećim standardima i tehničkim preporukama, i nalazi se u opsegu $0 \leq O_m \leq 3$.

Kompletan matematički prikaz metodologije nije predmet ovog rada ali će biti prikazan ilustrativni primer ocene postojećeg transformatora 110/35/10 kV, 31,5 MVA instalisanog u EPS-u.

Uvažavajući model dat u literaturi [1], hijerarhijska šema ocene indeksa zdravlja transformatora prikazana je na slici 3.



Slika 3: Hijerarhijska šema ocene indeksa zdravlja

Težinski faktor dela ET (W_s) i težinski faktor ispitne metode (W_m) se daje posebno za:

- ulje - na osnovu: fizičke, hemijske i električne osobine ulja i sadržaja vode u ulju,
- čvrsta izolacija – na osnovu; $tg\delta$, procene sadržaja vode u čvrstoj izolaciji, na osnovu sadržaja vode u ulju, sadržaja derivata furana
- aktivni deo – na osnovu gasno hromatske analize,
- namotaje – na osnovu omske otpornosti i induktivnosti usled rasipanja.

Ocene stanja transformatora 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA prikupljene su tokom redovnih ispitivanja i aktivnosti na održavanju i predstavljene u tabeli III. Rezultati fizičko/hemijskih ispitivanja, kao i merenja aktivne otpornosti i induktivnosti rasipanja stari su 2 godine.

Tabela III: Ocena transformatora, koji je predmet ovog rada, korišćenjem običnog IZ

	Ulje		Izolacija			Aktivni deo	Namotaji	
Wd	4		4			5	4	
Wm	5	4	5	4	3		5	5
Om	Fiz/hem.	H ₂ O	$tg\delta$	FDS	<i>Furan</i>	<i>DGA</i>	<i>R</i>	<i>L</i>
	3	2	-	1	3	2	3	3

U tabeli III se koriste izrazi i skraćenice koje su navedene u prethodnom tekstu.

Sada možemo izračunati indeks zdravlja za ceo energetski transformator, formula (1):

$$IZ = \frac{4 \cdot 2,56 + 4 \cdot 1,85 + 5 \cdot 2 + 4 \cdot 3}{17} = 2,33$$

Ocene za proračun indeksa zdravlja su: 3, 2, 1, 0, kao što je prikazano u tabeli IV.

Tabela IV: Rezultati električnih i hemijskih ispitivanja sa ocenama iz proračuna

Ocena rezultata ispitivanja:	Odgovarajuća ocena za proračun IZ
Dobro	3
Uslovno dobro	2
Sumnjivo	1
Loše	0

Prema tome posmatrani energetski transformator se može oceniti kao uslovno dobar, što je jedan od najvažnijih faktora za procenu njegove vrednosti. Na osnovu iskustva i praćenja u radu samo se može pretpostaviti njegov životni vek. U svakom slučaju periodika ispitivanja se mora prilagoditi ovoj konstataciji.

Kako se tokom duže vremena nije merio tgδ ova ocena nije obuhvatila i taj uticaj na indeks zdravlja.

Merenje ukupnih furana se pokazalo kao važan pokazatelj stepena polimerizacije čvrste izolacije. Degradacija čvrste izolacije (papira) može se smatrati primarnim razlogom za prestanak radnog veka transformatora. Mada i regulaciona teretna sklopka može skratiti ovaj period.

Imajući u vidu gore navedeno, opisane analize i poznate parametre stanja transformatora pretpostavlja se da je životni vek transformatora moguće proceniti na još 10 godina. Zašto toliko, a ne više, je stvar iskustva i procene parametara izolacije.

U tom periodu će biti moguće intervencije na prolaznim izolatorima i na teretnoj regulacionoj sklopki jer je u tom periodu moguće obezbediti na tržištu rezervne delove.

4 KLJUČNI FAKTORI KOJI SE KORISTE ZA ODREĐIVANJE FER TRŽIŠNE VREDNOSTI

Jedan od najvećih izazova u vrednovanju opreme je to što ne postoji pristup koji bi odgovarao i prodavcu i kupcu. Različiti kvalitet između proizvođača i različiti nivoi upotrebe znače da ponekad nije fer upoređivati dva komada opreme koja treba da obavljaju potpuno isti posao. Zbog navedenih razlika, potrebno je pogledati nekoliko ključnih faktora koji će pomoći kod utvrđivanja vrednosti opreme, odnosno transformatora [5]:

- očekivano trajanje života,
- starost,
- stanje,
- dostupnost na tržištu,
- zastarelost tehnologije izrade.

4.1 Očekivano trajanje života transformatora

Očekivano trajanje života je jedan od najvažnijih faktora u eksploataciji transformatora. Kvalitet opreme ima ogroman uticaj na očekivani životni vek.

Životni vek velikih transformatora može se orijentaciono proceniti, poput onih snaga od 31,5 MVA, od 30 do 40 godina uz pravilno održavanje.

Očekivano trajanje života može zavisiti od faktora kao što su radni uslovi (temperatura, vlažnost, opterećenje), kvalitet materijala, efikasnost hlađenja, kvalitet montaže i redovno održavanje.

Ako se redovno vrši servis, kao što su inspekcije, čišćenje i zamena delova, transformator može raditi duže od svoje projektovane trajnosti.

Preostali vek konkretnog transformatora veliki je pokazatelj njegove tržišne vrednosti.

4.2 Starost transformatora

Čak i ako je transformator malo korišćen, godina proizvodnje može signalizirati dodatne mogućnosti kvara, jer se transformator, zbog loše zaptivenosti, mogao izložiti uticaju vlage u ulju, što može biti uzrok lošeg stanja, čak i lošeg stanja izolacionog papira namota.

Sa povećanjem starosti transformatora, dolazi do pogoršanja performansi, povećanja gubitaka i mogućih problema sa izolacijom i materijalima. To može značiti potrebu za većim troškovima za popravke ili nadogradnje.

Transformatori stariji od 30 godina obično zahtevaju detaljniju analizu stanja, jer mogu imati smanjenu efikasnost i povećane šanse za kvarove. U nekim slučajevima, može biti potrebno izvršiti modernizaciju kako bi se produžio njihov radni vek.

Ako transformator pokazuje visoke gubitke energije, lošu efikasnost ili probleme sa hlađenjem, to može biti indikator da su potrebni popravke ili da je u lošem stanju.

Napredak u tehnologiji često znači smanjenje gubitaka praznog hoda i kratkog spoja, više dijagnostike i automatizacije.

4.3 Stanje transformatora

Stanje transformatora se procenjuje na osnovu inspekcija, testova (rezultate električnih ispitivanja u pogonu, laboratorijskog (hemijskog) ispitivanja transformatorskog ulja, podatke iz održavanja i podatke o istorijatu njegovog rada i analize rada tokom vremena.

Ako je transformator održavan prema preporukama proizvođača i redovno servisiran, on može biti u dobrom stanju i dalje služiti svojoj funkciji bez većih problema.

Stanje transformatora određuje:

- redovnost održavanja,
- periodičnost ispitivanje,
- lokacija korišćenja (zagađena atmosfera, velike temperature ambijenta, itd.),
- da li je bio izložen čestim kratkim spojevima u mreži,

- da li je radio u režimu preopterećenja itd.

4.4 Dostupnost delova za popravku

Važno je uzeti u obzir dostupnost delova transformatora za popravke, kao što su regulaciona preklopka, uvodni izolatori, elektromotorni pogon regulacione preklopke itd.

Dostupnost delova za popravku velikih transformatora, kao što su oni sa naponom 110/35/10,5 kV i snagom 31,5 MVA, zavisi od faktora kao što su starost uređaja, proizvođač, vrsta komponenti koje je potrebno zameniti i tržište na kojem se transformator koristi.

Za nove transformatore, delovi su obično lako dostupni, dok kod starijih transformatora može doći do problema sa nabavkom specifičnih delova, što može dovesti do većih troškova ili čak potrebe za modernizacijom sistema.

Za starije transformatore može doći do problema sa dostupnošću rezervnih delova. Ako proizvođač više ne nudi podršku za određeni model ili ako je transformator star, može biti teško pronaći odgovarajuće delove.

Dostupnost delova na tržištu zavisi i od lokacije na kojoj se koristi transformator. U razvijenim zemljama, sa stabilnim tržištima energije, dostupnost rezervnih delova je obično bolja zbog konkurencije i razvijenih lanaca snabdevanja. S druge strane, u zemljama sa manjim tržištima ili u regionima sa lošijom infrastrukturom, može biti izazova u nabavci specifičnih delova.

4.5 Zastarelost transformatora

Ako je proizvođač prestao sa radom ili više ne podržava model transformatora, to može značajno uticati na njegovu vrednost.

Novi transformatori obično koriste naprednije materijale i tehnologije (naprimer bolje magnetne limove, efikasniji sistemi za hlađenje, bolji izolacioni materijali) koji omogućavaju veću efikasnost, manji gubitak energije i veću dugovečnost.

Transformatori stariji od 20 godina mogu koristiti tehnologije koje su sada zastarele u poređenju sa savremenim standardima. Na primer, stariji modeli mogu imati manju efikasnost u pogledu gubitaka energije ili koristiti zastarele sisteme hlađenja.

U nekim slučajevima, stariji transformatori mogu biti modernizovani ili nadograđeni kako bi zadovoljili novije energetske standarde i tehnologije.

5 ODREĐIVANJE FER TRŽIŠNE VREDNOSTI TRANSFORMATORA

Određivanje fer tržišne vrednosti transformatora je složen proces koji zahteva uzimanje u obzir niza faktora od tehničkih karakteristika transformatora do tržišnih uslova i ekonomskih faktora. Kombinovanjem tržišnih referenci, tehničkog pregleda i analiza amortizacije možemo dobiti realnu procenu tržišne vrednosti.

Određivanje fer tržišne vrednosti transformatora je važan proces koji se koristi u različite svrhe, kao što su računovodstvo, osiguranje, poreski tretman, prodaja ili kupovina transformatora.

Fer tržišna vrednost (FMV) se definiše kao cena koju bi transformator postigao na otvorenom tržištu, u uslovima slobodne konkurencije između prodavca i kupca koji deluju u obostranom interesu, bez prisile i pod pretpostavkom da su obe strane informisane.

Procena ključnih parametara transformatora samo je prvi korak u određivanju fer tržišne vrednosti. Ako se utvrđuje fer tržišna vrednost u svrhu kupovine ili prodaje opreme, ili ako obračunavamo amortizaciju za poreske svrhe, možemo primeniti drugačiji pristup proceni.

5.1 Poređenje prodaje

Ovaj pristup se zasniva na stvarnim cenama slične opreme, uz prilagođavanje gore navedenim faktorima. Istraživanjem tržišta i upoređivanjem cena po kojima je slična nova ili polovna oprema prodana, možemo dobiti ideju o konačnoj ceni koju bi oprema mogla da postigne.

Ako je transformator korišćen, potrebno je analizirati tržište rabljenih transformatora kao referenca za procenu cene.

Korišćeni transformatori kojih ima više na tržištu će dati najbolju procenu. Ako nemamo sa čime da uporedimo, naš transformator, biće teže napraviti tačnu procenu.

Ako postoji velika potražnja za određenim tipom transformatora (naprimer za specifične primene ili specijalizovane industrije), vrednost može biti viša.

U nekim slučajevima, ekonomski uslovi u određenom regionu mogu uticati na tržišne cene, kao što su potražnja za energijom, infrastrukturni projekti ili zakonodavne promene.

Ako je tržište specifično ili je procena komplikovana, potrebna je pomoć angažovanjem profesionalnog procenjivača ili konsultanta specijalizovanog za električnu opremu.

Sertifikovani inspektori: Mogu obaviti inspekciju i utvrditi tehničko stanje transformatora, što može uticati na njegovu vrednost.

5.2 Troškovni pristup

Ako ne postoji aktivno tržište za vrstu opreme koja se vrednuje, onda je troškovni pristup korisna metoda. Ovo se zasniva na ceni zamene za konkretnu opremu, a zatim se taj broj prilagođava za preostali životni vek, starost i stanje.

S druge strane, pod troškovnim pristupom, uzimaju se u obzir trenutne prodajne cene identičnih mašina od stvarnih dobavljača, tako da je ovaj unos manje subjektivan.

Troškovni princip prodaje ili kupovine transformatora 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA uključuje razmatranje svih faktora koji utiču na cenu transformatora. To su specifični tehnički, logistički i ekonomski faktori koji oblikuju troškove kako za prodaju, tako i za kupovinu transformatora.

Troškovni princip u vezi sa kupovinom ili prodajom korišćenih transformatora 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA zahteva detaljnu analizu svih navedenih faktora kako bi se osigurao pravi ekonomski izbor. Uzimanje u obzir direktnih i indirektnih troškova, troška rizika, održavanja i operativnih troškova omogućava precizno određivanje pravedne cene i ekonomske isplativosti takve investicije ili prodaje.

5.3 Prihodovni pristup

Treba da se procene buduće godine životnog veka transformatora i proceni dobit od njegovog rada.

Po prihodovnom pristupu utvrde se prilive gotovine na osnovu nekih prognoza, ali su i oni podložni visokom stepenu neizvesnosti.

S druge strane, pod troškovnim pristupom, uzimaju se u obzir trenutne prodajne cene identičnih mašina od stvarnih dobavljača, tako da je ovaj unos manje subjektivan.

Finansiranje po fer tržišnoj vrednosti dobijamo jednostavan način da upravljamo svojim novčanim tokom prilikom kupovine ili prodaje.

6 PROCENA VREDNOSTI KONKRETNOG ENERGETSKOG TRANSFORMATORA

Za procenu tržišne vrednosti predmetnog energetskog transformatora biće primenjena troškovna metoda.

Za novonabavnu vrednost uzeta je zadnja vrednost postignuta na javnom tenderu [4] koja je iznosila 57.281.400 dinara;

Vrednost amortizacije je $34/35 = 0,98$ što znači da je transformator 98% već amortizovan;

Korekcija na osnovu trenutnog stanja: Obzirom da je transformator u redovnoj funkciji i da mu je “indeks zdravlja “ u stanju između “USLOVNO DOBRO “ I “DOBRO” procenjujemo da je po ovom kriterijumu vrednost transformatora 20% od novonabavne vrednosti;

Korekcija na osnovu dosadašnjeg ulaganja u održavanje: Obzirom da je transformator u redovnoj funkciji i da mu je “indeks zdravlja “ u stanju između “USLOVNO DOBRO “ I “DOBRO” procenjujemo da je po ovom kriterijumu kvaliteta održavanja vrednost transformatora 10% od novonabavne vrednosti.

Na osnovu gore navedenog ukupna procenjena vrednost energetskog transformatora je:

$$57.281.400 \cdot (20 \% + 10 \%) / 100, \text{ dinara,}$$

$$57.281.400 \cdot 0,3 = 17.184.420,00 \text{ dinara.}$$

7 ZAKLJUČAK

Ovo je jedan praktičan slučaj (i ne baš čest), kada zbog kupovine ili prodaje energetskog transformatora, koji se ne nalazi često na tržištu, treba doneti odluku o njegovoj tržišnoj vrednosti.

Do konačnog odgovora o stanju konkretnog transformatora 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA i njegove fer vrednosti došlo se koristeći:

- iskustvo,
- podatke o uslovima rada transformatora,
- izveštaje o periodičnim ispitivanjima,
- izveštaje o stanju izolacije od ulja i čvrste papirne izolacije,

- uticaj pogonskih događaja u mreži 10 kV,
- algoritam „Indeks zdravlja“ (IZ) [1],
- filozofiju razmišljanja o fer vrednosti transformatora.

To je bio pojednostavljen pristup, koji je dao odgovor o mogućoj tržišnoj vrednosti konkretnog transformatora, mada postoji mnoštvo veoma kompleksnih metoda, koje se nude u literaturi, koje bi zahtevale znatno veće poznavanje parametara, koje nemamo na raspolaganju, i alat koji treba imati i poznavati.

Stoga možemo smatrati da je ovo samo jedan od mogućih načina da se utvrdi stanje i vrednost određenog transformatora 110/35/10,5 kV, 31,5 MVA.

8 LITERATURA

- [1] Milosavljević S., Elektrotehnički institut “Nikola Tesla”, Janjić A., Univerzitet u Nišu, Elektronski fakultet, Procena indeksa zdravlja transformatora u slučaju nepouzdanih informacija, strane 2,4 i 5;
- [2] Podaci o održavanju transformatora broj 335137, Distribucija Srbije, Ogranak Niš, 31.10.2023;
- [3] Izveštaj broj 421481- L, Ispitivanje izolacionih ulja iz energetskih transformatora, Instituta Nikola Tesla, Laboratorija za ispitivanje i etaloniranje, Beograd od 25.01.2022;
- [4] Podaci Kodar, Beograd o ranije postignutim cenama na tenderima novih transformatora sličnog tipa, decembar 2023;
- [5] TEAM FINANCIAL GROUP, INC. Your equipment financing partner How to Determine Fair Market Value for Your Used Equipment;
- [6] TP 15 Obim i učestanost radova na održavanju EEO, Novembar 2012, JP EPS;
- [7] E. Duarte, D. Falla, J. Gavin, M. Lawrence, T. McGrail, D. Miller, P. Prout, B. Rogan, “A Practical Approach to Condition and Risk Based Power Transformer Asset Replacement”, IEEE, 2010;
- [8] S.V. Kulkarni, S.A. Khaparde - “Transformer Engineering: Design and Practice”, knjiga;
- [9] Nomenklatura amortizacije osnovnih sredstava, koja je deo Pravilnika o klasifikaciji osnovnih sredstava i utvrđivanju amortizacije.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.05)**A2.05****МЕХАНИЧКИ КВАРОВИ REGULACIONIH SKLOPKI POD OPTEREĆENJEM –
ANALIZA DVA SLUČAJA****MECHANICAL FAILURES OF ON-LOAD TAP CHANGERS - ANALYSIS OF TWO
CASES****Goran Filipović, Aleksandar Antonić, Siniša Spremić***

Kratak sadržaj: Regulaciona sklopka pod opterećenjem (u daljem tekstu: RS) sa pripadajućim motornim pogonom je zahtevan uređaj za održavanje. Za održavanje RS je kod "diverter switch" ili prekidačkog tipa pristupačan prekidački deo koji je u sudu RS dok je birački deo u sudu transformatora, a kod "selector switch" ili prekidačko-biračkog tipa se birački i prekidački deo nalaze u sudu RS koji je odvojen od suda transformatora. Kod oba tipa može da dođe do mehaničkih kvarova delova koji se nalaze u sudu transformatora. Takođe može da bude i električnih kvarova čiji je najčešći uzrok pregrevanje kontakata birača ili vijčanih spojeva koji mogu da dovedu do slabih ili jakih električnih pražnjenja. Revizije i remontu prekidačkih ili prekidačko-biračkih delova RS se obavljaju redovno uz zamenu delova prema preporuci proizvođača RS (ukoliko još uvek postoji). Birački deo i mehanički delovi u sudu transformatora se ne pregledaju izuzev u slučaju otvaranja transformatora. Postoji mogućnost pregleda uz istakanje ulja ulaskom kroz revizioni otvor transformatora. Za taj pregled je neohodno lice sa potpunim poznavanjem izgleda i rada regulacione sklopke, a zbog malog prostora za pristup poželjno je da je lice sitnije građe. U poslednje dve godine su se dogodila dva mehanička kvara regulacionih sklopki na biračkom delu u sudu transformatora koji su se ispoljili lomom oslabljenog mesta u prekidačkom delu RS. U radu su detaljno prikazana i opisana oba kvara sa merama koje su preduzete na utvrđivanju vrste kvara i otklanjanju kvara sa ciljem puštanja transformatora u pogon.

Ključne reči: Regulaciona sklopka, Birački, Prekidački, Mehanički, Električni, Kvar

Abstract: The On-load tap changers (hereinafter: OLTC) with the associated motor drive is a maintenance-required device. For OLTC maintenance, the diverter switch type has an accessible part that is in the OLTC vessel, while the selector is in the transformer vessel, and in the selector switch type, the selector and switching part are located in the OLTC vessel, which is separated from the transformer vessel. In both types, mechanical failures of the parts located in the transformer vessel can occur.

* Goran Filipović, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, goran.filipovic.ns@es.rs
Aleksandar Antonić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, aleksandar.antoncic@es.rs
Siniša Spremić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, sinisa.spremic@es.rs

There can also be electrical faults or failures, the most common cause of which is overheating of selector contacts or screw connections that can lead to weak or strong electrical discharges. Revisions and overhauls of diverter switch or selector switch parts of the OLTC are performed regularly with the replacement of parts according to the recommendation of the RS manufacturer (if it still exist). The selector part and mechanical parts in the transformer vessel are not inspected, except in the case of opening the transformer. There is a possibility of inspection with oil discharge by entering through the inspection opening of the transformer. For this inspection, a person with complete knowledge of the appearance and operation of the control switch is necessary, and due to the small space for access, it is preferable that the person is of a smaller build. In the last two years, there have been two mechanical failures of the control switches on the selector in the transformer vessel, which were manifested by the fracture of the weakened spot in the diverter switch part of the OLTC. In the paper, both defects are shown and described in detail with the measures taken to determine the type of failure and eliminate the defect with the aim of putting the transformer into operation.

Key words: *Tap Changer, Selector, Diverter Switch, Mechanical, Electrical, Failure*

1 UVOD

Prema iskustvu u održavanju RS najčešći kvarovi koji nisu doveli do potrebe popravke transformatora su bili na kontaktima prekidačkog dela RS i fleksibilnim vezama (bakarnim pletenicama). Dešavali su se slučajevi otpadanja kontakata i pucanja ili oštećenja bakarnih pletenica. Bilo je i drugih kvarova kao što su lom nosača vratila, loš kontakt dosednog kontakta, prekid prelaznog otpornika i slično. Redovnim remontima i pregledima RS su uočavane greške i otklanjane. Dvostruki kontakti i dvostruke pletenice su razlog zašto nije bilo češćih i većih kvarova koji bi zahtevali popravke u fabrici. Bilo je kvarova koji su zahtevali popravke transformatora, a u nekim slučajevima je zbog starosti i lošeg stanja transformatora odlučeno da nije isplativa popravka i transformator se rashodovao. [1] Do pre nekoliko godina nismo imali slučajeve da je kvar uzrokovan čistim mehaničkim kvarom. U prethodne dve godine su bila dva kvara RS koji su uzrokovani mehaničkim kvarom i oni su prikazani u ovom radu.

2 DVA SLUČAJA MEHANIČKIH KVAROVA RS

Ovde će se obraditi dva slučaja mehaničkih kvarova u sudu transformatora koji su u jednom slučaju utvrđeni pregledom unutrašnjosti transformatora, a u drugom slučaju proverama i ispitivanjima. U drugom slučaju nije poznato šta je uzrok nemogućnosti promene položaja RS.

2.1 Kvar uzrokovan stranim telom u biračkom delu regulacione sklopke

Automatskom regulacijom napona nije bilo moguće menjati položaj RS. Dolazilo je do ispada zaštitne motorne sklopke. Probano je da se ručno promeni položaj RS kurbicom (polugom) i osetio se otpor prilikom promene sa desetog na jedanaesti položaj i sa devetog na osmi položaj RS. Puštanjem kurbice se zbog napetosti kurbila vraćala nekoliko krugova nazad. Mogući položaji RS su bili devet i deset.

Transformator je ispitan u mogućim položajima devet i deset i sve je bilo ispravno. Prethodno je uzet uzorak ulja za analizu gasova rastvorenih u ulju (u daljem tekstu: AGRU) iz suda transformatora kako bi se utvrdilo da li u sudu transformatora postoji kvar. Uzorak je ispitan prenosnim uređajem i u tabeli I u koloni „Broj izveštaja“ je označen sa KTX. Rezultati te AGRU sa nekoliko prethodnih AGRU obavljenih od strane ovlašćene laboratorije su prikazani u tabeli I.

Količine gasova su uglavnom na približnom nivou kao na prethodnim redovnim AGRU koje je obavljala ovlašćena laboratorija izuzev količine etana. Rezultati AGRU ukazuju da u unutrašnjosti transformatora nema kvara tipova: električna pražnjenja, pregrevanje (termički), parcijalna pražnjenja ili mešoviti kvar nekog od prethodno navedenih. Primećeno je i ranije da prenosni uređaj za AGRU daje veće količine etana u odnosu na laboratoriju, ali su te količine na relativno niskom nivou ukoliko nema kvara. U slučaju kvara količina etana zavisi i od vrste kvara i od jačine i trajanja kvara. Za neke kvarove se pojavi u malim količinama.

Tabela I: Rezultati analiza gasova rastvorenih u ulju suda transformatora

Datum	Broj izveštaja	Prob a	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2
20230721	KTX	D	5	2	8	21	23	129	1281
20230420	423125	D	2	2	11	16	1	90	1180
20211108	421447	D	5	3	24	19	1	185	1332
20201016	420356	D	5	3	23	20	1	171	1258
20190530	419212	D	3	2	20	15	1	101	998

Pokušaj jačeg kurbljanja je doveo do zvuka pucanja, a posle toga se kurbljanje moglo nastaviti, ali bez ikakvog učinka na promenu položaja RS. Dolazilo je do obrtanja vertikalnog i horizontalnog vratila od motornog pogona RS do RS, ali se po zvuku nije ništa događalo unutar suda RS.

Sud RS je otvoren i izvađen je prekidački deo RS. Uočeno je da je pukao oslabljeni deo na izolacionom delu koji prenosi mehanički momenat na RS što je prikazano na slici 1 gde je gornjom strelicom označen puknuti deo izvađen iz cevi, a donjom strelicom mesto gde taj deo prolazi kroz izolacioni deo (naknadni kvar). U radionici je rastavljen i detaljno pregledan. Umesto oštećenog dela stavljen je vijak sa maticom sa slike 2. Sam prekidački deo RS je radio ispravno u radionici uz prebacivanje sa jedne na drugu stranu polugom. Nakon vraćanja prekidačkog dela u sud RS u istim položajima RS je opet dolazilo do otpora prilikom pokušaja promene položaja RS kurblo.

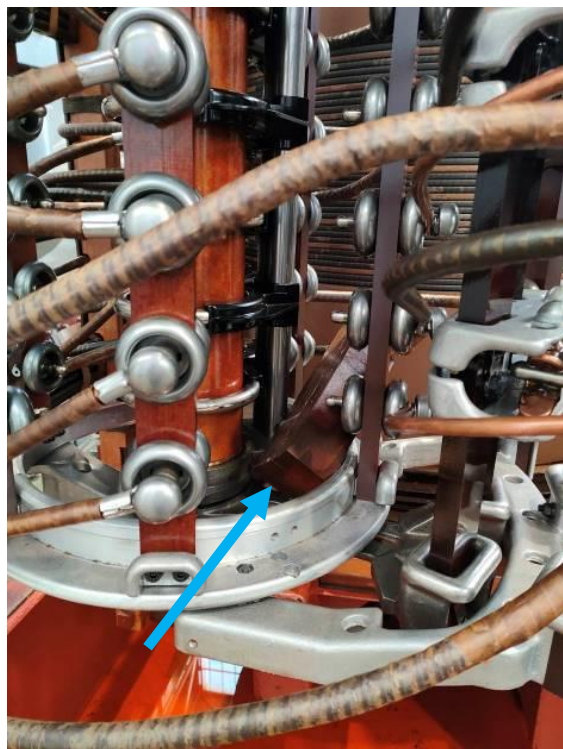


Slika 1: Mesto naknadnog kvara



Slika 2: Postavljeni vijak

Zbog mogućnosti da transformator radi samo u položajima RS devet i deset, zaključeno je da transformator mora da se pošalje u fabriku kako bi se utvrdio uzrok blokade promene položaja RS koji je unutar suda transformatora na biračkom delu RS. U fabrici je pregledom utvrđeno da je u birački deo upao komad drveta koji služi za učvršćenje delova transformatora što je prikazano na slici 3 i koji je mehanički blokirao promenu položaja RS izuzev u položaje devet i deset.



Slika 3: Zaglavljen komad drveta u biračkom delu RS

Nakon vađenja komada drveta iz biračkog dela RS pokušane su promene položaja da se vidi da li ima nekih problema prilikom prebacivanja položaja RS. Utvrđeno je da zbog blage iskrivljenosti nosača pokretnih kontakata na biračkom delu dolazi do neispravnog naleganja pokretnog kontakta birača na nepokretni kontakt u nekim položajima RS što bi moglo da dovede do ozbiljnijeg kvara.

Daljim razmatranjima je zaključeno da ispravljanje nosača pokretnih kontakata birača nije sigurno rešenje pa je odlučeno da se izvrši zamena RS sa pripadajućim motornim pogonom RS.

2.2 Kvar čiji uzrok još nije otkriven

Komanda za promenu položaja RS nije menjala stvarni položaj RS nakon isključenja transformatora i probe ispravnosti uvedenog položaja regulacione sklopke u novom automatskom regulatoru napona (dana 07.10.2024. godine). Uređaj automatske regulacije napona je ispravno dobijao položaj koji se dobija iz motornog pogona RS sa diodne kodne matrice (BCD), ali je to zbog prisutnog kvara bio neispravan položaj RS. Problem je uočen nakon paralelovanja transformatora koji su prema pokazivanju položaja RS bili u istom petom položaju RS, ali u stvarnosti nisu i tada je vrednost sekundarnog napona (20 kV naponski nivo) bila veoma visoka. Stvarni položaj RS je na jednom transformatoru bio peti, a na drugom sedamnaesti.

Pokušaj da se ručno kurblo na motornom pogonu RS promeni položaj RS nije bio moguć jer obrtanje vertikalnog i horizontalnog vratila od motornog pogona RS do RS nije dovelo ni do kakvog učinka. Pre vađenja prekidačkog dela RS je provereno u kom položaju se po pokazivaču u prekidačkom delu nalazi regulaciona sklopka. Nalazila se u sedamnaestom položaju i po pokazivaču i po izvršenom merenju prenosnog odnosa u zatečenom stanju. U ovom slučaju položaj koji je bio na motornom pogonu RS nije odgovarajuć jer je u međuvremenu bilo pokušaja da se ručno promeni položaj RS. Otvoren je sud RS i izvađen prekidački deo. Na oslabljenom mestu, na spoju prenosa sa klinom, je došlo do pucanja čime je onemogućena promena položaja RS i to se vidi na slikama 4 i 5. Pronađen je rezervni izolacioni deo koji sadrži i polomljeni metalni deo i on je u radionici zamenjen što se vidi na slici 6 (u žutoj elipsi), a u radionici je ustanovljena ispravnost rada prekidačkog dela.



Slika 4 (levo) i 5 (desno): Mesto naknadnog kvara

Slika 6: Nakon zamene

Prilikom ubacivanja prekidačkog dela RS je uočeno da se položaj na pokazivaču u sudu prekidačkog dela RS koji je zapamćen prilikom vađenja ne podudara sa zatečenim sedamnaestim prilikom ubacivanja. Prilikom ubacivanja prekidačkog dela bio je 21. položaj RS na pokazivaču u sudu prekidačkog dela RS. Moguće je da je zbog neke napregnutosti zbog kvara pa je prilikom vađenja prekidačkog dela došlo do obrtanja koje nije uočeno. Sam pokazivač položaja RS u sudu prekidačkog dela RS ne može da se podešava po želji. Okrugla ploča može da se postavi samo u položaj koji mu dozvoljava šlic kroz koji moraju da prođu šiljci (pinovi) sa drugog dela RS. Nakon ubacivanja prekidačkog dela u RS izvršena su merenja prenosnog odnosa i otpornosti namotaja u zatečenom položaju RS. Onda se položaj RS na motornom pogonu RS doveo da bude isti kao onaj dobijen merenjem prenosnog odnosa razdvajanjem vertikalnog vratila od motornog pogona RS. Taj spoj je vraćen uz potrebno fino podešenje. Položaj RS se dalje menjao ručno kurblanjem uz praćenje tačnog položaja RS prema merenju i uz beleženje pokazivanja položaja RS na motornom pogonu RS i na pokazivaču u prekidačkom delu RS. Položaj na motornom pogonu RS je bio usklađen sa stvarnim položajem dobijenim merenjem prenosnog odnosa, a položaj RS na pokazivaču u prekidačkom delu nije odgovarao stvarnom. Pokušaj ručne promene položaja kurblanjem nije bio moguć iznad osamnaestog položaja RS jer je dolazilo do otpora okretanju kurble. Pretpostavka je da verovatno je problem mehaničko blokiranje u prenosnom delu (zupčanici) koji se nalazi na dnu suda prekidačkog dela RS ili negde na biračkom delu RS unutar suda transformatora.

Nije jasno da li je mogući uzrok strano telo u biračkom delu RS ili se zbog ponavljanja položaja na pokazivaču položaja RS u prekidačkom delu RS dođe do krajnjeg položaja (21) RS gde verovatno postoji mehanička blokada.

Tabela II: Snimljeni stvarni položaji RS prema merenju i po pokazivaču na prekidačkom delu RS

Stvarni položaj RS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11a	11b	11c	12	13	14	15	16	17	18
Po pokazivaču na prekidačkom delu RS	7	8	9	10	11a	11a	11b	11c	12	13	-	-	15	16	17	18	19	19	20	21

U tabeli II se vidi da je za srednje položaje RS motorni pogon regulacije namešten da automatski preskoči položaje 11a i 11b krećući se od desetog do jedanaestog (11c) položaja RS kako je urađeno kod tog proizvođača i tipa transformatora. Pretpostavka je da su kod stvarnih položaja 11a i 11b na prekidačkom delu bili prikazani položaji četrnaest. Posle pet položaja gde dolazi do promene položaja RS na pokazivaču u prekidačkom delu RS u šestom položaju se ponovi prethodni položaj. Od stvarnog prvog položaja RS gde je razlika bila šest položaja od položaja RS u prekidačkom delu RS, u stvarnom osamnaestom položaju RS se došlo do razlike od tri položaja RS. Očigledno je da postoji neko preskakanje zupčanika u sudu prekidačkog dela RS ili u sudu transformatora. Na žalost nemamo detaljnu dokumentaciju prema kojoj bi se mogao sagledati moguće mesto i uzrok.

Analiza gasova rastvorenih u ulju suda transformatora nije urađena.

Na ovoj RS je postojao problem razilaska broja položaja na pokazivaču položaja RS u prekidačkom delu RS i pokazivaču u motornom pogonu RS 2022. godine prilikom remonta prekidačkog dela RS. Uočeno je da su kretanjem od krajnjeg 21. položaja RS naniže usklađeni položaji RS do petog položaja RS i tada je dolazilo do razilaženja položaja RS za jedan položaj. Pokazivač položaja u prekidačkom delu RS je pokazivao neispravno 6-6-5-4-3-2 umesto 6-5-4-3-2-1. Merenje prenosnog odnosa u oba smera je pokazalo da je greška u pokazivanju kod pokazivača u prekidačkom delu RS.

Zbog potrebe da se transformator pusti u pogon, a normalan opseg rada za uslove napon i opterećenja je u položajima ispod jedanaestog, u motornom pogonu RS je izvršena ograničenje (blokada) u šesnaestom položaju RS za promenu položaja RS naviše prema 21. položaju.

Transformator radi sa navedenim ograničenjem više od pet meseci bez ikakvih problema. Planirano je da se transformator detaljno ispita na terenu u 2025. godini.

Predviđeno je da se transformator pošalje na remont/popravku gde će onda biti utvrđeno mesto i uzrok problema.

3 ZAKLJUČAK

U poslednje dve godine su se dogodila dva neuobičajena mehanička kvara na RS istog tipa sa razlikom od 11 godina u datumu proizvodnje. Iako se održavanju posvećuje pažnja i remontu prekidačkih delova RS rade u redovnim vremenskim razmacima (jer ne prelaze broj prorada u tim vremenskim razmacima) događaju se različiti kvarovi. Prvi kvar je uzrokovao stranim telom u nepristupačnom prostoru, tj. u biračkom delu RS. Drugi kvar je imao lom prenosnog dela u prekidačkom delu kao naknadni kvar, ali osnovnom kvaru još uvek nije otkriveno mesto i uzrok.

Analiza gasova rastvorenih u ulju suda transformatora može da pokaže da li je bilo električnog ili termičkog kvara unutar suda transformatora što onda može da ukaže da možda postoji kvar u biračkom delu RS. Različita ispitivanja mogu da pokažu mesto kvara i ukažu na uzrok, ali i ne moraju, pogotovo ako je uzrok mehaničke prirode.

Osnovni cilj ovog rada je da sa zaposlenima na održavanju podele iskustva koja mogu primeniti u svom radu.

4 LITERATURA

- [1] Goran Filipović, Aleksandar Antonić, Siniša Spremić, 2024, "Kvarovi regulacionih sklopki pod opterećenjem", CIRED Srbija – 14. savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije sa regionalnim učešćem, Kopaonik, Srbija, R 1.05

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.06)**A2.06****DIJAGNOSTIKA I ANALIZA STANJA ENERGETSKIH TRANSFORMATORA NAKON
HAVARIJSKIH DOGAĐAJA****DIAGNOSIS AND ANALYSIS OF THE CONDITION FOR POWER TRANSFORMERS
AFTER FAULT EVENT****Vladimir Šimpraga, Đorđe Čubrić, Milenko Lekić***

Kratak sadržaj: Stručna dijagnostika, ispitivanja i analiza donose brojne dobrobiti, uključujući rano otkrivanje potencijalnih kvarova, sprečavanje zastoja itd. Praćenje stanja transformatora je složen proces koji zahteva znanje i razumevanje više oblasti, kao što su principi rada transformatora, tehnike merenja, analize podataka i interpretacija rezultata. Detaljna dijagnostika i analiza stanja energetskih transformatora nakon havarijskih događaja ključni su za odluku o daljem statusu transformatora. Cilj rada je podela praktičnih iskustava i metoda ispitivanja sa stručnjacima koji se bave sličnim izazovima, uz naglasak na primenu odgovarajućih dijagnostičkih tehnika i predloge za unapređenje.

Ključne reči: *Energetski transformator, Havarija, Dijagnostika, Analiza*

Abstract: Professional diagnostics, testing and analysis provide numerous benefits, including early detection of potential failures, prevention of downtime, and more. Monitoring the condition of transformers is a complex process that requires knowledge and understanding of multiple fields, such as transformer operating principles, measurement techniques, data analysis, and result interpretation. Detailed diagnostics and analysis of the condition of power transformers after fault events are crucial for determining their further status. The aim of this work is to share practical experiences and testing methods with professionals facing similar challenges, with an emphasis on the application of appropriate diagnostic techniques and recommendations for improvement.

Key words: *Power Transformer, Failure, Diagnostics, Analysis*

*Vladimir Šimpraga, Elektromreža Srbije a.d, vladimir.simpraga@ems.rs
Đorđe Čubrić, Elektromreža Srbije a.d, djordje.cubric@ems.rs
Milenko Lekić, Elektromreža Srbije a.d, milenko.lekic@ems.rs

1 UVOD

Svako tržište, uključujući i tržište električne energije, zasniva se na ekonomskim principima, pri čemu je pouzdanost elektroenergetskog sistema (EES) jedan od ključnih faktora za njegovu stabilnost i efikasnost.

Da bi se osigurala pouzdana i sigurna isporuka električne energije, neophodno je da svi segmenti sistema - od proizvodnje, preko prenosa, do distribucije - funkcionišu bez prekida i u skladu sa visokim standardima pouzdanosti. Održavanje ovakvog sistema zahteva dobro osmišljenu i efikasnu strategiju održavanja, koja podrazumeva kontinuirani nadzor, pravovremene provere i primenu preventivnih mera [1].

Upravo iz tih razloga, u prenosnom sistemu Srbije već dugi niz godina postoji planski organizovan program održavanja, koji omogućava pouzdan i stabilan rad elektroenergetske mreže. Jedna od najvažnijih komponenti u elektroenergetskom sistemu je energetska transformator (ET), koji ima ključnu ulogu u procesu prenosa i distribucije električne energije. Otkaz rada transformatora može izazvati ozbiljne poremećaje u funkcionisanju celokupnog sistema, dovodeći do prekida u snabdevanju električnom energijom na širem području. Pored tehničkog značaja, energetska transformatori predstavljaju i kapitalne investicije, čija se vrednost ogleda ne samo u njihovoj nabavnoj ceni, već i u dugoročnim posledicama koje njihov kvar može izazvati u elektroenergetskom sistemu.

S obzirom na značaj i vrednost energetskih transformatora, u prenosnom sistemu Srbije primenjuje se sveobuhvatni pristup u praćenju i ispitivanju njihovog režima rada [2], kao i unapređenja u oblasti dijagnostike i održavanja. Redovno ispitivanje i ocena stanja transformatora [3], uz primenu savremenih metoda dijagnostike, omogućavaju pravovremeno otkrivanje potencijalnih problema i njihovo saniranje pre nego što dođe do ozbiljnih kvarova. Pored toga, pravilno sprovedeni remont i popravke transformatora od suštinske su važnosti za produženje njihovog radnog veka i osiguranje stabilnog rada elektroenergetskog sistema.

Monitoring i analiza stanja transformatora predstavljaju kompleksan proces koji zahteva stručni pristup i poznavanje različitih oblasti, uključujući principe rada transformatora, metode ispitivanja, analize rezultata ispitivanja, kao i dijagnostiku potencijalnih kvarova [4]. I pored svih preventivnih mera i redovnog praćenja, kvarovi i otkazi transformatora su i dalje mogući, bilo zbog unutrašnjih faktora kao što su zamor materijala i degradacija izolacije, bilo zbog spoljašnjih uticaja poput prenapona, dinamičkih naprezanja usled proticanja struja bliskih kratkih spojeva, preopterećenja i nepovoljnih atmosferskih uslova.

Zbog svega navedenog, stalno unapređenje metoda ispitivanja, monitoring ključnih parametara i pravovremene intervencije predstavljaju osnovne preduslove za siguran i dugotrajan rad energetskih transformatora, čime se ujedno doprinosi pouzdanosti i stabilnosti celokupnog elektroenergetskog sistema.

1.1 Dijagnostika i analiza stanja ET nakon ispada

U ovom radu obrađena je dijagnostika i analiza stanja dva ET nakon ispada delovanjem osnovnih zaštita transformatora.

Do isključenja prvog transformatora snage 400 MVA, tj. autotransformatora prenosnog odnosa 400/220/31.5kV, došlo je usled delovanja više zaštita, dok se isključenje drugog transformatora snage 20 MVA, prenosnog odnosa 110/36.75/10.5kV, dogodilo usled delovanja zaštite Buholc-isključenje.

Analizom događaja u mreži, delovanje zaštita [5], i obradom dobijenih informacija donosi se odluka o daljem dijagnostičkom ispitivanju. Od velikog značaja za dijagnozu kvara na transformatoru su svakako podaci sa prethodnih redovnih ispitivanja.

Ova dva primera pokazuju i dobre strane dijagnostike i analize stanja ET, ali takođe da ponekad nije jednostavno doći do pravilnog zaključka o uzroku otkaza i eventualnom kvaru transformatora.

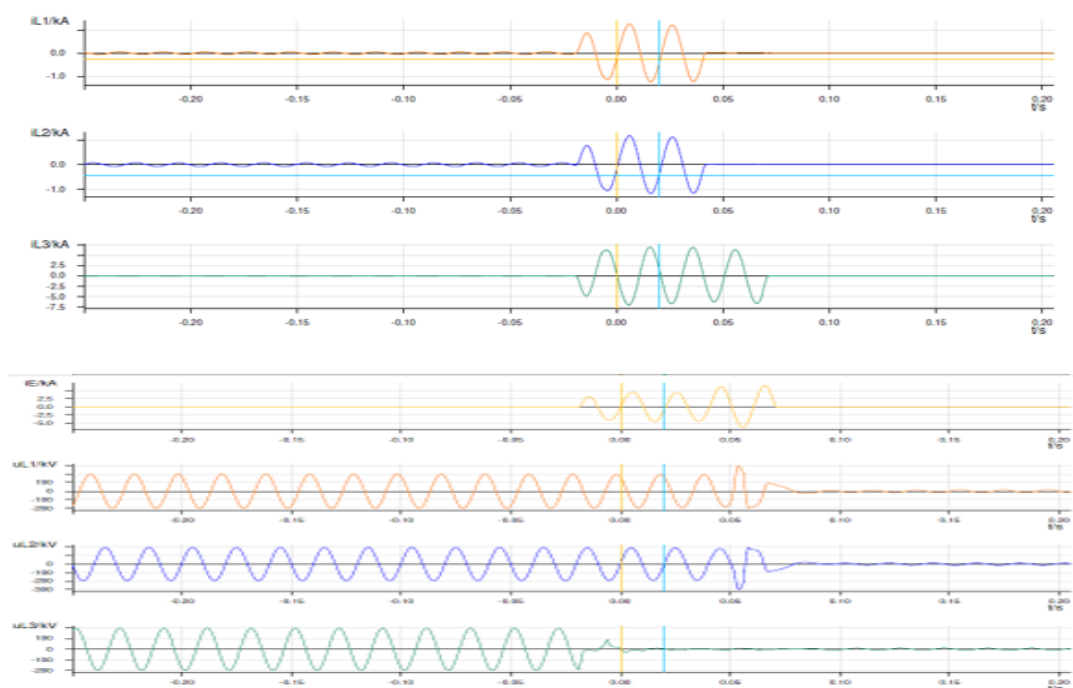
2 ISPITIVANJE, DIJAGNOSTIKA I ANALIZA STANJA ET 400 MVA [4]

U transformatorskoj stanici (TS) 400/220/110kV [6] došlo je do ispada autotransformatora 400/231/31.5 kV, snage 400 MVA delovanjem relejne zaštite. Nakon ispada utvrđeno je sledeće:

Autotransformator je ispao delovanjem sledećih zaštita [7]:

- Diferencijalne zaštite - isključenje: Faza „0“, „4“ i „8“;
- Distantna zaštita 1. stepen - isključenje: Faza „0“, „4“ i „8“;
- Buholc transformatora - isključenje.

Na Slici 1 prikazane su struje i naponi u trenutku ispada transformatora:



Slika 1: Dijagram struja i napona

Radi utvrđivanja eventualnog oštećenja transformatora, i odlučivanja o njegovom daljem statusu, doneta je odluka da se urade dijagnostička ispitivanja.

2.1 Ispitivanje ET nakon ispada

Tabela I: Rezultati ispitivanja [6] otpornosti izolacije nakon ispada - merenje (1) i prilikom prethodnog redovnog ispitivanja - merenje (2) (Rezultati merenja u tabeli su dati za referentnu temperaturu 20°C).

Merna sprega	Merenje	U_{DC} [kV]	$R_{15''}$ [MΩ]	$R_{60''}$ [MΩ]	$R_{60''}/R_{15''}$ (-)
(VN+SN) – TN+M	(1)	5	285	505	1.77
	(2)	5	2720	4250	1.56
TN – (VN+SN+M)	(1)	5	1740	2390	1.38
	(2)	5	1360	2380	1.75
VN+SN – TN (M)	(1)	5	5980	8970	1.50
VN+SN – M (TN)	(1)	5	402	580	1.44
TN – (VN+SN+M)	(1)	5	4890	5380	1.10

Pored merenja izolacionih otpora, izvršeno je i merenje faktora dielektričnih gubitaka ($tg\delta$) i kapaciteta C izolacionog sistema, kako namotaja transformatora, tako i provodnih izolatora, zatim merenje otpornosti namotaja, provera prenosnog odnosa, merenje struja praznog hoda pri sniženom naponu i merenje induktivnosti. Podaci o navedenim ispitivanjima izolacionog sistema kao i rezultati prethodnog redovnog ispitivanja dati su u Tabeli II.

Tabela II: Rezultati ispitivanja C i $tg\delta$ nakon ispada - merenje (1), i prilikom prethodnog redovnog ispitivanja - merenje (2) (Rezultati merenja u tabeli su dati za referentnu temperaturu $T = 20^\circ\text{C}$).

Merna sprega	U_{AC} [kV _{50Hz}]	Merenje (1) $T = 20^\circ\text{C}$		Merenje (2) $T = 20^\circ\text{C}$	
		Kapacitet C_x [nF]	$tg\delta$ [%]	Kapacitet C_x [nF]	$tg\delta$ [%]
VN+SN – TN(M)	10	8.48	0.755	8.43	0.21
VN+SN – M (TN)	5	8.33	1.284	8.43	0.23
VN+SN – M (TN)	10	8.33	1.510	8.34	0.28
TN – M (VN+SN)	5	28.75	0.559	28.33	0.26

Rezultati ispitivanja C i $tg\delta$ provodnih izolatora 400kV i 220kV, kao i merenja otpornosti namotaja i prenosnog odnosa nakon ispada nemaju znatnih promena u odnosu na merenja prilikom prethodnog redovnog ispitivanja, stoga ih u okviru ove analize nećemo razmatrati.

Slede rezultati merenja induktivnosti usled rasipanja koje je obavljeno uz napajanje namotaja na strani visokog napona (400kV) uz kratkospojene izvode na strani srednjeg napona (231kV), odnosno namotaja tercijera (31.5kV). U Tabelama III i IV mogu se uporediti rezultati merenja nakon ispada transformatora sa rezultatima ranijih ispitivanja.

Tabela III: Rezultati merenja induktivnosti usled rasipanja uz kratak spoj SN+N nakon ispada - merenje (1) i prilikom prethodnog redovnog ispitivanja - merenje (2)

Induktivnost usled rasipanja L_x [mH] pri kratkospojenom sekundarnom namotaju (položaj regulatora - 2)				
Napajano:	A – N	B – N	C – N	δL_{ABC}^* [%]
Merenje (1)	148.1	148.8	148.1	0,317
Merenje (2)	147.8	149.2	148.6	0,491

* δL_{ABC} – maksimalno relativno međufazno odstupanje izmerenih induktivnosti

Tabela IV: Rezultati merenja induktivnosti usled rasipanja uz kratak spoj TN+N nakon ispada - merenje (1) i prilikom prethodnog redovnog ispitivanja - merenje (2)

Induktivnost usled rasipanja L_x [mH] pri kratkospojenom tercijernom namotaju (položaj regulatora - 2)				
Napajano:	A – N	B – N	C – N	δL_{ABC}^* [%]
Merenje (1)	681.8	680.4	682.6	-0,176
Merenje (2)	674.7	673.3	676.1	-0,207

* δL_{ABC} – maksimalno relativno međufazno odstupanje izmerenih induktivnosti

Vrednosti struja praznog hoda pri sniženom naponu (Tabela V) izmerene po fazama namotaja visokog napona, su u skladu sa rezultatima ranijih merenja, uz pravilne međufazne odnose tako da se može zaključiti da nema međunavojnih kratkih spojeva unutar namotaja, kao ni grubih oštećenja u magnetnom jezgru transformatora.

Tabela V: Rezultati merenja struja praznog hoda nakon ispada - merenje (1) i prilikom prethodnog redovnog ispitivanja - merenje (2)

	Položaj reg:	Faza: A		Faza: B		Faza: C	
		U [V]	I [mA]	U [V]	I [mA]	U [V]	I [mA]
Merenje (1)	2	250	6.4	250	4.3	250	5.3
Merenje (2)	2	250	5.5	250	3.1	250	3.9

Na licu mesta je urađena i gasnohromatografska analiza (GHA) rastvorenih gasova u uzorku ulja iz suda transformatora [7]. Rezultati GHA nakon ispada jasno ukazuju na postojanje kvara unutar transformatora, a u Tabeli VI prikazani su rezultati GHA:

Tabela VI: Rezultati GHA uzorka ulja iz suda transformatora.

Temperatura ulja - $T = 40^\circ\text{C}$									
gas	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	H ₂ O	TDCG*
ppm	1513	231	847	3442	385	83	493	10	3586

*TDCG – Total Dissolved Combustible Gas – ukupna količina rastvorenih zapaljivih gasova

2.2 Analiza stanja ET nakon ispada

Nakon havarijskog isključenja transformatora delovanjem sopstvenih zaštita, posle izvršenih električnih ispitivanja i GHA, može se zaključiti da je došlo do drastičnog pogoršanje stanja izolacionog sistema, posebno u mernoj sprezi VN+SN – M, kako pri merenju otpornosti izolacije, tako i pri merenju C i $tg\delta$. Gasnohromatografska analiza ulja ukazuje na to da je u transformatoru došlo do električnog pražnjenja velike gustine energije.

Poređenjem prethodnih merenja induktivnosti usled rasipanja sa merenjima nakon ispada, i s obzirom na odstupanja (δL_{ABC}) po fazama koja su u dozvoljenim granicama, može se zaključiti da nije došlo do značajne deformacija ili poremećaja geometrije namotaja koja bi se mogla ovom metodom ustanoviti.

Iz merenja struja praznog hoda pri sniženom naponu, koje se ne razlikuju od rezultata prethodnih merenja, zaključeno je da nije došlo do međunavojnih kratkih spojeva unutar samih namotaja, kao ni do grubih oštećenja u magnetnom jezgru transformatora.

Analizom delovanja diferencijalne zaštite može se zaključiti da je kvar, odnosno električno pražnjenje nastalo u fazi „8“ (faza „C“).

Odlučeno je da se transformator ne sme stavljati u pogon, i da je potrebno uraditi dalju defektažu u fabrici transformatora.

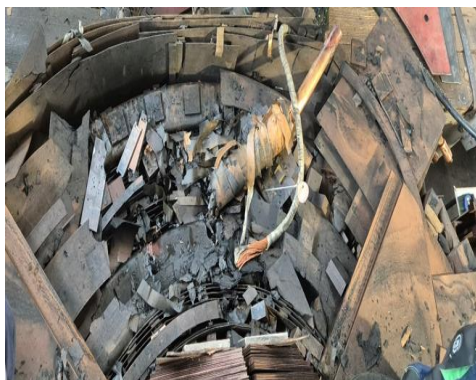
2.3 Kratak opis defektaže iz fabrike

Kao primarno, locirano je oštećenje u gornjoj zoni SN namotaja u fazi „C“, u zoni izvoda namotaja SN (231kV) koje se manifestuje termičkom degradacijom papirne izolacije provodnika, izolacionih elemenata, pritezenih segmenata i šanta u zoni delovanja električnog luka.

Kao posledica elektrodinamičkih sila kalota provodnog izolatora je otpala, ali na istoj nema tragova električnog pražnjenja.

Ostala oštećenja su praktično posledica primarne havarije i delovanja elektrodinamičkih sila, što je za posledicu imalo oštećenje međunamotajnih obloga i izolacionih cilindara, pre svega na fazi „C“, a u manjoj meri i na ostalim fazama.

Na slici 2, prikazano je stanje aktivnog dela transformatora nakon demontaže ploče. Ustanovljeno je da je kvar nastao na stubu faze „C“:



Slika 2: Aktivni deo, faza „C“

3 ISPITIVANJE, DIJAGNOSTIKA I ANALIZA STANJA ET 20 MVA [5]

U transformatorskoj stanici (TS) 400/110/35kV [8] došlo je do ispada energetskog transformatora 110/36.75/10.5kV, snage 20MVA delovanjem osnovne zaštite transformatora Buholc rele - isključenje [5]. Ostale zaštite nisu reagovala. Potvrđeno je prisutvo gasova u Buholc releu prilikom ozračivanja.

Donesena je odluka da se uradi ispitivanje transformatora.

3.1 Ispitivanje ET nakon ispada

Isvršena su sva potrebna dijagnostička ispitivanja na transformatoru [2] posle ispada zbog delovanja Buholc zaštite. Rezultati ispitivanja su prikazani u Tabeli VII.

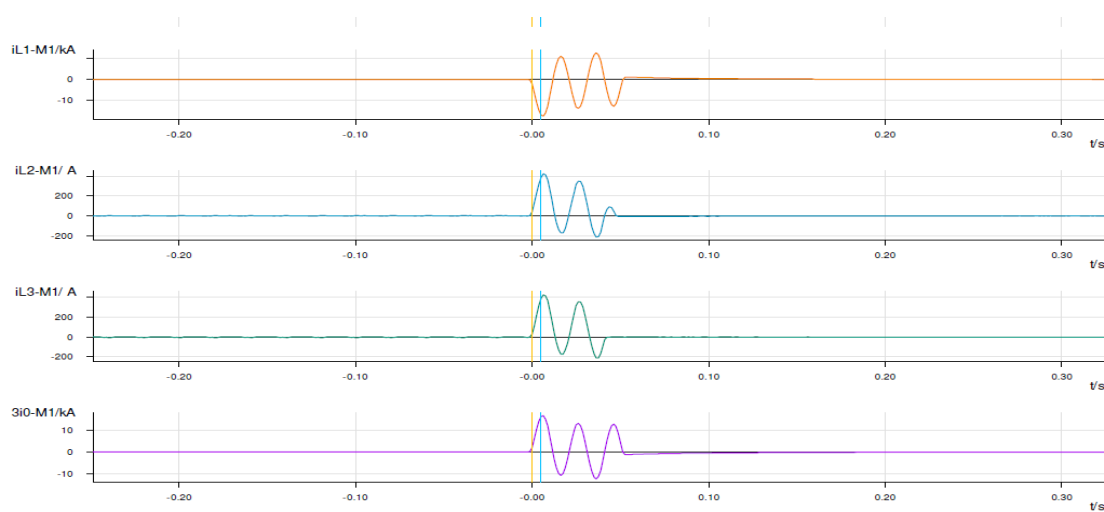
Tabela VII: Rezultati ispitivanja ET nakon ispada

TS 400/110/35kV- ET 20/20/6.5 MVA, 110/36.75/10.5kV, fab.br. 334030							
Merenje otpora izolacije pri $U_{DC} = 5kV$				Merenje omskih otpora pri $I = 8A$			
[MΩ]	R_{15}	R_{60}	R_{60}/R_{15}	VN	A - N	B - N	C - N
VN-SN (TN+M)	1900	3450	1.81	[mΩ]	1295	1360	1332
NN-TN (VN+M)	1050	1700	1.62	SN	mA - mN	mB - mN	mC - mN
VN-M (SN+TN)	2300	3120	1.36	[mΩ]	124.1	124.4	124.5
SN-M (VN+TN)	8000	10100	1.26	TN	a - b	a - c	b - c
TN-M (VN+SN)	1000	1700	1.70	[mΩ]	99.4	103.7	99.9
Merenje struja praznog hoda pri $U = 250V$				Merenje induktivnosti			
VN	A - N	B - N	C - N	VN-SNks	A - N	B - N	C - N
[mA]	13	11	19	[mH]	254.8	250.8	251.4
SN	mA - mN	mB - mN	mC - mN	VN-TNks	A - N	B - N	C - N
[mA]	77	66	83	[mH]	702.9	695.9	700.4
TN	a - b	a - c	b - c	SN-TNks	mA - mN	mB - mN	mC - mN
[mA]	172	212	215	[mH]	42.3	42.2	42.2
Napomena: položaj regulacije 5, temperatura $T = 27^{\circ}C$							

Posle svih izvršenih dijagnostičkih ispitivanja, na osnovu poređenja sa redovnim ispitivanjem transformatora iz 2021. godine, i analizom dobijenih rezultata, konstatovano je da nema indikacija da je došlo do njegovog oštećenja, pa je zaključeno da se transformator pusti u prazan hod. Prilikom uključenja prekidača 110kV, transformator je bio u praznom hodu 7 sekundi, nakon čega je došlo do eksplozije uvodnog izolatora 110kV u fazi „A“ (faza „0“). Signali prilikom ponovnog ispada transformatora su sledeći:

- Diferencijalna zaštita - isključenje;
- Faza „0“ - zemljospoj;
- Kratkospojna zaštita - isključenje;
- Kućišna zaštita - isključenje.

Na Slici 3 prikazan je dijagram struja nakon ispada transformatora:



Slika 3: Dijagram struja

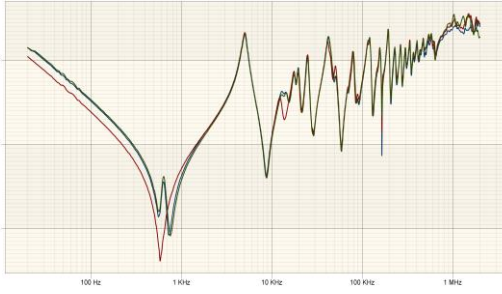
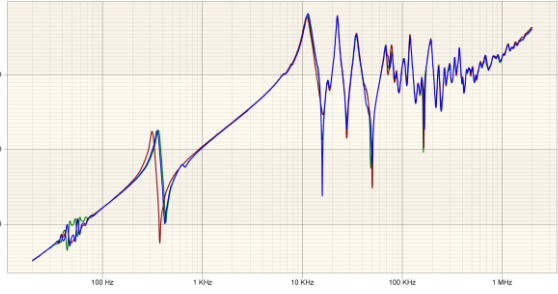
Na Slici 4 prikazan je havarisan provodni izolator:



Slika 4: Havarisan provodni izolator

Nakon demontiranja havariisanog provodnog izolatora ponovljena su dijagnostička ispitivanja. Rezultati ispitivanja dati su u Tabeli VIII.

Tabela VIII: Rezultati ispitivanja ET nakon havarije provodnog izolatora

TS 400/110/35kV- ET 20/20/6.5 MVA, 110/36.75/10.5kV, fab.br. 334030										
Merenje otpora izolacije pri $U_{DC} = 5kV$					Merenje omskih otpora pri $I = 8A$					
[M Ω]	R_{15}	R_{60}	R_{60}/R_{15}		VN	A - N	B - N	C - N		
VN-SN (TN+M)	3300	5480	1.66		[m Ω]	1259	1237	1247		
SN-TN (VN+M)	5300	6450	1.22		SN	mA - mN	mB - mN	mC - mN		
VN-M (SN+TN)	2100	2920	1.39		[m Ω]	119.5	119.7	119.8		
SN-M (VN+TN)	19300	25300	1.31		TN	a - b	a - c	b - c		
TN-M (VN+SN)	1780	2620	1.47		[m Ω]	95.5	95.4	94.9		
Merenje struja magnećenja pri $U = 250V$					Merenje induktivnosti					
VN	A - N	B - N	C - N		VN-SNks	A - N	B - N	C - N		
[mA]	21	10	13		[mH]	254.0	250.0	250.1		
SN	mA - mN	mB - mN	mC - mN		VN-TNks	mA - mN	mB - mN	mC - mN		
[mA]	90	63	79		[mH]	698.0	692.7	695.9		
TN	a - b	a - c	b - c		SN-TNks	mA - mN	mB - mN	mC - mN		
[mA]	175	222	219		[mH]	42.1	42.4	42.5		
Nivo	TDCG	H2	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	CO	CO2	H2O	Up [kV/cm]
D	415	24	13	41	36	16	285	2386	12	320
SFRA OC* (A-N, B-N, C-N)					SFRA CIW* (A-mA, B-mB, C-mC)					
										

Napomena: položaj regulacije 5, temperatura $T = 17^{\circ}C$

*SFRA OC - open circuit FRA connection scheme - šema merenja sa otvornemim SN namotajem

*SFRA CIW - Capacitive inter-winding FRA connection scheme - šema merenja između VN i SN namotaja

Na osnovu rezultata ponovljenih električnih ispitivanja nakon havarije provodnog izolatora ne može se ustanoviti priroda kvara, kao ni obim. Urađena je gasnohromatografska analiza gasova rastvorenih u ulju [7], nakon prvog isključenja i nakon ponovnog uključenja, odnosno isključenja. U Tabeli IX se nalaze rezultati analize gasova u ulju ET.

Tabela IX: Rezultati gasnohromatografske analize ulja pre i posle uključenja

Pojedinačne koncentracije gasova, ppm									
H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	O ₂	N ₂	Ocena
14	7	192	1674	23	4	6	17700	47867	A
14	7	198	1691	24	4	7	17914	50348	A

Rezultati ispitivanja sadržaja gasova rastvorenih u ulju pre i posle uključenja transformatora ne pokazuju značajno odstupanje u nivou koncentracije gasova kvara. Izmerene koncentracije gasova su najverovatnije posledica rada transformatora pod uobičajenim pogonskim uslovima.

4 ZAKLJUČAK

U slučaju havarijskog dijagnostifikovanja, kada se stanje transformatora nakon otkaza ne može sa sigurnošću utvrditi, a neophodno ga je što preciznije odrediti jer od toga zavisi dalji postupak uključenja, popravke ili zamene, potrebno je minimizirati mogućnost pogrešne procene. Tačnost dijagnoze u takvim situacijama od suštinskog je značaja, jer može uticati kako na opštu bezbednost, tako i na pouzdanost prenosnog sistema, trajanje zastoja i troškove sanacije.

Upravo zato, ključno je prikupiti što tačniju hronologiju događaja, analizirati ponašanje transformatora u trenutku kvara, kao i njegovo prethodno stanje i radne parametre. Ovi podaci su bitni da bi se obezbedila što pouzdanija procena mogućeg uzroka kvara ili oštećenja, što zatim omogućava prilagođavanje strategije ispitivanja i planiranje daljih koraka u otklanjanju problema. Međutim, treba napomenuti da dobar uvid u stanje transformatora ne znači nužno potrebu za ekstremnom tačnošću rezultata pojedinačnih merenja, već je od presudnog značaja njihova pouzdanost i doslednost u analizi.

U prenosnom sistemu, brzina dijagnostifikovanja je od posebne važnosti, jer je često neophodno u što kraćem roku identifikovati uzroke ispada energetskog transformatora kako bi se što pre omogućilo njegovo ponovno uključenje u rad da bi se obezbedila potpuna stabilnost prenosne mreže, i eventualno izbegli duži prekid u snabdevanju električnom energijom.

Osim samog transformatora, neophodno je izvršiti i proveru ispravnosti ostale opreme koja nije njegov sastavni deo, ali je ključna za njegov siguran rad. Tu se, pre svega, misli na zaštitne sisteme, sisteme hlađenja, odvodnike prenapona i druge povezane komponente, čija eventualna neispravnost može izazvati kvar ili otežati detekciju problema.

4.1 Primeri iz prakse

U slučaju transformatora iz tačke 2, sprovedena ispitivanja, analiza rezultata merenja i aktiviranje zaštitnih sistema omogućili su sa visokim stepenom sigurnosti preciznu procenu stanja transformatora. Na osnovu dostupnih podataka, utvrđena je njegova neispravnost za dalji rad, što je naknadno potvrđeno i detaljnom defektažom u fabrici. Ovaj primer pokazuje kako dobro sprovedena analiza može dovesti do ispravne odluke i sprečiti potencijalno veće havarije ili neplanirane prekide rada sistema.

Sa druge strane, slučaj transformatora iz tačke 3. pokazuje koliko procena stanja opreme može biti izazovna. Na osnovu ispitivanja i analize rezultata merenja, transformator je delovao ispravno, bez vidljivih indikacija kvara. Međutim, ubrzo nakon njegovog ponovnog uključenja u režim praznog hoda, došlo je do havarije - eksplozije uvodnog izolatora.

Otežavajuća okolnost u ovom slučaju bila je činjenica da uvodni izolator nije imao izvod za ispitivanje, što je onemogućilo prethodnu proveru njegove ispravnosti i eventualnu identifikaciju potencijalnog problema.

Ovaj događaj jasno ukazuje da procena stanja transformatora i prateće opreme na osnovu standardnih ispitivanja ponekad može biti izuzetno složen zadatak sa neizvesnim ishodom. Čak i u slučajevima kada rezultati merenja ukazuju na ispravnost uređaja, određeni skriveni faktori ili ograničenja u metodologiji ispitivanja mogu dovesti do nepredviđenih havarija. Stoga je neophodno kontinuirano unapređivati metode dijagnostike i osigurati da svi ključni elementi opreme budu adekvatno provereni pre ponovnog puštanja u rad.

5 LITERATURA

- [1] SRPS EN 60076 – 1: 2012 Energetski transformatori. Deo 1: Opšte
- [2] Elektromreža Srbije AD - Interni Standard IS-EMS 402-2021 - Energetski transformatori - ispitivanja i kontrole u pogonu
- [3] Elektromreža Srbije AD - Interni Standard IS-EMS 423-2023 - Kvantitativna ocena stanja energetskih transformatora prenosne mreže preko indeksa zdravlja
- [4] A. Popović, Metodologija ispitivanja za utvrđivanje stanja velikih energetskih transformatora u pogonu, Magistarski rad
- [5] Elektromreža Srbije AD - Interni Standard IS-EMS 703-2021 - Zaštita energetskih transformatora
- [6] Izveštaj o ispitivanju T4 u TS 400/220/110kV Novi Sad 3
- [7] Elektromreža Srbije AD - Interni Standard IS-EMS 421-2022 - Mineralna izolaciona ulja za primenu u visokonaponskoj opremi
- [8] Izveštaj o ispitivanju T3 u TS 400/110/35kV Srbobran T3

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.07)**A2.07****DIGITALNI BLIZANAC ENERGETSKOG ULJNOG TRANSFORMATORA – PRIKAZ
KONCEPTA I DEMONSTRACIONE VERZIJE DT SISTEMA****DIGITAL TWIN OF A OIL-IMMERSED POWER TRANSFORMER – CONCEPT
OVERVIEW AND DEMONSTRATION VERSION OF THE DT SYSTEM****Uroš Radoman*, Petar Nikolić, Filip Kilibarda, Vladimir Polužanski, Nenad Kartalović,
Nikola Miladinović, Valentina Vasović, Branko Pejović, Aleksandar Žigić, Jelena Lukić****Kratak sadržaj:**

U radu je predstavljen koncept digitalnog blizanca (digital twin, DT) energetskog uljnog transformatora (EUT) koji predstavlja osnovu za razvoj alata za nadzor, dijagnostiku i optimizaciju eksploatacije, zasnovanog na principima četvrte industrijske revolucije. Dati koncept je fokusiran na modularnost sistema koja je postignuta korišćenjem mikroservisa. Mikroservisi omogućavaju postepeno proširivanje sistema i primenu kako jednostavnih, tako i složenih modela u realnim uslovima. Praktična primena koncepta, ilustrovana je formiranjem demonstracionog DT sistema za praćenje ključnih fizičkih procesa kao što su promene temperature, efikasnost hlađenja i starenje izolacije usled termičkog naprezanja. Demonstracioni sistem simulira rad u realnom vremenu, uz korišćenje arhiviranih pogonskih podataka. Sistem integriše modele zasnovane na fizici (physics-based) i modele zasnovane na upotrebi metoda veštačke inteligencije (AI), kao i module za vizuelizaciju i servisne funkcije. Prikazani koncept ukazuje na potencijal DT tehnologije za pomoć u donošenju odluka, optimizaciju procesa prediktivnog održavanja, kao i na mogućnosti daljeg razvoja i integracije sa postojećim sistemima u elektroenergetici.

Ključne reči: Energetski uljni transformatori, Digitalni blizanac, Industrija 4.0, Monitoring sistemi, Starenje izolacije, Zaprljanje razmenjivača toplote, Mikroservisi, Veštačka inteligencija, Prediktivno održavanje

* Uroš Radoman, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, uros.radoman@ieent.org
Petar Nikolić, EPS AD Beograd Ogranak Đerdap Kladovo, petar.m.nikolic@eps.rs
Filip Kilibarda, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, filip.kilibarda@ieent.org
Vladimir Polužanski, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, vladimir.poluzanski@ieent.org
Nenad Kartalović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, nenad.kartal@ieent.org
Nikola Miladinović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, nidzo@ieent.org
Valentina Vasović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, valentina.vasovic@ieent.org
Branko Pejović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, branko.pejovic@ieent.org
Aleksandar Žigić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, azigic@ieent.org
Jelena Lukić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, lukicjelena@ieent.org

Abstract: This paper presents the concept of a Digital Twin (DT) for an oil-immersed power transformer (OIPT), which serves as the foundation for developing tools for monitoring, diagnostics, and exploitation optimization, based on the principles of the Fourth Industrial Revolution. The proposed concept emphasizes system modularity, achieved by the use of microservices. Microservices enable the gradual expansion of the system and the application of both simple and complex models under realistic conditions. The practical application of the concept is illustrated through the development of a demonstration DT system for monitoring key physical processes such as temperature change, cooling efficiency, and insulation thermal aging. The demonstration system simulates real-time operation using archived operational data. It integrates physics-based and artificial intelligence (AI) models, along with visualization modules and service functions. The presented concept highlights the potential of DT technology to support decision-making, predictive maintenance optimization, and allows further development and integration with existing power system infrastructures.

Key words: *Liquid-immersed power transformers, Digital twin, Industry 4.0, Monitoring systems, Insulation aging, Heat exchanger fouling, Microservices, Artificial intelligence, Predictive maintenance*

1 UVOD

Pred elektroenergetske sisteme je, pored glavnog prioriteta obezbeđivanja sigurnog snabdevanja električnom energijom, postavljen ambiciozan zahtev ispunjenja „3D“ platforme koja podrazumeva digitalizaciju, dekarbonizaciju i decentralizaciju. Put ka ostvarenju zacrtanih ciljeva je uvođenje tekovina četvrte industrijske revolucije (Industrije 4.0) u elektroenergetiku. Iako su pojedini elementi neophodni za razvoj i praktičnu primenu novih tehnologija već odavno dostupni i u funkciji, elektroenergetika je dugo kasnila za nekim drugim granama industrije zbog konzervativnosti koju duguje svojoj veličini i ulozi koju ima u modernom društvu [1]. Ubrzani razvoj računarskih i komunikacionih sistema, senzora i monitoring sistema, pad cene i povećanje dostupnosti komponenti, kao i proliferacija data centara, dali su vetar u leđa i otvorili nove mogućnosti za razvoj industrije primenom koncepta interneta stvari (Internet of Things – IOT i njegove industrijske varijante Industrial Internet of Things – IIoT).

U slučaju elektroenergetskog sistema, radi se o ogromnom sistemu čiji pojedinačni podsystemi, delovi i oprema predstavljaju svetove za sebe, ali koji imaju veliki međusobni uticaj. Iako je smart-grid koncept odavno poznat [2], sveobuhvatna rešenja koja u sebi sadrže detaljne modele pojedinačnih delova mreže na nivou sistema su još uvek nedostižan cilj, te je fokus istraživanja usmeren na razvoj detaljnih modela pojedinačnih elementa elektroenergetskih sistema.

Veliki energetski uljni transformatori (EUT) su jedan od najvažnijih uređaja u elektroenergetskim sistemima. Oni su veoma skupi uređaji, ali indirektni troškovi prouzrokovani nepredviđenim zastojima zbog njihovog kvara ili ispada iz pogona mogu značajno premašiti njihovu cenu. Poznavanje stanja EUT ključno je za operatore kako bi se osiguralo njihovo optimalno korišćenje.

Jedan obećavajući koncept koji predstavlja rešenje navedenih izazova je digitalni blizanac EUT [1][3]. Digitalni blizanac uređaja predstavlja njegovu virtuelnu repliku koju čini skup digitalnih modela, povezanih sa realnim sistemom putem senzorskih i komunikacionih veza [4][5]. Uloga digitalnog blizanca transformatora je višestruka: on omogućava kontinuirani nadzor i pravovremeno otkrivanje potencijalnih problema (monitoring i sistem ranog upozoravanja), zatim omogućava izvođenje simulacija složenih ili retko posmatranih stanja koja nisu lako

dostupna u realnoj eksploataciji, kao i podršku pri planiranju održavanja na osnovu stvarnog stanja uređaja i prediktivnih modela.

U radu je predstavljen koncept jednog sistema zasnovan na modularnoj microservice platformi. Ovakav koncept omogućava brži i distribuirani razvoj pojedinačnih komponenti sistema – fizičkih/AI modela, servisnih, komunikacionih i drugih modula. Sistem je još u ranoj fazi razvoja, nalazi se na lokalnim računarima, i trenutno uključuje tri osnovna modela: modifikaciju termičkog modela predstavljenog u IEC standardu [6], model zaprljanosti hladnjaka [7] sa AI modulom za predikciju promene stanja, kao i model starenja izolacije [8]. Prikupljanjem i upotrebom podataka koji predstavljaju izlaze ovih modela formira se osnova za složenije funkcionalnosti sistema, kao što su predikcija stanja hladnjaka, procena relativnog starenja izolacije i planiranje održavanja, uključujući i optimizaciju trenutka čišćenja rashladnog sistema.

Rad se fokusira na ranu fazu razvoja i testiranja sistema, sa ciljem da se kroz nekoliko ilustracija korisničkog interfejsa i dijagrama arhitekture demonstrira njegova funkcionalnost u kontrolisanim uslovima, uz identifikaciju ključnih oblasti za dalji razvoj i unapređenje.

U poglavlju 2 izložene su osnovne ideje koncepta, prednosti koje pruža pristup preko mikroservisa, predlog arhitekture DT EUT sistema i njegovih pojedinačnih modula.

Poglavlje 3 sadrži prezentaciju demo DT EUT sistema kroz ilustraciju rešenja praktičnog problema procene promena termičkih parametara tokom rada EUT i njihovog uticaja na smanjenje maksimalnog trajno dozvoljenog opterećenja (tj. prave maksimalne dozvoljene snage) EUT i njegovo relativno starenje.

2 PREDLOG ARHITEKTURE SISTEMA DIGITALNOG BLIZANCA ENERGETSKOG TRANSFORMATORA

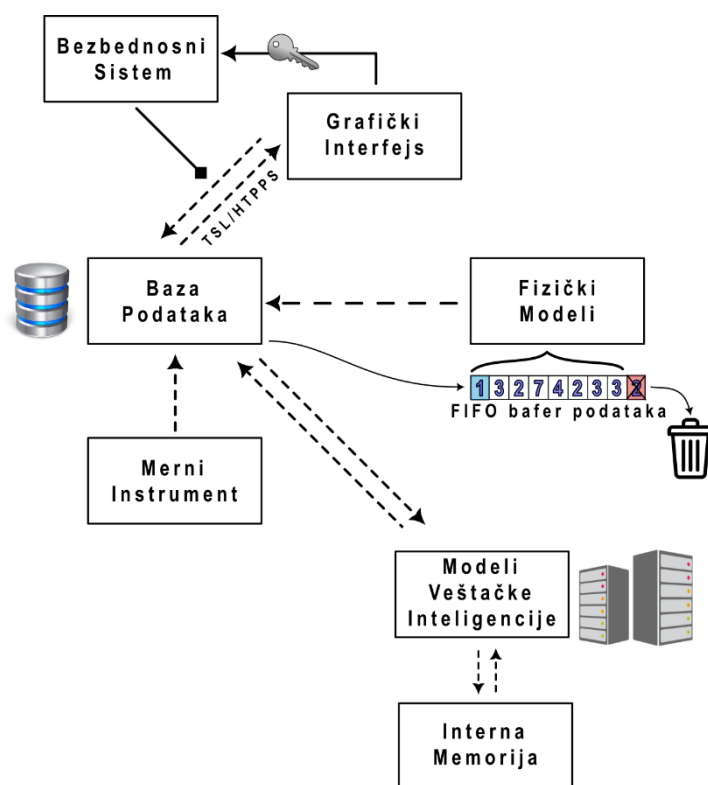
Sistem Digitalnog blizanca uljnog transformatora je organizovan u obliku mikroservis arhitekture.

Glavne odlike ovakvih sistema je da je celina sačinjena od kolekcije potprograma/servisa koji su povezani „labavim“ vezama preko nekih jednostavnijih protokola (HTTP/REST, WebSockets) [9][10].

Ovaj princip nudi mnoge prednosti u odnosu na monolitne sisteme. Svi servisi mogu da budu nezavisno razvijani, što unapređuje modularnost. Ovo je isto ključno za životni ciklus softvera, gde se prevazilazi razvijanje po „vodopad“ modelu (linearni model razvoja softvera) i prelazi na „agilni“ razvoj [11] i iterativne metodologije. Sistemi i aplikacije moraju biti prilagođeni radu sa podacima različite složenosti i obima, kao i potrebama korisnika koji se kreću od pojedinaca do velikih organizacija. Zbog toga je prilagodljivost i mogućnost skaliranja jedna od njihovih ključnih karakteristika (Docker/Kubernetes). Kao dodatna prednost ovakvih sistema je da potprogrami/servisi mogu da budu napisani u raznim programski jezicima i okruženjima, što omogućava lakšu kolaboraciju stručnjaka iz različitih programskih jezika. Naravno, osim prednosti, ovakvi sistemi imaju i mane koje su sadržane u tome da su inicijalni razvoj, dizajn arhitekture i održavanje infrastrukture komplikovaniji nego u monolitnim strukturama.

Aplikacije ovog tipa mogu da budu podeljene u module i celine u skladu sa zakonskim i poslovnim zahtevima koje program mora da zadovoljava. Često za modelovanje infrastrukture

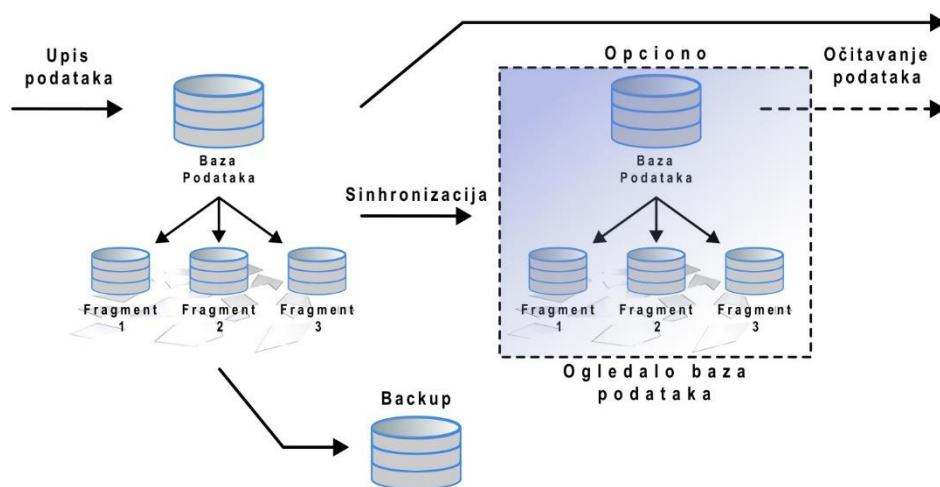
od kritičnog značaja, podaci moraju da budu skladišteni lokalno i da im je ograničen pristup, dok se za procesuiranje određenih matematičkih formalizama ili korišćenje metoda veštačke inteligencije često koriste računski centri. Ovakav pristup je omogućen zahvaljujući tome što su komponente sistema međusobno povezane na fleksibilan način, korišćenjem jednostavnih protokola za komunikaciju. Zbog toga se mogu nalaziti na različitim lokacijama – od lokalnih računara, preko udaljenih uređaja, pa sve do cloud okruženja.



Slika 1: Predlog arhitekture DT sistema

Prva kategorija su moduli za pribavljanje podataka, kao i za njihovu početnu predobradu i strukturisanje. Ovi moduli konvertuju ulazne podatke u predefinisanu formu koja odgovara bazi, uklanjaju nedostajuće, oštećene, loše i nepotpune podatke (null, NaN, inf i slične) i usklađuju vremensku kvantizaciju različitih ulaznih podataka.

Druga kategorija su moduli za skladištenje podataka. Praktično su osnovni element sistema i komuniciraju sa svim ostalim celinama. Da bi se efikasno skladištile velike količine podataka i omogućilo da sistem nezavisno prati promene na više mernih sistema i celina, optimalno je da se podaci ne upisuju u jednu veliku bazu podataka, već da je za svaki merni sistem organizovana namenska podbaza ili fragment (slika 2). Ovo isto smanjuje mogućnosti kvara i oštećenje (korupciju) informacije, uz dodatne mogućnosti kontrole pristupa i izolovanosti informacija u zavisnosti od nivoa pristupa korisnika. U cilju dalje sigurnosti čuvanja podataka je preporučljivo da se organizuju i kopije baza koje se koriste kao backup, a dodatno ako je potrebno upisivati i čitati ogromne količine podataka i organizovati sistem ogledala baza podataka (eng. mirror DB, takođe predstavljena na slici 2), koje čine logički razdvojene baze podataka, ali sa istim podacima. Na ovaj način bi se u jednu bazu samo upisivalo, a iz druge čitalo, dok se sinhronizacija izvršava internim komandama.



Slika 2: Fragmentiranje baze podataka

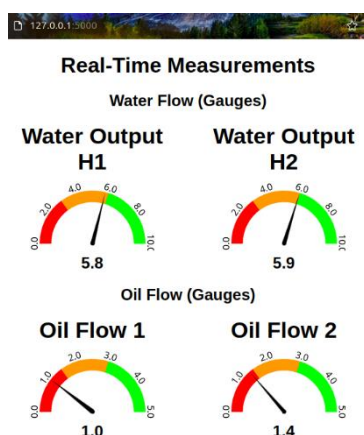
Treća kategorija su moduli koji sadrže simulacione modele zasnovane na fizičkim jednačinama i modele zasnovane na veštačkoj inteligenciji.

Sistemi DT često rade sa vremenskim serijama. Pri izboru metoda veštačke inteligencije za analizu i obradu podataka ovog tipa, u literaturi se najčešće koriste rekurentne neuronske mreže, kao što su GRU [12] i LSTM [13]. Iako su se ove metode pokazale kao odlične za ceo spektar problema u energetici [14][15] kao i različitim oblastima nauke i društva, one imaju i mane. Jedna od najznačajnijih je da rekurentne neuronske mreže ne mogu efikasno da se paralelizuju (rekurentnost - budući ulaz zavisi od prethodnog izlaza), sto može dovesti do problema ako imamo veliki broj podataka ili ako je potrebno brzo izvršavanje. Zbog ovoga je poželjno koristiti i novije tipove neuronskih mreža, kao što su transformeri [16]. Kao primer upotrebe veštačke inteligencije, u poglavlju 3 biće prikazan modul za predikciju zaprljanja razmenjivača toplote transformatora.

Isto tako, dok su klasične baze podataka pogodne za sigurno skladištenje strukturisanih podataka, one nisu sasvim pogodne za direktnu interakciju sa modelima mašinskog učenja i veštačke inteligencije. Stoga je potrebno dodati još jedan tip memorije u sistem (Interna memorija). Ovo može biti i fizička memorija (SSD, RAM), ali može biti i samo logički drugačije organizovana celina (vektorske baze podataka, baferi, objektno i blokovo skladištenje...). Ovo omogućava visoke brzine sekvencijalnog čitanja, upisivanja i komunikacije (GPU/CPU), kao i mogućnosti paralelne obrade podataka.

Pored prikupljanja kvalitetnih podataka i uspostavljanjem veze sa modulima za njihovu analizu i proračune, jako je važno omogućiti pristup i interakciju sa korisnicima, pa su četvrta kategorija GUI moduli (korisnički interfejs). Da bi se omogućila standardizacija, kao i da bi ovaj deo bio sistem-agnostičan on je najčešće u obliku web servisa i njemu se pristupa uz pomoću internet pretraživača (primer dat na slici 3). Ovde je bitno napomenuti da iako ovaj deo u zavisnosti od potreba i definicija, može da bude omogućen samo na lokalnom kompjuteru, on isto tako može da bude omogućen i na lokalnoj mreži ali i van nje.

I poslednja komponenta, o kojoj se verovatno najmanje govori iako je cela inženjerska (i ne samo inženjerska) javnost upoznata sa ključnom ulogom koju ona ima, je sistem za kontrolu sigurnosti podataka i pristupa sistemu. Iako on ne mora da postoji od početka rada sistema, on mora da bude jasno struktuirisan i njegova interakcija sa ostalim modulima mora da bude jasno definisana.



Slika 3: Primer jednostavnog web-servis interfejsa

3 PRAKTIČNA PRIMENA PREDLOŽENE ARHITEKTURE – STARENJE TRANSFORMATORA U ZAVISNOSTI OD PROMENLJIVIH RADNIH PARAMETARA

U ovom poglavlju, na primeru jednog ODWF blok transformatora, biće demonstriran koncept DT i mogućnosti koje on pruža. Posmatrani transformator je opremljen velikim brojem savremenih monitoring sistema i lokalnom bazom podataka u koju se skladište podaci sa monitoring sistema. Transformator ima razmenjivače toplote ulje-voda tipa shell-and-tube. Kao što je to i uobičajeno na hidroelektranama, kao spoljašnji rashladni fluid u razmenjivačima toplote koristi se rečna voda. Korišćenjem hemijski i biološki netretirane rečne vode, zaprljanje unutrašnje (vodene) strane cevi shell-and-tube hladnjaka je veoma važan proces, koji ima značajan uticaj na rashladnu snagu razmenjivača toplote, samim tim i na temperaturu EUT, što efektivno smanjuje nominalnu snagu uređaja i utiče dinamiku starenja čvrste celulozne izolacije namotaja.

Između ostalih, dostupna su bila merenja:

- temperature ambijenta,
- temperature ulja na ulasku i izlasku iz razmenjivača toplote (RT),
- temperature vode na ulasku i izlasku iz RT,
- zapreminske protoke ulja i vode kroz RT,
- napone tri faze visokonaponskog namotaja,
- struje tri faze visokonaponskog namotaja,

- struje tri faze niskonaponskih namotaja,
- sadržaja vlage u ulju i
- direktna merenja temperature namotaja F.O. senzorima.

Takođe, bili su dostupni podaci o intervencijama i pogonskim događajima (kao što su periodi remonta, zastoji u radu, operacije na ventilima sistema za dovod vode itd.).

Za potrebe proračuna temperature ulja i najviše temperature namotaja, korišćen je modifikovan jednostavni IEC model energetskog uljnog transformatora [6]. Modifikacija uzima u obzir da je posmatrani EUT tronamotajni – dva niskonaponska primara su postavljena aksijalno jedan u odnosu na drugi. Korišćeni su pravi termički parametri transformatora, određeni u ogledu grejanja (HRT) i na osnovu merenih podataka iz pogona.

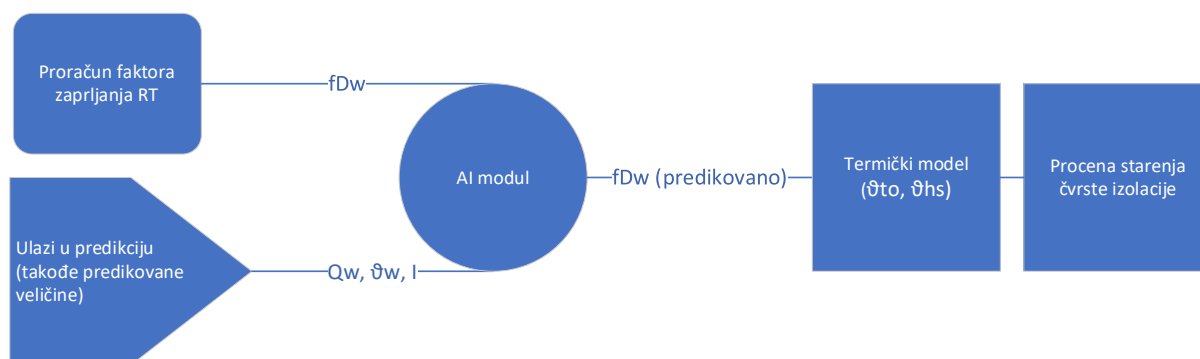
Raspodela gubitaka u namotajima i ostalim delovima transformatora određena je na osnovu FEM simulacija, i preračunava se iterativno, na osnovu trenutne srednje temperature namotaja i strujnog opterećenja.

Jedna od osnovnih prednosti upotrebe DT sistema je prepoznavanje tzv. „new normal“ („novog normalnog“) stanja u radu fizičkog uređaja. U konkretnom primeru, pažnja je usmerena na degradaciju efikasnosti rashladnog sistema tokom eksploatacije, tj. na zaprljanje razmenjivača toplote. Upotreba modela zaprljanja razmenjivača toplote ulje-voda ODWF EUT tipa shell-and-tube je prikazana u [7]. Model je zasnovan na hibridnom dinamičkom-kvazistacionarnom termo-hidrauličkom modelu razmenjivača toplote, koji, na osnovu standardnih merenja u realnom vremenu određuje vrednost faktora zaprljanja razmenjivača toplote (f_{Dw}). Ova veličina predstavlja fiktivni (dodatni) toplotni otpor prenosu toplote sa ulja na vodu.

Procena promene f_{Dw} u budućnosti vrši se upotrebom AI modela. Ulazi u AI modul su temperatura i protok vode koji se procenjuju iz istorijskih podataka, dok se promena opterećenja planira za posmatrani period.

Procena brzine relativnog starenja u realnom vremenu, njegova predikcija u budućnosti pri definisanim uslovima eksploatacije kao i preostalog životnog veka uređaja je jako koristan podatak – otvara se mogućnost upotrebe modula za optimizaciju trenutka čišćenja i za procenu sposobnosti (pre)opterećivanja transformatora. Postoji potencijal i za razvoj modula koji, u zadatim radnim uslovima, optimizuje nivo proizvodnje električne energije balansiranjem između dugoročnih gubitaka izazvanih habanjem opreme i promenljivih tržišnih cena električne energije.

Na slici 4. predstavljen je tok podataka za konkretan primer. Potrebno je imati u vidu da je ovo samo logička ilustracija, dok se, u stvarnosti, razmena podataka između pojedinačnih modula ostvaruje kroz bazu podataka, na upit pojedinačnog modula.



Slika 4: Logički flowchart demo sistema

Za proračunatu promenu faktora zaprljanja za neki prethodni period, i za procenjenu/zadatu promenu ulaznih parametara (protok i temperaturu ulazne vode i strujno opterećenje sva 3 namotaja), izvršena je procena promene faktora zaprljanja u budućnosti AI modulom.

Za potrebe predviđanja zaprljanja (koja je u formi vremenske serije), kao što je navedeno u poglavlju 2, pogodna je upotreba novijih tipova neuronskih mreža, kao što su transformeri. Na slici 5 je dat šematski prikaz transformera zasnovanog samo na enkoderima, koji je korišćen za predviđanje zaprljanja hladnjaka transformatora, gde su:

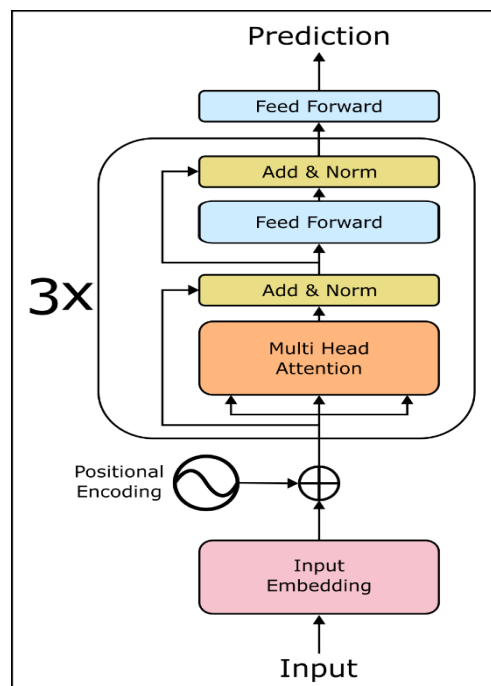
Input Embedding - transformiše ulazne podatke u vektore više dimenzije. Ovo omogućava veću izražajnost modela i učenje složenijih obrazaca ponašanja, kao i bolji rad neuronskih mreža. Isto tako, transformacija u višedimenzionalne prostore omogućava da model nauči da slične obrasce ponašanja prikazuje kao bliske vektore u višedimenzionalnom prostoru.

Positional Encoding - pošto model ne poseduje intristički način da detektuje redosled elemenata u vremenskoj seriji (za LSTM je to rekurentnost), potrebno je na neki način dodati informaciju o redosledu u vektorsku reprezentaciju podataka. Ovo se najčešće postiže dodavanjem sinusno-kosinusnih funkcija koje zavise od pozicije na vektor koji sadrži ulazne podatke.

Multi-Head Attention - predstavlja mehanizam koji omogućava uočavanje veza i odnosa između različitih komponenti vektora.

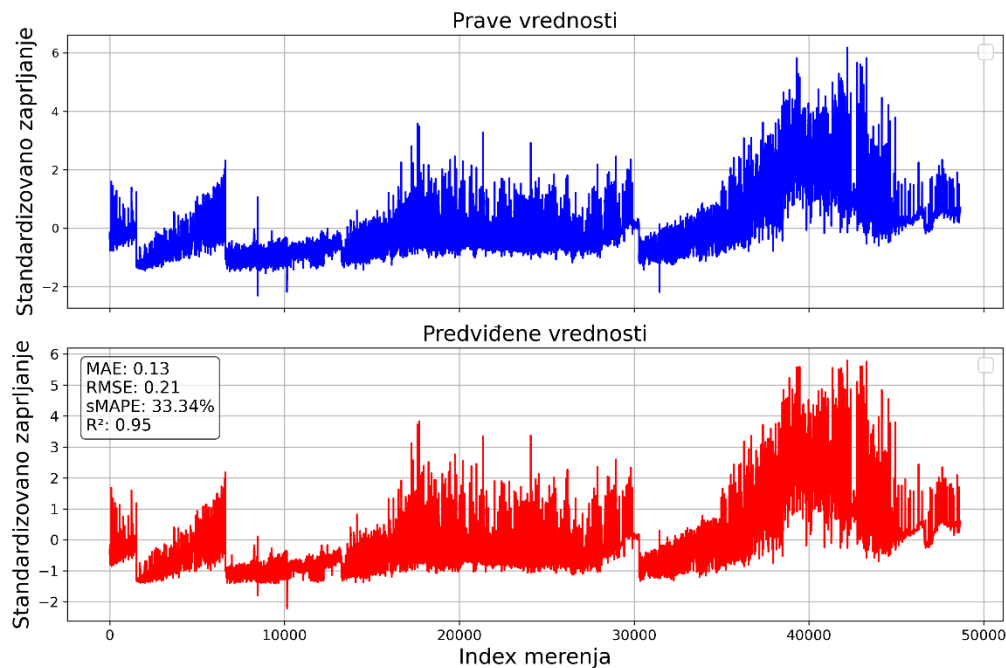
Add & Norm - sloj čine dve komponente. Prvo se sabiraju dva signala (vektora) (izlaz prethodnog sloja, i ulaz prethodnog sloja), pa se onda ovaj signal normalizuje. Ovo je jako bitno da bi se model efektivno obučavao, pošto prisustvo rezidualne veze (ulaz prethodnog sloja) olakšavaju propagaciju gradijenata pri obučavanju modela i ubrzavaju konvergenciju.

Feed Forward - sloj je sastavljen od perceptrona i on omogućava linearne transformacije vektora uz kombinaciju sa nelinearnostima koje se modeluju aktivacionim funkcijama.

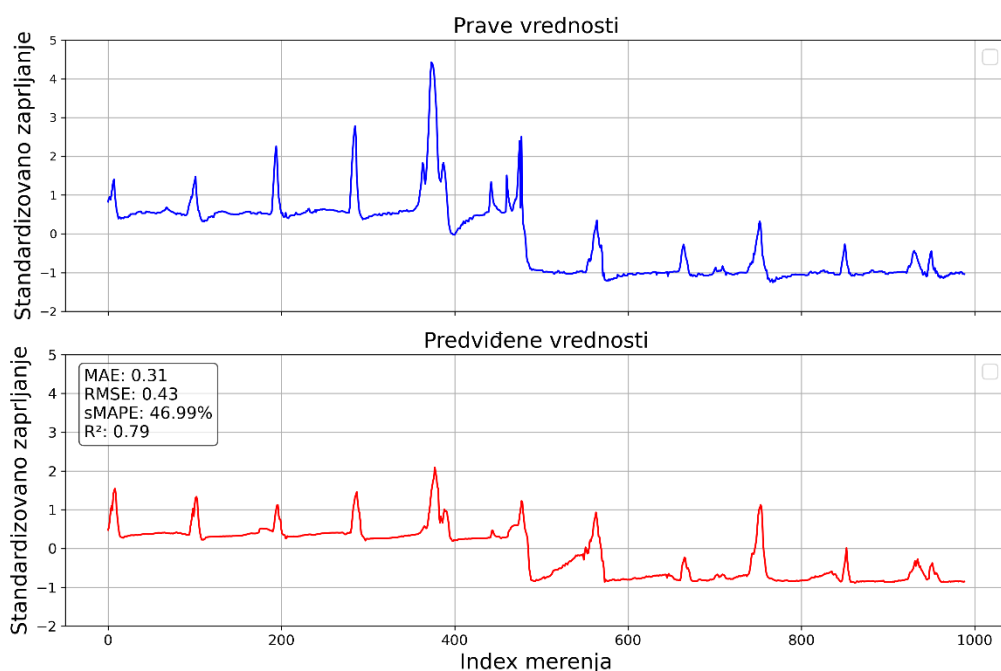


Slika 5: Principijelna šema transformera zasnovanog na enkoderima

Transformer je obučen na podacima sa jednog transformatora, koji je posmatran u dva vremenska perioda da bi se obuhvatila što veća raznolikost pojava i podataka. Ova dva seta podataka su nadovezana jedan na drugi i korišćena za treniranje (1000 iteracija optimizacije, slika 6). Isto tako, deo podataka je bio izdvojen iz početnog skupa podataka kao test skup podataka (koji nije korišćen za obučavanje) i na njemu je provereno koliko dobro naš model opisuje nove podatke (slika 7).



Slika 6: Ulazna vrednost faktora zaprljanja i vrednosti određene upotrebom AI modula za set podataka za obučavanje

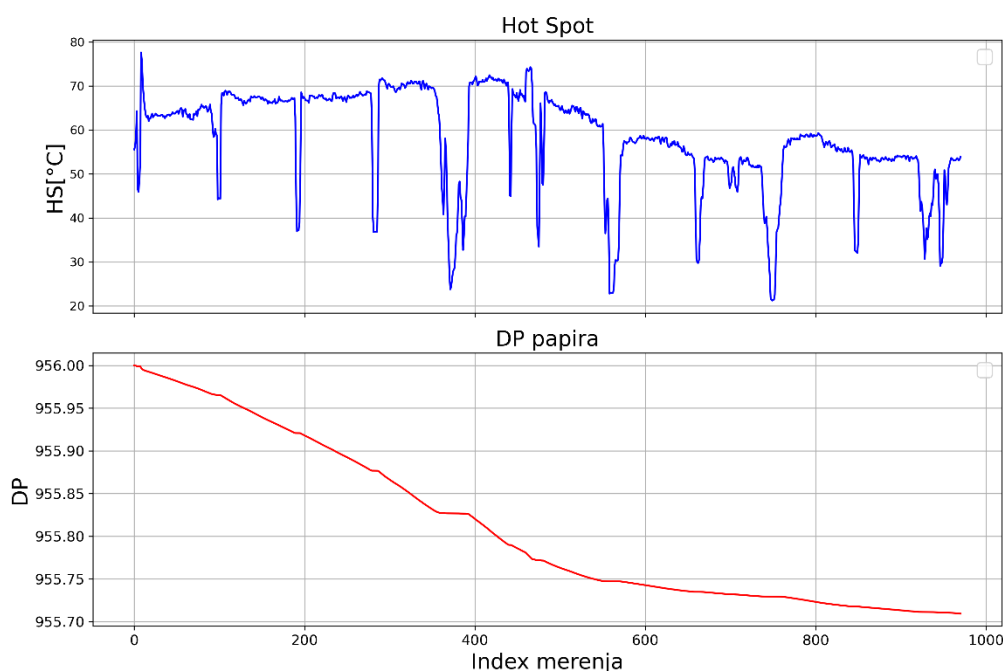


Slika 7: Predviđena promena faktora zaprljanja u budućnosti upotrebom AI modula

Vidljivo je da inicijalni model generalno dobro opisuje trendove. Iako ne postiže uvek iste apsolutne vrednosti, promenom hiperparametara i dodatnim obučavanjem model može dodatno da se generalizuje (da postoji manja razlika između performansi na setu za treniranje i testiranje). Isto tako, performanse sistema bi bile dodatno unapređene sa treniranjem na dodatnim setovima podataka. Osim toga, uvek je najbolje praviti poređenja sa drugim metodama, ili dodatno prikazati rezultate dobijene drugim metodama. Ovo generalno čini sistem robusnijim. Modularnost sistema čini ovo vrlo lakim za implementaciju, pa je moguće dodati i evaluatore zasnovane na LSTM mrežama, kao i na 1D-CNN [17] mrežama.

Zatim se, upotrebom termičkog modela određuje hot-spot temperatura namotaja i inkrement gubitka korisnog životnog veka čvrste izolacije (izražen u DP), kako je ilustrovano na slici 8.

Uporedna upotreba modela zasnovanih na fizičkim jednačinama i AI modelima, tačnije na dobrom balansu između ova dva, komplementarna, pristupa ima dve važne prednosti. Prva je da se izbegava ponavljanje grešaka iz prošlosti i AI metode se koriste tamo gde su zaista potrebne i gde daju svoj maksimalni doprinos, čime se smanjuje kompleksnost modela, povećava njihova efikasnost i univerzalnost. Druga je da se na ovaj način povećava transparentnost modela čime se postiže nivo poverenja koje korisnik ima u sistem.



Slika 8: Predviđena promena hot-spot temperature i vrednosti DP čvrste izolacije

4 ZAKLJUČAK

U radu je predstavljen jedan koncept sistema zasnovanog na tehnologijama četvrte industrijske revolucije – digitalnom blizancu energetske uljne transformatora. Koncept je zasnovan na modernoj microservice arhitekturi koja omogućava distribuirani razvoj pojedinačnih modula sistema. Ovo omogućava lakšu integraciju ovih modula za čiji razvoj je neophodan multidisciplinarni pristup, tj. rad većeg broja eksperata iz različitih oblasti.

Pored koncepta, ilustrovan je rad demonstracionog sistema zasnovanog na DT tehnologiji kroz praktičan primer i upotrebu većeg broja relativno jednostavnih modula. Ilustrovana je istovremena upotreba i modela zasnovanih na zakonima fizike (physics-based) i AI modela, nakon čega je ukazana potreba za razvojem ovakvih, hibridnih, rešenja i prednost koju ona donose.

Predloženi koncept predstavlja osnovu za dalji razvoj pojedinačnih modula, ali i unapređenje samog koncepta kroz praćenje i odgovor na napredovanje state-of-the-art tehnologija (savremenih arhitekturnih rešenja, baza podataka, novih bezbednosnih standarda, senzora, edge jedinica itd.) i mogućnosti koje one pružaju.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije kroz Ugovor o realizaciji i finansiranju naučnoistraživačkog rada NIO u 2024. godini (broj ugovora 451-03-136/2025-03).

5 REFERENCE

- [1] U. Radoman, F. Kilibarda, N. Kartalović, N. Miladinović, V. Polužanski, V. Vasović, B. Pejović, A. Žigić, and J. Lukić, "Digitalni bliznac (Digital Twin) energetske uljne

transformatora - koncept i primena,” Zbornik radova, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla“, vol. 34, pp. 61-82, 2024, doi: 10.5937/zeint34-54654

- [2] Congress.gov. "H.R.6 - 110th Congress (2007-2008): Energy Independence and Security Act of 2007." December 19, 2007. <https://www.congress.gov/bill/110th-congress/house-bill/6>.
- [3] P. Picher, A. Alber, S. Zhao, Z. Wang, S. Chakraborty, S. Voss, M. Ryadi, T. McGrail, and N. S. Momtazi, „Transformer digital twin – concept and future perspectives”, in *Colloquium A2 - Split 2023*, MC&NT_01.
- [4] M. Grieves, *Virtually Perfect: Driving Innovative and Lean Products Through Product Lifecycle Management*. 2011.
- [5] ISO/IEC, International Standard, ISO/IEC 30173, Digital twin - Concepts and terminology. 2023.
- [6] IEC, International Standard, IEC 60076-7 Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. 2018.
- [7] U Radoman, Z. Radaković, A. Jovanović, P. Nikolić „Metoda za procenu opterećenosti transformatora usled zaprljanja shell-and-tube kompaktnih hladnjaka,” in 33 savetovanje Cigre Srbija, Zlatibor, 2017.
- [8] V. Vasovic, J. Lukic, D. Mihajlovic, B. Pejovic, M. Milovanovic, U. Radoman and Z. Radakovic, „Aging of Transformer Insulation of Experimental Transformers and Laboratory Models with Different Moisture Contents: Part II – Moisture Distribution and Aging Kinetics,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 26, no. 6, pp. 1847-1852, 2019.
- [9] R. Rodger. *The tao of microservices*. Simon and Schuster, 2017.
- [10] S. Newman. *Building microservices: designing fine-grained systems*. O'Reilly Media, Inc., 2021.
- [11] C. Larman. *Agile and iterative development: a manager's guide*. Addison-Wesley Professional, 2004.
- [12] Chung, Junyoung, et al. „Empirical evaluation of gated recurrent neural networks on sequence modeling.” *arXiv preprint arXiv:1412.3555* (2014).
- [13] S. Hochreiter, and J. Schmidhuber. „Long short-term memory.” *Neural computation*, vol. 9, issue 8, pp. 1735-1780, 1997.
- [14] D. L. Marino, K. Amarasinghe and M. Manic, „Building energy load forecasting using Deep Neural Networks,” *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Florence, Italy, 2016, pp. 7046-7051, doi: 10.1109/IECON.2016.7793413.

- [15] A. Vatsa, A.S. Hati, P. Kumar et al. „Residual LSTM-based short duration forecasting of polarization current for effective assessment of transformers insulation.“ Sci Rep vol 14, pp. 1369, 2024. doi: 10.1038/s41598-023-50641-z
- [16] A. Vaswani, et al. „Attention is all you need.“ Advances in neural information processing systems, vol 30, 2017. doi: 10.48550/arXiv.1706.03762
- [17] S. Kiranyaz, et al. „1D convolutional neural networks and applications: A survey.“ Mechanical systems and signal processing, vol. 151, pp. 107398, 2021, doi: 10.1016/j.ymssp.2020.107398

A2.08

**ЗНАЧАЈ КОНТРОЛЕ САДРЖАЈА ГАСОВА У УЉУ ТОКОМ ПРИЈЕМНИХ
ФАБРИЧКИХ ИСПИТИВАЊА ТРАНСФОРМАТОРА****THE IMPORTANCE OF DISSOLVED GAS ANALYSIS DURING FACTORY
ACCEPTANCE TESTS****Весна Радин, Бранка Ђурић, Ђорђе Јовановић, Милош Брдаревић***

Кратак садржај: Анализа садржаја гасова растворених у уљу се рутински користи као стандардна процедура контроле квалитета током фабричких тестова енергетских трансформатора. Пријемна фабричка испитивања (енг. *Factory Acceptance Test, FAT*) су последњи корак провере квалитета трансформатора пре него што напусти фабрику. У овом раду је описан значај одређивања садржаја гасова растворених у уљу у склопу фабричких испитивања трансформатора. Кроз приказ случајева из праксе описани су примењени протоколи анализе уља код нових и ремонтваних трансформатора. Дати су предлози за унапређење фабричких тестова код ремонтваних трансформатора у циљу верификације извршених радова пре изласка из фабрике и транспорта до места погона односно пре пуштања у погон.

Кључне речи: *FAT, уље, ацетилен, гас, дефект, квар*

Abstract: Dissolved gas analyses (DGA) of oil are routinely used as a standard quality control procedure during factory tests of power transformers. The factory acceptance tests (FAT) represent the final and critical step in ensuring quality before the transformer leaves the factory. This paper discusses the significance of dissolved gas analysis within the context of factory testing of transformers. Several cases demonstrating different oil analysis protocols applied to both, new and repaired transformers were presented. Recommendations are provided for enhancing the factory tests for overhauled transformers to verify the repairs conducted before they leave the factory and are put into operation.

Key words: *fat, oil, acetylene, gas, fault, defect*

1 УВОД

Концепт анализе гасова у трансформаторском уљу датира од педесетих година 20. века, период када су се наметнула два кључна аспекта развоја, а то су усавршавање гасне хроматографије као аналитичке методе и растућа потражња за поузданим

** Весна Радин, Електротехнички институт Никола Тесла, vesna.radin@ieent.org

Бранка Ђурић Електротехнички институт Никола Тесла, branka.djuric@ieent.orgЂорђе Јовановић, Електротехнички институт Никола Тесла, djordje.jovanovic@ieent.orgМилош Брдаревић, ЕПС АД, Огранак ТЕНТ Б, milos.brdarevic@eps.rs

дијагностичким испитивањима трансформатора. Водеће компаније у производњи трансформатора, као што су *General Electric* и *Westinghouse*, значајно су повећале своју производњу како би удовољиле послератним захтевима. У том контексту, једна од раних примена гасне хроматографије била је усмерена на контролу квалитета током производних процеса. Ова контрола укључивала је спровођење високонапонских и тестова загревања.

Анализа гасова из трансформаторског уља показала се као изузетно корисна и брза метода за идентификацију термичких кварова, које могу настати као последица прегревања у намотајима, магнетном језгру или другим структурним елементима. Грејање унутар трансформатора се најлакше може пратити помоћу сензора распоређених у намотајима или уз помоћ гасно хроматографске анализе уља. Предност анализе уља је што ни на који начин не утиче на дизајн и перформансе трансформатора. Испитивање садржаја гасова у оквиру фабричких испитивања трансформатора, иако често перципирано као рутински процес, представља кључну активност у осигуравању функционалности и поузданости. Овакав приступ може довести до пропуштања прилике за правовремену идентификацију проблема и корекцију дефекта пре него што трансформатор напусти фабрику. У ту сврху погодно је ангажовање независног стручњака/лабораторије као сведока пријемних испитивања који би био спона између произвођача и власника трансформатора.

1.1 Шта су пријемна фабричка испитивања?

Пријемна фабричка испитивања, енг. *factory acceptance tests (FAT)*, представљају кључни аспект у обезбеђењу квалитета производа у индустрији трансформатора. То је у ствари завршна контрола у производњи трансформатора и служи као потврда квалитета производње од пројектовања, преко употребе квалитетних материјала до испуњености техничких карактеристика. Овај рад ће се фокусирати на примену гасне хроматографије у контексту пријемних испитивања, посебно у односу на три кључна теста: оглед празног хода, оглед загревања и диелектричне тестове. Постоје три основне групе испитивања у оквиру пријемних фабричких тестова: испитивања типа, рутинска или комадна испитивања и специјална испитивања. Испитивања типа подразумевају тестирање првог произведеног примерка новог типа трансформатора, чиме се проверавају промене материјала за израду или основног поступка израде. Рутинска испитивања се спроводе на сваком произведеном комаду, како би се гарантовао његов квалитет и спремност за оперативно коришћење. Специјална испитивања обухватају додатне тестове који допуњују рутинска и испитивања типа, с циљем свеобухватне процене квалитета.

Свако испитивање или тест који се изврши на трансформатору има своју сврху и значај, како за произвођача тако и за наручиоца и потребно их је спровести одговорно и са великом пажњом. Примена гасне хроматографије као допунског испитивања у оквиру фабричких тестова омогућава целовитију процену изолационог интегритета трансформатора пре предаје крајњем кориснику. Предмет овог рада је примена гасне хроматографије и њен допринос у верификацији квалитета израде трансформатора у склопу фабричких огледа. У том смислу фокус је на неколико пријемних фабричких тестова (огледа) и то: оглед празног хода, оглед кратког споја, оглед загревања и диелектрични тестови.

1.1.1 Оглед празног хода

Овај тест спада у рутинска испитивања што значи да се врши на сваком произведеном трансформатору. Један од највећих конструкционих изазова у производњи трансформатора је хлађење магнетног кола.

Топлотни губици у магнетном колу практично представљају губитке празног хода трансформатора и присутни су увек када је трансформатор прикључен на мрежу независно од нивоа оптерећења. Према томе, један од основних циљева при прорачуну, конструкцији и изради магнетног језгра је максимално смањење губитака у језгру, а кроз оглед празног хода се одређује колики губици су у питању. Приликом огледа празног хода мере се струје и снаге губитака трансформатора када је он са једне стране прикључен на трофазни напон док му је други намотај остао отворен. Управо ова карактеристика, снага губитака празног хода, је један од гарантованих параметара који су предмет уговора. Међутим, овај оглед има ограничења јер траје релативно кратко па може да се деси да се превиде локални дефекти у магнетном језгру трансформатора и управо ту велики допринос даје испитивање садржаја гасова у уљу.

Ако постоји прегревање или неки други дефект у језгру, резултати мерења садржаја гасова ће то показати.

1.1.2 Оглед кратког споја

Под овим огледом се подразумева струја и снага губитака кратког споја – режим када се трансформатор напаја трофазним напоном са једне стране док се друга напонска страна кратко спаја и напон подиже док се не постигне назначена (номинална) вредност струје и при томе мере губици. Губици у режиму кратког споја представљају губитке при оптерећењу, а то је, поред губитака празног хода, један од главних параметара које је неопходно верификовати у пријемним испитивањима трансформатора. На бази резултата огледа кратког споја израчунава се релативни напон кратког споја односно импеданса кратког споја која се касније током периода погона користи као параметар за контролу стања геометрије намотаја. Релативни напон кратког споја, односно импеданса кратког споја представља једну од основних карактеристика сваког трансформатора, налази се на његовој натписној плочици. И након овог теста је понекад упутно урадити анализу садржаја гасова у уљу као брзу и неинвазивну методу за детекцију евентуалног проблема.

1.1.3 Оглед загревања

Оглед загревања (енг. *Heat-run test*) се сврстава у испитивање типа и примењује на првом произведеном типу трансформатора. Оглед загревања представља симулацију погона трансформатора и сврха му је провера да ли ће при назначеним условима рада, порасти температура уља и намотаја у односу на амбијент (расхладни медијум), унутар дефинисаних граничних вредности. На основу измерених надтемпература добија се и податак да ли постоји и колика је резерва снаге трансформатора, односно да ли постоји могућност његовог повремених преоптерећивања током погона. Примена гаснохроматографске анализе уља пре и након овог теста, даје могућност за уочавање локалних прегревања насталих услед ефекта лутајућих струја (енг. *stray flux effects*), неодговарајуће пројектованог расхладног система или лоших-лабавих спојева [1]. Препорука је да се испитује садржај гасова у уљу непосредно пре загревања, уз услов од два сата претходне циркулације уља. Уколико испитивани трансформатор има форсирано хлађење путем уљних пумпи оне треба да су укључене и да постоји циркулација уља током целог периода огледа, све док се не узме последњи узорак уља. Пожељно је да други узорак буде око 24 часа по завршетку огледа грејања. Поред тога, у појединим случајевима препоручљиво је узимање узорка уља и у току трајања теста како би се адекватно пратио развој гасова уколико постоји.

1.1.4 Диелектрична испитивања

Диелектрична (напонска) испитивања представљају кључни аспект у анализи функционалности изолационих система у енергетским трансформаторима.

Ова испитивања могу бити реализована као типска, рутинска или као део специјализованих тестова, зависно од специфичних захтева и ситуација. Основна сврха ових испитивања је провера диелектричне издржљивости изолационог система, конструкције и израде намотаја, што је од основног значаја у контексту максималног радног напона намотаја трансформатора. Без обзира на категорију тестова, веома је важно спровести анализу садржаја гасова у узорцима уља пре почетка високонапонских испитивања, као и по завршетку свих диелектричних тестова. Ова процедура омогућава идентификацију потенцијалних проблема и осигурава безбедност и поузданост у раду трансформатора.

У сврху пријемних фабричких испитивања, трансформатор треба да буде монтиран у складу са стандардним условима рада, што подразумева инсталацију у пуном обиму, укључујући конзерватор, хладњаке, струјне трансформаторе и опрему за мониторинг. Редослед процедура пријемних испитивања је описан у међународним и интерним стандардима [2], а од кључне је важности да у току планирања буде узета у обзир могућа повезаност између појединих испитивања, као и њихов утицај на будуће резултате. Препоручује се да се испитивања трансформатора спроводе по принципу узлазно растућег оптерећења, почевши од нижих вредности напона и струја, чиме се значајно смањује ризик од могућег оштећења у току каснијих тестова, услед простих и лако отклоњивих недостатака.

2 ПРИМЕНА ГАСНЕ ХРОМАТОГРАФИЈЕ У ФАБРИЧКИМ ТЕСТОВИМА

Један од главних захтева међународних и домаћих стандарда, као и релевантних интерних процедура, подразумева обавезно узорковање и испитивање трансформаторског уља пре и после појединачних фабричких огледа. Ово је посебно значајно у контексту дуготрајних тестова, као што је оглед загревања трансформатора, где загревање уља може довести до генерисања одређене количине гасова. Стога је предуслов за извођење ових тестова дегазација уља, која се мора обавити пре сваког огледа. Након процеса дегазације, узима се узорак за гаснохроматографску анализу, како би се утврдиле почетне - референтне вредности присутних гасова. Овај почетни узорак такође подлеже контроли квалитета уља, што подразумева одређивање физичко хемијских и електричних карактеристика и садржаја воде. Испитивање гасова растворених у уљу служи као референтна тачка за праћење евентуалног развоја гасова током различитих огледа у оквиру пријемних тестова.

Услед јако ниских концентрација гасова који могу настати током фабричких тестова, идентификација врсте дефекта на основу односа гасова није примењива и може довести до грешке. Дијагностичко тумачење добијених гасова ослања се на детекцију малих, мерљивих количина и праћење брзине њиховог настајања, што је кључно за тачно одређивање стања трансформатора.

Тестови су дизајнирани тако да што верније симулирају погонске услове па тако и гасови који могу настати управо они који ће се формирати стављањем трансформатора у рад. Као продукти декомпозиције уља и деградације целулозе у погонским условима настаје водоник и угљоводонични гасови (метан, ацетилен, етилен и етан), а уз њих и угљен-моноксид и угљен-диоксид. Локална прегревања узоркују изузетно високе температуре које значајно повећавају брзину настајања гасова у односу на вредности пре теста. Због тога је од великог значаја почетно мерење гасова у уљу пре сваког фабричког огледа. Гас ацетилен не сме бити присутан ни у траговима јер је његово присуство знак за озбиљну забринутост [3,5].

Табела 1: Брзина настајања гасова [5]

Гас	Брзина формирања гасова (ppm/h)		
	Стање I: Нема уочених проблема	Стање II: Могућност проблема	Стање III: Сигуран дефект
Водоник	< 0,8	од 0,8 до 1,5	≥ 1,5
Сума гасова метана, етилена и етана	< 0,5	од 0,5 до 1,0	≥ 1,0
Угљен-моноксид	< 2,0	од 2,0 до 5,0	≥ 5,0
Угљен-диоксид	< 20,0	од 20,0 до 40,0	≥ 40,0

За настајање гаса ацетилена су потребне изузетно високе температуре од 800 °C до 1200 °C које су последица ослобађања енергије електричног лука односно електричног пражњења кроз уље [4]. Смернице за брзину настајања гасова током фабричких тестова описују три различита стања: I без уочених дефеката, II могући дефекти/проблеми и III сигуран дефект/проблем, Табела 1.

На основу вредности брзине формирања гасова и стања трансформатора дате су и смернице за даље поступање, Табела 2.

Табела 2: Стање трансформатора након фабричких тестова грејања [5]

	Стање I: Нема уочених проблема	Стање II: Могућност проблема	Стање III: Сигуран дефект
Потребна акција	Нема	Поновити мерење. Истражити узрок прегледањем осталих резултата. Обавестити власника трансформатора. Продужити време трајања теста.	Сигурно постојање термичког дефекта у трансформатору. Потребна је примена корективних мера и понављање целог теста.

Смернице дате у Табелама I и II се односе на тестове грејања међутим, како и током огледа празног хода, а и диелектричних испитивања може доћи до прегревања уља услед присуства дефекта сматра се да су наведене границе примењиве у свим пријемним тестовима.

Досадашња пракса испитивања код нас је таква да се садржај гасова насталих у уљу контролише најчешће после огледа загревања и/или диелектричних (напонских) испитивања. Нажалост, ови тестови често не успевају да открију кварове или пронађу мане у дизајну језгра трансформатора. Стога се препоручује извођење продуженог огледа празног хода – погона трансформатора у режиму празног хода, посебно код трансформатора највећих снага, који траје око 8 до 12 часова и омогућава уочавање потенцијалних недостатака у конструкцији магнетног кола. У случајевима ремонтаних или поправљених трансформатора, трајање овог теста је потребно продужити на неколико дана како би се осигурала потпуна верификација извршених радова.

У раду ће бити представљени конкретни примери из праксе где су примењивани различити протоколи узорковања и анализе уља у оквиру фабричких тестова. Описане су специфичности дијагностике на основу гаснохроматографске анализе уља након фабричких испитивања, дати су предлози за унапређење протокола пријемних тестова код ремонтаних трансформатора у циљу верификације извршених радова.

3 ПРИМЕРИ ИЗ ПРАКСЕ - ГАСНОХРОМАТОГРАФСКА АНАЛИЗА У ФАБРИЧКИМ ПРИЈЕМНИМ ИСПИТИВАЊИМА

Примена гаснохроматографских испитивања уља приликом фабричких тестова је посебно значајна и препоручљива код великих и поправљених/ремонтованих трансформатора пре и после било ког од тестова описаних у претходном поглављу. Ипак, протоколи узорковања уља могу бити различити у појединим случајевима у зависности од специфичних потреба и намене трансформатора, као и од претходних договора између власника опреме и произвођача. Циљ аутора овог рада је да представи неколико примера узорковања и испитивања уља у оквиру фабричких огледа, како на новим, тако и на ремонтованим трансформаторима, у циљу унапређења постојећих методологија и процедура у овој области.

3.1 Пример 1: Нов енергетски трансформатор 110/x kV

Контрола садржаја гасова у оквиру пријемних фабричких испитивања представља завршни корак у процесу осигурања поверења у квалитет производње нових трансформатора. У случају анализе овог конкретног трансформатора, спроведена су напонска испитивања и оглед загревања. Верификација стања трансформатора након фабричких тестова је потврђена уз помоћ анализе садржаја гасова у узорцима уља пре и након спроведених тестова, Табела 3.

Табела 3: Гаснохроматографска анализа уља [6]

Узорак	Гасови, ppm						
	Водоник	Метан	Ацетилен	Етилен	Етан	Угљен-моноксид	Угљен-диоксид
Пре тестова	0	0	0	0	0	3	44
Након напонских испитивања	1	0	0	0	0	6	50
Након огледа загревања	1	0	0	0	0	9	76

Резултати анализе садржаја гасова код узорка уља након напонских тестова и огледа загревања је показала присуство угљеводоника и водоника у изузетно малим концентрацијама. Сума брзина формирања ових гасова у односу на почетно стање (пре тестова) је у границама које не упућују на постојање дефеката у трансформатору.

Међутим, потребно је напоменути да је и редослед испитивања веома важан, односно да огледи празног хода и загревања буду реализовани пре диелектричних испитивања, пошто последња могу бити потенцијално деструктивна.

3.2 Пример 2: Енергетски трансформатор 110/x kV и потенцијални проблем

Наредни пример такође описује протокол фабричких испитивања која су обухватала напонска испитивања и оглед загревања. Резултати гаснохроматографске анализе након појединачних тестова су приказани у табели 4 [7]. И у овом случају брзина формирања гасова не прелази граничне вредности иако је апсолутна вредност водоника нешто виша од уобичајене.

Табела 4: Гаснохроматографска анализа уља

Узорак	Гасови, ppm							Оцена
	Водоник	Метан	Ацетилен	Етилен	Етан	Угљен-моноксид	Угљен-диоксид	
Пре тестова	0	1	0	0	0	77	124	/
Након напонских испитивања	8	1	0	0	0	99	117	/
Након огледа загревања	8	1	0	0	0	112	168	/
4 год. погона	19	39	0	75	11	606	497	Б(Т3)
4,5 год. погона	28	53	1	107	16	728	873	Б(Т3)

На основу добијених резултата донет је закључак да трансформатор задовољава за пуштање у погон. Трансформатор је монтиран на месту уградње и пуштен у погон. Потенцијално слабо место и ризик у оваквом протоколу фабричких огледа је недостатак лабораторијске провере садржаја гасова у уљу у оквиру огледа празног хода.

За овај трансформатор нема података о периодичној контроли трансформатора непосредно након пуштања у погон и у првој години рада. Прва испитивања у погону су извршена након четири године и показала су сумњу у постојање повећаног грејања, табела 4 (ред 4). Због недостатка историјских података о садржају гасова не може се коментарисати пораст гасова, али су ипак уочене повишене количине гасова етилена, метана, водоника и етана које нису типичне за нове трансформаторе на почетку погона.

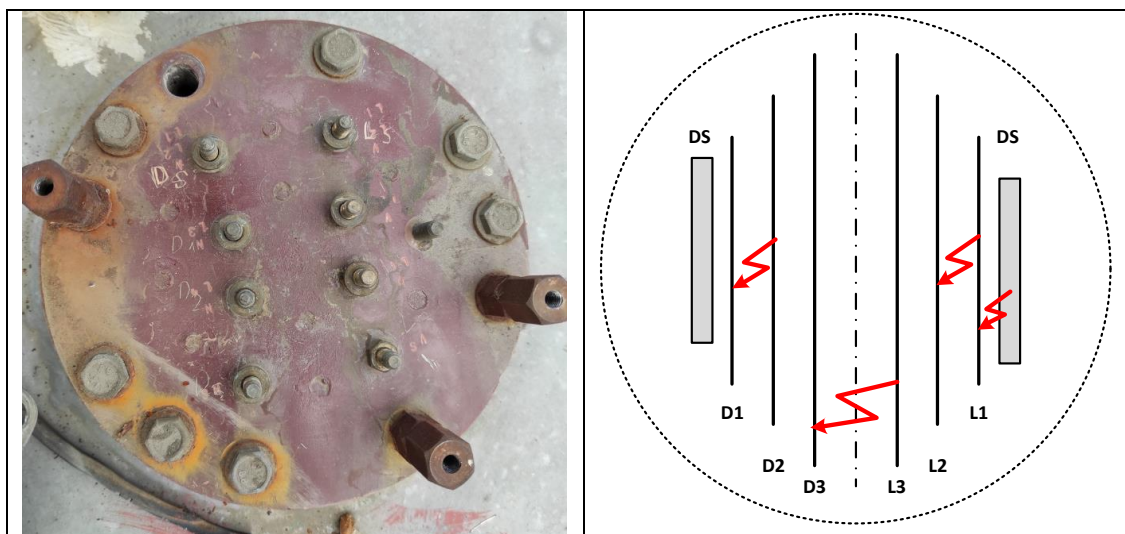
Однос концентрација наведених гасова указује на постојање прегревања у трансформатору са температуром топлот места изнад 700 °C. Пооштрена контрола садржаја гасова након шест месеци погона је потврдила претходну сумњу, а како је уочен даљи развој гасова препоручена су и адекватна електрична мерења. Карактеристично за услове рада овог трансформатора је да ради са веома малим оптерећењем од око 2 % што практично одговара раду у празном ходу. Како у оваквом режиму рада намотаји скоро да и нису оптерећени, велика је вероватноћа да се место прегревања налази у магнетном језгру. Трансформатор је искључен и премештен у фабрику у циљу утврђивања тачне локације квара.

Прегревање у магнетном језгру је проблем који је тешко утврдити електричним мерењима пре свега јер се мерења струја магнетнења и губитака празног хода на месту погона, због ограничених могућности мобилне опреме, обављају при сниженом напону. Са друге стране гаснохроматографска анализа уља може дати одговор на ово питање, онда када се ради. Оглед празног хода спада у рутинска испитивања што значи да се овај тест ради на сваком произведеном трансформатору. Међутим, ретко се ради гаснохроматографска анализа уља пре и после теста уз помоћ које би могле да се открију потенцијалне мане у језгру.

3.3 Пример 3: Трансформатор опште потрошње, 220/x kV

Резервни трансформатор опште потрошње, који је уз прекиде, био у погону око 23 године када је претпрео квар електричне природе. Трансформатор је искључен деловањем Бухолц релеја где је дошло до издвајања велике количине гасова. Гаснохроматографска анализа уља и слободних гасова из Бухолц релеја указивала је на постојање електричног пражњења велике густине енергије, D2 [8].

Електричним испитивањима није утврђен квар на изолационом систему, али је приликом контроле изолованости магнетног језгра и притисних плоча уочено одсуство изолованости (кратак спој) између појединих сегмената, Слика 1 [9]. Такође је процењено да тај налаз није могао да буде узрок претходне продукције гасова квара.



Слика 1: Изглед прикључне кутије за уземљење магнетног кола и скицом позиције појединих прикључака и стања изолованости

Након тога, трансформатор је пуштен у празан ход где је после неколико сати поново дошло до искључења деловањем Бухолц релеја. Анализом резултата испитивања садржаја гасова утврђен је даљи развој гасова који се десио приликом рада у празном ходу због чега је претпостављено да је квар лоциран у магнетном језгру у горњој зони трансформатора. Трансформатор је послат у фабрику на отварање и детаљан визуелни преглед активног дела.

Приликом испитивања изолованости магнетног кола у фабрици откривени су спојеви делова магнетног кола као и страница ВН и НН. У току дефектаже извршени су оглед празног хода у трајању од 8 часова и напонска испитивања након којих је испитан и садржај гасова растворених у уљу, Табела 5 [10].

Табела 5: Гаснохроматографска анализа уља

Узорак	Гасови, ppm							Оцена
	Водоник	Метан	Ацетилен	Етилен	Етан	Угљен-моноксид	Угљен-диоксид	
Пре тестова	2	1	5	1	0	23	258	/
Празан ход, 8h	8	1	7	2	0	27	333	Ц(Д1)
Напонска испитивања и празан ход (12h)	11	3	10	4	1	27	369	Ц(Д2)

Анализом резултата садржаја гасова из табеле 5 уочава се пораст гасова квара већ после 8 часова погона у режиму празног хода, а формирање гасова је настављено и после 12 часова и напонских испитивања. Апсолутне количине гасова нису високе, али брзина формирања гасова и појава ацетилена указивали су на присуство електричних пражњења. С обзиром да је до настајања гасова дошло приликом празног хода, закључено је да проблем у магнетном језгру није отклоњен.

Током ремонта је извршено преслагање магнетног језгра, а оглед празног хода и напонска испитивања су поновљени, табела 6 [11]. Оглед празног хода је у овој фази трајао 42 часа, а као што се види из табеле 6, уочава се и константан пораст свих гасова квара који су настали као последица електричних пражњења мале густине енергије.

Табела 6: Гаснохроматографска анализа уља након преслагања језгра

Узорак	Гасови, ppm						
	Водоник	Метан	Ацетилен	Етилен	Етан	Угљен-моноксид	Угљен-диоксид
Пре тестова	2	0	0	0	0	20	113
Током празног хода	24	1	7	2	0	21	198
Након огледа празног хода	46	2	16	6	0	43	420
Након 42h празног хода и напон. испитивања	91	5	35	10	1	65	657

Анализом измерних количина гасова уочава се и пораст гаса ацетилена већ на почетку празног хода што је јасан знак да је у питању озбиљан дефект. Након додатних испитивања је установљена потреба за интервенцијом на намотајима ниског напона те су они замењени.

Након замене намотаја ниског напона и међунамотајне изолације извршен је још један оглед празног хода, табела 7 [11]. Према резултатима испитивања након огледа празног хода уочава се да је дошло до формирања гасова водоника, метана, ацетилена и етилена. Од наведених гасова као посебно проблематичан и забрињавајући је ацетилен за чији настанак је потребна изузетно висока температура. Иако ниска, измерена концентрација ацетилена указивала је на постојање дефекта у самом језгру. Са друге стране током овог теста нису уочене циркулационе струје у магнетном колу или друге аномалије.

Табела 7: Гаснохроматографска анализа уља након замене намотаја ниског напона

Узорак	Гасови, ppm						
	Водоник	Метан	Ацетилен	Етилен	Етан	Угљен-моноксид	Угљен-диоксид
Пре тестова	2	0	0	0	0	6	68
24h режима празног хода	5	1	1	1	0	26	144
48h режима празног хода	2	1	0	0	0	19	102

У циљу добијања јасног увида у стање трансформатора, на предлог експерата Института Никола Тесла извршен је продужен оглед празног хода у трајању од пет дана, а резултати су приказани у табели 8 [12]. Јасна слика дефекта је уочена тек након три дана празног хода, а накнадним мерењима је и потврђена. Гаснохроматографском анализом уља је са великом сигурношћу потврђено стање из претходних тестова, односно да је дефект лоциран у магнетном језгру и да је електричне природе.

По завршетку огледа празног хода, уље је дегазирано, а затим је као последњи извршен оглед кратког споја, табела 9 [12].

Табела 8: Гаснохроматографска анализа уља током продуженог празног хода

Узорак	Гасови, ppm						
	Водоник	Метан	Ацетилен	Етилен	Етан	Угљен-моноксид	Угљен-диоксид
Пре тестова	3	2	1	3	0	14	107
Дан 1	4	2	1	3	0	15	105
Дан 2	4	2	1	3	0	15	94
Дан 3	8	2	6	4	0	14	102
Дан 4	12	3	18	6	1	15	119
Дан 5	16	3	12	5	0	22	127

Табела 9: Гаснохроматографска анализа уља током огледа кратког споја

Узорак	Гасови, ppm						
	Водоник	Метан	Ацетилен	Етилен	Етан	Угљен-моноксид	Угљен-диоксид
Пре тестова	2	1	1	1	0	5	47
Дан 1	5	1	1	1	0	11	86
Дан 2	5	1	1	1	0	21	150
Дан 3	5	1	1	1	0	24	196

У узорцима уља по завршетку огледа није уочена значајна промена у количини гасова односно није дошло до развоја гасова током оптерећења намотаја. Примена гасне хроматографије у овом огледу је послужила као елиминациона метода тако да се са сигурношћу могло потврдити да је узрок квара проблем у магнетном колу и одлучено је да се изврши комплетна замена магнетног језгра.

4 ЗАКЉУЧАК

Анализом горе датих примера увиђа се значај контроле садржаја гасова пре и након фабричких испитивања. Искуство је показало да не постоји униформни протокол за спровођење овог испитивања. Узорци уља се често узимају као обједињени, односно између огледа грејања и диелектричних испитивања не постоји испитивање гасова у уљу, а оглед празног хода код нових трансформатора се ретко верификује испитивањем уља. Овим се постиже незнатна уштеда у времену, а са друге стране уколико се уочи стварање гасова у уљу, немогуће је утврдити који оглед је узрок те појаве.

Сваки од огледа у фабричким испитивањима има своју сврху и значај, а резултате огледа је потребно употпунити и хемијским испитивањима који ће потврдити квалитет изведених радова на трансформатору. Изостанком било ког од ових испитивања и квалитетне оцене резултата мерења прави се простор за потенцијални дефект који ће се испољити касније у погону.

Искуство показује да је врло тешко приликом пријемних испитивања и спроведеног огледа загревања открити евентуалну мањкавост дизајна магнетног језгра која ће се касније скупо плаћати проблемима током погона које је врло тешко санирати.

Ремонтовани или поправљени трансформатори су посебно рањива категорија јер је услед година погона њихов изолациони систем и активни део већ делимично ослабљен. Управо због тога је је код њих посебно значајно спровођење детаљних испитивања укључујући и продужено трајање огледа празног хода у трајању од 5 до 7 дана. На овај начин, уз праћење развоја гасова у уљу током теста омогућава се правовремена детекција скривених слабости у језгру.

Руковођени горе описним случајевима намеће се потреба за независним стручњаком који има задатак да врши надзор над фазама фабричких тестирања што доприноси транспарентности и поверењу у квалитет. За произвођача и за власника трансформатора је погодно је се пријемна фабричка испитивања обаве јасно дефинисаним процедурама и редоследом и у сарадњи са независним дијагностичким стручњацима.

Добар експерт је овде практично у улози инспектора који ће своју пажњу, вештине и знање усмерити на квалитетно и одговорно спровођење фабричких испитивања.

Осигуравајући да су сви параметри испитивања у складу с предвиђеним спецификацијама, инспектор игра кључну улогу у минимизирању ризика од неправилности и унапређењу безбедности.

Закључно, пријемна фабричка испитивања трансформатора представљају незаобилазни корак у процесу обезбеђења квалитета. Систематичним спровођењем испитивања типа, рутинских и специјалних тестова, уз примену савремених метода као што је гасна хроматографија, произвођачи могу бити уверени у поузданост и ефикасност својих производа. На тај начин, ови тестови не само да осигуравају квалитет, већ и доприносе поверењу у производе који доспевају на тржиште, чиме се подиже укупни стандард индустрије трансформатора.

5 ЛИТЕРАТУРА

- [1] SRPS EN 60076-2:2011 Енергетски трансформатори – Део 2: Пораст температуре код трансформатора уроњених у течност
- [2] ЕПС ИС 09-1:2014 Пријемна испитивања енергетских трансформатора, ЕПС интерни стандард
- [3] IEC 61181:2007 second edition, Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment
- [4] SRPS EN IEC 60599:2022 ED4 Електрична опрема у погону пуњена минералним уљем – Упутство за тумачење резултата
- [5] IEEE PC57.130/D17 Trial-Use Guide for the Use of Dissolved Gas Analysis During Factory Temperature Tests for the Evaluation of Oil-Immersed Transformers and reactors
- [6] Фондовска документација ИНТ: Извештај број 424528-Л Испитивање уља из енергетског трансформатора
- [7] Фондовска документација ИНТ: Извештај број 420270-Л Испитивање уља из енергетског трансформатора
- [8] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 422442-Л Испитивање уља из енергетског трансформатора

- [9] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 422536-Л Испитивање трансформатора
- [10] Фондовска документација ИНТ: Извештај број 423062-Л Испитивање уља из енергетског трансформатора
- [11] Фондовска документација ИНТ: Извештај број 423350-Л Испитивање уља из енергетског трансформатора
- [12] Фондовска документација ИНТ: Извештај број 425026-Л Испитивање уља из енергетског трансформатора

DOI: [10.46793/CIGRE37.A2.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A2.09)

A2.09

САВРЕМЕНИ ТРЕНДОВИ ДИЈАГНОСТИКЕ РЕГУЛАТОРА НАПОНА
ИСПИТИВАЊЕМ УЉА

MODERN TRENDS IN OLTC DIAGNOSTICS THROUGH OIL ANALYSIS

Бранка Ђурић, Весна Радин, Драган Теслић*, Александра Димитријевић, Ненад Стевановић*****

Кратак садржај: Развој технологије израде елемената трансформатора усмерен је ка производњи делова који доводе до повећања дуготрајности и поузданости опреме. Самим тим, унапређени елементи имају и другачије перформансе, као и механизме функционисања, али и деградације, што посредно утиче и на дијагностичке приступе и методе. Теретни регулатори напона су услед специфичне функције изложени повишеном стресу па су и најподложнији кваровима, због чега последњих година доживљавају континуирана побољшања и промене у конструкцији. Тако је у употреби све већи број вакуумских регулатора напона уместо уљних, што захтева ажурирање дијагностичких критеријума и метода за испитивање исправности. У раду је дато поређење рада вакуумских и уљних регулатора напона, са освртом на могуће утицаје на резултате испитивања. Посебан акценат је стављен на испитивања садржаја гасова у уљу гасном хроматографијом (ГХ), као осетљиве методе у раном откривању кварова, посебно термичке природе. Представљени су примери из праксе који илуструју разлике у тумачењу ГХ анализе у зависности од типа регулатора напона, уз комплементарна електрична испитивања.

Кључне речи: *Изолационо уље, Енергетски трансформатор, Регулатор напона, Гасна хроматографија*

Abstract: The development of transformer component manufacturing technology is focused on producing parts that enhance the longevity and reliability of equipment. Consequently, improved components exhibit different performance characteristics, operating mechanisms, and degradation processes, which in turn influence diagnostic approaches and methods. Due to their specific function, on-load tap-changers (OLTCs) are subjected to increased stress, making them more prone to failures. As a result, they have undergone continuous improvements and structural modifications in recent years.

*Бранка Ђурић, Електротехнички институт Никола Тесла АД Београд, branka.djuric@iecent.org

Весна Радин, Електротехнички институт Никола Тесла АД Београд, vesna.radin@iecent.org

Драган Теслић, Електротехнички институт Никола Тесла АД Београд, dragan.teslic@iecent.org

**Александра Димитријевић, АД ЕПС Београд, Огранак ТЕНТ, aleksandra.dimitrijevic@eps.rs

***Ненад Стевановић, АД ЕПС Београд, Огранак ТЕ-КО Костолац, stevanovic.nenad@eps.rs

One notable trend is the growing use of vacuum-type OLTCs instead of conventional ones, necessitating updates to diagnostic criteria and testing methods for assessing their condition. This paper presents a comparison of vacuum and oil-filled OLTCs, with a focus on their potential impact on test results. Special emphasis is placed on dissolved gas analysis (DGA) using gas chromatography (GC), a sensitive method for the early detection of failures, particularly those of thermal origin. Case studies from practical applications illustrate the differences in interpreting GC analysis results depending on the OLTCs type, complemented by electrical testing methods.

Key words: Condition monitoring, Dissolved Gas Analysis (DGA), Insulating oil, OLTC, Power transformer, Vacuum-type tap-changer

1 УВОД - ПРИМЕНА ГАСНЕ ХРОМАТОГРАФИЈЕ КОД РЕГУЛАТОРА НАПОНА

Теретни регулатори напона су услед специфичне функције и покретне конструкције изложени повишеном стресу па велики проценат кварова трансформатора настаје као последица квара на теретном регулатору напона (*eng. OLTC – on-load tap-changer*). Њихово откривање у раној фази настанка од кључног је значаја за даљи погон трансформатора.

Дијагностика погонског стања регулатора напона гаснохроматографском (у даљем тексту: ГХ) анализом се издаваја као метода која се изводи на уљу, без искључења трансформатора и представља један од кључних алата у одржавању трансформатора са регулатором напона. Редовним испитивањем садржаја гасова квара у уљу, према препорученој динамици, може се зауставити развој квара у зачетку, односно обезбедити поузданост рада. Чак и у случају неочекиваних погонских догађаја, гасна хроматографија обезбеђује брзу реакцију и минимално време потребно за откривање врсте квара и интервенцију на регулатору. Наравно, откривање квара анализом садржаја гасова, готово увек је праћено доступним испитивањима електричним методама, ради потврде присуства и природе квара, а додатно и тачним лоцирањем места прегревања или дисфункције.

У прошлости се ГХ анализа уља регулатора напона сматрала тешко применљивом због продукције велике количине гасова у уљу регулатора и немогућности њихове интерпретације. У међувремену, успешно је развијено неколико метода тумачења резултата добијених путем ГХ анализе уља, које су ефикасне у откривању и дефинисању врсте квара. Како би се путем ГХ методе могли открити кварови у регулатору, неопходно је најпре прецизно дефинисати њихове нормалне, односно референтне радне услове. Друго, различите компоненте генеришу различите типичне обрасце настанка гасова у зависности од дизајна регулатора напона па је неопходно идентификовати тип регулатора напона који је у употреби, према одговарајућој класификацији.

1.1 Подела регулатора напона

Технолошки напредак у производњи компоненти трансформатора усмерен је на израду делова који повећавају дуготрајност и поузданост опреме. Унапређене компоненте имају другачије перформансе, као и нове механизме рада и деградације, што утиче на дијагностичке приступе и методе.

Регулатори напона, као део опреме под великим стресом услед своје специфичне функције, највише су подложни кваровима, те су стога у последњим годинама подвргнути континуираним побољшањима и променама у конструкцији. У том контексту, све већи број вакуумских регулатора напона замењује уљне, традиционалне, што захтева ревизију дијагностичких критеријума и метода за проверу исправности.

С обзиром на све већи број различитих варијанти модерних регулатора напона, уведена је основна класификација приказана у табели 1, како би се разликовале конструкције регулатора напона. Највеће електрично оптерећење трпи прекидачки део због чега је фокус иновација и побољшања најчешће управо у том елементу. Тако су последњих година у ширу употребу ушли вакуумски регулатори напона који имају потпуно другачију шему настанка гасова у односу на регулаторе у којима се гашење лука одвија у уљу.

Табела 1: Класификација теретних регулатора напона

Ознака	Опис
A	Гашење електричног лука у уљу при укључивању/искључивању оптерећења
V	Вакуумски прекидачи за укључивање/искључивање оптерећења
R	Пренос струје преко отпорника (отпорнички тип)
X	Пренос струје преко реактанси (реакторски тип)
S	Преклопни прекидач и бирач у одвојеним уљним коморама (одвојени)
C	Преклопни прекидач и бирач у истој уљној комори (комбиновани)

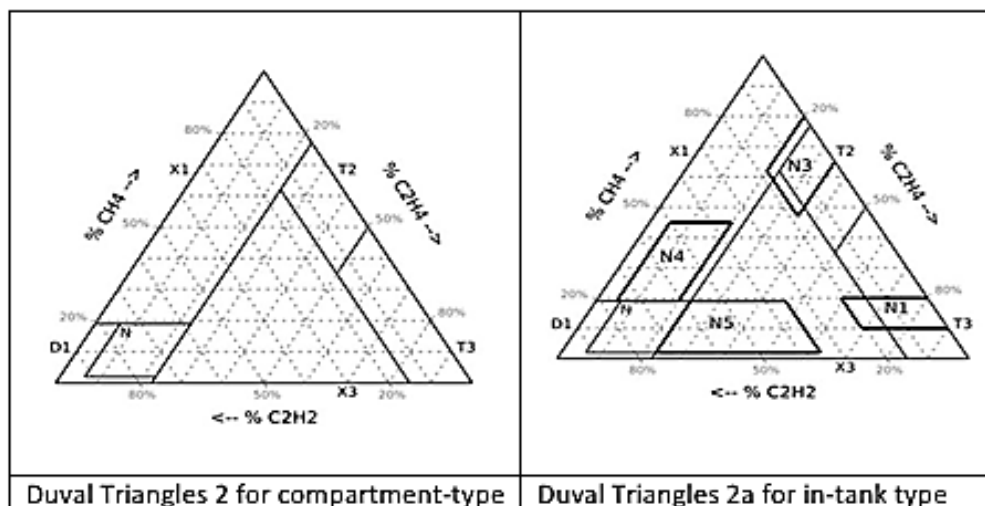
1.2 Утицај конструкције регулатора напона на ГХ анализу

Граничне вредности концентрација гасова могу значајно варирати у зависности од оптерећења, броја операција, степена карбонизације уља и самог типа регулатора. За сваку конструкцију (AXC, AXS, VXC, VXS, ARC, ARS, VRC, VRS) може се дефинисати типичан образац садржаја гасова за нормалан рад, без квара (табела 2). Компоненте регулатора типа А у нормалном раду производе гасове лука у уљу (шифра квара Д1 или Д2). Овај тип регулатора напона је добро познат и развијене су адекватне методе интерпретације резултата ГХ анализе као што су односи термичких гасова према гасовима лука, Стенестамов однос, Дувалов троугао 2. Отпорници, из типа R, могу довести до формирања термичких гасова (шифра квара Т3, Т2 или Т1). Вакуумски прекидачи и реактансе (компоненте V и X) не би требало да производе гасове квара. За разлику од уљних регулатора напона (тип A), где је повећана производња гасова очекивана појава у нормалним условима рада, код вакуумских регулатора то није случај. Зато је разноврсност образаца настанка гасова довела до дефинисања додатних „нормалних зона” рада, N1, N3, N4, N5, као што је приказано у Дуваловом троуглу 2a (слика 1, десно).

Табела 2: Концентрације гасова по операцији, према типу регулатора [1]

Тип регулатора	~ ppm/1000 операција
AXC, ARC	500
ARS	6000
VXC	0-10
VRC	10-30

С обзиром да су нивои гасова настали при нормалном раду вакуумског регулатора напона врло ниски, свако значајно формирање гаса у околном изолационом уљу указује на неко абнормално понашање регулатора (електрично или термичко) [2]. Повишене апсолутне концентрације ацетилена указују на дуже трајање лука, мада је значајнији показатељ абнормалног рада пораст брзине стварања ацетилена у периоду праћења, узимајући у обзир и број операција. То би указивало на неувобичајено повећање стварања ацетилена по операцији у односу на нормалан рад и континуирани пораст вредности. У случају да апсолутна концентрација ацетилена пређе 50 ppm препорука је да се изврши инспекција регулатора [3].



Слика 1: Дувалови троуглови 2 и 2а за интерпретацију гасова расворених у уљу регулатора напона [4]

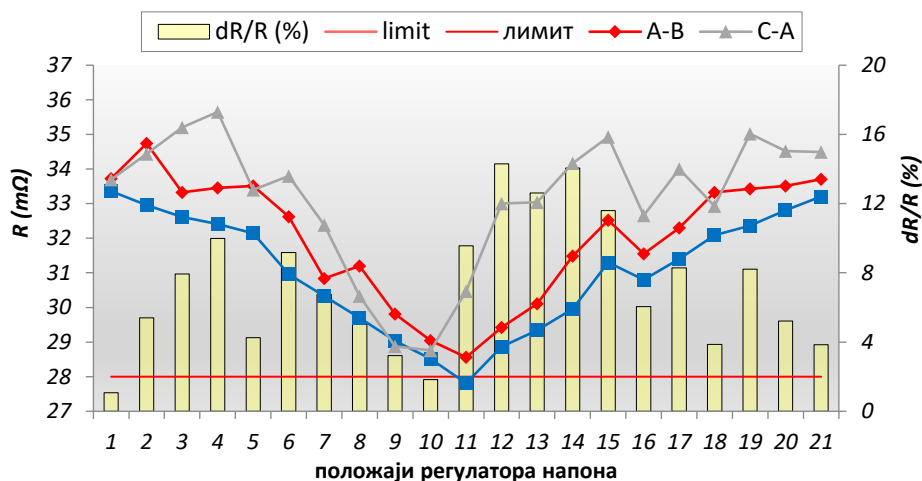
2 УЉНИ РЕГУЛАТОР НАПОНА – ПРИМЕР 1 ИЗ ПРАКСЕ

Енергетски трансформатор, напонског нивоа 22/6 kV и снаге 50 MVA, који ради у функцији трансформатора сопствене потрошње у термоелектрани, у погону је од 1985. године, односно 40 година. Опремљен је са два паралелно везана теретна регулатора напона (леви и десни) уљног типа, са засебним гасним релејима.

Приликом мерења омских отпора ВН намотаја на коме су регулатори напона, током 2016. године, утврђено је сумњиво стање због измерених међуфазних одступања у појединим положајима која су прелазила препоручени критеријум, уз максималну вредност у положају 12 од скоро 6 %. Тада је уочено одступање од линеарне промене карактеристичне за дати тип регулатора и препоручено је наредно ванредно испитивање. Почетком 2017. године је и реализована ванредна контрола, када је поново констатовано сумњиво стање регулатора напона и дата препорука за хитну ревизију, у складу са погонским плановима.

Приликом наредног испитивања у септембру 2017. године, утврђена су значајна међуфазна одступања која су преко препоручених граничних критеријума у скоро сваком положају регулатора, а у појединим положајима и преко 14 %, што је незадовољавајуће стање (слика 2).

Карактеристика промене отпора намотаја са променом положаја регулатора значајно одступа од линеарности, што значи да на контактима, односно механизму регулатора постоје знаци значајних оштећења као последица напрезања током протеклог периода погона. Посебно велика одступања су у мерном споју намотаја "C-A".



Слика 2: Дијаграм промене отпора и максималне разлике отпора између фаза за све положаје теретног регулатора напона - 09/2017. године

На упоредном приказу дате су промене отпора намотаја за све положаје регулатора напона снимљене прилоком испитивања у 2015, 2016. и два испитивања у 2017. години, и јасно се уочава тренд значајног погоршања стања регулатора напона (табеле 3 и 4).

Табела 3: Максимална одступања отпора између фаза

Испитивање	2015	2016	02/2017	09/2017
Позиција рег. нап.	$\Delta R/R$ (%)	$\Delta R/R$ (%)	$\Delta R/R$ (%)	$\Delta R/R$ (%)
1	0,93	0,56	2,15	1,08
2	0,79	0,94	1,47	5,40
3	0,92	1,65	0,48	7,94
4	0,89	1,22	1,90	10,00
5	1,28	0,54	2,55	4,26
6	0,81	1,66	0,79	9,17
7	0,94	2,26	2,16	6,76
8	0,84	3,14	1,38	5,05
9	1,00	0,32	3,04	3,22
10	1,06	0,67	3,09	1,82
11b	0,21	0,84	4,64	9,56
12	0,81	5,95	2,47	14,31
13	0,47	1,81	3,78	12,61
14	0,83	3,13	5,46	14,05
15	1,16	3,02	1,64	11,6
16	0,81	0,40	1,31	6,04
17	0,69	1,02	1,74	8,28
18	0,86	1,71	1,57	3,86
19	0,68	2,11	3,05	8,22
20	0,85	1,55	0,25	5,21
21	0,78	0,43	0,71	3,85

последњег испитивања 2017. године.

На основу приказаних мерења, донет је закључак да постоји несинхрони рад уз ослабљено стање контаката на регулаторима напона који су спрегнути на исту осовину и да се може очекивати даље погоршање стања које може битно утицати на сигурност погона самог трансформатора. Препоручена је што хитнија интервенција - отварање и преглед прекидачког и бирачког дела регулатора напона са евентуалном санацијом или заменом контаката, опруга и дотрајалих делова механизма.

Приказана су максимална одступања $\Delta R/R$ три мерна споја за све положаје регулатора напона од испитивања из 2015. године, које се може узети као референтно за нормалан рад, до

Запажа се пораст средњих (просечних) вредности одступања отпора појединих мерних спојева, као и пораст максималних и минималних одступања за цео опсег регулације, као и све веће расипање одступања, чије мерило је пораст стандардне девијације, а које потиче од неједнаког хабања појединих контаката регулатора. Све то указује да је стање контаката незадовољавајуће и да не гарантује даљи поуздан погон трансформатора.

Табела 4: Статистичка обрада максималних одступања отпора три мерна споја $\Delta R/R$ за све положаје регулатора

Испитивање	2015	2016	02/2017	09/2017
$\Delta R/R$ sr (%)	0,84	1,66	2,17	7,25
$\Delta R/R$ max (%)	1,28	5,95	5,46	14,31
$\Delta R/R$ min (%)	0,21	0,32	0,25	1,08
σ (%)	0,22	1,33	1,33	3,83

Месец дана након последњих електричних испитивања анализирана су и уља из оба регулатора напона, гаснохроматографском методом. С обзиром да се ради о типу регулатора напона где се прекидање дешава у уљу, очекиване су високе апсолутне концентрације типичних гасова квара (Табела 5). У овом случају имало је смисла применити Стенестамов однос и Дувалов троугао за регулаторе напона.

Табела 5: Резултати испитивања ГХ анализе уља регулатора напона

Датум узорковања	Ниво	Појединачне концентрације гасова, ppm					Оцена
		Водоник (H ₂)	Метан (CH ₄)	Ацетилен (C ₂ H ₂)	Етилен (C ₂ H ₄)	Етан (C ₂ H ₆)	
05/10/2017	РН-Л	1351	976	291	1456	476	Ц (Т3)
05/10/2017	РН-Д	3244	799	1165	1473	162	Ц (Х3)

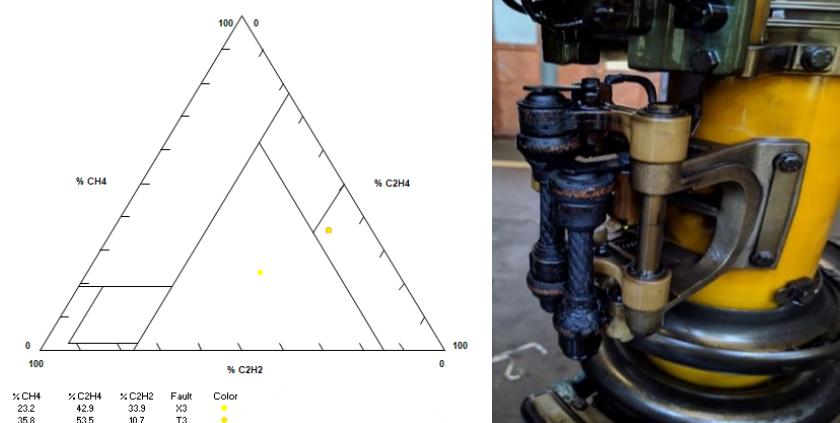
ГХ анализа је потврдила да је у оба регулатора напона присутан термички квар. У узорку уља регулатора напона - лева страна (РН - Л) детектоване су повишене концентрације термичких гасова квара, у првом реду етилена, као водећег гаса, затим водоника, метана и етана, док је концентрација ацетилена најнижа. Однос термичких гасова према гасовима електричног лука, Станестам однос (R_4 , табела 6), указује на присуство интензивног термичког квара у РН - Л. Интерпретација садржаја гасова на основу Дуваловог троугла за РН, даје шифру квара Т3, која такође указује на присуство термичког квара у суду РН - Л, са температурама од преко 700 °C (Слика 3, лево).

Табела 6: Односи концентрација гасова у уљу регулатора напона трансформатора

Ниво	Односи гасова			
	$R_1 = \frac{C_2H_4}{C_2H_2 + H_2}$	$R_2 = \frac{C_2H_4}{C_2H_2}$	$R_3 = \frac{C_2H_4 + CH_4 + C_2H_6}{C_2H_2 + H_2}$	$R_4 = \frac{C_2H_4 + CH_4 + C_2H_6}{C_2H_2}$
РН-Л	0,89	5,00	1,77	9,99
РН-Д	0,33	1,26	0,55	2,09

Када се анализирају резултати ГХ уља из регулатора напона – десна страна (РН - Д), уочавају се веће концентрације у поређењу са РН - Л.

Иако су апсолутне концентрације гасова више, па и концентрација ацетилена, стање РН - Д може се сматрати нешто бољим, што потврђује и нижи Станестамов однос, у односу на РН - Л. То потврђује и интерпретација резултата преко Дуваловог троугла за РН јер се добија шифра квара ХЗ која указује на присуство термичког квара у развоју или на варничење већег интензитета у суду РН.



Слика 3: Дувалов троугао 2 за регулаторе напона РН - Л и РН – Д (лево); фотографија десно - након дефектаже у фабрици

Дата је препорука да се изврши хитна ревизија и ремонт регулатора напона, у што краћем року, јер резултати ГХ анализе указују на висок погонски ризик оба регулатора напона, а самим тим и трансформатора. До истог закључка дошло се и након електричних испитивања регулатора напона.

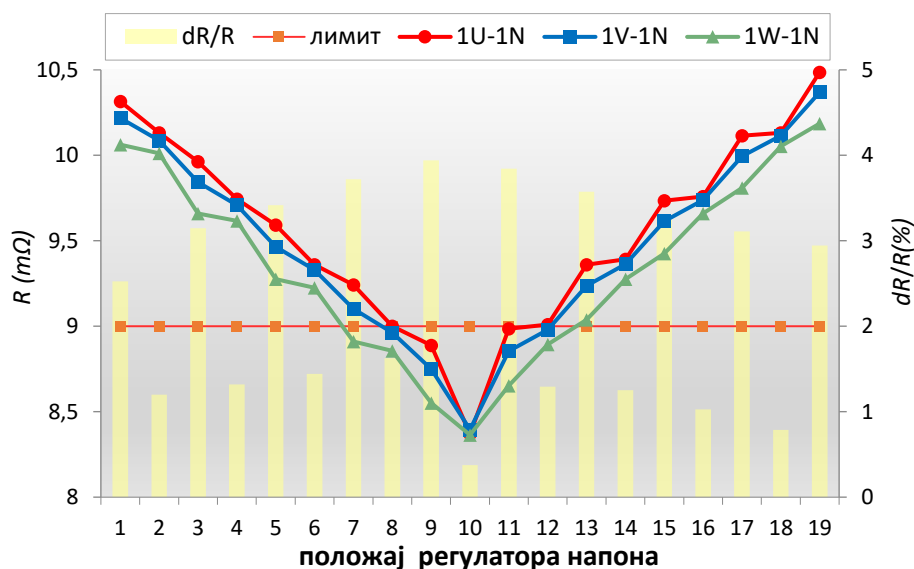
На основу датих препорука, усклађених са интезивним електричним и хемијским испитивањима регулатора напона, извршена је дефектажа у фабрици, при чему су оба регулатора напона замењена новим, истог типа. Том приликом је потврђено присуство значајних депозита на контактима услед коксовања уља (Слика 3, десно) што је допринело лошим резултатима ГХ анализе и електричних испитивања.

3 ВАКУУМСКИ РЕГУЛАТОР НАПОНА - ПРИМЕР 2 ИЗ ПРАКСЕ

Енергетски трансформатор, напонског нивоа 15/6,3/6,3 kV и снаге 36/21/21 MVA, који је на функцији трансформатора сопствене потрошње у термоелектрани, од пуштања у погон 2008. године је редовно испитиван на годишњем нивоу електричним и хемијским методама. Трансформатор је опремљен са два регулатора напона (А и Б), са реверзибилном регулацијом вакуумског типа. У току 2022. и 2023. године регулатори напона су испитивани у поштреном режиму јер је постојала основана сумња у неправилан рад (слика 4).

Приликом мерења омских отпора намотаја ВН и 2022. години добијена је карактеристика промене отпора са променом положаја теретног регулатора напона која одступа од идеалне карактеристике за дати тип, уз међуфазне разлике отпора које се у непарним положајима крећу у опсегу од 3 % до 4 % и према томе прелазе препоручена гранична одступања.

На дијаграму промене отпора и максималне разлике отпора између фаза за све положаје регулатора јасно се види да је присутно одступање промене отпора од очекиване линеарне промене, и то за непарне положаје, што указује на лошије стање предбирача и/или бирача радних контаката регулатора за непарне положаје, најизраженије у фази „1U” и дуж читавог опсега регулације. Препоручена је пооштрена динамика испитивања. Испитивања регулатора током 2023. године су показала сличне резултате.



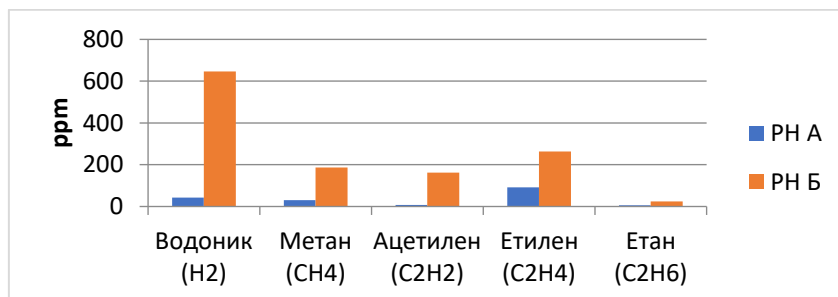
Слика 4: Дијаграм промене отпора и максималне разлике отпора између фаза за све положаје теретног регулатора напона 2022. године

Прва анализа садржаја гасова из регулатора напона извршена је 2023. године. Пошто је узорковање уља извршено из оба регулатора и анализирано гасном хроматографијом, било је могуће утврдити индивидуално стање сваког од регулатора, што се не може постићи електричним мерењима. Том приликом су уља оба регулатора напона оцењена оценом Б (табела 7), због повишене концентрације етилена, док ацетилен у том тренутку није био детектован. Иако су у општем случају апсолутне концентрације гасова биле ниске, оне су указивале на постојање грејања у регулаторима. С обзиром да се приликом нормалног рада вакуумског регулатора напона не развијају значајне концентрације гасова (свега неколико ppm), чак и мало повишене концентрације гасова могу указивати на присуство квара, што је утврђено и претходним електричним испитивањима.

Табела 7. Резултати испитивања ГХ анализе уља регулатора напона

Датум узорковања	Ниво	Појединачне концентрације гасова, ppm					Оцена
		Водоник (H ₂)	Метан (CH ₄)	Ацетилен (C ₂ H ₂)	Етилен (C ₂ H ₄)	Етан (C ₂ H ₆)	
07/11/2023	РН А	17	17	0	81	3	Б
07/11/2023	РН Б	28	25	0	125	3	Б
24/02/2025	РН А	42	30	7	92	6	Ц
24/02/2025	РН Б	647	186	162	263	25	Ц
25/02/2025	суд	2	2	0	50	1	Ван погона

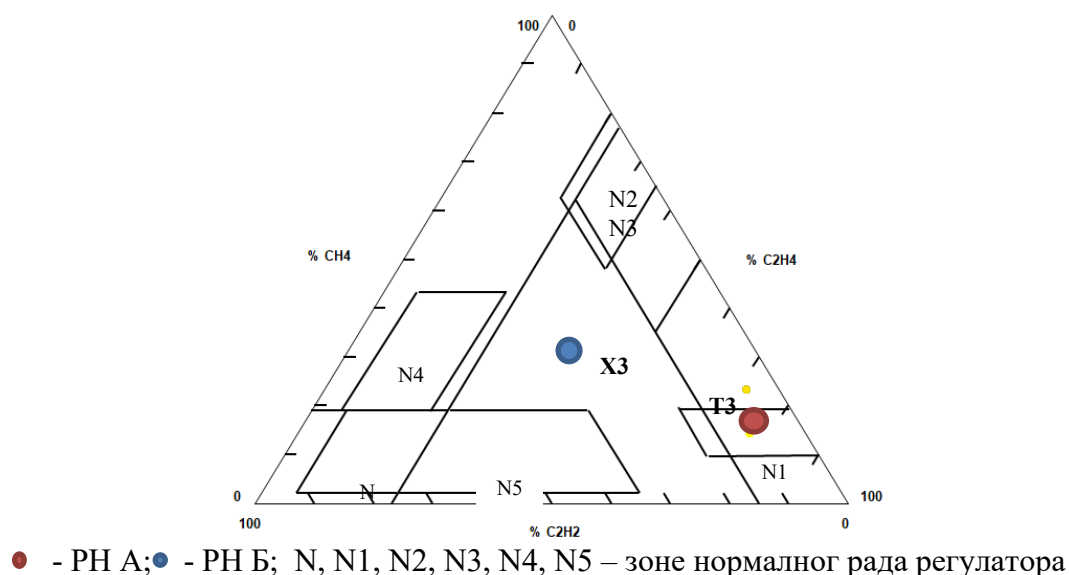
Наредно испитивање садржаја гасова у узорцима уља из регулатора напона А и Б, извршено је након погонског догађаја, када је дошло до активирања заштитног релеја регулатора напона Б. Том приликом су измерене високе концентрације свих гасова кvara (Табела 7, Слика 5), а уочен је и значајан пораст (тренд) гасова кvara између две анализе, посебно код регулатора напона Б.



Слика 5. Садржај типичних гасова кvara регулатора напона А и Б

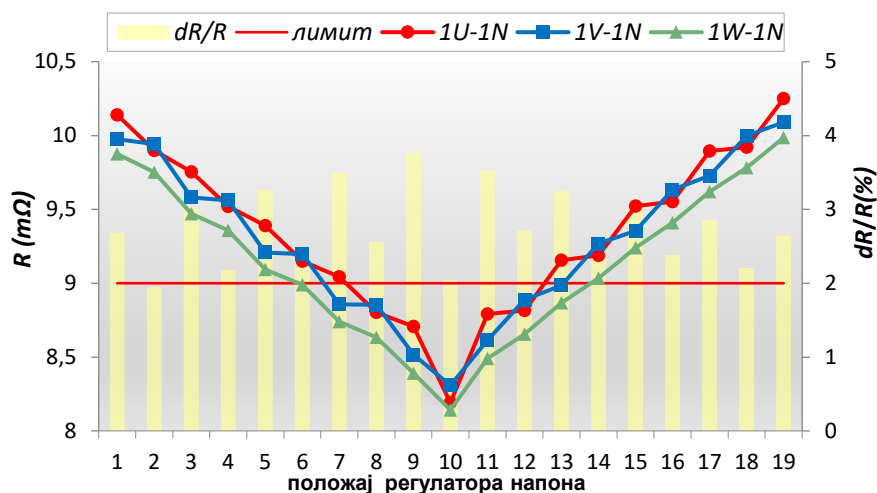
Вредности концентрација гасова у уљу из регулатора Б су неколико пута веће у односу на регулатор А, а интерпретација резултата применом унапређеног Дуваловог троугла 2а указује на абнормално и драстично варничење и/или термички квар (шифра X3, слика 6). Управо чињеница да је дошло до активирања заштитног релеја регулатора напона говори о великој брзини стварања гасова, односно бурном догађају, јер настали гасови нису стигли да се растворе у уљу, већ су се издвојили као слободни.

Ниво концентрација гасова у регулатору А, иако је нижи, указује на прегревавање уз коксовање околног уља (шифра Т3, слика 1).



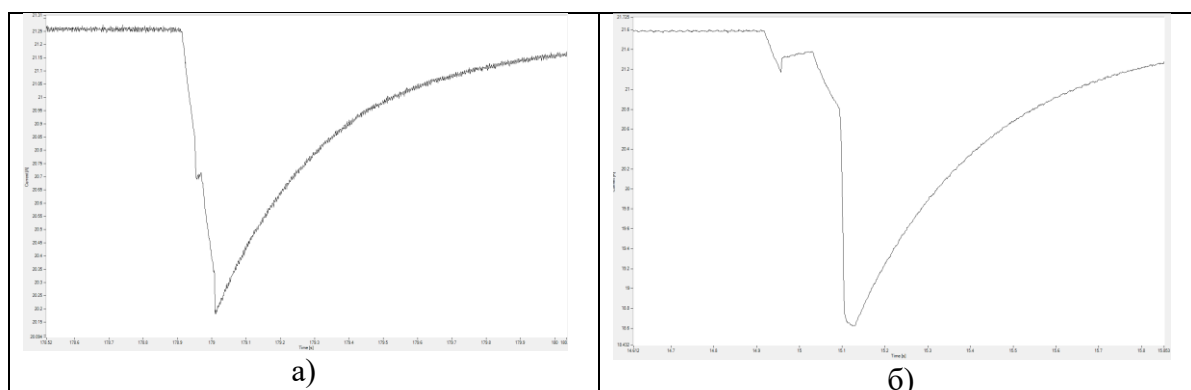
Слика 6: Дувалов троугао 2 за регулаторе напона (LTC-MR), за уљне и вакуумске регулаторе произвођача MR-Reinhausen

И овај пут су препоручена хитна електрична мерења, као и преглед регулатора напона Б и утврђивање места кvara, а трансформатор је стављен ван погона. Следи још једна ванредна контрола регулатора електричним испитивањима, мерењем статичких и динамичких отпора.



Слика 7: Дијаграм промене отпора и максималне разлике отпора између фаза за све положаје теретног регулатора напона 2025. године

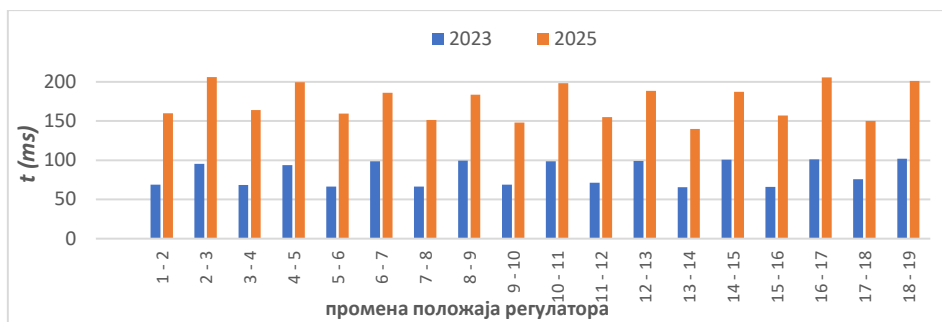
Вредности статичких отпора за поједине положаје РН (Слика 7) су слични претходним испитивањима, без погоршања у односу на испитивања из 2023. године, што није случај са динамичким отпорима (*DRM*) где су примећене разлике у изгледу крива транзиције за фазу 1V (слика 8) док су криве за остале две фазе остале непромењене.



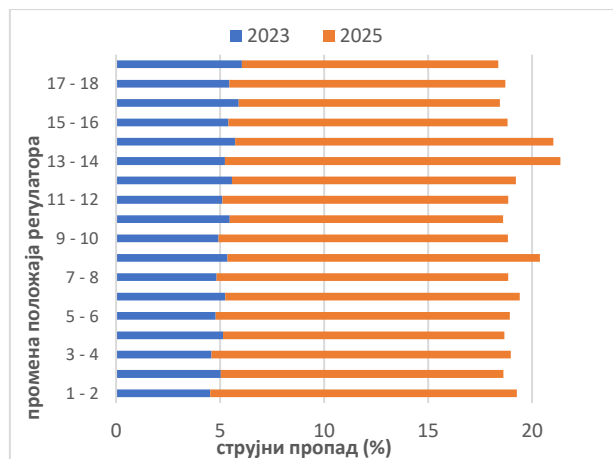
Слика 8. Изглед крива транзиције за фазу 1V при пребацивању из положаја 2 у 3 а) 2023. године и б) 2025. године

Утврђено је да су пропади струје приликом транзиције више него двоструко већи уз већу дужину трајања транзиције (слике 9 и 10). Овакво стање може бити последица ослабљених акумулационих опруга које врше пребацивање, што је последично довело до дужег времена транзиције и увећаног термичког напрезања контаката и отпорника за ограничавање струје који учествују у транзицији. Велика је вероватноћа да је то могући узрок прегревања отпорника и разлог за генерисање гасова и последичног реаговања заштитног релеја регулатора напона и испада трансформатора.

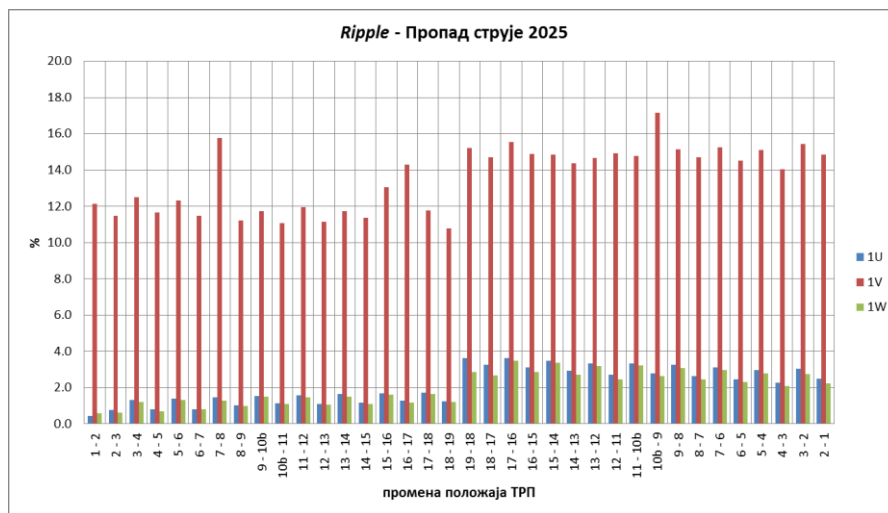
Дијаграм на слици 11. приказује промену пропада струје (*Ripple*) у односу на различите позиције регулатора напона у 2025. години, за све три фазе. Пропади струје приликом транзиције за фазу 1V су више него двоструко већи, него што је то случај код фаза 1U и 1W.



Слика 9: Дијаграм времена транзиције за фазу IV у 2023. и 2025. години



Слика 10: Промена пропада струје транзиције за фазу IV у 2023. и 2025. години



Слика 11: Промена пропада струје транзиције за оба смера промене приликом испитивања у 2025. години

Закључено је да постоје јасни показатељи дотрајалости и оштећења појединих контаката у бирачком делу регулатора, као и дефект у прекидачком делу – оштећење или прекид отпорника за ограничење струје транзиције у прекидачком делу РН Б, што је могло да узрокује брзо генерисање гасова квара и реаговање гасног релеја. Предложена је дефектажа и санација или замена дотрајалих делова регулатора. Трансформатор је стављен ван погона и чека се на његову поправку.

4 ЗАКЉУЧАК

Теретни регулатори напона, као елементи који су највише изложени стресовима, последњих деценија доживљавају и значајна побољшања у виду унапређених конструкција и примене издржљивијих материјала. То доводи до измена у електричним и операционим карактеристикама, као и начину деградације, па се приликом испитивања и праћења стања мора имати у виду тип теретног регулатора, као и појединачних делова, посебно да ли се прекидање струје одвија у уљу или у вакууму.

У раду су приказани примери дијагностике теретног регулатора напона у зависности од вакуумског или уљног прекидачког дела, где се јасно уочавају различити критеријуми садржаја гасова квара приликом дијагностике гаснохроматографском анализом. Код вакуумских прекидача очекиване апсолутне концентрације гасова су ниске, па се и мале промене садржаја гасова могу сматрати индикацијом појаве квара. Предложени дијагностички односи гасова квара и за уљне и за вакуумске прекидаче су се показали као индикативни и ефикасни у откривању топлих места, што је потврђено електричним мерењима. Такође, испитивање гасова из теретних регулатора посебно је корисно у случају паралелно везаних регулатора јер омогућава засебну дијагностику, за разлику од електричних испитивања која добијају кумулативне резултате.

Посебно треба истаћи да развој квара прекидачког дела теретног регулатора напона може да има велику брзину, што је показано примером из праксе, када је у периоду мањем од годину дана дошло до значајног оштећења. Такође, метода мерења динамичких отпора (ДРМ) се показала као веома ефикасна за реално праћење погоршања стања контаката, и у случајевима када статичка метода није била довољно осетљива.

Претходна разматрања и примери указују на потребу редовног праћења стања теретног регулатора напона комбинацијом мерења садржаја гасова (ГХ анализа) и електричних метода (мерење статичких и динамичких отпора), уз примену адекватних критеријума у односу на контрукцију, јер у синергетском приступу могу на веома ефикасан начин открити дефекте у раду и превентивно деловати ради избегавања значајнијих кварова и испада трансформатора.

5 ЛИТЕРАТУРА

- [1] CIGRE Technical Brochure 443 (2010) DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap-Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria, CIGRE WG D1/A2-47, www.e-cigre.org
- [2] IEC Publication 60599, Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis
- [3] R.Frotscher, Dr. D.Shen, T.Farell, Dissolved Gas Analysis – Condition Monitoring of Vacuum Type Tap Changers for Power Transformers, CEPsi, Bangkok, 2016.
- [4] IEEE Transformer Committee (2015), IEEE Guide for Dissolved Gas Analysis in Transformer Load Tap-Changers, IEEE C57.139

DOI: [10.46793/CIGRE37.A3.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A3.01)**A3.01****ODRŽAVANJE IZOLATORA VN OPREME POD NAPONOM U REALNIM POGONSKIM USLOVIMA****MAINTENANCE OF ENERGIZED HV INSULATORS IN REAL OPERATING CONDITIONS****Ninoslav Simić, Nenad Trkulja***

Kratak sadržaj: Već duži niz godina u praksi postoji potreba za čišćenjem izolatora VN opreme u realnim pogonskim uslovima. Ovo je posledica promene pristupa održavanja VN postrojenja, u kojima više nema planiranih isključenja i stvaranja beznaponskog stanja. U ovom radu se razmatra primena jednog konkretnog proizvoda, tečnosti namenjene čišćenju izolatora pod pritiskom, i to dok je VN oprema pod naponom. U uvodu će biti sagledana dostupna dokumentacija o ovom fluidu. Potom će se prezentovati dosadašnja iskustva u zemlji i svetu o primeni ove tečnosti, za pranje kako izolatora tako i razvodnih ormara. Na kraju rada će biti iznet zaključak o mogućnostima ovog načina održavanja izolacije elektroenergetske opreme u našoj zemlji. Cilj rada je da se prezentuju nove tehnologije na ovom polju dostupne u drugim zemljama.

Ključne reči: održavanje, izolatori, VN oprema

Abstract: For many years, there has been a need in practice to clean insulators of HV equipment in real operating conditions. This is a consequence of a change in the approach to the maintenance of HV plants, in which there are no longer planned shutdowns and the creation of a power-off state. This paper discusses the application of a specific product, a liquid intended for cleaning insulators under pressure, while HV equipment is energized. In the introduction, we will review the available documentation on this liquid. Then, previous experiences in the country and the world on the application of this liquid for washing both insulators and switchgear cabinets will be presented. At the end of the paper, a conclusion will be drawn on the possibilities of this method of maintaining the insulation of electrical equipment in our country. The aim of the paper is to present new technologies in this area available in other countries.

Key words: maintenance, insulators, HV equipment

* Ninoslav Simić, Institut Nikola Tesla AD, ninoslav.simic@ieent.org
Nenad Trkulja, nenadrtrkulja@gmail.com

1 UVOD

Poznato je da se održavanje elektroenergetske opreme visokog napona ranije obavljalo po unapred planiranim vremenskim intervalima, kada je VN oprema isključivana. Tada, tokom tzv. remonta uvek se koristila prilika da se detaljno operu i očiste izolatori u VN postrojenjima. Danas se sve ređe VN oprema isključuje zbog remonta i često su proizvodni procesi takvi da nije moguće obezbediti beznaponsko stanje na bezbednoj udaljenosti da bi se izolatori očistili. Istovremeno je uticaj aerozagađenja značajan, pogotovo u pojedinim industrijskim pogonima, u okolini Bora, Smedereva ili Pančeva. Iskustva pokazuju da su zaprljanju naročito izložena postrojenja za spoljnu montažu, odnosno i porcelanski i silikonski izolatori [1], [2]. U nedavnoj poseti sajmu energetske opreme u Južnoj Koreji autori su imali priliku upoznati se sa proizvodom koji je deklarisan kao inovacija, te u ovom radu prenosimo iskustva koja su sakupljena i dostupne materijale i sertifikate o ispitivanju. Radi se elektroizolacionoj tečnosti sa deterdžentskim svojstvima kojom je moguće oprati izolatore VN opreme koji su u normalnom radu, pod naponom, sa bezbednog rastojanja.

2 TEHNIČKI OPIS I KARAKTERISTIKE, DOSADAŠNJA ISKUSTVA

U nazivu tečnost je deklarirana kao „elektroizolaciono ulje“, čija je primena čišćenje elektroenergetske opreme najvišeg naponskog nivoa do 220 kV. U deklaraciji se nalazi podatak - Ekološki bezbedan proizvod, bez posebnih uslova korišćenja, International Green Technology Certificate.

Report No. : TSC2020-0122L		(Copy report No.) TSC2020-0044C	
Test Sample : 3) NAUCLEAN_D			
Test Item	Unit	Result	Test Method
Water(Coulometric Karl Fischer Titration)	mg/kg	7 note1)	ASTM D6304-16
Breakdown voltage (25℃ 2.5mm)	kV	over than 100.0 note5)	KS C IEC 60156:2013

Slika 1: Izvod iz ispitivanja elektroizolacione tečnosti

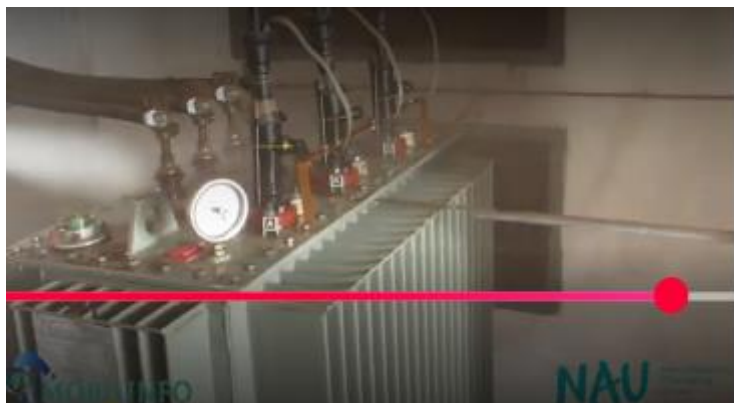
U ponovljenom testu, u drugoj laboratoriji, srednja vrednost probojnog napona, (6 ispitivanja prema IEC 60156 [3]) je iznosila 92 kV. U tabeli 1 je data vrednost minimalnog probojnog napona za izolaciona ulja za primenu u VN opremi prema IEC 60296:2020.

Tabela 1: Minimalni probojni napon izolacionih ulja

Osobina	Test metoda	Transformatorsko ulje	Nisko-temperaturna ulja za prekidače
Probojni napon	IEC 60156	Min. 30 kV / 70 kV ¹⁾	

2.1 Iskustva iz pogona u drugim zemljama

Iskustva sa primenom elektroizolacione tečnosti su stečena kompanijama širom Južne Koreje: Korea Gas Corporation, Korea Railroad Corporation, Kepco Nuclear Fuel, Seoul Metro LG Chem Hyundai Heavy Industries, itd... Takođe, prema dostupnim podacima ova tečnost je našla primenu u Saudijskoj Arabiji, UAE, Kuvajtu, Kini, Vijetnamu i Ekvadoru. Autori nisu naišli na podatak da je tečnost primenjivana u zemljama EU. Na slikama koje slede prikazana su neka od iskustava iz navedenih zemalja.



Slika 2: Čišćenje izolatora transformatora 20/0,4 kV (mlaz je levo sa strane NN izvoda)



Slika 3: Čišćenje izolatora rastvaljača 66 kV (levo), čišćenje izolatora VN opreme 24 kV (desno)



Slika 5: Čišćenje izolatora prekidača 110 kV

Ukoliko se ide ka nižim naponskim nivoima, moguće je kombinovati više radova u procesu održavanja opreme pod naponom u postrojenju.

1. Termovizijsko ispitivanje u cilju određivanja toplih mesta na spoljašnjim površinama izolacije niskonaponske električne instalacije, odnosno na izolatorima visokonaponske opreme. Ovim se utvrđuje lokacija na kojima je potrebno detaljnije čišćenje.
2. Na lokacijama u blizini napona, odnosno na bezbednoj udaljenosti od prisustva napona obavlja se usisavanje grubih i krupnijih fizičkih kontaminanata. Dosadašnja iskustva pokazuju da je ovo moguće u niskonaponskim ormanima.
3. Potom sledi čišćenje pod pritiskom sporohodnom industrijskom mašinom za ove namene. Maksimalni pritisak pranja je 190 bara, i mora biti omogućeno podešavanje jačine i širine mlaza. Tako da je specifičnost ovih uređaja mlaznica, tj završetak creva pod pritiskom. Ova mlaznica mora biti sertifikovana za rad pod različitim naponskim nivoima. Bezbednosna udaljenost na kojoj stoji čovek kada koristi uređaj je veća od vrednosti definisanih u tabeli 2 i ovo podrazumeva obučeno osoblje za rad sa mašinom za pranje.
4. Za elemente elektroenergetske opreme koji su skloni oštećenjima mora se obaviti pranje niskim pritiskom i u ovom smislu neophodna je obučenost za osetljivije elemente u sistemu kao što je elektronika u sistemima automatskog upravljanja i telekomunikacija. Uređaj za pranje može biti isti sa mogućnošću podešavanja pritiska.
5. Elektroizolaciona tečnost za pranje izolatora prirodno isparava u kontaktu sa vazduhom, ali je u slučaju zatvorenih prostora, odnosno prostora sa smanjenom ventilacijom poželjno ovaj proces ubrzati korišćenjem kompresora za vazduh.
6. Po potrebi se obavlja ponovno termovizijsko ispitivanje.

Jasno je da za upotrebu ove tečnosti izuzetno važna obuka osoblja koja ulazi u postrojenje i radi u blizini napona.

Bezbednosno rastojanje se računa prema formuli datoj u standardima IEC 60479 I EN 50110-1, odnosno $D=k \cdot U^n$ gde je

D bezbednosno rastojanje (m)

U je napon (kV)

k je konstanta, vrednost 0,1-0,2, u zavisnosti od standarda

n je eksponent, vrednost 0,5-0,7 u zavisnosti od standarda

Tabela 2: Minimalne vrednosti bezbednosnih rastojanja navedene od strane proizvođača elektroizolacione tečnosti

Transmission and distribution voltage of electronic equipment	Safety distance	Standard separation distance
10KV	$\geq$	0.7m
35KV	$\geq$	1.0m
110KV	$\geq$	1.5m

2.2 Iskustva iz Srbije

Što se tiče Srbije i zemalja regiona, primena ove tečnosti je još u fazi ispitivanja. Na slikama koje slede prikazana su iskustva iz jedne TE u Srbiji, naponski nivo 0,4 kV, ormani sopstvene potrošnje.



Slika 6: Pranje i usisavanje unutrašnjosti ormara sopstvene potrošnje 0,4 kV



Slika 7: Sušenje i izgled unutrašnjosti ormara sopstvene potrošnje 0,4 kV

Sa obzirom da je tečnost na bazi izolacionog ulja, zanimljivo je uporediti podatke iz Tabele 3, izvod iz *IEC 60296:2020*

Tabela 3: Opšta specifikacija, Tip A (inhibirana ulja visokog kvaliteta) prema IEC 60296:2020

4 – Zdravlje, bezbednost i zaštita životne sredine			
Tačka paljenja	ISO 2719	Min. 135 °C	Min. 100 °C

Dakle na osnovu tabele 3, minimalna tačka paljenja bi trebala biti 135°C, a prema odgovorima koje smo dobili od proizvođača, kod ove elektroizolacione tečnosti minimalna tačka paljenja je 230°C.

S obzirom na to da nije poznat detaljan sastav elektroizolacione tečnosti autori su kontaktirali proizvođača pitanjem: Da li je upotreba ovog proizvoda ekološki bezbedna, odnosno postoji li neka referentna EU norma? Ovde prenosimo odgovor koji nam je dostavljen.

“ Tečnost je u skladu sa OECD Guideline 301 F (Ready Biodegradability: Manometric Respirometry Test), jednim od EU dokumenta koji se odnosi na biorazgradljivost. U ovom slučaju ona iznosi 76% što zadovoljava standard od minimalno 60% biorazgradljivosti.”

Što se posebnih mera opreza u radu sa ovim proizvodom tiče, napomenuto je da u slučaju da se proguta ili inhalira, mogu nastupiti teže posledice usled trovanja, te je obavezno obratiti se lekaru. Takođe se napominje da tečnost ne izaziva požar, ali može učestvovati u gorenju, shodno vrednosti tačke paljenja, koja je dosta iznad minimalne vrednosti definisane za izolaciona ulja.

3 ZAKLJUČAK

Upotreba elektroizolacione tečnosti za čišćenje površina izolatora elektroenergetske opreme bi svakako mogla doprineti povećanju pouzdanosti rada VN opreme i smanjenju broja planiranih isključenja pogona. Ovakav jedan pristup u održavanju, koji se očigledno već primenjuje u svetu, bi zasigurno vrlo brzo pokazao pozitivne efekte.

Trenutno, u našoj zemlji nedostaje regulativa koja bi jasno definisala uslove i pripreme radnje za upotrebu elektroizolacionih tečnosti u svrhu čišćenja postrojenja pod naponom. Ovo se prvenstveno odnosi na proveru izolacionih svojstva pre same upotrebe tečnosti, na licu mesta. Takođe bi se morale definisati i bezbednosne mere, minimalna rastojanja za sve naponske nivoe i lična zaštitna sredstva, koja su neophodna za osoblje koje radi tokom čišćenja VN opreme pod naponom. U sklopu dokumenata bi se morale nalaziti i ekološke mere zaštite okruženja. Ovakva regulativa bi predstavljala zamah i budućim vrstama održavanja koje bi se mogle obavljati na opremi pod naponom (rad iz helikoptera na dalekovodima, pa čak i zamena delova VN opreme pod naponom – sanacija kvarova na kablovima bez isključenja i sl...).

Sa obzirom da u našoj zemlji postoji nekoliko naponskih nivoa, logičan put za uvođenje ovakvog načina održavanja bi bio najpre primena na naponskim nivoima do 20 kV odnosno 35 kV, te na osnovu prikupljenih iskustava, posle izvesnog perioda upotreba i na naponskom nivou 110 kV. U tom smislu autori ohrabruju naše kompanije, prvenstveno distribuciju i prenos energije, da započnu proces pilot projekata, ispitivanja, mogućnosti primene i izrade internih standarda vezanih za ovu materiju.

4 LITERATURA

- [1] Ninoslav Simić, Jovan Mrvić, Katarina Maksić “Mogućnosti primene VN ispitivanja i monitoring PD u realnim uslovima ”, SK/SO-1 BH K/O CIRED 2024.
- [2] Ninoslav Simić, Jovan Mrvić “Analiza uzroka eksplozije 110 kV odvodnika prenapona“, 36. savetovanje CIGRE Srbija A3 2023.
- [3] IEC 60156: 2025-1 Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A3.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A3.02)

A3.02

**PRORAČUN TRANZIJENTNIH STRUJA U UZEMLJIVAČIMA KORIŠTENJEM
MODELA ZASNOVANIH NA TEORIJI ANTENA****CALCULATION OF TRANSIENT CURRENTS IN GROUNDING SYSTEMS USING
ANTENNA THEORY-BASED MODELS****Adnan Mujezinović *, Ajdin Alihodžić, Nedisa Dautbašić, Maja Muftić Dedović**

Kratak sadržaj: U ovom radu predstavljen je matematički model za proračun raspodjele tranzijentnih struja u uzemljivačkim sistemima, zasnovan na teoriji antena. Modeliranje uzemljivača počiva na sistemu spregnutih integro-diferencijalnih jednačina tipa Pocklington, koje se primjenjuju na složene žičane strukture ukopane u poluprostor sa konačnom vodljivošću. Pocklingtonova jednačina izvedena je direktno iz Maxwellovih jednačina, a u radu je detaljno opisana kompletna procedura koja uključuje uticaj granice između dva medija, koristeći Fresnelove koeficijente refleksije. Sistem ovih jednačina riješen je primjenom indirektnih metoda graničnih elemenata, čime je određena raspodjela struje duž uzemljivača različitih geometrijskih oblika, što predstavlja osnovni parametar za analizu tranzijentnog odziva uzemljivačkih sistema.

Ključne riječi: uzemljivački sistemi, tranzijentne struje, teorija antena, granični elementi

Abstract: This paper presents a mathematical model for the calculation of transient current distribution in grounding systems, based on antenna theory. The modeling of grounding electrodes relies on a system of coupled integro-differential equations of the Pocklington type, applied to complex wire structures buried in a semi-space with finite conductivity. The Pocklington equation is derived directly from Maxwell's equations, and the paper thoroughly describes the entire procedure, including the influence of the boundary between two media using Fresnel reflection coefficients. The system of equations is solved using the indirect boundary element method, resulting in the determination of current distribution along grounding structures of various geometries, which represents a fundamental parameter for analyzing the transient response of grounding systems.

Keywords: grounding systems, transient currents, antenna theory, boundary elements

* Adnan Mujezinović, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina, adnan.mujezinovic@etf.unsa.ba

1 UVOD

Uzemljenje se definiše kao uspostavljanje vodljive veze između dijelova elektroenergetskih postrojenja i zemlje, koje se ostvaruje ukopavanjem metalnih vodiča različitih oblika i dimenzija u tlo te njihovim povezivanjem s relevantnim dijelovima postrojenja. Ključne komponente svakog sistema uzemljenja su uzemljivač – vodič (ili više njih) koji se polaže u zemlju i ostvaruje neposredan kontakt s njom – i zemljovod, koji omogućava vezu između dijelova postrojenja koje je potrebno uzemljiti i samog uzemljivača [1].

Tradicionalna analiza uzemljivačkih sistema usmjerena je na postizanje dva osnovna cilja: prvi je predstavljanje sistema putem njegovog ekvivalentnog električnog kruga pogodnog za opću analizu u uslovima poremećenih režima, a drugi se odnosi na određivanje napona u blizini površine zemlje, koji moraju biti u skladu s propisanim sigurnosnim standardima. U niskofrekventnim režimima, koji obuhvataju normalan rad i tipične kvarove, ekvivalentni model je jednostavan, a naponske razlike odgovaraju stvarnim potencijalima. Detaljan opis ponašanja uzemljivačkih sistema pri niskim frekvencijama obuhvaćen je važećim standardima [2].

Niska impedansa uzemljivačkog sistema predstavlja osnovni uslov za djelotvornu zaštitu od atmosferskih pražnjenja. Kao primjer se mogu navesti uzemljivači stubova visokonaponskih vodova i izoliranih vjetroelektrana, gdje je potrebno ostvariti otpor uzemljenja manji od $10\ \Omega$. Ovaj zahtjev je naročito izazovan u slučajevima tla s visokim specifičnim otporom, zbog čega je uspostava preciznog i efikasnog matematičkog modela od suštinske važnosti. Važno je napomenuti da se uzemljivački sistemi uobičajeno testiraju na veoma niskim frekvencijama, dok su atmosferska pražnjenja prirodne tranzijentne pojave s komponentama visokih frekvencija. Zbog toga je tranzijentna analiza uzemljivača od izuzetnog značaja kako sa teorijskog tako i sa praktičnog aspekta [3].

U slučaju direktnog udara atmosferskog pražnjenja u objekte, kroz sistem uzemljenja protiču struje vrlo visokih amplituda. Ove struje indukuju jaka elektromagnetna polja u vodičima sistema, koja generišu visoke napone tokom disipacije struje u tlu [4].

Pri projektovanju uzemljivača u visokonaponskim postrojenjima, potrebno je uzeti u obzir njihove impulsne karakteristike, odnosno odzive na brze elektromagnetne tranzijentne pojave. Impulsni odzivi uzemljivača na struje velikih amplituda značajno utiču na sigurnost i raspoloživost elektroenergetskih sistema, te zaslužuju posebnu pažnju. Ove pojave se javljaju najčešće pri direktnim udarima groma u elemente gromobranske zaštite ili usljed impulsa izazvanih sklopnim operacijama. Zbog pretežno induktivnog ponašanja uzemljivačkog sistema pri visokim frekvencijama, mogu se pojaviti znatni prenaponi koji negativno utiču na rad zaštitne, upravljačke i komunikacijske opreme. Interakcija između tranzijentnog stanja i uzemljivača je stoga od velike važnosti. Kompleksnost i široka rasprostranjenost modernih elektroenergetskih sistema zahtijevaju detaljnu analizu elektromagnetnih tranzijenata kako bi se obezbijedio siguran i pouzdan rad. Prilikom modeliranja neophodno je uvažiti i frekvencijsku ovisnost parametara komponenti. Elektromagnetne smetnje u niskonaponskim sekundarnim krugovima, uključujući mjerno-upravljačke sisteme elektrana, vjetroelektrana i baznih stanica mobilne telefonije, mogu biti ozbiljan izazov jer savremeni digitalni uređaji sadrže osjetljive elektroničke komponente [5].

Pristup koji tretira uzemljivački sistem kao ekvipotencijalnu strukturu primjenjiv je isključivo u stacionarnim uslovima [6].

Tokom tranzijentnih pojava uzemljivač ne ostaje na konstantnom potencijalu [7], što u praksi vodi do pojave potencijalnih razlika unutar sistema, izazvanih elektromagnetnom indukcijom. Te lokalne razlike mogu izazvati kvarove ili oštećenja električne i elektroničke opreme povezane na uzemljenje [6]. U stvarnim uslovima, ove razlike mogu biti dovoljno velike da ugroze bezbjednost ljudi u neposrednoj blizini [7].

U okviru tranzijentne analize, uzemljivački sistemi se mogu modelirati pomoću pojednostavljenih modela električnih krugova, modela zasnovanih na teoriji prijenosnih linija (TLM), ili modela utemeljenih na teoriji antena (AM). Iako su metode zasnovane na električnim krugovima jednostavne, one često ne pružaju dovoljnu tačnost. TLM modeli nude bolju aproksimaciju i brže računanje, ali su ograničeni u primjeni – posebno za vertikalne sonde i kompleksne mreže vodiča, pri čemu se često zanemaruje uticaj granice zemlja–zrak. Također, njihova tačnost je ograničena na određeni frekvencijski opseg, u zavisnosti od konfiguracije sistema i svojstava tla [8].

Najdetaljniji pristup analizi elektromagnetnih pojava u strukturama koje uključuju nadzemne i podzemne vodiče pruža model zasnovan na teoriji antena. Ovaj pristup koristi inverznu Fourierovu transformaciju (IFT) za određivanje tranzijentnog odziva, te omogućava efikasnu obradu zakrivljenih vodiča primjenom izoparametarskih elemenata – što je teško ostvarivo u okviru TLM pristupa. Međutim, glavni nedostatak ove metode jeste velika računaska složenost, posebno kod geometrijski kompleksnih uzemljivača [9].

Rigorozni elektromagnetski pristup, temeljen na teoriji antena, koristi sistem spregnutih integro-diferencijalnih jednačina Pocklingtonovog oblika za rješavanje problema u dvije različite sredine. Uticaj granice zemlja–zrak se tretira primjenom Sommerfeldovih integrala, uz korištenje aproksimacija kao što su modificirana teorija preslikavanja i refleksioni koeficijenti. Nedostatak ove formulacije je produženo vrijeme proračuna, naročito u širokom frekvencijskom opsegu [8]. Iz tog razloga, ovaj rad predstavlja model zasnovan na teoriji antena koji uključuje uticaj granice tlo–zrak korištenjem Fresnelovih koeficijenata refleksije.

2 MATEMATIČKI MODEL

Uzemljivački sistem razmatran rigoroznim elektromagnetskim modelom zasnovanim na teoriji antena predstavlja se odgovarajućom konfiguracijom žičanih antena. U skladu sa tankožičanom aproksimacijom, osobine ovakvih konfiguracija su dominantno određene raspodjelom aksijalnih struja po žicama. Struje po vodičima složenog uzemljivačkog sistema određene su serijom spregnutih integro-diferencijalnih jednačbi Pocklington-ovog oblika za žice proizvoljnog oblika [10].

Sistem Pocklington-ovih jednačbi se može izvesti direktno iz Maxwell-ovih jednačbi, uz minimalne aproksimacije, tako što se električno polje izrazi preko magnetskog vektorskog potencijala i skalarnog električnog potencijala, te primjenom Lorentz-ovog baždarnog uslova, kojim je data veza između njih. Također, moraju biti osigurani uslovi za nesmetan prolaz tangencijalnih komponenti električnog polja na površini vodiča [11].

Problemi elektromagnetskog raspršenja mogu se analizirati direktnim rješavanjem Maxwell-ovih jednačbi. Međutim, Maxwell-ove jednačbe su spregnute prostorno-vremenski ovisne parcijalne diferencijalne jednačbe prvog reda koje je veoma teško primijeniti na rješavanje problema graničnih vrijednosti. Jedan od standardnih načina prevazilaženja tih poteškoća je rješavanje elektromagnetskih valnih jednačbi za harmonijski ovisne probleme. Za idealno vodljivu žicu ukupno polje na površini žice iščezava, pa vrijedi [8]:

$$\vec{s} \cdot (\vec{E}^{pob} - \vec{E}^{ras}) = 0 \quad (1)$$

gdje je $\vec{s}$ jedinični vektor tangente u tački promatranja na površini žice, $\vec{E}^{pob}$ pobudna komponenta vektora električnog polja i $\vec{E}^{ras}$ raspršna komponenta vektora električnog polja. Koristeći prvu Maxwellovu jednadžbu za harmonijski promjenjiva električna i magnetska polja može se pisati [12]:

$$\nabla \times \vec{E} = -j\omega\vec{B} \quad (2)$$

gdje je ∇ operator Nabla, ω kružna frekvencija a $\vec{B}$ vektor magnetske indukcije.

Lorentz-ovo baždarenje, koje daje vezu između vektorskog magnetskog i skalarnog električnog potencijala i predstavlja praktično najznačajniju aproksimaciju antenskog modela, moguće je pisati u obliku [9]:

$$\nabla \vec{A} + j\omega\mu\epsilon_{eff}\vec{\phi} = 0 \quad (3)$$

gdje je $\vec{A}$ vektorski magnetski potencijal, μ predstavlja permeabilnost medija, ϕ predstavlja skalarni električni potencijal, a ϵ_{eff} predstavlja kompleksnu permitivnost medija i može se izraziti pomoću sljedeće jednadžbe [10]:

$$\epsilon_{eff} = \epsilon_0\epsilon_r - j\frac{\sigma}{\omega} \quad (4)$$

U prethodnoj jednadžbi ϵ_0 predstavlja specifičnu permitivnost vakuma, ϵ_r predstavlja relativnu permitivnost medija, a σ specifičnu električnu vodljivost medija.

Uvrštavanjem izraza (3) u izraz (2), raspršno električno polje može se izraziti isključivo primjenom magnetskog vektorskog potencijala pomoću sljedeće jednadžbe [13]:

$$\vec{E}^{ras} = -j\omega\vec{A} + \frac{1}{j\omega\mu\epsilon_{eff}}\nabla(\nabla\vec{A}) \quad (5)$$

Magnetski vektorski potencijal definiran je partikularnim integralom [14]:

$$\vec{A}(s) = \frac{\mu}{4\pi} \int_C I(s')g(s, s', s^*)\vec{s}'ds' \quad (6)$$

gdje je $I(s')$ inducirana struja duž žice, a $g(s, s', s^*)$ odgovarajuća Green-ova funkcija koja ima sljedeći oblik [8]:

$$g(s, s', s^*) = \frac{e^{j\gamma R_1}}{R_1} - \Gamma_{ref} \frac{e^{j\gamma R_2}}{R_2} \quad (7)$$

U Green-ovoj funkciji R_1 i R_2 predstavljaju udaljenosti između tačke izvora i tačke promatranja i odslikane tačke izvora i tačke promatranja, respektivno. Simbol γ predstavlja propagacijsku konstantu koja se računa pomoću sljedeće jednačbe [10]:

$$\gamma = \omega \sqrt{\mu_0 \epsilon_{eff}} \quad (8)$$

Prisustvo granice tlo-zrak uzet je u obzir preko Fresnelovog refleksionog koeficijenta [15]:

$$\Gamma_{ref} = \frac{\frac{1}{\underline{n}} \cos \theta - \sqrt{\frac{1}{\underline{n}} - \sin^2 \theta}}{\frac{1}{\underline{n}} \cos \theta + \sqrt{\frac{1}{\underline{n}} - \sin^2 \theta}} \quad \theta = \arctg \frac{|x - x'|}{2d} \quad \underline{n} = \frac{\epsilon_{eff}}{\epsilon_0} \quad (9)$$

Provođenjem odgovarajućih matematičkih manipulacija i kombiniranjem prethodnih jednačbi dolazi se do Pocklingtonove integro-diferencijalne jednačbe za nepoznatu raspodjelu struje duž tanke žice proizvoljnog oblika ukopane u medij s gubicima [16]:

$$\begin{aligned} \vec{E}^{pob} = & -\frac{1}{j4\pi\omega\epsilon_{eff}} \int_{C'} I(s') \cdot \vec{s} \cdot \vec{s'} \cdot \left(\frac{\partial^2}{\partial s \partial s'} - \gamma^2 \right) g_0(s, s') ds' \\ & + \Gamma_{ref} \int_{C'} I(s') \cdot \vec{s} \cdot \vec{s}^* \cdot \left(\frac{\partial^2}{\partial s \partial s^*} - \gamma^2 \right) g_0(s, s^*) ds^* \end{aligned} \quad (10)$$

Budući da su uzemljivački sistemi pobuđeni strujnim izvorom, za njih vrijedi sljedeći uvjet [17]:

$$\vec{E}^{pob}(s) = 0 \quad (11)$$

Kombiniranjem jednačbi (10) i (11) može se pisati [10]:

$$0 = -\frac{1}{j4\pi\omega\epsilon_{eff}} \sum_{n=1}^M \left[\int_{C'} I_n(s'_n) \cdot \vec{s}_n \cdot \vec{s}'_n \cdot \left[\frac{\partial^2}{\partial s_m \partial s'_n} - \gamma^2 \right] g_{o,nm}(s_m, s'_n) ds'_n + \right. \\ \left. + \Gamma_{ref} \int_{C'} I_n(s'_n) \cdot \vec{s}_m \cdot \vec{s}_n^* \cdot \left[\frac{\partial^2}{\partial s_m \partial s_n^*} - \gamma^2 \right] g_{i,nm}(s_m, s_n^*) ds'_n \right], m = 1, 2, \dots, M \quad (12)$$

3 PROCEDURA PRORAČUNA POKLINGTONOVE JEDNAČBE

Numeričko rješavanje Pocklington-ove integro-diferencijalne jednačbe može se provesti primjenom različitih metoda i postupaka. U najvećem broju slučajeva integralne i integro-diferencijalne jednačbe proizašle iz problema elektrostatike se tretiraju primjenom neke od varijanti metode graničnih elemenata pri čemu se dobivaju tzv. jake formulacije. Međutim, u okviru jake formulacije javljaju se određeni problemi, među kojima i kvazisingularnost jezgre, tj. Green-ove funkcije, budući da se deriviranje jezgre obavlja analitički, što nužno dovodi do kvazisingularnosti.

Sa druge strane, ako se pak deriviranje jezgre obavlja pomoću metode konačnih diferencija, javljaju se neželjene pojave u vidu sporije konvergencije i nesimetričnosti matrice u numeričkom rješavanju. Pobrojani nedostaci su otklonjeni primjenom tzv. nejake formulacije metode graničnih elemenata, koja je poznata kao Galerkin-Bubnov šema indirektna metode graničnih elemenata. Kod ove formulacije se, uz izbor istih baznih i testnih funkcija, dobijaju identične krajnje relacije onima kod varijacijskog pristupa. Naime, podesnom primjenom parcijalne integracije i integralnih teorema vektorske analize naknadno se snizi red derivacija u diferencijalnoj jednadžbi [15].

Rješavanje jednadžbe (12) primjenom metoda graničnih elemenata počinje od toga da se izvrši primjena lokalne aproksimacije za nepoznatu struju duž segmenta žice, odnosno da se nepoznata struja po segmentu n -te žice izrazi u vidu konačne sume linearno neovisnih funkcija oblika i nepoznatih kompleksnih koeficijenata, kako slijedi [18]:

$$I_n^e(s') = \sum_{i=1}^n I_{ni} f_{ni}(s') = \{f\}_n^T \{I\}_n \quad (13)$$

Primjenom metode graničnih elemenata može se pisati sljedeći matrični sistem [19]:

$$\sum_{n=1}^{N_w} \sum_{i=1}^{N_g} [Z]_{mn}^{ji} \{I\}_{ni} = 0, \quad m = 1, 2, \dots, N_w \quad (14)$$

gdje je N_w ukupan broj žica, N_g ukupan broj elemenata na n -toj žici.

Matrica $[Z]_{mn}^{ji}$ fizikalno predstavlja matricu međusobne impedanse za j -ti granični element promatranja na m -toj žici i i -ti granični element izvora na n -toj žici, a vektor $\{I\}_{ni}$ predstavlja vektor rješenja u globalnim čvorovima [15].

Matrica $[Z]_{mn}^{ji}$ data je izrazom [16]:

$$[Z]_{mn}^{ji} = -\frac{1}{j4\pi\omega\epsilon_{eff}} \left[\begin{aligned} & \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \{D\}_j \{D\}_i^T g_{o,nm}(s_m, s'_n) ds'_n ds_m \\ & + k_1^2 \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \vec{s}_n \cdot \vec{s}_n \{f\}_j \{f\}_i^T g_{o,nm}(s_m, s'_n) ds'_n ds_m \\ & - \Gamma_{ref} \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \{D\}_j \{D\}_i^T g_{i,nm}(s_m, s_n^*) ds'_n ds_m^* \\ & + \Gamma_{ref} \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \vec{s}_n \cdot \vec{s}_n^* \{f\}_j \{f\}_i^T g_{i,nm}(s_m, s_n^*) ds'_n ds_m^* \end{aligned} \right] \quad (15)$$

Globalni matrični sistem se može napisati u obliku [20]:

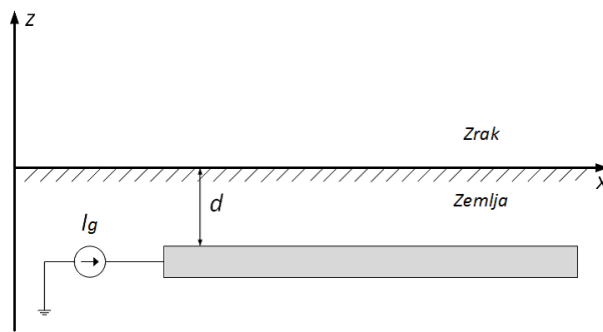
$$\begin{bmatrix} Z_{22} & Z_{23} & \dots & Z_{2K} \\ Z_{32} & Z_{33} & \dots & Z_{3K} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{K2} & Z_{K3} & \dots & Z_{KK} \end{bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_K \end{Bmatrix} = -I_g \begin{Bmatrix} Z_{21} \\ Z_{31} \\ \vdots \\ Z_{K1} \end{Bmatrix} \quad (16)$$

Rješavanjem prethodnog matričnog sistema dobija se raspodjela struje na vodičima uzemljivačkog sistema.

4 PRIMJERI PRORAČUNA

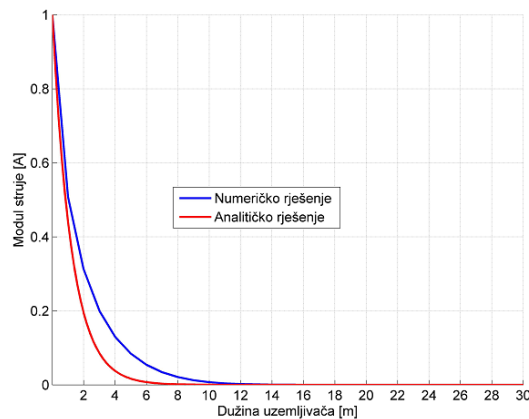
4.1 Horizontalni uzemljivač

Osnovni element svih uzemljivačkih sistema je horizontalni uzemljivač, te je proračun struje po njemu odlična polazna tačka za provjeru karakteristika razvijenog računarskog programa. Analizira se horizontalni uzemljivač dužine $L = 30$ m, ukopan na dubinu $d = 0.5$ m, kao što je prikazano na Slici 1. Radijus vodiča je $a = 0.02$ m, specifična električna otpornost tla $\rho = 100 \Omega\text{m}$, relativna permitivnost tla $\epsilon_r = 10$, a relativna permeabilnost $\mu_r = 1$. Frekvencija je $f = 10\text{MHz}$.



Slika 1: Horizontalni uzemljivač ukopan u tlo na dubini d

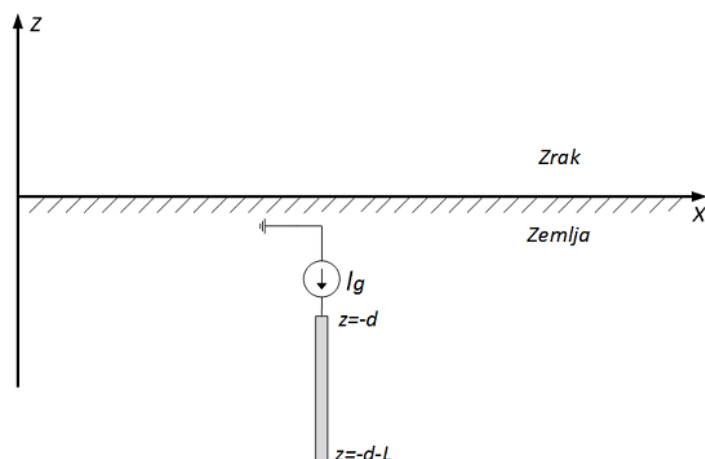
Na Slici 2 prikazana je raspodjela struje po analiziranom uzemljivaču dobijena analitičkim i numeričkim proračunom. Razlika koja se pojavljuje između proračunatih vrijednosti struja u odgovarajućim tačkama, prvenstveno je posljedica činjenice da je kod rješavanja analitičkim putem zanemaren uticaj granice između zemlje i zraka.



Slika 2: Raspodjela struje po horizontalnom uzemljivaču dužine 30 m

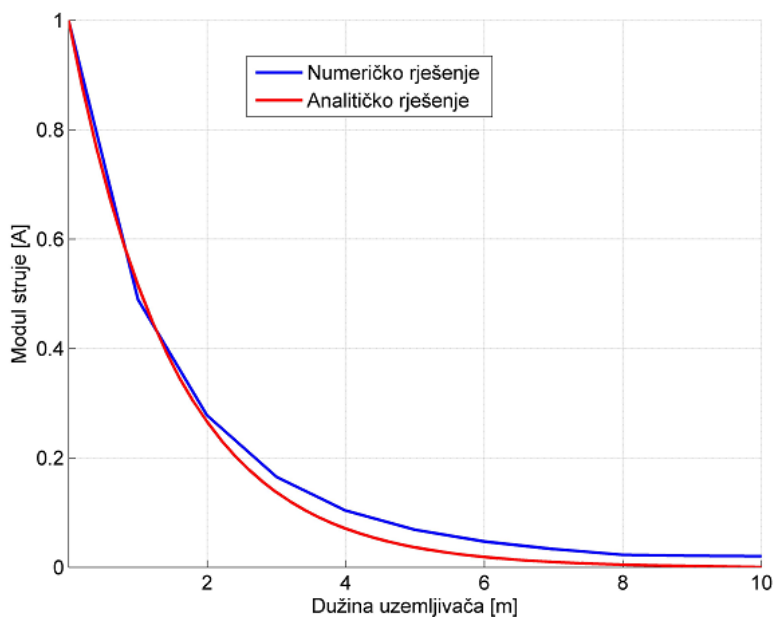
4.2 Vertikalni uzemljivač

U situacijama kada se ima tlo visoke vrijednosti specifične električne otpornosti ρ upotreba samo horizontalnih uzemljivača ne daje zadovoljavajuće rezultate, te je u takvim situacijama nužna upotreba i vertikalnih uzemljivačkih sondi. Za ovaj proračun pretpostavljeno je da se ima tlo za koje je specifična električna otpornost $\rho = 5000 \Omega\text{m}$, kako bi se što vjernije simulirali realni uslovi ugradnje ovakvog uzemljivača. Razmotren je uzemljivač dužine $L = 10 \text{ m}$, zaboden na dubine od $d = 0.5 \text{ m}$ do $d = 10.5 \text{ m}$, kao što je prikazano na Slici 3. Ostali parametri proračuna su nepromijenjeni u odnosu na prvi razmotreni primjer.



Slika 3: Analizirani vertikalni uzemljivač

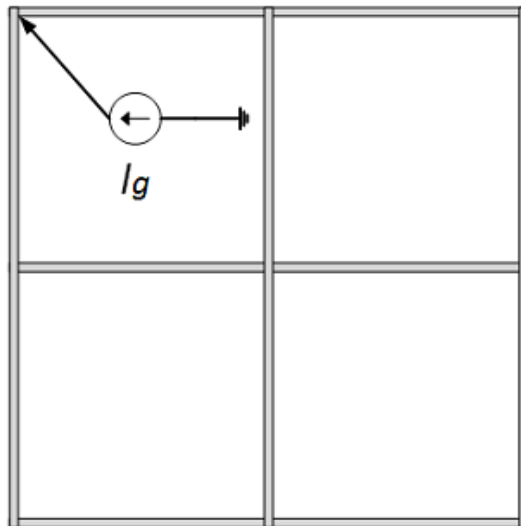
Raspodjela struje duž analizirane vertikalne uzemljivačke sonde prikazana je na Slici 4. Interesantno je uočiti bolje slaganje rezultata analitičkog i numeričkog proračuna nego u slučaju horizontalnog uzemljivača, što se može objasniti manjim uticajem granice zemlja-zrak zbog većih dubina na kojima se nalaze ovakvi uzemljivači.



Slika 4: Raspodjela struje po vertikalnom uzemljivaču

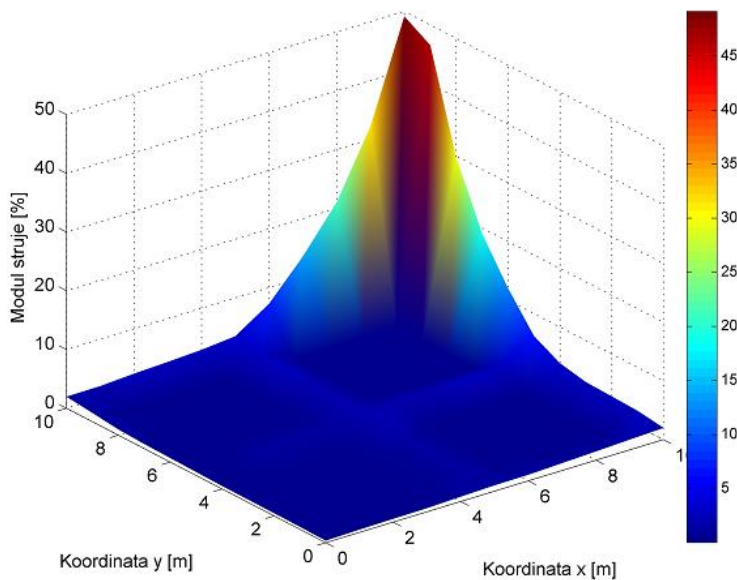
4.3 Uzemljivačka mreža

U nastavku je analizirana pojednostavljena uzemljivačka mreža prikazana na Slici 5. Analizirana je mreža dimenzija 10x10 m sa četiri okna dimenzija 5x5 m, položena na dubini $d = 0.5$ m u tlo sa $\rho = 1000 \Omega\text{m}$.



Slika 5: Analizirana uzemljivačka mreža.

Rezultati proračuna raspodjele struje po vodičima uzemljivača prikazani su na slici 6.



Slika 6: Raspodjela struje po uzemljivačkoj mreži

Iz prikazanih rezultata je uočljivo da je raspodjela struja po segmentima uzemljivača blaža u slučaju uzemljivačke mreže u odnosu na primjere vertikalnog i horizontalnog uzemljivača. Ovakva pojava se može objasniti efektima grananja struje u tački injektiranja u prethodnom primjeru.

5 ZAKLJUČAK

Projektovanje i implementacija uzemljivačkog sistema predstavljaju ključni segment u izgradnji elektroenergetskih objekata, jer funkcionalan sistem uzemljenja čini osnovu sigurnog rada elektroenergetskog sistema, kako u normalnim, tako i u poremećenim radnim uslovima. Uzemljenje podrazumijeva uspostavljanje vodljive veze između pojedinih dijelova elektroenergetskih postrojenja i tla, što se realizuje ukopavanjem metalnih vodiča različitih geometrijskih karakteristika u zemlju i njihovim povezivanjem s relevantnim dijelovima postrojenja. Primarna svrha uzemljivačkih sistema je zaštita ljudskih života unutar i izvan postrojenja, kao i očuvanje pravilnog funkcionisanja uređaja i instalacija koje su na njih povezane. Ovisno o svojoj funkciji, uzemljivački sistemi se dijele na četiri osnovne kategorije: radno (pogonsko), zaštitno, gromobransko i združeno uzemljenje.

Tradicionalna analiza ovih sistema fokusira se na stacionarna stanja pri standardnim (industrijskim) frekvencijama. Ipak, u uslovima poremećenih režima rada, gdje dolazi do pojave visokofrekventnih napona i struja, modeli razvijeni za niskofrekventna stanja postaju nedovoljni. Na primjer, dok se pri industrijskoj frekvenciji uzemljivač može smatrati ekvipotencijalnom strukturom, tokom tranzijentnih procesa mogu nastati znatne potencijalne razlike unutar samog uzemljivača, što ozbiljno ugrožava sigurnost ljudi i opreme. Kako bi se minimizirao rizik ovakvih pojava, neophodno je sprovesti analize elektromagnetske kompatibilnosti, s ciljem boljeg razumijevanja ponašanja uzemljivačkog sistema i eventualnog prilagođavanja njegove konstrukcije.

6 LITERATURA

- [1] A. Muharemović i V. Boras: Električne instalacije i mjere sigurnosti, Elektrotehnički fakultet u Sarajevu, Sarajevo, 2009. F. Majdandžić, „Uzemljivači i sustavi uzemljenja“, Graphis, Zagreb, 2004.
- [2] F. Majdandžić, „Uzemljivači i sustavi uzemljenja“, Graphis, Zagreb, 2004.
- [3] D. Poljak, S. Sesnic, and R. Goic: Analytical versus boundary element modelling of horizontal ground electrode, Engineering analysis with boundary elements, vol. 34, no. 4, pp. 307–314, 2010.
- [4] L. Grčev, V. Arnautovski-Toševa, „Grounding Systems Modeling for High Frequencies and Transients: Some Fundamental Considerations“, IEEE Bologna PowerTech Conference, 2003.
- [5] S. Sadović i R. Gačanović: Impulsne karakteristike uzemljivača, Elektrotehnički fakultet u Sarajevu, 2008.
- [6] L. D. Grcev, Computer analysis of transient voltages in large grounding systems, IEEE Transactions on power delivery, vol. 11, no. 2, pp. 815–823, 1996.
- [7] R. G. Olsen and L. Grcev: Analysis of high-frequency grounds - Comparison of theory and experiment, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 51, no. 6, pp. 4889–4899, 2015.

- [8] D. Poljak: Teorija električnih polja sa primjenama u inženjerstvu, Školska knjiga, Zagreb, 2014.
- [9] D. Poljak, V. Doric, and D. Cavka: On the use of isoparametric elements for bem modeling of arbitrarily shaped thin wires in electromagnetic compatibility applications,” WIT Transactions on Modelling and Simulation, vol. 53, pp. 297– 306, 2012.
- [10] D. Poljak, Advanced Modeling in Computational Electromagnetic Compatibility, NJ, USA: Wiley-Interscience, 2007.
- [11] D. Čavka, „Napredno numeričko modeliranje složenih tankožičanih struktura u elektromagnetizmu“, Doktorska disertacija, Split, 2011
- [12] L. Grčev, F. Dawalibi, „An electromagnetic model for transients in grounding systems“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5. No. 4. November 1990.
- [13] D. Poljak, S. Šesnić, K. El-Khamlichi Drissi, K. Kerroum, S. Tkachenko, „Transient Electromagnetic Field Coupling to Buried Thin Wire Configurations: Antenna Model versus Transmission Line Approach in the Time Domain“, International Journal of Antennas and Propagation, Article ID 3943754, 2016.
- [14] S. Šesnić, D. Poljak, S. Tkachenko, „Analytical Modeling of a Transient Current Flowing Along the Horizontal Grounding Electrode“, IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, 2013.
- [15] E. K. Miller, A. J. Poggio, G. J. Burke: An integro-differential equation technique for the time-domain analysis of thin wire structures. I The numerical method, J. of Computational Phys. 12, 24-48, 1973.
- [16] D. Poljak, D. Čerdić, V. Dorić, A. Peratta, V. Roje & C. A. Brebbia, Boundary element modelling of complex grounding systems: study on current distribution, WIT Transactions on Modelling and Simulation, Vol 50, pp. 123–132, 2010.
- [17] L. D. Grcev, F. E. Menter: Transient Electro - magnetic Fields Near Large Earthing Systems, IEEE Trans. Magnetics, vol. 32, pp. 1525-1528, May 1996.
- [18] S. Sesnic, D. Poljak, G. Knezic: Influence of the soil ionization on the transient current induced along the horizontal grounding electrode, Software, Telecommunications and Computer Networks (SoftCOM), 2015 23rd International Conference on, pp. 64-68, IEEE, 2015.
- [19] D. Poljak, V. Roje, „Boundary-element approach to calculation of wire antenna parameters in the presence of dissipative halfspace“, IEE Proc-Microw. Antennas Propag.. Vol. 142. No. 6, December 1995
- [20] S. Šesnić, D. Poljak, „Antenna model of the horizontal grounding electrode for transient impedance calculation: Analytical versus boundary element method“, Engineering Analysis with Boundary Elements 37(2013) 909–913, 2013.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A3.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A3.03)**A3.03****ODREĐIVANJE PARAMETARA RC FILTERA ZA ZAŠTITU TRANSFORMATORA
ELEKTROLUČNE PEĆI OD SKLOPNIH PRENAPONA****DETERMINATION OF RC FILTER PARAMETERS FOR PROTECTING THE
ELECTRIC ARC FURNACE TRANSFORMER FROM SWITCHING OVERVOLTAGES****Jovan Mikulović, Milenko Jovanović, Tomislav Rajić***

Kratak sadržaj: U postrojenjima elektrolučnih peći transformatori su izloženi opasnosti od sklopnih prenapona koji nastaju prilikom isključenja vakuumskih prekidača, naročito usled višestrukih proboja između njihovih kontakata. U cilju zaštite transformatora primenjuju se RC filteri koji prigušuju visokofrekventne prenapone. U ovom radu prikazan je postupak određivanja parametara RC filtera na osnovu tehničkih podataka i simulacija, kao i verifikacija njihovog dejstva kroz analizu prelaznih pojava i ponašanja u ustaljenom režimu rada. Dodatno su analizirani efekti prenapona u tranzijentnom periodu, kao i uslovi koje RC filter mora zadovoljiti kako bi obezbedio pouzdanu zaštitu transformatora u realnim radnim uslovima.

Ključne reči: transformatori, elektrolučne peći, RC filter

Abstract: In electric arc furnace plants, transformers are exposed to the risk of switching overvoltages that occur during the disconnection of vacuum circuit breakers, particularly due to multiple contact flashovers. To protect transformers, RC filters are employed to suppress high-frequency overvoltages. This paper presents a procedure for determining the parameters of the RC filter based on technical data and simulations, as well as the verification of their effectiveness through the analysis of transient phenomena and steady-state behavior. Additionally, the effects of overvoltages during the transient period are analyzed, as well as the conditions that the RC filter must meet to ensure reliable protection of the transformer under real operating conditions.

Keywords: transformers, electric arc furnaces, RC filter

1. UVOD

U elektroenergetskim sistemima, manipulacija visokonaponskom opremom – uključenje i isključenje prekidača, promenu režima rada transformatora i ostalih sklopnih aparata prouzrokuje prelazne prenapone. Ovi prenaponi mogu imati veoma kratko trajanje, ali veoma

Jovan Mikulović, Elektrotehnički fakultet, Beograd, mikulovic@etf.rs

Milenko Jovanović, M&D Unit, Beograd, milenko.jovanovic@mdunit.rs

*Tomislav Rajić, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, rajic@etf.rs

visoke amplitude. U zavisnosti od frekvencije i trajanja, prenaponi mogu izazvati degradaciju izolacije, prekomerno zagrevanje komponenti, pa čak i trenutna oštećenja opreme [1].

Transformatori koji se koriste u postrojenjima elektrolučnih peći izloženi su posebno zahtevnim radnim uslovima, koji uključuju česte promene režima rada, visoke struje i snažne elektromagnetne smetnje. Jedan od ključnih izazova u radu ovih transformatora jeste pojava sklopnih prenapona, koji se javljaju tokom prekidanja struje vakuumskim prekidačima [2, 3]. Ove prenaponske pojave mogu biti naročito izražene u slučaju višestrukih proboja međukontaktnog prostora prekidača, kada dolazi do oscilatornih prelaznih pojava visokih frekvencija i velikih amplituda. Takvi prenaponi mogu dovesti do oštećenja izolacije transformatora, skraćenja njegovog radnog veka, pa čak i do havarijskih ispada celog postrojenja.

Tradicionalna rešenja za zaštitu transformatora, kao što su odvodnici prenapona, često nisu dovoljna da efikasno priguše visokofrekventne komponente prenapona. Zbog toga se u savremenim elektroenergetskim sistemima sve češće primenjuju RC filteri, čija je osnovna uloga da ograniče porast napona i priguše visoke frekvencije koje nastaju tokom sklopnih operacija. Pravilno dimenzionisanje RC filtera zahteva poznavanje karakteristika postrojenja, parametara transformatora, kao i analizu tipičnih prelaznih režima koji se javljaju pri isključenju struje [4].

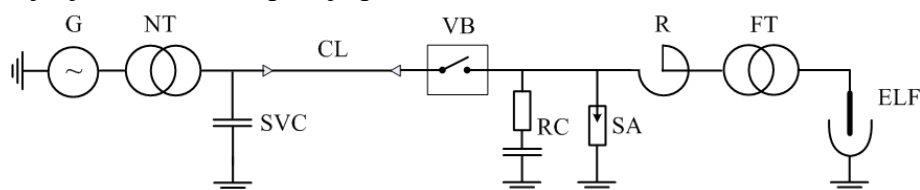
U literaturi postoji više pristupa određivanju optimalnih parametara RC filtera. Neki od njih se zasnivaju na analitičkim formulama koje u obzir uzimaju osnovne parametre sistema, dok drugi uključuju numeričke simulacije u specijalizovanim softverskim paketima. U ovom radu prikazan je postupak određivanja parametara RC filtera za konkretan slučaj transformatora elektrolučne peći snage 160 MVA, uz uvažavanje realnih ograničenja u pogledu dostupnih podataka o sistemu. Takođe, izvršena je verifikacija ponašanja filtera u prelaznim režimima putem analitičkog modelovanja i poređenja sa referentnim vrednostima iz literature. Pored toga, analiziran je i rad filtera u ustaljenom režimu, uzimajući u obzir prisustvo viših harmonika napona, kao i ekstremne vrednosti struja u tranzijentnim uslovima koje RC filter mora da izdrži bez oštećenja [5, 6].

Cilj ovog rada je da se utvrde tehnički opravdani i pouzdani kriterijumi za projektovanje RC filtera koji mogu obezbediti efikasnu zaštitu transformatora u postrojenju elektrolučne peći, i da se na osnovu konkretnih proračuna i simulacija potvrdi njihova primenljivost u praksi.

2. PRORAČUN PARAMETARA RC FILTERA

Za zaštitu transformatora elektrolučnih peći od sklopnih prenapona koriste se RC filteri i odvodnici prenapona. Sklopni prenaponi u postrojenju elektrolučne peći se obično javljaju pri operacijama isključenja vakuumskim prekidačima, a posebno su opasni slučajevi eskalacije napona usled višestrukih ponovnih proboja između kontakata prekidača.

Model postrojenja elektrolučne peći je prikazan na slici 1.



Slika 1: Model postrojenja elektrolučne peći

Oznake na slici 1 imaju sledeća značenja:

G – visokonaponska mreža naznačenog napona 400 kV, snage kratkog spoja 3880 MVA

NT – mrežni transformator 400/33 kV/kV, snage 200 MVA

SVC – postrojenje za regulisanje reaktivne snage i prigušenje harmonika, snage 235 MVA

CL – kablovski vod od SVC postrojenja do vakuumskog prekidača

VB – vakuumski prekidač

RC – RC filter

SA – odvodnik prenapona

R – prigušnica reaktanse 1.8 Ω

FT – transformator elektrolučne peći, snage 160 MVA

ELF – elektrolučna peć impedanse (0.32+j3) mΩ

U [4] je predloženi sledeći izrazi za određivanje parametara RC filtera:

$$C = 90 \cdot \frac{i_{0\%} \cdot A}{f \cdot V_n^2} [\mu F] \quad (1)$$

$$R > 2 \cdot \sqrt{\frac{L_{CL}}{C}} [\Omega] \quad (2)$$

gde su:

$i_{0\%}$ - struja praznog hoda transformatora elektrolučne peći [%]

A – naznačena prividna snaga transformator elektrolučne peći [MVA]

L_{CL} – induktivnost kablovskog voda [H]

V_n – naznačeni primarni napon transformatora elektrolučne peći [kV]

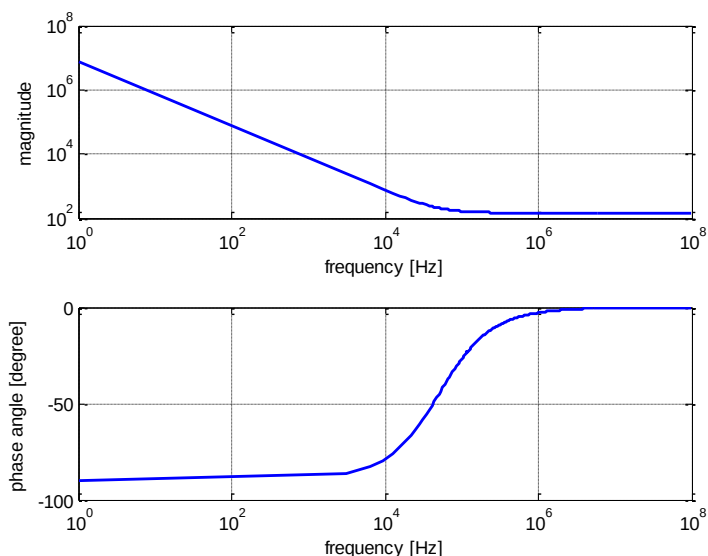
f [Hz] – mrežna frekvencija

Dostupni podaci o transformatoru elektrolučne peći su: naznačena prividna snaga $A=160$ MVA i naznačeni primarni napon $V_n=33$ kV. Može se usvojiti da je struja praznog hoda transformatora $i_{0\%}=10\%$. Takođe, zbog nedostatka podataka, usvaja se da kablovski vod od SVC postrojenja do vakuumskog prekidača ima dužinu 1 km i podužnu induktivnost 0.11551 mH/km. Na osnovu prethodnih podataka dobijaju se sledeće vrednosti za parametre RC filtera:

$$C = 90 \cdot \frac{i_{0\%} \cdot A}{f \cdot V_n^2} = 90 \cdot \frac{0.1 \cdot 160}{50 \cdot 33^2} = 0.0264 \mu F \quad (3)$$

$$R > 2 \cdot \sqrt{\frac{L_{CL}}{C}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{0.11551 \cdot 10^{-3}}{0.0264 \cdot 10^{-6}}} = 132,2 \Omega \Rightarrow R = 150 \Omega \quad (4)$$

Na slici 2 su prikazane frekvencijske karakteristike impedanse RC filtera sa izračunatim parametrima $C=0,0264 \mu F$ i $R=150 \Omega$ na osnovu izraza koji su dati u [4].

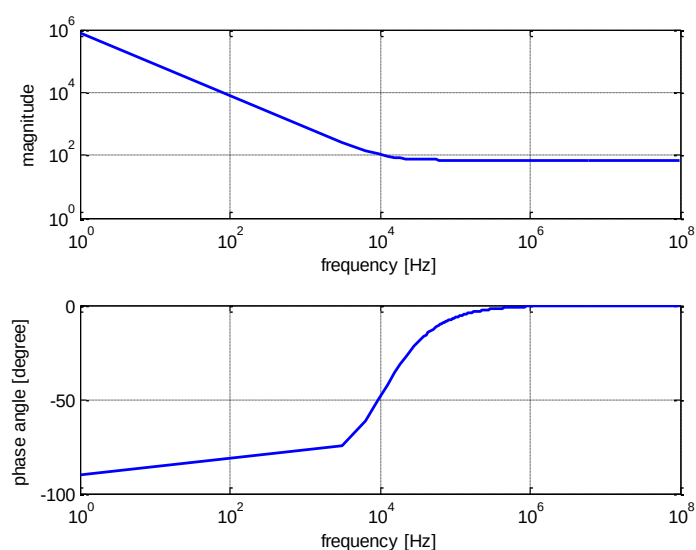


Slika 2: Frekvencijske karakteristike impedanse RC filtera elektrolučne peći sa izračunatim parametrima $C=0,0264 \mu\text{F}$ i $R=150 \Omega$

Na osnovu prikazanih karakteristika na slici 2 može se zaključiti da će filter prigušivati visokofrekventne struje čija je frekvencija veća od $5,05 \cdot 10^4 \text{ Hz}$ („cut off“ frekvencija):

$$f_0 = \frac{1}{2\pi CR} = 4,02 \cdot 10^4 \text{ Hz} = 40,2 \text{ kHz} \quad (5)$$

I pored izraza (1) i (2) predloženih u [4] za određivanje parametara RC filtera, u [5, 6] su vrednosti parametara korigovane na osnovu izvršenih simulacija i usvojene su sledeće vrednosti: $C=0,2 \mu\text{F}$ i $R=70 \Omega$. Na slici 3 su prikazane frekvencijske karakteristike impedanse RC filtera elektrolučne peći sa korigovanim parametrima.



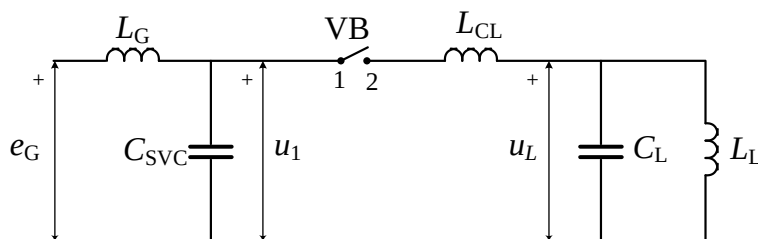
Slika 3: Frekvencijske karakteristike impedanse RC filtera elektrolučne peći sa korigovanim parametrima $C=0,2 \mu\text{F}$ i $R=70 \Omega$

Na osnovu prikazanih karakteristika na slici 3 može se zaključiti da će filter sa korigovanim parametrima prigušivati visokofrekventne struje čija je frekvencija veća od:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi CR} = 1,14 \cdot 10^4 \text{ Hz} = 11,4 \text{ kHz} \quad (6)$$

3. VERIFIKACIJA IZRAČUNATIH PARAMETARA RC FILTERA

Monofazna zamenska šema za analizu sklopnih prenapona pri operaciji isključenja prekidačem VB u postrojenju elektrolučne peći je prikazana na slici 4.



Slika 4: Monofazna zamenska šema za analizu sklopnih prenapona pri operaciji isključenja prekidača u postrojenju elektrolučne peći

Oznake na slici 4 su: e_G elektromotorna sila mreže, L_G ekvivalentna induktivnost mreže i mrežnog transformatora, C_{SVC} kapacitivnost SVC postrojenja, L_{CL} induktivnost kablovskog voda od SVC postrojenja do transformatora elektrolučne peći, C_L ulazna kapacitivnost namotaja transformatora i L_L induktivnost kratkog spoja transformatora uključujući i induktivnost elektrolučne peći.

Nakon prekida struje prekidačem VB, javlja se prelazni proces u konturi koju čine ulazna kapacitivnost namotaja transformatora C_L i ekvivalentna induktivnost transformatora i elektrolučne peći L_L (prelazni proces u LC kolu usled akumulisane energije). Na osnovu raspoloživih podataka ekvivalentna induktivnost iznosi $L_L = 2,18 \text{ mH}$, a za ulaznu kapacitivnost namotaja transformatora usvaja se vrednost $C_L = 5 \text{ nF}$ (preporučene vrednosti su od $0,8 \text{ nF}$ do 10 nF [5, 6]). Frekvencija ovog prelaznog procesa je:

$$f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_L C_L}} = 4,82 \cdot 10^4 \text{ Hz} = 48,2 \text{ kHz} \quad (7)$$

U slučaju kada je u postrojenju uključena prigušnica R reaktanse $1,8 \Omega$, ekvivalentna induktivnost iznosi $L_L = 7,91 \text{ mH}$, učestanost prelaznog procesa je manja i iznosi:

$$f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_L C_L}} = 2,53 \cdot 10^4 \text{ Hz} = 25,3 \text{ kHz} \quad (8)$$

Nakon proboja međukontaktnog prostora u prekidaču VB, javlja se prelazni proces u konturi koju čine kapacitivnost SVC postrojenja C_{SVC} , induktivnost kablovskog voda L_{CL} i ulazna kapacitivnost namotaja transformatora C_L . Frekvencija ovog prelaznog procesa je:

$$f_2 = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_{CL} \frac{C_{SVC} \cdot C_L}{C_{SVC} + C_L}}} \approx \frac{1}{2\pi \sqrt{L_{CL} C_L}} = 2,09 \cdot 10^5 \text{ Hz} = 209 \text{ kHz} \quad (9)$$

S obzirom da filter sa korigovanim parametrima $C=0,2 \mu\text{F}$ i $R=70 \Omega$ prigušuje visokofrekventne struje čija je frekvencija veća od 11,4 kHz, može se zaključiti da ovaj RC filter prigušuje prelazni proces koji se javlja nakon prekida struje i prelazni proces nakon proboja međukontaktnog prostora u prekidaču VB. Zbog su RC parametri filtera elektrolučne peći koji se preporučuju isti kao u [5, 6]:

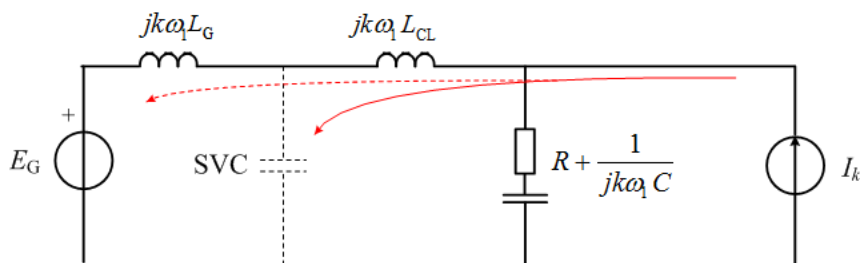
$$C = 0,2 \mu\text{F}$$

$$R = 70 \Omega$$

U slučaju livne peći snage 28 MVA, na osnovu izraza (3) i (4) dobijaju se vrednosti $C=0,0046 \mu\text{F}$ i $R=316 \Omega$. Međutim, i u ovom slučaju se preporučuje filter sa parametrima $C=0,02 \mu\text{F}$ i $R=70 \Omega$.

4. PRORAČUN STRUJE I SNAGE RC FILTERA U USTALJENOM REŽIMU RADA ELEKTROLUČNE PEĆI

U nedostatku mernih podataka o vrednostima viših harmonika struja elektrolučne peći, za potrebe proračuna snage RC filtera usvaja se da napon na mestu priključenja RC filtera ima isti harmonijski sadržaj kao napon na sabirnicama gde je priključeno SVC postrojenje. Ova pretpostavka se zasniva na činjenici će viši harmonici struja većim delom ponirati u SVC postrojenje koje sadrži harmonijske filtere. Čak i kada bi SVC postrojenje bilo isključeno, viši harmonici struja do 50. reda bi imali znatno manju impedansu prema mreži nego kroz RC filtersku granu. Prethodne konstatacije su izvedene na osnovu modela za analizu prostiranja harmonika u postrojenju elektrolučne peći koji je prikazan na slici 5.



Slika 5: Model za analizu prostiranja harmonika u postrojenju elektrolučne peći

Impedanse na slici 5 su izražene u funkciji reda harmonika k :

$$jk\omega_1 L_G = jk \left(\frac{400^2}{3880} \cdot \frac{33^2}{400^2} + 0,13 \frac{33^2}{200} \right) \Omega = jk0,988 \Omega$$

$$jk\omega_1 L_{CL} = jk \cdot 100\pi \cdot 0.11551 \cdot 10^{-3} \Omega = jk0.0363 \Omega$$

$$R + \frac{1}{jk\omega_1 C} = \left(70 - j \frac{15915}{k} \right) \Omega$$

gde su j imaginarna jedinica i ω_1 osnovna kružna učestanost, $\omega_1 = 2\pi f$, $f = 50$ Hz.

Na osnovu podataka o efektivnim vrednostima harmonika napona i poznate impedanse otočne grane RC filtera, mogu se odrediti efektivne vrednosti harmonika struja u otočnoj grani RC filtera koji su posledica izobličenja napona:

$$I_k = \frac{\frac{U_k}{\sqrt{3}}}{\sqrt{R^2 + \left(\frac{1}{k\omega_1 C} \right)^2}} \quad (10)$$

pri čemu je osnovni harmonik napona $U_1 = 33$ kV. Procentalne vrednosti harmonika napona i odgovarajuće struje kroz RC filter su date u tabeli 1.

Tabela 1: Procentalne vrednosti harmonika napona i odgovarajuće struje kroz RC filter

k	U_k [%]	I_k [A]
1	100	1,197
2	4	0,096
3	8	0,287
4	2.5	0,120
5	4	0,239
6	1,5	0,108
7	2,5	0,209
8	1	0,096
9	1,4	0,151
10	1	0,120
11	1	0,131

Efektivna vrednost struja kroz otočne grane RC filtera koja uvažava harmonike do 11. reda je:

$$I = \sqrt{\sum_{k=1}^{11} I_k^2} = 1,310 \text{ A} \quad (11)$$

Trofazna prividna snaga RC filtera je:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = \sqrt{3} \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^{11} U_k^2} \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^{11} I_k^2} = \sqrt{3} \cdot 33190 \cdot 1,310 = 75291 \text{ VA} \approx 75,3 \text{ kVA} \quad (12)$$

Trofazna aktivna snaga RC filtera je:

$$P = 3 \cdot R \cdot \sum_{k=1}^{11} I_k^2 = 3 \cdot 70 \cdot 1,310^2 = 360,2 \text{ W} \approx 0,4 \text{ kW} \quad (13)$$

Totalna reaktivna snaga (neaktivna snaga) RC filtera je:

$$Q_{\text{tot}} = \sqrt{S^2 - P^2} = 75290 \text{ var} \approx 75,3 \text{ kvar} \quad (14)$$

S obzirom da je pri frekvencijama harmonika do 11. reda reaktansa RC filtera znatno veća od njegove rezistansa (aktivne otpornosti), RC filter se ponaša kao kapacitivni element.

Trofazna prividna, aktivna i reaktivna snaga RC filtera pri frekvenciji osnovnog harmonika su:

$$S_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 = \sqrt{3} \cdot 33000 \cdot 1,197 = 68423 \text{ VA} \approx 68,4 \text{ kVA} \quad (15)$$

$$P_1 = 3 \cdot R \cdot I_1^2 = 3 \cdot 70 \cdot 1,197^2 = 300,9 \text{ W} \approx 0,3 \text{ kW} \quad (16)$$

$$Q_1 = \sqrt{S^2 - P^2} = 68422 \text{ var} \approx 68,4 \text{ kvar} \quad (17)$$

Za određivanje uticaja izvoda napona du/dt na strujno opterećenje RC filtera neophodno je poznavati talasne oblike napona i struja, što zahteva merenje faznih uglova harmonika (pored efektivnih vrednosti).

5. PRORAČUN NAPONA I STRUJE U TRANZIJENTOM PERIODU NAKON ISKLJUČENJA STRUJE

Napon na mestu priključenja RC filtera u tranzijentnom periodu može da se odredi na osnovu slike 4 izjednačavanjem elektromagnetske i elektrostatičke energije pre i posle gašenja električnog luka. Elektromagnetska energija na ekvivalentnoj induktivnosti transformatora i elektrolučne peći L_L neposredno pre “sečenja” struje je:

$$W_L = \frac{1}{2} L_L I_{L0}^2 \quad (18)$$

gde je I_{L0} vrednost struje u trenutku “sečenja”.

Elektrostatička energija na ulaznoj kapacitivnosti namotaja transformatora neposredno pre “sečenja” struje je:

$$W_C = \frac{1}{2} C_L U_{L0}^2 \quad (19)$$

gde je U_{L0} vrednost napona u trenutku “sečenja” struje.

Posle “sečenja” struje elektromagnetska energija iz induktivnosti se pretvara u elektrostatiku energiju. Ukupna elektrostatika energija na ulaznoj kapacitivnosti namotaja transformatora nakon “sečenja” struje je:

$$W_c = \frac{1}{2} C_L U_{L_{\max}}^2 \quad (20)$$

Na osnovu bilansa energija pre i posle “sečenja” struje je:

$$\frac{1}{2} C_L U_{L_{\max}}^2 = \frac{1}{2} C_L U_{L_0}^2 + \frac{1}{2} L_L I_{L_0}^2 \quad (21)$$

Maksimalni napon na namotaju transformatora nakon “sečenja” struje je:

$$U_{L_{\max}} = \sqrt{U_{L_0}^2 + \frac{L_L}{C_L} I_{L_0}^2} \quad (22)$$

U najkritičnijem slučaju “sečenja” struje pri maksimumu struje u kolu pri radu elektrolučne peći, odnosno kada je $U_{L_0}=0$ i $I_{L_0} = \sqrt{2} \cdot 83,4 = 118$ kA (na osnovu podataka proizvođača), maksimalni napon na namotaju transformatora nakon “sečenja” struje, uz zanemarenje otpornosti u kolu, je:

$$U_{L_{\max}} = \sqrt{\frac{L_L}{C_L}} \cdot I_{L_0} = \sqrt{\frac{2.18 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 10^{-9}}} \cdot 118 = 77916 \text{ kV} \quad (23)$$

Ovako visoka vrednost napona sa frekvencijom $f_1=48,2$ kHz bi izazvala veliku struju u RC granama filtera vrednosti oko 100 kA. Međutim, izračunata vrednost napona je teorijske prirode, s obzirom da će otpornosti kola uticati na prigušenje prenapona. Osim toga, povećanje napona iznad praga reagovanja odvodnika prenapona dovodi do reagovanja odvodnika i ograničenja prenapona. U slučaju prikidanja struje u trenutku kada je radni napon blizu svoje maksimalne vrednosti, zbog male vrednosti faktora snage mala je i vrednost struje u trenutku “sečenja”, tako da je teško proceniti amplitudu i trajanje oscilatornih komponenti napona i struje, a samim tim je teško proceniti toplotni impuls $I^2 t$ i struju koju RC filter može da podnese bez oštećenja. U svakom slučaju, RC filtere treba predvideti za veće strujno opterećenje od izračunatog za ustaljeni režim rada elektrolučne peći.

6. ZAKLJUČAK

RC filteri predstavljaju efikasno rešenje za zaštitu transformatora elektrolučne peći od visokofrekventnih sklopnih prenapona. Na osnovu izvršenih proračuna i simulacija, potvrđeno je da filteri sa parametrima $C=0,2 \mu\text{F}$ i $R=70 \Omega$ obezbeđuju zadovoljavajuću zaštitu transformatora elektrolučne peći u prelaznim režimima, kao i u uslovima ustaljenog rada. Posebna pažnja posvećena je analizi prenapona u trenutku prekida struje, pri čemu su uočene moguće visoke amplitude prenapona koje mogu izazvati kratkotrajno, ali ekstremno

naprezanje opreme. RC filtere treba predvideti za veće strujno opterećenje od izračunatog za ustaljeni režim rada elektrolučne peći. Rezultati ukazuju na to da RC filteri, uz pravilno dimenzionisanje, mogu značajno doprineti produženju radnog veka transformatora i povećanju pouzdanosti rada celog postrojenja.

LITERATURA

- [1] M. Savic, Visokonaponska oprema, Akademska misao, Beograd 2004.
- [2] M. Đurić, V. Ilić, Visokonaponska razvodna postrojenja, AGM Knjiga, Beograd 2017.
- [3] J. Nahman, V. Mijailović, Razvodna postrojenja – drugo izdanje, Akademska misao, Beograd 2015.
- [4] ABB Technical standard 1ZIT 5680–101, Sistemi di protezione dalle sovratensioni durante i transitori di manovra
- [5] R. Faranda, M. Giussani, G. Testin, RC filter to protect industrial arc furnace transformers during switching–off, Proceedings of the 2nd IASME / WSEAS International Conference on Energy & Environment (EE'07), Portoroz, Slovenia, May 15-17, 2007
- [6] S. Cundeva, M. Digalovski, “Calculation of electric arc furnace secondary circuit – analytical and numerical approach, 6TH SAEM and 26th PTZE Symposia, Wroclaw, Poland, June 2016

DOI: [10.46793/CIGRE37.A3.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A3.04)**A3.04****GASOM IZOLOVANI VN PREKIDAČI BEZ PRIMENE SF6 DO 420 KV****GAS-INSULATED HV CIRCUIT BREAKERS SF6 FREE UP TO 420 KV****Ninoslav Simić, Filip Jevtić, Slaviša Dobrosavljević***

Kratak sadržaj: U uvodu će biti razmotreni razlozi za odustajanje od upotrebe SF6 gasa u elektroenergetskoj opremi, zbog želje da se smanji emisija štetnih gasova. Dodatno će biti predstavljena neka od rešenja prekidača različitih naznačenih napona, koja predstavljaju alternativu prekidačima u kojima se kao izolacija koristi SF6 gas. Pored toga, biće navedene i neke mešavine izolacionih gasova na bazi F i N (fluor i azot), koje predstavljaju adekvatnu zamenu za gas SF6. Zatim će biti predstavljeni primeri razvijenih i testiranih prekidača, kao i neka idejna rešenja. Takođe će biti dat pregled rešenja koja se potencijalno mogu primeniti u praksi, kao i neka rešenja koja su već u funkciji i namenjena su za naznačene napone do 420 kV. Cilj ovog rada je da se stekne uvid u očekivane promene na tržištu nove VN opreme uzrokovane zabranom korišćenja SF6 gasa počevši od 2026. godine.

Ključne reči: VN prekidač, zamena SF6 gasa, C4-FN gas

Abstract: In the introduction will be discussed the reasons for abandoning the use of SF6 gas in power equipment, due to the desire to reduce the emission of harmful gases. Additionally, some of the circuit breaker (CB) solutions for different voltages will be presented, which represent an alternative to CB where SF6 gas is used as an insulating agent. Also, some insulating gas mixtures, based on F and N (fluorine and nitrogen), which represent an adequate replacement for SF6 gas, will be listed. Then, examples of developed and tested CB will be presented, as well as some conceptual solutions. There will also be an overview of CB solutions that can potentially be implemented in practice, as well as some solutions that are already in operation and are intended for indicated voltages up to and including 420 kV. The aim of this paper is to gain insight into the expected changes in the market of new HV equipment caused by the ban on the use of SF6 gas starting in 2026.

Key words: HV circuit breaker, replacement of SF6 gas, C4-FN gas

* Ninoslav Simić, Institut Nikola Tesla AD, ninoslav.simic@ieent.org

Filip Jevtić, Institut Nikola Tesla AD, filip.jevtic@ieent.org

Slaviša Dobrosavljević, JP EPS Ogranak TENT TE Morava, slavisa.dobrosavljevic@eps.rs

1 UVOD

Težnja za smanjenjem efekata staklene bašte uticala je i na elektroenergetski sektor. U dosadašnjoj praksi veliku upotrebu ima gas sumpor heksafluorid (SF_6), koji se koristi kao izolaciono sredstvo kod prekidača i u metalom oklopljenim i gasom izolovanim postrojenjima. I po Kjoto protokolu i po Pariskom sporazumu SF_6 gas je prepoznat kao gas koji ima veliki uticaj na globalno zagrevanje. Potencijal globalnog zagrevanja (GWP) SF_6 gasa iznosi 24,300 [1], što znači da je 24,300 puta veći od uticaja CO_2 .

SF_6 gas ima višedecenijsku upotrebu, a razlozi za to su njegove dobre karakteristike, kao što su dug eksploatacioni vek, velika moć dejonizacije, velika brzina uspostavljanja dielektrične čvrstoće, mala promena pritiska sa promenom temperature, itd. Zbog svega navedenog, pronalaženje rešenja koje će efikasno zameniti SF_6 gas je zahtevan posao. Potreba za SF_6 gasom i dalje je velika. Šest evropskih operatora prenosnog sistema je procenilo da će za potrebe visokonaponskih prekidača u njihovim mrežama do 2032. godine biti potrebno oko 130 tona SF_6 gasa, dok će ukupna količina uključujući i sve ostale komponente sistema iznositi oko 1000 tona [1].

Godinama unazad istraživala su se različita rešenja koja predstavljaju smese gasova, koje imaju značajno manji ugljenični otisak u odnosu na SF_6 gas. Tokom istraživanja akcenat je stavljen na gas $\text{C}_4\text{-FN}$ u kombinaciji sa gasom koji pomaže u stabilizaciji hemijske reakcije tokom procesa komutacije, poput kiseonika (O_2) ili ugljen-dioksida (CO_2) [2]. Dve smese koje pokazuju najbolje karakteristike su CO_2 , O_2 i $\text{C}_4\text{-FN}$ i smesa CO_2 i $\text{C}_4\text{-F}_7\text{N}$. Svaki od gasova utiče na različite osobine smese. Uloga $\text{C}_4\text{-FN}$ jeste poboljšanje dielektričnih karakteristika, dok CO_2 i O_2 učestvuju u stabilizaciji hemijske reakcije tokom prekidanja električnog luka.

2 PRIMERI PREKIDAČA

U nastavku biće prikazani modeli prekidača sa svojim osnovnim karakteristikama, koji su testirani po IEC i IEEE standardima, testovi koji su sprovedeni kao i problemi koji su postojali tokom samog procesa projektovanja.

2.1 Prekidač 420 kV/63kA sa smesom gasova CO_2 , O_2 i $\text{C}_4\text{-FN}$

Ovaj prekidač je prvi prekidač ovog tipa u svetu, on je u potpunosti testiran po IEC i IEEE standardima. Razvijene su verzija za vazduhom izolovana postrojenja (AIS) odnosno “dead tank” prekidač (DTB), ali i verzija za gasom izolovana postrojenja (GIS). Kako bi se pokrilo veće tržište, sva testiranja su sprovedena i sa 50 Hz i sa 60 Hz [2].

U fazi razvoja sprovedene su različite softverske simulacije kako bi se ustanovio optimalno rešenje. Cilj simulacija bio je određivanje dizajna kod koga će biti minimalna jačina električnog polja na odgovarajućim komponentama, kao i smanjenje dielektričnog naprezanja na kritičnim mestima.

Po izradi prekidača sprovedeni su testovi po IEC i IEEE standardima. Prekidač ne samo da je zadovoljio propisane standarde već su neki testovi sprovedeni sa većim vrednostima testnih veličina. Tokom testova prekidač je izlagan većim naponima, nijednom nije došlo do pojave dielektričnog proboja kao ni do ponovnog paljenja luka tokom prekidanja kapacitivnih struja [3].

Tokom ovih testova bitnu ulogu je imao novi dielektrik, koji se pokazao kao dobra zamena SF₆ gasa. Sama mešavina se sastoji od 3.5 mol% C4-FN, 10 mol% O₂ i 86.5 mol% CO₂. Pritisak gasa je izabran tako da se izbegne razgradnja gasa usled kondenzacije pri niskim temperaturama.

Smese gasova na bazi C4-FN za sada predstavljaju najbolju alternative SF₆ gasu zbog dobrih karakteristika u pogledu dielektrične izdržljivosti i gašenja električnog luka. Mešavina C4-FN i ugljen-dioksida pokazala se kao najbolja alternativa SF₆ gasu jer značajno smanjuje ugljenični otisak, ima dobre dielektrične osobine i ima mogućnost rada pri izuzetno niskim temperaturama. Razlog za manji udeo C4-FN jeste to što bi pri većem udelu i veoma niskim temperaturama došlo do pojave kondenzacije [2].

Naznačeni napon prekidača je 420 kV, a maksimalna struja kratkog spoja koju može da prekine je 63 kA. Prekidač je sa dve komore za gašenje luka.

Komore za gašenje luka (prekidni elementi) su redno povezane. U svakoj jedinici se nalazi naponski delitelj za preraspodelu napona. Pogonski mehanizam prekidača je hidraulični, sa oprugom. Prenosjenje pokreta između komora se ostvaruje pomoću kinematskog lanca [1].



Slika 1. Prekidač 420 kV sa mešavinom gasova CO₂, O₂ i C4-FN u postrojenju (SAD)¹.

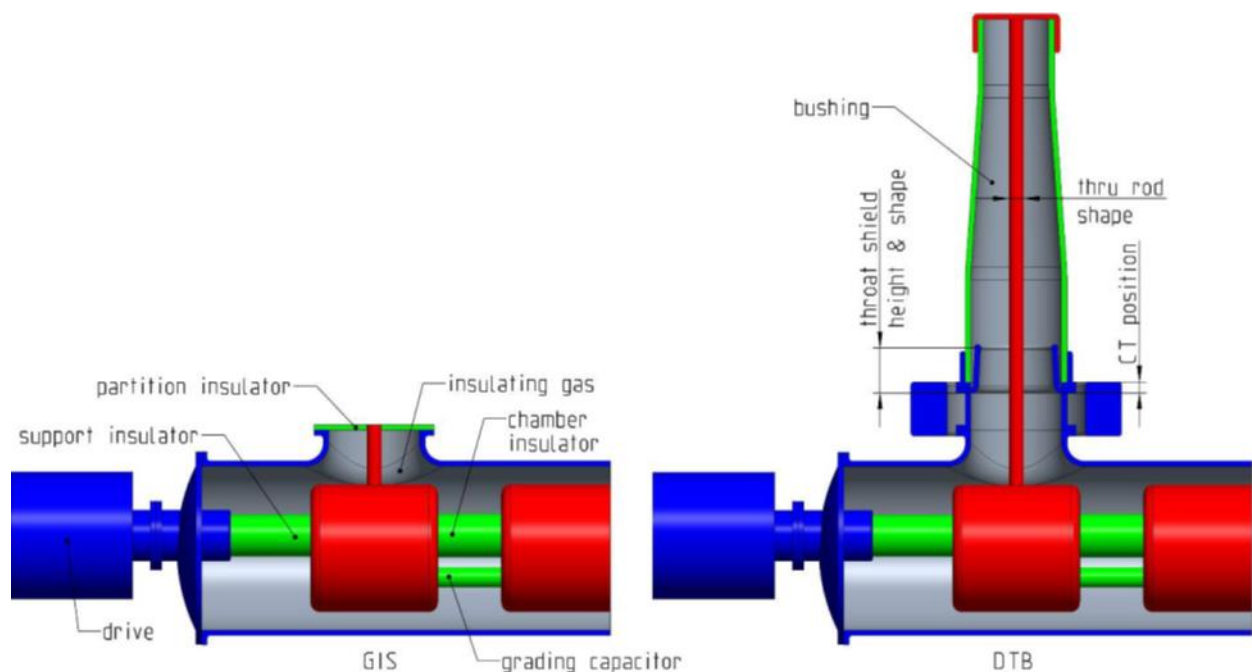
Kod obe verzije i za GIS i za DTB u centru prekidača se nalaze prekidne jedinice. Oko prekidne jedinice nalaze se štitovi čija je uloga da zaštite prekidnu jedinicu od naponskih napreznja, zbog čega je njihova konstrukcija definisana jačinom električnog polja na njihovoj površini [3].

Na krajevima GIS verzije nalaze se potpuno-provodni izolatori koji razdvajaju prekidač od ostalih elemenata postrojenja, dok je kod DTB provodni izolator. Posebna pažnja posvećenja je dizajnu izolatora kako bi adekvatno podneli termička napreznja. Izvršene su različite modifikacije kako bi se postiglo rešenje kod koga je raspodela temperature optimalna, a termička napreznja ravnomerno raspoređena. Razlog za ovo jeste to što u nekim slučajevima

¹ Izvor [2].

termička naprezanja mogu uticati na dielektrična naprezanja i tako ugroziti dielektričnu izdržljivost [2].

Na slici 2 je predstavljen šematski prikaz samog prekidača.



Slika 2. Šematski prikaz GIS i DTB modela prekidača².

Za procenu dielektričnih osobina prekidača korišćene su različite 2D i 3D simulacije, kako bi se izračunala raspodela električnog polja na različitim komponentama prekidača. Granične vrednosti električnog polja kojima komponente mogu biti izložene zavise od hemijskog sastava izolacionog gasa, da li je u pitanju naizmenični napon ili impulsni talas, izrade samih elemenata tj. njihovih površina i drugih faktora [3].

Prekidač je pokazao dobre rezultate tokom testa prekida struja kratkog spoja bliskih kvarova (Short Line Fault-SFL³) i tokom terminalnog prekida. Test prekidanja bliskih kratkih spojeva se vrši sa 90% ili 75% naznačene struje kratkog spoja, što je definisano IEC i IEEE standardima (SLF90, SLF75). [2] Oba testa odnose se na takozvanu termičku prekidnost koja predstavlja mogućnost prekidača da prekinе struju bez oštećenja njegovih delova usled visoke temperature.

Termički prekid zavisi od strmine struje pri prolasku kroz nulu, struje čiji izvodi imaju veći nagib teže se prekidaju, i od vremenskog odlaganja tranzijentnog oporavka napona. Terminalni kvarovi predstavljaju kvarove na samim priključcima prekidača i sprovode se kako bi se ustanovila dielektrična izdržljivost izolacionog medijuma.

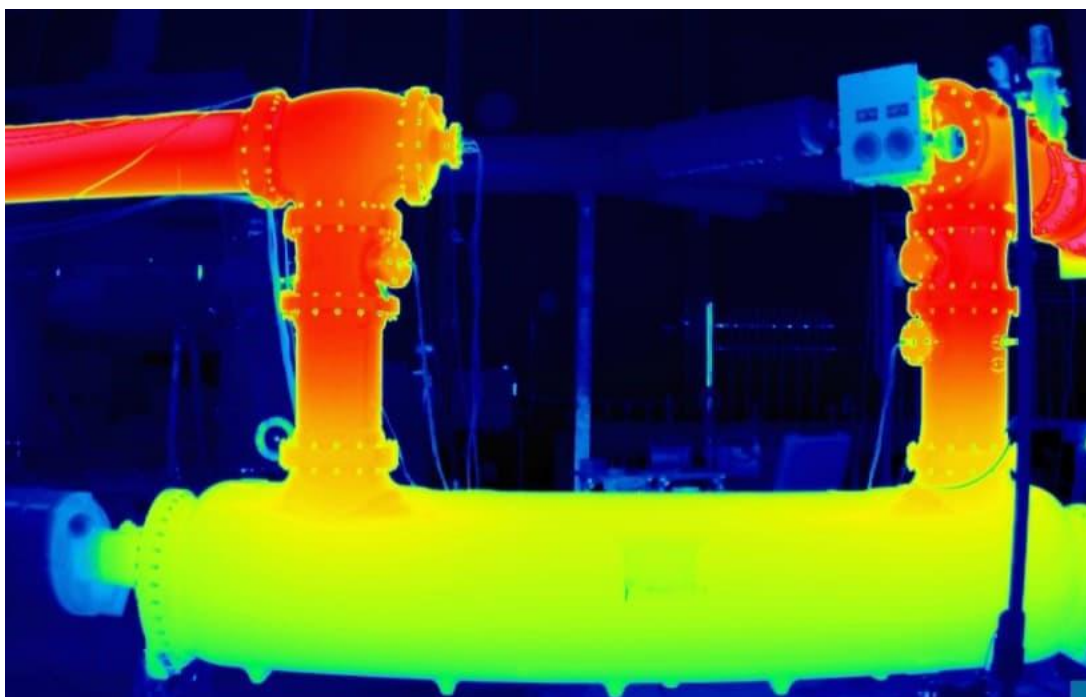
Prekidač je pri testiranju prekidanja struja dvostrukog zemljospoja, koje predstavljaju struje koje su veće od 87% naznačene struje kratkog spoja po IEEE standardu uspešno prošao test.

² Izvor [3].

³ IEC 62271-100

Na temperaturu prekidača utiče toplota koja se generiše tokom prekidanja struje, toplota koju prekidač odaje i temperatura okoline. Relevantni standardi definišu dozvoljena termička naprezanja koja svaka komponenta prekidača, zavisno od funkcije, može da podnese. Posebna pažnja posvećena je dizajniranju kontakata. Pošto prekidač ima glavne i lučne kontakte, izrada kontakata je prilagođena funkciji koju obavljaju. Prekidač je zadovoljio neophodne testove u pogledu termičkih naprezanja [2].

Zbog postojanja izolacionog gasa odavanje toplote je omogućeno i strujanjem, a ne samo provođenjem i zračenjem, zbog čega je značajno smanjena temperatura pojedinih delova prekidača. Posledica toga je da prekidač može nesmetano da izdrži velika opterećenja. Ovaj prekidač može u trajnom radu da podnese struju od 5000 A pri učestanosti od 60 Hz i ambijentalnoj temperaturi od 40 °C. Zbog dobrog dizajna u pogledu termičkih naprezanja GIS model prekidača ima značajno niže temperature u odnosu na ostale komponente sistema sa kojim je prekidač povezan, što se može videti na slici 3. Kod DTB modela prekidača odavanje toplote zavisi od načina projektovanja provodnog izolatora. I GIS i DTB modeli prekidača su prošli IEC i IEEE testove koji se odnose na termičku izdržljivost [2].



Slika 3. Termovizijski snimak GIS modela prekidača tokom opterećenja od 5000 A⁴.

Erozija kontakata, ablacija (trošenje) mlaznica i dekompozicija C4-FN predstavljaju bitne parametre koji utiču na eksploatacioni vek prekidača. Usled izlaganja mlaznica i lučnih kontakata strujama kratkog spoja, posle određenog vremena dolazi do njihove razgradnje. Pored toga vremenom dolazi do dekompozicije C4-FN gasa. Ispitivanjem je ustanovljeno da razlaganje C4-FN gasa linearno zavisi od struje kratkog spoja. Moguće je izračunati koeficijent dekompozicije za određenu struju kratkog spoja za šta je neophodno poznavati energiju luka koja predstavlja proizvod struje luka i napon luka. Pošto je napon luka konstantan, energija luka se može aproksimirati kvadratom struje luka. Pri tome sama dekompozicija gasa nema presudan uticaj na eksploatacioni vek prekidača, već on zavisi od trošenja kontakata i mlaznica [2].

⁴ Izvor [2]

2.2 Prekidač 145 kV/40 kA sa mešavinom gasova CO₂ i C4F7N

Prekidač kao izolaciono sredstvo koristi mešavinu CO₂ i C4F7N. Prekidač je sa naznačenim naponom od 145 kV pri čemu postoji mogućnost razvoja do 175 kV. Pogonski mehanizam prekidača je sa oprugom, uz to se za oduvavanje električnog luka koristi i energija samog luka, tj. prekidač je autokompresioni. Prednost ovog prekidača je to što je zadržao iste dimenzije kao i ekvivalentni prekidač sa SF₆ gasom, a značajno je smanjen ugljenični otisak [4].

U Tabeli 1 prikazane su karakteristike prekidača [4].

Tabela 1. Osnovne karakteristike prekidača

Naznačeni napon U_n	145 kV
Naznačena frekvencija f	50 Hz
Naznačena struja I_n	3150 A
Naznačena struja kratkog spoja I_{sc}	40 kA

Za razliku od prethodno navedenog prekidača, izolacioni gas kod ovog prekidača je bez kiseonika. Razlog za to je što je ustanovljeno da kiseonik nema veliki uticaj na hemijsku reakciju gorenja luka tokom koje se stvaraju štetne čestice. Dodatna prednost je to što bez kiseonika mešavina ima samo dva gasa sa fiksnim odnosom pa su skladištenje i prenos olakšani. Pored toga bez kiseonika nema oksidacije, pa metalne delove ne ugrožava korozija [4].

Umesto linijskog rasporeda kontakata svake faze izabran je trougaoni. Ovakvom konstrukcijom omogućen je veći razmak između polova, što za posledicu ima mogućnost podnošenja većih dielektričnih napreznja. Uz to raspodela dielektričnih napreznja je ravnomernija. Ovim rasporedom maksimalno je iskorišćena zapremina kućišta prekidača, a uz to su zadržane iste dimenzije kao kod ekvivalentnog prekidača sa SF₆ gasom [4].

Kako bi se postigla optimalna raspodela kontakata, vršene su 2D i 3D simulacije koje su uvažavale različite faktore, poput raspodele električnog polja, pritiska i karakteristike izrade samog prekidača (hrapavost metalnih površina). Tokom razvoja sproveden je niz različitih softverskih simulacija u cilju pronalaska optimalnog rešenja koje će zadovoljiti kriterijume koji su definisani dimenzijama kućišta, prosečnim vremenom prekidanja struje tokom komutacije i energijom pogonskog mehanizma.

Analizirani su slučajevi bez opterećenja kako bi se ustanovila minimalna vrednost pritiska potrebnog za test prekidanja malih struja i minimalnog vremena prekidanja tih struja. Pored toga sproveden je i IEC test SLF90. Sprovedeni su i testovi kako bi se ustanovilo smanjenje dielektrične izdržljivosti izolacionog gasa usled razgradnje molekula.

Sprovedena je i analiza dinamike fluida kako bi se ustanovilo ponašanje prekidača tokom prekidanja bliskih kratkih spojeva (SLF) i terminalnih kvarova, tj. kako bi se odredili kritični delovi prekidača u pogledu termičkih napreznja. Na ponašanje prekidača tokom termičkih napreznja utiče gustina izolacionog gasa, pritisak ali i metalne površine kao i njihova hrapavost. Zbog toga je izvršen veliki broj simulacija kako bi se posmatrao proces odavanja toplote.

Test termičke prekidnost koristi se kako bi se ustanovilo ponašanje prekidača tokom prekidanja struja kvara koje generišu veliku toplotu. Ovaj test je važan kako bi se ustanovila sposobnost prekidača da nesmetano funkcioniše pri pojavi oštećenja kontakata i pojavi erozije mlaznica [4].

Sve pomenute testove prekidač je uspešno prošao.

Tokom razvoja posebna pažnja posvećena je sistemu za oduvavanje luka, kako bi se sprečilo ponovno paljenje luka tokm uspostavljanja dielektrične čvrstoće.

Kompanija koja je proizvela ovaj prekidač planira da razvije digitalizovane verzije svojih proizvoda. Takozvani “digitalni blizanac” predstavlja digitalnu verziju prekidača koja omogućava praćenje svih parameter uživo, kao i mogućnost sprovođenja različitih simulacija i analiza. Kompanija planira da u budućnosti primeni modele i stečena znanja za proizvodnju prekidača većih naznačenih napona zaključno sa 420 kV [4].

2.3 Trendovi definisani od CIGRE

Svetski proizvođači rasklopne opreme danas potenciraju upotrebu sledećih gasova:

- C4-FN sa dodatkom N₂, O₂ i CO₂ (u smešama GWP<1000)
- C5-FK (C₅F₁₀) sa dodatkom N₂, O₂ i CO₂ - ova smeša se napušta
- Sintetički gas (drugi naziv Dry air) 80% N₂ i 20 % O₂
- Smeše gasova N₂, O₂ i CO₂ koje potiču od prirodnog vazduha (Natural Origin gas)

Prvi u nizu gasova se sada koristi za naponske nivoe 245 kV i 420 kV. Za prekidače 110 kV, i do 145 kV, uglavnom se ide sa vakuumskim prekidnim elementima, dok se za izolacioni gas teži upotreba sintetičkog gasa. Za sredjenaponske nivoe, npr. metalom oklopljen razvod 24 kV razvijena je oprema sa sintetičkim gasom, gde i rasklopna oprema može prekinuti struje opterećenja, ali se za prekidanje struje kratkog spoja koristi osigurač na srednjem naponu. U svakom slučaju, broj narudžbi novih prekidača sa alternativnim gasovima je u velikom porastu i grubo govoreći, očekuje se da će već sledeće godine u Evropi biti dominantna proizvodnja nove rasklopne opreme sa alternativnim gasovima.

Sa obzirom da postoje različiti gasovi, da su oni pod različitim pritiscima u VN opremi, u pripremi je posebno CIGRE uputstvo (Technical guide) kako se zapravo prave smeše gasova na terenu i pod kojima pritiscima i pri kojoj temperaturi se oprema puni gasom. Postojaće i opcija da se kupe unapred pripremljene smeše u manjim kontejnerima pod pritiskom, pa da se onda izbegava miksanje gasova na terenu. Naravno, za pretakanje gasa, proveru pritiska, kontrolu sastava smeše, itd., biće potrebno nabaviti posebne, nove uređaje i dodatnu mernu opremu. Takođe je definisano da se za svaki gas koristi posebna boja ventila na VN opremi i da svaki od tih ventila ima drugačiji promer “M” navrtke, kao i poseban alat. Smatra se da će se ovim onemogućiti greške pri radu na terenu.

Tabela 2. Preporučeni merni sistem jedinica za nove prekidače sa alternativnim gasovima

Temperatura	°C
Temperaturna razlika	K
Pritisak	kPa
Gustina	kg/m ³
Koncentracija izolacionog gasa	% _{mol}
Koncentracija razloženih podukata	μl/L (ppm _v)
Koncentracija vlažnosti	μl/L (ppm _v)
Tačka rose	°C

3 ZAKLJUČAK

U radu su prikazani modeli prekidača koji predstavljaju neka od dostupnih rešenja. Cilj projektovanja novih prekidača bio je da se postigne konstrukcija i karakteristike prekidača koje u velikoj meri odgovaraju postojećim SF₆ prekidačima, kako bi se ostvarila brza i jednostavna tranzicija. Na tržištu ima dovoljno prekidača koji će u potpunosti moći da zadovolje postojeće zahteve. Potreba za SF₆ gasom je i dalje postoji, ali rezultati CIGRE anketa u vezi VN opreme pokazuju da alternativni gasovi nailaze na izuzetan odziv kupaca, TSO, DSO, i da je velika svest o štetnosti SF₆ gasa. Nova VN oprema je već u velikoj meri ugrađena, iskustva su dobra, zamena za SF₆ postoji. Već sad je 50% narudžbina za novu opremu. Proizvođači prekidača trenutno postižu da održe lance snabdevanja.

Prema F-gas EU regulativi broj 2024/573 (1) definisani su važni datumi posle kojih neće biti moguća isporuka i ugradnja SF₆ prekidača.

Za srednji napon: Sa obzirom na različite naponske nivoe od 1.1.2026. u EU zemljama će stupiti na snagu zabrana u novim proizvodima naponskog nivoa do, i uključujući 24 kV. Za ostale prekidače srednjeg napona od 24 kV do i uključujući 52 kV (ovde spada 35 kV oprema) rok je 1.1.2030. godine.

Za visoki napon: Od 1.1.2028. godine stupa na snagu zabrana za prekidače do, i uključujući 145 kV i 50kA (ovde potpada oprema EMS 110 kV). Od 1.1.2032. godine stupa na snagu zabrana za prekidače iznad 145 kV ili iznad 50kA (ovde potpada oprema EMS 220 kV i više, ili 110 kV / 63 kA).

Zemljama EU je ostavljen period da naruče opremu sa SF₆ gasom mnogo pre ovih datuma.

Sve navedeno se ne odnosi na zemlje koje nisu članice EU, odnosno Srbija i zemlje regiona će moći i dalje naručivati opremu sa SF₆ gasom, kaja je danas usavršena tako da je curenje gasa manje od 0,1% godišnje. Ipak sa obzirom da je u nekim članicama EU definisana taksa za uvoz SF₆ gasa (primer Norveške takse od 2700 Eur/kg gasa koji se uvozi za dopunu usled curenja) za očekivati je da u sledećim godinama ova taksa bude široko rasprostanjena. O ovome i o reciklaži SF₆ gasa u budućnosti se treba na vreme informisati, zbog troškova, koji danas nisu poznati.

4 LITERATURA

- [1] Lisa SCHAEFER, Aurelien TAUREAU, Jonas BAUMANN, Thomas WIJNHOFEN, Maria Isabel Martin, Patrick SCHORNBÖCK, Frank RICHTER, Pierre MEYER Paul LEEMANS, “Future needs and common approach of the implementation of SF6-free equipment in the grid of six European TSOs”, CIGRE Paris 2024.
- [2] Valeria TEPPATI, Reto KARRER, Mahesh DHOTRE, Peter FREI, Patrick STOLLER, Markus BUJOTZEK, “Development and type testing of a 420 kV 63 kA 50 and 60 Hz SF6-free High Voltage Circuit Breaker“, CIGRE Paris 2024.
- [3] Peter FREI, Reto KARRER, Wilhelm THUNBERG, Valeria TEPPATI, Brian CHRISTOPHER, Matt CUPPETT, Carl R. KURINKO, “High voltage type testing of a 420 kV SF6-free High Voltage Circuit Breaker for Gas Insulated Switchgear and Dead Tank Breaker Applications”, CIGRE Paris 2024.
- [4] Manuel GOTTI, Kilsoo HAN, Jeong Cheol KIM, Sihyeong KIM, Xiangyang YE, Javier MANTILLA, Kedar PANDYA, “Experience in the development of a Fluoronitriles-based 145 kV / 40 kA / 50-60Hz HVCB with an extremely low CO2 footprint”, CIGRE Paris 2024.

DOI: [10.46793/CIGRE37.A3.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.A3.05)**A3.05****NOVI TRENDOWI U RAZVOJU SKLOPNIH APARATA SUKLADNO UREDBI (EU) 2024/573 EUROPSKOG PARLAMENTA I VIJEĆA: TEHNOLOŠKI, REGULATORNI I EKOLOŠKI IZAZOVI****NEW TRENDS IN SWITCHGEAR DEVELOPMENT, ACCORDING TO REGULATION (EU) 2024/573 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL: TECHNOLOGICAL, REGULATORY, AND ENVIRONMENTAL CHALLENGES****Igor Provči***

Kratak sadržaj: Uredba (EU) 2024/573 Europskog parlamenta i vijeća o fluoriranim stakleničkim plinovima donosi značajne promjene u elektroenergetskom sektoru, posebice u području sklopnih aparata. Implementacija nove uredbe predstavlja složen proces koji zahtijeva koordinirano djelovanje različitih sektora i razina vlasti kako bi se osigurala učinkovita provedba i postizanje ciljeva smanjenja emisija fluoriranih stakleničkih plinova. Uredba uvodi stroge restrikcije na uporabu SF₆ plina u elektroenergetskoj opremi, propisujući fazno ukidanje za različite naponske razine između 2026. i 2032. godine. U referatu će se analizirati novi trendovi u razvoju zamjenskih supstanci za gašenje električnog luka, s fokusom na tehnološke, regulatorne i ekološke izazove koje ova tranzicija donosi.

Ključne reči: Uredba (EU) 2024/573, SF₆ plin, zamjenska supstanca za gašenje električnog luka

Abstract: Regulation (EU) 2024/573 of the European Parliament and Council on fluorinated greenhouse gases introduces significant changes in the power sector, particularly in the field of switchgear. The implementation of this new regulation represents a complex process requiring coordinated action across various sectors and levels of governance to ensure effective execution and achievement of fluorinated greenhouse gas emission reduction targets. The regulation imposes stringent restrictions on the use of SF₆ gas in electrical equipment, mandating a phased elimination for different voltage levels between 2026 and 2032. This paper analyzes new trends in the development of alternative substances for arc quenching, focusing on the technological, regulatory, and environmental challenges that this transition presents.

Keywords: Regulation (EU) 2024/573, SF₆ gas, alternative arc quenching substance

* Hrvatski Operator Prijenosnog Sustava, Prijenosno područje Osijek, Vukovarska cesta 217, Osijek, Hrvatska
igor.provci@hops.hr

1 UVOD

Uredba (EU) 2024/573 Europskog parlamenta i Vijeća o fluoriranim stakleničkim plinovima (F-plinovima) [1] donosi temeljite promjene u upravljanju F-plinovima, s posebnim naglaskom na elektroenergetski sektor i postupno ukidanje uporabe sumpor heksafluorida (SF_6) u visokonaponskim sklopnim aparatima. SF_6 je desetljećima bio standard u ovoj primjeni zbog svojih iznimnih dielektričnih i gasiteljskih svojstava, no zbog izuzetno visokog potencijala globalnog zagrijavanja (GWP) i dugog životnog vijeka, predstavlja jedan od najštetnijih stakleničkih plinova. Nova regulativa predviđa postupno ukidanje SF_6 i potiče razvoj te primjenu zamjenskih supstanci i tehnologija koje zadovoljavaju strože ekološke i tehničke standarde. Prijelaz na ekološki prihvatljive alternative ključan je za ostvarenje ciljeva klimatske neutralnosti Europske unije, ali zahtijeva pažljivo planiranje i koordinaciju kako bi se osigurala stabilnost i sigurnost elektroenergetске mreže.

Cilj ovog rada je analiza aktualnih tehnoloških trendova, regulatornih zahtjeva i ekoloških izazova u tranziciji prema rješenjima bez SF_6 plina u visokonaponskim sklopnim aparatima. Poseban naglasak stavljen je na primjenu novih tehnologija i zamjenskih supstanci, kao i na utjecaj regulative na tehničke, ekološke i ekonomske aspekte elektroenergetskog sustava.

U prvom dijelu rada prikazani su osnovni tehnički principi i karakteristike zamjenskih tehnologija, uključujući vakuumske prekidače, mješavine fluoronitrila i CO_2 , tehnologiju „čistog zraka” i druge inovativne pristupe. U drugom dijelu analizirani su regulatorni zahtjevi prema Uredbi (EU) 2024/573, s naglaskom na zabrane, prijelazne rokove i izuzetke, kao i na implikacije za nacionalno zakonodavstvo i praksu. Treći dio rada posvećen je ekološkim izazovima i procjeni utjecaja novih tehnologija kroz analizu životnog ciklusa, dok su u četvrtom dijelu razmotrene ekonomske implikacije tranzicije, uključujući troškove, investicije i utjecaj na pouzdanost mreže.

2 TEHNOLOŠKI ASPEKTI

2.1. Trenutno stanje tehnologije

Sumpor heksafluorid (SF_6) desetljećima je bio preferirani izolacijski i gasiteljski medij u visokonaponskim sklopnim aparatima zbog svoje visoke dielektrične čvrstoće i izvrsnih svojstava gašenja luka. Međutim, njegov izuzetno visok GWP (23.500) i dug životni vijek (do 3.200 godina) čine ga jednim od najštetnijih stakleničkih plinova [2]. Zbog toga je Europska unija usmjerila napore na razvoj alternativnih tehnologija i supstanci koje mogu zadovoljiti iste tehničke zahtjeve uz znatno manji utjecaj na okoliš. Trenutačno se u srednjem naponu (do 52 kV) koriste vakuumski prekidači i izolacija suhim zrakom, dok su za visoki napon (do 145 kV) dostupna plinom izolirana postrojenja (GIS) s alternativnim izolacijskim medijima. Za vrlo visoke napone (>145 kV) razvijaju se prototipovi, ali je tržišna dostupnost još uvijek ograničena[3].

2.2. Nove tehnologije i zamjenske supstance

Tri vodeće tehnološke tvrtke razvile su vlastite ekološki prihvatljive GIS proizvode koji koriste alternative za SF_6 s niskim GWP-om: GE (g^3), Hitachi Energy (EconIQ) i Siemens (Blue portfolio). Sve tri tvrtke implementirale su brojne projekte ili prototipove, uglavnom u Europi, koristeći svoje ekološki učinkovite alternative za SF_6 u srednjenaponskim (SN) i visokonaponskim (VN) GIS i AIS postrojenjima[4-5].

Ključne alternative uključuju:

- Vakuumska prekidačka tehnologija (VIT): Široko primijenjena u srednjem naponu, sada se razvija i za visoki napon. Vakuumski prekidači omogućuju efikasno gašenje luka bez upotrebe plinova s visokim GWP-om.
- Mješavine fluoronitrila i CO₂: Primjer je GE-ov g³ plin (Green Gas for Grid), koji kombinira CO₂ (90–96%) s fluoronitrilom (C₄F₇N, 4–10%). Ove mješavine nude slična izolacijska i gasiteljska svojstva kao SF₆, ali s GWP-om nižim za 98%. [6,8].
- Tehnologija „čistog zraka”: Siemens koristi mješavinu 80% dušika i 20% kisika za izolaciju, u kombinaciji s vakuumskom prekidačkom tehnologijom. GWP ovih rješenja je nula, ali su dimenzije opreme nešto veće zbog niže dielektrične čvrstoće zraka.
- EconiQ™ (Hitachi Energy): Ova tehnologija koristi ekološki prihvatljive mješavine plinova za visokonaponske sklopne aparate, uz dokazano smanjenje emisija CO₂ ekvivalenta kroz cijeli životni ciklus opreme. EconiQ retrofill rješenja omogućuju zamjenu SF₆ plina u postojećim GIS postrojenjima bez potrebe za zamjenom cijele opreme, čime se omogućuje brza i učinkovita dekarbonizacija postojećih elektroenergetskih mreža [7].

Tabela 1: Ključne alternative SF₆ u visokonaponskim sklopnim aparatima

Tehnologija	Izolacijski/gasiteljski medij	GWP	Komercijalna dostupnost
Vakuumska prekidač	Vakuum	0	srednji/visoki napon
GE g ³	CO ₂ + C ₄ F ₇ N	~400	do 420 kV
Siemens Blue	Čisti zrak (N ₂ /O ₂) + vakuum	0	do 145 kV
Hitachi Energy EconiQ	Ekološki prihvatljiva mješavina	<500	do 420 kV

GE - g³

GE je razvio revolucionarnu tehnologiju koja zamjenjuje SF₆ u visokonaponskim primjenama s g³ plinom. Smjesa g³ temelji se na molekuli 3M Novec 4710 s pažljivo uravnoteženim udjelom ugljičnog dioksida (CO₂, 90–96 %). GE promovira g³ kao ekološki prihvatljivu alternativu SF₆, koja pruža brojne tehničke, ekološke i financijske prednosti.

Oprema na g³ plin u potpunosti je tipski ispitana, primjenjiva u istim okolišnim uvjetima i temperaturnim rasponima kao SF₆, kompatibilna s materijalima rasklopne opreme te pogodna za unutarnju i vanjsku primjenu do -30°C. Dimenzije opreme na g³ plin identične su onima na SF₆ [8].

Siemens - Blue portfelj

Siemens je razvio tehnologiju koja zamjenjuje SF₆ u visokonaponskim primjenama koristeći vakuumsku tehnologiju i tzv. tehnologiju čistog zraka do napona od 145 kV. Vakuumska jedinica prekidača obavlja prekidanje i gašenje luka, dok tehnički obrađen i pročišćen zrak (bez vlage) u omjeru 80 % N₂ i 20 % O₂ – tzv. čisti zrak – služi kao izolacija za vodiče unutar metalnog kućišta GIS-a.

Nova generacija prekidača i rasklopne opreme omogućuje primjenu vakuumske tehnologije do nazivnog napona od 145 kV, nazivne struje prekidanja kratkog spoja do 40 kA i radne temperature od -55°C do +55°C, što ih čini pogodnima za unutarnju i vanjsku primjenu. GWP ove tehnologije iznosi nula. Zbog niže izolacijske sposobnosti prirodnih plinova, dimenzije opreme su nešto veće u odnosu na GIS sa SF₆, ali učinkovitost prijenosa električne energije ostaje jednaka. [9].

Hitachi Energy – EconiQ portfelj

Novi eko-učinkoviti rasklopni uređaji Hitachi Energy koriste alternativnu plinsku smjesu EconiQ™ (ranije poznatu kao AirPlus™) kao izolacijsko sredstvo za visokonaponske uređaje, koja je dokazano više nego prepolovila ekvivalentne emisije CO₂ tijekom životnog ciklusa. Primjena EconiQ-a pomaže izbjeći regulatorne procedure vezane uz SF₆, kao što su vođenje evidencije, posebni zahtjevi pri rukovanju, punjenju i zbrinjavanju opreme, kao i uštede na porezima vezanim uz SF₆, koji su na snazi u nekim zemljama. Oprema sa EconiQ plinom zadržava iste kompaktne dimenzije, električnu izdržljivost i pouzdanost kao i tradicionalna SF₆ oprema, što omogućuje jednostavnu integraciju u postojeće energetske sustave bez potrebe za dodatnim prostorom ili promjenama u dizajnu postrojenja. Također, EconiQ retrofill rješenja omogućuju zamjenu SF₆ plina u postojećim GIS postrojenjima bez potrebe za zamjenom cijele opreme, čime se omogućuje brza i učinkovita dekarbonizacija postojećih elektroenergetskih mreža [7].

Tabela 2: Usporedbu ključnih alternativa SF₆ prema GWP-u i dielektričnim svojstvima.

Zamjenska supstanca	GWP	Primjena	Dielektrična čvrstoća
SF ₆	23.500	Svi naponi	Vrlo visoka
g ³ (CO ₂ /C ₄ F ₇ N/O ₂)	<500	72–245 kV	Visoka
Čisti zrak (N ₂ /O ₂)	1	do 145 kV	Srednja
Vakuum	0	do 145 kV	Vrlo visoka

3 REGULATORNI OKVIR

3.1. Uredba (EU) 2024/573

Uredba (EU) 2024/573 Europskog parlamenta i Vijeća od 7. veljače 2024. odnosi se na fluorirane stakleničke plinove (F-plinove), mijenja Direktivu (EU) 2019/1937 i stavlja izvan snage Uredbu (EU) br. 517/2014 [10]. Stupila je na snagu 11. ožujka 2024. godine [11]. Glavni cilj Uredbe je dodatno smanjenje emisija fluoriranih stakleničkih plinova kroz stroža pravila o proizvodnji, uvozu, upotrebi i stavljanju na tržište opreme koja sadrži te plinove. Uredba propisuje zabrane stavljanja na tržište opreme koja koristi F-plinove s GWP-om većim od 1, uvodi kvote, stroge zahtjeve za izvještavanje i certificiranje, kao i proširenu odgovornost proizvođača za zbrinjavanje stare opreme.

Uredba predstavlja prekretnicu u dekarbonizaciji elektroenergetskog sektora, posebno kroz postupno ukidanje upotrebe SF₆ i drugih fluoriranih plinova u visokonaponskoj sklopnoj opremi. Potiče razvoj i primjenu alternativnih tehnologija s niskim ili nultim utjecajem na klimu, uz jasno definirane prijelazne rokove i mogućnost izuzeća u slučaju nedostatka tehničkih rješenja na tržištu. Ključne odredbe odnose se na zabranu stavljanja na tržište opreme koja sadrži fluorirane plinove, a detaljno su opisane u članku 13. i Prilogu IV. Uredbe. Zabrane se odnose na novu opremu, dok se postojeća oprema može premještati ili proširivati ako nije moguće koristiti kompatibilnu opremu bez F-plinova.

Tabela 3: Ključne zabrane i prijelazni rokovi za visokonaponsku sklopnu opremu.

Tip sklopne opreme	Napon	Zabrana F-plinova	Početak zabrane
Srednjenaponska	≤ 24 kV	Svi F-plinovi (npr. SF ₆)	Od 2026.
Srednjenaponska	> 24 kV i ≤ 52 kV	Svi F-plinovi	Od 2030.
Visokonaponska	≥ 52 kV i ≤ 145 kV, kratki spoj ≤ 50 kA	F-plinovi s $GWP \geq 1$	Od 2028.
Visokonaponska	> 145 kV ili kratki spoj > 50 kA	F-plinovi s $GWP \geq 1$	Od 2032.

Predviđena su izuzeća i prijelazna razdoblja, pa tako tijekom prve dvije godine od početka zabrane, ako u postupku nabave nije moguće dobiti ponude za opremu bez F-plinova (ili samo od jednog proizvođača), dopušteno je staviti u rad opremu s F-plinovima čiji GWP ne prelazi 1000. Nakon isteka prijelaznog razdoblja, izuzeća su moguća samo ako ne postoje tehnički prikladne alternative na tržištu, uz strogo definirane kriterije [12].

3.2. Implementacija na nacionalnoj razini

Uredba se izravno primjenjuje u svim državama članicama od dana stupanja na snagu. Države članice moraju prilagoditi nacionalno zakonodavstvo, uspostaviti sustave za nadzor i izvještavanje, te osigurati edukaciju i tehničku podršku dionicima. Prilagodba uključuje ažuriranje nacionalnih standarda i propisa, jačanje institucionalnih kapaciteta i informiranje industrije i javnosti o novim obvezama. Nacionalna tijela odgovorna su za nadzor tržišta, provođenje inspekcija, kontrolu uvoza/izvoza i kaznene mjere protiv prekršitelja, uključujući borbu protiv ilegalne trgovine F-plinovima.

Uredba predviđa suradnju između carinskih, okolišnih i tržišnih inspekcija te razmjenu informacija među državama članicama i s Europskom komisijom radi učinkovitijeg nadzora i suzbijanja nezakonitih aktivnosti. Države članice moraju propisati učinkovite, proporcionalne i odvraćajuće kazne za kršenje odredbi Uredbe. Kazne se odnose na ilegalni promet, prekoračenje kvota, nepravilno označavanje, neprovođenje provjera propuštanja i druge povrede. Proizvođači i uvoznici moraju koristiti F-Gas Portal za prijavu, upravljanje kvotama i izvještavanje o prometu F-plinova [13]. Do kraja 2027. proizvođači moraju financirati sakupljanje, obradu, oporabu i uništavanje F-plinova iz otpada električne i elektroničke opreme, a države članice dužne su izraditi i dostaviti nacionalne planove za oporavak i provedbu mjera iz Uredbe, kao i redovito izvještavati Europsku komisiju o provedbi i postignutim rezultatima. Iz svega rečenog proizlazi da uspješna implementacija Uredba zahtijeva koordinaciju između nacionalnih tijela, industrije i Europske komisije radi postizanja ciljeva smanjenja emisija F-plinova i zaštite okoliša.

4 EKOLOŠKI IZAZOVI

4.1. Smanjenje emisija stakleničkih plinova

Uredba (EU) 2024/573 snažno potiče zamjenu SF₆ i drugih F-plinova ekološki prihvatljivijim alternativama, kao što su čisti plinovi (npr. CO₂, O₂, N₂ smjese), čvrsti izolacijski materijali ili vakuumske prekidači, koji su već dostupni na tržištu. SF₆ je odgovoran za oko 80% emisija F-plinova u europskim elektroenergetskim mrežama. Iako SF₆ čini manji dio ukupnih emisija stakleničkih plinova (oko 0,2% ukupno), njegova zamjena donosi značajan učinak po jedinici mase. Zbog iznimno visokog GWP-a, čak i male količine SF₆ imaju neproporcionalno velik klimatski utjecaj, pa je zamjena ovog plina tehnološki i klimatski opravdana. Procjene pokazuju da bi zamjena SF₆ mogla smanjiti ekvivalent emisije milijuna tona CO₂ godišnje na globalnoj razini. Implementacija nove regulative očekuje se da će donijeti i ekonomske uštede od 36,3 eura po toni CO₂ ekvivalenta na razini EU [18]. Zamjena SF₆ plina zahtijeva sustavan pristup i stalno praćenje utjecaja na okoliš, čime se doprinosi održivom razvoju i smanjenju globalnog zatopljenja. [14].

4.2. Životni ciklus novih tehnologija

Analize životnog ciklusa (LCA) novih tehnologija ključne su za procjenu ukupnog ekološkog otiska. LCA pristup omogućuje procjenu ukupnog utjecaja novih tehnologija na okoliš kroz sve faze – od proizvodnje i korištenja do zbrinjavanja. Zamjenski plinovi, poput fluoronitrila, fluoroketona ili čak čistog zraka, nude niži potencijal globalnog zagrijavanja i smanjuju emisije stakleničkih plinova tijekom eksploatacije. Međutim, njihova proizvodnja može zahtijevati više energije i resursa, što povećava emisije u ranoj fazi životnog ciklusa. [15-16].

U fazi korištenja, nove tehnologije često pokazuju prednost jer ne dolazi do značajnog ispuštanja štetnih plinova. Na primjer, čisti zrak kao izolacijski medij nema GWP te eliminira rizik od curenja opasnih spojeva, dok fluorirani zamjenski plinovi imaju znatno kraći atmosferski vijek i manji utjecaj na klimatske promjene u slučaju curenja. Poseban izazov predstavlja sprječavanje curenja i emisija tijekom cijelog životnog ciklusa opreme.

Dodatni ekološki izazov predstavlja pravilno zbrinjavanje postojeće opreme koja sadrži SF₆. Prilikom dekontaminacije i reciklaže opreme važno je spriječiti ispuštanje plina u atmosferu, što zahtijeva posebne postupke i ovlaštene operatore. Kod zbrinjavanja, važno je uzeti u obzir mogućnost recikliranja materijala i opasnost od nastanka nusproizvoda, poput HF ili drugih toksičnih spojeva, što zahtijeva posebne mjere zaštite okoliša. Također, zamjena infrastrukture može dovesti do povećanog stvaranja otpada, što dodatno naglašava potrebu za cirkularnim pristupom u dizajnu novih rješenja [16].

Analize pokazuju da zamjena SF₆ plina može rezultirati smanjenjem ukupnih emisija stakleničkih plinova, ali i povećanjem potrošnje materijala, posebice metala, zbog većih dimenzija opreme koja koristi alternativne plinove ili zrak.

S obzirom na sve aspekte životnog ciklusa, najbolja rješenja su ona koja kombiniraju nisku emisiju tijekom korištenja s optimiziranom proizvodnjom i mogućnošću recikliranja. Pravilnim odabirom tehnologije i upravljanjem životnim ciklusom moguće je postići značajan napredak prema klimatskoj neutralnosti, uz istovremeno osiguranje pouzdanosti elektroenergetskih mreža.

5 EKONOMSKE IMPLIKACIJE TRANZICIJE

5.1. Troškovi tranzicije

Kako bi ubrzali energetske tranzicije i integraciju obnovljivih izvora energije, operatori prijenosnih sustava (OPS-ovi) već se suočavaju s kašnjenjima u razvoju mreže zbog dugotrajnih procesa izdavanja dozvola, promjena u zahtjevima za zaštitu okoliša i nedostatka prihvaćanja od strane javnosti. Novi propisi s ambicioznim ciljevima, koji nisu potkrijepljeni realnim pristupom provedbi, mogu dodatno pogoršati ove izazove. Svaka prepreka u procesu nabave ili kašnjenje u proširenju ili popravku takve opreme predstavlja kritičan rizik za stabilnost mreže u osiguranju pouzdane opskrbe električnom energijom i ugrožava postizanje ciljeva dekarbonizacije. OPS-ovi ulažu značajne napore i novčana sredstva u suradnji s dobavljačima kako bi testirali alternativna rješenja i postupno smanjili upotrebu SF₆ u svojim mrežama. Međutim, implementacija pouzdanih i znatno ekološki prihvatljivijih alternativa SF₆ za različite naponske razine vrlo je složen proces koji zahtijeva tehničku spremnost i provjeru kvalitete kako bi se osigurao nesmetan i pouzdan rad mreže. Zabrana stavljanja na tržište proizvoda i opreme koji sadrže SF₆ ne bi trebala onemogućiti mogućnost nabave ili korištenja rezervnih dijelova s SF₆ za popravak postojeće opreme, čiji je očekivani vijek trajanja više od 50 godina. Kako bi osigurali sigurnu opskrbu električnom energijom, OPS-ovi moraju imati mogućnost održavanja postojeće SF₆ opreme do kraja njezina tehničkog vijeka trajanja. Time bi se vrijeme popravka svelo na minimum. Svako kašnjenje u popravku opreme može destabilizirati elektroenergetski sustav, uzrokovati značajne troškove ponovnog raspoređivanja proizvodnje ili onemogućiti priključak obnovljivih izvora energije na mrežu. Stoga rezervni dijelovi moraju biti dostupni bez odgađanja kako bi se izvršili potrebni popravci. [17].

Proizvođači moraju prilagoditi proizvodne procese i infrastrukturu, što zahtijeva značajna sredstva. Iako se kratkoročno očekuje povećanje cijena za 15–20% proizvoda koji koriste zamjenske tehnologije i supstancije zbog ulaganja u istraživanje, razvoj i certifikaciju novih tehnologija [18]. Dugoročno se predviđa stabilizacija i potencijalno smanjenje cijena kako tržište bude sazrijevalo i tehnologije postajale dostupnije i učinkovitije. Rast tržišta za ekološki prihvatljivu opremu i povećana konkurencija među proizvođačima mogu dovesti do smanjenja cijena. Nova regulativa potiče inovacije i razvoj održivih tehnologija, otvarajući prilike za nove poslovne modele i izvoz naprednih rješenja[19].

6 ZAKLJUČAK

Tranzicija prema SF₆-slobodnim tehnologijama u sklopnim aparatima predstavlja kompleksan izazov koji zahtijeva usklađivanje tehnoloških performansi, regulatornih zahtjeva i ekološke održivosti. Uredba (EU) 2024/573 donosi stroge zabrane i obveze za visokonaponsku sklopnu opremu s ciljem smanjenja emisija F-plinova, uz jasne rokove za postupno ukidanje SF₆, obvezne provjere i detekciju propuštanja, vođenje evidencije te označavanje opreme. Time se elektroenergetski sektor usmjerava prema održivim, ekološki prihvatljivim tehnologijama. Države članice moraju prilagoditi zakonodavstvo, ojačati institucionalne kapacitete, uspostaviti sustave za praćenje i izvještavanje te provoditi edukaciju dionika. Implementacija zahtijeva koordinaciju između regulatornih tijela, industrije i znanstvene zajednice. Uspješna implementacija Uredbe (EU) 2024/573 ovisi o suradnji proizvođača, operatora elektroenergetskih sustava, regulatornih tijela i istraživačkih institucija. Unatoč inicijalnim troškovima i tehničkim izazovima, očekuje se značajno smanjenje emisija stakleničkih plinova i poticanje inovacija u elektroenergetskom sektoru. Zaključno, iako prijelaz na tehnologije bez SF₆ plina donosi brojne ekološke koristi, uključujući smanjenje emisija stakleničkih plinova i veću održivost, on sa sobom nosi kompleksne izazove koje je nužno sustavno i interdisciplinarno rješavati – kroz tehnološki razvoj, zakonodavstvo, ekonomske poticaje i obrazovanje stručnog kadra.

7 LITERATURA

- [1] <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/573/oj/eng>
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change. Climate Change 2013; Cambridge University Press: New York, NY, USA, 2013; pp. 159–254.
- [3] <https://aktif.net/en/significant-development-about-f-gas-regulation/>
- [4] <https://eeb.org/wp-content/uploads/2024/11/EIA-2024-EU-F-Gas-Regulations-Climate-Briefing-SPREADS.pdf>
- [5] A. Xiao, A. Zhang, J. Bonk, J. Owens, M. DeLorme: Recent Development of Alternative Gases to SF₆ for High Voltage Electrical Power Applications, 2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE 2020), Beijing China, Sep. 06 - 10, 2020
- [6] Kieffel, Y.; Biquez, F.; Ponchon, P. Alternative gas to SF₆ for use in high voltage switchgears: g3. In Proceedings of the International Conference on Electricity Distribution, Lyon, France, 15–18 June 2015; pp. 1–5.

- [7] <https://www.ssen-transmission.co.uk/news/news--views/2024/8/ssen-transmission-leads-the-way-in-sustainable-grid-infrastructure-by-being-first-to-implement-hitachi-energys-new-sf6-free-switchgear-technology/>
- [8] <https://www.gevernova.com/news/press-releases/ge-vernova-deliver-worlds-first-245-kv-sf6-free-gas-insulated-substation-r>
- [9] <https://www.globalgrowthinsights.com/market-reports/gas-insulated-switchgear-sf6-free-market-105050>
- [10] Regulation (EU) N° 517/2014 of The European Parliament and of The Council of 16 April 2014 on fluorinated greenhouse gases
- [11] <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/HR/ALL/?uri=CELEX%3A32024R0573>
- [12] <https://blog.siemens.com/en/2025/02/changes-to-electricity-companies-and-technology-brought-by-the-f-gas-regulation>
- [13] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/fluorinated-greenhouse-gases/f-gas-portal_en
- [14] https://mingo.gov.hr/UserDocsImages/UPRAVA%20ZA%20ENERGETIKU/N_ECP_Update_HRV_HR_Revidirani.pdf
- [15] <https://esavjetovanja.gov.hr/ECon/Slicing/GetDocx/28734>
- [16] <https://cigre.ca/papers/2021/paper%20447.pdf>
- [17] <https://sf6.co.uk/the-evolution-of-sf6-free-switchgear-the-benefits-and-challenges/>
- [18] <https://eeb.org/wp-content/uploads/2024/11/EIA-2024-EU-F-Gas-Regulations-Climate-Briefing-SPREADS.pdf>
- [19] <https://globaltransmission.info/eus-revised-f-gases-emissions-regulation-focus-on-use-of-sf6-free-technology-in-transmission/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.01)**B1.01****ISPIRANJE ULJNIH KABLOVA NAPONSKOG NIVOVA 110 KV****FLUSHING OF 110 KV OIL-FILLED CABLES****Miloš Milošević, Pane Ivetić, Branko Đorđević, Mirko Borović, Aleksandra Višnjić***

Kratak sadržaj: U ovom radu dat je pregled, pojašnjenje tehnologije i rezultat ispiranja postojećih kablovskih vodova 110kV radi njihove ekološke demontaže, konkretno na deonicama TS Beograd 1 – TS Beograd 6 (u celosti) i TETO Novi Beograd – TS Beograd 45 (deonica od TETO Novi Beograd do Savskog mosta). Predviđeni radni vek eksploatacije dela postojećih kablovskih vodova 110kV na teritoriji grada Beograda bliži se kraju, stoga je njihova zamena postala neophodna. Konstrukcija ovih kablova zasniva se na izolaciji od papira i ulja koje usled temperaturnih uticaja i pritiska cirkuliše kroz i oko provodnika, sve do olovnog plašta, koji predstavlja mehaničku i električnu zaštitu kablova. Ova tehnologija danas je zamenjena “suvim” kablovima, dok se stara tehnologija napušta zbog ograničenja u prenosnoj moći, poteškoća u održavanju kao i nepovoljnog ekološkog uticaja na životnu sredinu. Tehnološkim procesom, u zavisnosti od konstrukcije kablova, kao i drugih faktora i terenskih uslova, injektiranjem azota pod niskim pritiskom vrši se forsirano kretanje ulja od tačke višeg pritiska ka tački nižeg pritiska odnosno atmosferskog pritiska. Istisnuto ulje iz sistema prikuplja se u predviđene kontejnere i pravilno se odlaže u skladu sa ekološkim zahtevima. Rezultat ovog procesa je delimično suv kabl i papirna izolacija, koji se mogu lako demontirati i po potrebi reciklirati.

Ključne reči: visokonaponski kabl, ulje, ekologija, demontaža, ispiranje ulja

Abstract: This paper provides an overview, an explanation of the technology, and the results of flushing existing 110 kV cable lines for their environmentally friendly dismantling, specifically on the sections SS Beograd 1 – SS Beograd 6 (in full) and TETO Novi Beograd – SS Beograd 45 (the section from TETO Novi Beograd to the Sava Bridge). The expected operational lifespan of certain existing 110 kV cable lines in the territory of Belgrade is approaching its end, making their replacement necessary. The construction of these cables is based on paper and oil insulation, where the oil circulates through and around the conductor due to temperature influences and pressure, reaching the lead sheath, which serves as both mechanical and electrical protection for the cable.

* Miloš Milošević, MINS Elektro, milos.milosevic@minselektro.com

Pane Ivetić, MINS Elektro d.o.o., pane.ivetic@minselektro.com

Branko Đorđević, EMS AD, branko.djordjevic@ems.rs

Mirko Borović, EMS AD, mirko.borovic@ems.rs

Aleksandra Višnjić, EMS AD, aleksandra.visnjic@ems.rs

This technology has now been replaced by "dry" cables, as the old technology is being phased out due to its limitations in transmission capacity, maintenance difficulties, and adverse environmental impact. Through a technological process, depending on the cable's construction, as well as other factors and field conditions, nitrogen is injected at low pressure to force the movement of oil from a point of higher pressure to a point of lower or atmospheric pressure. The displaced oil from the system is collected in designated containers and properly disposed of in accordance with environmental requirements. The result of this process is a partially dry cable and paper insulation, which can be easily dismantled and, if necessary, recycled.

Key words: *high-voltage cable, oil, ecology, dismantling, oil flushing*

1 UVOD

Pojedini kablovski vodovi 110 kV koji postoje u prenosnom sistemu grada Beograda, a čiji radni vek se bliži kraju, za izolaciju koriste impregnirani papir i ulje. Low Pressure Oil Field (LPOF) tehnologija koristi poseban sistem koji je projektovan tako da uvažava različite parametre kablova: njihovu poziciju (visinska razlika terena gde su položeni), temperaturu ambijenta, temperaturne fluktuacije prilikom eksploatacije usled promene strujnog opterećenja itd. Sve ovo uzrokuje promenu pritiska ulja u sistemu, koji mora biti u granicama dozvoljenog, odnosno količinu ulja u svim delovima kabla, na način da izolacija kabla ne bude ugrožena.

Usled starenja samog kabla, odnosno spoljnog plašta, kao i kod manjih mehaničkih oštećenja usled neovlašćenih radova u zaštitnom pojasu kablovskih vodova, dolazi i do lokalnog curenja ulja na trasi koje se mora pratiti.

Zbog svega navedenog potrebno je vršiti redovan monitoring sistema:

- Provera pritiska ulja u sistemu uz povremeno dolivanje ulja
- Provera kvaliteta ulja, tj provera izolacionih karakteristika

Radne temperature kablovskih vodova izvedenih u LPOF tehnologiji su manje od kablova koji kao izolaciju koriste umreženi polietilen. Samim tim je dozvoljeno strujno opterećenje za iste poprečne preseke i materijale manje. Zamena starih uljnih kablova neophodna je zbog njihove ograničene strujne moći i negativnog uticaja na životnu sredinu. Novi kablovi omogućavaju veće prenose energije, smanjuju rizik od curenja ulja i zagađenja, te doprinose efikasnijem i ekološki prihvatljivijem elektroenergetskom sistemu.

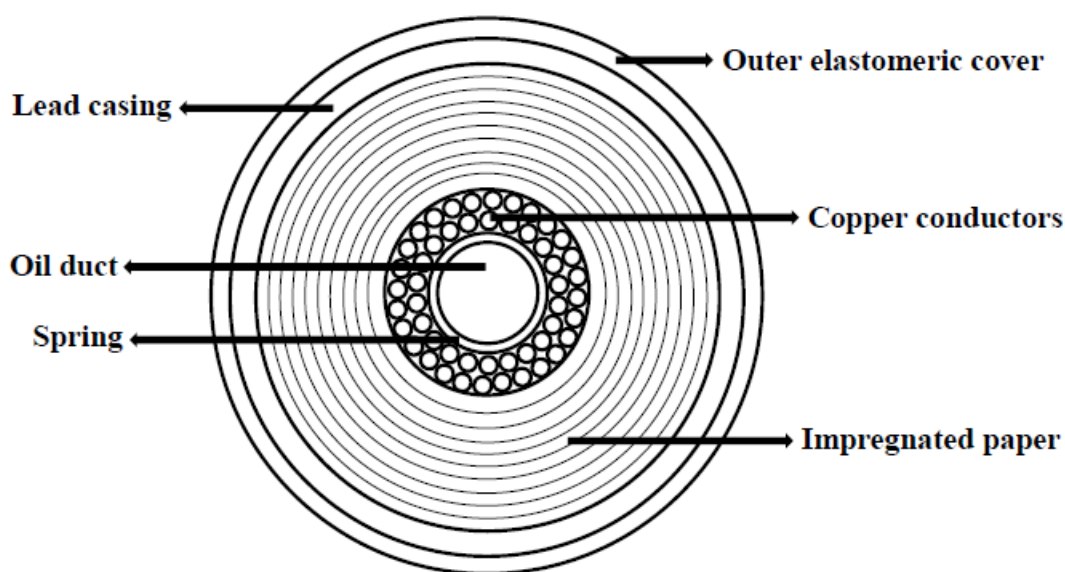
Nakon zamene uljnih kablova i ugradnje novih kablova po drugoj trasi, sa uljnim kablovima treba postupiti pažljivo, u skladu sa tehničkim i ekološkim zahtevima. Korišćeni papir, ulje i nusprodukti koji postoje predstavljaju opasne materije koje se moraju tretirati ekološki, uz minimalan uticaj na životnu sredinu. Operatori imaju na raspolaganju sledeće mogućnosti:

1. Uklanjanje kablova – ova aktivnost podrazumeva obimne građevinske i elektromontažne radove u okviru kojih se vrši i demontaža uljnog sistema.
2. Dekontaminacija – ova aktivnost podrazumeva minimalne građevinske i elektromontažne radove u okviru kojih se vrši ispiranje ulja, sa ciljem da se minimizira uticaj na okolinu.

Zadržavanje postojećih trasa uljnih kablovskih vodova čak i nakon zamene novim po drugoj trasi je opravdan razlog. Postojeća trasa može poslužiti za neki perspektivni kablovski vod. U skladu s tim je i Akcionarsko društvo „Elektromreža Srbije” Beograd donelo odluku da zadrži trase uljnih kablovskih vodova, ali da pristupi i dekontaminaciji.

2 OPIS ULJNOG KABLOVSKOG SISTEMA

Visokonaponski kablovski vod ima specifičnu konstrukciju i ista je prikazana na slici 1. Provodnik je prstenastog oblika, koji se sastoji od bakarnih/aluminijumskih, okruglih/trapezoidnih žila. Provodnik je sabijen uz izolaciju, na način da u sredini ostaje šupljina kroz koju struji ulje i natapa provodnik i izolaciju. Izolacija je od impregnisanog papira koncentrično namotanog oko provodnika sve do olovnog/korugovanog aluminijumskog plašta koji predstavlja mehaničku i električnu zaštitu. Spoljni izolacioni plašt služi za zaštitu olovnog plašta od vode i hemijskih uticaja zemljišta u kome se kabl polaže.

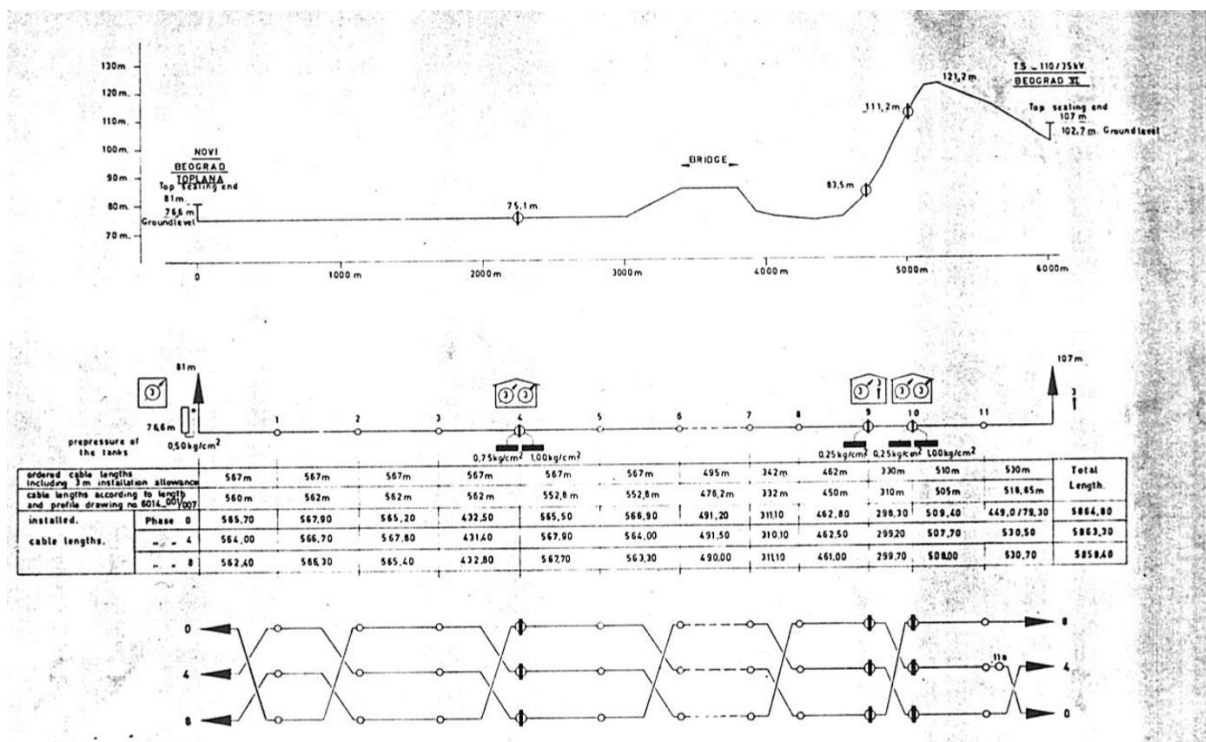


Slika 1: Konstrukcija VN kablovskog voda sa uljem

Trasa kablovskog voda deli se na više nezavisnih uljnih sekcija različitih zapremina, a sve u skladu sa visinskom razlikom koju kabl mora savladati. Za veće visinske razlike konstruisane su kraće deonice, dok je za relativno ravno položene kablove moguće vezati više deonica u jednu veću sekciju. Spojnice koje pripadaju istom uljnom sistemu nazivaju se nastavne spojnice, dok se spojnice koje razdvajaju dva nezavisna uljna sistema nazivaju zaprečne.

Uljne kablovske spojnice su metalna kućišta u kome se kompresiono nastavljaju provodnici, nakon čega se spoj namotava papirnom izolacijom. Metalni plašt kabla koji predstavlja električnu zaštitu kabla direktno se vari na metalnu spojnicu i na taj način ostvaruje električni kontakt.

Svaka faza kablovskog voda predstavlja jedan zasebni zatvoreni sistem ulja. Pored kablova, element ovog sistema je rezervoar sa uljem u kome se usled temperaturnih promena menja pritisak i nivo ulja, slično konzervatoru kod transformatora.



Slika 2: Dijagram uljnih sekcija i visinskih razlika na pravcu TETO Novi Beograd – Beograd 6

Na slici 2 prikazana je dijagram uljnih sekcija – skeleton dijagram uljnog kablovskog voda 110 kV broj 172 TS Beograd 6 – TETO Novi Beograd, na kom se mogu uočiti četiri različita uljna sistema po fazi. Sekcije i tipovi ugrađenih spojnice su dati u tabeli II.

Tabela II: Sekcije i tipovi spojnice

TETO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	BGD6
Sekcija I				Sekcija II					III	Sekcija IV		
KZ	R	R	R	Z	R	R	R	R	R	Z	R	KZ

- KZ – kablovska završnica
- R – ravna spojnice
- Z – zaprečna spojnice

Kablovski vod u Sekcijama I i II je relativno ravno položen, stoga one imaju više ravnih spojnice. Zbog visinske razlike od oko 28 m bilo je potrebno predvideti zasebnu Sekciju III, tj. nezavisni uljni sistem između šahti 9 i 10.

Na mestima gde su izvedene spojnice i završnice, direktno iz kućišta spojnice mogu biti izvedene metalne cevi na kojima će biti montirani manometri za monitoring pritiska ulja, kao i specijalni nepovratni ventili preko kojih se vrši dolivanje ili istakanje ulja unutar jedne sekcije.

U normalnom pogonu očekivani pritisci u sistemu do 5 bar. Prilikom havarijskih režima ovi pritisci idu do 8 bar. Ulje u sistemu je u natpritisku čime se sprečava ulazak bilo kakvog stranog gasa ili čestice u sistem.

Kablovske završnice se nalaze na obe strane kablovskog voda i predstavljaju prelaz sa uljno-papirne izolacije na vazдушnu izolaciju visokonaponskog provodnika.

3 METODE ISPIRANJA ULJA

Kako je globalni trend čista energija i ekologija, ubrzano se radi na razvijanju različitih rešenja za ispiranje i uklanjanje ulja iz kablova. Postoje dva pristupa rešavanju problema:

1. Klasična metoda – ispiranje kabla azotom pod pritiskom
2. Nestandardne metode – korišćenje bakterija koje razgrađuju ulje, korišćenje reagenasa koji očvrstnu ulje, korišćenje reagenasa koji razvodnjavaju ulje, vodeno ispiranje pod pritiskom itd.

Klasična metoda predmet je ovog rada i biće detaljno obrađena u zasebnom poglavlju.

Nestandardne metode su trenutno u fazi istraživanja i ispitivanja uz povremene aplikacije. Tokom godina u Evropi rađeno je više različitih pilot projekata, a njihovi rezultati ukazuju na to da će ove tehnologije biti sve primenjenije u budućnosti zbog svoje efikasnosti i neinvazivnosti. Prednosti ovih metoda jesu efikasnije uklanjanje ulja u odnosu na klasičnu metodu koja je robusnija.

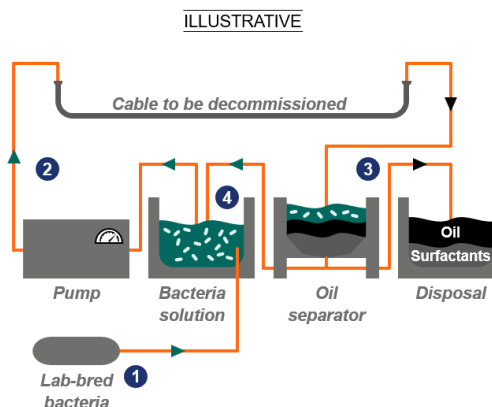
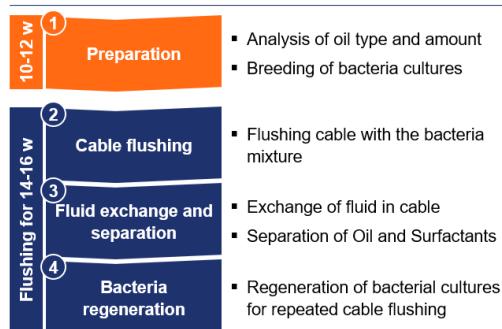
Posebno interesantna i obećavajuća tehnologija jeste upotreba bakterija koje izazivaju razgrađivanje ulja. Ovu metodu aktivno razvijaju i koriste svetski proizvođači kablova i kablovske opreme, a princip je prikazan na slici 3.

U zavisnosti od hemijskog sastava ulja, različite kombinacije tri vrste bakterija se koriste kao razgrađivači: *Bacillus Subtilis*, *Bacillus licheniformis*, *Rhodococcus rhodochorus*. Ove bakterije pripadaju najnižoj rizičnoj grupi Risk Group 1, u skladu sa nomenklaturom Svetske Zdravstvene Organizacije (WHO), odnosno „Mikroorganizmi za koji je malo verovatno da će izazvati bolest ljudi ili životinja“.

Nakon analize sastava predmetnog izolacionog ulja, te laboratorijskog uzgoja određene sorte bakterija vrši se repetativno ispiranje kablova. Nakon 14-16 nedelja više od 95% ulja biće uspešno uklonjeno.

Aplikativne mane ove metode jesu vreme pripreme i realizacije koje prevazilazi klasičnu metodu ispiranja azotom, i kao ozbiljniji problem - svesna upotreba bakterija što može izazvati proceduralnu problematiku vezanu za domaće zakonske i zdravstvene regulative. U budućnosti možemo očekivati neku vrstu standardizacije i verifikovanja metoda za Evropsko područje uz sve neophodna zakonska usklađivanja, te bi kao takav bio primenjiv bez bojazni da će uticati nepovoljno na zdravlje ljudi i okoline.

After preparing the bacteria, the cable is repeatedly flushed to allow the bacteria to decompose the oil



Slika 3: Princip ispiranja kablova bakterijama

4 KLASIČNA METODA ISPIRANJA ULJA AZOTOM

4.1 Opis metode i korišćene aparature

Ispiranje ulja vrši se forsiranim injektiranjem čistog azota u uljni sistem kablova, odnosno stvaranje natpritiska sa jedne strane kablova, dok se sa druge strane sistem povezuje crevom sa otvorenim kontejnerima u kojima će biti prikupljeno istočeno ulje. Injektiranje azota se vrši na višoj koti kablova dok se istakanje vrši na nižoj strani, na taj način se povećava efikasnost i ubrzava proces.

Da bi procedura bila uspešna potrebno je utvrditi da ne postoje oštećenja na spoljašnjem plaštu kablova. Ovo se najčešće radi tako što se prati radni pritisak kablova i beleže se promene kao i temperature pri kojima su iste izmerene. Ukoliko se pritisak održava i promene sve tri faze imaju isti trend može se smatrati da ne postoji oštećenje kablova koje bi sprečilo dalje aktivnosti.

Kako je kablovski sistem već u natpritisku, prvi korak je povezivanje kontejnera preko nepovratnih ventila direktno u kontejner. Pritisak u sistemu će se spustiti sve do atmosferskog (0 bar at). Kada dođe do izjednačenja pritiska istakanje ulja će stati.



Slika 4: Povezivanje sistema za istakanje na ventile

Na drugoj strani deonice tada se pažljivo izvrši isecanje dela kabla, a na njegovom odsečenom kraju se montira specijalna metalna kapa (Slika 5) koja se zavari za olovni plašt. Kapa na sebi ima ventil preko koga se povezuje boca čistog azota, dozer i po potrebi kompresor. Podizanjem natpritiska, odnosno ispunjavanjem svih unutrašnjih delova kabla vazduhom, vrši se usmereno kretanje ulja kroz celokupan kabl (Slika 6). Radi uštede vremena, proces se radi za sve tri faze istovremeno. Ispiranje se radi u dve faze, prva kada se oslobađa slobodno ulje iz kabla, i druga kada se vrši isušivanje papirne izolacije.



Slika 5: Montaža kablovske kape za injektiranje azota



Slika 6: Injektiranje azota na deonici TETO – Beograd 45

4.1.1 Prva faza ispiranja

Brzina i količina istakanje ulja je u početku intenzivna, gradualno opada sa smanjenom količinom slobodnog ulja u kابلu. Brzina istakanja ulja zavisi od broja prolaznih spojnica koje se nalaze na sekciji. Zbog smanjenja zapremine šupljine kroz koje struje ulje na spoju provodnika dve faze unutar spojnice smanjen je protok ulja prilikom ispiranja, tako da povećanje broja spojnica povećava vreme ispiranja. Prva faza traje sve dok se ulje istače iz kablа, a prestaje onog trenutka kada na drugoj strani počne da struji azot. Proces ispiranja traje više dana, a sve u zavisnosti od količine ulja u sistemu i dužine deonice. Iskustveno dobijeni rezultati jesu 2-5 dana po jednom kilometru kablovske trase. Na Slici 7 može se videti istočeno ulje u kontejnerima.

4.1.2 Druga faza ispiranja

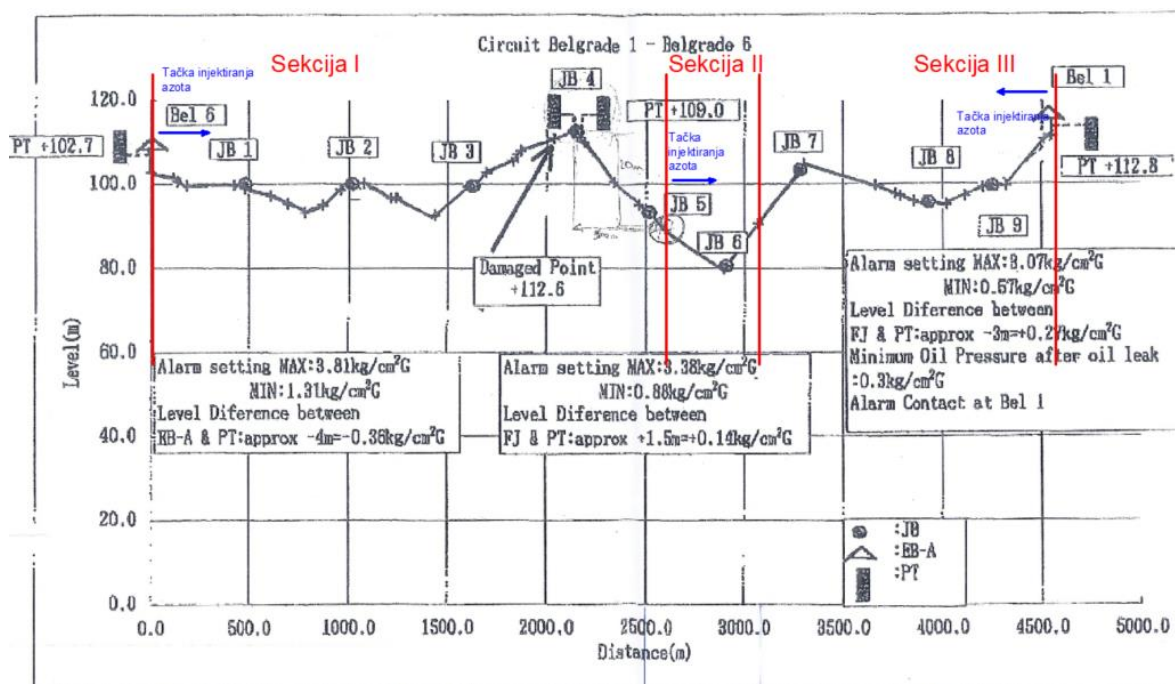
Kada se na strani istakanja pojavi samo injektirani vazduh, to je indikacija da je slobodno ulje iz sistema istočeno. Ostatak ulja koje ostaje u kابلu nalazi se u natopljenom papiru. Strana istakanja se tada hermetički zatvara i kabl se puni azotom do natpritiska od 1-2 bara i ostavlja 24-48h. Azot u nadpritisku postepeno se raspoređuje unutar slojeva papira i oslobađa deo preostalog ulja koji se tu nalazi. Nakon predviđenog vremena ponavlja se prvobitni proces ispiranja još jednom, u trajanju od 1-2 dana čime se dodatno istoči deo ulja.



Slika 7: Istočeno ulje u kontejnerima

4.2 Rezultati ispiranja jednog uljnog 110 kV kablovskog

Na trasi uljnog 110 kV kablovskog voda broj 171 TS Beograd 1 – TS Beograd 6 izvršeno je kompletno ispiranje ulja u decembru 2024. godine. Na trasi je postojalo 9 kablovskih spojnica. Isti je u fazi projekta zamene kablom sa izolacijom od umreženog polietilena rasecan. Posledica tih aktivnosti jeste podela na 3 sekcije koje su prikazne na slici 8. Tačka injektiranja azota postavljena je na mesto više kote instalacije kablа.



Slika 8: Dijagram trase TS Beograd 1 – TS Beograd 6

U tabeli III dat je pregled parametara i rezultata:

Tabela III: Parametri i rezultati

	Sekcija I	Sekcija II	Sekcija III	TOTAL
Opis trase	TS Beograd 6	Deo kod spojnice 5	Deo kod spojnice 6	
Od – Do	Deo kod spojnice 5	Deo kod spojnice 6	TS Beograd 1	
Dužina trase	Oko 2500m	Oko 600m	Oko 1400m	4500m
Visinska razlika	15m	3m	21m	
Procenjeni kapacitet ulja (tri faze)	4500 litara	1080 litara	2520 litara	8100 litara
Istočeno ulja	2610 litara	580 litara	1310 litara	4500 litara
Vreme ispiranja	12 dana	4 dana	7 dana	23 dana

Prema dobijenim rezultatima može se zaključiti da je efikasnost standardne metode oko 55%. Ovi procenti korespondiraju sa zapreminom šupljine unutar kabla, odnosno sa nivoom slobodnog ulja koje se nalazi u kablju. Prva faza ispiranja nosi najveći udeo u istočenom ulju, dok druga faza doprinosi sa svega 2-3%.

Procenjeni kapacitet ulja računat je prema dostupnim podacima iz projektno tehničke dokumentacije koja je izrađena 1969. godine. Nije dostupan podatak koliko je realno ulja ostalo u sistemu, tako da je procenat efikasnosti prilično strogo određen.

5 ZAKLJUČAK

Klasična metoda ispiranja ulja pod pritiskom pokazala se kao prilično efektivna imajući u vidu neophodno vreme za mobilizaciju, montažu i povezivanje aparature za ispiranje, kao i sa aspekta samog trajanja ispiranja. Istočeno ulje se lako ekološki odlaže.

Prednost klasične metode ogleda se u njenoj pouzdanosti, dostupnosti opreme i relativno kratkom trajanju pripreme i realizacije. Istovremeno, njene ograničene mogućnosti u uklanjanju zaostalog ulja iz papirne izolacije predstavljaju prostor za dalja unapređenja.

Nestandardne metode, poput upotrebe specifičnih bakterija za razgradnju ulja, iako još u fazi razvoja i testiranja, pokazuju potencijal za viši stepen dekontaminacije i smanjenje negativnog uticaja na životnu sredinu. Njihova šira primena u budućnosti zahteva dalju standardizaciju i usklađivanje sa važećim regulativama.

6 LITERATURA

- [1] Stefano Caimi; Claudio Colombo; Raffaele Ferrari; Giuseppe Storti; Massimo Morbidelli, Recovery of Mineral Oil from Underground Electrical Cables – *Int. J. Environ. Res. Public Health* 2019, 16, 2357; doi:10.3390/ijerph16132357 pages 1-3
- [2] NKT – Decommissioning of oil filled cables using Bacteria – *Business Presentation* 2021
- [3] Chris Miners – Method Statement for Cable Flushing on Lots Road 1&2 Circuits, Wimbledon Diversion – *ECS Document ECS/CSM/3267/MS0644* 2018 pages 4-8

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.02)**B1.02****SISTEM ZA MONITORING PRITISKA ULJA NA 110 KV KABLOVSKIM VODOVIMA****SYSTEM FOR OIL PRESSURE MONITORING OF 110 KV CABLE LINES****Aleksandra Višnjić*, Branko Đorđević, Mirko Borović, Aleksandar Ćirić, Ivan Jeremić, Pane Ivetić**

Kratak sadržaj: Ovaj rad se bavi razvojem i implementacijom sistema za monitoring pritiska ulja na 110 kV kablovskim vodovima sa papirnom izolacijom impregniranom uljem. Sistem za praćenje radnog pritiska uljnih kablovskih vodova omogućava kontinuirani nadzor i analizu stanja kablovskog sistema kako bi se osigurala pouzdanost prenosa električne energije. Integracija ovog sistema sa SCADA sistemom omogućava praćenje za potrebe upravljanja u realnom vremenu. Sistem ima mogućnost automatskog alarmiranja u slučaju odstupanja od definisanih vrednosti parametara, koje odgovarajućim službama upravljanja i održavanja generišu obaveštenja putem SMS poruka i elektronskih mejlova, a radi blagovremenog donošenja odluka koje mogu sprečiti električne proboje izolacije kablova i samim tim prekide u radu kablovskog voda. Rezultati merenja se u bilo kom momentu mogu pratiti u grafičkoj i tabelarnoj formi. Svi podaci se arhiviraju, što kasnije omogućava analizu i praćenje trendova u promenama pritiska. Iskustvo primene ovog sistema u prenosnoj mreži Republike Srbije pokazalo se kao izuzetno pozitivno, jer su zahvaljujući njemu sprečene potencijalne havarije na 110 kV kablovskom vodu. Implementacija ovakvog sistema doprinosi smanjenju troškova održavanja i povećanju sigurnosti elektroenergetskih mreža.

Ključne reči: održavanje kablovskih vodova, sistem za monitoring pritiska, uljni kablovi

Abstract: This paper focuses on the development and implementation of a system for oil pressure monitoring oil pressure of 110 kV cable lines with oil-impregnated paper insulation. The monitoring system enables continuous supervision and analysis of the cable system's condition to ensure the reliability of electrical power transmission. Integration with the SCADA system allows real-time monitoring for system operator purposes. The system has the capability for automatic alarm activation in case of deviations from predefined parameter values. It generates notifications via SMS and email to the relevant system operator and maintenance departments, ensuring timely decision-making that can prevent electrical breakdowns in cable insulation and consequently interruptions in cable line operation.

* Aleksandra Višnjić, EMS AD, aleksandra.visnjic@ems.rs

Branko Đorđević, EMS AD, branko.djordjevic@ems.rs

Mirko Borović, EMS AD, mirko.borovic@ems.rs

Aleksandar Ćirić, SAEC, aleksandar.ciric@saec.rs

Ivan Jeremić, SAEC, ivan.jeremic@saec.rs

Pane Ivetić, MINS elektro, pane.ivetic@minselektro.com

Measurement results can be monitored at any time in graphical and tabular form. All data is archived, enabling later trend analysis of pressure changes. The experience of applying this system in the transmission network of the Republic of Serbia has proven to be highly positive, as it has successfully prevented potential failures in 110 kV cable line. The implementation of such a system contributes to reducing maintenance costs and enhancing the security of power transmission networks.

Key words: *cable line maintenance, pressure monitoring system, oil filled cables*

1 UVOD

Monitoring pritiska u uljnim kablovima od presudnog je značaja za eksploatacioni vek uljnog kabla. Havarije koje mogu nastati usled curenja ulja, odnosno ugrožavanja izolacije kabla mogu izazvati, pored problema u vidu prenosa električne energije, i veliki finansijski gubitak, obzirom da je sanacija kvara na uljnim kablovima veoma komplikovana i spora. Dodatno se mogu javiti rizici po reputaciju kompanije obzirom na ekološke aspekte kvara.

Kako bi se imao bolji uvid u stanje kablovskih vodova i sprečile havarije, većina operatora distributivnog i prenosnog sistema organizuje ekipe tako da se periodično vrši obilazak trase radi sprečavanja neovlašćenih radova u zaštitnom pojasu kablovskih vodova i da se očitaju pritisci na manometrima. Očitavanje pritiska u uljnim kablovima predstavlja logistički problem u vidu angažovanju ljudstva. Dakle većina operatora praktikuje konvencionalno održavanje [1].

Najčešća praksa je da se merenja radnog pritiska vrše vizuelno i da se vrednost očitava jednom nedeljno. Arhiviranje podataka sa takvim vremenom odbirka ne omogućava značajnu analizu radnog pritiska ulja u 110 kV uljnim kablovima. Dinamičke promene pritiska u takvom sistemu nisu uočljive pa i reakcija ekipa za održavanje u cilju sprečavanja kvara nije moguća.

2 POSTOJEĆA REŠENJA SISTEMA ZA PRAĆENJE PRITISKA ULJA

Svi kablovski vodovi na teritoriji Beograda naponskog nivoa 110 kV koji su izvedeni kablovima sa papirnom izolacijom i koji su pod niskim pritiskom poseduju sisteme za dojavu pada pritiska. Sistemi se znatno razlikuju u smislu logike te postoji rešenje gde se daje pojedinačni alarm za svako merno mesto i svaku fazu kablovskog voda, ali postoji i rešenje gde je rezultat aktiviranja „zbirni” alarm. U slučaju aktiviranja „zbornog” signala poznata je deonica na kojoj postoji problem, ali nije poznata i faza na kojoj je zabeležen pad pritiska. Na pojedinim vodovima prekid telekomunikacionih bakarnih kablova koji se koriste kao prenosni sistem izazivaju alarmiranje nalik padu pritiska, dok na drugima to nije slučaj. Ekipe koje se bave održavanjem po aktiviranju ovakvih sistema u slučaju zbirnih signala imaju isključivo informaciju na kojoj deonici kabla je problem. Može se zaključiti da u nekim situacijama neće raspolagati ni pouzdanom informacijom da li je sistem za dojavu pada pritiska ispravan ili ne.

Jasno je da raznolikost rešenja i logike zahteva da ekipe moraju da se upoznaju sa karakteristikama sistema za dojavu pada pritiska radi nužnog periodičnog održavanja i brzog donošenja odluka.

Sistem za dojavu pada pritiska uz kablovski vod predstavlja tehnološko-tehničku celinu koja je izvedena u toku investicionih radova na izgradnji kablovskih vodova i u vlasništvu je ili operatora distributivnog ili operatora prenosnog sistema.

Zakonskom regulativom u Republici Srbiji je utvrđeno vlasništvo nad distributivnom i prenosnom mrežom i jasno su definisana mesta razgraničenja. U momentima kada se vrši primopredaja kablovskih vodova vrši se izuzimanje sistema za dojavu pada pritiska i drugih TK servisa te isti ostaju u vlasništvu operatora distributivnog sistema. Samim tim se usložnjava proces održavanja.

Kod rada ovih sistema često se beleži veliki broj neregularnih aktiviranja. Zabeleženi su slučajevi pojave jednog ili više signala u toku dana, koji su okarakterisani kao lažni signali pošto su ekipe interventno reagovala i očitale radne pritiske u granicama dozvoljenih vrednosti. Zabeleženo je i oštećenje TK kabla koje nije signaliziralo pad pritiska.

Problemi koji su nastajali i činjenica da sistem dojave pada pritiska nije u vlasništvu Akcionarskog društva „Elektromreža Srbije” Beograd doveli su do potrebe za rešenjem u vidu daljinskog očitavanja i monitoringa pritiska u uljim kablovima u realnom vremenu.

Prelazak na automatsko očitavanje pritiska u uljnim kablovima predstavlja prelazak na održavanje sistema na osnovu stanja tj. *Condition-based maintenance* (CBM) model i donosi značajna unapređenja u ovoj oblasti, kao na primer:

1. Očitavanje merenja sa jednosekundnom rezolucijom (može biti i učestalije, ali je procenjeno da je jednosekundna rezolucija sasvim dovoljna za ove potrebe),
2. Prikaz i uvid u stanje kod svih mernih mesta,
3. Arhiviranje podataka do 365 dana,
4. Analizu podataka i praćenje trendova,
5. Alarmiranje događaja,
6. Prenos alarma u RDC (Regionalni dispečerski centar) i NDC (Nacionalni dispečerski centar) i druge centra od interesa,
7. Obaveštavanje korisnika usled nepravilnosti slanjem SMS poruka i email-ova,

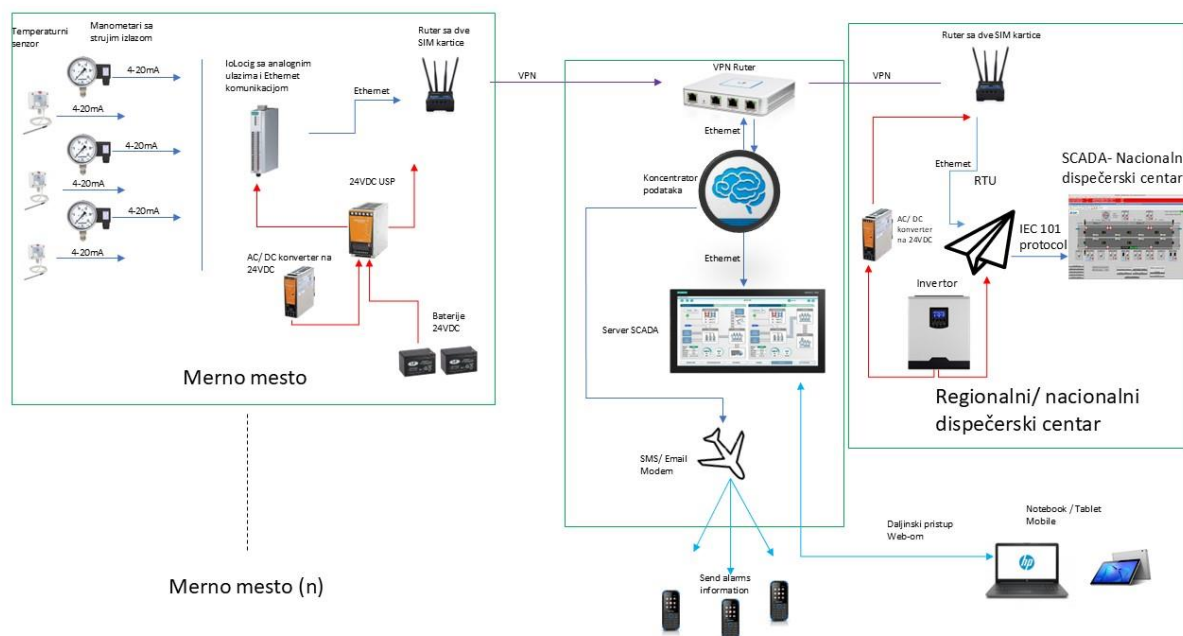
3 ARHITEKTURA SISTEMA ZA MONITORING PRITISKA ULJA

Sistem monitoringa pritiska u uljnim kablovima sastoji se od 4 celine.

1. Lokacije mernog mesta
2. Centralna lokacija
3. RDC (Regionalni dispečerski centar)
4. Strana korisnika

Lokacija mernih mesta sastoje se od manometara, uređaja za očitavanje, opreme za besprekidno napajanje kao i rutera za funkcionalan prenos podataka ka centralnoj lokaciji (slika 1). Na samom mestu merenja ugrađeni su manometri koji analogno pokazuju merenje ali imaju i mogućnost da pretvore izmereni pritisak u strujni izlaz (4-20 mA). *IOLogic* uređaj prima analogna merenja i prosleđuje ih preko rutera koncentratoru podataka.

Ruter na sebi ima dve SIM kartice, a kako bi se obezbedila kompletna redundansa korišćene su kartice različitih provajdera. U samoj aplikaciji korišćen je *OpenVPN* između rutera na mernom mestu (*OpenVPN Server*) i glavnog rutera (*OpenVPN Client*) na centralnoj lokaciji. *OpenVPN* pruža komunikaciju između *IOLogic* uređaja i glavnog koncentratora.



Slika 1: Topologija sistema monitoringa pritiska u uljnim kablovima.

Glavni koncentrator ima zadatak da prikupi sve podatke, obradi logiku, generiše alarme i prosledi SCADA serveru alarme.

Koncentrator podataka generiše sledeće alarme:

1. Nadpritisak alarm – kada je vrednost veća od maksimalne vrednosti pritiska
2. Podpritisak alarm – kada je vrednost manja od minimalne vrednosti pritiska
3. Podpritisak opomena – kada je vrednost manja od iskustveno utvrđene vrednosti pritiska
4. Kvar komunikacije
5. Spora promena pritiska – kada je ispunjen zahtev u pogledu promene vrednosti pritiska u izabranom vremenskom prozoru
6. Nagla promena pritiska – kada je ispunjen zahtev u pogledu promene vrednosti pritiska u izabranom vremenskom prozoru

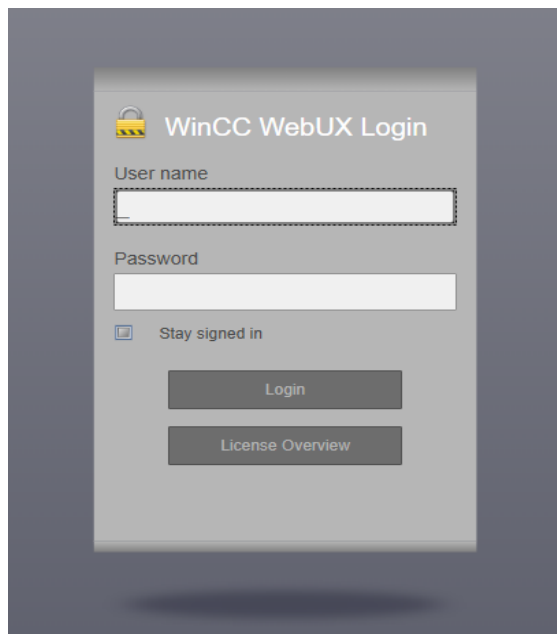
Generisani alarmi se prosleđuju u vidu SMS poruke i email-a definisanim korisnicima, koji mogu pristupiti aplikaciji i proveriti rad sistema pa shodno tome organizovati eventualne radove kako bi sprečili havariju u sistemu.

4 FUNKCIONALNOSTI SISTEMA

U narednim poglavljima obradićemo funkcionalnosti sistema.

4.1 Sistem logovanja i administratorske role

Definisani korisnici pristupaju SCADA Serveru preko Web pretraživača (slika 2).



Slika 2: Prijava na sistem monitoring pritiska u uljnim kablovima.

Logovanjem dobijaju određene mogućnosti koje su im dodeljene. Pa samim tim imamo dva tipa logovanja.

1. Administratorsko
2. Operatorsko

Administratorski pristup ima sve mogućnosti (promena granica alarma, generisanje izveštaja, promene parametara za funkciju $\Delta P/\Delta t$, dodavanje novih operatera i dr.)

Operatorski pristup ima mogućnost kreiranja izveštaja.

Usaglašeni alarmi o stanju sistema mogu da se šalju u RDC (Regionalni dispečerski centar) i NDC (Nacionalni dispečerski centar), odakle dispečeri imaju mogućnost da po definisani procedurama angažuju dežurnu službu i otklone kvar, tako da je sistem kontinualno nadgledan.

4.2 Arhiviranje podataka

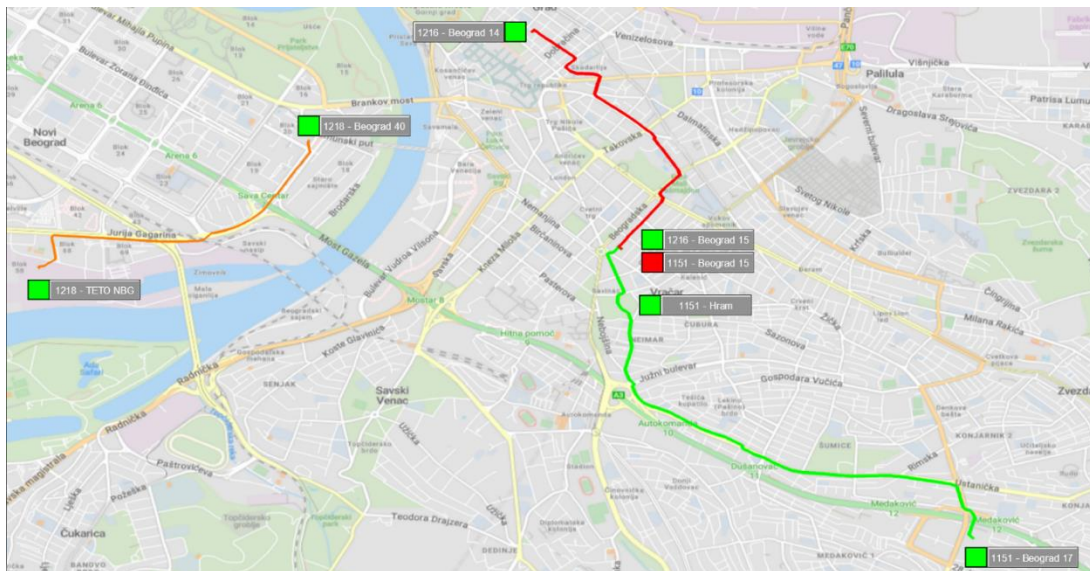
Detaljna analiza rada sistema jedino može biti opravdana arhiviranjem podataka. S tim u vezi aplikacija je tako zasnovana da čuva podatke (sa 1 s rezolucijom) 365 dana. Svakog trenutka lice koje ima pristup aplikaciji može učitati podatke i generisati izveštaj za definisani period. Time se obezbeđuje kontinuitet u praćenju tehničkog stanja kablovskog voda kroz vreme, kao i mogućnost vraćanja na prethodne događaje u cilju dijagnostike i procene uzroka eventualnih odstupanja ili incidenata.

Arhivirani podaci se mogu koristiti za više različitih svrha, među kojima su:

1. Analiza trendova – praćenjem promena pritiska kroz vreme moguće je identifikovati obrasce ponašanja, kao i potencijalne indikatore pogoršanja izolacije kabla pre nego što dođe do kvara.
2. Podrška pri odlučivanju – na osnovu istorijskih podataka može se doneti odluka o potrebi za preventivnim održavanjem ili intervencijom, čime se smanjuje rizik od prekida u radu.
3. Optimizacija održavanja – podaci o ponašanju sistema tokom različitih vremenskih i eksplotacionih uslova (godišnje doba i opterećenja kablova) i režima rada doprinose planiranju efikasnijih i troškovno racionalnijih strategija održavanja.

4.3 Vizualizacija, prikaz podataka sa mernih mesta i alarmiranje

Grafički interfejs sistema omogućava korisnicima jasan pregled svih mernih mesta, trenutnih vrednosti pritiska i temperature, alarma i trendova u realnom vremenu. Intuitivni prikaz na mapi, dok dijagrami i tabele omogućavaju brzo donošenje odluka i efikasno upravljanje radom uljnih kablovskih vodova.



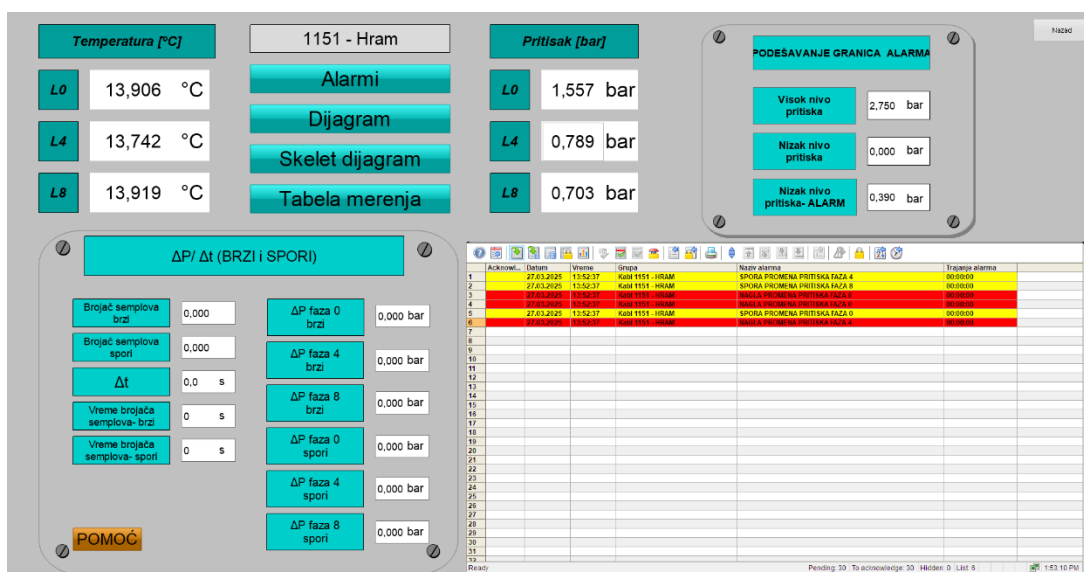
Slika 3: Pregled svih mernih mesta.

Radi lakšeg pregleda na slici 3 dat je prikaz svih mernih mesta na karti grada Beograda. Ucertana trasa kablova daje realnu sliku trase kabla, dok zeleni i crveni kvadrati signaliziraju status komunikacije tog mernog mesta. Tako zeleni kvadrat predstavlja merno mesto koje je u komunikaciji dok crveni označava da je došlo do prekida komunikacije.

Odabirom na jedno od prikazanih mernih mesta otvara se prozor kao na slici 4.

U istom je dat prikaz temperatura i pritiska po fazama, alarmi, dijagram pritiska u vremenu, kao i tabela merenja koji se odnose samo na to merno mesto. Omogućeno je podešavanje granica alarma kao i podešavanje funkcije $\Delta P/\Delta t$ za spore i brze promene pritiska.

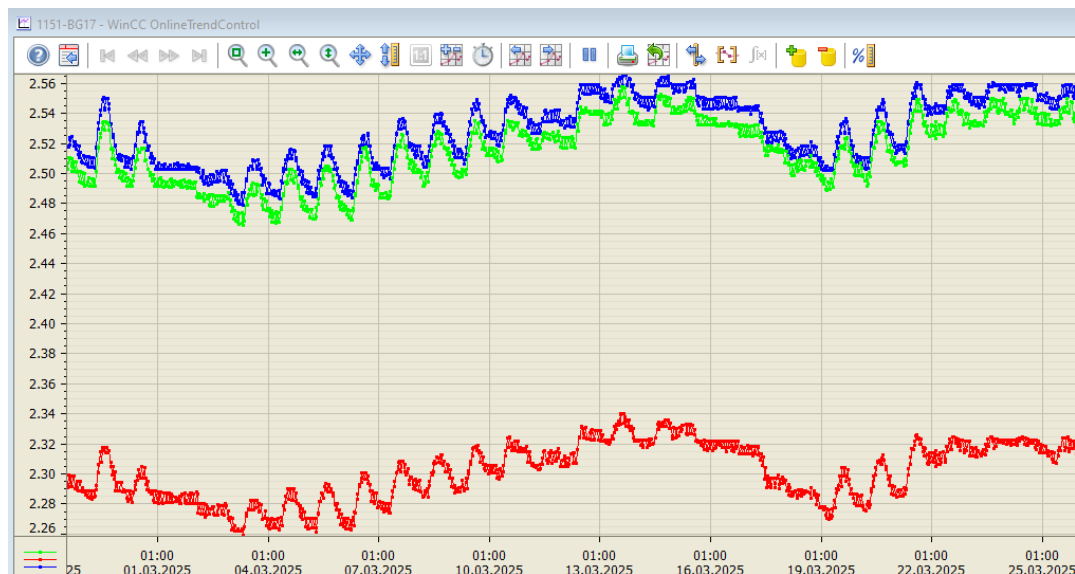
Sistem monitoring radnog pritiska u uljnim kablovima, unapredio je sistem očitavanja vrednosti radnog pritiska sa nedeljnog očitavanja na jednosekundno očitavanje vrednosti.



Slika 4: Prikaz podataka proizvoljnog mernog mesta.

Ovakva rezolucija daje jasnu sliku, a pored toga daje mogućnost da se radni pritisak može posmatrati u vremenu. Time se stvara osnova za primenu *Big Data* pristupa, koji omogućava detaljnu analizu velikog broja merenja, otkrivanje skrivenih trendova i pravovremenu detekciju nepravilnosti.

Na slici 5 može se uočiti kako izgleda dijagram trendova pritiska po fazama.



Slika 5: Trend pritiska po fazama

Na slici 6 dat je prikaz svih alarma na aplikaciji monitoringa pritiska u uljnim kablovima. Tako možemo primetiti da postoji grupa signala odnosno pokazatelj sa kog mernog mesta je aktiviran signal, naziv signala, kao i trajanje samog signala. Pored alarmne liste na slici 7 može se uočiti tabelarni prikaz svih merenja. Alarmna lista kao i tabelarni prikaz imaju mogućnost izvoza podataka u standardne formate radi lakšeg rada sa podacima.

Slika 6: Prikaz alarmne liste.

Slika 7: Tabelarni prikaz svih merenja

Granice za brzinu promene pritiska ulja su podesive i rezultat su dužeg praćenja i analize arhivskih zapisa podataka o promenama pritiska, te će sa iskustvom dati i preciznije rezultate. Po analizi više događaja stвориće se mogućnost da se iste podese.

5 REZULTATI PRIMENE SISTEMA

Implementacija sistema za monitoring pritiska ulja na 110 kV kablovskim vodovima pokazala je izuzetne rezultate u praksi, naročito u pogledu prevencije kvarova, optimizacije održavanja i smanjenja operativnih troškova.

Jedan od primera uspešne intervencije desio se na kablovskom vodu 110 kV broj 1151 TS Beograd 15 – TS Beograd 17, kada je sistem zabeležio nizak nivo pritiska. Zahvaljujući pravovremenom obaveštavanju dežurne ekipe putem SMS poruke i email-a, izvršena je vanredna terenska kontrola.

Nakon dolaska dežurne ekipe na lokaciju i očitavanja manometra potvrđena je niža vrednost radnog pritiska u odnosu na nominalnu, ali koja je još uvek bila u granicama bezbednog rada. Tim povodom izvršeno je dolivanje ulja u kablovsku žilu faze „4” na deonici između TS Beograd 15 i zaprečne spojnice ZS-2 (Hram Svetog Save), pomoću mobilne pumpe sa uljem istih karakteristika, čime je vraćen optimalan nivo pritiska. Intervencija je trajala manje od jednog dana, bez prekida u radu kablovskog voda.

U tabeli I prikazane su planirane aktivnosti na održavanju i popravci kablovskog voda. Za svaku vrstu radova dat je kratak opis obuhvaćenih aktivnosti, kao i procena ukupnih troškova izražena u evrima.

Tabela I: Procenjeni troškovi

Vrsta radova	Opis	Procena troška (EUR)
Preventivno dolivanje ulja	Terenski izlazak, očitavanje pritiska, dolivanje ulja	1.400,00
Popravka zaprečne spojnice	Iskop, demontaža oštećene zaprečne spojnice, postavljanje posteljice, polaganje nove kablovske žile, izrada nove ravne spojnice, izrada nove zaprečne spojnice, dolivanje ulja, ispitivanje kabla, vraćanje tla u prvobitno stanje i dr.	166.000,00

Na osnovu poređenja procenjenih troškova koji bi se imali za preventivno dolivanja ulja, kao i onih koji bi se imali u slučaju popravke zaprečne spojnice, dolazi se nepobitnog zaključka o praktičnom značaju sistema za monitoring pritiska ulja na 110 kV kablovskim vodovima.

Iz svega navedenog se može zaključiti da preventivno delovanje uz pomoć sistema za monitoring pritiska ulja pruža mogućnost da se preduprede kompleksni kvarovi koji bi zahtevali višenedeljnu sanaciju, uz visoke direktne i indirektne troškove. Ovaj primer jasno ilustruje značaj pouzdanog sistema monitoringa u produženju radnog veka kablovskog voda i očuvanju sigurnosti prenosa električne energije.

6 DALJI RAZVOJ

Pored pomenutih funkcionalnosti, sistem za monitoring radnog pritiska u uljnim 110 *kV* kablovima ima i potencijal za proširenje i nadogradnju. Dalji razvoj aplikacije baziraće se na prikupljanju vrednosti indukovanih struja u električnoj zaštiti kabla, struje opterećenja i potencijalnoj izradi termičkog modela kabla radi uspostavljanja zavisnosti temperature i pritiska ulja. Ovakav model ima potencijal da potpuno autonomno podešava granice alarma pritiska ulja u zavisnosti od opterećenja i temperature, te tako smanji potrebu za stalnim praćenjem sistema od strane osoblja korisnika i ručnim podešavanjem granica alarma.

7 ZAKLJUČAK

Razvijeni sistem za monitoring pritiska ulja na 110 *kV* kablovskim vodovima predstavlja značajan iskorak u unapređenju tehnologije održavanja elektroenergetskih sistema i predstavlja prelazak sa konvencionalnog na održavanje po stanju (CBM). Implementacija ovog sistema omogućila je kontinuirani nadzor i pravovremenu detekciju nepravilnosti, čime je značajno smanjen rizik od ozbiljnih havarija i prekida u radu sistema. Primena funkcionalnosti kao što su automatsko alarmiranje, arhiviranje podataka i mogućnost detaljne analize trenda pritiska omogućavaju efikasno upravljanje kablovskim vodovima i optimizaciju održavanja.

Praktična primena sistema u prenosnoj mreži Republike Srbije već je pokazala pozitivne rezultate, kao što je preventivna intervencija na kablovskom vodu 110 *kV* broj 1151 TS Beograd 15 – TS Beograd 17, koja je sprečila ozbiljan kvar i smanjila operativne troškove. Dalji razvoj sistema, uključujući integraciju termičkog modela i prikupljanje dodatnih parametara, pruža mogućnosti za dodatnu automatizaciju i povećanje efikasnosti.

Kao rezultat ovih unapređenja, sistem za monitoring pritiska ulja ne samo da povećava sigurnost elektroenergetskih mreža, već i doprinosi eliminaciji ekoloških uticaja i smanjenju ekonomskih gubitaka, čime se dugoročno obezbeđuje stabilnost i pouzdanost elektroenergetskih sistema.

8 LITERATURA

[1] CIGRE TB 652 Guide for the operation of self contained fluid filled cable systems

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.03)**B1.03****NEKA ISKUSTVA U ODRŽAVANJU KABELSKЕ MREŽE****SOME EXPERIENCES IN CABLE NETWORK MAINTENANCE****Josip Popović, Zvonimir Popović, Dejan Ćulibrk***

Kratak sadržaj: Najvažniji pogonski problemi u eksploataciji i održavanju podzemne kableske distribucijske mreže su kvarovi na kabelima i njihova sanacija, u što ulazi minimalno trajanje beznaponskog stanja, popravak kvara i uspostava normalnog pogonskog stanja. Takve situacije se mogu svesti na gotovo svima proživljeni događaj, pa s njim u vezi i poznatu konstataciju: "ono kad nema struje"! Proces povratka u normalno pogonsko stanje ovisan je o brzini reakcije pogonskog osoblja u tim slučajevima, prvenstveno radi pravilnog postupanja, kao i njihovo iskustvo i opremljenost, i dostupnost pogonske dokumentacije. Pri tome je jako važno kakva je i da li postoji pogonska rezerva za takve posve neizbježne pogonske događaje. Rješavanje niza nepredvidivih, uglavnom otežavajućih, okolnosti koje se odjednom pojavljuju u takvim situacijama mogu doprinijeti izbjegavanju puno nepotrebnih problema u eksploataciji

Ključne reči: *podzemni kabeли, održavanje kableske mreže, kvarovi na kabelima*

Abstract: The most important operational problems in the exploitation and maintenance of underground cable distribution networks are cable faults and their sanitation, which includes the minimum duration of the outage, sanitation of the fault and the establishment of normal operating conditions. Such situations can be reduced to an event experienced by almost everyone, and the well-known statement related to it: "that time when there is no power"! The process of returning to normal operating conditions depends on the speed of reaction of operating personnel in such cases, primarily for the sake of correct action, as well as their experience and equipment, and the availability of operating documentation. In this regard, it is very important what kind of operating reserve is and whether there is one for such completely inevitable operating events. Resolving a series of unpredictable, mostly aggravating, circumstances that suddenly appear in such situations can contribute to avoiding many unnecessary problems in exploitation.

Key words: *underground cables, cable network maintenance, cable faults*

* Josip Popović, -, josip.popovic.bj@gmail.com

Zvonimir Popović, HEP ODS d.o.o. Elektra Bjelovar, zvonimir.popovic@hep.hr

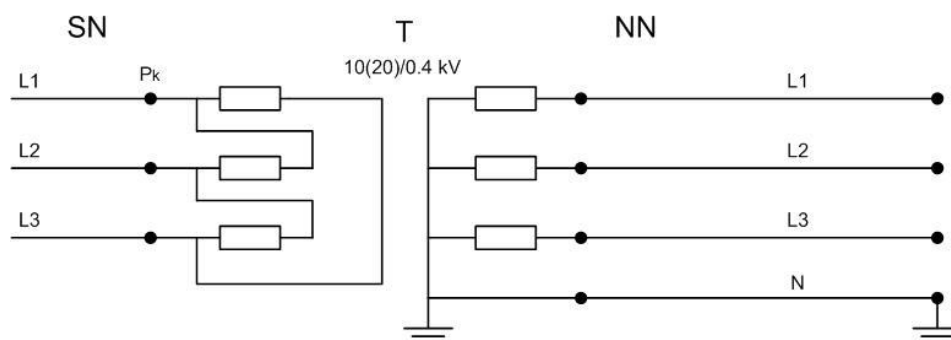
Dejan Ćulibrk, HEP ODS d.o.o. Elektra Bjelovar, dejan.culibrk@hep.hr

1 UVOD

Ugradnja podzemnih kabela ima dugačku tradiciju u gradskoj mreži, puno dužu nego u vanjskoj mreži, pa zato i zastupljenost kabela prevladava u strukturi gradske mreže. Počelo je polaganjem uljnih kabela različitih presjeka bakrenih ili aluminijskih vodiča, a nastavljeno je polaganjem kabela s izolacijom od plastike i aluminijskih vodiča sve do izolacije od umreženog polietilena. Redovno održavanje kabelskih mreža uključuje preglede i otklanjanje uočenih nedostataka, a interventno otklanjanje uzroka prekida ili poteškoća u isporuci električne energije kupcima, nakon čega se prilaže pisani izvještaj radi evidencije i ažuriranja podataka u pogonsko tehničkoj dokumentaciji. Kabele se načelno može razvrstati u mrežne, priključne i kabele javne rasvjete iako granična crta nije jasno zadana. Kabelske mreže neizostavno prate i iznenadni kvarovi na kabelima sa svim neugodama koje izazivaju kupcima i operativnom osoblju jer je njihovo saniranje specifično i ovisi o uvjetima na terenu. Istraživanje kvarova na kabelima je posebno izazovna kategorija posla u održavanju kabelskih mreža

2 NISKONAPONSKI KABELOVI

Niskonaponske kabelske mreže građene su kabelima s tri fazna i jednim neutralnim vodičem, pogonski uzemljenim na više mjesta i spojenim na zvjezdište niskonaponske strane distribucijskog transformatora kao na slici 1.



Slika 1: Shema niskonaponske mreže

Niskonaponske mreže su radijalne i razgranate i uglavnom nemaju rezervu što znači da ih se, prema potrebi, ne može jednostavno prespojiti ili čak prekopčati na njima susjedne niskonaponske mreže s kojima bi ostvarivale međusobnu rezervu.

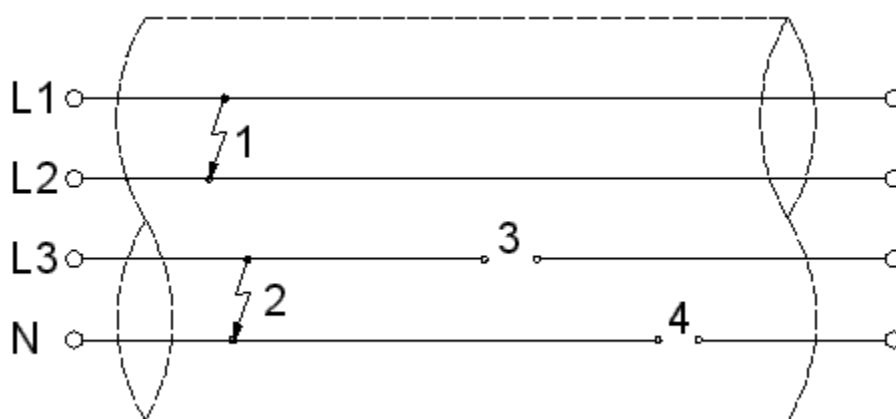
2.1 Kvarovi niskonaponskih kabela

Kvarovi na kabelima neizbježni su dio eksploatacije kabelskih mreža koji uzrokuju poremećaj, povremeni ili potpuni prekid u opskrbi kupaca električnom energijom zbog oštećenja izolacije u kabelu što rezultira pregaranjem ili isključenjem osigurača i nestankom napona za jednog kupca, dva kupca i puno više kupaca. Niskonaponski kabeli štice osiguračima koji su ugrađeni na početke kabelskih izlaza u transformatorskim stanicama ili u razvodne ormare i pregaraju ili isključuju samo u vodičima koji su u kvaru.

2.1.1 Kratki spojevi

Vrste kvarova u niskonaponskim kabelima prikazani su na slici 2. To mogu biti kratki spojevi između faznih vodiča (broj 1) i kratki spojevi između faznog i nultog vodiča (broj 2) na slici 2.

Kvarovi koji su jednopolni kratki spojevi između faznog i nultog vodiča uzrokuju pregaranje ili isključenje osigurača u fazi koja je u kvaru i ona trajno ostaje bez napona. pa svi kupci koji su jednofazno priključeni baš na taj fazni vodič ostaju potpuno bez električne energije. Kupci koji su trofazno priključeni u tom slučaju nemaju napon u jednom vodiču i nemaju mogućnost korištenja trofaznih elektromotornih trošila. Postoje slučajevi kada su dva fazna vodiča u kratkom spoju s neutralnim vodičem tako da dvije faze nemaju napon. Naravno da se pojavljuju i kvarovi kada su svi vodiči niskonaponskog kabela međusobno u kratkom spoju pa niti jedan fazni vodič nema napon. Dvopolni kratki spojevi su kvarovi između dva fazna vodiča koji mogu nastati posljedično od dva jednopolna kvara. U tim slučajevima kupci koji imaju trofazni priključak mogu se služiti samo jednom fazom, dok kod jednofaznih priključaka će napon imati samo oni kupci koji su spojeni na ispravnu fazu.



Slika 2: Prikaz kvarova u niskonaponskom kabeu

Tropolni kratki spojevi su kvarovi između sva tri fazna vodiča pa ukoliko je to još i kvar prema nultom vodiču onda pregore osigurači u sve tri faze. Događa se da kod trofaznih kvarova pregore osigurači samo u dvije faze, a u jednoj fazi osigurač ne pregori. Ovisno o izvedbi priključka i mogućnosti primjene na terenu mogu se neki ugroženi jednofazni priključci prespojiti na susjedne ispravne fazne vodiče.

2.1.2 Prekid vodiča

U niskonaponskim kabelskim mrežama, kao kvarovi, prevladavaju prekidi vodiča u obliku uzdužnog kvara i stvaraju poremećaj nestanka napona u jednoj fazi. Posljedica su mehaničkog oštećenja vanjske izolacije i naknadnih kemijskih reakcija na aluminijski vodič kabela kad dođe u dodir sa okolnim materijalom, uglavnom zemljom i pijeskom kojim je zatrpan. Na tom mjestu vodič nije više vodljiv nego prekinut kako je prikazano brojem 3 na slici 2 pa potrošači iza mjesta prekida nemaju fazni napon i ta pojava može utjecati na trofazna elektromotorna trošila ako nisu pravilno zaštićena.

Prekid nultog vodiča prikazan je brojem 4 na slici 2 može imati štetnu nuspojavu izraženog povišenja napona za trošila i električne aparate iza mjesta prekida i izazvati njihovo oštećenje odnosno pregaranje jer imaju uvjete kao da su priključeni na dvije faze, a ne između faze i nule.

Kod niskonaponskih kabela velika je paleta presjeka vodiča, vrste izolacijskih materijala i broj godina njihove eksploatacije. Proboji niskonaponskih kabela se pojavljuju na starim uljnim kabelima nedovoljnog presjeka i strujno preopterećenim.

Popravljeni stari uljni niskonaponski kabele su zbog različitih materijala kabela i kabele spojnice kratkog životnog vijeka i kvarovi na tim mjestima najčešće se ponavljaju. Niskonaponski plastični aluminijski kabele kojima je pri radovima oko njih oštećena izolacija i ne probijaju odmah, kvar se manifestira naknadno kao prekid vodiča koji na tom mjestu nestane i pretvori se u neku vrstu praha. Popravci se obavljaju kabelelskim spojnicama, ubacivanjem dijelova kabela i montažom dvije kabelelke spojnice, ali i zamjenom cijelog kabela.

Tabela I: Kvarovi niskonaponskih kabela

Broj kvarova	Godine kvarova	Kratki spoj	Prekid vodiča	Ukupno
2	83, 86, 01	5	1	6
3	89, 12	4	3	7
4	88, 93, 03, 15, 16	15	5	20
5	84, 94, 99	12	3	15
6	92, 97, 98, 14	21	3	24
7	85, 91, 00, 06, 10	20	15	35
8	02, 05, 09, 11	13	19	32
9	87, 95, 94, 07	26	10	36
10	90, 96, 08	20	10	30
11	13	6	5	11
Ukupno		142	74	216

Kvarovi niskonaponskih kabela prikazani su u tabeli I. u godinama pojave, vrsti kvara i ukupnom broju kvarova. Kratki spoj je vezan uglavnom za stare uljne kabele najčešće premalog presjeka vodiča i nove kabele neoprezno oštećene. Na kabeleima s bakrenim vodičima kvarovi su redovito kratki spojevi. Na kabeleima čiji su vodiči aluminijski učestalije pojavljuju se prekidi vodiča. Svi priključeni kupci do mjesta prekida vodiča imaju ispravno napajanje električnom energijom, a oni priključeni iza mjesta kvara imaju poremećaj naponskog stanja, odnosno nestanak jedne faze.

3 SREDNJENAPONSKI KABELI

Najčešći kvarovi u srednjenaponskim kabelelskim mrežama su kvarovi prema zemlji, odnosno slabljenje ili proboj izolacije prema plaštu, u pogonskom pogledu manifestiraju se u dva oblika, kao jednopolni kratki spojevi i dozemni spojevi, ovisno o tretiranju zvjezdišta pojedine srednjenaponske mreže. Pri dozemnim spojevima u srednjenaponskim mrežama s izoliranim zvjezdištem posebno je opasna pojava neizbježnog prenapona koji usputno može prouzročiti i kvarove na mjestima oslabljene izolacije u bilo kojem dijelu mreže, s tim da su tome posebno izložene mješovite, pogotovo stare kabelelke i nadzemne mreže, pa je zbog njihove razgranosti lokalizacija dionice u kvaru znatno otežana, pogotovo pri pojavi dvostrukog dozemnog spoja koji ima većini slučajeva obilježja dvopolnog kratkog spoja.

3.1 Uzroci i vrste kvarova

Uzroci kvarova mogu biti mehanički zbog nepažljivih građevinskih radova na kabelelskoj trasi, oštećenje kabela prije polaganja, nestručna montaža i pogotovo izbor nekvalitetnog ili pogrešnog spojnog materijala i pribora.

U tabeli II. prikazani su uzroci kvarova i njihov udjel u ukupnom broju i to samo za kvarove koji su istraživani mjernim metodama za točno određivanje mjesta kvara.

Prema uzrocima kvarova najviše ih je od građevinskih radova u blizini kabela odnosno mehanički uzrokovani kvarovi.

Tabela II: Uzroci kvarova

Uzrok	VN	%	NN	%
Mehanički	49	43	137	76,5
Spojnice	49	43	12	6,7
Završetci	3	2,63	6	3,4
Proboj	10	8,76	15	8,4
Montaža	2	1,74	9	5
Nepoznato	1	0,87	0	0
Ukupno	114	100	179	100

Na tim mjestima ugrađivane su kableske spojnice, ponekad i dvije uz ubacivanje dijela kabela. Kableske spojnice su u pravilu mjesta gdje je kabel oslabljen. Značajan uzrok kvarova na kabelima je kvar na kabelskoj spojnici pogotovo na srednjenaponskim kabelima. Naime, montaže olovni spojnica na uljnim kabelima specifičan su posao koji je montažerski vrlo zahtjevan. Najviše kvarova na kabelskim spojnica bilo je na mjestu spoja spojnice i kabela gdje je puknuće lemljenog spoja izazvalo curenje ulja neophodnog za izolaciju. Jedan dio kvarova vezan je i uz prelaganje kabela i njegovo nastavljanje drugom vrstom kabela gdje je spoj različitih vrsta materijala potencijalni uzrok kvara na kabelu. Gotovo isto objašnjenje može se primijeniti i na kvarove na kabelskim završecima. Samo za jedan kvar na kabelu bio je nepoznat uzrok, s tim da mjesto kvara nije niti pronađeno i što je još zanimljivije tijekom naponskog ispitivanja kabel je podnosio sve viši napon ispitivanja umjesto da je obratno kako je to uobičajeno kod takozvanog propaljivanja kabela. To se događalo na 35 kV kabelu i nakon uključenja kvar se više nije pojavio. Zaista neobičan događaj!?!.

Tabela III: Kvarovi srednjenaponskih kabela

Broj kvarova	Godine kvarova	Kratki spoj	Dozemni	Ukupno
1	88	0	1	1
2	82, 84, 87, 93, 96, 06	3	9	12
3	83, 89, 91, 95, 00, 10	1	17	18
4	85, 94, 99, 03	3	13	16
5	86, 90, 04, 08, 09	2	23	25
6	92, 01, 07	4	14	18
7	98, 05	1	13	14
10	02	4	6	10
Ukupno		18	96	114

Kvarovi srednjenaponskih kabela prikazani su u tabeli III. s prevladavajućim brojem dozemnih spojeva zbog proboja jedne faze prema zemlji. Dio kvarova vezan je za nekvalitetnu montažu kabelskih spojnica i kabelskih završetaka najčešće uzrokovanih nepoznavanjem tehnologije montaže i primjene novih vrsta materija. Pogotovo se to odnosi na prelazne kableske spojnice s trožilnog uljnog kabela na jednožilni plastični kabel kada se dovoljna pažnja ne posveti poluvodljivom sloju ekraniziranog kabela.

4 OTKLANJANJE KVAROVA

Prema vrsti kabela, vrsti kvara, razini oštećenja na mjestu kvara i uvjetima u okolišu kvara određuje se način otklanjanja kvara odnosno popravka kabela.

Tabela IV: Kvarovi na istom kabelu

Broj kvarova	Broj kabela	Ukupno kvarova	Udjel
1	30	30	26,3
2	13	26	22,8
3	9	27	23,7
4	3	12	10,5
5	1	5	4,4
6	1	6	5,2
8	1	8	7
Ukupno	58	114	100

U tabeli IV prikazano je ponavljanje kvarova na srednjenaponskim kabelima pa je vidljivo da su neki kabele više bili izloženi kvarovima. Prikazani brojevi kvarova odnose isključivo na kvarove za koje se nije znalo točno mjesto kvara i upotrebljavana je aparatura za precizno određivanje mjesta kvara. Broj kabela koji su izloženi kvaru je 58 u odnosu na 156 kabela koji su trajno u pogonu pokazuje da većina kabela funkcionira bez poremećaja. Popravci kabela vezani su uz ugradnju kabelaških spojnica. Ulni srednjenaponski kabele su popravljani ugradnjom olovni kabelaških spojnica koje su postajale posebno kritično mjesto za nove kvarove. Kad je takva kabelaška spojica u kvaru, više se nije mogla popraviti ugradnjom jedne kabelaške spojnice nego, ugradnjom dvije kabelaške spojnice i komadom kabela između njih. Ovo pokazuje da se vjerojatnost ponovnog kvara na takvom kabelu jako povećava. Ovakvom načinu popravka kvara pribjegavalo se kad je kvar ispod prometnica i na mjestima gdje nije fizički moguće montirati kabelašku spojnicu. Kabele na kojima su češće bili kvarovi ili su oštećivani pa imaju više kabelaških spojnica kao potencijalno vjerojatnijih mjesta kvara se zamjenjuju djelomično ili u cijelosti novim jednožilnim kabelima.

5 KVAR SVIH KVAROVA

E, KAD HOĆE HOĆE!?!

Jedan specifični kvar na kabelu koji treba spomenuti, kao zaista rijetku iskustvenu pojavu, zavrjeđuje kratki opis. Spletom čudnih okolnosti obavljen je netipični slučaj kvara na kabelu. Iskustvo koje se najbolje uokviruje Murphyjevim zakonom. Iskustveno je bilo neprihvatljivo da je kratki spoj na jednožilnom kabelu, koji je prvi dio glavne trase, razgranatih dalekovoda, po olujnom nevremenu dok puše vjetar, pada mokri snijeg, padaju stupovi, pucaju vodiči i ruše se drveća na dalekovodima spojenim na taj kabel. Uz to i nemogućnost njegova rješenja i jedinstveno, rijetko ponovljivo iskustvo, već je dovoljno i zato što je kratki spoj bio na jednožilnom kabelu u uvjetima kad zdrav razum u najmanju ruku zakazuje. Kvar je stvarno bio na kabelu i to kratki spoj na jednožilnom kabelu!?!

U tom događaju, na istom mjestu i prostoru, ujedinilo se niz neovisnih okolnosti koje same za sebe ne predstavljaju posebne probleme, ali ih nije na odmet spomenuti.

Kabel je relativno dugačak, čak 2.589 metara, ima dva presjeka 35mm² i 50mm², dvije vrste izolacije, EPR i XLP, dvije izvedbe plašta, dio sa žicama, dio s trakama i šest spojnica od samovulkanizirajućih izolacijskih traka. Kabel nije bio vodonepropustan. Nije postojala geodetska snimka kabela. Bez tog kabela struja dozemnog spoja u tom dijelu srednjenaponske mreže smanjila se ispod razine osjetljivosti dozemne relejne zaštite, koja je u takvim uvjetima potpuno nedjelotvorna. Kabel je dijelom položen uz metalni plinovod i telekomunikacijski kabel, imao je prelaze ispod prometnica i preko riječnog mosta u metalnoj preuskoj cijevi, a cijela trasa je položena po vrlo močvarnom, trusnom području pa probleme stvaraju, snijeg i susnježica praćena jakim vjetrom, a zatim kiša voda i blato. Oba kraja kabela su visoko postavljena kroz metalnu zaštitnu cijev. Prvi na provodni izolator u transformatorskoj stanici, u neposrednoj blizini napona susjednog provodnog izolatora, a drugi na odcjepni "A" stup dalekovoda. Pristup završecima kabela je onemogućen bez upotrebe mehanizacije, a otpajanje kabela bez isključenja dijela elektroenergetskog postrojenja i osiguranja mjesta rada. Prva mjerenja su pokazala su dvije žile u kvaru i onu koja je, uvjetno, ispravna. Prve refleksije valova iz lokatora na jednoj žili bile su jasne, a na drugoj nejasna radi utjecaja lutajućih struja, što je ukazivalo i na njen spoj sa zemljom. Ipak, makrolokacija kvara je bila moguća bez obzira što se nije znala točna brzina vala refleksije. Radi mikrolokacije priključen je udarni generator koji se nije praznio baš dobro. Rezultat je ipak vrlo zadovoljavajući i treba otići na teren. A SADA DOLAZI ZAKON "MURPHY", nešto kao odskočna daska za skok u bezdan. Izbijanje udarnog vala se čuje po cijeloj trasi, na svim plinskim priključcima, na mjestima kabelaških spojnica i u metalnoj cijevi na prelazu preko mosta, pa zapravo ništa nije jasno. Pri sljedećem mjerenju otkazalo je mjerno područje lokatora kvara pa su korištene ručno nacrtane skice refleksije, jer lokator nije memorijski. Kabelaške spojnice su prva sumljiva mjesta kvara, ali kad su otkopane nije bilo sumljivih tragova kvara. Kad su kabelaške spojnice otpiljene iz njih i kabela je curila voda, ali i dalje ni traga od kvara. Da bi se odredilo, onu uvjetno, zdravu žilu u otkopanom rovu, bez koje nastavak ispitivanja nije moguć, trebalo je upotrijebiti nimalo jednostavnu metodu diferencijalne struje. Nakon niza, prema definiciji gotovo uzaludnih, pokušaja kratki spoj je ipak pronađen, ali ne i kvar. Na tom mjestu su kabeli bili međusobno iskrižani, vidljivo oštećeni i dvije žile spojene i kad su razdvojene kvar na kabelu je i dalje prisutan! I TO JE TO!?!?

6 KRITERIJI ZA OBNOVU SREDNJENAPONSKE KABELSKE MREŽE

Radi lakšeg planiranja izgradnje i rekonstrukcije srednjenaponske kabelaške mreže postavljeno je pet kriterija prema kojima bi se utvrđivalo zahvate na kabelima. Kriteriji su postavljeni prema važnosti zahvata u srednjenaponskoj kabelaškoj mreži i rezultat su zatečenog stanja kabelaške mreže i višegodišnjeg iskustva, a sve da bi se povećala raspoloživost i fleksibilnost u upravljanju koja osigurava sigurnu i redovitu opskrbu potrošača električnom energijom. Ovi kriteriji nastali su višegodišnjim praćenjem događaja u srednjenaponskoj gradskoj kabelaškoj mreži. Kriteriji nisu bili obavezujući, ali su omogućavali jasniji uvid kod odabira tehničkih rješenja za rekonstrukciju i izgradnju kabelaške mreže i upućuju na prioritete pri njihovom odabiru, a oni su svrstani u pet nivoa. To su:

- A. Kabeli koje treba dovršiti
- B. Kabeli koji zatvaraju petlje
- C. Kabeli za zamjenu nadzemnog dalekovoda
- D. Kabeli izgrađeni iz dva različita tipa kabela
- E. Ostali trožilni kabeli
 - E.1. Kabeli koji imaju premale presjeke vodiča
 - E.2. Kabeli koji su bili više puta u kvaru ili su na njima sagrađeni objekti
 - E.3. Svi ostali trožilni kabeli

6.1 Kriterij „A“

Kriterij "A" ima najviši prioritet jer su u tu grupu kabela svrstani nedovršeni kabele koji nisu pogonski spremni. Spletom okolnosti događaju se prilike da se u sklopu rekonstrukcije ulica i infrastrukture u njima mogu položiti i kabele koje zbog stanja na terenu nije moguće odmah i potpuno dovršiti, pa pitanje njihovog dovršetka ne trpi neke dulje odgode.

6.2 Kriterij „B“

Kriterij "B" ima visoki pogonski prioritet i u tu grupu kabela predloženi su novi kabele koji omogućavaju spajanje radijalno priključenih transformatorskih stanica u petlju i osiguravaju njihovo dvostrano napajanje. U razvoju ili proširenju srednjenaponske gradske kableske mreže neke distribucijske transformatorske stanice su spojene radijalno i nisu imale potrebnu rezervu. Takvim radijalno priključenim transformatorskim stanicama treba osigurati rezervno napajanje radi pogonske sigurnosti potrošača i lakšeg upravljanja srednjenaponskom kableskom mrežom.

6.3 Kriterij „C“

Kriterij "C" uključuje kabele koje je potrebno izgraditi i ima visoki prioritet zbog opće sigurnosti ljudi i imovine, a sve radi zamjene nadzemnih dalekovoda u urbanim cjelinama koji predstavljaju latentnu opasnost ili otežavaju razvoj i širenje prigradskih područja. To su novi kabele koje treba izgraditi radi zamjene priključnih nadzemnih dalekovoda za transformatorske stanice u prigradskim naseljima. Srednjenaponska kableska mreža u prigradskim dijelovima grada jednim dijelom još uvijek pripada vanjskoj nadzemnoj srednjenaponskoj mreži i pogonski je ovisna o stanju u njoj, pa je u takvim uvjetima ugrožena sigurna i redovita opskrba kupaca električnom energijom. Zato se nadzemna srednjenaponska mreža u prigradskim dijelovima mora mijenjati i postepeno ugrađivati kabele kao zamjenu za nadzemne dalekovode. Jedan način je izgradnja kabela umjesto priključnog nadzemnog dalekovoda. Na taj se način otklanja opasnost koju nadzemni dalekovodi predstavljaju, ali to se uglavnom provodi etapno prema razvojnim planovima za proširenje gradske kableske mreže ili stihijski prema zahtjevima s terena. U pogonskom smislu se ne dobiva veća pouzdanost i sigurnost opskrbe jer taj dio elektroenergetskog postrojenja i dalje pripada vanjskoj nadzemnoj srednjenaponskoj mreži, pa je zajednička potreba za sva prigradska područja da ih se što prije prespoji na gradsku kablesku srednjenaponsku mrežu. To je vezano za polaganje novih srednjenaponskih kabela i omogućavanje njihovog spoja na postojeće transformatorske stanice, tornjiće, zračne željezne, rešetkaste aluminijske i one na betonskom stupu, tako da bi postojeći srednjenaponski priključak, kableski ili nadzemni, postao rezerva.

6.4 Kriterij „D“

Kriterij "D" određen je za kabele koji su trenutno pogonski ispravni, ali su izgrađeni iz bar dva tipa kabela i s različitim izolacijama. To su trožilni 10 kV kabele, najčešće uljni papirom izolirani, na koje su prelaznim spojnica spojeni jednožilni 20 kV kabele izolirani plastikom. U pravilu su to privremena rješenja koja zadovoljavaju pogonsku sigurnost srednjenaponskog elektroenergetskog sustava, a najčešći uzroci takvih rješenja su nemogućnost zamjene starih kabela na cijeloj trasi, interpolacija novih distribucijskih transformatorskih stanica sistemom ulaz-izlaz, otklanjanje kvarova radi brzog uključenja kabela u normalno pogonsko stanje i ugradnja novih sklopnih blokova koji mogu biti spojeni samo jednožilnim kabelima. Spojna mjesta na tim kabelima su i njihova najosjetljivija mjesta i potencijalna su mjesta kvarova.

Zato su svi ovako izvedeni kabeli svrstani u posebnu grupu prioriteta za cjelovitu zamjenu koja nema posebnu hitnost i izvodi se prema ostvarivim mogućnostima sve dok srednjenaponska elektroenergetska mreža ima pogonski napon 10 kV i do prelaska na 20 kV napon svima ovima kabelima stari dijelovi će biti zamijenjeni.

6.5 Kriterij „E“

Kriterij "E" ima najniži, ali ne i nevažni nivo prioriteta. U ovu grupu trožilnih kabela svrstani su svi ostali trožilni srednjenaponski kabeli koji funkcioniraju bez problema u pogonu, ali zbog tendencije zamjene i obnove srednjenaponske gradske kableske mreže razvrstani u tri podgrupe radi lakšeg pristupa odabiru tehničkih rješenja rekonstrukcije kableske mreže. Pošto je kableska mreža dugo vremena izgrađivana trožilnim, papirom izoliranih uljnih kabela, naponskog nivoa 10 kV, predviđena je njihova zamjena i ugradnja jednožilnih plastičnih kabela 20 kV kao preduvjet za prelazak na taj naponski nivo. Bez obzira što su to pogonski ispravni kabeli podijeljeni su u podgrupe s tim da se ipak prednost daje starim kabelima malih presjeka i kabelima koji su više puta izazivali pogonske probleme i imali kvarove, s tim u vezi i više spojnih mjesta, kao potencijalnih mjesta novih kvarova. Kao kriterij "E1" je predložen premali presjek vodiča kabela. To su stari kabeli s presjecima bakrenih vodiča 70 i 95 mm². Kriterij "E2" obuhvaća grupu kabela koji su bili više puta u kvaru i zbog toga duže vrijeme izvan funkcije. Takvi kabeli uz to imaju više ugrađenih kableskih spojnica koje su mjesta, relativno opasnija, za nastanak novog kvara na kabelu. Na trasama nekih postojećih kabela sagrađeni objekti i oni su na tim mjestima nedostupni. U slučaju kvara na njima, ispod ili u blizini tih objekata, popravci su dugotrajni i cijelo to vrijeme kabel nije pogonski spreman. Kriterij "E3" obuhvaća sve ostale trožilne 10 kV kabele. Njihovi su presjeci aluminijskog vodiča 185 mm², a oni ne uzrokuju pogonske probleme.

6.6 Struktura srednjenaponske kableske mreže nakon šestogodišnjeg ulaganja

Osnovna podjela kabela u srednjenaponskoj gradskoj kableskoj mreži bila je na jednožilne kabele izolirane umjetnom masom i na trožilne kabele.

Tabela V: Kabeli u mreži 2008. godine

Tip kabela	Kom	Udio (%)	Dužina (m)	Udio (%)
XHE 49A 1x150 mm ²	62	39,74%	30.940	36,90%
XHP 48A 1x150 mm ²	16	10,26%	13.740	16,38%
IPO 13A 3x185 mm ²	45	28,85%	25.200	30,06%
IPO 13A 3x150 mm ²	2	1,28%	540	0,64%
IPO 13 3x70 i 3x95 mm ²	15	9,62%	4.720	5,63%
PP 41 3x70 i 3x95 mm ²	9	5,77%	4.910	5,86%
EpHP 81A 3x185 mm ²	7	4,49%	3.795	4,53%
Ukupno	156	100,00%	83.845	100,00%

Početna struktura tipova i presjeka srednjenaponskih kabela u gradskoj mreži prikazana je u tabeli V i približno je jednak udjel jednožilnih i trožilnih kabela u broju dionica i ukupnoj dužini. Za zamjenu postojećih trožilnih kabela isključivo su upotrebljavani jednožilni kabeli XHE 49-A 1x150 mm².

Tabela VI: Kabeli u mreži 2014. godine

Tip kabela	Kom	Udio (%)	Dužina (m)	Udio (%)
XHE 49A 1x150 mm ²	96	61,54%	46.029	54,89%
XHP 48A 1x150 mm ²	16	10,26%	13.740	16,38%
IPO 13A 3x185 mm ²	28	17,95%	16.123	19,23%
IPO 13A 3x150 mm ²	1	0,64%	297	0,35%
IPO 13 3x70 i 3x95 mm ²	7	4,49%	2.436	2,91%
PP 41 3x70 i 3x95 mm ²	6	3,84%	3.640	4,34%
EpHP 81A 3x185 mm ²	2	1,28%	1.590	1,90%
Ukupno	156	100,00%	83.845	100,00%

U tabeli VI prikazano je kako izgleda ista struktura kabela kao u tablici V. nakon šest godina ulaganja u srednjenaponsku gradsku kabelsku mrežu. Ovako odabrani kriteriji kao podloga za rekonstrukciju srednjenaponske gradske kabelske mreže pokazali su se ispravni. Udjel jednožilnih kabela je znatno povećan, a udjel preostalih trožilnih kabela bitno je smanjen uglavnom na one koji su još pogonski potpuno ispravni. Njihova zamjena ovisi o razvojnim planovima ili posljedicama daljnjih pogonskih događaja u srednjenaponskoj gradskoj kabelskoj mreži

7 ZAKLJUČAK

Dugogodišnjim sudjelovanjem u radu i praćenju pogonskih događaja u kabelskim mrežama stvara se kvalitetna podloga za planiranje ulaganja u njenu obnovu, razvoj i pogonsku sigurnost. Iskustvo i uvježbanost pogonskog osoblja uz kvalitetnu ažuriranu dokumentaciju preduvjet je brzog i efikasnog djelovanja u kabelskoj mreži.

8 LITERATURA

- [1] Srb V, 1970, "Kabelska tehnika (priručnik)", "Tehnička knjiga, Zagreb"
- [2] Ristić S, V, 1987: "KABLOVI (dijagnostika kvarova)", "Tehnička knjiga, Beograd"
- [3] VUKOMANOVIĆ S, 1982: "Moderno nalaženje defekta na kablju" CIGRE, osmi simpozij o energetskim kabelima", "CIGRE, Donji Milanovac"
- [4] Popović J, 2003: "Istraživanje kvara na kablju u nepovoljnim uvjetima", "6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat"
- [5] Popović J, Popović Z, Čulibrk D, Nikolić I, Gaiger J., Bilek A, Đurović B, 2011: "Uzroci, popratne pojave i otklanjanje kvarova na kabljevima", HRO CIGRE, Cavtat"
- [6] Popović J, Popović Z, Čulibrk D, 2015: "Analiza višegodišnjih ulaganja u srednjenaponsku kabelsku mrežu", HRO CIGRE, Šibenik

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.04)**B1.04****IZBOR ODVODNIKA PRENAPONA ZA ELEKTRIČNU ZAŠTITU KABLA****SHEATH VOLTAGE LIMITERS (SVLS) SELECTION****Ivana Mitić, Ognjen Biočanin, Miloš Mandarić ***

Kratak sadržaj: Kako bi se sprečile ili barem minimizirale cirkulacione struje u električnoj zaštiti kablovskog voda, duž trase se može primeniti uzemljenje električne zaštite na jednom kraju ili preplitanje električne zaštite. Otvorene krajeve kao i tačke preplitanja potrebno je zaštititi od sporih i brzih prenapona odgovarajućim odvodnicima prenapona za električnu zaštitu kabla (SVL). SVL se ugrađuju u *link-box* kutije, koje mogu biti instalirane ispod ili iznad nivoa tla, u zavisnosti od položaja kablovskih spojnica i završnica. Glavni kriterijum za odabir SVL-a je napon indukovani u električnoj zaštiti. U ovom radu je prikazano poređenje kriterijuma za odabir SVL-a prema sledećim dokumentima:

- IEC 60099-5: Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations
- Electra 128-2: Guide to the protection of specially bonded cable systems against sheath overvoltages
- CIGRE TB 283: Special bonding of high voltage power cables
- CIGRE TB 797: Sheath bonding systems of AC transmission cables - Design, testing, and maintenance
- ENA Engineering Recommendation C55 Insulated sheath power cable systems

Ključne reči: *SVL, uzemljenje električne zaštite, kabl*

Abstract: To prevent or at least minimize circulating currents in cable sheaths, single point bonding or cross bonding can be implemented along the cable route. The open ends as well as the cross-bonding points should be protected against slow- and fast-front overvoltages by suitable sheath voltage limiters (SVLs). SVLs are installed in link boxes at joint bays, either underground or above ground depending on the location of the cable joints, as well as at terminations. The main criteria for selecting SVLs is the sheath to earth voltage. This paper presents comparison of criteria for the selection of SVL in accordance with the following documents:

- IEC 60099-5: Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations [1]
- Electra 128-2: Guide to the protection of specially bonded cable systems against sheath overvoltages [2]
- CIGRE TB 283: Special bonding of high voltage power cables [3]

* Ivana Mitić, Mott MacDonald, ivana.mitic@mottmac.com
Ognjen Biočanin, Mott MacDonald, ognjen.biocanin@mottmac.com
Miloš Mandarić, Mott MacDonald, milos.mandaric@mottmac.com

- CIGRE TB 797: Sheath bonding systems of AC transmission cables - Design, testing, and maintenance [4]
- ENA Engineering Recommendation C55 Insulated sheath power cable systems [5]

Key words: *SVL, bonding arrangement, cable*

1 INTRODUCTION

The choice of bonding design will depend on the length of the cable circuit and the normal/short-time current rating.

If the cable sheath is grounded at both ends, any dielectric stress on the insulation can be avoided, but thermal losses occur due to circulating currents in the sheath. To minimise the sheath losses caused by these circulating currents and thus increase the circuit rating capability, specially bonded cable system needs to be considered. Depending on the cable route length, there are two types of specially bonded systems:

- Single point bonding, applied by connecting metallic sheaths together and earthing the sheaths at one point only along the cable route. Used for shorter route lengths (typically less than 1 km). Disadvantages of single-point bonding:
 - 1) there is voltage at the open end, especially in the case of fault
 - 2) the protection device operation is entirely dependent on a single earthing point.
 - 3) it is not possible to measure partial discharges online using a high-frequency current transformer (HFCT) at the open end of the sheath.

The solution to the first two disadvantages is to use SVL at the open end of the sheath in the link box.

- Cross-bonding, applied by sectionalising the cable route into elementary sections and cross connecting sheaths at joint bays in order to neutralize the total circulating currents through sheaths in each group of three consecutive sections.

To mitigate the risk of failure of the sheath insulation, the open ends as well as the cross-bonding points can be protected against slow- and fast-front transient overvoltages by suitable sheath voltage limiters (SVLs). SVLs are installed in link boxes at joint bays either underground or above ground depending on the location of the cable joints as well as at terminations.

The voltage between the sheath and the ground is the main factor in selection of SVLs. The analysis that relates to induced power frequency sheath voltages during normal, emergency, and through-fault conditions is more significant in selecting SVLs correctly compared to the analysis of transient voltages caused by lightning or switching impulses.

In order to correctly select a SVL the following parameters must be established:

- Induced sheath voltage under steady-state conditions (at maximum load current)
- Induced sheath voltage under through-fault conditions
- Impulse withstand level of sheath insulation, joint sectionalising insulation, bonding leads and link boxes.

2 INDUCED SHEATH VOLTAGE

The induced voltage in the cable metallic sheath is dependent on:

- Current passing through the cable conductor (either steady state or short circuit current)
- Installation arrangement
- Cable route length

While induced voltages due to steady state currents can be insignificant, induced voltages due to short circuit currents (faults), particularly ph-E faults in effectively earthed systems, play a crucial role for the SVL selection.

Estimating sheath overvoltages during system faults can be challenging and often requires specialized software. To address this, simplified formulas are used at the design stage of projects for calculating the maximum expected overvoltages. These formulas are based on detailed calculation analyses considering three types of faults (as per Appendix 2 of Electra 128-2):

- 3-phase symmetrical fault
- Phase to phase fault
- Single phase to earth fault

2.1 3-phase symmetrical fault (external to the cables) and steady state

Induced sheath voltages per meter for single point bonding and cross-bonding system during 3-phase symmetrical fault external to the cables are the same as during the steady state conditions [2], [3], [7]:

$$E_1 = j \cdot \omega \cdot I \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2 S_{12}^2}{d S_{13}} \right) + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left(\frac{2 S_{13}}{d} \right) \right) \quad (2.1)$$

$$E_2 = j \cdot \omega \cdot I \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(+\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4 S_{12} S_{23}}{d^2} \right) + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left(\frac{S_{23}}{S_{12}} \right) \right) \quad (2.2)$$

$$E_3 = j \cdot \omega \cdot I \cdot 2 \cdot 10^{-7} \left(-\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2 S_{23}^2}{d S_{13}} \right) - j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \left(\frac{2 S_{13}}{d} \right) \right) \quad (2.3)$$

Where:

E : sheath voltage gradient for a particular phase [V/m]

d : geometric mean diameter of metallic sheath [mm]

S_{12}, S_{23}, S_{13} : are axial phase spacings [mm]

I : steady state / short circuit current [A]

ω : is angular frequency of the system [-]

In Electra 28 [6], it was considered that in the case of a phase-to-phase fault for cross bonded system, no sheath current flows due to balanced condition. However, in the normal case, sheath currents will flow, and use of computer calculations is required to obtain an exact solution. It is not possible to derive a simple equation for the sheath voltages, but voltages between sheaths are less than those in formulas 2.1, 2.2 and 2.3 [2],[7].

2.2 Phase-to-phase and phase-to-earth fault

Induced sheath voltage gradients for single point bonding system during phase-to-phase fault between phases 1 and 2 for I_{12} fault current [2]:

$$E_1 = j \cdot \omega \cdot I_{12} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{2S_{12}}{d} \right) \quad (2.4)$$

$$E_2 = -j \cdot \omega \cdot I_{12} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{2S_{12}}{d} \right) \quad (2.5)$$

$$E_3 = -j \cdot \omega \cdot I_{12} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{S_{23}}{S_{13}} \right) \quad (2.6)$$

In case of single phase to earth fault for cross bonded system, the returning current divides between the metallic sheath / screen and the earth. The effect of the earth current is important, and to calculate these it is necessary to know the values of ground resistivity. Formulas for different installation arrangements are given in IEEE 575 [7].

Induced sheath voltage gradients for single point bonding system during single phase to earth fault in phase 1 external to cables [2]:

$$E_1 = I_{1E}(R_c + j \cdot \omega \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{2S_{1c}^2}{d\gamma_c} \right)) \quad (2.7)$$

$$E_2 = I_{1E}(R_c + j \cdot \omega \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{S_{1c}S_{2c}}{S_{12}\gamma_c} \right)) \quad (2.8)$$

$$E_3 = I_{1E}(R_c + j \cdot \omega \cdot 2 \cdot 10^{-7} \ln \left(\frac{S_{1c}S_{3c}}{S_{13}\gamma_c} \right)) \quad (2.9)$$

where S_{1c}, S_{2c}, S_{3c} are the geometric mean spacings between cables 1, 2 and 3 respectively and the earth conductor, R_c resistance of earth conductor, γ_c geometric mean radius of earth conductor (for stranded conductors take 0.75 overall radius).

In a single-point bonded system, the highest induced sheath voltage typically occurs during a single phase-to-ground fault. Conversely, in a cross-bonded system, the highest induced sheath voltage is usually observed during a three-phase fault.

3 ENERGY ABSORPTION CAPACITY

The energy absorption capacity is determined as a function of the current duration and magnitude dissipated through the SVL. SVL shall have the sufficient energy absorption capability, which can be calculated as follows:

$$P_{SVL} = U_{RES} \cdot I_{SVL} \cdot T_{TAIL} \quad (3.1)$$

where, P_{SVL} energy absorption capability of SVL, U_{RES} residual voltage of SVL at a switching impulse, I_{SVL} discharge current of SVL, T_{TAIL} estimated duration of surge.

Discharge current of SVL [8], [9]:

$$I_{SVL} = \frac{2 \cdot \left(0.7 \cdot U \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot 1.15}{\sqrt{3} \cdot 1.1} \right) - e}{Z_s} \quad (3.2)$$

where U rated voltage, e discharge inception voltage of SVL, Z_s surge impedance of cable between conductor and sheath [10]:

$$Z_s = \frac{60}{\sqrt{\epsilon_r}} \cdot \ln\left(\frac{D}{d}\right) \quad (3.3)$$

where ϵ_r relative permittivity of cable insulation, D outer diameter of cable insulation and d outer diameter of cable conductor shield.

The surge energy usually does not exceed the energy absorption capability, so this is not a major factor in choosing the SVL.

4 SVL PARAMETERS U_c , U_r AND U_{res}

The performance of a zinc oxide surge arrester during steady-state operation is determined by its maximum continuous operating voltage (U_c), rated voltage (U_r) and residual voltage during the passage of discharge current (U_{res}) [11].

The continuous operating voltage of an arrester U_c is the maximum power-frequency voltage between its terminals, which the SVL can withstand continually and under which the SVL can normally operate (rms. value of power-frequency voltage that may be applied continuously between the arrester terminals).

The rated voltage of an arrester U_r is maximum permissible rms. value of power frequency voltage between its terminals at which it is designed to operate correctly under temporary overvoltage (TOV) condition, defined as 10 s duration in [11], after being preheated to 60°C.

Residual voltage U_{res} is peak value of voltage that appears between the terminals of an arrester during the passage of discharge current [11]. The protective level of a SVL is the maximum residual voltage measured when carrying the nominal discharge current.

The SVL shall not only be suitable for continuous operation with an applied voltage equal to the sheath induced voltage at full load or at the overload rating for the circuit, but TOV capability should also not be exceeded by induced voltages resulting from all kinds of external system faults.

The difference between the Maximum Continuous Operating Voltage, U_c , and the Rated Voltage, U_r is typically 15-25% (U_r is greater than U_c).

SVLs should be selected to provide protective levels below the impulse withstand voltages of any insulation between the cable sheath and earth (e.g. cable oversheath, joint protection etc.) arising from current impulses (i.e. current surges) in the primary conductor. Traditionally, the maximum value of U_{res} has been limited to 20 kVp, although EHV cables are typically tested at a much higher impulse voltage level and higher values of U_{res} can be considered.

The ratio between rated voltage (U_r) and U_c / U_{res} is generally linear for a specific design of SVL. Selection of a higher value of U_r therefore increases the protective level provided by the SVL, reducing the protective margin between U_{res} and the impulse withstand level of the cable sheath.

The relationship between the SVL parameters and the parameters of the cable system is illustrated in Figure 1.

This illustrates the selection of the SVL to provide a ‘protective margin’ (difference between U_{res} and the impulse withstand voltage of the cable and accessories) and TOV margin (difference between the TOV withstand capability of the SVL and the maximum induced voltage on the cable sheath during passage of fault current).

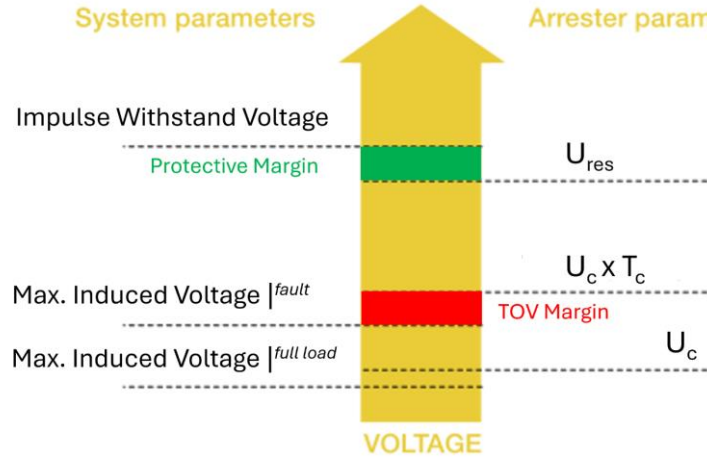


Figure 1: System parameters and SVL parameters

5 SVL SELECTION

5.1 SVL Selection as per IEC 60099-5

In IEC 60099-5: Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations [1], formula for determining the minimum continuous operating voltage of a SVL is given as follows:

$$U_c \geq \frac{U_i \cdot I_k \cdot L_k}{T_c} \quad (5.1)$$

where:

U_c : the continuous operating voltage of the surge arrester [kV]

I_k : the max. short circuit current of the cable (single phase) in [kA]

L_k : the length of the unearthed cable section [km]

U_i : the voltage induced in the per unit length of cable sheath in [kV/(kA × km)]

T_c : the TOV (temporary overvoltage) factor corresponding to the continuous operating voltage U_c

IEC 60099-5 [1] defined U_r as a minimum TOV capability for 10 s. For other combinations of magnitude and duration of TOV the manufacturers give the TOV capability either in factors of the rated voltage, U_r , or in factors of the U_c . The U_r / U_c ratio is typically 1.25.

T_r is the temporary overvoltage factor corresponding to the rated voltage U_r (Figure 20a in [1]) and can be used as an alternative to T_c . SVL TOV capability can be determined either from $U_c \cdot T_c$ or $U_r \cdot T_r$.

Summarised steps in selection of SVL:

1. Calculate induced sheath voltage during fault
2. Determine the TOV factor from the TOV characteristic based on known fault clearance time.
3. Using formula (5.1), calculate SVL's U_c
4. Verify whether the maximum sheath overvoltage is lower than the $TOV = U_c \cdot T_c$.

It is recommended to select the residual voltage of SVL (protection voltage level) to be as low as possible since there is no clear definition or assurance of the oversheath's withstand strength during its service life. U_c / U_r should thus be minimised.

5.2 CIGRE

SVL units should be capable of withstanding continuously the sheath standing voltage applied to the metallic sheath during full load or emergency overload. In addition, the rated voltage of the SVL shall be at least equal to the highest 50 Hz voltage applied to it during system faults [2]. Formulas for calculation of these 50 Hz fault overvoltage are provided in Section 2.

When determining U_c and U_r it should be considered whether the SVL units are connected in star or in delta.

SVL protective level used to establish the necessary insulation levels for the system shall be taken as the highest of the maximum residual voltage during steep current impulse test or high current impulse test [2].

According to CIGRE 797 [4], the general procedure for selecting sheath voltage limiters involves following steps:

1. Calculation of the sheath power frequency (50 Hz) overvoltage during a fault at a specific fault duration.
2. Comparison of the calculated power frequency overvoltage (during a fault) with the TOV characteristics of a selected SVL. The calculated overvoltage shall be less than the temporary overvoltage value ($U_c \times T_c$) at a specific duration allowing for a typical 5% to 25% protection margin (indicated as TOV margin on Figure 1 **Error! Reference source not found.**).
3. If the TOV characteristics of the SVL are not available, the SVL can be selected based on its U_c . U_c should be higher than the calculated power frequency overvoltage¹.
4. Select the Rated Voltage, U_r , from the manufacturer's SVL data sheet based on TOV comparison or selected U_c .
5. Consider the residual Voltage, U_{res} , of the selected SVL. The voltage is the maximum arrester voltage tested at, e.g., 8/20 μs and 10 kA current impulse. This value should be less than the transient overvoltage withstand level of the insulating components (cable

¹ An inherent safety margin is included by the difference between the Maximum Continuous Operating Voltage, U_c , and the Rated Voltage, U_r .

jacket, sheath/screen interrupts in joint bodies, etc.). The selection of SVLs is often done based on a 10 kA impulse current characteristic as this is often the nominal discharge current for a given surge pulse.

6. Verify the energy absorption capability of the SVL to withstand the maximum energy by the dissipated transient surge currents.

5.3 ENA Engineering Recommendation C55 Insulated Sheath Power Cable Systems

The following parameters of the SVL need to be specified [5]:

- Minimum continuous operating voltage (U_c)
- Rated voltage (U_r)
- Nominal discharge current (I_n)
- Protective level

According to ENA C55 [5], the minimum value of U_c shall exceed the maximum power frequency voltage (during a fault) calculated to arise between the cable sheath and earth with margin of at least 5% above the highest expected induced sheath voltage and rated voltage is selected by SVL manufacturer with a margin on top of U_c . U_r is generally between $1.15 \times U_c$ and $1.25 \times U_c$.

The standard nominal 80 / 20 μs impulse discharge currents for surge arrestors, including SVLs are 20 kA, 10 kA, 5 kA and 2.5 kA. As per [5] unless otherwise agreed, SVLs should be chosen to have an I_n of not less than 10 kA, where 10 kA is a generally accepted value for system voltages up to and including 400 kV.

The protective level of a SVL equates to the peak residual voltage (U_{res}) that results from dissipating a particular current impulse waveform (e.g. lightning impulse, steep lightning impulse and switching impulse) with a particular current amplitude.

It is stated that SVLs should be chosen to provide protective levels below the impulse withstand voltages of any insulation between the cable sheath and earth.

6 EXAMPLE OF SELECTION SVL

Table 1 presents the estimated sheath standing voltage for the circuit under steady state and for three phase (LLL) and phase to earth (LG) faults. ECC is assumed located equidistant from the centre and outside phase in flat formation and transposed at the midpoint of the cable route.

Table 1: Cable sheath induced voltages

Circuit arrangement	Rated Voltage	Circuit Length	Rated Current	Fault current (LLL and LG) for 1 s	Cable spacing	Sheath Standing Voltage		
						Rated Load	LLL Fault	LG Fault
	(kV)	(m)	(A)	(kA)	(mm)	(V)	(kV)	(kV)
Flat formation	400	300	1372	63	300	51	2.34	5.73

Table 2 presents differences in the SVL's continuous operating voltage (U_c) and rated voltage (U_r) according to the documents described in the paper for the example cable circuit in Table 1.

Table 2: Continuous operating voltage (U_c) and rated voltage (U_r)

Document	U_c (kV)	U_r (kV)
IEC 60099-5	$\geq 5.73/T_c = 4.41$ (for T_c value, refer to the example in Figure 20b of IEC 6099-5 with prior energy).	$\geq 5.73/T_r = 5.46$ (for T_r value, refer to the example in Figure 20b of IEC 6099-5 with prior energy).
ELECTRA 128-2	> 0.051	≥ 5.7
CIGRE TB 797	≥ 5.73	according to the SVL datasheet and selected U_c , typically ≥ 7.17
ENA C55	≥ 6.02	≥ 7.52

Table 2 indicates that using a different document may result in the selection of a different SVL.

7 CONCLUSION

Various documents (standards, recommendations, brochures) provide similar recommendations for the selection of SVLs for cable circuits. However, some of these documents include safety margins between calculated maximum induced sheath voltage and capability of SVL (either as U_c or U_r), whereas others do not:

- IEC 60099-5: no additional margins are considered in the selection methodology. Users may wish to add a TOV margin (on top of highest expected induced sheath voltage under fault conditions) and a protective margin when using this Standard to select SVL characteristics
- CIGRE TB 797: this recommends leaving a 5% to 25% margin (the TOV margin) between the maximum induced voltage under fault conditions and the SVL TOV capability. If the TOV characteristics of the SVL are not available, U_c should be selected to be higher than the calculated power frequency overvoltage, which includes an inherent safety margin through the difference between the maximum continuous operating voltage U_c and the rated voltage U_r (typically 25%).
Cigre also recommends allowing a protective margin. Although no figure is given, it is noted that IEC 60071-2 [12] suggests using a safety factor of $K_s = 1.15$ for 'internal' insulation (a protective margin of 15%).
- ENA ER C55: this suggests leaving a margin of at least 5% on top of highest expected induced sheath voltage when selecting the continuous operating voltage U_c . As U_c includes an inherent margin from the actual TOV (defined by the rated voltage U_r) this methodology typically gives a minimum TOV margin of $1.05 \times 1.25 = 1.3125$.
It is recommended that a protective margin is allowed between U_{res} and the withstand level of the cable serving and accessories, although no figure is specified

It is considered by the authors that, where possible, SVL selection should be based on a manufacturers TOV characteristic. The TOV factor T_c should be determined using the maximum fault clearance time specified for the network and the minimum value of $U_c \times T_c$ should be selected considering a TOV margin of at least 5%.

If the TOV characteristic of the SVL is not available and T_c is unknown, the SVL should be selected based on the minimum value of U_c . This includes an inherent margin between the maximum continuous operating voltage U_c and the rated voltage U_r , which defines the SVL TOV withstand properties.

The peak residual voltage U_{res} of the selected SVL shall be no greater than the oversheath dielectric strength. If IEC 60071-2 recommendations are followed then a minimum protective margin of 15% should be allowed between U_{res} and the impulse withstand level of the cable serving and accessories.

In most cases, the energy absorption capability of the SVL is not a determining factor in the selection of the SVL as this capability often exceeds the surge energy released during emergency and through-fault conditions.

8 REFERENCES

- [1] IEC 60099-5: Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations, 2018
- [2] Electra 128-2: Guide to the protection of specially bonded cable systems against sheath overvoltages, 1990
- [3] CIGRE TB 283: Special bonding of high voltage power cables, 2005
- [4] CIGRE TB 797: Sheath bonding systems of AC transmission cables - Design, testing, and maintenance, 2020
- [5] ENA Engineering Recommendation C55: Insulated sheath power cable systems, Issue 6, 2022
- [6] Electra 28: The design of specially bonded cable systems, 1973
- [7] IEEE 575: Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, 2014
- [8] T. Gonen, Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design, 2009
- [9] ELECTRA 151, Earthing of GIS - An application guide, 1993
- [10] CIGRE 531 Cable Systems Electrical Characteristics, 2013
- [11] IEC 60099-4: Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems
- [12] IEC 60071-2: Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines, 2023

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.05)**B1.05****PRIVREMENA OPTEREĆENJA KABLA NAKON KVARA INSTALIRANOG U
VAZDUHU****EMERGENCY CABLE RATING IN AIR****Ivana Mitić, Ognjen Biočanin, Miloš Mandarić***

Kratak sadržaj: Za kablove instalirane u vazduhu temperatura provodnika se brzo menja s promenama struje opterećenja, zato ciklična opterećenja su ista kao i trajno dozvoljena struja kablovskog voda. Kratkoročne vrednosti dozvoljenih struja nakon kvara za kablove instalirane u vazduhu mogu se značajno razlikovati od trajno dozvoljene struje. Rad će opisati probleme sa standardom IEC 60853-2: Proračun vrednosti ciklične struje i struje preopterećenja u kablovima — Deo 2: Vrednost cikličnog faktora za kablove napona viših od 18/30 (36) kV, a u slučaju preopterećenja u kablovima za sve vrednosti napona koji se koristi za tranzijente i ciklične struje kabla: -privremene struje kabla u slučaju kvara mogu se izračunati kada je privremeno opterećenje 2.5 puta manje od trajno dozvoljene struje. Ako ovaj uslov nije ispunjen, formule iz standarda ne važe. - samo ograničeni slučajevi su navedeni unutar standarda - proračun se sastoji od više koraka Ovaj će rad predstaviti moguća rešenja za proračun privremenih opterećenja kabla nakon kvara instaliranog u vazduhu.

Ključne reči: *privremeno opterećenje, tranzijenti, struja, vazduh*

Abstract: For cables installed in air, the conductor temperature changes rapidly with changes in load current, and hence, daily load cycles do not allow cyclic rating to exceed the steady-state value. However, short term emergency ratings may significantly exceed steady-state values without exceeding permissible temperature limits. The paper identifies issues with the IEC 60853-2 (Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages). This standard gives manual methods for calculating cyclic rating factors for cables whose internal thermal capacitance cannot be neglected; in general this applies to cables for voltages greater than 18/30 (36) kV. It also gives a method for calculating the emergency rating for cables of any voltage. However, the emergency rating calculations are not applicable where load applied exceeds 2.5 times the steady-state current value, if this condition is not met, the formulas become irrelevant. This paper will present possible solutions for calculation for emergency cable rating in air which are outside the scope of IEC 60853-2.

Key words: *emergency, transient, rating, air*

* Ivana Mitić, Mott MacDonald, ivana.mitic@mottmac.com
Ognjen Biočanin, Mott MacDonald, ognjen.biocanin@mottmac.com
Miloš Mandarić, Mott MacDonald, milos.mandarić@mottmac.com

1 INTRODUCTION

The thermal capacitances and resistances, which represent the constituent parts of the cable and its surroundings, determine the transient temperature response of a cable system. For cables in air, generally the conductor temperature follows changes in load current sufficiently rapidly that the usual daily cycles do not permit peak loads greater than the steady-state value. However, this may not always be the case for transmission circuits with large conductor sizes and short-term emergency ratings for cables installed in air may differ significantly from steady-state values. A method of assessing such transient ratings is given in IEC standard [1].

The speed of heating or cooling in air is 300 times faster than in XLPE insulation due to the difference in thermal diffusion [2]

2 IEC 60853-2

This standard [1] gives methods for calculating the emergency ratings applicable to cables buried in the ground, either directly or in ducts, but also for cables in air. Other installation arrangements, such as multiple cables per phase or the thermal effects of multiple circuits, are not covered by the standard.

Methods for calculating emergency rating factors are intended for emergency loads not greater than about 2.5 times rated full load current (100% load factor). If this condition is not met, the formulas become irrelevant.

An equivalent thermal circuit requires many elements to represent parts between conductor and outer surface of cables of complex construction. As per IEC 60532-2 to simplify the calculation, and to standardize the procedure for all cable types not dealt with in this standard, are given method for combining the several elements in such a circuit into two sections.

The criteria for selecting the thermal circuits to be used for calculating the individual transients depends on the duration of the transient. The standard provides two sets of equations for different durations of emergency rating:

- short duration typically from 10 minutes up to 1 hour, for single core cables up to $\frac{1}{3}T \cdot Q$ (where T is the total thermal resistance of a cable from conductor to outer surface, Q the total thermal capacitance of a cable, and $T \cdot Q$ the thermal time constant of the cable).
- long duration typically greater than 1 hour, for single core cables $> \frac{1}{3}T \cdot Q$

As per [1] for cables in air, it is unnecessary to calculate a separate response for the cable environment. The complete transient temperature rise of conductor above ambient, without correction for variation in conductor loss $\theta(t)$ is obtained by replacing T_B element of equivalent thermal circuit by $(T_B + T_c)$ in the constituent terms of the formula for $\theta_c(t)$ transient temperature rise of conductor above the outer surface of a cable.

Detailed formulas are given in the standard [1]. But only limited cases are provided within the standard and multiple steps are challenging due to requirement to superimpose current steps.

Following the steps from the standard [1] especially for a smaller preload and short postfault duration, large values of the emergency rating can be obtained. The reason for this, as stated in

the standard, is that the formulas cannot be applied when the emergency rating exceeds 2.5 times the steady-state current value.

3 EXTERNAL THERMAL RESISTANCE T_4

IEC standard 60287-2-1 [3] describes a calculation method for the external thermal resistance T_4 of cables installed horizontally in free air, without or with solar radiation. The method includes an iterative procedure for calculating the difference between the cable surface and the ambient air temperatures.

The thermal resistance T_4 of the surroundings of cables in air and protected from solar radiation is given by the formula:

$$T_4 = \frac{1}{\pi D_e^* h (\Delta\theta_s)^{1/4}} \quad (3.1)$$

where

$$h = \frac{Z}{(D_e^*)^g} + E \quad (3.2)$$

D_e^* is the external diameter of cable, h is the heat dissipation coefficient obtained either from the formula 3.2 or using the values from [3], $\Delta\theta_s$ is the difference between the cable surface and the ambient air temperatures.

While buried cables transfer heat to their surroundings by conduction, cables in free air dissipate their heat by convection and radiation, which is highly dependent on the temperature difference between the cable outer surface and the surrounding air. For an installation in air, T_4 is not constant as for buried cables but depends on the cable temperature.

The high sensitivity of T_4 for installations in air may explain lack of accuracy for emergency rating.

4 THERMAL LADDER

One of the solutions for calculation of emergency ratings in air can be to use the energy balance matrix method to solve for temperature. Calculated numerically by solving the energy balanced defined by the matrix equation [5]:

$$[W] = [K] [\theta] \quad (4.1)$$

where:

$[W]$ is the vector of losses injected into each node in the thermal ladder.

$[K]$ is the matrix of thermal conductance's defining the connections between nodes in the thermal ladder.

$[\theta]$ is the vector defining the temperature at each node.

Figure 1 presents thermal ladder diagram for cable installed in air.

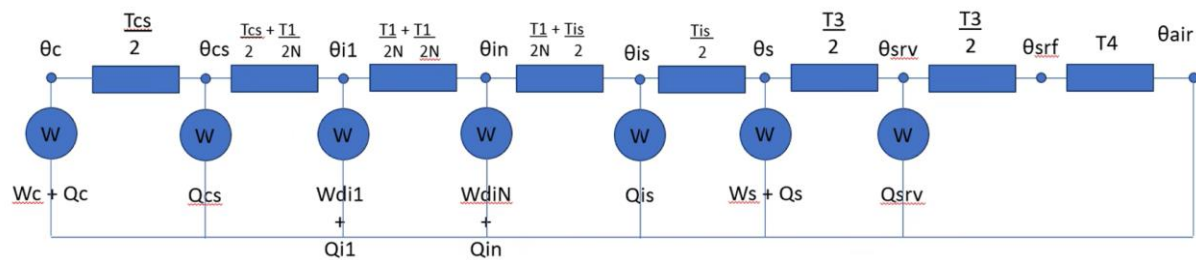


Figure 1: Cable thermal ladder

Table 1: Thermal ladder parametars

Parameter	Value
W_c	Conductor loss of cable
W_{di1}	Dielectric loss of cable node 1
W_{diN}	Dielectric loss of cable node N
W_s	Metallic sheath/screen loss of cable
θ_c	Temperature of conductor of cable
θ_{cs}	Temperature of conductor screen of cable
θ_{i1}	Temperature of insulation midpoint of cable
θ_{in}	Temperature of insulation of cable
θ_{is}	Temperature of insulation screen of cable
θ_s	Temperature of metallic screen/sheath of cable
θ_{srv}	Temperature of oversheath midpoint
θ_{srf}	Temperature of surface of cable
θ_{air}	Temperature of the air
T_{cs}	Thermal resistance conductor screen of cable
T_1	Thermal resistance between conductor and metallic screen/sheath
T_{is}	Thermal resistance insulation screen of cable
T_3	Thermal resistance of cable oversheath
T_4	Thermal resistance of environment

The development of software tools has made it easier to apply complex mathematical tools. The matrix method can be applied to even more complex cases such as multiple cables per phase, and to represent parts between the conductor and outer surface of cables of complex construction.

5 CONCLUSION

The use of matrix methods for calculating emergency response in the air is made easier by modern computer tools. For calculation emergency rating cables installed in air the energy balance matrix methods can be used for calculation.

6 REFERENCES

- [1] IEC 60853-2: Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV, 1989
- [2] CIGRE 640: A guide for rating calculations of insulated cables, 2015

- [3] IEC 60287-2-1: Electric cables - Calculation of the current rating - Part 2-1: Thermal resistance - Calculation of thermal resistance, 2023
- [4] CIGRE 880: Power cable rating examples for calculation tool verification, 2022
- [5] ELECTRA 87-2: Computer method for the calculation of the response of single-core cables to a step function thermal transient, 1983

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.06)**B1.06****ANALIZA PRIMENE PRELAZNIH SPOJNICA ZA KABLOVE SREDNJEG NAPONA U
VETROPARKOVIMA I SOLARNIM PARKOVIMA****ANALYSIS OF THE APPLICATION OF TRANSITION JOINTS FOR MEDIUM
VOLTAGE CABLES IN WIND FARMS AND SOLAR PARKS****Igor Petković, Vladimir Popov***

Kratak sadržaj: U ovom radu analiziraće se različiti tipovi prelaznih spojnica, njihova konstrukcija i tehničke karakteristike, kao i njihova primena u sistemima za prenos energije u vetroparkovima i solarnim parkovima. Posebna pažnja biće posvećena parametrima kao što su kontaktni otpor, termička stabilnost i dugotrajnost spojeva. Takođe, razmotriće se uticaj različitih materijala i tehnologija spajanja na performanse sistema. Cilj ovog rada je da pruži sveobuhvatnu analizu izbora i primene prelaznih spojnica u srednjenaponskim kablovskim sistemima, čime se doprinosi optimizaciji i povećanju efikasnosti prenosa električne energije u postrojenjima obnovljivih izvora energije.

Ključne reči: *Prelazne spojnice, Srednjenaponski kablovi, Obnovljivi izvori energije*

Abstract: This paper analyzes different types of transition joints, their construction, and technical characteristics, as well as their application in power transmission systems within wind farms and solar parks. Special attention is given to parameters such as contact resistance, thermal stability, and the long-term durability of joints. Additionally, the impact of different materials and connection technologies on system performance will be examined. The aim of this paper is to provide a comprehensive analysis of the selection and application of transition joints in medium voltage cable systems, contributing to the optimization and increased efficiency of power transmission in renewable energy facilities.

Key words: *Transition joints, Medium voltage cables, Renewable energy sources*

* Igor Petković, IEE Consult s.e. d.o.o., igor.petkovic@iee.rs
Vladimir Popov, IEE Consult s.e. d.o.o., vladimir.popov@iee.rs

1 UVOD

Ubrzanim razvojem novih solarnih elektrana i novih vetroparkova, dolazi do potrebe za velikom primenom srednjenaponskih kablova. Svaka elektrana se razlikuje po snazi, topografskom položaju, načinu priključenja na mrežu, unutrašnjoj organizaciji elektroenergetskih celina, itd. Srednjenaponski kablovi su jedni od bitnijih delova i čine jednu od mnogih elektroenergetskih celina jedne solarne ili vetro elektrane. Njihovo dimenzionisanje a potom i vođenje unutar neke elektrane zavisi od mnogih parametara. Kao neizostavni deo kablovskih vodova moramo izdvojiti kablovske spojnice.

Kablovske spojnice su sklopovi koji omogućavaju povezivanje dva ili više srednjenaponska kabla. U slučaju kod solarnih i vetroparkova to je najčešće povezivanje dva kabla. One obezbeđuju neprekidan električni tok, omogućavajući da struja nesmetano protiče kroz različite delove kablovske mreže. Spojnice pomažu u stvaranju konstantne i pouzdane električne veze.

Pored klasičnih spojnica koje služe da spoje isti tip i presek kabla, postoje i prelazne spojnice koje spajaju različite tipove i preseka kablova.

2 O KABLOVSKOJ SN MREŽI U SOLARNIM PARKOVIMA I VETROPARKOVIMA

SN kablovska mreža unutar jednog solarnog ili vetroparka je najčešće radijalne konfiguracije i sastoji se od određenog broja strujnih krugova. Jedan strujni krug čini kablovski SN vod koji paralelno povezuje jedan, dve ili više vetrogeneratora, kada je reč o vetroparkovima, ili jednu, dve ili više internih transformatorskih stanica NN/SN kod solarnih parkova. Transformacija je takva, da je najčešći radni napon srednjenaponskih kablova kod vetroparkova i kod solarnih parkova 33 ili 35kV. Topografski položaj elektrana može biti veoma različit, u pogledu položaja vetrogeneratora ili internih TS solarnih elektrana u odnosu na glavnu transformatorsku stanicu u kojoj završavaju SN kablovi. Topografski položaj vetrogeneratora, odnosno internih TS, u odnosu na glavnu transformatorsku stanicu u bitnoj meri utiče na trase strujnih krugova, odnosno deonice strujnih krugova koje završavaju u glavnoj transformatorskoj stanici.

Kako bi se pravilno dimenzionisali SN kablovi, rade se geomehantička ispitivanja. Na osnovu ovih ispitivanja dolazi se do podataka o parametrima tla u koje će se položiti kablovi. Najvažniji rezultati za potrebe projektovanja kablovske mreže, koji se dobijaju ovim ispitivanjima, su specifična termička otpornost tla i sastav tla.

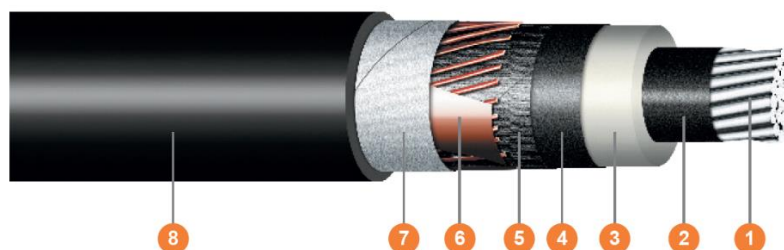
Razvojem vetro i solarnih elektrana velikih snaga dolazi do toga da za jednu elektranu imamo veliki broj strujnih krugova SN kablova. U sledećoj tabeli se mogu videti tipični preseci SN kablovskih vodova koji se koriste u strujnim krugovima.

Tabela 1 : Tipični preseci SN kablovskih vodova

Nazivni poprečni presek	mm ²	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
Prečnik provodnika	mm	11.5	12.8	14.3	15.9	18.4	20.5	23.2	26.2	30.3	34.7

2.1 O tipovima kablova

Najčešće korišćeni tip SN kabla koji se primenjuje u vetroparkovima i solarnim elektranama jeste jednožilni srednjenaponski kabl, sa provodnikom od aluminijuma, tipa XHE 49-A, odnosno prema DIN VDE, NA2XS(F)2Y. Tip odabranog SN kabla je definisan mestom i načinom polaganja kabla za slučaj slobodnog polaganja kabla u rovu (ili po potrebi u kablovsku kanalizaciju). Ovaj tip SN kabla ima okrugli provodnik od aluminijuma, izolaciju od umreženog polietilena (XLPE), slobodnoprovodni sloj ispod i iznad izolacije, električnu zaštitu od bakarnih žica i traka, slabo provodnu bubreću traku ispod i iznad električne zaštite i spoljašnji polietilenski plašt visoke gustine (HDPE). Konstrukcija ovog kabla je prikazana na slici 1.



Slika 1: Konstrukcija NA2XS(F)2Y kabla

- 1 – aluminijumski licnasti provodnik
- 2 – ekran provodnika: poluprovodni sloj na provodniku
- 3 – XLPE izolacija (umreženi polietilen)
- 4 – ekran izolacije: poluprovodni sloj na izolaciji
- 5 – separator – bubreća traka, poluprovodna
- 6 – električna zaštita od bakarnih žica i trake
- 7 – separator – bubreća traka
- 8 – spoljašnji plašt: PE-HD

Izolacija ovog kabla je od umreženog polietilena, koji je jedan od najboljih izolacionih materijala za energetske kablove. Njegove glavne osobine su dobre električne, mehaničke i toplotne karakteristike. Dozvoljena radna temperatura energetskih kablova sa izolacijom od umreženog polietilena je 90°C, a pri kratkotrajnim preopterećenjima i do 130°C za vreme trajanja od 100h godišnje, bez uticaja na vek trajanja kabla. Maksimalna dozvoljena temperatura u kratkom spoju iznosi 250°C.

2.2 Faktori koji utiču na odabir preseka

Kod dimenzionisanja kablova pored parametra okolnog tla koji su veoma bitni, bitan je način vođenja kablova, način uzemljenja električne zaštite kablova, kakvi su koridori paralelnih vođenja, karakteristike SN postrojenja, kao i prisustvo specifičnih ukrštanja sa drugim podzemnim instalacijama. Sve ovo može biti ograničavajućeg karaktera. Kablovski SN vodovi u slobodnim površinama su najčešće položeni u formi trougla direktno u sloju posteljice. Na mestima ukrštanja sa putevima, prugom, rekama, itd, kablovi se polažu u cevima. Način uzemljenja električne zaštite je takav da je najčešće direktno uzemljena na oba kraja. Koridori

paralelnog vođenja mogu biti veoma različiti i zavise od situacije do situacije, broja strujnih krugova, raspoloživosti širine koridora i drugih faktora. SN postrojenje kod transformacije u vetrogeneratorima ili internim TS u solarnim parkovima isto mogu biti ograničavajući faktor, zbog toga što je moguće da imaju izvesna ograničenja u pogledu maskimalnih preseka kablova. Takođe trase SN kablovskih vodova unutar elektrana mogu imati specifična ukrštanja sa drugim instalacijama i vodovima, koja isto mogu biti ograničavajućeg karaktera za dimenzionisanje kablova.

Uzimajući u obzir sva navedena ograničenja, ponekad su ograničenja takva da je potrebno razmotriti rešenje primene prelazne spojnice za SN kablove.

3 OPŠTE O PRELAZNIM SPOJNICAMA

Prelazne spojnice su spojnice koje su namenjene za povezivanje kablova različitih tipova ili dimenzija, obezbeđujući kompatibilnu i pouzdanu vezu. Pogodne su za različite tipove i razne materijale konstrukcije i izolacije. Na primer, mogu bezbedno povezati jednožilni provodnik od aluminijuma sa jednožilnim provodnikom od bakra, ili provodnik manjeg preseka sa provodnikom većeg preseka.

Prelazne spojnice su rešenje, za deo kablovskog voda, koji zbog određenog ograničenja više ne može da prenese zahtevanu struju. Najčešće se kablovski SN vodovi unutar solarnog ili vetroparka dimenzionišu tako da, ako postoji neko ograničenje, da se izabere veći presek kablova. Ovo jeste rešenje u najvećem broju slučajeva. Međutim, postoje slučajevi kada umesto ovakvog rešenja treba razmotriti upotrebu prelazne spojnice. Ti slučajevi su sledeći:

1. Povećanje preseka nije izvodljivo zbog ograničenja opreme (ograničenje preseka kablova koji se može priključiti u SN postrojenje u vetrogeneratoru ili u okviru interne TS u solarnoj elektrani)
2. Povećanje preseka je zahtevano samo na jednom malom delu izvoda zbog otežanih uslova hlađenja. Na primer, polaganje više kablova paralelno ili polaganje kablova na većoj dubini;
3. Ukoliko je planirano priključenje vetroelektrane ili solarne elektrane na elektroenergetski sistem preko priključnog SN kablovskog voda koji se povezuje na postojeću distributivnu TS (najčešće 110/x kV). U ovom slučaju problem predstavlja manipulacija, odnosno polaganje kablova u okviru zgrade postojeće TS zato što su kablovski kanali u postojećoj zgradi predviđeni za distributivne kablove. Tipični distributivni kablovi su najčešće za nekoliko redova veličine manjih preseka od kablova namenjenih za priključenje vetro ili solarne elektrane. Dimenzije kanala u ovom slučaju mogu predstavljati ograničavajući faktor prilikom polaganja kablova u okviru zgrade i, samim tim, usloviti upotrebu prelazne spojnice.



Slika 2: Prelazna spojnica

Na slici 2 je prikazan tipičan sadržak kompleta prelazne spojnice (stvarne komponente zavise od specifičnog tipa spojnice) i one su:

- 1 – Prefabrickovano telo spojnice od izolacionog materijala
- 2 – Materijali za kontinuitet uzemljenja / oklopnog ekrana (zavisno od konstrukcije kabla)
- 3 – Mastiks trake za zaptivanje
- 4 – Spojnica za fazni provodnik
- 5 – Materijali za spoljašnju zaštitu, koji mogu biti:
 - Debelozidna toplotno skupljajuća cev (hibridna spojnica, gde je dozvoljena upotreba toplote)
 - EPDM gumena hladno skupljajuća cev ("potpuno hladna" spojnica, gde upotreba toplote nije dozvoljena)
 - Plastično oblikovana školjka za kapsuliranje smolom

4 PRIMERI KORIŠĆENJA PRELAZNIH SPOJNICA (ANALIZA CYME PRORAČUNOM)

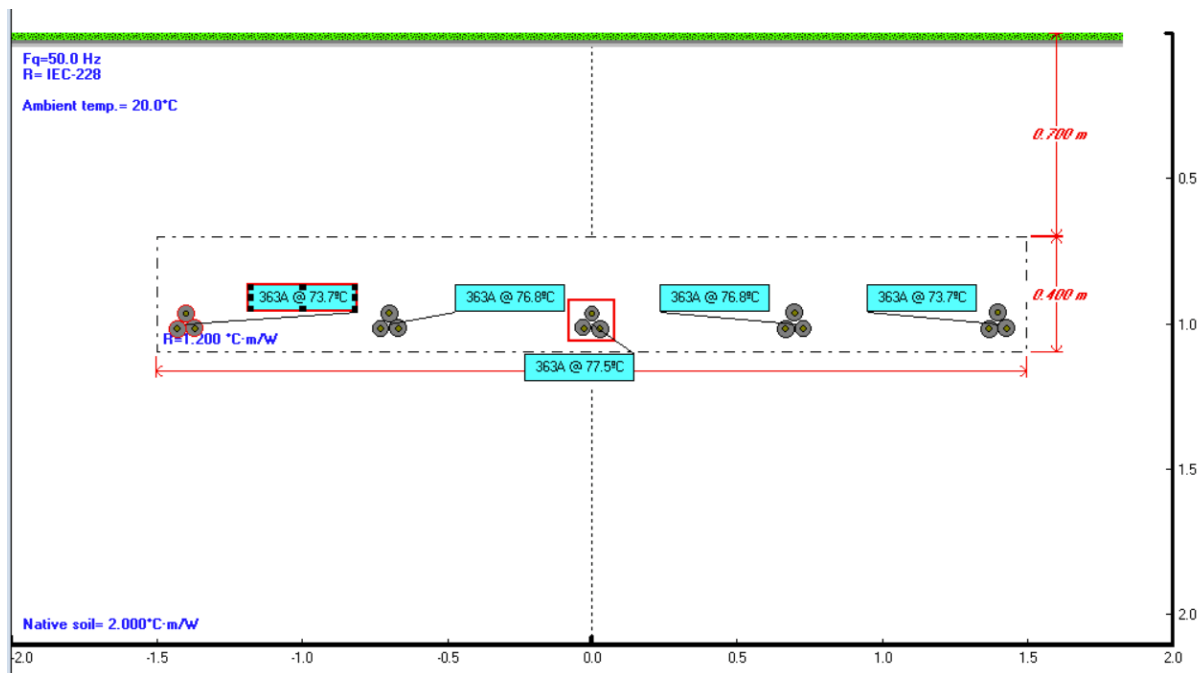
4.1 Slučaj – Ograničenje kod paralelnog vođenja

Razmotrićemo sledeću situaciju. Elektrana ima veliki broj strujnih krugova, na primer, 15 strujnih krugova. Postoje tri odvojena koridora kojim se ti strujni krugovi vode do glavne TS. Proračunom su dimenzionisani kablovski SN vodovi kako bi zadovoljili strujna opterećenja po pojedinačnim koridorima. Međutim, u samo jednom kratkom delu, ispred glavne TS, zbog raznih ograničenja i nemogućnosti da se proširi koridor, svih 15 strujnih krugova će morati da se vodi paralelno u jednom zajedničkom koridoru. U tom kratkom delu, kablovi koji su predhodno dimenzionisani tako da strujno zadovoljavaju vođenje po svim koridorima do te tačke, u ovom delu neće zadovoljiti zahtevano strujno opterećenje. Ako su ove deonice strujnih krugova kratke, može se razmotriti povećanje preseka kablova kako bi bio rešen problem.

Međutim, ako su te deonice duge, to bi sa ekonomskog aspekta bilo znatno povećanje troškova, te je potrebno razmotriti i druga rešenja.

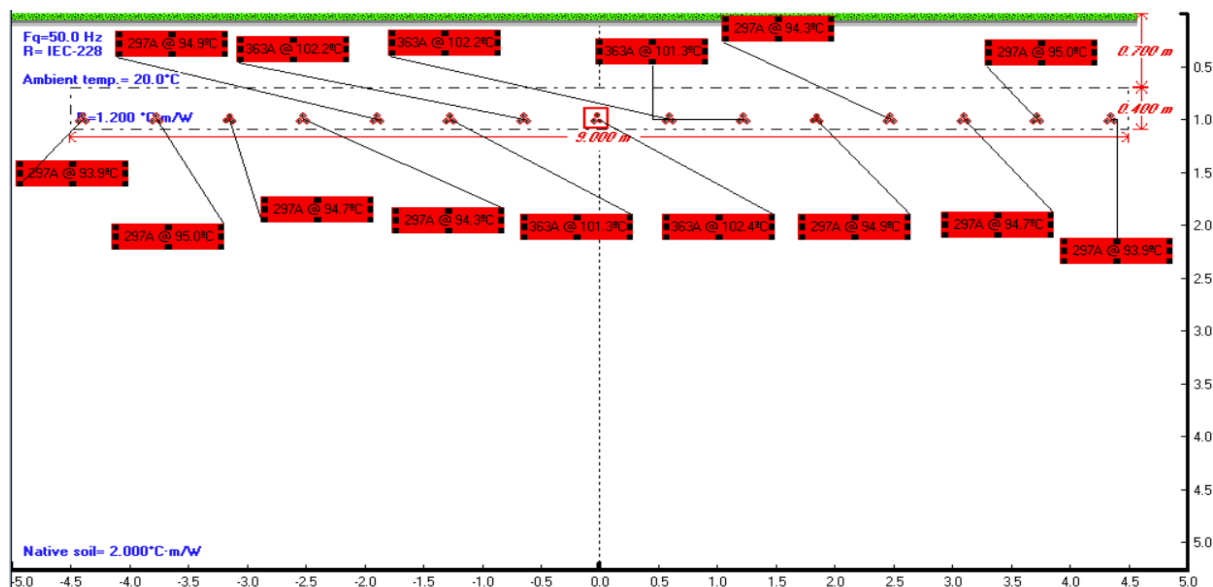
U ovom slučaju opravdano je razmotriti primenu prelaznih spojnica. Konkretno, izradom prelaznih spojnica neposredno ispred ovog zajedničkog koridora omogućilo bi se korišćenje kablova sa provodnikom većeg preseka. Na ovaj način bi u tom kratkom koridoru sada imali 15 kablovskih vodova sa povećanim presekom provodnika, tako da zadovolje zahtevana strujna opterećenja.

Na sledećim slikama ćemo prikazati proračune za ovaj primer.



Slika 3: Jedan koridor sa 5 SN kablova preseka Al-630 mm²

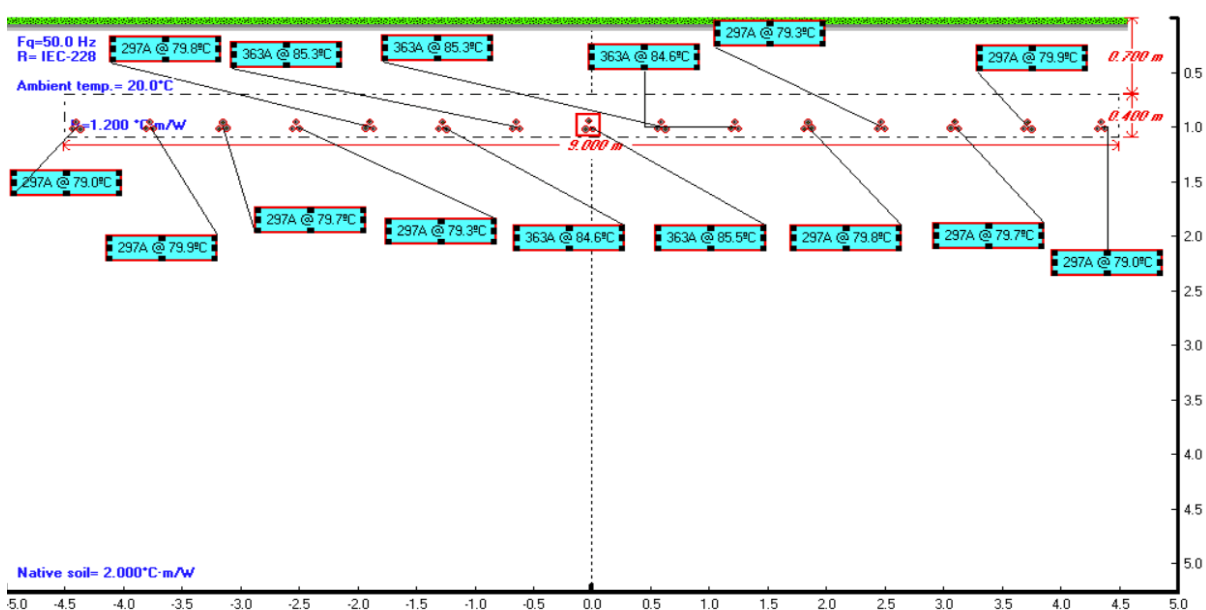
Na slici broj 3 je prikazan proračun sa 5 strujnih krugova koji idu jednim koridorom. Kablovski vodovi su svi isti, naponskog nivoa 35 kV, sa Al provodnikom preseka 630 mm². Dubina rova je 1.1 m, što je tipična dubina rova za kablove ovog naponskog nivoa u slobodnoj površini, dok su kablovi položeni na dubinu od 1 m. Širina rova je 3 m. Pretpostavljeni su sledeći ambijentalni uslovi: 1. Specifična termička otpornost okolnog tla je 2 Km/W, što je parametar koji govori da je okolno tlo loše po sastavu (ili u dobroj meri isušeno); 2. Ambijentalna temperatura okolnog tla 20 °C; 3. Posteljica kojom se zasipaju kablovi je debljine 40 cm i njena specifična termička otpornost je 1.2 Km/W u isušenom stanju. Strujno opterećenje kablova je isto za ovih 5 strujnih krugova i iznosi 363 A (ova struja odgovara snazi od 20MW, pri faktoru snage od ≈0,9). Trajno dozvoljena temperatura provodnika je 90 °C, a ovim proračunom je pokazano da su temperature zadovoljavajuće i da je temperatura najtoplijeg provodnika 77.5 °C.



Slika 4: Jedan koridor sa 15 SN kablova preseka Al-630 mm²

Na slici 4 je prikazan koridor gde se nalaze svi kablovi svih strujnih krugova (ukupno 15). U ovom delu su svi kablovi položeni paralelno. Razmatrana dužina je mala i nalazi se ispred TS. Svi kablovski vodovi su 35 kV sa provodnikom Al 630 mm², širina rova u ovom delu je 9 m, a dubina rova iznosi 1.1 m. Opterećenja strujnih krugova su 297 A za 10 kablovskih vodova i 363 A za 5 kablovskih vodova (koji su razmatrani u prvom delu primera). Do ovog dela su svi vodovi, pošto su se vodili u 3 nezavisna koridora, zadovoljavali u pogledu trajno dozvoljene temperature od 90 °C. Međutim u ovom delu zbog ograničenja u raspoloživoj širini koridora, kablovski vodovi ne zadovoljavaju u pogledu dozvoljenih temperatura jer je temperatura svih kablovskih vodova preko 90 °C.

Ako bi se ispred ovog dela kritičnog dela koristile prelazne spojnice i presek svih vodova bio povećan na 800 mm², svi vodovi bi zadovoljili u pogledu dozvoljenog strujnog opterećenja. Na sledećoj slici su prikazani proračuni temperatura provodnika u tom slučaju.



Slika 5: Jedan koridor sa 15 SN kablova preseka Al-800 mm²

Slika 5 pokazuje temperature kablova posle izrade prelaznih spojnica i prelaska sa preseka 630 mm² na 800 mm² i sada je proračun pokazao da su temperature zadovoljavajuće. Koridor je ostao iste širine od 9 m i svi ostali parametri su ostali isti.

Ovde treba napomenuti da je primer pokaznog karaktera i da je ovde prikazan samo jedan primer, a postoji mnogo različitih kombinacija u zavisnosti od konfiguracije elektrane i ostalih parametara.

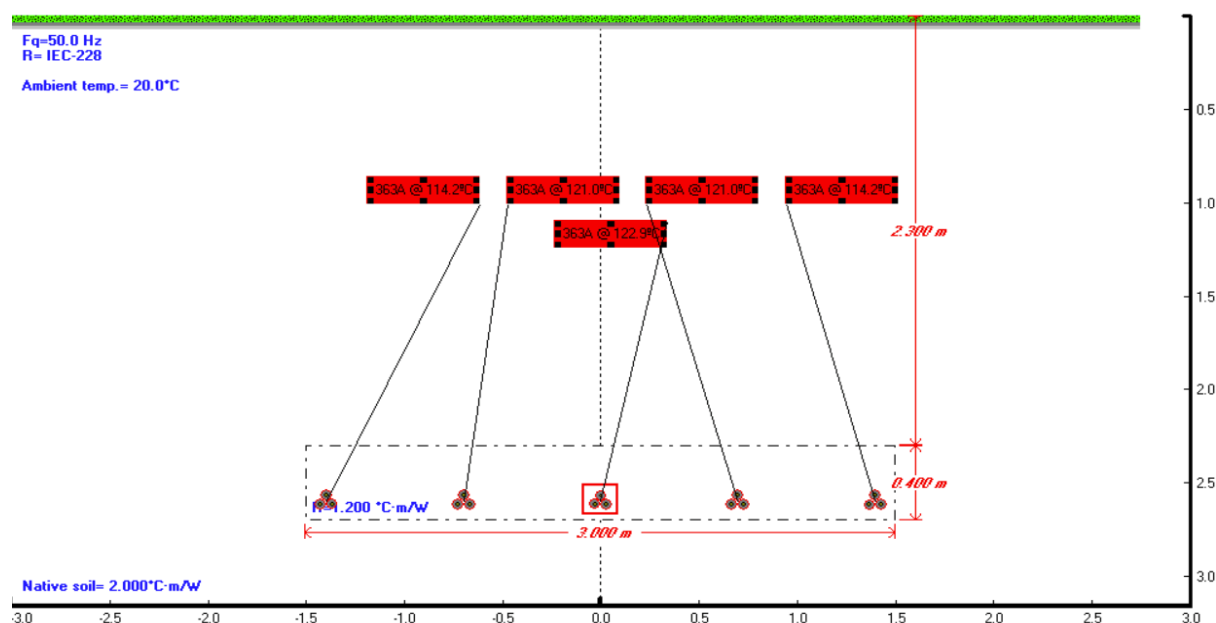
4.2 Slučaj – Ograničenje kod dubine polaganja

Na sledećoj situaciji ćemo razmotriti situaciju gde imamo elektranu koja nema veliki broj strujnih krugova, na primer, 5 strujnih krugova. U ovom slučaju je kao najkritičniji deo trase u pogledu strujnog opterećenja kablova, zbog raznih ograničenja i nemogućnosti da se kablovi polože drugačije, razmotreno polaganje kablova na dosta veću dubinu od dubine vođenja do te tačke. Ovakav slučaj bi moglo predstavljati ukrštanje sa vodotokom ili nekom postojećom podzemnom instalacijom (na primer, gasovod).

U sledećem tekstu ćemo prikazati proračune za ovaj primer.

Za ovaj primer je inicijalno korišćen identičan slučaj kao sa slike 3. Dakle, 5 strujnih krugova, struja opterećenja svakog kabla iznosi 363A, širina rova 3m i inicijalna dubina rova 1.1 m. Uzimajući u obzir prethodno navedeno, može se zaključiti da su u inicijalnoj varijanti rezultati proračuna identični onim prikazanim na slici 3.

Nakon inicijalnog proračuna, prikazan je proračun tih 5 strujnih krugova na većoj dubini (slika 6). Pošto je ovim proračunom pokazano da je temperatura kablova veća od trajno dozvoljene, analizirana su 2 slučaja primene prelazne spojnice. Prvi slučaj primene prelazne spojenice je podrazumevao povećanje preseka provodnika. Ovaj slučaj nije dao očekivane rezultate, što se može videti sa slike 7. U drugom slučaju razmotreno je rešenje izrade prelaznih spojnica sa prelaskom na bakarni provodnik, uz zadržavanje preseka provodnika, čime je problem rešen (slika 8).



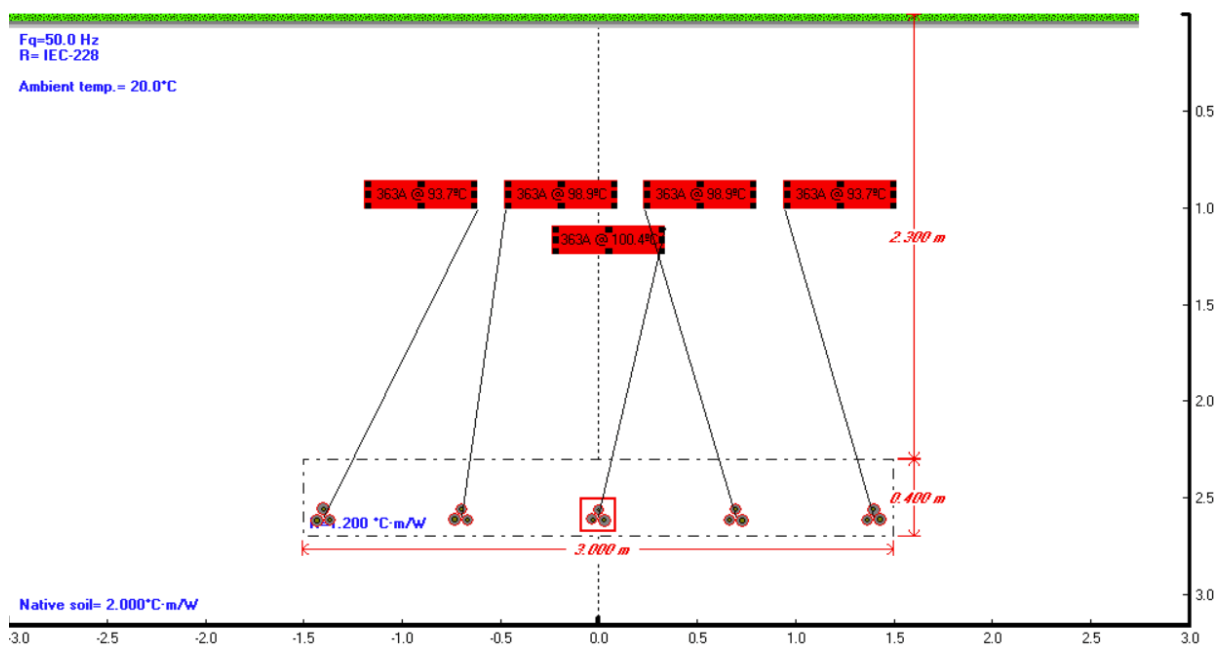
Slika 6: Jedan koridor sa 5 SN kablova preseka Al-630 mm² na većoj dubini.

Kao što je prethodno napomenuto, kod ovog slučaja prva postavka je ista kao na slici 3, gde možemo videti postavku kablova u vođenju do glavne TS. Parametri su isti i opisani su u predhodnom delu. Na slici 6 je prikazan slučaj kada kablovi u jednom kratkom delu moraju da se vode na dubini od 2.6 m, dubina rova je 2.7 m. Kako ovde nije bilo prostora da se kablovi razmaknu na veće rastojanje, proračun pokazuje da kablovi ne zadovoljavaju u pogledu temperaturnog opterećenja.

Zato je u ovom slučaju analizirano šta će se desiti ako se izradi prelazna spojnica, gde će se umesto preseka od 630 mm² preći na presek od 800 mm².

Na slici 6 možemo videti proračun, gde su u ovoj postavci kablovi položeni na dubini od 2.6 m, sa provodnicima preseka 800 mm². Iako se presekom provodnika temperature značajno smanjile, možemo videti da su temperature i dalje veće od trajno dozvoljenih.

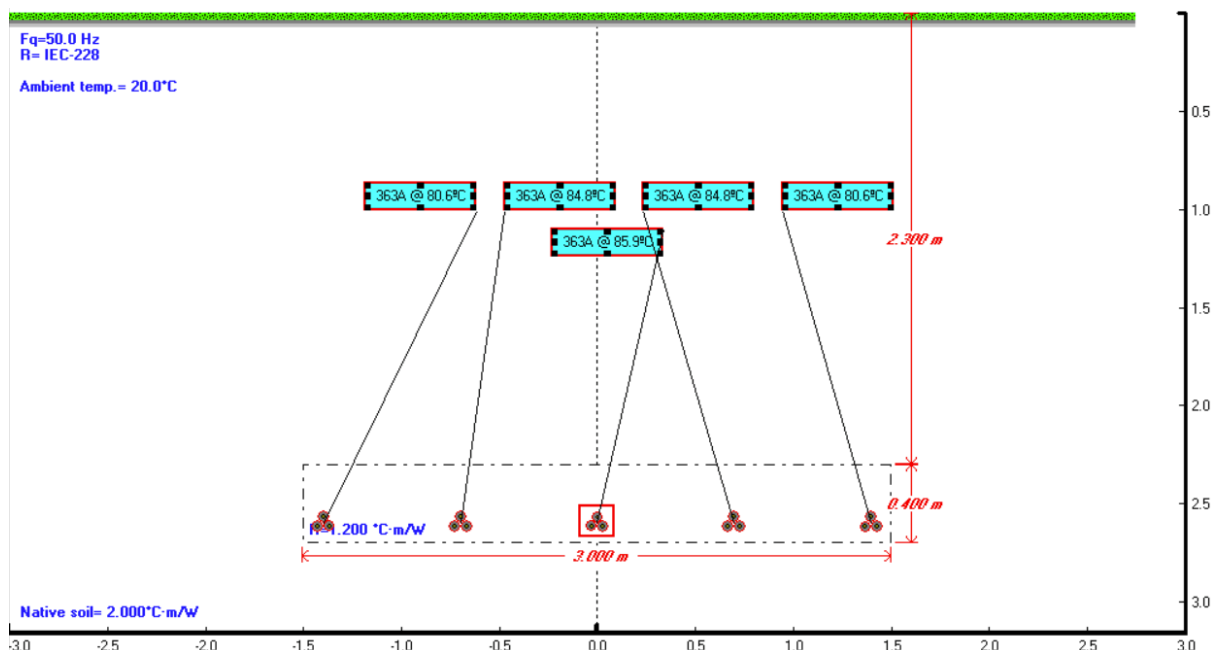
Ovde se postavlja pitanje da li je mogla da se primeni prelazna spojnica za prelazak na presek od 1000 mm². Međutim, tehnologija prelaznih spojnica je takva da nije moguće izvesti prelaznu spojnicu sa 630mm² na 1000 mm² direktno. Ovo je moguće jedino izradom dve prelazne spojnice, prvo sa 630 mm² na 800 mm², a potom sa 800 mm² na 1000 mm². Tako da ovo rešenje nije zadovoljavajuće. Takođe, primena preseka od 1000mm² nije uobičajena za mreže ovog naponskog nivoa i ovakav presek bi mogao predstavljati problem prilikom uvida u ćelije SN postrojenja.



Slika 7: Jedan koridor sa 5 SN kablova preseka Al-800 mm² na većoj dubini .

Da bi se izbeglo ovakvo rešenje, analiziran je slučaj primene prelaznih spojnicama sa aluminijumskog provodnika na bakarni. U ovom primeru se razmotrila primena prelaska sa aluminijumskog provodnika preseka 630mm² na bakarni provodnik preseka 630 mm². Postavka kablova je ostala ista, sa identičnim međusobnim položajem kablova i okolnim parametrima.

Na slici 8 možemo videti rezultate proračuna posle izrade prelaznih spojnica sa aluminijumskog provodnika preseka 630 mm² na bakarni provodnik preseka 630 mm².



Slika 8: Jedan koridor sa 5 SN kablova preseka Cu-630 mm² na većoj dubini

Rezultati proračuna pokazuju da su temperature posle izrade prelazne spojnice sada zadovoljavajuće, najtopliji provodnik je sada na temperaturi od 85.9°C, što je manje od dozvoljenih 90 °C.

U ovom delu su prikazana dva slučaja, kod paralelnog vođenja i promene dubine polaganja, ali postoje još puno slučajeva koje možemo analizirati. Cilj je bio da se analiziraju dva moguća rešenja primene prelaznih spojnica, a to su:

- Prelazne spojnice za isti materijal provodnika a različiti presek
- Prelazne spojnice za različiti tip provodnika a isti presek

Metodologija spajanja samog provodnika, može biti šrafovskim klemama ili kompresionim klemama, sve zavisi od proizvođača prelaznih spojnica.

Svaki proizvođač daje uputstvo za montažu, koje treba ispoštovati. Neophodno je striktno poštovati uputstva proizvođača. Montažu spojnica je poželjno da izvede licencirani monter za taj posao i veoma je bitno da se montaža izvede kvalitetno i u skladu sa uputstvima, jer sam spoj se može tretirati kao potencijalno kritično mesto na kablovskomvodu.

5 ANALIZA KONTAKTNOG OTPORA

Kod prelaznih spojnica najbitniji je sam spoj provodnika. Spoj provodnika može biti preko šrafovske prefabrikovane spojnice ili kompresione spojnice. U ovom delu ćemo razmatrati kompresioni spoj bakarnog provodnika. Kod kompresione spojnice, postoje delovi koji se kompresuju i u tim delovima spoja između prefabrikovane cevke i provodnika se javlja otpornost na samom kontaktu usled čega dolazi do generisanja toplote.

Kako bi se precizno izračunala kontaktna otpornost, neophodno je uzeti u obzir složenu strukturu zbijenih provodnika, lokalne plastične deformacije spojnog elementa i stvarni kontaktni interfejs između spojnice i provodnika. Kompresioni spoj se sastoji od dva provodnika

i spojnog rukavca. Pre i tokom procesa presovanja, formira se kontakt između provodnika i rukavca, gde dolazi do deformacija i promene kontaktne površine.

Postoji dosta metoda proračuna koji su prezentovani u radu [1], a ovde ćemo dati osvrt na iste kao i rezultate laboratorijskih merenja.

Postoje 3 metode proračuna:

Hertz-ov model

- Zasniva se na elastičnoj deformaciji kontaktne površine.
- Ignoriše mikroskopski kontakt i uticaj hrapavosti površine.
- Daje veće vrednosti otpora jer ne uzima u obzir stvarnu kontaktnu površinu.

Greenwood-ov model

- Uključuje uticaj hrapavosti površine, ali pretpostavlja elastičnu deformaciju asperiteta.
- Precizniji je od Hertz-ovog, ali i dalje ignoriše plastičnu deformaciju na mikronivou.

Bahrami-jev model

- Uključuje mikroskopski kontakt, plastičnu deformaciju asperiteta i varijaciju geometrije.
- Najprecizniji je i najbliži eksperimentalnim rezultatima.
- Ima najmanju relativnu grešku – u proseku samo 3.95% odstupanja od merenja.

Kvalitet spoja i tačnost proračuna kontaktne otpornosti su ključni za sprečavanje lokalnog pregrevanja prelaznih spojnica. S'obzirom na to da prelazne spojnice imaju složen kontakt između različitih materijala i geometrija, upotreba pojednostavljenih modela (kao što su Hertz ili Greenwood) može dovesti do značajnog potcenjivanja lokalnog otpora i generisanog toplote.

Zbog toga je u praksi preporučljivo koristiti modele koji:

- uključuju mikro-geometriju i hrapavost kontakta,
- uzimaju u obzir plastičnu deformaciju pri presovanju,
- i precizno prate distribuciju pritiska i temperature.

Konkretno, Bahrami-jev model (ili slični napredni modeli) bi trebalo koristiti kod projektovanja i analize prelaznih spojnica, kako bi se postigla veća pouzdanost spoja i smanjio rizik od kvara zbog termičkog preopterećenja.

6 ZAKLJUČAK

Primena prelaznih spojnica u srednjenaponskim kablovskim sistemima vetroparkova i solarnih elektrana predstavlja efikasno tehničko rešenje u slučajevima kada se pojavljuju ograničenja u pogledu preseka kablova, konfiguracije terena ili uslova polaganja. Analizom različitih scenarija, kao što su paralelno vođenje kablova u ograničenim koridorima ili povećana dubina polaganja, potvrđeno je da prelazne spojnice omogućavaju prilagođavanje sistema bez potrebe za celokupnom promenom projektovanih kablovskih trasa.

Posebno je značajno što prelazne spojnice omogućavaju prelazak na veće preseke ili različite materijale provodnika (npr. sa aluminijumskog na bakarni), čime se obezbeđuje zadovoljenje termičkih i strujnih zahteva sistema. Proračuni su pokazali da pravilnim izborom preseka i materijala provodnika, kao i kvalitetnom montažom, temperatura provodnika ostaje u dozvoljenim granicama, čak i u najnepovoljnijim uslovima.

Eksperimentalna analiza kontaktne otpornosti na spojevima [1] dodatno je pokazala da sa povećanjem preseka provodnika dolazi do smanjenja kontaktne otpornosti što doprinosi smanjenju lokalnog zagrevanja spoja i povećava pouzdanost sistema.

Na osnovu svih analiziranih faktora, može se zaključiti da primena prelaznih spojnica doprinosi optimizaciji kablovskih sistema u postrojenjima obnovljivih izvora energije, povećava fleksibilnost projektovanja i pouzdanost eksploatacije, uz optimalan odnos tehničkih i ekonomskih zahteva.

7 LITERATURA

- [1] A New Method for Determining the Connection Resistance of the Compression Connector in Cable Joint Fan Yang 1, Ningxi Zhu 1, Gang Liu 1,*, Hui Ma 2, Xiaoyu Wei 1, Chuanliang Hu 1, Zhenhua Wang 3 and Jiasheng Huang 3

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.07)**B1.07****NOVI GREENLINK 500 MW INTERKONEKTOR****THE NEW GREENLINK 500 MW INTERCONNECTOR****Dorotea Damjanović, Teodora Mitrović, Bojan Poučković, Matthew Gibson ***

Kratak sadržaj: Evropske zemlje su posvećene dekarbonizaciji proizvodnje električne energije sa jasno postavljenim ciljevima u narednim decenijama. Kao posledica toga, potreban je prelaz sa fosilnih goriva na obnovljive izvore energije. To će imati uticaja na električni prenosni sistem koji treba da se razvije i prilagodi promenama koje obnovljivi izvori energije donose. Elektroenergetski sistemi mogu lakše da podrže ove promene ako su povezani sa drugim sistemima i omogućavaju razmenu energije i podršku stabilnosti tokom rada. Elektroenergetski sistemi Velike Britanije i Irske klasifikovani su kao ostrvski elektroenergetski sistemi sa malim brojem interkonektora sa drugim elektroenergetskim sistemima.

Interkonektori su visokonaponski kablovi ili dalekovodi koji se koriste za povezivanje elektroenergetskih mreža različitih regiona ili zemalja. Interkonektori značajno doprinose povećanju energetske sigurnosti i pouzdanosti, stabilizaciji cene električne energije i integraciji obnovljivih izvora energije. Interkonektori se koriste za balansiranje ponude i potražnje putem prenosa viška obnovljive energije iz jedne zemlje u drugu. Irska je imala samo dva interkonektora u radu do početka 2025. godine: 1. Moyle interkonektor, između Škotske i Severne Irske, 2. East-West interkonektor, između Irske i Velike Britanije. Očekuje se da i će Celtic interkonektor, između južne obale Irske i severozapadne obale Francuske početi sa radom 2026. godine.

Greenlink interkonektor je novi podmorski i podzemni elektroenergetski interkonektorski kabl nominalnog kapaciteta 500 MW koji povezuje elektroenergetske mreže u Irskoj i Velikoj Britaniji. Ovaj HVDC interkonektor je ušao u komercijalni rad 2025. godine. Greenlink interkonektor se sastoji od dve konvertorske stanice - jedna se nalazi u blizini trafostanice Great Island u okrugu Wexford, a druga u blizini trafostanice Pembroke u Pembrokeshireu - povezane kablovima visokog napona jednosmerne struje (HVDC) ispod Irskog mora. Ukupna dužina kabla je 200 km, od čega se 160 km postavlja pod morem. HVDC veza je simetrične monopolarne konfiguracije sa jednosmernim naponom od ± 320 kV. Greenlink interkonektor će obezbediti dvosmerno napajanje, u zavisnosti od ponude i potražnje u obe zemlje.

* Dorotea Damjanović, Mott MacDonald, dorotea.damjanovic@mottmac.com

Teodora Mitrović, Mott MacDonald, teodora.mitrovic@mottmac.com

Bojan Poučković, Mott MacDonald, bojan.pouckovic@mottmac.com

Matthew Gibson, Greenlink Interconnector Limited, matthew.gibson@greenlink.ie

Projekat Greenlink interkonektor će udvostručiti kapacitet interkonekcije između Irske i Velike Britanije i povećati sigurnost snabdevanja za potrošače, kao i dalju integraciju izvora energije sa niskom emisijom ugljenika. Greenlink interkonektor će u velikoj meri doprineti ekonomskom i ekološkom razvoju Irske i Velike Britanije. Ovaj rad opisuje metodologiju i tehnologije koje su korišćene za izradu projekta, kao i značaj samog projekta.

Ključne reči: *HVDC kablovi, Interkonektor, Održivost*

Abstract: European countries are committed to decarbonising power generation with clear goals over the coming decades. As a consequence, an energy transition from fossil fuel generation to renewable energy sources is required. This will influence electrical transmission systems which will need to develop and adapt to changes that new renewable energy sources bring. Electricity grids can accommodate these changes more easily if they are connected to other grids, thus allowing for power exchange and stability support during operation. The Great Britain and Ireland electricity grids are classed as islanded power systems with few interconnections.

Interconnectors are high-voltage cables or transmission lines used to connect the electricity grids of different regions or countries. They are an asset for increasing energy security and reliability, stabilizing the price of electricity and supporting integration of renewable energy sources. Interconnectors are used to balance supply and demand by transferring excess renewable energy from one country to another. Ireland had only two interconnectors in operations until beginning of 2025:

1. Moyle Interconnector, between Scotland and Northern Ireland,
2. East-West Interconnector, between England and Republic of Ireland.

An additional two interconnectors are being established. The Celtic Interconnector, between the southern coast of Republic of Ireland and the north-west coast of France, is expected to begin operation in 2026 and the Greenlink Interconnector, between the eastern coast of Republic of Ireland and south-west Wales, which went into operation in 2025.

The Greenlink Interconnector is a subsea and underground electricity interconnector cable with a nominal capacity of 500 MW that connects the electricity grids of Ireland and Great Britain. It consists of two converter stations - one located near Great Island substation in County Wexford and the other near Pembroke substation in Pembrokeshire - connected by the High Voltage Direct Current (HVDC) cables under the Irish Sea. The total length of the cable is 200 km, with 160 km being installed under the sea. The HVDC link is configured as a symmetrical monopole operating at a voltage of ± 320 kV d.c. The Greenlink Interconnector will provide a bi-directional power supply, depending on the supply and demand in each country and will double the interconnection capacity between Ireland and Great Britain and increase the security of supply for consumers, as well as further the integration of low-carbon energy sources. Greenlink Interconnector will contribute to the economic and environmental development of both Ireland and Great Britain. This paper outlines the methodology and technologies used for project design, as well as the significance of the project.

Key words: *HVDC cables, Interconnector, Sustainability*

1 INTRODUCTION

Decarbonising power generation is a priority for European countries, with clear goals set for the coming decades. The shift from fossil fuels to renewable energy sources will impact the electrical transmission system, which must adapt to the new demands. Interconnected electricity grids can manage these changes by providing stability support during operation. However, the electricity systems of Great Britain and Ireland are largely isolated, with only a few interconnectors to other power networks.

Interconnectors are high-voltage cables or transmission lines that link the electricity grids of different regions or countries. By transferring surplus renewable energy from one country to another, they help balance supply and demand, ensuring a more stable and efficient energy grid. The first High Voltage Direct Current (HVDC) link to Ireland, the Moyle interconnector, which links Northern Ireland and Scotland, is mainly used for importing power during periods of high demand in Ireland. This Interconnector uses Line-Commutated Current-Sources converter (LCC) technology, which employs thyristor valves to convert AC to DC and vice versa. Recently, Ireland has authorised further HVDC interconnectors due to the increased proportion of renewable energy generation and supply security needs. This shift led to the development of the 500 MW East West Interconnector (EWIC) between Ireland and Wales. EWIC, which has been in operation since 2016, utilizes Hitachi HVDC Light® Generation 3 converters, based on Voltage-Sourced Converter (VSC) technology, using insulated gate bipolar transistor (IGBT) valves. To meet growing electricity demand and renewable energy generation, two new interconnectors are being developed: the 500 MW Greenlink between Ireland and Wales; and the 700 MW Celtic Interconnector between Ireland and France, expected to be completed by 2026. Both Greenlink and Celtic Interconnectors will use VSC technology, specifically HVDC PLUS® from Siemens Energy, with modular multilevel converters (MMC).

These projects will enhance Ireland's power supply security and facilitate access to the European power market. The impact of renewable energy on markets is a key factor in interconnection implementation. This paper provides an overview of the Greenlink project and the use of HVDC technology in Ireland.

2 HVDC TECHNOLOGY

2.1 Introduction to HVDC technology and the advantages over HVAC

Led by development in advanced power electronics and fully controlled semiconductors, HVDC technology has become a common solution for power transmission over long distances, especially in places where energy resources are located far from load centres.

Furthermore, it has provided an expansion in interconnection between transmission networks, thus giving more options for potential supplies and helping to balance out the issues of using renewable generation – mainly the intermittent nature of renewable sources. This aspect of HVDC technology is especially significant in assisting the transition to low-carbon generation.

Primary advantages of HVDC links over HVAC links are:

1. Elimination of reactive power compensation. When using long AC cable links, compensation for the reactive power generated is necessary and the economic length of cables is limited by the derating effect of the reactive component of the load current.

The requirement for compensation equipment is eliminated with HVDC technology and, as there is no reactive current, much longer cable lengths can be employed. With HVDC technology, power can thus be transmitted over longer distances than is practically achievable with HVAC.

2. Lower losses per km of route length than HVAC when using a similar cable system. However, HVDC converter stations must be included in losses calculations.
3. Higher power transfer with same size and insulation level of DC lines. Skin effect causes AC resistance to be higher than DC resistance, which leads to higher losses due to resistance. Lower resistance in HVDC cables consequentially allows for smaller cable sizes in DC systems, reducing the required ground area.
4. HVDC links allow for asynchronous AC grids to be connected.
5. Beyond a certain distance, the investment costs of HVDC links are lower than the investment costs for HVAC links [4].

2.2 Typical application of HVDC links

HVDC links are commonly used for interconnecting two asynchronous AC systems or two AC systems with different frequencies, subsea power transmission and long-distance bulk power delivery.

2.3 HVDC Configuration

HVDC transmission systems can be configured as monopolar or bipolar.

2.3.1 Bipolar HVDC system

Bipolar configurations consist of two converters (poles), one operating between positive line and earth, the other between negative line and earth. In a rigid bipole configuration there is no return current path through earth and the load in each pole must therefore be balanced. If an earth return is provided then the poles can operate independently such that, if a fault occurs on one line, the system can continue to operate as monopolar using earth as a return path. This path can be through ground electrodes installed at each end of the line, however as ground returns can cause corrosion of third party assets, metallic return paths are becoming more common, albeit they add to the cost. [4]

2.3.2 Monopolar HVDC system

Monopolar configurations can be symmetrical (two high voltage lines) or asymmetrical (a high voltage conductor and an earth/metallic return).

Asymmetrical monopolar systems use a single high-voltage conductor, while the earth/sea or a metallic low-voltage conductor is used as a return conductor. However, earth returns are becoming less common due to the impact on the environment and other buried services.

Symmetrical monopolar systems do not require an earth return path and circulate current through the line conductors.

The Greenlink HVDC link is configured as a symmetrical monopole with DC voltages of ± 320 kV presented in Figure 2.1. It uses a HVDC VSC converter module in half-bridge topology based on the IGBT technology. [3]

Main reasons for using symmetrical monopole configuration instead of bipolar configuration are the simplicity of construction and maintenance, as well as requiring less land.

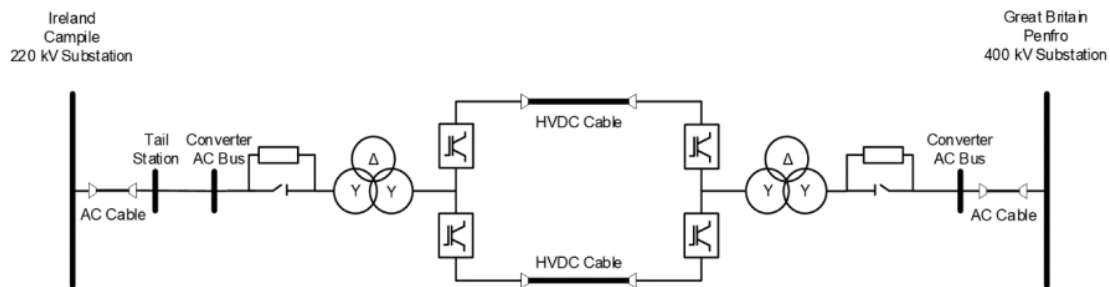


Figure 2.1: Symmetrical Monopole Diagram

3 GREENLINK INTERCONNECTOR

Development of the Greenlink project began in 2017 and achieved final onshore and marine planning consents in 2021. Greenlink is a subsea and underground electricity interconnector cable, complete with converter stations. With a nominal capacity of 500 MW, Greenlink establishes a new grid connection between EirGrid's Great Island substation in County Wexford, Ireland, and National Grid's Pembroke substation in Pembrokeshire, Wales – connected by two HVDC cables under the Irish Sea. Power can flow in either direction based on supply and demand in each country.

Greenlink holds strategic importance by significantly enhancing interconnection between Ireland and Great Britain. Its construction and development is expected to boost energy security, attract regional investment, provide value for consumers and facilitate the integration of low-carbon renewable energy sources. Developers believe that interconnectors can also help prevent curtailment of wind and solar energy by enabling the export of surplus output during periods when supply exceeds demand.

During the development process, a variety of detailed technical and environmental surveys have been conducted to ensure the final design effectively addresses the local environment's challenges and opportunities. These studies include bird studies, ecological assessments, construction and access studies, landscape and visual impact assessments, noise assessments, traffic and transport assessments, cultural heritage assessments, geological assessments and site hydrology assessments.

4 CABLE SYSTEM

The Greenlink Interconnector includes two HVDC cables and a fibre optic cable system for communication with a total circuit length of approximately 190 km, comprised of 160 km of subsea cable and 30 km of land cable (in Ireland and Wales). Special designs were implemented for utility crossings, watercourses and other areas where standard depth cannot be maintained.

The cable uses cross-linked polyethylene (XLPE) insulation with a lead sheath and steel wire armour to protect the cable.

The armouring is made from round or flat steel wire wound in a helical form. Over the armour wires a polyethylene sheath was applied to make the cable easier to handle and ensure the armour wires remained in place during bending. In Figure 4.1 is represented cable cross-section. The cable route is shown in Figure 4.2.

- Approximately 29 km of DC onshore cable installed in Ireland and Wales
- 21 joints were made on the Irish land Cable
- 5 joints were made on the Welsh land cable.
- Land cable: Aluminium XLPE with a cross section of 1200mm²
- Subsea cable: Aluminium XLPE with a cross section of 1100mm²



Figure 4.1: Cable cross-section

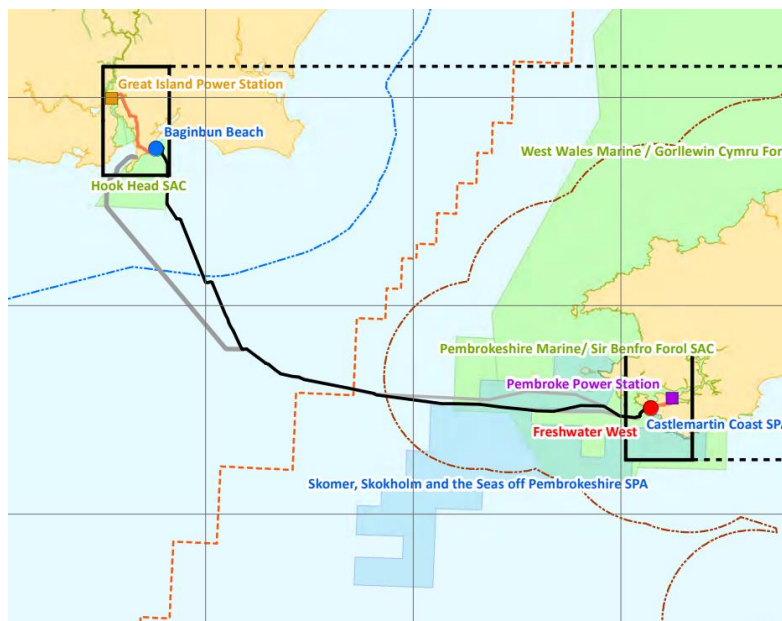


Figure 4.2: Greenlink Interconnector route overview

4.1 Onshore Cables

HVDC cables have a smaller footprint than HVAC cables, making them suitable for underground installation in road networks or agricultural land. The onshore cables were buried in a single trench, generally at 850 mm depth to top of the duct, with plastic ducts. To simplify the construction, the plastic cable ducts were installed first, with a protective cover and warning tape, where the underground cables were then subsequently pulled through.

In agricultural areas, the depth to top of the duct could increase to around 1050 mm. The trench width could vary with the depth of cover. Typically, the two ducts were placed close together, about 300 mm apart, alongside the fibre optic cable duct, and within a bedding of thermally suitable compactable granulated material such as cement-bound sand (CBS). The remainder of the trench was reinstated with a bedding of indigenous sub-soil, overlain by topsoil and any extant turf.

This setup is illustrated in Figure 4.3.

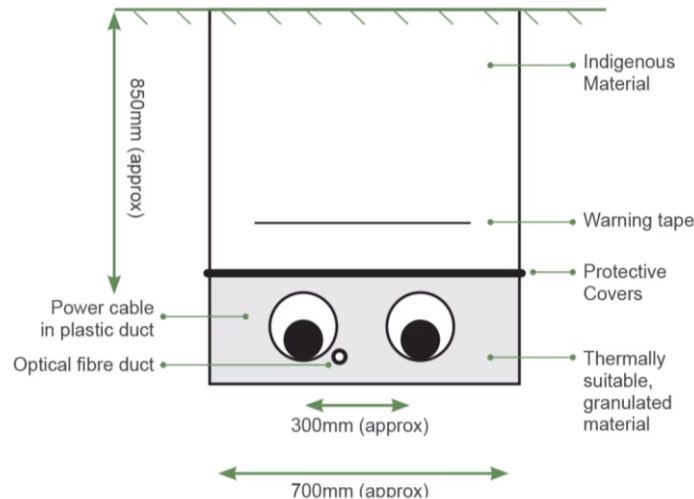


Figure 4.3: Indicative underground cable arrangement

Protective covers and yellow warning tape were used above the ducts to reduce the risk of accidental excavation. Cables were installed at depths that avoid interference with common land activities such as ploughing, and the land was restored post-installation. Marker posts indicate cable locations at key points.

In highways, cables were installed in 700 mm wide trenches, at 750 mm depth to top of the duct, with ducts embedded in concrete at road crossings. Temporary road closures ensure safe installation.

The onshore cable route in Ireland is approximately 22 km long and is mostly run beneath roads to avoid agricultural or private land. The cable route under the road is approximately 19.5 km long [12]. Traffic management measures in the form of lane closures and road closures were required, which were approved by local authorities. All roads were reinstated by license conditions from the local authority after cable works were completed. This included full road-width reinstatement [13].

The onshore cable route in Wales is approximately 7 km long. Land cables were laid under a local road (as shown in Figure 4.4), agricultural and private land between Freshwater West Beach and the Penfro Converter Station. Most of the route is within agricultural land, where temporary plastic mat roads were used to protect the fields [11].



Figure 4.4: Cable installation in Wales

4.2 Subsea Cables

Approximately 160 km of the Greenlink cable route is offshore. The bundled cable arrangement was used offshore and was laid in two campaigns: the Welsh Campaign and the Irish Campaign.

Two offshore cables were tied in a bundle with a fibre optic cable (used for control and communication purposes) and laid in a single trench. This is represented in Figure 4.5. The cables were buried at sea using a combination of jetting and trenching. For protection, concrete mattresses and rock placement were utilized. The subsea cables were laid at a maximum depth of 125 m.

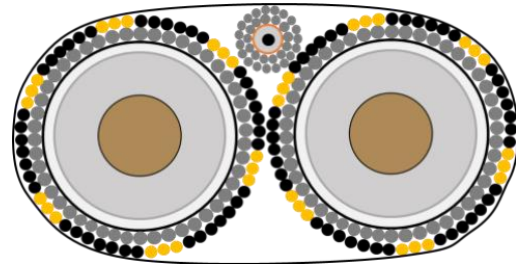


Figure 4.5: Bundled cable arrangement [8]

The Welsh campaign was completed first in 2023, and the Irish campaign followed in 2024. After these campaigns, the offshore joint described as an “Omega” joint was completed between the two cables. The two ends of the cable were pulled onto a vessel for jointing and after completion, were lowered to the seabed [10].

The routes were chosen after a thorough assessment of the marine environment and technical challenges. The cables were mostly buried in the seabed, but where this was not feasible, they were laid on the seabed with protective measures (concrete mattresses or rock dumping). To bury the cable in the seabed, the trenching machine Swordfish was used. This specialized equipment creates underwater trenches where cables are laid and buried to protect them against erosion. The machine was launched from the vessel Symphony and controlled remotely by the crew. The Simon Stevin fall pipe vessel was used to bury the cable with rock. Two types of rock load were used: 1-5” filter rock and 5-40 kg armour rock. This is represented in Figure 4.6.

Approximately 16 km of the subsea cable route in Welsh waters required external cable protection due to ground conditions. External cable protection was also used where Greenlink crossed existing subsea telecommunication cables in both Irish and Welsh waters.



Figure 4.6: Deploying cable burying vessel

4.3 Installation of Cables at Landfalls

Horizontal Directional Drilling (HDD) was used to install the cables at Baginbun Beach (Ireland) and Freshwater West (Wales). An illustration of how it works is illustrated in Figure 4.7. The HDD length was about 960 m in Ireland and about 1270 m in Wales [10].

HDD is a modern technique used to install underground cables while avoiding open trenching. After extensive studies, a cable route is determined and drilled. The bores are then lined with an inert pipe and the cables are pulled into this duct. The subsea HVDC cable will connect to the land HVDC cable in an underground transition jointing pit (TJP) within a temporary landfall compound, set back from the beach above MHWS. In Ireland and Wales, the TJP was on agricultural land. The HDD works in Ireland location are shown in Figure 4.8.

HDD ducts were installed from the TJP to emerge below the low water mark, passing approximately 10 m beneath the beach. The subsea cables were pulled through these ducts from the cable lay vessel to be joined with the land HVDC cables. All cabling and jointing infrastructure is underground.

After completing the HDD and jointing activities, the landfall compound was reinstated and returned to arable use. This method ensures that the installation process does not impact the beaches or the dune system at Freshwater West. The cables emerge below the low water mark, avoiding any work on the beaches themselves.

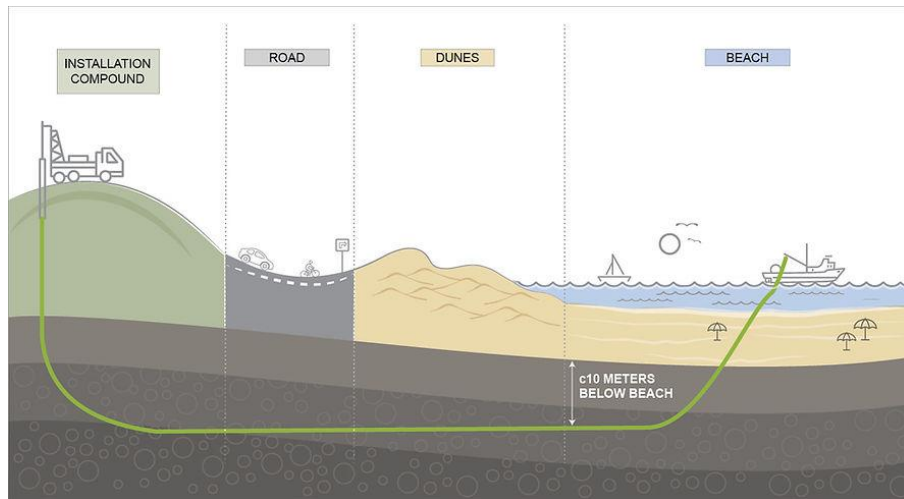


Figure 4.7: HDD installation illustration

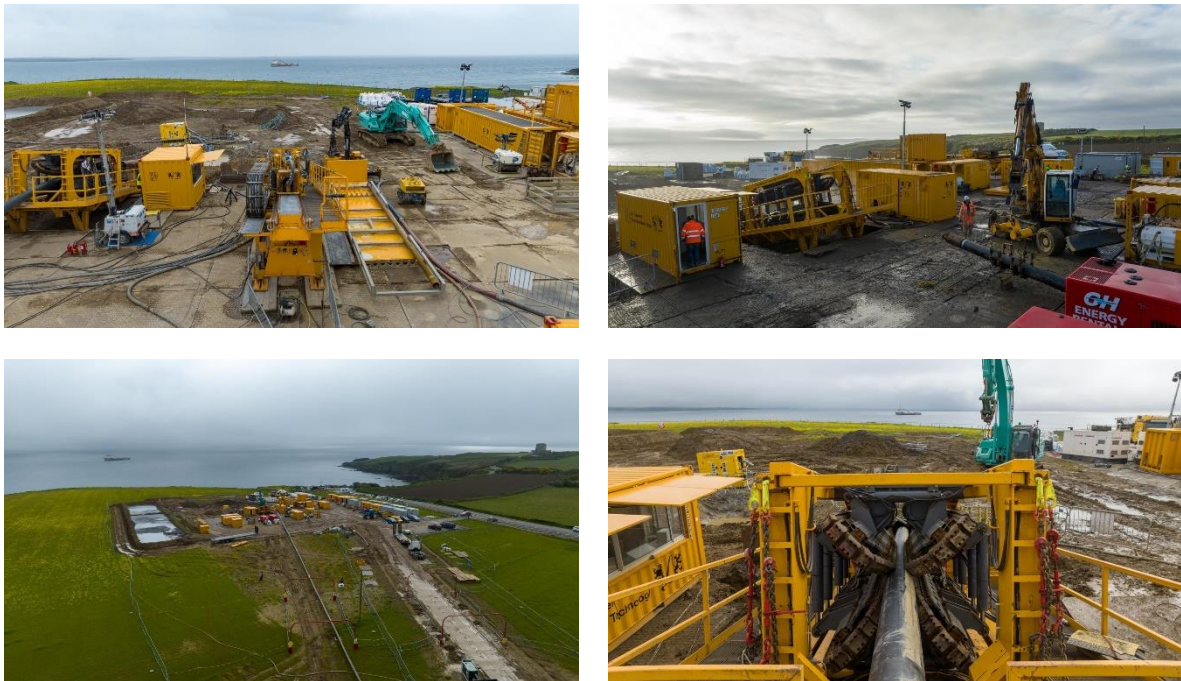


Figure 4.8: HDD at Ireland location

5 CONCLUSION

This paper has provided an overview of the 500 MW HVDC Greenlink Interconnector, a project of great significance for Ireland and Great Britain. It contributes to energy security, integrates low-carbon sources, attracts regional investments, and provides value for customers.

Outlined in the paper are the basics of HVDC technology used for the Greenlink Interconnector, as well as the cable installation procedure on the project. The 320 kV HVDC cable project has been presented, which included onshore and offshore cable routes including landfall locations both in Wales and Ireland. The subsea cables were laid in two campaigns with a mid-route field joint.

The subsea cables were mostly buried in the seabed, but where this was not feasible, they were laid on the seabed and protective measures (concrete mattresses or rock dumping) were used.

Horizontal direction drilling has been used at landfall locations. The length of HDD is considerable at both landfalls. The landfall transition joint areas were reinstated and returned to arable use.

The onshore cable route in Wales and Ireland is 30 km long. While the land cable was mostly installed under roads and avoids agricultural or private land in Ireland, a different approach has been used in Wales where the cable was mostly laid under agricultural land.

6 BIBLIOGRAPHY

- [1] Miro Cengic, prof. dr. sc. Denis Pelin, “High Voltage Direct Current (HVDC) Systems in Ireland”, CIGRE Hrtvatska B4-05 Webinar, 2023
- [2] Available at the link: <https://www.greenlink.ie>
- [3] Jonathan Ruddy, Technology Manager, Greenlink Interconnector Ltd.: “Greenlink Interconnector Project”, CIGRE Ireland B4 Webinar, 8th October 2021
- [4] ENTSOE, European Network of Transmission System Operators for Electricity, HVDC Links in System Operations, Technical Paper, 2nd December 2019
- [5] Available at the link: [Greenlink subsea cable, Irish Sea | Jan De Nul](#)
- [6] Available at the link: [PowerPoint Presentation](#)
- [7] Available at the link: [GREENLINK Completion](#)
- [8] Greenlink Summary of Onshore and Offshore Environmental Effects, September 2019
- [9] Available at the link: [Sumitomo Electric Successfully Completes Greenlink Interconnector Project | Sumitomo Electric](#)
- [10] Available at the link: [Podcast: Interconnectors - The Green Link to Ireland | WSP](#)
- [11] Available at the link: [Community NEWSLETTER MAY 2023 - WALES](#)
- [12] Available at the link: [Community NEWSLETTER Issue 4 April 2023 – Ireland](#)
- [13] Available at the link: [Community NEWSLETTER Issue 3 August 2022 – Ireland](#)
- [14] Available at the link: <https://www.independent.ie/regionals/wexford/new-ross-news/2m-spend-on-16kms-of-south-wexford-roads-being-reinstated-is-welcomed/a1276356336.html>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B1.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B1.08)**B1.08****IMPLEMENTACIJA SISTEMA ZA ONLINE MONITORING PARCIJALNIH
PRAŽENJENJA NA 110 KV KABLU TS OBRENOVAC – TS TENT A****IMPLEMENTATION OF AN ONLINE PARTIAL DISCHARGE MONITORING SYSTEM
ON THE 110 KV CABLE LINE SS OBRENOVAC – SS TENT A SP****Miloš Markotanović*, Branko Đorđević, Mirko Borović, Aleksandra Višnjić**

Kratak sadržaj: Procena stanja izolacije visokonaponskih elektroenergetskih mreža neinvazivnom metodom online monitoringa parcijalnih pražnjenja (PP) trenutno je uobičajena praksa u programima održavanja elemenata distributivne i prenosne mreže. Akcionarsko društvo „Elektromreža Srbije“ Beograd (EMS AD) upravlja velikim brojem elektroenergetske (EES) opreme, na kojima se mogu primeniti različite strategije monitoringa parcijalnih pražnjenja za kontrolu stanja izolacije. Jedan od ciljeva EMS AD je implementacija sistema za monitoring u realnom vremenu sa ciljem optimizacije procesa održavanja i sprovođenja dijagnostike za rano otkrivanje izolacionih defekata i predviđanje kvarova na kablovskim vodovima. U radu je dat opis aktivnosti na implementaciji online monitoring sistema za detekciju parcijalnih pražnjenja koja obuhvata instalaciju stalnih senzora visoke frekvencije na strateške pozicije kako bi se dijagnostifikovalo stanje izolacije kablovskog voda. Takođe, predstavljeni su različiti nivoi dijagnostike primenom softverskog alata za automatsko odbacivanje parcijalnih pražnjenja koja ne potiču od defekata u izolaciji, kao i alat za lokalizaciju parcijalnih pražnjenja po dužini kablovskog voda.

Ključne reči: *online, parcijalna pražnjenja, kablovski vod*

Abstract: The assessment of the insulation condition of high-voltage power transmission networks using a non-invasive method of online partial discharge (PD) monitoring is currently a common practice in maintenance programs for elements of the distribution and transmission networks. The joint-stock company "Elektromreža Srbije" Belgrade (EMS AD) manages a large number of power equipment (EES), on which various partial discharge monitoring strategies can be applied to control the insulation condition. One of the goals of EMS AD is to implement a real-time monitoring system aimed at optimizing the maintenance process and conducting diagnostics for the early detection of insulation defects and predicting failures in cable lines. The paper describes the activities related to the implementation of an online monitoring system

* Miloš Markotanović, FIMEL Company, milos.markotanovic@fimel.rs

Aleksandra Višnjić, EMS AD, aleksandra.visnjic@ems.rs

Branko Đorđević, EMS AD, branko.djordjevic@ems.rs

Mirko Borović, EMS AD, mirko.borovic@ems.rs

for partial discharge detection, which involves the installation of permanent high-frequency sensors at strategic locations to diagnose the insulation condition of cable lines.

Additionally, different levels of diagnostics are presented through the use of a software tool for automatically

eliminating partial discharges that do not originate from insulation defects, as well as a tool for localizing partial discharges along the length of the cable line.

Keywords: *online, partial discharges, cable*

1 UVOD

Najveći izazov u širokoj primeni ispitivanja parcijalnih pražnjenja (PP) u distributivnim i prenosnim mrežama jeste sam trošak opreme za merenje i dijagnostika defekata izolacije.

U radu je predstavljen novi sistem za online praćenje PP, koji koristi niskobudžetne senzore za prikupljanje signala PP. Ovi senzori odlikuju se visokim tehničkim performansama, uključujući visoku osetljivost, ravnomerni frekvencijski odziv, visok imunitet na šumove, samokalibracioni kalem i izuzetnu dielektričnu čvrstoću. Sistem omogućava masovnu instalaciju na strateškim tačkama kablovskog voda.

Takođe, prikazan je inteligentni softver koji je sposoban da automatski vrši separaciju različitih izvora PP i prepozna stanje izolacije kablovskog voda, kao i da omogući tehničkom osoblju da vrši periodičnu inspekciju stanja izolacije opreme, bez specifične obučenosti u vezi sa PP. Utvrđivajne grubog stanja izolacije se može vršiti sa osnovnim znanjem o PP. Samo sumnjivi slučajevi, koji predstavljaju vrlo mali procenat, moraju biti analizirani od strane stručnjaka specijalizovanih za PP merenja. [1] [2] [3] [4]

2 OSNOVNI KONCEPTI I ZAHTEVI ZA ONLINE PRAĆENJE PARCIJALNIH PRAŽNJENJA NA KABLOVSKIM VODOVIMA

Poznato je da je ispitivanje parcijalnih pražnjenja, u ovom trenutku, najpouzdaniji alat za procenu stanja izolacije kablovskih vodova.

Ispitivanje PP može biti vrlo koristan alat za prevenciju kvarova pre nego što se dogode, što je jedan od ciljeva održavanja, ali sa druge strane, merenje PP nije uvek jednostavno ili čak moguće, u zavisnosti od vrste elektroenergetske opreme. Česta ispitivanja predstavljaju značajan izdatak, a sistemi za merenje (i njihova instalacija) podrazumevaju značajnu investiciju za preduzeće, pa se studija slučaja isplativosti mora uraditi, uzimajući u obzir moguću korist od svakog troška. Pored toga, iako merenje PP može ponuditi veoma vredne informacije o stanju izolacije, upravljanje i analiza podataka koji dolaze sa uređaja za merenje nisu jednostavni. Potrebno je filtrirati signale i pravilno interpretirati PP parametre da bi se identifikovalo da li se pražnjenja javljaju u samom elektroenergetskom objektu i, ako postoji, da li odgovara koroni, spoljnim površinskim pražnjenjima ili unutrašnjim šupljinskim pražnjenjima, koje ukazuje na defekt u izolaciji. [5]

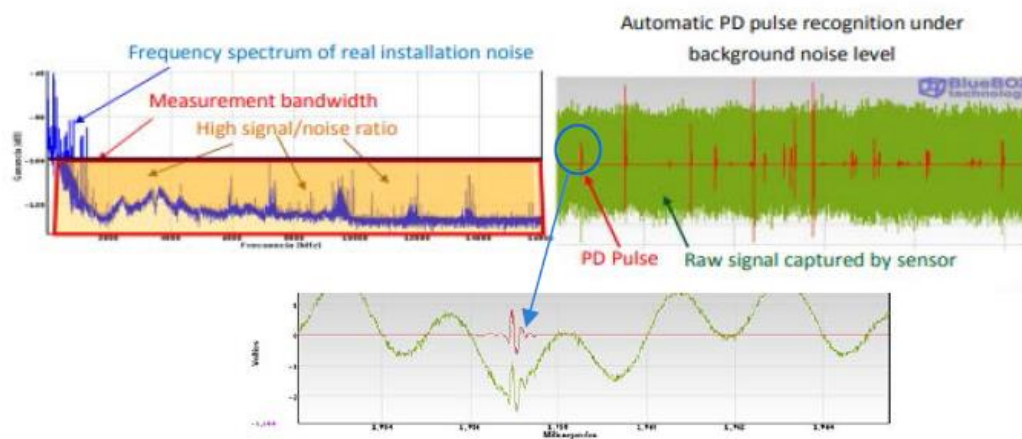
Različiti alati za analizu se često koriste za detekciju PP pomešanih sa šumom instalacije, za lociranje PP duž kablova i kablovskog pribora, za grupisanje različitih fenomena koji se mogu pojaviti na istom mestu i za prepoznavanje fazon rešene PP šeme koja identifikuje vrstu kvara. Nisu svi od njih dostupni u svim slučajevima, niti su uvek automatski. Za korišćenje nekih od

tih alata ponekad su potrebni dodatni resursi kao što su senzori, instrumenti, izvori, takođe može biti potrebno isključiti sistem (off-line test) kako bi se izvršila dobra analiza sa nekim od alternativnih metoda.

I većina njih zahteva visoku stručnost za obavljanje dijagnoze [3][4][6].

Preporučene metode i analize koje su razvijene za dijagnostiku čvrste izolacije visokonaponske opreme su date u koracima:

1. U prvom koraku vrši se sinhronizovano merenje sa svim HFCT (High Frequency Current Transformer) senzorima postavljenim na strateškim tačkama visokonaponske opreme pod nadzorom. Sinhronizacija mernih jedinica može se ostvariti putem optičkog vlakna ili vremenske reference koordinisanog univerzalnog vremena (CUT) pomoću GPS mreže.
2. U drugom koraku se uklanja prekomerni pozadinski šum koji je detektovan korišćenjem snažnog digitalnog filtera zasnovanog na talasnoj transformaciji, uz statističku analizu. Softver može da meri parcijalna pražnjenja nezavisno od postojećih električnih šumova i smetnji, tj. može da detektuje pražnjenja unutar električnih smetnji kada eliminacija istih nije moguća.



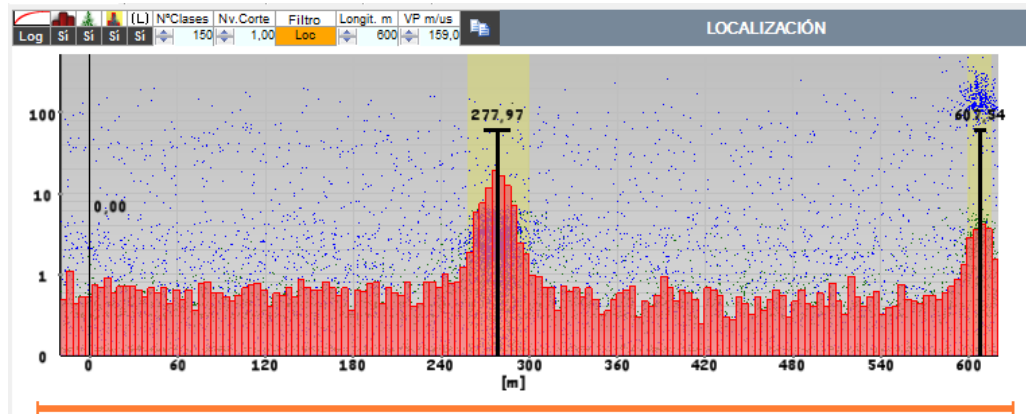
Slika 1: Automatska diskriminacija pozadinskog šuma

3. U trećem koraku se primenjuje alat za lokalizaciju (PP mapiranje) na filtrirane podatke. Pozicija svakog PP izvora se određuje uzimajući u obzir vremenski period Δt_i između vremena dolaska korelisanih PP impulsa na različite HFCT senzore. Impuls koji je izmeren jednim HFCT senzorom je u korelaciji sa drugim impulsom koji je izmeren na drugom HFCT-u, kada je kašnjenje u vremenima dolaska Δt_i niže od vremena propagacije impulsa između senzora t_w , definisanog formulom (1).

$$t_w = \frac{L}{V} \quad (1)$$

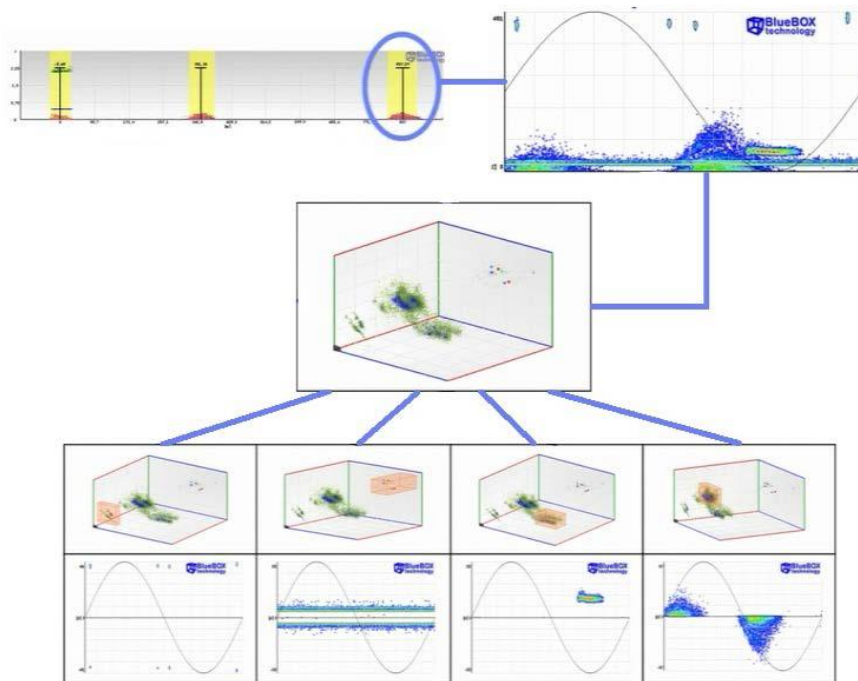
gde je L udaljenost između senzora, a V brzina propagacije signala. Poznavanjem Δt_i , vremena propagacije t_w i dužine kabla L , lokacija izvora impulsa $x_i(\Delta t_i)$ u odnosu na poziciju jednog senzora se utvrđuje sledećim izrazom:

$$x_i(\Delta t_i) = \frac{L}{2} \left[1 - \left(\frac{\Delta t_i}{t_w} \right) \right] \quad (2)$$



Slika 2: Automatska lokalizacija parcijalnih pražnjenja duž kabla

4. U četvrtom koraku primenjuje se alat za grupisanje kako bi se odvojili izvori impulsa koji se nalaze na istom mestu pomoću prethodno korišćenog alata za analizu. U ovom koraku, talasna forma svakog detektovanog impulsa karakteriše se sa tri parametra: glavna frekvencija i dva parametra oblika. Izračunate vrednosti ovih parametara predstavljene su u 3D dijagramu na kojem se različiti klasteri razlikuju. Svaki od formiranih klastera odgovara različitom izvoru PP. Odabirom klastera, dobijaju se fazno rešene PP (PRPD) mape odgovarajućih impulsa (slika 3).

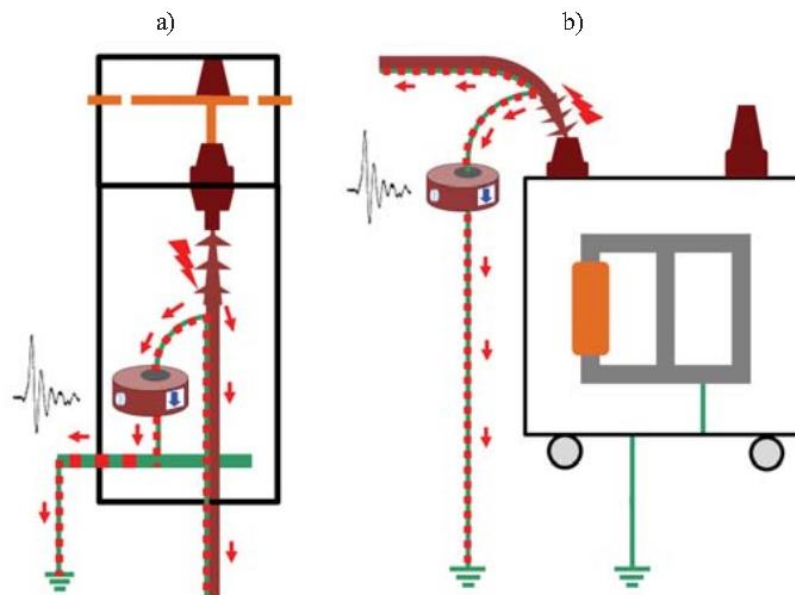


Slika 3: Prikaz grupisanih impulsa parcijalnih pražnjenja

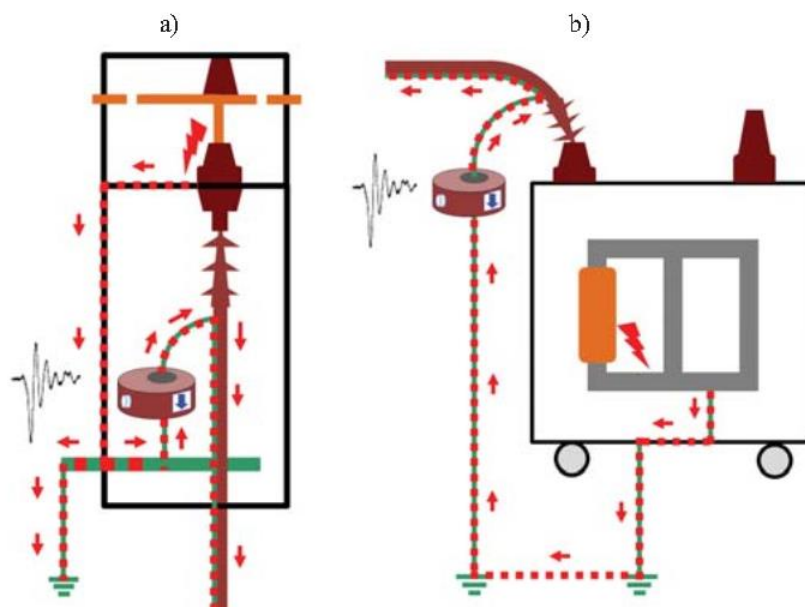
5. Za svaki pojedinačni PP izvor dobijen nakon primene koraka 3 i 4, identifikacija oštećenog elementa se određuje analizom polariteta impulsa PP. Na primer, za raspored

senzora postavljenih ekranu kabla kada je kvar u završnici kablovskog voda (slike 4a i 5a), impulsi PP zabeleženi u pozitivnoj polovini perioda referentnog naponskog signala imaju pozitivni polaritet.

Međutim, kada je kvar unutar prekidača ili transformatora (slike 5a i 5b), impulsi detektovani u pozitivnoj polovini perioda imaju negativni polaritet. Polariteti impulsa se menjaju jer putanja od izvora PP do HFCT senzora nije ista. Na slikama. 4 i 5, trajektorija impulsa kroz zaštitu kablovske žile i zemljane spojeve prikazana je crvenom isprekidanom linijom.



Slika 4: a) Defekt izolacije u završetku kabla povezanog sa HV prekidačem. b) Defekt izolacije u završetku kabla povezanog sa energetske transformatorom.



Slika 5: a) Defekt izolacije u HV prekidaču. b) Defekt izolacije u energetske transformatoru.

6. Za svaki pojedinačni izvor pražnjenja, poznavajući oštećeni element i analizirajući rezultat individualne PRPD mape, može se efikasno odrediti vrsta defekta izolacije.

Prepoznavanje defekata omogućava procenu rizika od kvara povezanog sa oštećenim elementima.

S obzirom na širok spektar dostupnih opcija, neophodno je uspostaviti dobru strategiju koja omogućava minimiziranje troškova potrebnih za primenu prediktivnog održavanja korišćenjem ovog tipa testova. Jedna od strategija koju može usvojiti operator presnog sistema podeljena je na dva nivoa: detekcija i lokacija.

2.1 Detekcija parcijalnih pražnjenja

Na ovom nivou je potrebno samo vršiti praćenje kako bi se detektovali postojeći kvarovi na instalaciji (kابلu iil priboru, prekidačima, GIS postrojenju, transformatorima). Glavni cilj je da se pokrije maksimalan broj objekata uz minimalni napor i dobru osetljivost. Kao rezultat ove prve evaluacije, trebalo bi da se dobiju informacije za:

- Odbacivanje opreme sa ili bez PP koja nisu opasna za izolacioni sistem.
- Identifikaciju objekata sa višom PP aktivnošću i uključenje plana preventivnih akcija.
- Identifikaciju objekata sa naprednim ili kritičnim kvarovima koji treba da se lociraju (Nivo 2) i poprave.
- Identifikacija objekata sa početnim kvarovima koji treba da se prate.

Važno je napomenuti da zavisno od vrste izolacije kabla (XLPE, EPR, PILC i slično) kriterijumi za određivanje šta je napredno ili početno stanje mogu da se promene.

2.2 Lokacija parcijalnih pražnjenja

Cilj ovog nivoa je lociranje kvarova pomoću automatskih alata za analizu, koje će obavljati tehničari u službi za održavanje bez pomoći dijagnostičara za parcijalna pražnjenja. Pored alata koji se koriste na Nivou 1, biće potrebna:

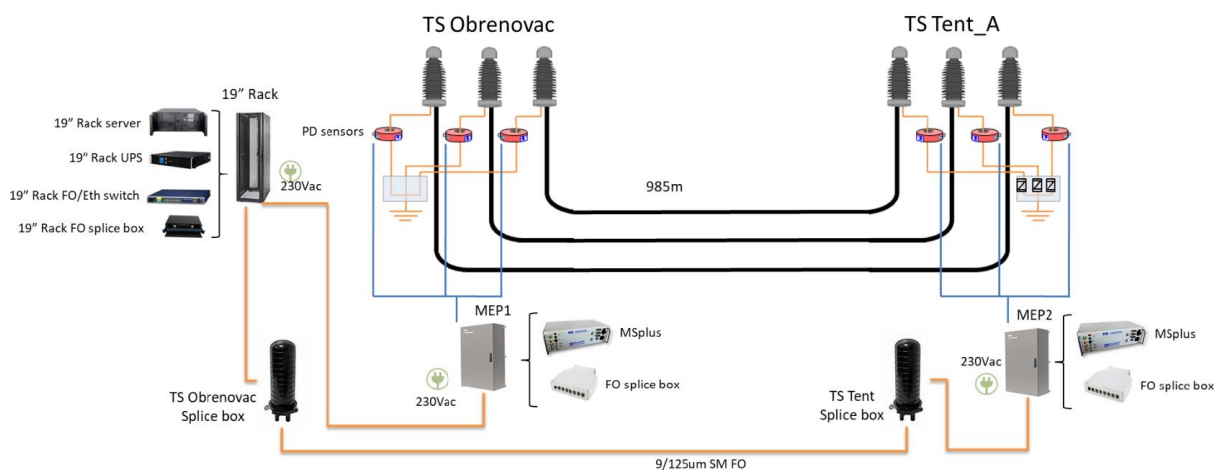
- a) Automatska identifikacija polariteta impulsa za određivanje pogođenog dela kabla.
- b) Automatska identifikacija PP izvora lociranih duž kablovskog sistema.

3 ARHITEKTURA SISTEMA

Kontinualni monitoring sistem čini nekoliko uređaja. Akviziciona jedinica ima ulogu da prikuplja i procesira signale parcijalnih pražnjenja koji se detektuju lokalno pomoću senzora montiranih na kablovskim završnicama. Na ovom projektu postoje dva merna mesta, jedan na početku, drugi na kraju 110 kV podzemnog kablovskog voda.

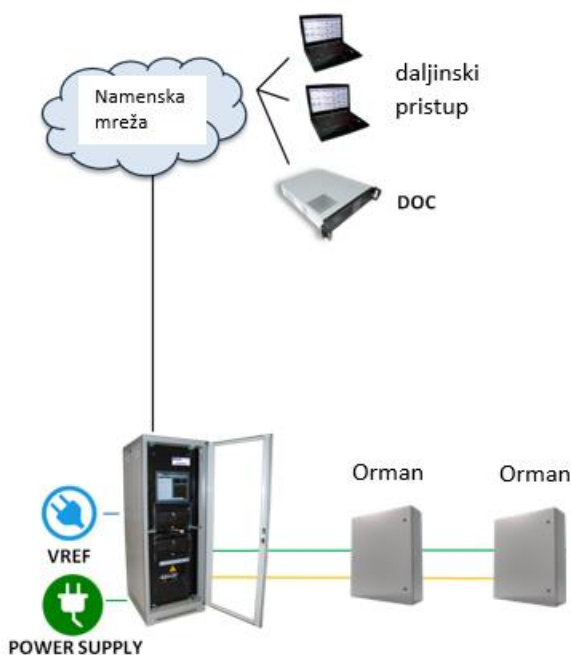
Na svakom mernom mestu, montiran je orman u kome se smešta akviziciona jedinica. Akviziciona jedinica detektuje i prikuplja signale preko HFCT senzora, dok fiber optička komunikaciona mreža povezuje svaku akvizicionu jedinicu (lociranu unutar ormana) sa lokalnim serverom montiranim u 19" reku, koji se nalazi u trafo stanici.

Arhitektura čitavog sistema, koji služi kao pilot projekat, prikazana je na slici 7. Ista oslikava izvedeno stanje monitoringa na kablovskom vodu 110 kV koji povezuje TS Obrenovac i TS Obrenovac SP.



Slika 6: Arhitektura kontinualnog monitoring sistema

Centralna jedinica (server) je smeštena u kontrolnu prostoriju u poseban rek orman. Sastoji se od CPU i zaštitnog sinhronizacionog sistema. Uloga mu je kontrola, sinhronizacija, primanje, procesiranje i analiza podataka prikupljenih od strane sistema za merenje, i skladištenje tih podataka. Blok šema povezivanja sistema sa centralnom jedinicom je prikazan na slici 7.



Slika 7: Blok šema povezivanja sistema sa centralnom jedinicom

4 HFCT SENZOR

Visokofrekventni strujni obuhvatni transformatori (HFCT) su senzori koji se obično koriste za merenje parcijalnog pražnjenja, međutim, u nedostatku standarda primene, karakteristike koje treba da imaju ovi senzori nisu dobro poznate [5]. Šest najvažnijih karakteristika koje senzori moraju da zadovolje su sledeće:

1. Prenosna impedansa bolja od 8 mV/mA u opsegu merenja od 1 MHz do 30 MHz.
2. Sposobnost samoprovere pomoću pomoćne zavojnice za injekciju signala.
3. Zaštita od smetnji bolja od -40 dB, za frekvencije do 30 MHz kako bi se ograničile smetnje.
4. Dielektrična čvrstoća veća od 10 kV pri 50 Hz.
5. Dobre performanse u pogledu korozije.



Slika 6: Novi visokofrekventni senzor

4.1 Prenosna impedansa senzora

Definiše se kao prenosna funkcija izlaznog napona u odnosu na ulaznu struju kada je izlaz opterećen impedansom od 50Ω . Neki senzori koji imaju visoku prenosnu impedansu (npr. > 8 mV/mA) u frekventnom opsegu od 1 MHz do 30 MHz nisu u stanju da je održe konstantnom u ovom visokom frekventnom opsegu, što uzrokuje izobličenje talasne forme pulsa parcijalnog pražnjenja koji treba da se meri. Drugi senzori koji održavaju konstantnu prenosnu impedansu u interesantnom frekventnom opsegu imaju nisku prenosnu impedansu (< 5 mV/mA).

Senzor dizajniran i izgrađen na optimizovan način mora održavati visoku prenosnu impedansu zavisno od frekvencije sa ravnim odzivom ($< \pm 10\%$) u interesantnom frekventnom opsegu između 1 MHz i 30 MHz, koji ima prenosnu impedansu od 8,3 mV/mA zahvaljujući svom posebnom dizajnu i idealnom odabiru materijala.

4.2 Sposobnost samoprovere

Važno je da senzor ima pomoćnu zavojnicu za injekciju kalibracionog impulsa, jer događaji u visokonaponskoj opremi, kao što su kratki spojevi, komutacioni prenaponi ili atmosferska pražnjenja, mogu prouzrokovati oštećenje jezgra senzora, što dovodi do degradacije njegove magnetizacione karakteristike i promena u njegovoj prenosnoj impedansi. Pomoćna zavojnica omogućava injekciju kontrolnog impulsa bez demontaže senzora. Iako postojanje ove pomoćne zavojnice smanjuje amplitudu i frekvencijsku reakciju senzora, otpor u seriji sa zavojnicom za samoprovjeru, ograničava ovaj štetan efekat.

4.3 Visok imunitet na smetnje

HFCT tip senzora koji se koristi za kontinuirano praćenje parcijalnih pražnjenja u visokonaponskim mrežama pod radnim uslovima izložen je visokim električnim poljima, u rasponu od desetina volti po metru. Stoga, neophodno je imati metalnu zaštitu kako bi se izbegle elektromagnetne smetnje.

4.4 Visoka dielektrična čvrstoća izolacije

Spoljni metalni štitnici, lakirani ili prekriveni lakom, efikasni su u pogledu elektromagnetnog imuniteta, ali su nedovoljni sa stanovišta električne izolacije, jer abrazija ili oštećenje boje ili laka može dovesti do pojave opasnih napona, ugrožavajući integritet mernog instrumenta, pa čak i operatera koji ga koristi. Zaštita unutrašnjom bakarnom zaštitom debljine nekoliko milimetara (>3 mm) od epoksi smole osigurava električnu izolaciju koja premašuje 10 kV pri 50 Hz, što može nastati u uzemljenim masama visokonaponske opreme i instalacija.

4.5 Antikorozivna svojstva

Senzori uliveni u smolu imaju kompaktnu i robusnu konstrukciju koja je otporna na efekte korozije, jer nema spoljnih metalnih delova izloženih korozivnim atmosferskim agensima koji se mogu pojaviti u instalaciji gde je senzor postavljen.

5 IZAZOVI U IMPLEMENTACIJI I EKSPLOATACIJI

Iskustvo koje je stečeno u implementaciji ovog sistema ukazuje da je u fazi investicionog planiranja potrebno izdvojiti sredstva za opremu i radove. Na taj način će se izbeći dodatne aktivnosti na potencijalnim građevinskim radovima i obezbediće se da u momentu puštanja kablovskog voda u pogon budu zabeleženi prvi rezultati.

Oprema koja se ugradi može da se koristi i za off-line ispitivanje ukoliko postoje adekvatni izvori snage koji bi obezbedili nominalni napon kablovskog voda.

Sama investicija nije značajna obzirom na vrednost investicionog projekta i direktne i indirektne troškove sanacije kvara na kablovskom vodu.

Tokom eksploatacije sistema za monitoring parcijalnih pražnjenja (PP), mogu se javiti brojni tehnički, organizacioni i operativni problemi koji utiču na tačnost i pouzdanost detekcije, kao i na celokupnu efikasnost održavanja elektroenergetske opreme. Neki od najčešćih problema uključuju:

- Uticaj elektromagnetnih smetnji (EMI) – U realnim uslovima rada, naročito u trafostanicama i visokonaponskim postrojenjima, prisutan je visok nivo elektromagnetnog šuma koji može ometati PP signale i izazvati pogrešne interpretacije. Ovo zahteva kvalitetnu filtraciju i kalibraciju sistema.
- Degeneracija senzora i opreme – Vremenom dolazi do starenja senzora, gubitka kalibracije i smanjenja njihove osetljivosti, što može dovesti do nepouzdanih očitavanja i potrebe za redovnim servisiranjem ili zamenom.
- Nedostatak obuke i iskustva – Eksploatacija sistema zahteva stručno osoblje koje zna pravilno tumačiti rezultate. U suprotnom, sistem može biti zanemaren ili se podaci mogu pogrešno koristiti, što anulira njegovu svrhu.

- Zanemarivanje održavanja sistema – Ironično, i sam PP monitoring sistem mora biti predmet redovnog održavanja.

6 ZAKLJUČAK

Iako je investicija u ovakav sistem značajna, koristi su višestruke: produžen vek trajanja opreme, smanjenje zastoja, smanjenje troškova neplaniranih intervencija i povećana sigurnost. Implementacija sistema za monitoring PP je stoga deo šire strategije preventivnog i prediktivnog održavanja u modernim elektroenergetskim sistemima.

Za budućnost, treba se suočiti sa nekoliko izazova kako bi se proširila monitoring mreža PP: automatska analiza i interpretacija PP korišćenjem veštačke inteligencije i istraživanje tehnoloških rešenja za trenutna ograničenja u merenju PP.

7 LITERATURA

- [1] IEC/TS 62478-2015 “High voltage test techniques - Measurement of partial discharges by electromagnetic and acoustic methods”.
- [2] F. Garnacho, M. Sánchez-Úran, J. Ortego, J. Moreno, F. Álvarez, O. Perpiñan, J.L. Vallejo, J. Gonzalo, 2011, "PD monitoring system for H.V. cables by means of powerful digital tools to discriminate noise
- [3] CIGRE Working Group DL33., “HV On-Site Testing with Partial Discharge Measurement”, Electra Brochure, June 2012.
- [4] F. Garnacho, M. A. Sánchez-Urán, J. Ortego, F. Álvarez, A. González, 2013, "Control of Insulation Condition of Smart Grids by Means of Continuous PD Monitoring", Proceedings CIRED conference, Stockholm, Sweden.
- [5] A. Haddad, D.F. Warne, “Advances in High Voltage Engineering”, 2nd ed., IET Power and Energy Series, IET: London, UK, 2007; pp.37–190.
- [6] F. Álvarez, J. Ortego, F. Garnacho and M.A. Sánchez-Urán, 2015, “A Clustering Technique for Partial Discharge and Noise Sources Identification in Power Cables by Means of Waveform Parameters”, IEEE DEIS.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.01)**B2.01****ANALIZA OTPORNOSTI UZEMLJIVAČA DALEKOVODNIH STUBOVA NAKON
PRIMENE DODATNIH MERA NA POPRAVCI UZEMLJENJA****ANALYSIS OF THE RESISTANCE OF TRANSMISSION TOWER EARTHING AFTER
THE APPLICATION OF ADDITIONAL MEASURES ON THE EARTHING****Boris Šušić, Svetozar Tomović, Leda Minić, Dejan Dmitrić, Miloš Dabović***

Kratak sadržaj: Uvod će dati ostvrt na tehničke zahteve u vezi uzemljivača stubova dalekovoda, svrhu korištenja te upotrebu i način računanja otpornosti uzemljivača. Daće se objašnjenje kako je računata otpornost uzemljivača i kako je izvedeno uzemljenje na terenu. U pitanju je tipski uzemljivač oko stuba, koji se sastoji od dva prstena oko svake temeljne stopa i zajednički prsten oko svih stopa. Pored toga biće objašnjeno na koji način se vršilo merenje otpornosti uzemljenja pojedinih stubova. Pored vrednosti otpornosti uzemljivača daće se i izmerene vrednosti specifične otpornosti tla u kome je postavljen uzemljivač. Potom će se dati proračuni za primenu dodatnih mera kao i rezultati proračuna. Dodatne mere se sastoje od izrade krakova i sonde koji se povezuju na osnovni uzemljivač. Sonde su postavljene vertikalno u tlu i oko njih i korišten je zamenski materijal (GEM – ground enhanced material). Nakon toga biće prikazani rezultati ponovnih merenja otpornosti uzemljivača, posle primene dodatnih mera. Na kraju će se dati rezultati analize, odnosno pokazaće se koliko je smanjena vrednost otpornosti uzemljivača nakon primene dodatnih mera.

Ključne reči: *uzemljenje, dalekovod, merenje uzemljenja*

Abstract: The introduction will explain the technical requirements regarding the earthing, the purpose of use, and method of calculating the resistance of the earthing. An explanation will be given as to how the resistance of the earthing was calculated and how earthing was carried out in the site. It is a typical earthing around the tower, which consists of two rings around each foundation and a common ring around all four legs. In addition, it will be explained how the earthing resistance of individual tower was measured. In addition to the resistance value of the earthing, the measured values of the specific resistance of the soil in which the earthing is installed will also be given. So calculations will be provide for the application of additional measures as well as the results of the calculations. Additional measures consist of making horizontal rods and vertical rods that are connected to the basic earthing.

* Boris Sušić, GOPA Tech ogranak, boris.susic@gopa.eu
Svetozar Tomović, Kodar, svetozar.tomovic@kodar.rs
Leda Minić, Crnogorski elektroprenosni sistem, leda.minic@cges.me
Dejan Dmitrić, Kodar, dejan.dmitric@kodar.rs
Miloš Dabović, Kodar, milos.dabovic@kodar.rs

The vertical rods were placed in soil and around the soil and a substitute material (GEM – ground enhancement material) was used. After that, the results of re-measurements of the resistance of the earthing will be shown, after the application of additional measures. At the end, the results of the analysis will be given, it will be shown how much the resistance value of the earthing has decreased after the application of additional measures.

Key words: *Earthing, Overhead line, Measurement of Earthing*

1 UVOD – UZEMLJENJE DALEKOVODNIH STUBOVA

Uzemljenje je električno provodno spajanje pojedinih delova voda sa zemljom;

Uzemljenje na dalekovodu predstavlja povezivanje određenih metalnih elemenara, koji nisu pod naponom radi zaštite od prenapona, poboljšanja bezbednosti i stabilnosti sistema.

Uzemljenje dalekovodnih stubova je ključna mera zaštite u elektroenergetskim sistemima. Njegova osnovna namena je da omogući bezbedno odvođenje struje u zemlju u slučaju kvara na mreži ili u slučaju udara groma. Na ovaj način se štite ljudi, koji se mogu naći u blizini stubova u slučaju kvara. Takođe štiti se oprema i kao i sama prenosna i distributivna elektroenergetska mreža od oštećenja i potencijalno opasnih napona.

Najčešće se koriste uzemljivači u obliku metalnih šipki, traka ili mreža, koji se postavljaju u tlo u neposrednoj blizini stuba. Otpornost uzemljenja treba da bude što manja, a vrednosti se određuju u skladu sa tehničkim normama i karakteristikama tla.

Pravilnik o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenergetskih vodova nazivnog napona od 1kV do 400kV, Službeni list SFRJ 65/88 i SRJ 18/92[1], definiše kako se postavlja uzemljenje oko dalekovodnih stubova. Članom 78, Pravilnika je navedeno da kod stubova nadzemnog voda koji pripadaju mreži sa efiksano uzemljenom neutralnim tačkom imaju, po pravilu uzemljivač u obliku: „jednog ili dva prstena oko svakog temelja ili oko svih temelja jednog stuba. Najmanja dubina ukopavanja uzemljivača je 0,5m.“

U Članu 82 se navodi: „Ako se uzemljenjem izvedenim prema članu 78 ovog pravilnika ne postigne otpornost koja obezbeđuje zaštitu od groma, potrebno je međusobno povezivati pojedinačne uzemljivače ili postaviti još jedan prsten oko svih temelja stuba na dubini od 1m, odnosno položiti zrakaste uzemljivače ukupne dužine približne dužini uzemljivača prstena, ako je to povoljnije s obzirom na teren.

Ako se postupkom iz stava 1 ovog člana ne postigne otpornost koja štiti od povratnog preskoka, odustaje se od daljeg polaganja uzemljivača.“

2 NAČIN IZVOĐENJA UZEMLJIVAČA

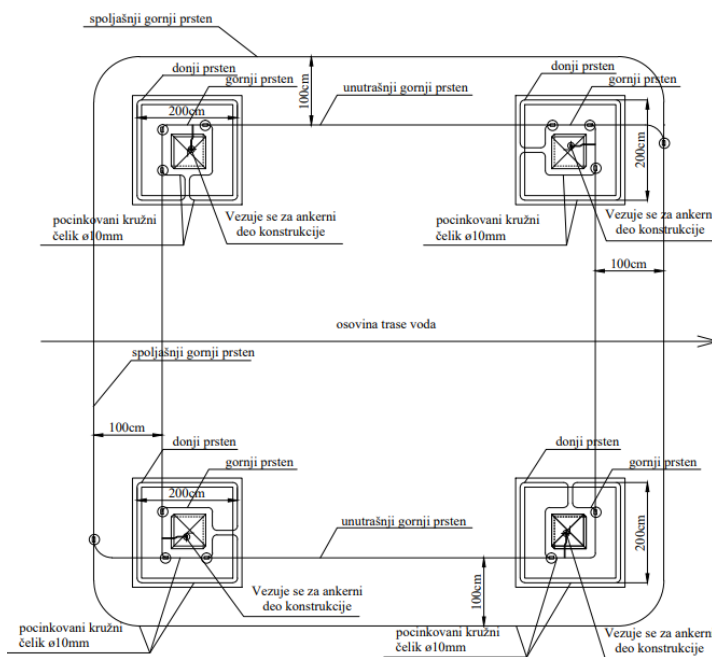
U ovom poglavlju je objašnjeno na koji način je postavljen uzemljivač dalekovodnih stubova koji su predmet analize.

Projektovani uzemljivač se sastoji od:

-Osnovnog uzemljivača oko svake noge stuba (sastoji se od gornjeg prstena postavljenog na 0.6 m od površine tla i donjeg prstena postavljenog u nivou temeljne ploče). Osnovni uzemljivači su međusobno povezani;

-Spoljašnjeg prstena postavljenog na udaljenosti 1 m od osnovnog uzemljivača na dubini od 0.6m, koji je povezan na osnovi uzemljivač.

Na ovaj način je izvedeno uzemljenje na svim stubovima, što je u skladu sa Članom 78 Pravilnika.



Slika 1: Skica primenjenog tipa uzemljivača

3 IZMERENE VREDNOSTI OTPORNOSTI UZEMLJENJA

Nakon ugradnje izvršena su merenja otpornosti uzemljenja i merenje specifične otpornosti zemlje u na stubnim mestima.

Merenja su vršena uređajem marke METREL model MI 3290, prikazanog na slici 2.



Slika 2: Merni uređaj

Kako je dalekovod izgrađen, postavljeno je i zaštitno uže sa optičkim vlaknima, merenje otpornosti je izvršeno visokofrekventnom (HF) metodom, gde nije bilo potrebe za galvanskim odvajanjem uzemljenja od ostatka konstrukcije stuba.

Metoda se zasniva na činjenici da je zbog visoke frekvencije ispitnog signala, impedansa zaštitnog užeta postaje toliko velika da se struja kroz OPGW može zanemariti, u skladu sa EN 50522. Dakle prilikom merenja u zemlju se ubrizgava naizmenična struja visoke frekvencije (25 kHz) preko pomoćne sonde (H).

Pad napona meri se pomoćnom sondom (S). I konačno otpor uzemljivača se određuje iz odnosa napona i struje:

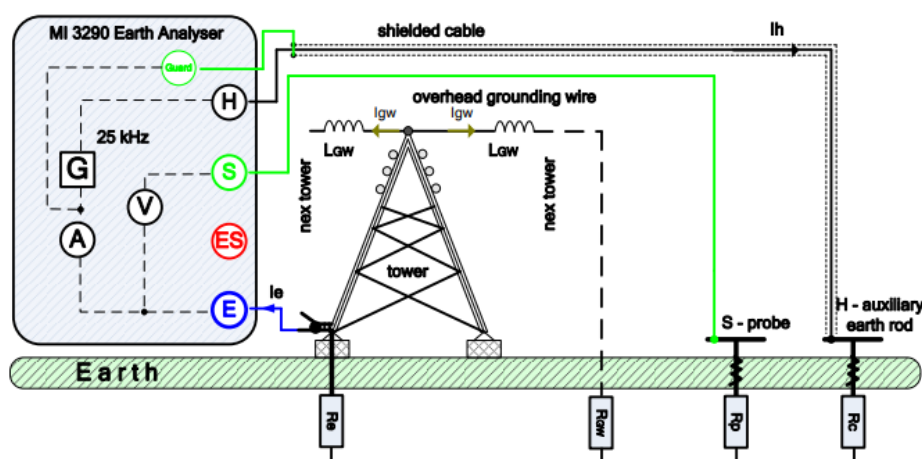
$$R_e = \frac{U_{S-E}[V]}{I_e[A]} [\Omega]$$

Gde je

R_e – izmereni (izračunati) otpor uzemljivača

U_{S-E} – Izmeren napon između sonde

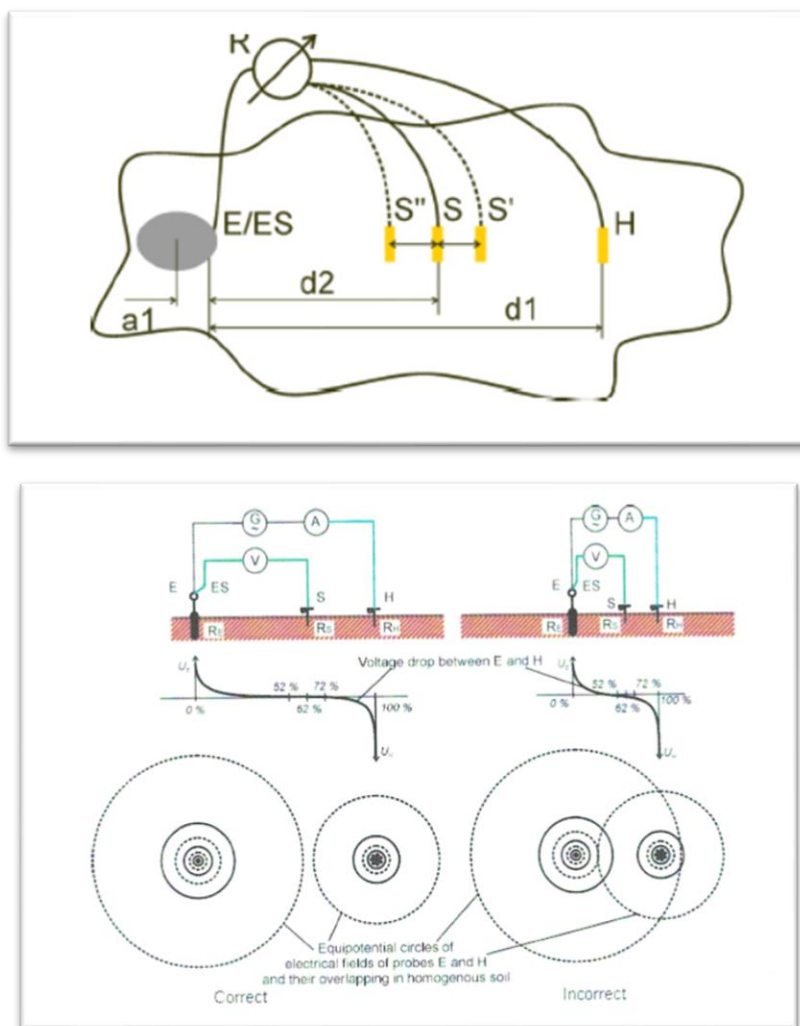
I_e – izmerena struja



Slika 3: Šematski prikaz merenja uzemljenja HF metodom

Sonda E je povezana sa uzemljeničkom elektrodom (šipkom). Sonda H služi za zatvaranje merne petlje. Napon između sonde S i E je pad napona na izmerenom otporu. Ako se S sonda postavi preblizu sistemu uzemljenja, meriće se premali otpor (videće se samo deo naponskog levka). Ako je S sonda postavljena preblizu H sonde, otpor uzemljenja naponskog levka H sonde bi poremetio rezultat.

Važno je da se zna veličina uzemljivača za pravilno postavljanje sonde. Parametar a predstavlja maksimalnu dimenziju uzemljujuće elektrode (ili sistema elektroda). Nakon što se definiše maksimalna dimenzija uzemljivača, merenja se mogu izvršiti pravilnim postavljanjem ispitnih sonde. Merenje sa tri položaja probne sonde S (S'' , S , S') ima za cilj da proveriti da li je odabrana udaljenost d_1 dovoljno dugačka.



Slika 4: Pravilan položaj sonde

Distance pomoćnih elektoeda bi pri prvom merenju trebalo odrediti :

$$d_1 > 5a$$

$$d_2 = 0,62d_1 - 0,38a_1$$

pri čemu je a_1 udaljenost tačke spajanja sistema uzemljenja i centra. Zatim se radi drugo i treće mjerenje sa pomjeranjem sonde prema sledećim relacija:

$$d_2 = 0,52d_1 - 0,38a_1$$

$$d_2 = 0,72d_1 - 0,38a_1$$

U slučaju pravilno odabranog d_1 , rezultati merenja 2 i 3 su simetrični oko rezultata merenja 1. Razlike (merenje 2 - merenje 1, merenje 3 - merenje 2) moraju biti niže od 10%. Veće razlike ili nesimetrični rezultati znače da naponski levak utiče na merenje i d_1 treba povećati.

Merenje specifičnog otpora zemlje

Specifični otpor zemlje za različite vrste tla poprima vrednosti od nekoliko Ωm do nekoliko hiljada Ωm . Vrednost otpornosti za određenu vrstu tla je izuzetno promenjiva. To se događa zbog toga što je provodljivost struje u zemlji elektrolitske prirode te zavisi od količine disociranih jona, a ta količina opet o rastvorljivosti prisutnih soli i o stepenu vlažnosti tla. Zato se otpornost znatno menja sa vlažnošću tla, temperaturom tla i količinom soli u tlu. Na sledećoj slici vidi se pretpostavljena vrednost specifičnog otpora tla pri određenim vrednostima soli, vlage i temperatura.

Kao što je poznato za različitu vrstu tla imamo različite vrednosti specifičnog otpora zemlje. U narednoj tabeli su date te karakteristične vrednosti:

Tabela 1: Karakteristične specifične otpornosti tla

Vrsta zemljišta,vode i drugih materijala	Tipični rasponi specifične otpornosti tla (Ωm)
Morska voda	0,1-1
Jezerska voda i reke	1-10
Močvarno zemljište	5-40
Glina	20-100
Glinasta zemlja slabe vlažnosti i mešovita zemlja	120-200
Vlažni pesak	90-150
Zemlja crnica	50-200
Suvi pesak	200-300
Šljunak	400-2000
Beton	50-500
Kamenito zemljište	1000-4000
Granit, slojevita stijena	10000-50000
Led	10000-100000

Poznavanje specifičnog otpora tla predstavlja glavni ulazni parametar prilikom proračuna uzemljenja i stoga je od presudne važnosti.

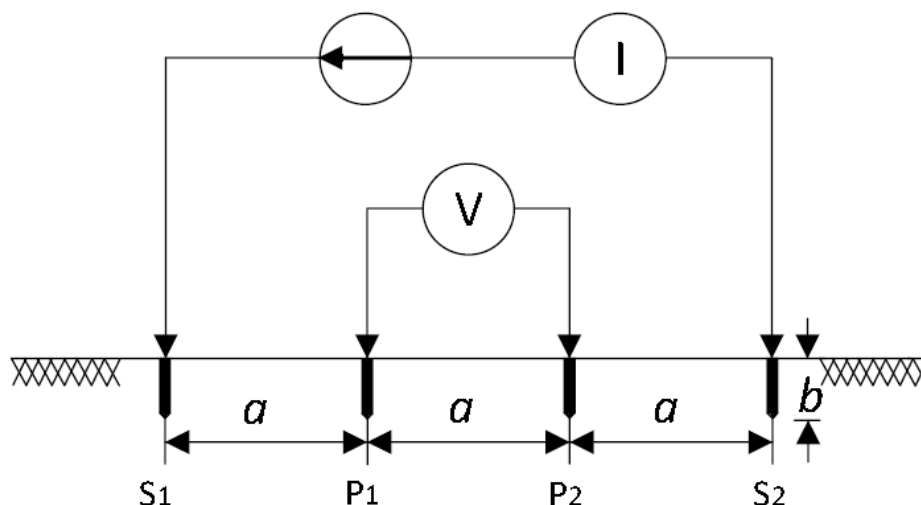
Postoji nekoliko metoda mjerenja specifičnog otpora zemljišta, a u ovom konkretnom slučaju korištena je Wenner-ova metoda merenja čija je principijelna šema data na sledećoj slici.

$$\rho_a = \frac{4 * \pi * a * R}{1 + \frac{2 * a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Ako je dubina na koju je zabijena sonda, b, mala u odnosu na međusobni razmak između sonde, a, onda se za izračinavanje prividnog specifičnog otpora tla može koristiti pojednostavljena jednačina:

$$\rho_a = 2 * \pi * a * R,$$

pri čem je a - rastojanje između sonde u metrima, a R izmereni otpor u Ω . U konkretnom slučaju rastojanje između sonde (a) je bilo 10m i 4m, a dubina ukopavanja sonde (b) se kretala u zavisnosti od terena i iznosila je od 0,2 do 0,6m.



Slika 4: Merenje specifične otpornosti tla

Takom i nakon izgradnje dalekovodnih stubova izvršena su merenja otpornosti uzemljivača kao i specifične otpornosti tla. Rezultati merenja su pokazali da je od ukupno 295 stubova, na 91 mestu postignuta zadovoljavajuća vrednost otpornosti uzemljivača, dok se na ostale 204 lokacije moraju primeniti dodatne mere kako bi se vrednost uzemljenja dodatno spustila.

4 DODATNE MERE

Nakon prikupljanja svih izmerenih rezultata rađene su dodatne mere na mestima gde rezultat otpornosti uzemljenja nije bio zadovoljavajući, odnosno gde je vrednost uzemljenja bilo preko 28.5 Ω .

Dodatne mere su se sastojale od izrade horizontalnih krakova, polaganih na dubini od 0.6 m te ugradnje vertikalnih sondi duž krakova. Vertikalne sonde (pocinkovane čelične šipke, prečnika 16 mm) su polagane u zemlju (najčešće stenu) na način da je prvo izbušena rupa prečnika 5 cm te je u nju nalivena GEM (ground enhancement material) masa u koju je zatim postavljena sonda.



Slika 5: Način postavljanja GEM mase

Zavisno od dobijenih rezultata uzemljenja kao i specifične otpornosti zemlje, urađen je proračun koji je pokazao koliko je potrebno krakova i koje dužine, kao i broj sondi po kraku.

Broj krakova kretao se od 1 do 4, dok je dužina pojedinog kraka bila od 16 do 64 m..

Broj vertikalnih sondi je bio od 3 do 16 po kraku, gde su one bile međusobno udaljene 4 m.

Proračunom je određena klasifikacija dodatnih mera u 12 kategorija,

- Dodatna mera 1 (DM1) - 1 krak dužine 16 m sa 4 sonde dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 2 (DM2) - 1 krak dužine 24 m sa 6 sondi dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 3 (DM3) - 1 krak dužine 48 m sa 12 sondi dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 4 (DM4) - 2 kraka dužine 48 m sa po 12 sondi dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 5 (DM5) - 1 krak dužine 64 m sa 16 sondi dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 6 (DM6) - 2 kraka dužine 12 m sa po 3 sonde dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 7 (DM7) - 2 kraka dužine 16 m sa po 4 sonde dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

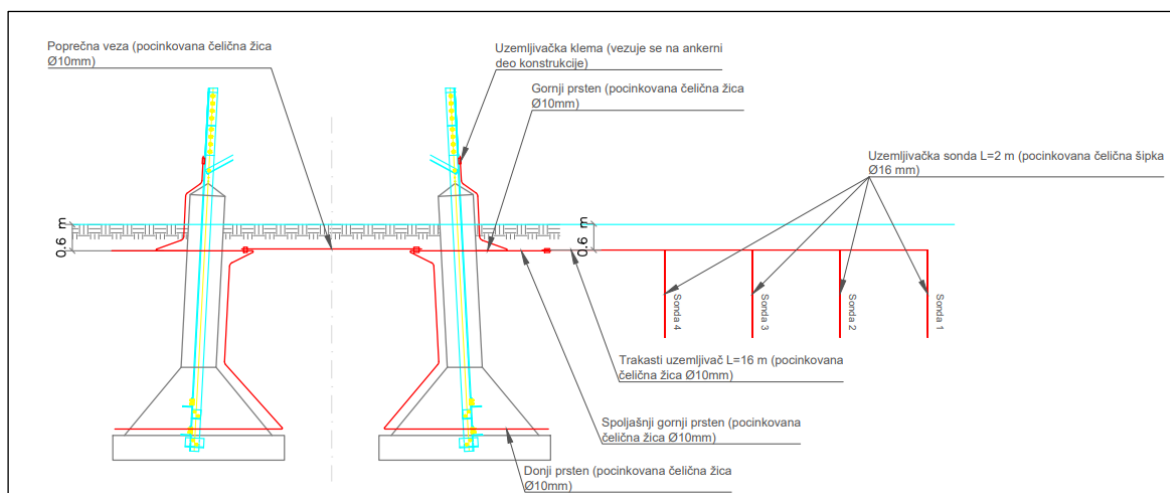
- Dodatna mera 8 (DM8) - 2 kraka dužine 24 m sa po 6 sondi dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 9 (DM9) - 2 kraka dužine 32 m sa po 8 sondi dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

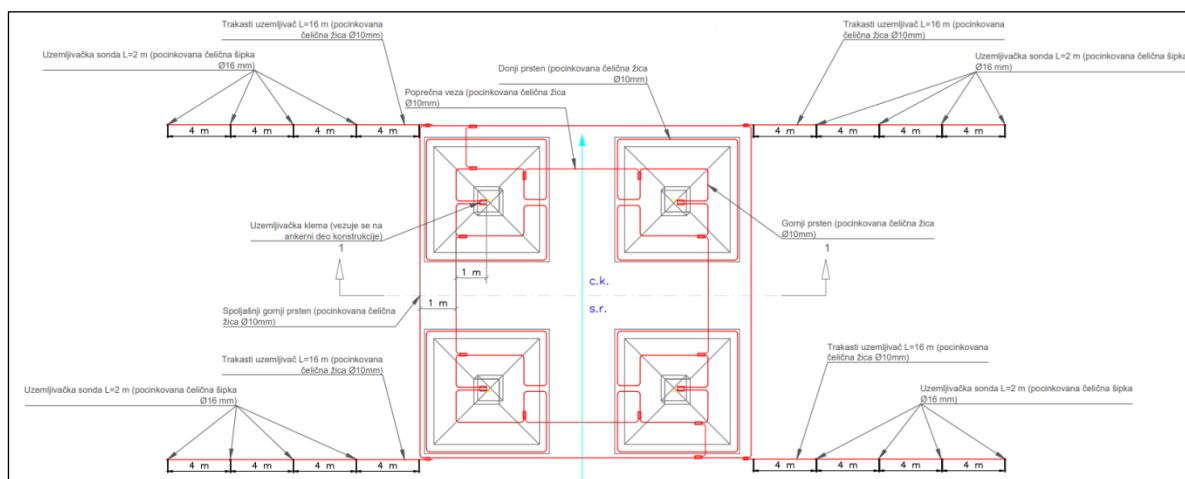
- Dodatna mera 10 (DM10) - 3 kraka dužine 16 m sa po 4 sonde dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4m

- Dodatna mera 11 (DM11) - 4 kraka dužine 12 m sa po 3 sondi dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4 m

- Dodatna mera 12 (DM12) - 4 kraka dužine 16 m sa po 4 sonde dužine 2 m na međusobnom razmaku od 4m



Slika 6: Grafički prikaz DM1



Slika 7: Grafički prikaz DM12

Izračunavanje otpornosti sonde koja je postavljena u GEM masu, daće se na primeru dodatne mere DM1, koja će se analogno primeniti za ostale mere.

Kao dodatna mera 1 (DM1) biće primenjena mera dodavanja jednog kraka dužine 16 m i 4 sonde dužine 2 m, na međusobnom rastojanju od 4 m. Sonde su pocinkovane čelične šipke prečnika Ø 16 mm, koje se postavljaju u rupe prečnika Ø 50 mm. Nakon postavljanja sonde rupa se popunjava GEM masom.

Otpor sonde oko koje se postavlja GEM masa računa se po obrascu:

$$R_s = \frac{c}{2\pi L} \left(\rho \left(\ln \frac{8L}{D_b} - 1 \right) + \rho_b \left(\ln \frac{8L}{d} - 1 \right) - \rho_b \left(\ln \frac{8L}{D_b} - 1 \right) \right) \quad (1)$$

gde je:

ρ (Ωm) – otpornost okolnog tla

ρ_b (Ωm) – otpornost GEM mase

D_b (m) – prečnik rupe u koji se ubacuje sonda i koja se popunjava GEM masom

L (m) – dužina sonde

d (m) – prečnik sonde

c – koeficijent korekcije zbog primene GEM mase

Otpor trakastog uzemljivača za dužinu L računa se prema obrascu:

$$R_T = \frac{\rho}{\pi L} \ln \frac{2L}{d} (\Omega) \quad (2)$$

Ekvivalentni otpor trakastog uzemljivača dužine L i broja sonde n postavljenih u GEM masu, iznosi:

$$R_{T+nS} = \frac{R_S * R_T}{n * R_T + R_S} (\Omega) \quad (3)$$

Nakon primene dodatnog seta mera na projektovani uzemljivač, dobija se da je ekvivalentni otpor uzemljivača stuba:

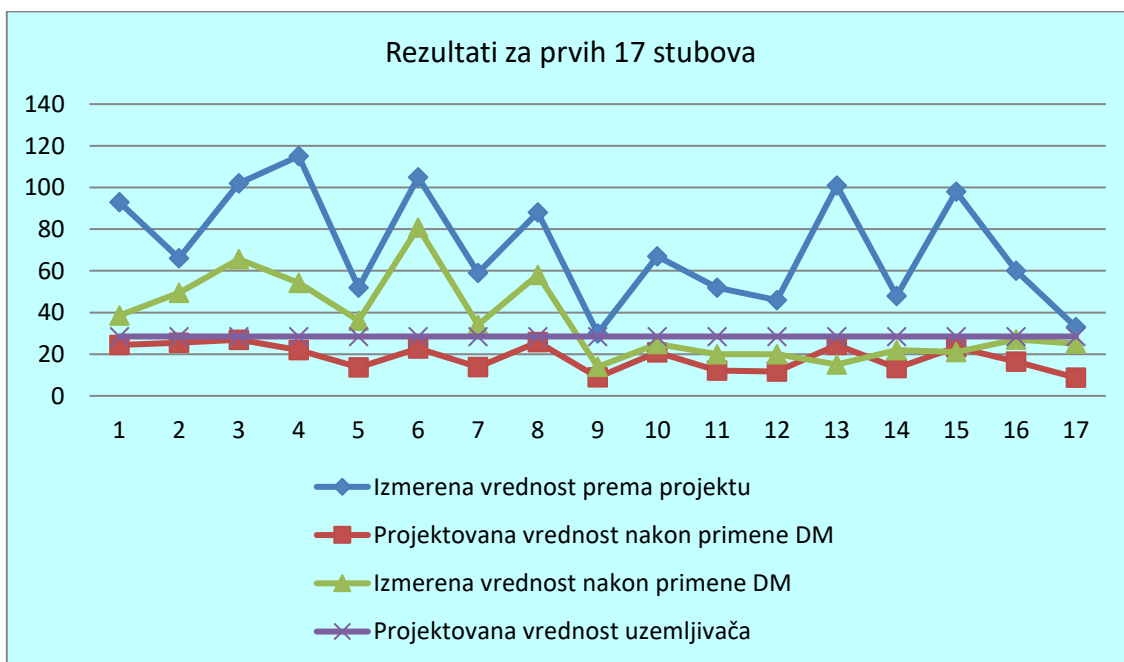
$$R_e = \frac{R_{O+P} * R_{T+nS}}{R_{O+P} + R_{T+nS}} (\Omega) \quad (4)$$

U proračunu se za R_{O+P} uzima izmerena vrednost otpora uzemljivača.

5 MERENJE NAKON URADJENIH DODATNI MERA

Nakon urađenih dodatnih mera izvršeno je ponovno merenje otpornosti uzemljivača dalekovodnih stubova.

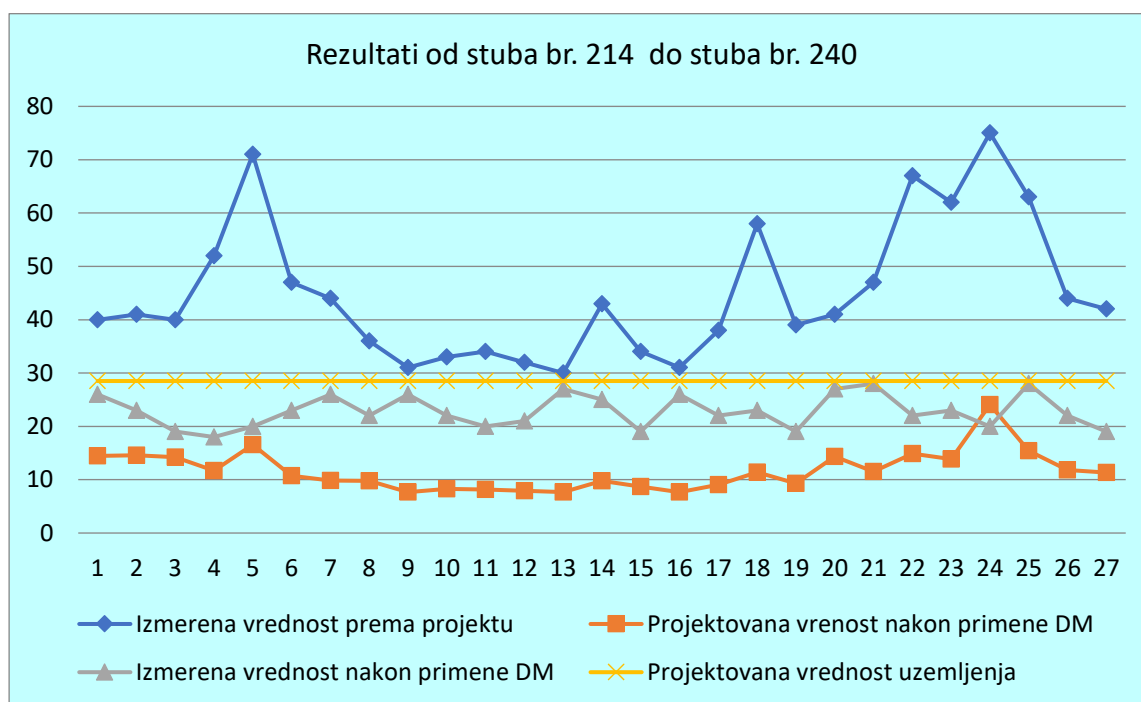
Od ukupno 204 stuba, na koliko je bilo potrebo korigovati uzemljivač, primenom dodatnih mera na njih 177 je postignuto zahtevano uzemljenje, dok je na ostalih 27 stubnih mesta, vrednost otpornosti uzemljenja smanjena za određeni procenat.



Slika 8: Grafički prikaz rezultata merenja na prvih 17 stubova

Tabela 2: Tabela prikaz rezultata merenja za prvih 17 stubova

Red.br.	Projektovana vrednost uzemljivača (Ω)	Izmerena otpornost projektovanog uzemljenja (Ω)	Primena dodatne mere za poboljšanje uzemljenja	Projektovana vrednost uzemljenja nakon dodatnih mera (Ω)	Izmerena vrednost uzemljenja (Ω)
1	28,5	93	DM6	24,43	38,5
2	28,5	66	DM1	25,44	49,4
3	28,5	102	DM7	26,96	65,6
4	28,5	115	DM11	22,05	54,2
5	28,5	52	DM1	13,62	36,1
6	28,5	105	DM6	22,77	80,8
7	28,5	59	DM1	13,85	34,1
8	28,5	88	DM1	25,87	58,01
9	28,5	30	DM1	8,9	13,93
10	28,5	67	DM1	20,97	24,9
11	28,5	52	DM1	12,1	20
12	28,5	46	DM1	11,72	20
13	28,5	101	DM7	24,44	15
14	28,5	48	DM1	13,4	22
15	28,5	98	DM7	23,42	21
16	28,5	60	DM1	16,46	27
17	28,5	33	DM1	8,73	25



Slika 9: Grafički prikaz rezultata merenja od stuba br. 214 do stuba br. 240

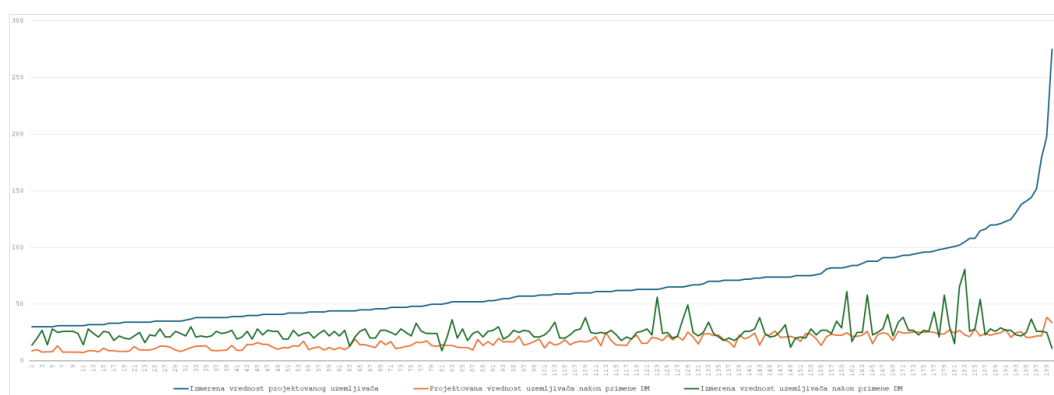
6 ZAKLJUČAK

Od 204 stubnih mesta na kome se nije postigla zadovoljavajuća vrednost uzemljenja, primenjene su dodatne mere kako je ranije objašnjeno.

Nakon merenja po primeni dodatnih mera na 177 lokacije se postiglo zahtevano uzemljenje. Na preostalih 26 lokacija vrednost uzemljenja se spustila izmedju - 11% i 74 % od prvoizmerene vrednosti uzemljenja sa osnovnim uzemljivačem.

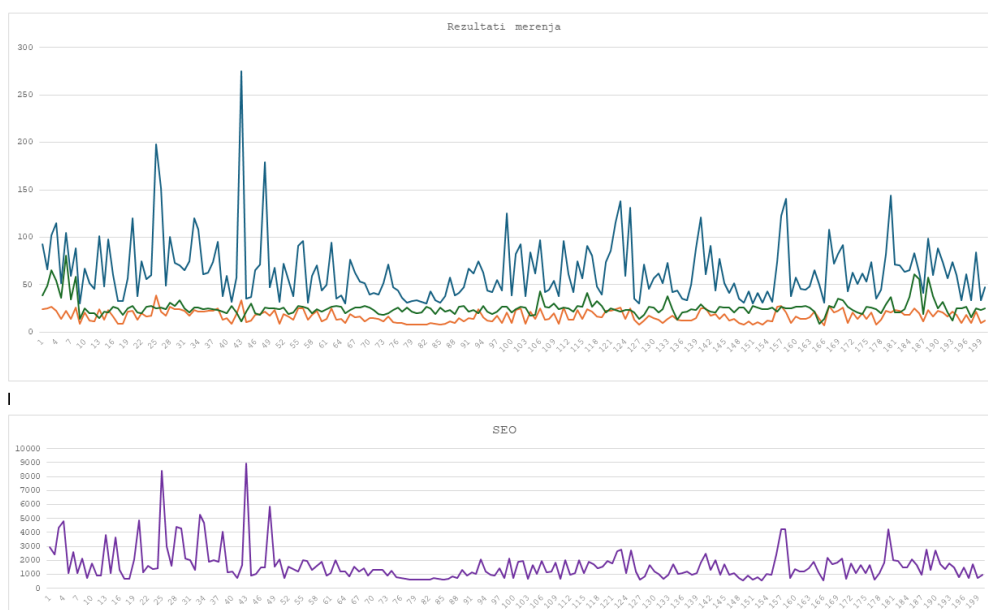
Kroz primenu dodatnih mera, pokazano je da se nije mogao pronaći i izvesti, univerzalni obrazac na koji način da se postigne zahtevana vrednost otpornosti uzemljenja.

Takodje pokazalo se da je kod većih vrednosti, značajno smanjena vrednost otpornost uzemljenja, dok je kod vrednosti uzemljenja nešto većih od zahtevane, dosta teško dolazilo do smanjivanja vrednosti uzemljivača.



Slika 10: Gradacijski poređana prvobitna merenja od najmanje do najveće vrednosti

Uočeno je, odnosno potvrđeno je, da je izmerena otpornost u direktnoj korelaciji sa specifičnim električnim otporom (SEO) tla što se i moglo očekivati.



Slika 11: Poređenje dobijenih rezultata sa izmerenim SEO

Prilikom merenja specifične električne otpornosti tla kao i vrednosti uzemljenja primećeno je značajno odstupanje u rezultatima ukoliko se promeni pravac postavljanja mernih sondi i različita udaljenost sodni. Što navodi na zaključak da je tlo nehomogeno (što se moglo zaključiti i vizuelnim pregledom lokacija), odnosno da se specifična električna otpornost različita za različite pravce i dubine slojeva, što dalje znači da je za dobro funkcionisanje uzemljivača, dovoljno pronaći barem jedan pravac koji će zadovoljiti tražene uslove.

7 LITERATURA

- [1] Pravilnik o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenergetskih vodova nazivnog napona od 1kV do 400kV
- [2] EN 50522:2010 Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.02)**B2.02****UPOREDNA ANALIZA SRPS EN IEC 60383-1:2023 I NJEGOVE VERZIJE IZ 2011.
GODINE: ISPITIVANJA I UZORKOVANJE VISOKONAPONSKIH IZOLATORA****COMPARATIVE ANALYSIS OF SRPS EN IEC 60383-1:2023 AND ITS 2011 VERSION:
TESTING AND SAMPLING OF HIGH-VOLTAGE INSULATORS****Marko Vukoje, Vladimir Alempijević, Dimitrije Anđelković, Alen Gudžević***

Kratak sadržaj: Cilj ovog rada je da ukaze na razlike u standardu SRPS EN IEC 60383-1:2023 u odnosu na prethodnu verziju istog standarda iz 2011. godine. Sa fokusom na tipska, rutinska i prijemna ispitivanja za: kapaste izolatore, štapne izolatora, linijske potporne izolatore i potporne izolatore za nosač. Takođe, tema ovog rada je da ukaze na razlike u pravilima uzorkovanja i procedurama za prijemno ispitivanje. Standard IEC 60383-1 se primenjuje na porcelanske i staklene izolatore koji se koriste na visokonaponskim nadzemnim vodovima i frekvencijom ne većom od 100 Hz. Ovaj standard je neizostavan prilikom ispitivanja kao i kontrole kvaliteta u toku proizvodnog procesa navedenih tipova izolatora.

Ključne reči: IEC 60383-1 , tipska ispitivanja, rutinska ispitivanja, prijemna ispitivanja, izolatori

Abstract: The aim of this paper is to highlight the differences in the SRPS EN IEC 60383-1:2023 standard compared to its previous version from 2011. The focus is on type, routine, and sample tests for: cap and pin insulators, long rod insulators, line post insulators, and pin insulators. Additionally, the paper addresses the differences in sampling rules and procedures for sample testing. The IEC 60383-1 standard applies to porcelain and glass insulators used on high-voltage overhead lines with a frequency not exceeding 100 Hz. This standard is essential for testing as well as for quality control during the manufacturing process of the mentioned types of insulators.

Key words: IEC 60383-1 , type tests, routine tests, sample tests, insulators

* Marko Vukoje, GPS Insulators, m.vukoje@gps.co.rs
Vladimir Alempijević, GPS Insulators, v.alempijevic@gps.co.rs
Dimitrije Anđelković, GPS Insulators, d.andjelkovic@gps.co.rs
Alen Gudžević, GPS Insulators, a.gudzevic@gps.co.rs

1 UVOD

Nadzemni vodovi za distribuciju električne energije koriste različite komponente koje omogućavaju stabilan i siguran rad sistema.

Među najvažnijim delovima opreme nalazi se izolator, čija je osnovna funkcija da odvoji napon koji prolazi kroz vodove od područja koja nisu pod naponom. Ovo je ključno za očuvanje bezbednosti ljudi, životinja i okolnih objekata, sprečavajući bilo kakav kontakt sa delovima pod naponom. U ovom radu analiziramo standard SRPS EN IEC 60383-1 koji se primenjuje na porcelanske i staklene izolatore koji se koriste na nadzemnim vodovima s naponom većim od 1000 V i frekvencijom do 100 Hz. U standardu su definisana i opisana tri tipa ispitivanja: tipsko, prijemno i rutinsko, koja ćemo detaljno analizirati i upoređivati. Osvrnućemo se na četiri vrste izolatora koji su opisani u pomenutom standardu.

- **Štapni izolator** (long rod insulator)
Kruti izolator namenjen opterećenju na zatezanje, sastavljen od izolacionog dela približno valjkastog oblika, sa krilima ili bez njih, koji na svakom kraju ima delove za spajanje sa spoljnim ili unutrašnjim pričvršćivanjem.
- **Kapasti izolator** (cap and pin insulator)
Izolator sastavljen od izolacionog dela u obliku diska ili zvona, sa ili bez rebara na njihovoj donjoj površini, i krajnjih delova za spajanje spoljne kape i unutrašnjeg nosača (tučka ili oka) pričvršćenih u osi izolatora.
- **Izolatori za nosač** (pin insulator)
Krući izolator sastavljen od izolacionog dela namenjen za kruto postavljanje na noseću konstrukciju pomoću nosača izolatora koji ulazi unutar izolacionog dela koji se sastoji od jednog ili više delova od izolacionog materijala trajno spojenih zajedno.
- **Linijski potporni izolatori** (line post insulator)
Krući izolator namenjen opterećenju na savijanje, zatezanje i pritisak, izrađen od jednog ili više delova od izolacionog materijala i sastavljen sa osnovom od metala koja je predviđena da se za kruto postavljanje na noseću konstrukciju.

Prikazaćemo uporedne ključne promene koje su uvedene u novoj verziji standarda, uz poseban osvrt na postupke ispitivanja i nove smernice za primenu zaštitnih slojeva na staklenim i porcelanskim izolatorima. Kroz upoređivanje starog i novog standarda, rad ima za cilj da pruži jasniji uvid u to kako su se razvijali zahtevi i procedure za ove izuzetno važne komponente elektroenergetskih sistema.

2 TIPSKO ISPITIVANJE

Tipska ispitivanja služe za verifikaciju glavnih karakteristika izolatora, koje uglavnom zavise od njegove konstrukcije. Obično se ispituje manji broj izolatora, i to samo jednom prilikom uvođenja nove konstrukcije ili procesa proizvodnje, a kasnije se ponavljaju samo kada dođe do promena u konstrukciji, materijalu (opisanim na crtežima proizvođača) ili proizvodnom procesu. Međutim, ako te promene utiču samo na određene karakteristike, potrebno je ponoviti samo ona ispitivanja koja se odnose na te specifične karakteristike. Takođe, nije potrebno ponavljati tipska električna i mehanička ispitivanja nove konstrukcije izolatora ako postoji važeći sertifikat o ispitivanju izolatora ekvivalentne konstrukcije i istog proizvodnog procesa. Rezultati tipskih ispitivanja mogu se potvrditi ili sertifikatima o ispitivanju koje je prihvatio korisnik ili sertifikatima koje je odobrila kvalifikovana organizacija.

Za verifikaciju dimenzija i mehanička ispitivanja (ispitivanje elektromehaničkog opterećenja, ispitivanje mehaničkog opterećenja, ispitivanje termomehaničkih performansi, ispitivanje preostale čvrstoće i ispitivanje udarcem), sertifikat važi deset godina od datuma izdavanja. Za električna tipska ispitivanja (izdržljivost na atmosferski udarni napon, izdržljivost na napon mrežne frekvencije u vlažnim uslovima, RIV ispitivanje, ispitivanje otpornosti na probijanje, ispitivanje probijanja u vazduhu) nema vremenskog ograničenja važenja sertifikata.

U okviru gore pomenutih ograničenja, sertifikati tipskih ispitivanja važe dok ne dođe do značajnih razlika između rezultata tipičnih ispitivanja i kasnijih odgovarajućih prijemnih ispitivanja.

2.1 TIPSKO ISPITIVANJE POTPORNIH IZOLATORA ZA NOSAČ

Tabela I/1: Referentna tabela tipskih ispitivanja potpornih izolatora za nosač, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Tip izolatora		Potporni izolator za nosač					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Klasa		A	B	A	B	A	B
Tipska ispitivanja	Verifikacija dimenzija	5	5	5	5	5	5
		← 17 →					
	Ispitivanje podnosivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	3	3	3	3	3	3
		← 12, 32.1, 32.2, 37 →					
	Ispitvanje podnosivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	3	3	3	3	3	3
		← 13, 32.1, 32.2, 37 →					
	RIV ispitivanje	5	5	5	5	5	5
		← 14 →					
	Ispitvanje podnosivosti proboja izolacije ¹⁾	N/A	5	N/A	5	N/A	5
		← 15 →					
Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	5	5	5	5	5	5	
	← 19.1, 19.3, 32.3 →						

N/A : Nije primenljivo

¹⁾ Tip ispitivanja podnosivosti proboja izolacije treba da dogovore korisnik i proizvođač.

Klasa A: izolator ili jedinica izolatorskog niza, čija je najkraća staza probijanja kroz čvrsti izolacioni materijal najmanje jednaka polovini preskočnog razmaka.

Klasa B: izolator ili jedinica izolatorskog niza, čija je najkraća staza probijanja kroz čvrsti izolacioni materijal manja od polovini preskočnog razmaka.

Tabela I/2: Referentna tabela tipskih ispitivanja potopnih izolatora za nosač, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Tip izolatora		Potporni izolator za nosač					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Klasa		A	B	A	B	A	B
Tipiska ispitivanja	Verifikacija dimenzija	5	5	5	5	5	5
		← 17 →					
	Ispitivanje podnosivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	3	3	3	3	3	3
		← 13, 29.1, 29.2, 35 →					
	Ispitivanje podnosivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	3	3	3	3	3	3
		← 14, 29.1, 29.2, 35 →					
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	5	5	5	5	5	5
		← 19.1, 19.3, 29.3 →					

Razlika koju smo primetili u novom standardu u odnosu na stari je da postoje dva dodatna ispitivanja prilikom tipskog ispitivanja potpornih nosača:

- RIV ispitivanje moraju da se sprovedu na pojedinačnim jedinicama izolatora. Ispitno kolo, oprema i atmosferski uslovi moraju da budu prema IEC 60437. Za kapacite izolatore, ispitivanje se sprovede na jednom naponskom nivou: 10 kV. Ispitni napon od 20 kV može da se primeni ako se tako dogovore proizvođač i korisnik. Za potporne izolatore za nosač i potporne izolatore za vod, ispitni napon treba da bude srednja vrednost faznog napona najvišeg naznačenog napona opreme.
- Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije može da bude ili ispitivanje podnosivosti proboja izolacije udarnim naponom ili ispitivanje podnosivosti proboja izolacije naponom mrežne frekvencije. Ovo ispitivanje se radi da bi se procenila čvrstoća izolatora na proboj, koja zavisi i od konstrukcije i od kvaliteta izrade.

2.2 TIPSKO ISPITIVANJE LINIJSKIH IZOLATORA ZA NOSAČ

Tabela II/1: Referentna tabela tipskih ispitivanja linijskih izolatora za nosač, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Tip izolatora		Potporni izolator za vod					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Visina ¹⁾		$H \leq 600$	$H > 600$	$H \leq 600$	$H > 600$	$H \leq 600$	$H > 600$
Klasa		A ²⁾	A	A ²⁾	A	A ²⁾	A
TIP SKA	Verifikacija dimenzija	5	5	5	5	5	5
		← 17 →					

Tip izolatora		Potporni izolator za vod					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Visina ¹⁾		H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600
Klasa		A ²⁾	A	A ²⁾	A	A ²⁾	A
	Ispitivanje podnošljivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	3	1	3	1	3	1
		← 12, 34.1, 34.2, 37 →					
	Ispitivanje podnošljivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	3	1	3	1	3	1
		← 13, 34.1, 34.2, 37 →					
	RIV ispitivanje	3	1	3	1	3	1
		← 14 →					
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	5	5	5	5	5	5
		← 19.1, 19.4, 33.1, 34.3 →					
N/A: Nije primenljivo							
¹⁾ H je ukupna nazivna visina u milimetrima (videti IEC 60720).							
²⁾ Klasa B potpornih izolatora za vod mora da se ispituju ispitivanjima koja su određena za potporne izolatore za nosač klase B							

Tabela II/2: Referentna tabela tipskih ispitivanja linijskih izolatora za nosač, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Tip izolatora		Potporni izolator za vod					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Visina ¹⁾		H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600
Klasa		A ²⁾	A	A ²⁾	A	A ²⁾	A
TIPSKA ISPITIVANJA	Verifikacija dimenzija	5	5	5	5	5	5
		← 17 →					
	Ispitivanje podnošljivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	3	1	3	1	3	1
		← 13, 31.1, 31.2, 35 →					
	Ispitivanje podnošljivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	3	1	3	1	3	1
		← 14, 31.1, 31.2, 35 →					
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	5	5	5	5	5	5
		← 19.1, 19.4, 30.1, 31.3 →					

Ne postoje suštinske razlike prilikom tipskih ispitivanja linijskih izolatora za nosač u standardima iz 2011. i 2023. godine. Razlika je u oznakama za tačke prilikom ispitivanja, npr: tačka 34.3 iz SPRS EN IEC 60383-1: 2023 je isto što i tačka 31.3 iz SPRS EN 60383-1: 2011.

2.3 TIPSKO ISPITIVANJE KAPASTIH JEDINICA IZOLATORSKOG NIZA (KAPASTIH IZOLATORA)

Tabela III/1: Referentna tabela tipskih ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Materijal		Porcelanski materijal	Ojačano staklo
Klasa		B	B
TIPSKA ISPITIVANJA	Verifikacija dimenzija	10	10
		← 17 →	
	Ispitivanje podnošljivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	1SS ¹⁾	1SS ¹⁾
		← 12, 36, 37 →	
	Ispitivanje podnošljivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	1SS ¹⁾	1SS ¹⁾
		← 13, 36, 37 →	
	RIV ispitivanje	3	3
		← 14 →	
	Ispitivanje podnošljivosti probijanja izolacije u vazduhu	10	10
		← 15.2 →	
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	5 + 5 ⁶⁾	N/A
		← 18, 35.1 →	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	N/A	5 + 5 ⁶⁾
		N/A	← 19.2, 19.4, 35.1 →
	Ispitivanje termomehaničkih performansi	10	10
		← 20, 35.1 →	
	Ispitivanje preostale čvrstoće	25	25
		← 21, 24.1 →	
	Ispitivanje navlake od cinka ³⁾	3	3
		← 28.2 →	
	Ispitivanje udarom ⁸⁾	3	3
		← 30 →	

N/A: Nije primenljivo

¹⁾ 1SS = Ispitivanje se obavlja na jednom kratkom standardnom nizu.

³⁾ Kada je primenljivo

⁶⁾ Treba da se izabere 5 uzoraka od grupe uzoraka koji su podvrgnuti ispitivanju podnošljivosti probijanja izolacije u vazduhu.

⁸⁾ Odnosi se na standardne profile i profile protiv magle (postoji ograničeno iskustvo u ispitivanju drugih profila).

Tabela III/2: Referentna tabela tipskih ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Materijal		Porcelanski materijal	Ojačano staklo
Klasa		B	B
TIPSKA ISPITIVANJA	Verifikacija dimenzija	10	10
		← 17 →	
	Ispitivanje podnošljivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	1SS ¹⁾	1SS ¹⁾
		← 13, 34, 35 →	
	Ispitivanje podnošljivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	1SS ¹⁾	1SS ¹⁾
		← 14, 34, 35 →	
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	10	N/A
		← 18, 33, 1 →	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	N/A	10
		N/A	← 19,2, 19,4, 33,1 →
	Ispitivanje termomehaničkih performansi	10	10
		← 20, 33, 1 →	

Razlika koju smo primetili u novom standardu u odnosu na stari je da postoje pet dodatnih ispitivanja prilikom tipskog ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza.

- Ispitivanje podnošljivosti probijanja izolacije u vazduhu: Izolatori koji se ispituju moraju da budu suvi i čisti. Ispitna postavka, stvaranje ispitnog napona, merna oprema i procedura ispitivanja moraju da budu prema IEC 61211. Između promena polariteta ne smeju da se primenjuju udari smanjene amplitude. Određivanje probijanje: Izolator je zadovoljio ispitivanje ako: svaka primena udarnog napona sa strmim čelom dovodi do spoljnog preskoka, a zapis ispitivanja ili indikator vršnog napona ne pokazuju bilo kakvo značajno smanjenje napona između primena udara. Kriterijum prihvatanja i postupak ponovljenog ispitivanja moraju da su pream IEC 61211.
- Preostala čvrstoća je maksimalno mehaničko opterećenje zatezanjem koje se može da se postigne kada se jedinica izolatora kojoj je izolacioni deo mehanički oštećen na propisan način ispita pod propisanim uslovima.
- Ispitivanje navlake od cinka : navlaka se izrađuje od cinka čistote ne manje od 99,8%. Nalegla površina navlake treba da bude najmanje 80% površine navlake/nosača (tučka ili oka). Izloženi deo navlake treba da ima masu od najmanje 5 g. Približno 50% ukupne dužine navlake mora da bude izloženo
- Ispitivanje udarom : Kapacitivni izolatori moraju da se postave u specificirani ispitni aparat sa krajnjim delovima od metala spojenim na konektore ispitnog aparata pod zateznim opterećenjem od približno 9 000 N. Visina ose rotacije klatna mora da se podesi tako da, kada se otpusti, nos od bakra udari upravno u spoljašnji rub krila u pravcu paralelnom sa osom izolatora. Pravac udara mora da bude od nosača prema kapi. Izolator koji se ispituje mora da primi udar određene jačine podizanjem mase sve dok pokazivač pričvršćen za šipku ne pokaže željenu vrednost na stepenovanoj skali, a zatim otpustiti masu bez promene slobodnog pada, i bez pridatog ubrzanja.
- RIV Ispitivanje koje je već definisano prilikom tipskih ispitivanja potopnih izolatora za nosač.

2.4 TIPSKO ISPITIVANJE ŠTAPNIH JEDINICA IZOLATORSKOG NIZA (ŠTAPNIH IZOLATORA)

Tabela IV/1: Referentna tabela tipskih ispitivanja štapnih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Materijal		Porcelanski materijal	
Klasa		A	B
Tipiska ispitivanja	Verifikacija dimenzija	5	10
		← 16 →	
	Ispitivanje podnošljivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	1 ili SS ¹⁾	1 ili SS ¹⁾
		← 12, 36, 37 →	
	Ispitivanje podnošljivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	1 ili SS ¹⁾	1 ili SS ¹⁾
		← 13, 36, 37 →	
	Ispitivanje podnošljivosti probijanja izolacije u vazduh	N/A	5
		← 15.2 →	
	RIV ispitivanje	N/A	3
		← 14 →	
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	N/A	5
		N/A	← 18, 35.1 →
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	5	N/A
		← 19.2, 19.4, 33.1 →	N/A
	Ispitivanje termomehaničkih performansi	5	5
		← 20, 33.1 →	

N/A: Nije primenljivo

¹⁾ 1 ili SS = Ispitivanje se obavlja na jednom kratkom standardnom nizu ili na jednom izolatoru .

Tabela IV/2: Referentna tabela tipskih ispitivanja štapnih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Materijal		Porcelanski materijal	
Klasa		A	B
TIPSKA ISPITIVANJA	Verifikacija dimenzija	10	10
		← 17 →	
	Ispitivanje podnošljivosti atmosferskog udarnog napona u suvom	1 ili SS ²⁾	1 ili SS ²⁾
		← 13, 34, 35 →	
	Ispitivanje podnošljivosti napona mrežne frekvencije u vlažnom	1 ili SS ²⁾	1 ili SS ²⁾
		← 14, 34, 35 →	
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	N/A	5
		N/A	← 18, 33, 1 →

Materijal		Porcelanski materijal	
Klasa		A	B
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	5	N/A
		← 19.2, 19.4, 33. 1 →	N/A
	Ispitivanje termomehaničkih performansi	5	5
		← 20, 33, 1 →	
2) E1 i E2 za granična merila, ostale dimenzije samo za E2			

Razlika koju smo primetili u novom standardu u odnosu na stari je da postoje dva dodatna ispitivanja prilikom tipskog ispitivanja štapnih jedinica izolatorskog niza. Oba ispitivanja (RIV ispitivanje i Ispitivanje podnošljivosti probijanja izolacije u vazduh) su definisana u prethodnom poglavlju.

Takodje postoji razlika prilikom „Verifikacija dimenzija“ u broju uzoraka za izolatore ili jedinice izolatorskog niza klase A. U novom standardu koriste se 5 uzoraka za tipsko ispitivanje dok se u starom standardu koristi 10 uzoraka.

3 PRIJEMNO ISPITIVANJE

Prijemnim ispitivanjima se verifikuju karakteristike izolatora koje mogu da variraju zbog procesa proizvodnje i kvaliteta komponenta materijala izolatora. Prijemna ispitivanja se koriste kao ispitivanja za prihvatanje na uzorku izolatora uzetog nasumično iz lote koji je zadovoljio zahteve odgovarajućih komadnih ispitivanja.

Detaljno ćemo precizirati kroz sva podispitivanja u prijemnom ispitivanju i opredeliti njihove verzije u starom i novom standardu.

3.1 PRIJEMNO ISPITIVANJE POTPORNIH IZOLATORA ZA NOSAČ

Tabela I/1: Referentna tabela prijemnog ispitivanja potpornih izolatora za nosač, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Tip izolatora		Potporni izolator za nosač					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Klasa		A	B	A	B	A	B
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 17 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temp.	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	N/A	N/A
		← 24.1 →		← 24.2 →		N/A	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	E1	E1	E1	E1	E1	E1
		← 19.1, 19.3, 32.3 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature	N/A	N/A	N/A	N/A	E2	E2
		N/A	N/A	N/A	N/A	← 25 →	
	Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije ¹⁾	N/A	E2	N/A	E2	N/A	E2
		N/A	← 15 →	N/A	← 15 →	N/A	← 15 →

Tip izolatora		Potporni izolator za nosač					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Klasa		A	B	A	B	A	B
	Ispitivanje poroznosti	E1	E1	N/A	N/A	N/A	N/A
		← 26 →		N/A	N/A	N/A	N/A
	Ispitivanje poroznosti ²⁾	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 27 →					
N/A: Nije primenljivo							
1)Tip ispitivanja podnosivosti proboja izolacije treba da dogovore korisnik i proizvođač							
2)Ako je potrebno.							

Tabela I/2: Referentna tabela prijemnog ispitivanja potopnih izolatora za nosač, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Tip izolatora		Potporni izolator za nosač					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Klasa		A	B	A	B	A	B
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 17 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temperature	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	N/A	N/A
		← 23.1 →		← 23.2 →		N/A	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	E1	E1	E1	E1	E1	E1
		← 19.1, 19.3, 29.3 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature	N/A	N/A	N/A	N/A	E2	E2
		N/A	N/A	N/A	N/A	← 24 →	
	Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije ¹⁾	N/A	E2	N/A	E2	N/A	E2
		N/A	← 15 →	N/A	← 15 →	N/A	← 15 →
	Ispitivanje poroznosti	E1	E1	N/A	N/A	N/A	N/A
		← 25 →		N/A	N/A	N/A	N/A
	Ispitivanje poroznosti ²⁾	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 26 →					
N/A: Nije potrebno.							
¹⁾ Tip ispitivanja podnosivosti proboja izolacije treba da dogovore korisnik i proizvođač							
²⁾ Ako je potrebno.							

Prijemno ispitivanje potpornih izolatora za nosač je u suštini isto i u novom i u starom standardu. Razlika je u oznakama za tačke pirlikom ispitivanja, npr: tačka 25 iz SPRS EN IEC 60383-1: 2023 je isto što i tačka 24 iz SPRS EN 60383-1: 2011.

3.2 PRIJEMNO ISPITIVANJE LINIJSKIH IZOLATORA ZA NOSAČ

Tabela II/1: Referentna tabela prijemnog ispitivanja linijskih izolatora za nosač, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Tip izolatora		Potporni izolator za vod					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Visina ¹⁾		H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600
Klasa		A ²⁾	A	A ²⁾	A	A ²⁾	A
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 17 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temperature	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	N/A	N/A
		← 24.1 →		← 24.2 →		N/A	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	E1	E1	E1	E1	E1	E1
		← 19.1, 19.4, 33.1, 34.3 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature	N/A	N/A	N/A	N/A	E2	E2
		N/A	N/A	N/A	N/A	← 25 →	
	Ispitivanje poroznosti	E1	E1	N/A	N/A	N/A	N/A
		← 26 →		N/A	N/A	N/A	N/A
	Ispitivanje cinkovanja	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 27 →					

Tabela II/2: Referentna tabela prijemnog ispitivanja linijskih izolatora za nosač, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Tip izolatora		Potporni izolator za vod					
Materijal		Porcelanski materijal		Odžareno staklo		Ojačano staklo	
Visina ¹⁾		H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600	H ≤ 600	H > 600
Klasa		A ²⁾	A	A ²⁾	A	A ²⁾	A
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 17 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temperature	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	E1 и E2	N/A	N/A
		← 23.1 →		← 23.2 →		N/A	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	E1	E1	E1	E1	E1	E1
		← 19.1, 19.4, 30.2, 31.3 →					
	Ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature	N/A	N/A	N/A	N/A	E2	E2
		N/A	N/A	N/A	N/A	← 24 →	
	Ispitivanje poroznosti	E1	E1	N/A	N/A	N/A	N/A
		← 25 →		N/A	N/A	N/A	N/A
	Ispitivanje cinkovanja	E2	E2	E2	E2	E2	E2
		← 26 →					

Prijemno ispitivanje linijskih izolatora za nosač je u suštini isto i u novom i u starom standardu. Razlika je u oznakama za tačke pirlikom ispitivanja, npr: tačka 25 iz SPRS EN IEC 60383-1: 2023 je isto što i tačka 24 iz SPRS EN 60383-1: 2011.

3.3 PRIJEMNO ISPITIVANJE KAPASTIH JEDINICA IZOLATORSKOG NIZA (KAPASTIH IZOLATORA)

Tabela III/1: Referentna tabela prijemnih ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Materijal		Porcelanski materijal	Ojačano staklo
Klasa		B	B
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija ²⁾	E1, E2	E1, E2
		← 17 →	
	Verifikacija pomeraja	E1, E2	E1, E2
		← 22 →	
	Verifikacija osiguranja spoja ³⁾	E2	E2
		← 23 →	
	Ispitivanje cinkovanja	E2	E2
		← 27 →	
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temperature	E1 i E2	N/A
		← 24.1 →	N/A
	RIV ispitivanje ⁴⁾	E3	E3
		← 14 →	
	Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije ⁵⁾	E3	E3
		← 15 →	
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	E1 ⁷⁾	N/A
		← 18, 35.2 →	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	N/A	E1 ⁷⁾
		N/A	← 19.2, 19.4, 35.2, →
	Ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature	N/A	E2
		N/A	← 25 →
	Ispitivanje poroznosti	E1	N/A
		← 26 →	N/A
	Ispitivanje navlake od cinka ³⁾	Polovina od E1	Polovina od E1
		← 28.3 →	

²⁾ E1 i E2 za granična merila, ostale dimenzije samo za E2

* N/A: Nije primenljivo

³⁾ Kada je primenljivo

⁴⁾ Uveden kao prijemno ispitivanje zato što može da pokaže varijacije u kvalitetu. Test može da se izostavi ako se tako dogovore proizvođač i korisnik ako RIV nije problem na terenu.

⁵⁾ Ispitivanje proboja za izolatore dalekovoda je "Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije u vazduhu" osim ako nije dostupno ispitivanje podnosivosti na mrežnoj učestanosti u ulju sa stabilnom i ponovljivom otpornošću.

⁷⁾ Bira se deo uzoraka od grupe uzoraka koji su podvrgnuti ispitivanju podnosivosti proboja izolacije u vazduhu (E3/2)

Tabela III/2: Referentna tabela prijemnih ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Materijal		Porcelanski materijal	Ojačano staklo
Klasa		B	B
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija	E1, E2	E1, E2
		← 17 →	
	Verifikacija pomeraja	E1, E2	E1, E2
		← 21 →	
	Verifikacija osiguranja spoja	E2	E2
		← 22 →	
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temperature	E1 и E2	N/A
		← 23.1 →	N/A
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	E1	N/A
		← 18, 33.2 →	N/A
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	N/A	E1
		N/A	← 19.2, 19.4, 33.2 →
	Ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature	N/A	E2
		N/A	← 24 →
	Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije	E2	E2
		← 15 →	
	Ispitivanje poroznosti	E1	N/A
		← 25 →	N/A
	Ispitivanje cinkovanja	E2	E2
		← 25 →	

Razlika koju smo primetili u novom standardu u odnosu na stari je da postoje dva dodatna ispitivanja prilikom prijemnog ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza.

- RIV Ispitivanje
- Ispitivanje navlake od cinka

Oba ispitivanja su već definisana u prethodnim poglavljima.

Takodje postoje bitne razlike i novine koje se nalaze u standardu iz 2023. godine, a ne postoje u starom standardu. Nalaze se u dnu tabele i pomažu detaljnijem definisanju ispitivanja.

- Uveden kao prijemno ispitivanje zato što može da pokaže varijacije u kvalitetu. Test može da se izostavi ako se tako dogovore proizvođač i korisnik ako RIV nije problem na terenu.
- Ispitivanje proboja za izolatore dalekovoda je "Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije u vazduhu" osim ako nije dostupno ispitivanje podnosivosti na mrežnoj učestanosti u ulju sa stabilnom i ponovljivom otpornošću.

- Treba da se izabere 5 uzoraka od grupe uzoraka koji su podvrgnuti ispitivanju podnosivosti proboja izolacije u vazduhu .
- Bira se deo uzoraka od grupe uzoraka koji su podvrgnuti ispitivanju podnosivosti proboja izolacije u vazduhu (E3/2)
- Odnosi se na standardne profile i profile protiv magle (postoji ograničeno iskustvo u ispitivanju drugih profila).

U ovom i u sledećem poglavlju možemo primetiti novu klasu broja uzoraka „E3“ koja učestvuje u ispitivanju podnosivosti proboja izolacije i RIV ispitivanju.

3.4 TIPSKO ISPITIVANJE ŠTAPNIH JEDINICA IZOLATORSKOG NIZA (ŠTAPNIH IZOLATORA)

Tabela IV/1: Referentna tabela prijemnih ispitivanja štapnih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Materijal		Porcelanski materijal	
Klasa		A	B
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija ²⁾	E1, E2	E1, E2
		← 17 →	
	Verifikacija pomeraja	E1, E2	E1, E2
		← 22 →	
	Verifikacija osiguranja spoja ³⁾	E2	E2
		← 23 →	
	Ispitivanje cinkovanja	E2	E2
		← 27 →	
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temperature	E1, E2	E1, E2
		← 24.1 →	
	RIV ispitivanje ⁴⁾	N/A	E3
		← 14 →	
	Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije ⁵⁾	N/A	E3
		N/A	← 15 →
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	N/A	E1
		N/A	← 18, 35.2 →
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	E1	N/A
		← 19.2, 19.4, 35.2 →	N/A
	Ispitivanje poroznosti	E1	E1
		← 26 →	

²⁾ E1 i E2 za granična merila, ostale dimenzije samo za E2

³⁾ Kada je primenljivo

⁴⁾ Uveden kao prijemno ispitivanje zato što može da pokaže varijacije u kvalitetu. Test može da se izostavi ako se tako dogovore proizvođač i korisnik ako RIV nije problem na terenu.

⁵⁾ Ispitivanje proboja za izolatore dalekovoda je "Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije u vazduhu" osim ako nije dostupno ispitivanje podnosivosti na mrežnoj učestanosti u ulju sa stabilnom i ponovljivom otpornošću.

* N/A: Nije primenljivo

Tabela IV/2: Referentna tabela prijemnih ispitivanja štapnih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Materijal		Porcelanski materijal	
Klasa		A	B
PRIJEMNO ISPITIVANJE	Verifikacija dimenzija ³⁾	E1, E2	E1, E2
		← 17 →	
	Verifikacija pomeraja	E1, E2	E1, E2
		← 21 →	
	Verifikacija osiguranja spoja ⁴⁾	E2	E2
		← 22 →	
	Ispitivanje cinkovanja ¹⁾	E2	E2
		← 26 →	
	Ispitivanje izdržljivosti prema cikličnim promenama temperature	E1 i E2	E1 i E2
		← 23.1 →	
	Ispitivanje podnosivosti proboja izolacije	N/A	E2
		N/A	← 15 →
	Ispitivanje do elektromehaničkog opterećenja otkaza	N/A	E1
		N/A	← 18, 33.2 →
	Ispitivanje do mehaničkog opterećenja otkaza	E1	N/A
		← 19.2, 19.4, 33.2 →	N/A
	Ispitivanje poroznosti	E1	E1
		← 25 →	

¹⁾ ISS = Ispitivanje se obavlja na jednom kratkom standardnom nizu.

³⁾ E1 i E2 za granična merila, ostale dimenzije samo za E2.

⁴⁾ Kada je primenljivo

Razlika koju smo primetili u novom standardu u odnosu na stari je da postoji jedno dodatno ispitivanje prilikom prijemnog ispitivanja štapnih jedinica izolatorskog niza.

- RIV Ispitvanje

3.5 Pravila uzorkovanja i procedure za prijemna ispitivanja

Prema novom standardu, za prijemno ispitivanje se koriste tri grupe uzoraka: E1, E2, E3, dok se u starom standardu koriste grupe uzoraka E1 i E2. Broj uzoraka prema veličini lota je dat u tabelama ispod, za oba standarda. Ako ukupan lot ima više od 10 000 izolatora, on mora da se podele na optimalan broj jednakih lotova koji sadrže između 2 000 i 10 000 izolatora. Rezultati ispitivanja moraju da se vrednuju za svaki lot posebno. Za $N \leq 300$ broj uzoraka je nula.

SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Veličina lota (N)	Grupe uzorka		
	E1	E2	E3
$N \leq 300$	0		
$300 < N \leq 2\,000$	4	3	3
$2\,000 < N \leq 5\,000$	8	4	4
$5\,000 < N \leq 10\,000$	12	6	6

SRPS EN 60383-1 :2011

Veličina lota (N)	Grupe uzorka	
	E1	E2
$N \leq 300$	Stvar dogovra	
$300 < N \leq 2\,000$	4	3
$2\,000 < N \leq 5\,000$	8	4
$5\,000 < N \leq 10\,000$	12	6

Izolotori moraju da se izaberu nasumično iz lota. Korisnik ima pravo da sprovede izbor. Uzorci moraju da se ispituju odgovarajućim prijemnim ispitivanjima prikazanim u tabeli datoj u odgovarajućim referentnim tabelama.

Bitna i velika razlika je to što po novom standardu, za veličinu lota ne veću od 300, broj uzoraka je nula.

4 RUTINSKO ISPITIVANJE

Cilj rutinskih ispitivanja je eliminisanje neispravnih jedinica tokom procesa proizvodnje. Rutinskim ispitivanjima se ispituje svaki izolator

NAPOMENA: Kada se u određenim slučajevima tipskim, prijemnim i rutinskim ispitivanjima ispituju nove konstrukcije izolatora, tada se ona nazivaju "prototipskim ispitivanjima". Neka ispitivanja se ponavljaju tokom tipskih, prijemnih i rutinskih ispitivanja a koja ispitivanja bi se izostavila su stvar dogovora.

4.1 RUTINSKO ISPITIVANJE KAPASTIH JEDINICA IZOLATORSKOG NIZA (KAPASTIH IZOLATORA)

Tabela III/1: Referentna tabela rutinskih ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023

Materijal		Porcelanski materijal	Ojačano staklo
Klasa		B	B
Rutinska ispitivanja	Rutinski vizuelni pregled	Svi	Svi
		← 29 →	
	Rutinsko mehaničko ispitivanje	Svi	Svi
		← 31.2 →	
	Rutinsko električno ispitivanje	Svi	N/A
		← 16 →	N/A
	Rutinsko ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature	N/A	Svi
		N/A	← 25.2 →

Tabela III/2: Referentna tabela rutinskih ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza, standard SRPS EN 60383-1 :2011

Materijal		Porcelanski materijal	Ojačano staklo
Klasa		B	B
Rutinska ispitivanja	Rutinski vizuelni pregled	Svi	Svi
		← 27 →	
	Rutinsko mehaničko ispitivanje	Svi	Svi
		← 28 →	
	Rutinsko električno ispitivanje	Svi	N/A
		← 16 →	N/A

Razlika koju smo primetili u novom standardu u odnosu na stari je da postoji dodatno ispitivanje prilikom rutinskog ispitivanja kapastih jedinica izolatorskog niza.

- Rutinsko ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature

Za komadno ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature primenjuju se dva ispitivanja:

- Hladno toplo ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature: svako telo izolatora od očvrnutog stakla mora da se dovede sa temperature okoline na temperaturu za najmanje 300 K višu i da se održava na ovoj višoj temperaturi najmanje jedan minut.
- Toplo hladno ispitivanje izdržljivosti prema naglim promenama temperature: svako telo izolatora od očvrnutog stakla mora naglo i potpuno da se potopi u vodu čija temperatura ne prelazi 50°C, pri čemu telo izolatora od stakla mora prethodno da se zagreje vrelim vazduhom ili na neki drugi pogodan način do ujednačene temperature najmanje 100 K više od temperature vode.

Prilikom rutinskih ispitivanja: potpornih izolatora za nosač, linijskih izolatora za nosač i štapnih jedinica izolatorskog niza, ne postoje razlike u novom i starom standardu.

5 ZAKLJUČAK

Uporedna analiza standarda **SRPS EN IEC 60383-1:2023** i njegove verzije iz **2011.** pokazala je da su u poslednjoj verziji napravljene znatne izmene u načinu ispitivanja i uzorkovanja visokonaponskih izolatora. U novom standardu su dodata još neka ispitivanja, bolje su definisane procedura i izmenjeno je samo uzorkovanje.

Najbitnije stvari koje su se promenile uključuju:

- Dodavanje novih testova, poput RIV ispitivanja i ispitivanja podnosivosti proboja izolacije, čime se omogućava preciznija procena kvaliteta izolatora.
- Poboljšanja u prijemnim i rutinskim ispitivanjima, koja sada uključuju rigorozniji pristup kontroli dimenzija, otpornosti na temperaturne promene i osiguravanju spojeva.
- Promene u uzorkovanju, gde su uvedene nove kategorije uzoraka (E3), dok se broj uzoraka za manje lotove smanjio (postao jednak nuli) povećavajući efikasnost testiranja.

Ove promene doprinose većoj pouzdanosti izolatora u eksploataciji, manjem riziku od kvarova i boljoj kontroli kvaliteta u proizvodnji. Dalja istraživanja mogu biti usmerena ka proceni dugotrajne izdržljivosti izolatora u realnim uslovima rada, kao i na analizu uticaja ovih izmena na sve troškove elektroenergetskih sistema.

6 LITERATURA

- [1] Standard SRPS EN IEC 60383-1 :2023 „Izolatori za nadzemne vodove nazivnog napona iznad 1 000V – Deo 1: Jedinice izolatora od keramičkog materijala ili stakla za mreže naizmeničnog napona – Definicije, metode ispitivanja i kriterijumi prihvatanja Standard"
- [2] Standard SRPS EN 60383-1 :2011 „ Izolatori za nadzemne vodove nazivnog napona iznad 1 kV — Deo 1: Keramičke ili staklene izolatorske jedinice za mreže naizmenične struje — Definicije, metode ispitivanja i kriterijumi prihvatanja"

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.03)**B2.03****ANALIZA RADA I EFEKATA UGRADNJE SISTEMA ZA DALJINSKI NADZOR
TEMPERATURE PROVODNIKA I PROGNOZU DOZVOLJENE STRUJE
DALEKOVODA U REALNOM VREMENU NA DV 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA
LUKA 6/I NAKON PET GODINA EKSPLOATACIJE****ANALYSIS OF PERFORMANCE AND BENEFITS OF DYNAMIC THERMAL RATE
SYSTEM ON OHL 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA LUKA 6/I AFTER FIVE YEARS OF
EXPLOITATION****Nikola Đoković*, Dejana Jankelić, Jovan Todorović**

Kratak sadržaj: U radu je opisana arhitektura sistema za daljinski nadzor i prognozu temperature provodnika dalekovoda (DV) 110 kV Banja Luka 1 – 6/I. Prikazani su podaci sa meteorološke stanice sistema u korelaciji sa podacima o opterećenjima transformatorskih stanica u regiji od interesa. Dat je pregled performansi rada sistema i izmjerenih temperatura provodnika tokom petogodnišnjeg perioda eksploatacije. Analizirani su kritični režimi u pogonu dalekovoda i izneseni zaključci u pogledu opravdanosti ugradnje sistema sistema za daljinski nadzor i prognozu temperature provodnika kao alternative rekonstrukciji dalekovoda.

Ključne reči: *Temperatura provodnika, DTR sistem, Prenasna moć dalekovoda, Nadzemni elektroenergetskivod, Rekonstrukcija*

Abstract: This paper presents architecture of dynamic thermal rate system installed on OHL 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. Paper presents performance of the system, conductor temperatures achieved during the past five years period of exploitation as well as meteorological data from meteorological station in correlation to power consumption data of the area of interest. Critical regimes in transmission line operation were analysed and conclusions were drawn regarding the justification of installing a dynamic thermal rate system as an alternative to transmission line reconstruction.

Key words: *Conductor temperature performance, Dynamic thermal rate, Ampacity, Overhead line, Reconstruction*

* Nikola Đoković, Elektroprenos BiH, nikola.djokovic@elprenos.ba
Dejana Jankelić, Elektroprenos BiH, dejana.jankelic@elprenos.ba
Jovan Todorović, Elektroprenos BiH, jovan.todorovic@elprenos.ba

1 UVOD

Trend brzog razvoja proizvodnih kapaciteta iz obnovljivih izvora energije (OIE) baziranih na energiji vjetra i sunčevog zračenja uzrokovao je nagle promjene proizvodnje električne energije na prenosnoj mreži i nametnuo nove izazove operatorima prenosnog sistema. Promjenjiva proizvodnja iz OIE kao za posljedicu ima naglu promjenu opterećenja prenosnih dalekovoda u kratkom vremenu, te se kao jedno od rješenja/alata nameće primjena sistema za daljinski nadzor temperature provodnika i prognozu dozvoljene struje dalekovoda u realnom vremenu (eng. Dynamic Line Rating – DLR ili Dynamic Thermal Rating, u daljem tekstu „DTR sistem“) kao sredstva kojim se bez dodatnih ulaganja trenutno može povećati prenosna moć dalekovoda. Kao moguće rješenje problema preopterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I identifikovanog kroz planove razvoja, Elektroprenos BiH se prije pet godina odlučio za ugradnju DTR sistema na ovom dalekovodu.

Autorima su poznati radovi^{[1],[2]} koji se bave teorijskim aspektom ugradnje DTR sistema, proračunom prenosne moći dalekovoda i analizom opravdanosti ugradnje DTR sistema prije ugradnje takvog sistema, ali radovi o iskustvima rada DTR sistema i efektima njihove ugradnje nisu bili dostupni. U nekim od studija^[3] koje se bave razvojem prenosnog sistema, može se pronaći podatak da prenosna moć dalekovoda sa instalisanim DTR sistemom iznosi 120% prenosne moći dalekovoda bez instalisanog DTR sistema. Treba napomenuti da je ovakva pretpostavka usvojena za dio sistema u kojem se kritična opterećenja dalekovoda javljaju pri angažmanu vjetroelektrana te se može očekivati velika vjerovatnoća povoljnih uslova za hlađenje provodnika pri pojavi vršnih opterećenja dalekovoda.

Namjera autora je da se analizira rad DTR sistema na jednom konkretnom dalekovodu, koji je lociran u dijelu elektroenergetskog sistema gdje vršno opterećenje dalekovoda određuje konzum. Analizina je pouzdanost i sigurnost pogona dalekovoda i mogućnosti za rasterećenje dalekovoda u kritičnim režimima.

Ključno pitanje kojim se bavi rad je da li je ugradnjom DTR sistema uz rasterećenje dalekovoda u kritičnim režimima osiguran pouzdan i siguran rad u posmatranom dijelu elektroenergetskog sistema i da li su potrebna dodatna ulaganja u rekonstrukciju dalekovoda. Pored pokazatelja rada DTR sistema, provedena je i retrospektivna analiza na setu podataka o meteorološkim uslovima prikupljenim sa meteorološke stanice DTR sistema i prognozom opterećenja dalekovoda na bazi ostvarenih snaga potrošnje i proizvodnje u proteklom periodu u kritičnim režimima, čiji je cilj bio provjeriti da li bi do termičkog preopterećenja dalekovoda u periodu rada DTR sistema došlo da je u bilo kom trenutku došlo do kritičnog ispada u mreži.

Prognoza opterećenja dalekovoda je teorijski bazirana na DC modelu mreže opisanom u literaturi^[4]. Za određivanje koeficijenata učešća potrošnje odnosno proizvodnje u pojedinim čvorovima dijela mreže od interesa korišteni su proračuni tokova snaga u računarskom programskom paketu PSS®E, proizvođača Siemens PTI, koji se koristi za analizu i planiranje elektroenergetskih mreža kroz razne statičke i dinamičke simulacije. Tokovi snaga na modelima elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine (EES BiH) zimskog i ljetnog maksimuma dobijeni su Newton-Raphson metodom proračuna tokova snaga. Stacionarno stanja tokova snaga simulirano je sa opterećenjima 20% većim u odnosu na vršno opterećenje iz perioda 2020-2023 u mreži od interesa. Potom je analiziran uticaj promjene snage proizvodnje odnosno potrošnje u pojedinim čvorištima u dijelu mreže od interesa na opterećenje posmatranog dalekovoda čime su dobijeni koeficijenti uticaja snage potrošnje odnosno proizvodnje u pojedinim čvorovima na tokove aktivnih snaga na predmetnom dalekovodu.

Po određivanju koeficijenata uticaja proračun opterećenja dalekovoda je računat u programu namjenski napisanom u programskom jeziku MathWorks® MATLAB uz pretpostavku konstantnog napona i tokova reaktivnih snaga na dalekovodu. Proračun opterećenja voda je proveden za sva 15-minutna opterećenja/proizvodnju u čvorištima mreže od interesa u periodu 2020-2023.

Za izračunata opterećenja dalekovoda u normalnom pogonu, u kritičnom režimu i po provedenom rasterećenju, simulirane su temperature provodnika dalekovoda. Za proračun se koristi set meteoroloških podataka sa meteorološke stanice DTR sistema prikupljen u periodu od 2020 do 2023. godine sa vremenom odabiranja od 15 minuta. Proračun je baziran na metodologiji CIGRE opisanom u literaturi^[5], u čiju svrhu je takođe izrađen namjenski program u programskom jeziku MathWorks® MATLAB. Razlika u odnosu na metodologiju opisanu u literaturi^[5] je u tome što se izračunata temperatura provodnika u zavisnosti od brzine i smjera vjetra poredi sa temperaturom za brzinu vjetra od 0,5 m/s okomito na pravac provodnika, što odgovara stanju prirodne konvekcije i usvaja se niža izračunata temperatura provodnika. Ovo je urađeno iz razloga što se prilikom poređenja rezultata proračuna temperature provodnika sa izmjenom temperaturom provodnika pokazalo da navedena korekcija daje bolje slaganje rezultata simulacije sa izmjerenim vrijednostima temperature provodnika.

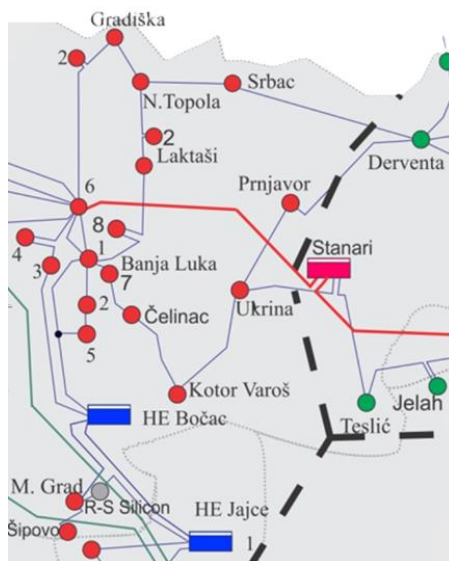
U Poglavlju 2 prikazana je topologija i date karakteristike prenosne mreže na području od interesa, a u Poglavlju 3 karakteristike DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6/I sa procjenom dodatnih ulaganja u povećanje sigurnosti pogona dalekovoda i dogradnju DTR sistema u poređenju sa troškovima rekonstrukcije dalekovoda. Arhitektura DTR sistema i pokazatelji rada u prethodnom periodu prikazani su u Poglavlju 4. Poglavlje 5 bavi se mogućnostima rasterećenja dalekovoda na modelu sistema za režime ljetnjeg i zimskog maksimuma u programskom paketu PSS®E. U Poglavlju 6 obrađen je termički proračun provodnika dalekovoda u kritičnim režimima rada dalekovoda (normalni pogon, n-1 najnepovoljniji slučaj i rasterećenje dalekovoda nakon najkritičnijeg ispada grane u dijelu elektroenergetskog sistema od interesa) za 15-minutna opterećenja čvorova u prenosnoj mreži u regiji od interesa u periodu 2020-2023. godine. U poglavlju 7 prezentovani su zaključci provedenih analiza.

2 KARAKTERISTIKE PRENOSNE MREŽE NA PODRUČJU OD INTERESA

TS 110/35/10 kV Banja Luka 1 je sa TS 400/110/20 kV Banja Luka 6 povezana sa dva dalekovoda: DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I sa provodnicima Al/Č 150/25 i DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II sa provodnicima Al/Č 240/40. TS 400/x kV Banja Luka 6 predstavlja glavnu tačku iz koje se preko dva transformatora 400/110 kV snage 300 MVA električnom energijom napaja grad Banja Luka i šire područje banjalučke i dobojske regije. Situacioni prikaz dijela mreže od interesa je dat na Slici 1.

TS 110/35/10 kV Banja Luka 1 predstavlja jako čvorište mreže 110 kV sa šest dalekovodnih polja preko koga se napaja 50-60% konzuma grada Banja Luka i banjalučke regije, opremljena sa dva sistema sabirnice i spojnim poljem.

U razvojnim planovima dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – 6/I označen je kao jedan od objekata, na kome dolazi do preopterećenja u slučaju ispada dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. Radi prevazilaženja ovog ograničenja, a imajući u vidu da su na dalekovodu 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I u periodu od 2000. go 2012. godine provodnici Al/Č 150/25 zamijenjeni novim, na dalekovodu je ugrađen DTR sistem. Sistem je ugrađen 2018. godine, u stabilnom i pouzdanom radu se nalazi od 2020. godine.



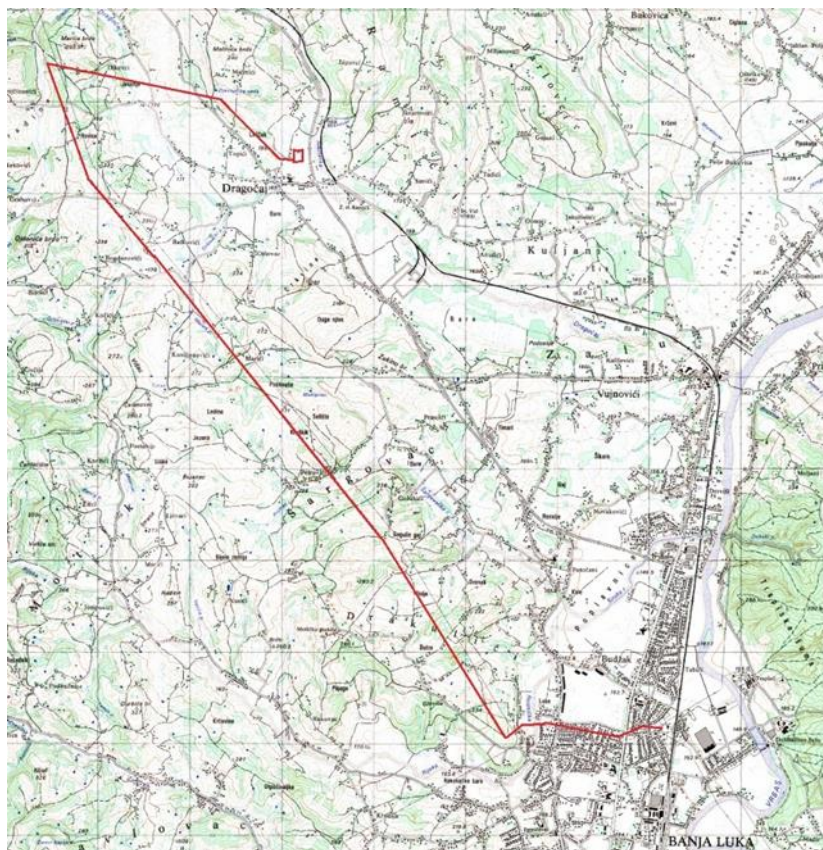
Slika 1: Prikaz dijela elektroenergetskog sistema BiH na području od interesa

3 KARAKTERISTIKE DALEKOVODA 110 kV BANJA LUKA 1 - BANJA LUKA 6/I

Dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I je dužine 13,87 km, od čega je dionica dužine 11,13 km sa ugrađenim provodnicima Al/Č 150/25 izgrađena 1962. godine, dok su na dijelu trase, izgrađenom kao priključak TS Banja Luka 6 u elektroenergetski sistem 1980. godine ugrađeni provodnici Al/Č 240/40. Dionica dalekovoda sa provodnicima Al/Č 150/25 se prostire u pravcu istok-zapad i jugoistok-sjeverozapad, dok je dionica dalekovoda sa provodnicima Al/Č 240/40 postavljena u pravcu sjeverozapad-jugoistok. Situacija trase dalekovoda je prikazana na Slici 2. Zamjena provodnika Al/Č 150/25 novim provodnicima istog tipa obavljena je u periodu između 2000. i 2012. godine. 2016. Godine izvršena je zamjena izolatora i sanacija uzemljivača.

Za DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I nije zadovoljen standardni kriterijum planiranja n-1, budući da pri ispadi DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II dolazi do prekoračenja granične vrijednosti opterećenja dalekovoda koje iznosi 89 MVA (strujno opterećenje voda 468 A izračunato po standardu IEEE 738^[6] uz sljedeće meteorološke podatke: temperatura vazduha 35°C, intenzitet sunčevog zračenja 850 W/m² i brzina vjetra 0,6 m/s okomito na provodnike - prirodno hladnje).

Na dalekovodu su relativno skoro ugrađeni novi provodnici, te je kao alternativno rješenje rekonstrukciji dalekovoda ugrađen DTR sistem. Prije ugradnje DTR sistema izrađena je analiza sigurnosnih visina na dalekovodu 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. Dalekovod je, u skladu sa regulativom koja je važila u vrijeme izgradnje, projektovan tako da sigurnosne visine budu zadovoljene pri temperaturi provodnika od 40°C. Analizom je obuhvaćeno 49 kontrolnih tačaka u kojima su ukrštanja sa putevima, NN ili SN mrežom, ili se nalaze u blizini stambenih objekata. Od 49 kontrolnih tačaka u tri tačke sigurnosne visine nisu zadovoljene pri temperaturi provodnika od 40°C. Od toga se dva ukrštanja odnose na ukrštanje sa NN vodom i vodom 20 kV, koje je potrebno kablirati. Svi objekti sa nezadovoljavajućim sigurnosnim visinama su nastali nakon izgradnje dalekovoda. Pri temperaturi provodnika od 60°C do narušavanja sigurnosnih visina dolazi u deset kontrolnih tačaka, a pri temperaturi provodnika od 80°C dolazi do narušavanja sigurnosnih visina u četrnaest kontrolnih tačaka. Osim spomenutih ukrštanja, radi se o ukrštanjima sa lokalnim putevima, livadama i voćnjacima. Pregled kritičnih ukrštanja je prikazan u Tabeli I.



Slika 2: Situacija trase DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I

Tabela I: rezultati proračuna sigurnosnih visina (bojom naznačena narušavanja kriterijuma)

Kontrol -na tačka	Raspon	Naseljeno	Vrsta objekta	Potrebna sigurnos- na visina (m)	Sigurnos- na visina +40°C (m)	Sigurnosn a visina +60°C (m)	Sigurnosn a visina +80°C (m)
15	6-7	DA	DV 20 kV	2,50	2,13	1,47	0,96
15B	7-8	DA	put	7,00	7,34	6,99	6,66
15C	7-8	DA	put	7,00	6,77	6,35	5,96
18	10-11	DA	NNL	2,50	3,07	2,63	2,21
19	10-11	DA	njiva	7,00	7,31	6,95	6,61
29	18-19	DA	NNL	2,50	1,83	1,18	0,51
34	22-23	DA	livada	7,00	7,18	6,66	6,16
36	25-26	ne	šumski put	6,00	6,01	5,17	4,34
38	27-28	DA	dvorište	7,00	7,89	7,29	6,71
42	31-32	ne	livada	6,00	6,74	6,01	5,31
43	32-33	ne	voćnjak	6,00	6,36	5,94	5,53
44	33-34	ne	livada	6,00	6,21	5,68	5,17
45	35-36	ne	put	7,00	7,21	6,79	6,37
46	35-36	ne	voćnjak	6,00	6,55	6,15	5,77

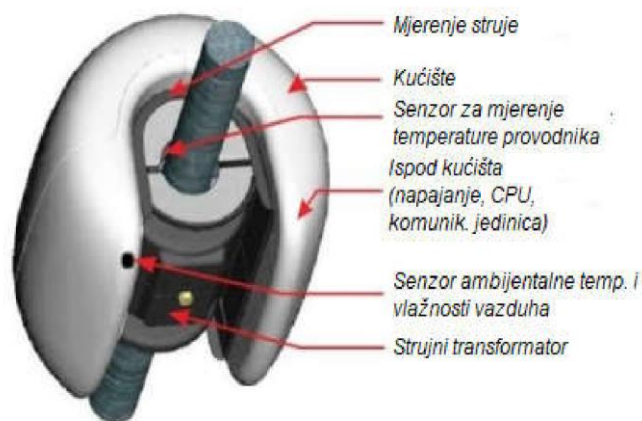
Treba napomenuti da se smanjenje rizika od dalekovoda zbog narušavanja sigurnosnih visina postiže intenziviranjem održavanja, što je relativno lako ostvarljivo s obzirom na to da je dalekovod lociran u sjedištu organizacione jedinice koja vrši održavanje dalekovoda, pa je moguće češćim obilascima trase i otklanjanjem nedostataka umanjiti rizike od kvarova.

Ugradnja DTR sistema je koštala oko 87.000 EUR, što iznosi oko 14% procijenjene vrijednosti rekonstrukcije dalekovoda sa ugradnjom specijalnih provodnika za visoke temperature prema tadašnjim cijenama ili oko 10% izgradnje dalekovoda sa provodnicima Al/Č 240/40 po istoj trasi.

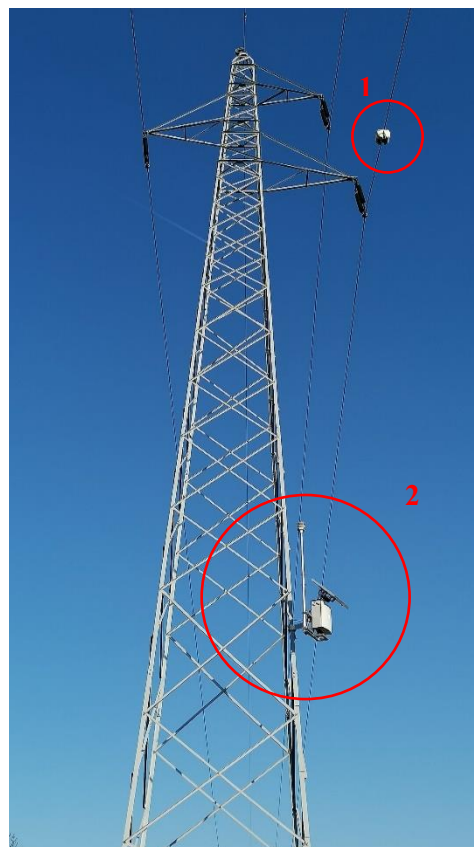
S obzirom na to da odstupanja u sigurnosnim visinama nisu velika, dalekovod bi se mogao povećanjem visine stubova 26 i 33, kabliranjem SN voda u rasponu 6-7 i NN vodova u rasponima 10-11 i 18-19, te ugradnjom horizontalnih lanaca na donjoj fazi na nosnim stubovima u ostalim rasponima dovesti u stanje da su sigurnosne visine zadovoljene pri temperaturi provodnika od 80°C. Pouzdanost dalekovoda bi se mogla povećati dodatnim ulaganjem u proširenje DTR sistema ugradnjom dodatnih senzora za mjerenje temperature i još jedne meteorološke stanice, te povećanjem sigurnosnih visina provodnika na kritičnim mjestima, što je dodatno ulaganje u iznosu od oko 300.000 EUR, koje iznosi do 20% cijene rekonstrukcije dalekovoda po sadašnjim cijenama.

4 ARHITEKTURA DTR SISTEMA I POKAZATELJI RADA U PRETHODNOM PERIODU

DTR sistem se sastoji od senzorske jedinice postavljene na provodniku dalekovoda i meteorološke stanice, montirane na konstrukciju stuba. Senzorska jedinica omogućava direktno mjerenje temperature, struje i nagiba provodnika. Podatak o nagibu provodnika se koristi za procjenu ugiba provodnika i indikaciju leda nataloženog na provodniku. Meteorološka stanica je opremljena senzorima za mjerenje smjera i brzine vjetera, temperature vazduha, vlažnosti vazduha i intenziteta Sunčevog zračenja. Podaci iz senzorske jedinice se putem GSM uređaja dostavljaju na server sistema postavljen u dispečerskom centru Elektroprenosa BiH u Operativnom području Banja Luka. Sistem je podešen da daje dvije vrste alarma s obzirom na temperaturu provodnika i da na osnovu podataka sa meteorološke stanice prikazuje izračunatu trenutno dozvoljenu struju dalekovoda s obzirom na postavljenu graničnu vrijednost temperature. Podaci sa senzora i meteorološke stanice se dostavljaju u intervalima od 15 minuta i pohranjuju se na serveru radi analize i dalje obrade. Izgled senzorske jedinice i izgled sistema su prikazani na Slici 3. Blok dijagram komunikacija unutar sistema je prikazan na slici 4, a izgled ekrana na monitoru SCADA sistema na Slici 5. Na dalekovodu je ugrađena jedna senzorska jedinica i jedna meteorološka stanica i to na stubu broj 5. Sistem je instalisan 2018. godine i po okončanju perioda probnog rada 2020. godine pušten u trajni rad. Važno je napomenuti da zbog konfiguracije sistema SCADA i sistema zaštita sistem ne omogućava davanje signala za automatsko isključenje dalekovoda pri prekoračenju maksimalno dozvoljene temperature, već sistem samo daje alarm dispečerskom centru koji upravlja rasterećenjima dalekovoda. Funkcija alarma i pregleda temperature provodnika na dalekovodu je integrisana u postojeći SCADA sistem. Zaštita od preopterećenja dalekovoda je podešena na alarm podešen pri strujnom opterećenju od 376A sa vremenskim zatezanjem od 20 s, a isključenje dalekovoda sa vremenom reagovanja od 20 minuta podešeno na 468 A.



Slika 3a: Senzorska jedinica DTR sistema



1 – senzorska jedinica
2 – meteorološka stanica

Slika 3b: DTR sistem montiran na stubu broj 5

Osnovni pokazatelji rada sistema u proteklom periodu su prikazani u Tabeli II. Od 2020-2024, godine, sistem je zabilježio prosječnu neraspoloživost od oko 1,2%, odnosno prosječno oko 105 sati godišnje. Važno je napomenuti da ovo obuhvata i periode kada nije bilo podataka o temperaturi i struji voda sa senzorske jedinice, što ne mora podrazumijevati neraspoloživost samog sistema već može obuhvatati i neraspoloživost samog dalekovoda zbog planiranih isključenja i sl.

Pregled maksimalno dostignutih vremenskih parametara, razdvojen sezonski je prikazana u Tabeli III. Kada se govori o strujnom opterećenju dalekovoda i maksimalnoj temperaturi provodnika vidljivo je da je strujno opterećenje zadržano u granicama podešenja prekostrujne zaštite. Temperatura provodnika tokom posmatranog perioda je zadržana u granicama do 60°C, odnosno nije dolazilo do aktiviranja alarma povišene temperature provodnika dalekovoda. Interesantno je primijetiti da pri maksimalno dostignutoj temperaturi provodnika u svakoj od godina ni jedan od meteoroloških parametara nisu dostizali svoje maksimalne (temperatura vazduha, sunčevo zračenje) odnosno minimalne vrijednosti (brzina i pravac vjetra), tako da je u svakom slučaju postojala određena bar minimalna rezerva u pogledu strujne opteretivosti provodnika.

Tabela II: osnovni pokazatelji rada sistema u periodu 2019-2024. godine

Godina	Neraspoloživost sistema*		Vrijeme prilikom kog je temperatura provodnika $T_{prov} > 40^{\circ}\text{C}$	
	%	sati/god	%	sati/god
2019	49,84%	4366	---	---
2020	1,91%	167	1,09%	96
2021	1,23%	108	3,96%	347
2022	0,19%	16	1,79%	157
2023	0,00%	0	0,00%	0
2024	1,58%	139	1,58%	139

*) Periodi gubitka komunikacije prema severu i periodi bez podatka o struji i temperaturi voda (moguće isključenje dalekovoda)

Tabela III: osnovni pokazatelji strujnog i termičkog opterećenja voda u periodu 2019-2024.

Godina	$T_{provmax}$ ($^{\circ}\text{C}$)	I_{vmax} (A)	Vremenski podaci @ $T_{prov max}$					
			interval	I (A)	R (W/m^2)	T_v ($^{\circ}\text{C}$)	v (m/s)	δ ($^{\circ}$)
2019	---	---	---	---	---	---	---	---
2020	51,10	442	22.09.2020 11:15	439	474	22,6	0,67	121,7
2021	51,75	378	24.06.2021 16:45	325	531	38,0	0,82	51,9
2022	48,60	404	23.07.2022 15:45	263	700	38,9	1,07	210,3
2023	48,60	371	24.07.2023 15:45	264	687	37,1	1,06	268,0
2024	49,23	412	19.06.2024 14:30	286	838	35,9	1,25	287,7

I_{vmax} - najveća struja provodnika izmjerena u toku godine senzorskom jedinicom DTR sistema

$T_{provmax}$ - najveća temperatura provodnika izmjerena u toku godine senzorskom jedinicom DTR sistema

Vremenski podaci u trenutku dostizanja maksimalne temperature provodnika $T_{provmax}$ u toku godine:

I - struja provodnika, R - jačina sunčevog zračenja, T_v - temperatura vazduha, v - brzina vjetra, δ - smjer vjetra u odnosu na sjever

Meteorološki parametri: T_{max} - maksimalna temperature vazduha, R_{max} -maksimalni intenzitet Sunčevog zračenja, udio perioda bez vjetra, kada je izmjerena brzina vjetra manja od 0,5 m/s, v_{sr} srednje sezone brzine vjetra, v_{max} maksimalne brzine vjetra, dominantni pravci vjetra, te strujna (I_{max}) i termička opterećenja dalekovoda (T_{pmax}), razdvojeni sezonski je prikazani su Tabeli IV. Maksimalna temperaturna opterećenja provodnika dalekovoda po pravilu se događaju u ljetnjim mjesecima kada su opterećenja dalekovoda relativno visoka. Zato na ovaj period treba posebno obratiti pažnju pri planiranju eksploatacije dalekovoda. Prolječni period i topliji dani u zimskom periodu su najpovoljniji za planiranje radova na okolnim objektima zbog relativno niskih opterećenja dalekovoda, i nižih temperatura i veće učestanosti vjetra. Sa druge strane, topliji dani u jesenjem periodu takođe mogu biti kritični za pogon dalekovoda zbog relativno visokih temperatura, relativno visokog intenziteta Sunčevog zračenja i manje učestalosti i intenziteta vjetra.

Tabela IV: Pokazatelji meteoroloških podataka izmjerenih na stanici sistema u korelaciji sa opterećenjem provodnika

Godina	Zimski mjeseci (januar, februar, decembar)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	31,4	393,0	20,0	722,8	24,93%	1,35	8,70	S, SSW, SW, N, NNE
2021	30,8	377,7	21,8	710,0	23,51%	1,35	7,53	S, SSW, SW, N, NNE
2022	32,5	360,0	20,6	682,0	25,45%	1,29	8,07	S, SSW, SW, N, NNE
2023	31,4	320,0	22,7	662,6	24,62%	1,34	9,89	S, SSW, SW, N, NNE
2024	31,6	335,0	22,9	662,7	24,81%	1,36	7,78	S, SSW, SW, N, NNE
Go- dina	Ljetnji mjeseci (juni, juli, avgust)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	48,5	393,7	35,5	1120,0	20,72%	1,42	8,22	S, SSW, SW, N, NNE
2021	51,8	368,0	39,3	1111,6	21,82%	1,42	6,32	S, SSW, SW, N, NNE
2022	48,6	404,0	39,0	1026,3	19,05%	1,48	6,50	S, SSW, SW, N, NNE
2023	48,6	294,7	37,7	1077,6	21,76%	1,38	8,98	S, SSW, SW, N, NNE
2024	49,2	387,3	38,6	1101,3	20,94%	1,37	6,85	S, SSW, SW, N, NNE
Go- dina	Proljećni mjeseci (mart, april, maj)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	38,2	312,0	29,0	1096,5	25,64%	1,59	7,40	S, SSW, SW, N, NNE
2021	38,7	339,0	29,3	1089,4	16,48%	1,59	6,13	S, SSW, SW, N, NNE
2022	40,2	336,7	31,0	1034,1	17,19%	1,53	7,39	S, SSW, SW, N, NNE
2023	32,6	287,3	27,7	1101,2	21,75%	1,49	6,90	S, SSW, SW, N, NNE
2024	35,6	288,3	32,3	1090,5	22,24%	1,52	8,72	S, SSW, SW, N, NNE
Go- dina	Jesenji mjeseci (septembar, oktobar, novembar)					V _{sr} (m/s)	V _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	51,1	441,5	29,6	926,4	30,51%	1,20	7,60	N, NNE
2021	37,3	364,3	33,3	915,7	28,90%	1,22	5,43	N, NNE
2022	41,6	326,3	32,8	925,1	32,64%	1,17	4,96	N, NNE
2023	40,5	370,7	33,0	860,8	26,74%	1,42	9,36	N, NNE
2024	41,8	412,3	34,3	902,6	27,61%	1,29	7,38	N, NNE

Na osnovu podataka sa meteorološke stanice može se zaključiti da su povoljne okolnosti to što je učestalost vjetra relativno velika i što su dominantni pravci vjetra približno okomiti na pravac pružanja dalekovoda. Na osnovu iznesenih podataka, može se zaključiti da se po pitanju prognoze strujnih opterećenja i eventualnog sezonskog podešenja zaštita proljećni i jesenji period treba tretirati jednako kao i ljetnji zbog mogućih relativno visokih temperatura i intenziteta Sunčevog zračenja, koji su bliski onima u ljetnjem periodu.

Ono što čini nedostatak sistema jeste činjenica da se mjerenja vrše samo u jednoj tački. Preporuka proizvođača je bila da se senzorske jedinice za direktno mjerenje temperature provodnika ugrade u tri tačke na dalekovodu, a meteorološke stanice u dvije tačke. U Poglavlju 6 ovog rada analizirana su ograničenja sistema računajući temperaturu provodnika jednaku u svim zateznim poljima sa provodnicima Al/Č 150/25 pod pretpostavkom da su brzina i pravac vjetra jednaki u svim tačkama.

5 MOGUĆNOSTI RASTEREĆENJA DV 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA LUKA 6/I U KRITIČNIM REŽIMIMA

Radi analize mogućnosti rasterećenja prenosne mreže u kritičnim situacijama po dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I formirani su modeli mreže na bazi ostvarenih maksimalnih opterećenja na području od interesa u periodu od početka 2020. godine do kraja 2023. godine. Ukupna opterećenja u regiji od interesa i na području grada Banja Luka za ljetnji i zimski režim uz podatke o atmosferskim prilikama sa meteorološke stanice u trenutku dostizanja maksimalnog opterećenja su prikazana u tabelama V i VI.

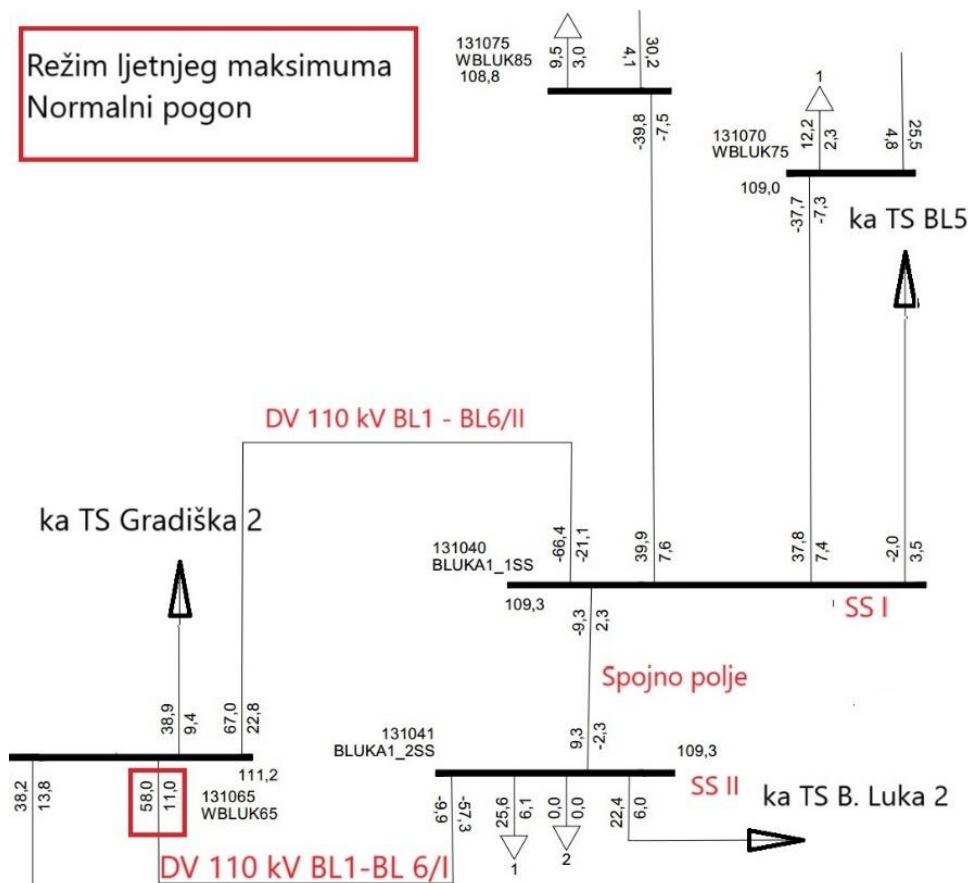
Tabela V: opterećenja i vrijeme dostizanja ljetnjeg maksimuma u prethodnom periodu

Ljetnji maksimum (godina)	Ukupno opterećenje - regija Banja Luka		Ukupno opterećenje -grad Banja Luka		Datum i vrijeme dostizanja	T _v (°C)	v _v (m/s)	Smi- jer (°)	R (W/m ²)
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)					
2020	228,02	67,76	104,67	25,63	31.07.2020. 12:00	31,1	1,35	209,0	786,3
2021	248,13	83,19	112,41	29,16	23.06.2021. 12:30	33,4	2,18	234,2	905,1
2022	251,63	79,60	114,67	26,64	29.06.2022. 13:00	34,0	2,86	355,2	878,8
2023	229,78	65,34	117,21	26,40	17.07.2023. 12:45	36,4	1,04	216,2	897,5

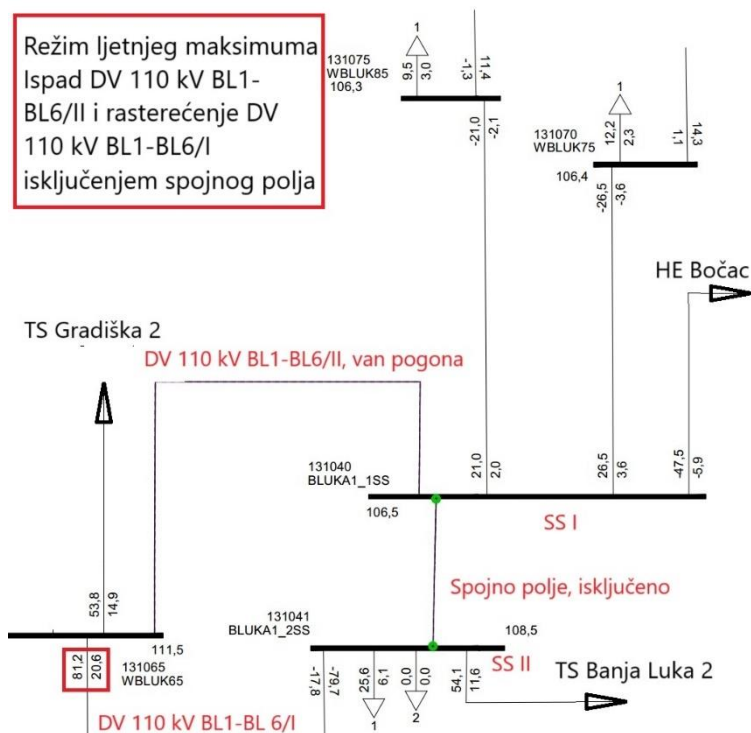
Tabela VI: opterećenja i vrijeme dostizanja zimskog maksimuma u prethodnom periodu

Zim-ski maksimum (godina)	Ukupno opterećenje -regija Banja Luka		Ukupno opterećenje -grad Banja Luka		Datum i vrijeme dostizanja	T _v (°C)	v _v (m/s)	Smi- jer (°)	R (W/m ²)
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)					
2020	298,1	61,6	152,5	21,0	21.12.2020. 9:45	4,5	0,4	209	46,9
2021	309,5	58,0	163,8	20,4	23.12.2021. 9:30	-1,9	0,9	7	54,4
2022	322,9	53,0	170,4	18,9	25.01.2022. 9:30	-6,0	1,3	121	261,7
2023	298,9	40,9	173,8	18,7	09.02.2023. 9:30	-4,1	0,9	317	57,9

U ovom radu analizirano je rasterećenje dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I razdvajanjem sabirnica u TS Banja Luka 1. Sabirnice bi u normalnom pogonu bile spojene preko spojnog polja. U slučaju ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II rasterećenje bi se postiglo isključnjem spojnog polja. Na ovaj način postiže se rasterećenje za oko 20 MVA u kritičnim režimima, a da pri tome zadrži minimalno dvostrano napajanje svih transformatorskih stanica u regiji od interesa. Na slici 6 su prikazani tokovi snaga u slučaju neraspoloživosti DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II, nakon provedenih mjera za rasterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I.



U ljetnjem režimu, po izvršenom rasterećenju strujna opterećenja ostaju u granicama trajno dozvoljene struje dalekovoda.



Slika 6: Tokovi snaga u režimu ljetnjeg maksimuma pri ispadu kritične grane i rasterećenju

Tabela VII: modelovana maksimalna opterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I

Topologija mreže i angažman HE Bočac	P _{voda} (MW)	Q _{voda} (MVar)	U (kV)	I _{voda} (A)	P _{voda} (MW)	Q _{voda} (MVar)	U (kV)	I _{voda} (A)
	Režim ljetnjeg maksimuma				Režim zimskog maksimuma			
I1_sa_HE Bočac	54,1	9,3	110,0	288,1	69,1	4,4	111,3	359,2
I1_bez_HE Bočac	58,0	11,0	109,3	311,8	75,7	4,8	110,8	395,2
I2_sa_HE Bočac	95,0	21,0	108,6	517,2	122,3	13,8	109,9	646,6
I2_bez_HE Bočac	101,8	24,7	107,7	561,6	133,9	15,8	109,1	713,5
I3_sa_HE Bočac	74,9	17,2	109,3	405,9	104,1	12,8	110,4	548,5
I3_bez_HE Bočac	81,2	20,6	108,5	445,8	114,5	14,8	109,6	608,2

Pri analiziranom rješenju razdvajanjem opterećenja pomoću dva sistema sabirnica očuvan je rad sistema nakon ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II bez prekoračenja trajno dozvoljene struje provodnika od 80°C. Istovremeno, pri predloženom rješenju za rasterećenje u većini slučajeva ne bi došlo do prekoračenja dozvoljenih strujnih opterećenja i narušavanja naponskih prilika ni pri dodatnim ispadima nekog od vodova na posmatranom dijelu mreže 110 kV. Izuzetak je istovremeni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška 2 ili DV 110 kV Gradiška 1 – Gradiška 2 i DV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. U ovom slučaju bi se dalekovod dodatno opteretio sa oko 25 MVA, bez značajnijih mogućnosti daljeg rasterećenja.

Analize tokova snaga su izvršene za opterećenja transformatorskih stanica na području Banjaluke veća za 20% u odnosu na vršno opterećenje iz perioda 2020-2023. U ovim analizama uzeti su u obzir i planirani objekti na području grada Banja Luka. To znači da bi primjena DTR sistema uz odgovarajuće dispečerske mjere mogla garantovati pouzdan rad mreže i u narednom periodu.

6 PRORAČUN TEMPERATURE PROVODNIKA U KRITIČNIM REŽIMIMA

U prelaznom režimu, kada dođe do ispada ili isključenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II strujna opterećenja su visoka zbog čega je urađen dodatni proračun temperature provodnika. Proračun je urađen pod pretpostavkom stvarnih opterećenja transformatorskih stanica iz perioda od 2020. do 2023. godine i izmjerenih meteoroloških parametara u istom periodu. Pretpostavka je da se kvar mogao dogoditi u bilo kom 15-minutnom intervalu i izračunata je stacionarna temperatura za meteorološke parametre i procijenjeno strujno opterećenje voda u tom intervalu. Takođe, u analizi su uzeti u obzir različiti pravci položaja provodnika za svako zatezno polje i procijenjena je maksimalna temperatura provodnika pod pretpostavkom da su brzina i smijer vjetra jednaki na cijeloj trasi voda.

Proračun strujnog opterećenja dalekovoda dobijen je procjenom strujnog opterećenja dalekovoda na bazi opterećenja transformatorskih stanica na području od interesa u svakom 15-minutnom intervalu primjenom jednačina (1) i (2). Za potrebe proračuna iz maksimalnog ljetnjeg i maksimalnog zimskog režima određeni su koeficijenti učešća pojedinih transformatorskih stanica u opterećenju dalekovoda, pa je ukupno opterećenje dalekovoda izračunato kao:

$$P(j) = \sum_i^n k(j)_i \cdot P_i + P(j)_0, \quad (1)$$

gdje je $k(j)_i = \frac{\partial P}{\partial P_i}$, koeficijent učešća i – te transformatorske stanice, P_i – snaga opterećenja i -te transformatorske stanice, a $P(j)_0$ je određeno kao razlika između strujnog opterećenja dalekovoda u određenom režimu iz modela maksimalnog režima i zbira $\sum_i^n k(j)_i \cdot P_i$ za odgovarajući režim j iz Tabele VI. Radi jednostavnosti, a zbog uočenih minimalnih razlika za $P(j)_0$ uzeta je srednja vrijednost za odgovarajuće uklopno stanje za ljetnji maksimum sa i bez angažmana HE Bočac i zimski maksimum sa i bez angažmana HE Bočac. Indeks $j=1$ odgovara normalnom uklopnom stanju, indeks $j=2$ odgovara ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II i indeks $j=3$ odgovara razdvajanju sistema sabirnica u TS Banja Luka 1 nakon ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. Za $Q(j)$ i $U(j)$ takođe uzete su srednje vrijednosti iz Tabele VI za odgovarajuće uklopno stanje.

Konačno, fazna struja provodnika je izračunata iz jednačine:

$$I(j) = \frac{\sqrt{P(j)^2 + Q(j)^2}}{\sqrt{3} \cdot U(j)}, \quad (2)$$

Karakteristične vrijednosti modelovanog strujnog opterećenja dalekovoda 110 kV Banja Luka 1- Banja Luka 6/I su prikazane u tabelama VIII i IX.

Tabela VIII: Maksimalne vrijednosti procijenjenog strujnog opterećenja dalekovoda (A)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	441,5	377,7	404,0	370,7
I1 (normalni pogon)	338,6	343,2	330,4	327,9
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	607,3	615,6	593,4	587,4
I3 (N-1)+rasterećenje	492,9	497,8	483,6	476,7

Tabela IX: srednje vrijednosti procijenjenog strujnog opterećenja dalekovoda (A)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	197,7	202,2	207,5	177,3
I1 (normalni pogon)	225,0	231,2	234,1	215,7
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	402,3	415,6	420,6	387,8
I3 (N-1)+rasterećenje	300,6	310,5	317,2	287,4

Na osnovu izračunatih strujnih opterećenja provodnika i parametara okoline, registrovanih na peteoroškoj stanici DTR sistema, primjenom metodologije^[5] iz jednačine (3) izračunata je temperatura površine provodnika T_s za svako zatezno polje.

$$P_g + P_s = P_{konv} + P_{rad} \quad (3)$$

Gdje je:

P_g – snaga Džulovih gubitaka u provodnicima koja zavisi od temperature provodnika,

P_s – snaga apsorbovane toplotne Sunčevog zračenja koja zavisi od intenziteta zračenja i koeficijenta apsorpcije površine provodnika

P_{konv} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih konvekcijom, u složenoj zavisnosti od brzine i pravca vjetra, temperature okoline i prečnika provodnika

P_{rad} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih zračenjem, proporcionalna četvrtom stepenu temperature provodnika i proporcionalna koeficijentu emisije provodnika

$$T_c - T_s = \frac{P_g + P_s}{2\pi\lambda} \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{d^2}{D^2 - d^2} \cdot \ln\left(\frac{D}{d}\right) \right] \quad (4)$$

Gdje je:

T_s – temperatura površine provodnika,

T_c – temperastura najtoplijeg mjesta

λ – efektivna radijalna toplotna provodnost provodnika, uzeto je da iznosi 2 W/mK

d – prečnik jezgre provodnika

D – vanjski prečnik provodnika

Od interesa za dalje posmatranje je najveća procijenjena temperatura za cijeli dalekovod, Metodologija omogućava određivanje temperature površine i temperature u unutrašnjosti provodnika. Od interesa je maksimalna temperatura u unutrašnjosti provodnika koja se doduše, ne razlikuje mnogo od izračunate temperature na površini provodnika. Sumarni rezultati proračuna temeprature provodnika prikazani su u Tabelama X i XI.

Tabela X: maksimalne vrijednosti temperature provodnika (°C)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	51,1	51,8	48,6	48,6
I1 (normalni pogon)	51,5	58,1	57,2	58,1
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	95,5	104,9	103,8	107,3
I3 (N-1)+rasterećenje	64,6	73,9	73,5	78,9

Tabela XI: srednje vrijednosti temperature provodnika (°C)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	19,6	19,3	20,2	19,2
I1 (normalni pogon)	22,2	22,6	23,7	22,5
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	45,6	47,4	49,5	43,3
I3 (N-1)+rasterećenje	30,2	30,9	32,8	29,4

U tabeli XII prikazano je kumulativno vrijeme u toku godine u kojem bi došlo do prekoračenja određenih graničnih temperatura u slučaju ispada DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II.

Tabela XII: broj sati sa potencijalnim prekoračenjima graničnih temperatura

Godina	2020	2021	2022	2023
Tc>+80°C pri ispadu DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II	53,3	201,5	220,3	63,0
Tc>+60°C pri ispadu DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II i rasterećenju razdvajanjem opterećenja u TS B. Luka 1	13,8	116,0	99,0	41,0

7 ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA I ZAKLJUČCI

Ugrađeni DTR sistem je dosta pouzdan i u prethodnom periodu omogućio je upravljanje opterećenjem dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I tako da je temperatura provodnika održana ispod temperature od 60°C. Analize opisane u Poglavlju 6 pokazuju da bi temperaturu provodnika pri kritičnom ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II u bilo kom trenutku mjerama rasterećenja bilo moguće dovesti u granice dozvoljene temperature koja za ovaj tip provodnika koja iznosi 80°C. Analizom tokova snaga opisanom u Poglavlju 5 pri narušenom kriterijumu n-2 identifikovan je jedan slučaj u kojem su smanjene mogućnosti rasterećenja dalekovoda.

Na osnovu provedenih analiza, može se zaključiti da bi kriterijum održavanja temperature provodnika u dozvoljenim granicama pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II bio biti ispunjeni i u narednom periodu tako da stav autora da rekonstrukcija predmetnog dalekovoda nije neophodna. Pouzdanost se može dodatno povećati ulaganjima koja ne prelaze 20% troškova rekonstrukcije dalekovoda. S obzirom na visoko očekivano strujno opterećenje i značaj za sigurnost napajanja šireg područja Banjaluke, oba voda DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I i /II zahtijevaju pojačane mjere održavanja, termografske preglede, češću sječu rastinja i otklanjanje uočenih oštećenja provodnika u najkraćem mogućem roku.

Potrebno je razmotriti i sezonska podešenja prekostrujne zaštite, na način da se u zimskom periodu (npr. od 01.12. do 28.02.) prekostrujna zaštita podesi na 640A, a da se tokom ostatka godine zadrži dosadašnje podešenje prekostrujne zaštite. Vrijeme djelovanja prekostrujne zaštite je neophodno uskladiti sa vremenom potrebnim za provođenje akcija za rasterećenje dalekovoda.

8 LITERATURA

- [1] Alen Pavlinić, Metode monitoringa temperature vodiča nadzemnih vodova, CIGRE Crna Gora. 2009
- [2] ENTSOE, Dynamic Line Rating for overhead lines – V6, 2015
- [3] EIHP, Feasibility study, including social and environmental assessment study, for strengthening of main Croatian transmission north-south axis enabling new interconnection development, 2019
- [4] Ivan A. Škokljević, Planiranje elektroenergetskih sistema, Taurus Publik Beograd, 2000, str. 230-236, 252-265
- [5] CIGRÉ WG 22,12, Thermal Behaviour of overhead conductors, 2002
- [6] IEEE Std. 738-2012, "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors", Dec. 2013

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.04)**B2.04****DIGITALIZACIJA VISOKONAPONSKIH NADZEMNIH VODOVA****DIGITAL TWINS FOR HIGH-VOLTAGE OVERHEAD TRANSMISSION LINES****Branko Đorđević, Mirko Borović, Vladimir M. Ilić, Nikola Šćekić, Aleksandar Radeta,
Marko Đorđević, Zoran Petrović, Valerijan Aksić***

Kratak sadržaj: Digitalizacija visokonaponskih nadzemnih vodova predstavlja virtuelni model elektroenergetske infrastrukture koji omogućava kontinuirano praćenje, analizu i optimizaciju rada prenosne mreže. Ovaj koncept zasnovan je na integraciji stvarnih podataka sa terena, korišćenjem simulacije i primenu analitičkih alata, sa ciljem poboljšavanja efikasnost održavanja, planiranja i upravljanja prenosnom mrežom. Virtuelni model omogućava precizno praćenje stanja infrastrukture, prediktivno održavanje korišćenjem Business intelligence (BI) alata koristeći simulacije za optimizaciju rada mreže, a sa ciljem bržeg donošenja odluka. Za izradu virtuelnih modela jedna od tehnologija za prikupljanje podataka je aero snimanje, koje omogućava preciznu inspekciju, mapiranje i analizu infrastrukture iz vazduha. Ova metoda koristi različite senzorske tehnologije i platforme, uključujući dronove, helikoptere i satelite, kako bi obezbedila detaljne podatke o stanju visokonaponskih nadzemnih vodova i njihovog okruženja. Količina podataka koja se prikupi inspekcijom na gore opisan način je velika i zahteva primenu softvera koji će korisniku obezbediti mehanizme da na brz način iste obradi i da na osnovu istih donosi odluke. U radu je opisan proces prikupljanja i obrade podataka i implementacije softverskog alata koji ima za cilj da transformiše način na koji kompanija EMS AD obavlja inspekciju i održavanje visokonaponskih nadzemnih vodova, omogućavajući proaktivno otkrivanje i rešavanje problema, smanjenje troškova održavanja, povećanje bezbednosti i pouzdanosti rada energetskog sistema.

Ključne reči: digitalizacija, virtuelni model, aero snimanje, Business intelligence (BI) alati, visokonaponski nadzemni vodovi, održavanje

Abstract: The digital twin for high-voltage overhead transmission lines represents a virtual model of the power infrastructure, enabling continuous monitoring, analysis, and optimization of the transmission network's operation.

* Branko Đorđević, EMS AD, branko.djordjevic@ems.rs

Mirko Borović, EMS AD, mirko.borovic@ems.rs

Vladimir M. Ilić, EMS AD, vladimir.m.ilic@ems.rs

Nikola Šćekić, EMS AD, nikola.scekic@ems.rs

Aleksandar Radeta, EMS AD, aleksandar.radeta@ems.rs

Marko Đorđević, EMS AD, marko.djordjevic@ems.rs

Zoran Petrović, EMS AD, zoran.petrovic@ems.rs

Valerijan Aksić, EMS AD, valerijan.aksic@ems.rs

This concept is based on the integration of real field data, the use of simulations, and the application of analytical tools to improve the efficiency of maintenance, planning, and network management. The virtual model allows precise monitoring of infrastructure conditions, predictive maintenance using Business Intelligence (BI) tools, and simulations for network optimization, all with the goal of faster decision-making. One of the technologies used for data collection in the creation of a virtual model is aerial imaging, which enables precise inspection, mapping, and analysis of infrastructure from the air. This method utilizes various sensor technologies and platforms, including drones, helicopters, and satellites, to provide detailed data on the condition of high-voltage overhead transmission lines and their surroundings. The amount of data collected through inspections in this manner is vast and requires the application of software that provides users with mechanisms for rapid data processing and decision-making based on the obtained information. This paper describes the process of data collection and processing, and the implementation of a software aimed at transforming the way EMS AD conducts inspections and maintenance of high-voltage overhead transmission lines. The goal is to enable proactive problem detection and resolution, reduce maintenance costs, and enhance the safety and reliability of the power system's operation.

Key words: *digital twin, virtual model, aerial imaging, Business Intelligence (BI) tools, high-voltage overhead transmission lines, maintenance*

1 UVOD

Digitalizacija visokonaponskih nadzemnih vodova predstavlja virtuelni model elektroenergetske infrastrukture koji omogućava kontinuirano praćenje, analizu i optimizaciju održavanja elemenata prenosne mreže. Virtuelni model elektroenergetske infrastrukture predstavlja digitalnu simulaciju stvarnog elektroenergetskog sistema. Kroz simulacije određenih scenarija, predviđa se ponašanje elektroenergetskog sistema za različite uslove eksploatacije. Virtuelni model omogućava precizno praćenje stanja infrastrukture, kao i prediktivno održavanje korišćenjem Business intelligence (BI) alata. Ovaj koncept zasnovan je na integraciji stvarnih podataka sa terena, korišćenjem simulacije i primenu analitičkih alata, sa ciljem poboljšavanja efikasnost održavanja, planiranja i upravljanja prenosnom mrežom.

2 AERO SNIMANJE

Za izradu virtuelnih modela jedna od tehnologija za prikupljanje podataka je aero snimanje, koje omogućava preciznu inspekciju, mapiranje i analizu. Prikupljanje podataka aero snimanjem je metoda koja se koristi za prikupljanje geografskih, kartografskih i drugih vrsta podataka pomoću različitih platformi. Dronovi, helikopteri i sateliti su tri glavne platforme koje se koriste za prikupljanje podataka sa visine, ali svaka od njih ima svoje specifične prednosti i nedostatke, kao i različite primene u zavisnosti od tipa podataka koji se prikupljaju i specifičnih zahteva korisnika. Aero snimanje može uključivati različite senzorske tehnologije, kao što su fotogrametrija, LiDAR (Light Detection and Ranging), multispektralno snimanje, kao i termalno snimanje.

2.1 Senzorske tehnologije

Fotogrametrija (kamera visoke rezolucije) podrazumeva korišćenje kamera visoke rezolucije za snimanje fotografija koje mogu biti analizirane kako bi se kreirali dvodimenzionalni (2D) ili trodimenzionalni (3D) modeli površine. Ove slike se koriste za pravljenje ortofoto mapa, planiranje terena i analizu promena u okolini.

LiDAR senzori (Light Detection and Ranging) koriste svetlosne impulse za merenje udaljenosti stvarajući na taj način vrlo precizan 3D model terena i objekata čak i u kompleksnim i teško dostupnim područjima.

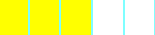
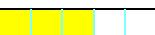
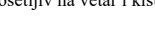
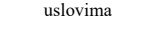
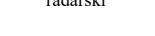
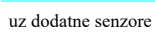
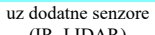
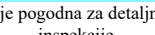
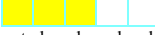
Multispektralno i hiperspektralno snimanje koristi se za analizu različitih vrsta talasnih dužina svetlosti, pa se prikupljanje podataka ogleda u snimanju slika u nekoliko spektralnih opsega, uključujući vidljivu svetlost i infracrveno svetlo.

Termalne kamere mogu se koristiti za prikupljanje podataka o temperaturi objekata i okoline. Ovi podaci su korisni za prepoznavanje grejnih mesta, kao i praćenje temperature objekata.

2.2 Platforme za aero snimanje

Snimanje dalekovoda je specifičan zadatak koji zahteva preciznost i sposobnost da se obuhvati velika površina. U tu svrhu, aero snimanje se koristi za inspekciju i monitoring, kao i za mapiranje i održavanje dalekovoda. U tabeli I dat je uporedni prikaz karakteristika različitih platformi koje se mogu koristiti za aero snimanje dalekovoda. Dronovi su idealni za precizne, lokalizovane inspekcije dalekovoda, posebno u teže dostupnim terenima. Helikopteri su pogodniji za duže trase i kada je potrebno brzo skenirati velike površine, ali su skuplji. Sateliti su korisni za makro-nadzor i detekciju promena u okolini, ali nisu pogodni za otkrivanje specifičnih kvarova.

Tabela I: Uporedni prikaz karakteristika različitih platformi za aero snimanje

Kriterijum	Dron	Helikopter	Satelit
Rezolucija snimka	 cm	 cm - dm	 dm - m
Fleksibilnost leta	 precizan let	 pratiti trase	 fiksna orbita
Dostupnost podataka	 raspoloživost dronova	 planira se unapred	 arhivski podaci
Bezbednost operacije	 ograničeno dometom	 rizik za ljude i opremu	 bez direktne intervencije
Vremenski uslovi	 osetljiv na vetar i kišu	 prilagođen težim uslovima	 radarski
Preciznost detekcije kvarova	 uz dodatne senzore (IR, LIDAR)	 uz dodatne senzore (IR, LIDAR)	 nije pogodna za detaljne inspekcije
Regulativa / dozvole	 potrebne dozvole, ali manje stroge	 stroge regulative i licence	 nema direktne dozvole
Cena po misiji	 Niska do srednja	 Visoka	 Niska po površini, ali ograničena primena

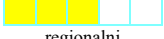
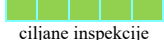
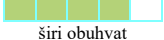
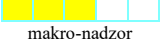
2.3 Analiza primene različitih platformi za snimanje

Odabir platforme za aero snimanje zavisi od dosta faktora, kao što su vrsta snimanja, vrsta opreme koja se koristi, potrebna preciznost i budžet. U tabeli II data je cost-benefit analiza primene različitih vrsti platformi koje se mogu koristiti za aero snimanje dalekovoda.

Svaka platforma, dronovi, helikopteri i/ili sateliti, ima svoje specifične prednosti kada se koriste se za različite vrste misija. Izbor platforme pre svega zavisi od:

- Tipa podataka koji se prikuplja (visoka rezolucija/globalno praćenje)
- Skala misije (mala/velika teritorija)
- Troškova operacije
- Vremenskih uslova za kakarakteristično područje
- Druge logističke prepreke.

Tabela II: Uporedni prikaz karakteristika različitih platformi za aero snimanje

Metoda	Dron	Helikopter	Satelit
Investicija	 srednja	 visoka	 niska
Operativni trošak	 nizak	 visok	 srednji
Preciznost	 veoma visoka	 visoka	 niska-srednja
Obuhvat	 lokalni	 regionalni	 globalna
Isplativost	 ciljane inspekcije	 širi obuhvat	 makro-nadzor

Dronovi su najbolji za lokalizovane, visoko precizne misije sa niskim troškovima i velikom fleksibilnošću. Helikopteri su idealni za veće teritorije i misije koje zahtevaju nošenje teže opreme i zahtevaju srednju fleksibilnost u manevrisanju. Sateliti su najpogodniji za globalno praćenje, analize na velikim razmerama i u dugoročnim studijama.

Za pojedine aplikacije, kombinacija dve ili sve tri platforme može biti najefikasniji pristup za sveobuhvatno prikupljanje podataka i poboljšanje procesa održavanja.

3 PRIKUPLJANJA PODATAKA

Prikupljanje podataka pomoću aero snimanja obuhvata nekoliko ključnih faza:

- Planiranje i izvođenje misije
- Obrada podataka
- Interpretacija podataka

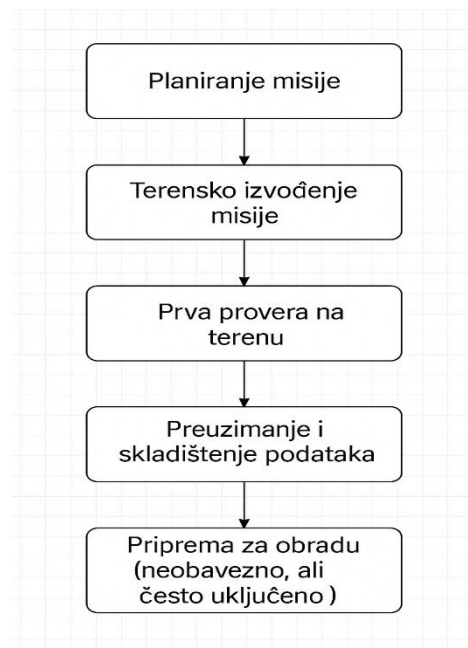
3.1 Planiranje i izvođenje misije

Pre početka snimanja vrši se precizno planiranje misije koje uključuje definisanje oblasti snimanja, visinu leta, preklapanje snimaka (kako bi se obezbedila potpuna pokrivenost), brzinu letenja, i vrste senzora koji će biti korišćeni.

Dronovi ili drugi vazduhoplovni uređaji lete predviđenom rutom, prikupljajući podatke pomoću kamera i senzora. U slučaju dronova, misija može biti automatizovana pomoću predefinisanih ruta i plana letenja.

Proces planiranja i izvođenje misije (slika 1.) ogleda se u sledećim koracima:

1. **Planiranje misije** koje za cilj ima efikasno i bezbedno prikupljanje relevantnih podataka, definisanje zone snimanja, odabir tehnologije (dronovi ili helikopter), određivanje senzora, kao i parametara misije (visina leta, preklapanje snimaka, brzina leta, vremenski uslovi)
2. **Terensko izvođenje misije** koje podrazumeva sigurno i precizno izvođenje snimanja iz vazduha (kalibracija i priprema opreme, usklađivanje senzora i GPS sistema, testiranje komunikacije i kontrole), lansiranje platforme, snimanje duž trase dalekovoda u realnom vremenu, prikupljanje podataka i beleženje napomena sa terena
3. **Prva provera na terenu** ima za cilj da se uveri da su podaci kompletni i upotrebljivi brзом analizom snimaka na laptopu/tabletu, proverom pokrivenosti, oštine i tačnosti pozicioniranja i ako je potrebno dodatnim snimanjem na licu mesta



Slika 1:
Proces planiranja i izvođenja misije

4. **Preuzimanje i skladištenje podataka** podrazumeva organizovano skladištenje za dalju obradu preuzimanjem podataka sa SD kartica i memorija, organizacijom po misijama, lokacijama i vrstama senzora, backup-om podataka na više lokacija (lokalni disk + cloud) i evidencijom metapodataka (lokacije, vreme, senzor, posada)
5. **Priprema za obradu** (neobavezno, ali često uključeno) ima za cilj da se olakša kasnija analiza, a podrazumeva pretvaranje fajlova u standardizovane formate, georeferenciranje (ako nije urađeno automatski) i prvu filtraciju, tj. uklanjanje mutnih snimaka i neupotrebljivih oblaka tačaka.

Svaki dron, helikopter ili satelit koristi GPS/RTK GNSS sistem za precizno pozicioniranje. Po snimanju dobiju se:

1. Vizuelni (RGB) snimci - fotografije dalekovoda iz vazduha (stubovi, provodnici, okolina). Prilikom snimanja prikupljaju se podaci o vremenskim oznakama (timestamp), geolokaciji (GPS koordinate), ugalu snimanja, visina leta, orijentacija kamere i slično. Podaci se nakon obrade koriste za vizuelnu inspekciju, tj. detekciju pukotina, korozije, mehaničkih oštećenja.
2. Termalni (IR) snimci - (radiometrijska) slika delova dalekovoda sa informacijama o površinskoj temperaturi i anomalijama (hot spots), kao i GPS kooridnati i vremenu snimanja. Koriste se za otkrivanje grejanih mesta, što često ukazuje na probleme na spojevima ili kontaktima elemenata dalekovoda.
3. LiDAR podaci u vidu LAS/LAZ fajlova - oblaci tačaka koji sadrže 3D geometriju terena, stubova, provodnika i vegetacije, gde se prikupljaju XYZ koordinate svake tačke, intenzitet reflektovanog signala i eventualno i boja (ako je integrisan RGB).

Primena ovakvih podataka je za analizu bezbednosnih razmaka i geometrijskih deformacija. GNSS podaci sadrži precizne pozicije letelice i kamere i koriste se za georeferenciranje snimaka i oblaka tačaka.

4. Metapodaci u svakom fajlu, ili u pratećim logovima daju informacije o senzoru (tip kamere, žižna daljina, rezolucija, orijentacija) i podatke o letu drona (putanja, brzina, visina leta).

3.2 Obrada podataka

Nakon prikupljanja podataka, potrebno je izvršiti obradu snimljenih podataka (mapiranje). Mapiranje se radi kroz specijalizovane softvere za fotogrametriju (Pix4D, DroneDeploy, Agisoft Metashape, DJI Terra), za point cloud obradu (CloudCompare, LiDAR360, Global Mapper, LiPowerline), za GIS mapiranje i analize (QGIS, ArcGIS). Ovaj proces obuhvata georeferenciranje slika, kreiranje 3D modela, ortofoto mapa, DEM (Digital Elevation Models), ili analizu spektralnih podataka. Očekivani rezultat su precizne mape iz vazдушnih snimaka (ortomozaici), digitalni modeli terena i površina, 3D modeli stubova i rapona i drugih objekata poput saobraćajnica, kuća, električnih vodova i slično.

Nakon obrade, podaci se analiziraju kako bi se izvukli korisni uvidi (izrada preciznih mapa, 3D modela i digitalnih modela terena).

3.3 Interpretacija podataka

Količina podataka koja se prikupi na gore opisan način je velika i zahteva primenu softvera koji će korisniku obezbediti mehanizme da na brz način iste obradi i analizira, kako bi na osnovu istih mogao donositi odluke.

Svi podaci se mogu integrisati u GIS (Geografski Informacioni Sistem) gde se vrši pregled trase dalekovoda, obeležavanje oštećenja (tagovi sa GPS koordinatama), analiza ugroženih zona (npr. vegetacija ili nelegalna gradnja u blizini dalekovoda), planiranje održavanja i radova. Moguće je formirati interaktivne mape (web GIS platforme), 3D prikaz infrastrukture, kao i automatske izveštaje sa fotografijama i GPS lokacijama oštećenja.

4 DIGITALNI DALEKOVOD

Digitalni dalekovod (ili digital twin dalekovoda) je savremeni koncept koji podrazumeva upotrebu naprednih tehnologija za digitalno modelovanje, nadzor i upravljanje održavanjem elektroenergetskom infrastrukturom, u realnom vremenu. Stvarno stanje dalekovoda u realnom vremenu prati se uz pomoć senzora, IoT uređaja, dronova i aero snimanje korišćenjem veštačke inteligencije (AI) čija je uloga prikupljanje, analiza i prikazivanje podataka.

Uvođenjem digitalnog dalekovoda unapređuje se dosadašnji nadzor dalekovoda i otvaraju se nove funkcionalnosti kao što su:

- Prediktivno održavanje (na osnovu istorijskih i real-time podataka, AI predviđa kvarove pre nego što se dese)
- Brža reakcija na incidente (sistem odmah nudi potencijalna mesta kvar i predlaže mere)
- Optimizacija rada (bolje upravljanje rada dalekovoda) iz primenu IoT senzora na samom dalekovodu
- Simulacije i testiranje (testiranje promene u digitalnom okruženju bez rizika)
- Integracija sa drugim sistemima

5 EMS AD I DIGITALNI DALEKOVOD

Akcionarsko društvo „Elektromreža Srbije” Beograd (EMS AD) aktivno radi na digitalizaciji prenosnog sistema električne energije, implementirajući savremene tehnologije za unapređenje efikasnosti, pouzdanosti i bezbednosti mreže. Aero snimanje predstavlja savremeni metod za prikupljanje podataka o prenosnoj elektroenergetskoj mreži putem vazdušnih platformi. Ova tehnologija omogućava brzu, preciznu i sigurnu inspekciju dalekovoda, što poboljšava efikasnost upravljanja mrežom i smanjuje potrebu za fizičkim pregledima. Namena aero snimanja nije tu da zameni ljude, već da im olakša i učine život sigurnijim omogućavajući im da obavljaju svoje poslove na daljinu. Aero snimanjem mogu da dosegnu udaljena, opasna ili teško dostupna područja, bez ugrožavanja ljudske bezbednosti. Korišćenjem naprednih senzora, prilikom aero snimanja, kao što su LIDAR, RGB i termalne kamere, omogućava se dobijanje podataka visoke rezolucije za detaljnu analizu i donošenje informisanih odluka. Time se omogućavaju brže inspekcije i prikupljanje podataka, smanjujući zastoje i operativne troškove u poređenju sa tradicionalnim metodama.

5.1 Planiranje i izvođenje misije u EMS AD

U EMS AD za aero snimanje dalekovoda koriste se dronovi. Aero snimanje obavljaju treća lica, ali i ekipe EMS AD.

Podaci koji se prikupljaju su:

- Ortofoto snimci,
- LiDAR snimci,
- RGB slike stubova i raspona,
- Termovizijske RGB slike stubova i raspona.

Prilikom snimanja obavezno je zabeležiti i:

- Datum i vreme snimanja
- Temperaturu ambijenta (°C)
- Brzinu vetra (m/s)
- Intenzitet zračenja (W/m^2)

Posebna pažnja se obraća na gradske (urbane) sredine gde se može javiti podgrađenost (objekti na trasi dalekovoda) i zaštitni pojas dalekovoda gde može biti vegetacije (šume).

5.2 Obrada podataka u EMS AD

Glavni zahtevi mapiranja prikupljenih podataka podrazumeva da se naprave ortofoto snimci i LiDAR snimak na osnovu kojih će se napraviti digitalni model površine (DSM - Digital Surface Model), digitalni model terena (DTM - Digital Terrain Model) i model dalekovoda. Datoteke DSM i DTM su osnovni proizvodi iz LiDAR snimanja ili aero-fotogrametrije, a koriste se za analizu i modeliranje prostora.

Podaci dobijeni aero snimanjem LiDAR senzorom moraju se klasifikovati i obezbediti u blokovima u formi datoteka formata .las i raster formatu datoteka.

Pored opšte klasifikacije fajlova koja sadrži neklasifikovane objekte, zemlju, vegetaciju (do 3 m, do 6m i preko 6m visine), zgrada, užadi niskonaponskih, srednjenaponskih i TT vodova, vodenih površina, mostova, puteva i železničkih pruga vrši se i dodatna klasifikacija elemenata dalekovoda kao što su temelj stuba, konstrukcija stuba, izolatorski lanac na stubu, fazni provodnik i zaštitno uže. Na osnovu ovih podataka formira se digitalni model površine i digitalni model terena (slika 2).

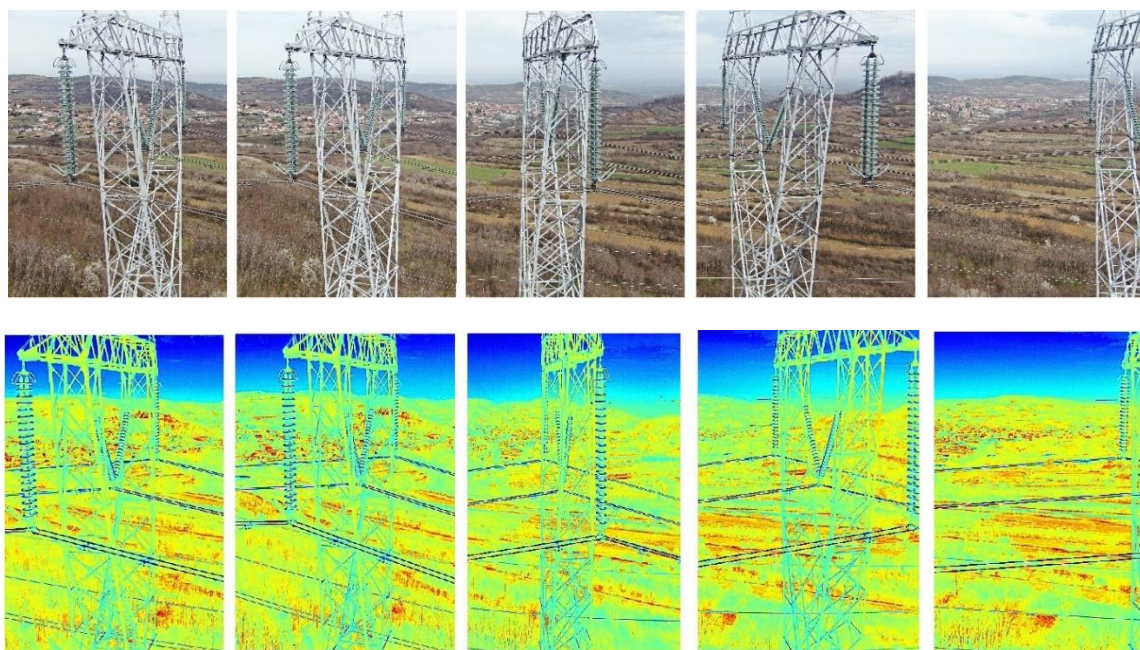


Slika 2: Primer mapiranih podataka

Za dalje analize, neophodni su RGB i termovizijske RGB slike stubova i raspona. Kombinovanje oba tipa snimka daje najbolji uvid u stanje elementa pa AI može automatski klasifikovati probleme (recimo oštećenje izolatorskog članka).

RGB slike svakog stuba moraju obuhvatiti slike konstrukcije iz najmanje dve suprotne dijagonalne perspektive stuba. Slike moraju biti u visokoj rezoluciji. Kod raspona slike moraju obuhvatiti sva tri fazna provodnika i snima se iz ptičije perspektive.

Termovizijske slike se rade u manjoj rezoluciji po istom rasporedu kao i RGB slike (slika 3).



Slika 3: Primer niza RGB i termovizijskih slika na dela stuba (izolatorski lanci)

5.3 Interpretacija podataka u EMS AD

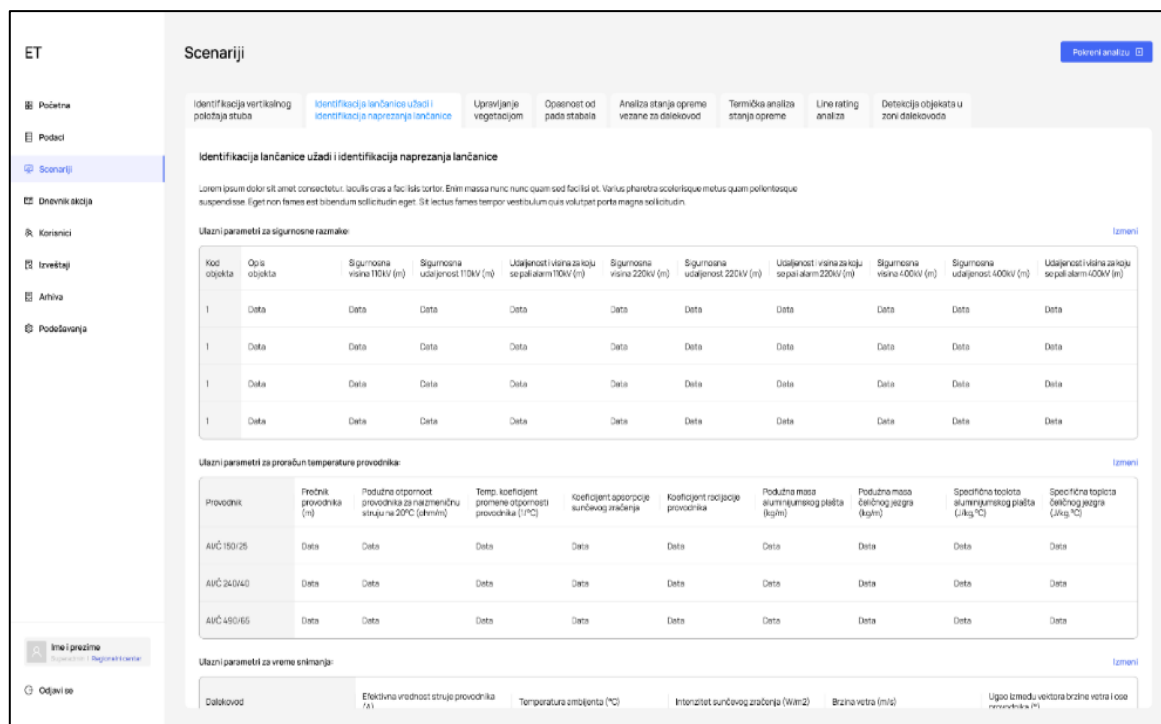
Za potrebe obrade i analize prikupljenih podataka razvija se softversko rešenje (ET) koje koristi napredne tehnologije, uključujući obradu podataka sa LiDAR-a, RGB i termalnih senzora, kao i mašinsko učenje za prepoznavanje potencijalnih problema na elementima dalekovoda. Arhitektura sistema ET zasnovana je na višeslojnom dizajnu koji omogućava modularnost, skalabilnost i jednostavnu integraciju sa postojećim sistemima unutar EMS AD. Sistem se sastoji od nekoliko komponenti, od kojih svaka igra specifičnu ulogu u obradi podataka, generisanju alarma i vizualizaciji rezultata. Sistem je podeljen na dve ključne komponente, pri čemu svaka komponenta ima jasno definisane funkcionalnosti i ulogu u celokupnom radu sistema. Komponenta 1 je korisnički interfejs (frontend) sistema koji omogućava korisnicima interakciju sa podacima i sistemom, dok Komponenta 2 predstavlja kompletnu logiku sistema (backend) koji opslužuje frontend podržavajući napredne funkcionalnosti vezane za mašinsko učenje. Izvršena je integracija sa postojećim GIS rešenjem kako bi se omogućila vizualizacija i analiza geoprostornih podataka prikupljenih sa senzora, uključujući LIDAR, RGB, i termalne podatke. U okviru ET sistema omogućen je prikaz infrastrukture, stubova, raspona i ostalih elemenata mreže na interaktivnim mapama.

U sistemu će postojati dva načina pokretanja analize LiDAR, RGB i termalnih snimaka. Prvi način je automatski i on će se pokretati svaki put kada se uvezu novi snimci, po prethodno definisanim parametrima. Drugi način analize će biti po principu “na zahtev”, gde ključnu funkcionalnost predstavlja Modul za administraciju scenarija. Modul za administraciju scenarija predstavlja funkcionalnost sistema koja korisniku omogućava ponovno pokretanje analize ili filtriranje podataka za sva scenarija na kojima je izvršena izmena ulaznih parametara (slika 4).

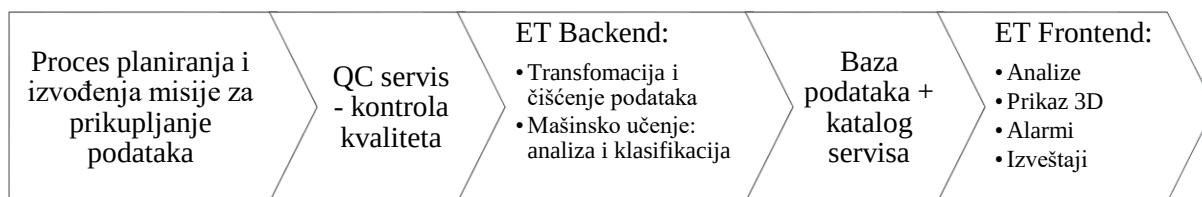
Scenarija koja se razvijaju su:

- I. Identifikacija vertikalnog položaja stuba
- II. Identifikacija lančanice užadi i identifikacija naprezanja lančanice
- III. Upravljanje vegetacijom
- IV. Opasnost od pada stabala
- V. Analiza stanja opreme vezane za dalekovod
- VI. Termička analiza stanja opreme
- VII. Line rating analiza
- VIII. Detekcija objekata u zoni dalekovoda

Tok podataka u ET sistemu opisuje put podataka od trenutka prikupljanja preko obrade i analize do skladištenja i vizualizacije (slika 5). Podaci prikupljeni putem dronova s LIDAR, RGB, i termalnim senzorima prolaze kroz različite faze obrade kako bi korisnicima pružili uvid u stanje visokonaponske infrastrukture i omogućili blagovremeno reagovanje na potencijalne probleme. Kvalitet podataka je takođe ključni aspekt koji sistem kontroliše putem servisa za kontrolu kvaliteta.



Slika 4: Modul za administraciju scenarija



Slika 5: Tok podataka u ET sistemu

5.3.1 Prikupljanje podataka

Dronovi opremljeni senzorima (LIDAR, RGB, termalni) lete iznad visokonaponskih vodova i prikupljaju detaljne informacije o mreži i okolnoj vegetaciji:

- LiDAR podaci prikupljaju 3D tačke sa informacijama o geografskoj lokaciji i visini, omogućavajući precizno mapiranje infrastrukture.
- RGB kamere prikupljaju slike visoke rezolucije za vizuelnu inspekciju stanja mreže.
- Termalni senzori detektuju temperaturne anomalije, pomažući u prepoznavanju potencijalnih problema poput pregrevavanja provodnika ili spojeva istih.

5.3.2 Skladištenje podataka

LAS, RGB, i termalni podaci se skladište na NAS uređaju (Network Attached Storage) u specijalizovanim folderima. Ovi podaci se ne čuvaju direktno u bazi podataka zbog veličine i prirode podataka, već su njihove putanje indeksirane u bazi podataka kojom upravlja Katalog servis. Katalog servis upravlja skladištenjem informacija o putanjama datoteka na NAS-u i omogućava brz pristup ovim podacima kroz odgovarajuće API-jeve.

Takođe obezbeđuje da podaci budu povezani sa relevantnim infrastrukturnim elementima kao što su stubovi i rasponi visokonaponske mreže.

5.3.3 Kontrola kvaliteta podataka

QC (Quality Check) servis automatski analizira prikupljene podatke kako bi procenio njihov kvalitet. Ovaj servis proverava da li su podaci ispravni i da li zadovoljavaju definisane kriterijume kvaliteta, pre nego što se koriste za analizu ili vizualizaciju.

LAS, RGB, i termalni podaci koji prođu QC proveru bivaju označeni kao visokokvalitetni, dok podaci koji ne zadovoljavaju standarde bivaju obeleženi za ručnu proveru. Rezultati QC analize se čuvaju u NoSQL bazi podataka kako bi se osigurala visoke performanse sistema. Ova baza omogućava brzo upisivanje i čitanje rezultata provera, što je ključno za održavanje efikasnosti sistema.

5.3.4 Obrada podataka

Backend aplikacija preuzima prikupljene podatke sa NAS-a, nakon što su prošli QC kontrolu. Podaci se dalje obrađuju kako bi bili spremni za analize mašinskog učenja. Obrada podrazumeva:

- Transformaciju podataka: LAS, RGB i termalni podaci prolaze kroz niz transformacija kako bi se prilagodili modelima mašinskog učenja.
- Čišćenje podataka: Eliminacija nepotpunih ili nekvalitetnih podataka pre analize.

5.3.5 Analiza putem mašinskog učenja (ML)

Modul za treniranje ML modela koristi obrađene podatke za treniranje algoritama mašinskog učenja. Nakon treniranja, modeli se koriste za predikciju potencijalnih problema na infrastrukturi, kao što su oštećenja provodnika ili vegetacija koja ugrožava rad dalekovoda. Verzionisanje modela i podataka omogućava praćenje svih verzija modela i datasetova korišćenih u treninzima.

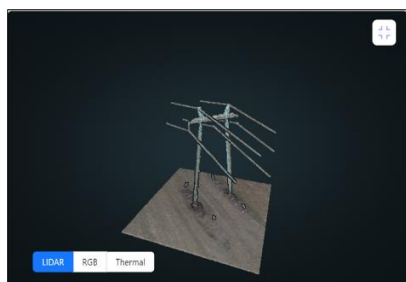
Za detekciju anomalija korišćeni su modeli mašinskog učenja, trenirani na datasetu koji sadrži snimke 350 km mreže sa označenim oštećenjima na infrastrukturi dalekovoda. Dataset je ručno anotiran. Za detekciju različitih delova opreme, koristi se YOLO (You Only Look Once) arhitektura [6, 7]. Modeli su trenirani na anotiranim podacima, gde su tačne lokacije predmeta od interesa označene na slikama. U procesu obuke, YOLO model uči da prepozna obrasce u pikselima koji odgovaraju predmetu od interesa (na primer izolatori) i razvija sposobnost generalizacije na neviđene slike koje bi bile napravljene u budućim inspekcijama dalekovoda. Sličan pristup se uzima i za druge delove opreme ili čak detekciju anomalija. Ideja je da se ovako detektovani delovi opreme šalju drugom modelu mašinskog učenja specijalizovanom za detekciju druge vrste anomalija (na primer zaprljanosti izolatora ili nedostajućih delova).

5.3.6 Skladištenje rezultata i generisanje alarma

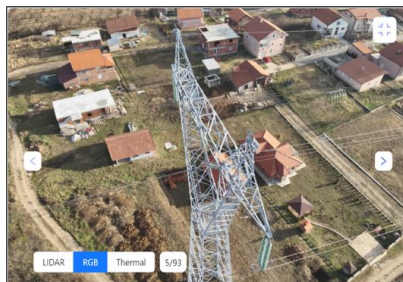
Predikcije generisane od strane ML modela skladište se u bazi podataka i koriste se za generisanje alarma. Alarmi obaveštavaju korisnike o detektovanim problemima, kao što su grejna mesta ili nepravilnosti na elementima mreže. NoSQL baza skladišti rezultate analiza i obeležavanja podataka, omogućavajući brzi pristup rezultatima.

5.3.7 Vizualizacija i korisnički interfejs

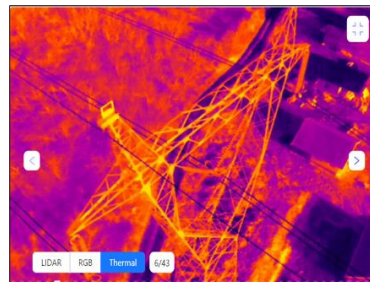
Korisnički interfejs omogućava korisnicima da pregledaju infrastrukturne podatke u realnom vremenu, uz mogućnost interaktivnog pregleda 3D oblaka tačaka, slika visoke rezolucije, i termalnih mapa (slika 6, 7 i 8). OpenLayers i Potree se koriste za vizualizaciju geoprostornih podataka, dok korisnici mogu da analiziraju rezultate predikcija i alarmnih situacija (slika 9 i 10).



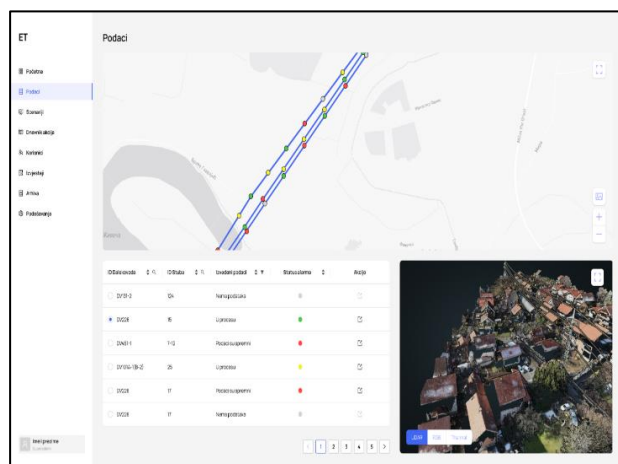
Slika 6: LiDAR snimak



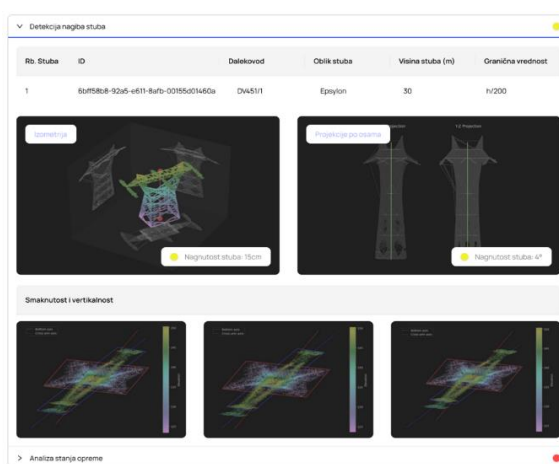
Slika 7: RGB slika



Slika 8: Termalni snimak



Slika 9: Pregled i analiza alarma



Slika 10: Alarmna situacija

5.3.8 Arhiviranje podataka

Podaci, uključujući prikupljene informacije sa dronova i rezultate analize, arhiviraju se na NAS-u za dugoročno čuvanje. Sistem omogućava pretraživanje arhiviranih podataka za analize dugoročnih trendova i poređenje istorijskih informacija.

6 ZAKLJUČAK

Predstavljeni rad pokazuje kako primena savremenih tehnologija u aero snimanju i obradi podataka omogućava pouzdano i efikasno praćenje stanja visokonaponske mreže. Uz pomoć procesa automatizacije, informacionih tehnologija i korišćenjem dronova u EMS AD vrši se snimanje dalekovoda vizuelnim kamerama, termo senzorima i LiDAR senzorima, kako bi se prikupili podaci za modelovanje digitalnog blizanaca i kako bi se otkrivale lokacije i vrste kvarova na elektroenergetskoj mreži u predviđenom roku i to bez potrebe za isključenjem elemenata elektroenergetskog sistema.

Na ovaj način obezbeđuje se automatizovani pregled nadzemnih visokonaponskih vodova korišćenjem drona uz učešće ljudskih resursa, a sve u cilju unapređenja tehnološkog procesa održavanja dalekovoda. Učešće ljudskih resursa ogleda se u transportu neophodne opreme do i sa mesta pregleda dalekovoda, definisanje svih parametara sistema drona neophodnih za ispravan rad, definisanje trase i ostalih tehničkih parametara leta drona (visine leta, dužine trajanja leta i slično), kao i definisanje svih tehničkih parametara senzora.

Razvijeno softversko rešenje (ET) koje koristi napredne tehnologije, uključujući obradu podataka sa LiDAR-a, RGB i termalnih senzora, kao i mašinsko učenje za prepoznavanje potencijalnih problema na elementima dalekovoda, uključujući i razvijanje modula za upravljanje vegetacijom omogućava korisnicima uvid u stanje visokonaponske infrastrukture i omogućuje blagovremeno reagovanje na potencijalne probleme.

Budući razvoj sistema uključuje širenje scenarija analize, unapređenje modela veštačke inteligencije, kao i dalju integraciju sa operativnim i planerskim sistemima EMS AD. Ovakav pristup predstavlja značajan iskorak ka potpunoj digitalizaciji elektroenergetske mreže.

7 LITERATURA

- [1] ICAO Guidelines for Drone Inspection of Power Lines
- [2] IEEE PES Reports on UAV for Utility Inspection
- [3] LiDAR Magazine: “Transmission Line Mapping using UAVs”
- [4] Kompanije: DJI, Trimble, senseFly, Pix4D
- [5] Interna regulativa i dokumenta EMS AD Beograd
- [6] <https://arxiv.org/abs/1506.02640>
- [7] <https://docs.ultralytics.com/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.05)**B2.05****ISPITIVANJE STANJA PROVODNIKA U PRENOSNOJ MREŽI SRBIJE PRIMENOM
ROBOTSKE TEHNOLOGIJE****CONDITION TESTING OF CONDUCTORS IN SERBIAN TRANSMISSION SYSTEM
USING LINE INSPECTION ROBOTS****Zoran Petrović, Goran Mišić, Vlastimir Tasić, Stefan Jovanović, Ivan Urošević,
Ana Lovrenčić¹**

Kratak sadržaj — Da bi se obezbedio siguran i pouzdan prenos električne energije u EES-u usled povećane potrošnje, starenja dalekovoda i zahteva u pogledu standarda za upravljanje i održavanje, razvijene su nove tehnike za procenu i dijagnozu stanja različitih elemenata nadzemnih visokonaponskih vodova u cilju potvrde stanja u kojem se elementi ovih vodova nalaze. One služe kao podloge za donošenje odluke o hitnoj sanaciji kao i za proces planiranja revitalizacije i adaptacije posebno starih visokonaponskih vodova čiji je životni vek na isteku. U ovom radu, predstavljeni su rezultati primene Kinectrics LineVue robotske tehnologije u prenosnom sistemu Republike Srbije koja omogućava procenu stanja provodnika sa čeličnim jezgrima (ACSR i ACSS) i čeličnih zaštitnih užadi. Robot vrši merenje preostale površine poprečnog preseka čeličnog jezgra provodnika, detektuje lokalnu koroziju i prekide čeličnih žica pod naponom ili u beznaponskom stanju visokonaponskog voda. Dobijeni rezultati se mogu koristiti za procenu indeksa zdravlja provodnika u postupku procene stanja i optimizacije preostalog životnog veka provodnika.

Ključne reči: Ispitivanje provodnika, Ispitivanje visokonaponskih vodova, Mobilni robot, Procena stanja provodnika

Abstract — In order to ensure safe and reliable transmission of electricity in electric power system due to increased consumption, power lines aging and requirements for operation and maintenance standards, new techniques have been developed for the assessment and diagnosis of the condition of various elements of high voltage overhead power lines in order to confirm the condition of the elements of these lines. They serve as a basis for making decisions on urgent rehabilitation as well as for the process of planning the revitalization and upgrade of especially aging transmission power lines whose service life is about to expire. In this paper, the results of the application of Kinectrics LineVue robotic technology in the transmission system of the

¹ Zoran Petrović, Vojvode Stepe 412, 11000, Beograd, Srbija, zoran.petrovic@ems.rs
Goran Mišić, Vojvode Stepe 412, 11000, Beograd, Srbija, goran.misic@ems.rs
Vlastimir Tasić, Husinskih rudara 19, 11000, Beograd, Srbija, vlastimir.tasic@eii.rs
Stefan Jovanović, Husinskih rudara 19, 11000, Beograd, Srbija, stefan.jovanovic@eii.rs
Ivan Urošević, Husinskih rudara 19, 11000, Beograd, Srbija, ivan.urosevic@eii.rs
Ana Lovrenčić, Riharjeva ulica 38, 1000, Ljubljana, Slovenija, ana.lovrencic@c-g.si

Republic of Serbia are presented, which enables the assessment of the condition of conductors with steel cores (ACSR and ACSS) and steel earth wires. The robot measures the remaining cross-sectional area of the conductor steel core, detects local corrosion and breaks of steel wires on energized or de-energized transmission lines. Provided results can be used to estimate the conductor health index in the process of condition assessment and optimization the remaining life of the conductor.

Keywords: *Conductor inspection, Transmission line inspection, Mobile robot, Conductor condition assessment*

1 UVOD

Tokom radnog veka dalekovoda, primena politike preventivnog održavanja je neophodna za optimizaciju postupaka za sprečavanje ili odlaganje pojave kvara. Kada se sprovede sistematično, rezultati pregleda dalekovoda se registruju i formiraju bazu podataka i izveštaje o stanju elemenata dalekovoda. Ove informacije predstavljaju polaznu osnovu za definisanje korektivnih mera i planiranje rekonstrukcija.

U mnogim zemljama značajan razvoj prenosne nadzemne mreže se odvijao šezdesetih i sedamdesetih godina prošlog veka. Dalekovodi izgrađeni tada su približno 50 do 60 godina stari. Ova činjenica dovodi do pitanja trenutne pouzdanosti i preostalog životnog veka elemenata ovih dalekovoda.

Tradicionalno, odluke za održavanje dalekovoda su uglavnom bazirane na vizuelnom pregledu elemenata. Osnova ove tehnike održavanja je uglavnom kvalitativna i bazira se na subjektivnoj oceni usled čega mogu nastati neprecizne procene. Tokom vizuelnog pregleda provodnika moguće je utvrditi samo stanje vidljivih delova spoljnjih žica dok je za ostale žice moguće dati samo procenu stanja. Provodnici sa unutrašnjim prekidima žica, bez ikakvog znaka oštećenja žica u spoljnom sloju, predstavljaju vrlo opasan slučaj zbog čega je potrebno sprovoditi uzorkovanje i ispitivanje provodnika za kvantitativno poznavanje trenutnog stanja. Principi ispitivanja se razlikuju u praksi, gde pojedini operateri prenosnog sistema vrše laboratorijsko ispitivanje uzorka nakon kvara dok drugi vrše monitoring primenom ispitivanja bez razaranja, npr. robotom ili drugom metodom, dok za verifikaciju tako utvrđenog stanja vrše laboratorijska ispitivanja gde na bazi dobijenih informacija donose odluke aset menadžmenta o izvođenju intenzivnijeg održavanja ili terminsko planiranje zamene.

Kako bi se održala ili povećala pouzdanost dalekovoda nove tehnike održavanja postaju dostupne za procenu i dijagnozu stanja različitih elementa dalekovoda. Jedna od tih tehnika je primena mobilne robotike koja može smanjiti potencijalni rizik za ekipe za održavanje, doći do teško dostupnih raspona (npr. rečnih prelaza ili nepristupačnih raspona sa velikom razlikom u nadmorskoj visina tačaka vešanja), brže obavljati posao i smanjiti troškove u poređenju sa tradicionalnim metodama. Jedan takav uređaj je robot za procenu stanja na licu mesta (Line Inspection Robot) koji omogućuje pregled čeličnih žica jezgra aluminijskih provodnika (Al/Fe, ACSR), samonosivih provodnika (ACSS) i čeličnog zaštitnog užeta na dalekovodu. Robot meri preostali presek žica čeličnog jezgra i otkriva sve lokalne prelome i duboku koroziju žice pod naponom ili u beznaponskom stanju visokonaponskog voda.

Uobičajene dijagnostičke tehnike koje se koriste za procenu stanja provodnika podrazumevaju uzimanje uzoraka na licu mesta zbog čega je uzrokovanje ograničeno na jedan ili dva uzorka što čini ukupan broj uzoraka malim. Robot omogućuje procenu mnogo većeg dela čime se

dobija više informacija o stanju provodnika koje omogućavaju aset menadžerima da razviju pouzdaniji indeks zdravlja provodnika.

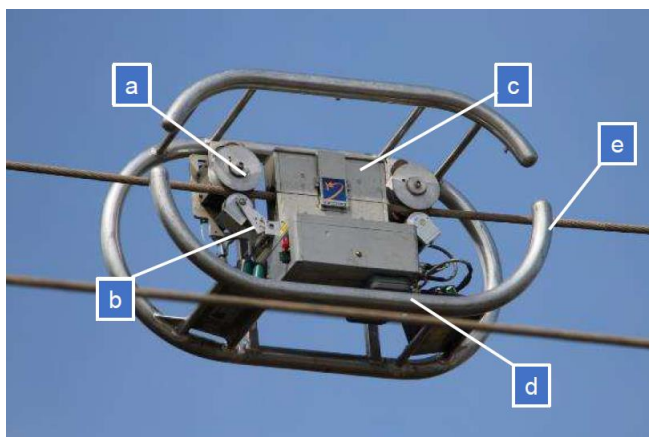
U septembru 2024. godine sproveden je Pilot projekat u mreži kompanije Elektromreža Srbije AD u cilju sticanja novih znanja o metodologiji utvrđivanja stanja provodnika tipa ACSR koji su u eksploataciji. Osnovni cilj je da se na bazi rezultata Pilot projekta pregleda stanja provodnika primenom robotske tehnologije proceni njihovo realno fizičko stanje.

2 ROBOT ZA PROCENU STANJA PROVODNIKA – PRIMENA I METOD MERENJA

Sa stanovišta tehnološkog razvoja, trenutno, raspoloživo je više različitih mobilnih dijagnostičkih uređaja baziranih na robotskim tehnologijama za procenu stanja provodnika na licu mesta u prenosnoj i distributivnoj mreži sa potencijalom da značajno unaprede metodologiju građenja i održavanja. Postoji više klasifikacija robota i robotskih tehnologa, gde za prenosnu mrežu oni se mogu identifikovati kao roboti koji se pričvršćuju na provodnik i zaštitno uže (Line Suspended Robots), bespilotne letelice (Unmanned Aerial Vehicles), roboti koji pregled vrše sa zemlje (Ground Based Robots) i drugi roboti (puzajući roboti i roboti za izolatore). Roboti koji se pričvršćuju na provodnik i zaštitno uže mogu obavljati različite dijagnostičke zadatke kao što je vizuelni pregled, detekciju korozije, termografski pregled, merenje prelaznog otpora kompresionih spojeva, pritezanje vijaka, privremena sanacija prekinutih žica, identifikacija vegetacije, odleđivanje provodnika i zaštitnog užeta.

U okviru sprovedenog Pilot projekta, procena stanja provodnika je obavljena pomoću daljinski upravljanoj robota LineVue® (® - zaštitni znak) proizvedenog od strane kompanije Kinectrics, Kanada. LineVue robot se može primeniti na dalekovodima u beznaponskom stanju i dalekovodima pod naponom do 500 kV dok je primena na provodnicima i zaštitnim užadima ograničena na prečnike od 15 mm do 45 mm. Brzina pregleda provodnika je 40 m/min i zavisi od nagiba raspona i intenziteta kiše, snega i vetra. Robot u realnom vremenu putem radio veze šalje podatke na računar operatera na zemlji.

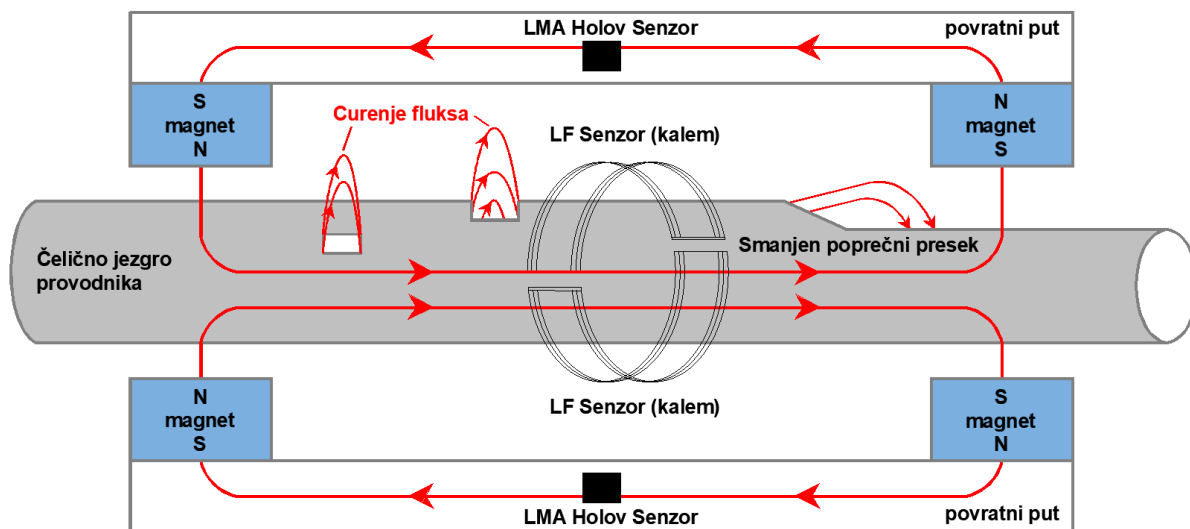
Glavne komponente LineVue robota su a) industrijski motorni pogon; b) rotacioni enkoder za merenje pređene udaljenosti; c) glava sa senzorima za prikupljanje 20 uzoraka na 10 cm dužine provodnika; d) primopredajnik za slanje prikupljenih podataka u realnom vremenu na računar operatera i e) korona prstenovi za oblikovanje polja za primenu na dalekovodima pod naponom. Na Slici 1 je prikazan LineVue robot i glavne komponente.



Slika 1: Glavne komponente LineVue robota

LineVue robot koristi tehniku bez razaranja na principu ispitivanja magnetofluksom feromagnetnih materijala za detekciju prisustva korozije na površini čeličnih žica jezgra provodnika, vrši precizno merenje preostale površine poprečnog preseka i detektuje oštećenja i prekide žica. Ispitivanje magnetofluksom se zasniva na primeni elektromagneta ili jakih permanentnih magneta i zavisi od uniformne magnetizacije feromagnetnog materijala. Prednost

primene magneta je u tome što se može podesiti intenzitet magnećenja da odgovara različitim prečnicima žica. Princip merenja LineVue robota je prikazan na Slici 2.



Slika 2: Princip merenja LineVue robota

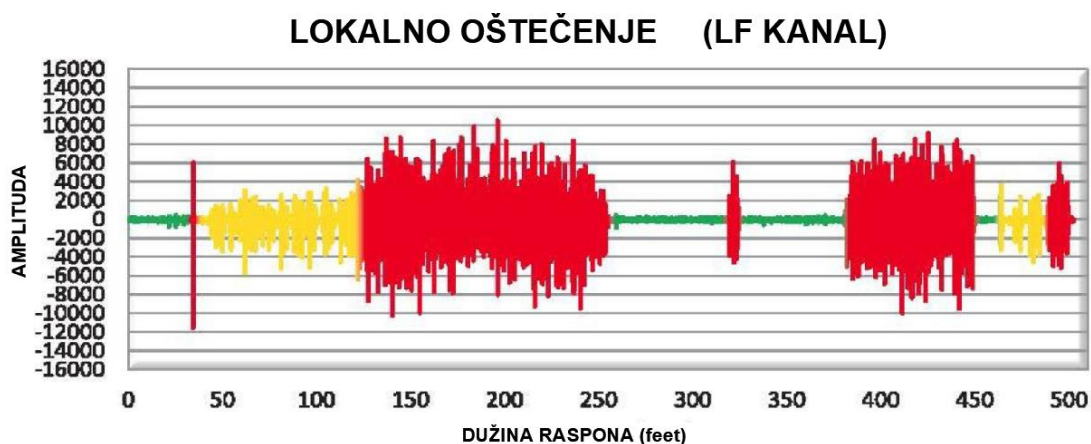
Senzorski deo robota sastoji se od Holovih senzora koji kvantitativno mere preostali poprečni presek jezgra i gubitak cinka LMA (akronim od Los of Mettalic Area) i kalema kao senzora koji detektuje lokalna oštećenja u materijalu žice LF (akronim od Local Flaw) kao što je prekid žice, pojava jamica ili abrazija. Preostali poprečni presek se može odrediti sa greškom ne većom od $\pm 5\%$ na dužini provodnika od 0,6 m – 0,9 m. Za stvaranje uniformnog magnetnog polja primenjeni su permanentni magneti.

Pre merenja, vrši se kalibracija senzora pomoću čeličnih šipki relativne permeabilnosti približne materijalu korišćenom za žice jezgra provodnika. Može se primeniti i više čeličnih šipki različitih prečnika za formiranje efektivnog prečnika jezgra. Detekcija stanja provodnika se vrši u dva prelaska preko provodnika od stubova u rasponu. U prvom prelasku od baznog do susednog stuba, posredstvom permanentnih magneta vrši se magnećenje žica jezgra do blizu zasićenja dok se u povratku vrši merenje. Permanentni magneti formiraju magnetno polje oko provodnika sa linijama magnetnog polja u aksijalnom pravcu pri čemu je magnetni fluks proporcionalan poprečnom preseku jezgra. Kada se menja geometrija žice usled pojave površinske korozije i lokalnog oštećenja na površini, dolazi do izobličenja linija magnetnog polja i curenja fluksa kao posledica promene magnetnog otpora. Promena intenziteta i izobličenje linija magnetnog polja detektuje se Holovim sensorima koji daju naponski signal proporcionalan promeni horizontalne komponente gustine fluksa. Poređenje se vrši u odnosu na referentnu tačku koja predstavlja maksimum poprečnog preseka. Holovi senzori daju signal za LMA kanal merno akvizicionog sistema. Varijacija vertikalne komponente gustine fluksa indukuje napon na krajevima kalema proporcionalan težini lokalnog oštećenja. Kalem daje signal za LF kanal merno akvizicionog sistema.

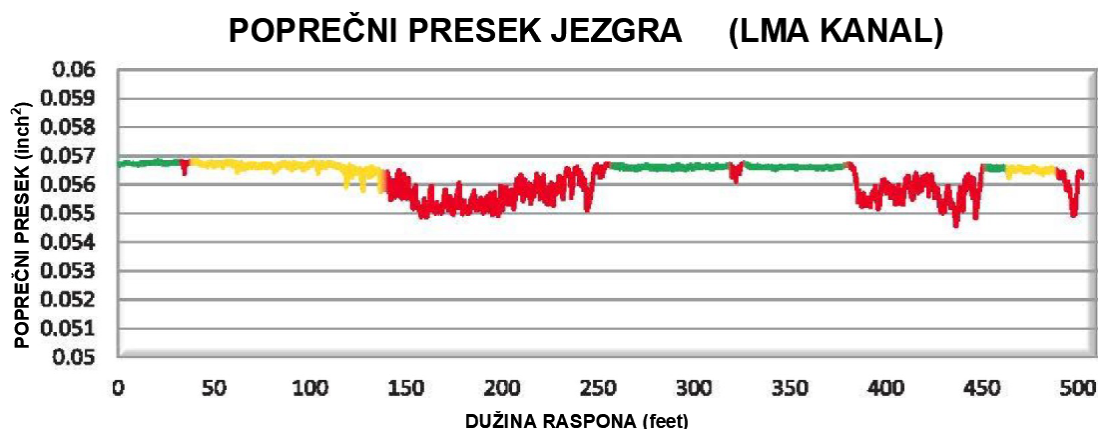
U Poglavlju 4.2, u Tabeli 3, date su vrednosti signala LF kanala za određivanje težine površinskog oštećenja. Naponski signali dobijeni od magnetnog curenja su male amplitude i moraju se pojačati za dalju obradu. Takođe, moraju biti filtrirani zbog prisustva smetnji koje su posledica vihornih struja i vibracija usled dejstva polja. Kinectrics koristi mašinsko učenje i veštačku inteligenciju za analiziranje podataka prikupljenih LineVue robotom. Aktivno se

uklanjaju smetnje iz prikupljenih podataka i primenjuju najbolji kompjuterski algoritmi za analizu.

Grafički prikaz signala LF i LMA kanala je dat na Slici 3 i Slici 4 gde su zelenom bojom naznačeni delovi provodnika u jednom rasponu koji se mogu smatrati da su u dobrom stanju bez prisustva korozije i lokalnih jamica, žutom bojom su naznačeni delovi gde je prisutna manja i srednja površinska korozija sa manjim lokalnim jamicama i crvenom bojom su naznačeni delovi sa velikom površinskom korozijom i lokalnim jamicama.



Slika 3: LF kanal – indikator koji detektuje lokalna oštećenja kao što su jamice i prekidi žica



Slika 4: LMA kanal – indikator koji detektuje preostali poprečni presek jezgra

LineVue robot se na provodnik može montirati sa stuba pomoću merdevina i konopca, iz vazduha pomoću helikoptera ili iz vozila sa platformom/korpom. Sam uređaj je prilagođen sa različitim tačkama za podizanje da odgovara navedenim načinima montaže. Za potrebe sprovedenog Pilot projekta, montažu robota su izveli zaposleni kompanije PD „ELEKTROISTOK – Izgradnja“, d.o.o. Beograd upotrebnom kamiona dizalice sa hidrauličnom platformom i korpom. Robotom su upravljali sa zemlje sertifikovani operateri kompanije C&G d.o.o. Ljubljana koja je partner kompanije Kinectrics u projektu, dok je obradu prikupljenih podataka i izradu izveštaja o rezultatima izvršenog ispitivanja izvršila kompanija Kinectrics.



Slika 5: Sprovođenje pilot projekta u mreži EMS-a

3 DEGRADACIJA PROVODNIKA TIPACSR USLED KOROZIJE

Starenje provodnika tipa ACSR i gubitak mehaničke čvrstoće je posledica zamora materijala usled sila zatezanja i vibracija, žarenja aluminijuma usled preopterećenja (pregrevanja), atmosferskog pražnjenja i korozije. Korozija metala je elektrohemijski proces koji se generalno javlja u prisustvu vode, kiselina, baza, soli i drugih čvrstih i tečnih hemijskih supstanci. Uz prisustvo elektrolita na površini metala, metal napuštaju slobodni elektroni koji se kreću na metalu od jednog mesta (anoda) ka drugom mestu (katoda).

Prevlaka cinka se sastoji od četiri sloja: gama, delta, zeta i eta, gde je gama sloj prvi a eta sloj poslednji i izložen atmosferi. Prva tri intermetalna sloja sastoje se od gvožđa i cinka dok se poslednji, eta, sastoji od čistog cinka. Mehanizam degradacije galvanizovane žice provodnika od nove sa 100% cinka (Faza 1) do potpunog gubitka prevlake cinka i pojave direktne korozije do gubitka minimalne potrebne mehaničke čvrstoće (Faza 3) se odvija u tri podfaze (Faza 2). U Fazi 2 se razvija **a)** korozija površinskog sloja eta sloja pri kojoj nastaje 1% - 33% ukupne korozije, **b)** progresija dejstva korozije do kompletne oksidacije eta sloja pri kojoj nastaje 34% - 66% ukupne korozije i **c)** potpuni gubitak eta sloja, delimično do potpuno oksidiran intermetalni sloj sa površinski sporadično ostalim delovima prevlake cinka pri kojoj nastaje 67 % - 99% ukupne korozije [1].

Treba naglasiti da pri postupku tvrdog vučenja galvanizovane čelične žice, prečnik žice i debljina prevlake cinka su podložni promeni. Promena je posledica principa konstantne zapremine u procesu vučenja pri kome dolazi do smanjenja prečnika žice i smanjenja debljine prevlake cinka. Nakon postupka vučenja žice, ne samo da dolazi do promene mehaničkih svojstava žice, već dolazi i do promene prevlake cinka [3]. Uzimajući u obzir minimalne zahteve relevantnih standarda u pogledu debljine prevlake cinka, može se smatrati da je u Fazi 2 proces razvijanja korozije jednak za sve žice bez obzira na debljinu dok u praksi to ne mora biti slučaj kao posledica napred navedenog. Step en korozije je najvažniji parametar u proceni mehaničkih karakteristika čeličnih žica koje se ispituju. U elektrohemiji, step en korozije je određen gubitkom mase, prema čemu metod gubitka mase se koristi za kvantitativnu analizu korozije čelične žice. Degradativni proces traje sporije kod žica većeg prečnika u odnosu na žice manjeg prečnika što je posledica veće mase metala.

Dva tipa klasifikacije korozije su zastupljena: klasifikacija na osnovu metala koji su uključeni u proces korozije i klasifikacija na osnovu strukture oštećenja.

Sa stanovišta klasifikacije korozije provodnika tipa ACSR na osnovu metala uključenih u proces, korozija se deli na atmosfersku i galvansku koroziju.

Atmosferska ili jednometalna korozija nastaje kada je metal izložen dejstvu kiseonika, ugljen-dioksida, vodene pare, soli, sumpora i jedinjenja hlora. Kod atmosferske korozije anoda i katoda se nalaze na istom baznom metalu i kod ACSR provodnika nastaje u galvanizovanom čeličnom jezgru. Klimatski i uslovi sredine kao i karakteristike provodnika utiču na brzinu procesa nastanka ovog tipa korozije, na način da prisustvo visoke koncentracije vlage ili soli u atmosferi ubrzava proces atmosferske korozije dok sa druge strane fizičke karakteristike provodnika u pogledu konstrukcije i sa tim u vezi povećano zadržavanje čestica vode i zagađivača takođe doprinose koroziji. Visoko reaktivni delovi supstanci kao što su hidroksidni radikali se atmosferom prenose na kratke udaljenosti, oksidanti kao što su oksid azota, vodonik peroksid i sumpor dioksid prenose se na udaljenosti od jednog do desetine kilometara od izvora dok se indirektni uticaj aerosolima ili kišom može preneti i na značajno veće udaljenosti i do 10 000 km.

Galvanska korozija ili bimetalna korozija nastaje kada su u kontaktu najmanje dva metala koja imaju različiti elektrodni potencijal, pri čemu elektonegativniji metal je anoda, a elektropozitivniji metal katoda. Kod ACSR provodnika prevlaka cinka i aluminijum reaguju kao anoda i katoda, gde cink (anoda) oslobađa slobodne elektrone što u konačnom, kada je prevlaka cinka potpuno nestala, može dovesti do kontakta aluminijuma i čelika kada aluminijum postaje žrtvena anoda i počinje ubrzano da korodira dok se tada proces korozije čelika smanjuje [2] [4] [5].

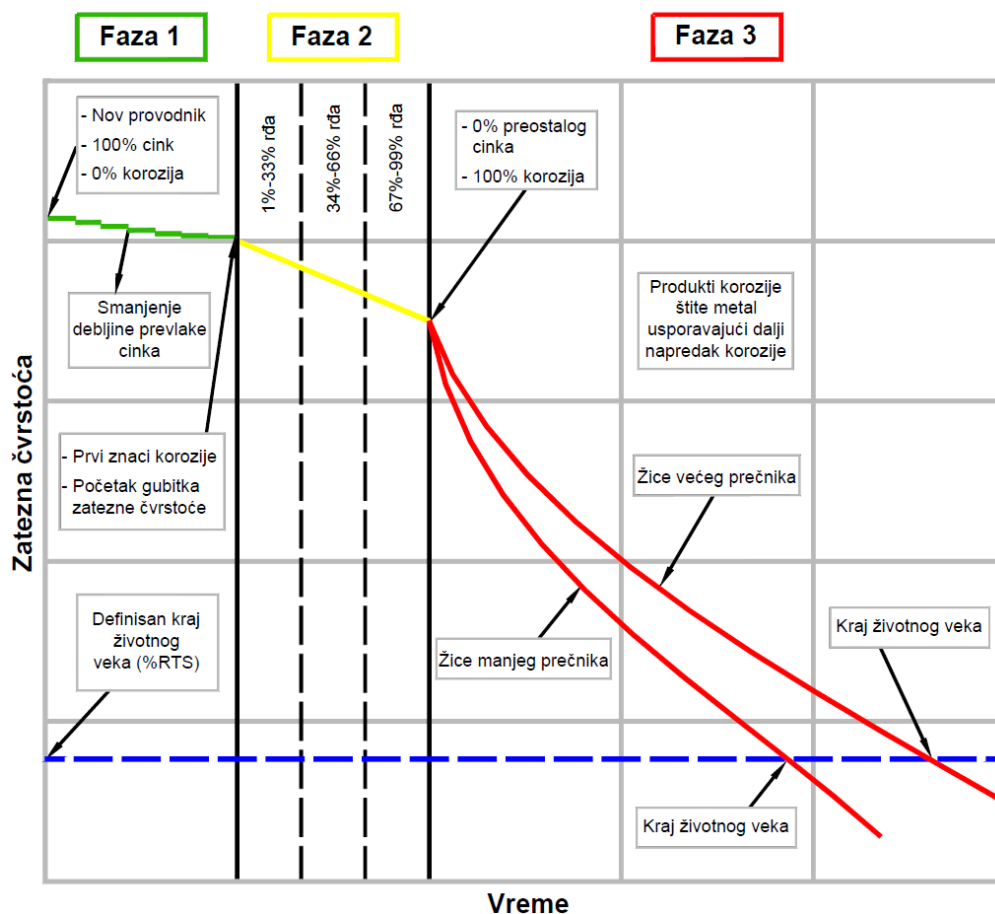
Sa stanovišta klasifikacije na osnovu strukture oštećenja postoji: uniformna ili opšta korozija, tačkasta korozija ili piting korozija pri kojoj nastaju lokalne jamice (šupljine), pukotinska korozija, intergranularna korozija koja se širi duž granica metalnog zrna u dubinu, naponska korozija pri sili zatezanja, korozija usled zamora pri dinamičkim naprezanjima, korozija opterećenih površina u kontaktu, galvanska korozija i korozija pri odvajanju metala iz legure. Kod uniformne korozije nastaje tanjenje metala po površini. Kod provodnika tipa ACSR dovodi do uniformnog gubitka poprečnog preseka žice i prisutna je na žicama spoljnog sloja provodnika i prevlaci cinka čeličnih žica jezgra u teškim industrijskim uslovima. Tačkasta korozija je lokalnog karaktera i manifestuje se pojavom rupa u materijalu koje podsećaju na jamice koje nastaju nakon nestanka prirodnog oksida metala usled izlaganja agresivnim jonima iz atmosfere. Zbog dejstva sila zatezanja i savijanja, tačkasta korozija predstavlja opasniju formu korozije u poređenju sa uniformnom korozijom. Pukotinska korozija je oblik tačkaste korozije pri kojoj do prodora korozije u materijal dolazi na mestima spoja metal-metal ili metal-nemetal i kod provodnika može nastati na mestu vara dve žice ili na mestu kontakta žica-klema. Naponska korozija pri sili zatezanja nastaje pri istovremenom delovanju sile zatezanja i korozije i normalno nastaje kada korozivni zagađivač dospe na specifične legure metala. U praksi ovaj vid korozije se može javiti na teško oštećenim ACSR provodnicima kao deo procesa koji dovodi to potpunog prekida [2].

Primena masti ima značajnu ulogu u zaštiti čeličnih žica jezgra provodnika od korozije. Mast treba da ispuni sve šupljine u koje mogu dospeti vlaga, voda i korozivni zagađivači i pored aluminijumskih žica preko jezgra provodnika kao fizičke predstavlja dodatnu hemijsku barijeru. Međutim, da bi mast bila efikasna u zaštiti od korozije, mora zadržati potrebna nivo sadržaja masnoće koji se gubi tokom vremena posebno kada je provodnik na visokim temperaturama, samim tim se gubi i efikasnost u zaštiti od korozije. Generalno, nezamašćen ACSR provodnik sa manje slojeva aluminijumske žice i žicama manjeg prečnika je skloniji povećanom riziku od korozije. Takođe, kompresione spojnice su sklone koroziji posebno ako montaža nije izvedena propisno, ako u trenutku montaže kompresione spojnice nije izvršeno pravilno čišćenje površine, zahvaćena je neka nečistoća i nije primenjen inhibitor korozije pre kompresije.

Metodologija za procenu stanja ASCR provodnika na bazi brzine korozije temelji se na određivanju i karakterizaciji vlažnosti, temperature i koncentracije zagađivača u atmosferi za dobijanje proračuna brzine korozije. Model se zbog složene geometrije provodnika i primene različitih metala ne može direktno primeniti ali predstavlja osnov za različite uslove atmosfere. Da bi se model primenio, potrebno je izvršiti ispitivanje uzoraka provodnika za dobijanje podatka o uticajima geometrije, sredine i mehaničkog opterećenja provodnika. Takođe, mogu se primeniti ubrzani testovi korozije na korodiranim uzorcima za kvantifikovanje efekta geometrije i različitih materijala na oštećenja usled korozije. Prikupljeni podaci se analiziraju za procenu trenda degradacije prema specifičnom kriterijumu (npr. prevlaka cinka, mehaničko naprezanje ili torziona čvrstoća) u funkciji vremena. Kriterijum za kraj životnog veka treba da je prema usvojenim principima razvoja mreže i projektovanja dalekovoda. Razmatrani kriterijumi za kraj životnog veka provodnika su:

- Sposobnost da izdrži najmanje 80% računске sile kidanja.
- Redukcija torziona čvrstoće do 5 uvijanja u poređenju sa 12 do 18 za kvalitet žice ST1A, kao mera preostale zatezne čvrstoće.
- Gubitak 80% do 100% prevlake cinka čeličnog jezgra.

Usled ograničenja u poznavanju činilaca za različite regione u procesu degradacije provodnika zbog korozije kao što su vlaga, koncentracija zagađivača/nečistoća i temperatura, model se može primeniti samo za geografski region gde je izvršeno uzorkovanje.



Slika 6: Degradativne faze ASCR provodnika usled korozije

Drugi model se bazira na proceni brzine gubitka mase materijala galvanizovane čelične žice. Ovaj model, za razliku od prethodno opisanog, ne modeluje gubitak mehaničke čvrstoće provodnika već gubitak materijala tokom vremena. Model se zatim poredi sa modelom gubitka mehaničke čvrstoće za predikciju preostale mehaničke čvrstoće u bilo kom vremenskom trenutku. Ovaj model koristi princip kontinualne aproksimacije za procenu efekta korozije na žici. Takođe, primenom iste aproksimacije, vrši konverziju aluminijuma u čelik za proračun zatezne čvrstoće. Provodnik je potrebno zameniti kada je njegova procenjena mehanička čvrstoća manja od odabranog limita izraženog kao računaska sila kidanja. Prikaz ovog modela je dat na Slici 6 [2].

Ovaj model zavisi od merenja na konkretnom uzorku i specifičan je za određene sredine što predstavlja njegovo ograničenje za primenu u drugim sredinama i za provodnike drugačije geometrije.

4 KRITERIJUMI ZA SELEKCIJU I REZULTATI ISPITIVANJA

4.1 Zahtevi za izbor provodnika

U okviru Pilot projekta, izvršeno je ispitivanje provodnika tipa ACSR ukupne dužine od 6236 metara na pet dalekovoda u vlasništvu kompanije Elektromreža Srbije uz primenu sledećih kriterijuma:

- a) ispitivanje će se sprovesti na provodnicima dalekovoda naponskog nivoa 110 kV;
- b) ispitivani provodnici će biti tipa 149-AL1/24-ST1A i 243-AL1/39-ST1A;
- c) provodnici moraju biti bez nastavka;
- d) provodnici su u eksploataciji duže od 40 godina;
- e) na dalekovodu je tokom eksploatacije zabeležen veći broj kvarova provodnika;
- f) kandidovani dalekovodi rade u uslovima normalne kao i u uslovima zagađene atmosfere;
- g) potrebno je obezbediti beznaponsko stanje dalekovoda tokom pregleda.

Na osnovu navedenih kriterijuma, ispitano je ukupno 25 provodnika u 15 raspona dalekovoda 110 kV naponskog nivoa, br. 1247 TS Beograd 2 - TS Beograd 22; br. 131/1 TS Beograd 3 – TS Beograd 33; br. 158/1 TS Mladenovac - TS Smederevska Palanka; br. 1104 TS Pančevo 2 - TS Pančevo 3 i br. 1153 TS Beograd 7 - TS Pančevo 2. Tokom pregleda svi dalekovodi su bili u beznaponskom stanju a provodnici uzemljeni na mestu pregleda čime su osigurani bezbedni uslovi rada tokom montaže i demontaže robota i eliminisan je potencijalan uticaj elektromagnetnih smetnji.

Trasa dalekovoda br. 1247 se nalazi u mešanom slabo naseljenom i gusto naseljenom gradskom području, trasa dalekovoda br. 131/1 se nalazi u prigradskom području, trasa dalekovoda br. 158/1 se nalazi u ruralnom području gde pretežno prelazi preko poljoprivrednog zemljišta, trasa dalekovoda br. 1104 se nalazi u gradskom području dok se trasa dalekovoda br. 1153 nalazi u mešanom slabo naseljenom, ruralnom i gradskom području. Trase dalekovoda br. 1104 i br. 1153 su u blizini proizvodnih postrojenja naftne i petrohemijske industrije Srbije koje predstavljaju izvor hemijskih jedinjenja koja u kontaktu sa metalom izazivaju koroziju. Podaci o tipu, starosti i dužini ispitivanih provodnika prikazani su u Tabeli 1.

Tabela 1: Podaci o tipu, starosti i dužini ispitivanih provodnika

Br. DV	Provodnik [tip]	Starost [god]	Ukupna ispitivana dužina [m]	Rasponi
1247	149-AL1/24-ST1A	68	1161	187-188; 188-189
131/1	149-AL1/24-ST1A	65	854	79-80; 80-81
158/1	149-AL1/24-ST1A	55	1351	1-2; 2-3; 46-47; 47-48
1104	243-AL1/39-ST1A	48	1164	106-107; 107-108; 115-116; 116-117
1153	243-AL1/39-ST1A	45	1706	23-24; 88-89; 89-90

4.2 Kriterijumi za ocenu stanja provodnika

Zatezna čvrstoća provodnika određena je na osnovu utvrđenog stepena korozije, promene prečnika i prisutnih lokalnih oštećenja i preloma svih čeličnih žica u jezgru. Kriterijumi za utvrđivanje nivoa i stepena korozije na površini žice su prikazani u Tabeli 2 i Tabeli 3. Stepni i faze degradativnog procesa žice usled korozije su označene sa 2A (> 0 - 33% korozije), 2B (> 33 - 66% korozije) i sa 2C (> 66 - < 100% korozije), dok je težina oštećenja klasifikovana u 5 kategorija od stanja bez korozije (kategorija 1) do stanja sa velikom površinskom korozijom sa srednjim do velikim jamicama (kategorija 5). Granične vrednosti amplitude signala za klasifikaciju težine lokalnog oštećenja (LF amplituda) su prikazane u Tabeli 3. Prikaz kategorije oštećenja jezgra provodnika i pojedinačnih žica je dat na Slici 7 i Slici 8.

Kriterijum za zamenu provodnika je baziran na stepenu korozije i težini oštećenja. Provodnici nadzemnih vodova su izloženi riziku od pojave tačkaste korozije u bilo kojoj atmosferi. Duboke jamice stvaraju lokalnu koncentraciju naprezanja koja je proizvod naprezanja i faktora koncentracije. Ukoliko je materijal u okolini jamice dovoljne sposobnosti da se plastično deformiše pre loma (duktilnosti), kada naprezanje na dnu jamice pređe tačku tečenja materijala nastaje lokalno tečenje usled čega se naprezanje prenosi na okolni materijal. Kako se jamica uvećava dolazi do povećanja naprezanja što dovodi do prekida žice i konačno, do prekida provodnika. Ova progresija od nastanka jamica do prekinute žice je uslovljena pojavom više uzročnika kao što su vibracije, opterećenja usled leda i vetra. Iako hitna zamena možda nije neophodna, važno je prepoznati potencijalni rizik.

Tabela 2: Stepni korozije

Stepni korozije na površini čeličnih žica	
Faza	Procenat korozije
1	0% (bez korozije)
2A	> 0 - 33%

Tabela 3: Težina oštećenja na površini žica

Težina oštećenja površinskog sloja čelične žice korozijom			
Kategorija	Opis	LF Amplituda	
1	Bez korozije, 100 % sloj cinka	0-300	
2	Manja površinska korozija sa zanemarljivim jamicama	300-1600	

Stepen korozije na površini čeličnih žica		Težina oštećenja površinskog sloja čelične žice korozijom		
Faza	Procenat korozije	Kategorija	Opis	LF Amplituda
2B	> 33 - 66%	3	Srednja površinska korozija sa manjim jamicama	1600-4000
2C	> 66 - < 100%	4	Velika površinska korozija sa manjim do srednjim jamicama	4000-12000
3	100% (potpuna korozija)	5	Velika površinska korozija sa srednjim do velikim jamicama	>12000

Kategorija 1

Kategorija 2

Kategorija 3

Kategorija 4

Kategorija 5



Slika 7: Kategorija težine oštećenja korozijom jezgra provodnika

Kategorija 1

Kategorija 2

Kategorija 3

Kategorija 4

Kategorija 5



Slika 8: Kategorija težine oštećenja korozijom pojedinačnih čeličnih žica

4.3 Rezultati ispitivanja

Rezultati ispitivanja provodnika su prikazani u Tabeli 4 [6]. Važno je naglasiti da dobijeni rezultati ispitivanja mogu važiti na celom dalekovodu ali usled mogućih različitih geografskih, klimatskih i uslova zagađene atmosfere, oni se mogu značajno razlikovati. Na osnovu rezultata ispitivanja određena je preostala zatezna čvrstoća jezgra i na osnovu nje proračunata je računaska sila kidanja provodnika uz pretpostavku da je zatezna čvrstoća aluminijumskih žica 100%.

Ocena stanja ispitivanih provodnika prema određenoj računskoj sili kidanja samo čeličnog jezgra je klasifikovana na sledeći način:

	Vrlo dobro – 100% računске sile kidanja jezgra
	Dobro – 95% - < 100% računске sile kidanja jezgra
	Zadovoljavajuće – 90% - < 95% računске sile kidanja jezgra
	Dotrajalo – 85% - < 90% računске sile kidanja jezgra [<i>planirati zamenu</i>]
	Vrlo loše – < 85% računске sile kidanja jezgra [<i>potencijalni kvar</i>]

Uslovi sredine nisu uvaženi za procenu mehaničke čvrstoće ispitanih provodnika. Ovo je iz razloga što LineVue beleži stanje provodnika u konkretnom vremenskom trenutku pri čemu je trenutna preostala mehanička čvrstoća provodnika rezultat radnih uslova od početka eksploatacije do trenutka ispitivanja LineVue robotom.

Tabela 4: Sumarni prikaz rezultata ispitivanja

Broj DV	Raspon	Faza	Procenjena zatezna čvrstoća		Ocena stanja ispitivanih čeličnih žica	Stepen korozije	Težina oštećenja
			% od računске sile kidanja	% od zatezne čvrstoće jezgra			
1247	187-188	gornja	93%	89%	Dotrajalo	2C	4
	187-188	srednja	96%	94%	Zadovoljavajuće	2B	4
	187-188	donja	92%	86%	Dotrajalo	2C	4
	188-189	gornja	97%	95%	Dobro	2B	3
	188-189	srednja	97%	96%	Dobro	2B	3
	188-189	donja	97%	96%	Dobro	2C	3
131/1	79-80	gornja	97%	96%	Dobro	2A	3
	79-80	srednja	96%	93%	Zadovoljavajuće	2A	4
	80-81	gornja	92%	87%	Dotrajalo	2A	4
	80-81	srednja	94%	90%	Zadovoljavajuće	2A	4
158/1	1-2	gornja	98%	98%	Dobro	2A	2
	2-3	donja	95%	92%	Zadovoljavajuće	2B	4
	46-47	donja	97%	96%	Dobro	2A	3
	47-48	donja	97%	95%	Dobro	2A	3
	47-48	gornja	98%	97%	Dobro	2A	2
1104	106-107	donja	97%	96%	Dobro	2A	2
	107-108	donja	97%	96%	Dobro	2A	3
	115-116	donja	97%	96%	Dobro	2A	3
	116-117	donja	98%	97%	Dobro	2A	2

Broj DV	Raspon	Faza	Procenjena zatezna čvrstoća		Ocena stanja ispitivanih čeličnih žica	Stepen korozije	Težina oštećenja
			% od računске sile kidanja	% od zatezne čvrstoće jezgra			
1153	23-24	gornja	98%	98%	Dobro	2A	2
	23-24	srednja	98%	98%	Dobro	2A	2
	23-24	donja	98%	98%	Dobro	2A	2
	89-90	srednja	98%	98%	Dobro	2A	2
	89-90	donja	98%	98%	Dobro	2A	2
	88-89	donja	98%	98%	Dobro	2A	2

Na osnovu rezultata ispitivanja se zaključuje:

1. Računska sila kidanja RTS (akronim od Rated Tensile Strenght) provodnika donje faze DV br. 1247 TS Beograd 2 - TS Beograd 22 u rasponu stubova br. 187 – br. 188 za ovaj dalekovod ima najmanju proračunatu vrednost i iznosi 92% dok je računaska sila kidanja jezgra 86%. Računska sila kidanja provodnika gornje faze iznosi 93% dok je računaska sila kidanja jezgra 89%. Step en korozije žica gornje i donje faze je 2C što znači da je degradiralo do 99% (>66 - <100%) cinka dok je na površini prisutna velika korozija sa manjim do srednjim jamicama koja ima maksimum na udaljenosti od približno 26 metara na provodniku donje faze i 72 metara na provodniku gornje faze od stuba br. 188. Usled utvrđenog stanja potrebno je planirati zamenu provodnika ovih faza u ovom rasponu. Računska sila kidanja provodnika srednje faze je 96% dok računaska sila kidanja jezgra iznosi 94% sa prisutnom velikom površinskom korozijom žica na pojedinim mestima. Ocena stanja provodnika srednje faze je „zadovoljavajuće“. U rasponu stubova br. 188 – br. 189 ocena stanja provodnika je „dobro“ a određena računaska sila kidanja iznosi 97% dok je najmanja računaska sila kidanja jezgra 95% (gornja faza), stoga nije potrebno planirati popravku ili zamenu. Ispitani rasponi se nalaze u slabo naseljenom području gde provodnici prelaze preko poljoprivrednog i šumskog zemljišta. Ukoliko se ne uvaži istorija održavanja, eksploatacioni uslovi i učestanosti kvarova, može se pretpostaviti da je utvrđeno stanje provodnika posledica njegove starosti od 68 godina sa potencijalno doprinosom uticaja nanosa hemijskih jedinjenja koja se koriste pri obradi poljoprivrednog zemljišta kao što su đubriva, preparati za kontrolu bolesti i suzbijanje korova koji su visoko korozivni.
2. Računska sila kidanja RTS provodnika gornje faze DV br. 131/1 TS Beograd 3 – TS Beograd 33 u rasponu stubova br. 80 – br. 81 ima najmanju proračunatu vrednost za ovaj dalekovod i iznosi 92% dok je računaska sila kidanja jezgra 87%. Računska sila kidanja provodnika srednje faze je 94% dok je računaska sila kidanja jezgra 90%. Step en korozije žica je 2A što znači da je degradiralo do 33% (>0 - 33%) cinka dok je na pojedinim mestima sporadično na površini prisutna velika površinska korozija i manje do srednje jamice. Površinska oštećenja provodnika gornje faze su sa maksimumom na udaljenosti od približno 178, 186, 188, 190 i 196 metara od stuba br. 80 a obzirom na utvrđeno stanje potrebno je planirati zamenu provodnika ove faze. Ocena stanja provodnika srednje faze je „zadovoljavajuće“ a usled utvrđene velike korozije potrebno je stanje provodnika verifikovati laboratorijskim ispitivanjem. U rasponu stubova br. 79 – br. 80 ocena stanja

provodnika je „dobro“ i „zadovoljavajuće“. Prema izmerenom stepenu i težini korozije nije potrebno planirati popravku ili zamenu provodnika u ovom rasponu.

Obzirom na starost provodnika u ispitivanim rasponima od 65 godina i da u okolini nema izvora pojačanog zagađenja uz uvažavanje činjenice da se ispitivani provodnici nalaze u naseljenoj sredini gde je grejanje stambenih objekata pomoću čvrstog goriva, može se zaključiti da je stanje provodnika posledica dužine dosadašnje eksploatacije bez većeg uticaja sredine.

3. Računska sila kidanja RTS provodnika donje faze DV br. 158/1 TS Mladenovac - TS Smederevska Palanka u rasponu stubova br. 2 – br. 3 za ovaj dalekovod ima najmanju proračunatu vrednost i iznosi 95% dok je računski sila kidanja jezgra 92%. Stepenn korozije je 2B što znači da je degradiralo do 66% (>33 - 66%) cinka dok je na površini žica prisutna velika površinska korozija i manje do srednje jamice na pojedinim mestima, stoga je potrebno planirati laboratorijsko ispitivanje provodnika u cilju potvrde stanja. U ostalim ispitanim rasponima stubova br. 1 – br. 2; br. 46 – br. 47 i br. 47 – br. 48 ocena stanja provodnika je „dobro“ sa uočenom manjom do srednjom površinskom korozijom žica na pojedinim mestima. Uvažavajući starost provodnika od 55 godina i da se u neposrednoj blizini stubova br. 1, br. 2 i br. 3 nalazi industrijsko postrojenje za proizvodnju keramike, u kom procesu se u atmosferu ispušta ugljen dioksid pri čemu se u reakciji sa vlagom formira sumporna kiselina koja je visoko korozivna, može se zaključiti da eksploatacioni uslovi i dužina eksploatacije nisu doveli do značajne degradacije mehaničkih karakteristika jezgra i na osnovu proračuna, mehaničkih karakteristika celog provodnika.
4. Računska sila kidanja RTS provodnika donje faze DV br. 1104 TS Pančevo 2 - TS Pančevo 3 u rasponima stubova br. 106 – br. 107; br. 107 – br. 108 i br. 115 – br. 116 iznosi najmanje 97% dok je računski sila kidanja jezgra najmanje 96%. Stepenn korozije je 2A što znači da je degradiralo do 33% (>0 - 33%) cinka dok je na pojedinim mestima na površini svih ispitivanih provodnika prisutna manja i srednja površinska korozija sa manjim jamicama. Ocena stanja svih ispitivanih provodnika uključujući i provodnik donje faze u rasponu stubova br. 116 – br. 117 je „dobro“. Uzimajući u obzir starost provodnika od 48 godina i blizinu petrohemijske i naftne industrije ispitivanim rasponima od približno 6 km bez prirodnih i veštačkih prepreka između, zaključuje se da uslovi sredine i dužina eksploatacije nisu značajno uticali na smanjenje mehaničkih karakteristika jezgra i na osnovu proračuna, mehaničkih karakteristika celog provodnika.
5. Računska sila kidanja RTS svih ispitivanih provodnika DV br. 1153 TS Beograd 7 - TS Pančevo 2 u rasponima stubova br. 23 – br. 24, br. 88 – br. 89 i br. 89 – br. 90 iznosi 98% dok je računski sila kidanja jezgra takođe 98%. Stepenn korozije je 2A što znači da je degradiralo do 33% (>0 - 33%) cinka dok je na pojedinim mestima na površini svih ispitivanih provodnika prisutna manja korozija sa zanemarljivim jamicama. Ocena stanja svih ispitivanih provodnika je „dobro“. Uzimajući u obzir starost provodnika od 45 godina i da se u okolini stubova br. 23 i br. 24 nalazi slabo naseljeno i poljoprivredno područje a na udaljenosti od oko 6 km od stubova br. 89 i br. 90 petrohemijska i naftna industrija bez prirodnih i veštačkih prepreka između, može se zaključiti da uslovi sredine i dužina eksploatacije nisu značajno uticali na smanjenje mehaničkih karakteristika jezgra i na osnovu proračuna, mehaničkih karakteristika celog provodnika.

Varijacija mehaničke čvrstoće provodnika različitih faza istog raspona, koje su uočljive na provodnicima DV br. 1247 i DV br. 131/1 mogu biti posledica više uticajnih faktora kao što su tolerancije u proizvodnji, rukovanje pri montaži, frekvencija i amplituda vibracija koje dovode

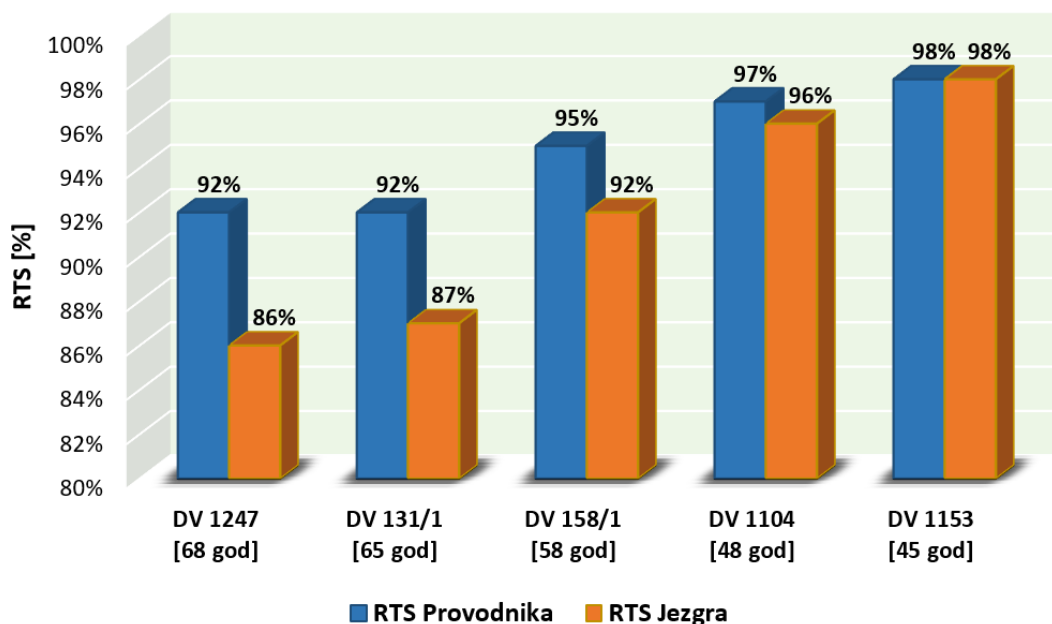
do abrazije usled kontakta žica-žica, prisustvo korozivnih zagađivača i broja ciklusa vlaženja i sušenja.

Takođe, varijacija mehaničke čvrstoće provodnika iste faze u dva susedna raspona ograničena nosećim stubom, prema ranije naglašenom, uslovljena je rezultatom merenja za najkritičnije mesto prema utvrđenom stepenu i težini korozije.

U cilju praćenja stanja provodnika i izrade krive starenja, provodnike dalekovoda br. 1247 je potrebno ponovo ispitati za 1-3 godine, provodnike dalekovoda br. 131/1 je potrebno ponovo ispitati za 2-3 godine dok je provodnike dalekovoda br. 158/1, br. 1104 i br. 1153 potrebno ponovo ispitati za 3-6 godina pri čemu na svim dalekovodima treba sprovesti ispitivanje i prethodno ispitanih provodnika. Navedeni predlozi mera su bazirani na merenjima dobijenim pomoću LineVue robota i ne uvažavaju druge faktore kao što su dužina radnog veka, eksploatacioni uslovi, održavanje, broj kvarova i kritičnost. Daljim praćenjem stanja provodnika u ispitivanim rasponima bi se dobilo više informacija o njihovom stanju za proces donošenja odluka o popravci i zameni.

Na bazi dobijenih rezultata u pojedinim rasponima, za utvrđivanje sveukupnog stanja provodnika na dalekovodu, idealno, potrebno je sprovesti ispitivanje 2% ukupne dužine dalekovoda da bi se obezbedili potrebni statistički pokazatelji sveukupnog stanja provodnika na dalekovodu. Dodatno, uzimanje uzorka i ispitivanje u laboratoriji bi dalo dopunske podatke o stanju provodnika.

Ukoliko se razmatra samo starost provodnika bez uvažavanja drugih činilaca koji utiču na smanjenje mehaničkih karakteristika, utvrđena računaska sila kidanja ispitivanih provodnika i obim i stepen oštećenja korozijom je u korelaciji sa njihovom dužinom eksploatacije. Sumarni pregled najmanje računске sile kidanja provodnika i jezgra za ispitane dalekovode je prikazan na Slici 9.



Slika 9: Najmanja određena računaska sila kidanja provodnika i jezgra

Treba naglasiti da se jezgro provodnika tipa 243-AL1/39-ST1A sastoji od čeličnih žica kvaliteta ST1A nominalnog prečnika 2,68 mm koje su većeg prečnika od ST1A žica jezgra provodnika

tipa 149-AL1/24-ST1A koji iznosi 2,1 mm zbog čega se, prema modelu gubitka mase materijala, može očekivati da je degradacija mehaničkih karakteristika provodnika tipa 243-AL1/39-ST1A usled korozije vremenski sporija u istim uslovima rada.

Nakon potpunog gubitka prevlake cinka, zatezna čvrstoća čelične žice može ostati blizu nazivne vrednosti dugi niz godina. Korozija je najčešće najveća u truhu lančanice i u okolini kompresionih nastavniha spojnica zbog efekta taloženja vode usled dejstva gravitacije na spiranje i zadržavanja korozivnih zagađivača. Tokom ispitivanja nisu utvrđena veća lokalna oštećenja i prekidi žica.

Trenutno, modeli korozije za dugoročnu procenu stanja i preostalog životnog veka provodnika su razvijeni za nekolicinu područja, uglavnom Kanada i Japan. U nedostatku generalnih modela korozije, potrebno je sprovesti istraživanja kako bi se ovaj model razvio za konkretnu geometriju provodnika i konkretne uslove sredine. Nakon toga, model korozije je vrlo koristan u kombinaciji sa laboratorijskim ispitivanjem za predikciju budućeg stanja i planiranje popravki i zamena.

Iskustva operatera prenosnog sistema pokazuju da je prosečan životni vek provodnika između 50 do 70 godina za normalne uslove sredine i između 30 do 50 godina za teške i specijalne uslove sredine. Teški uslovi smanjuju životni vek za oko 20 godina, u poređenju sa normalnim uslovima [2]. Kriterijumi za donošenje odluke za zamenu provodnika su bazirani na prvom mestu na rezultatima ispitivanja praćeni starošću i povećanim ili neprihvatljivim brojem kvarova. Mere za produžetak i praćenje očekivanog životnog veka se zasnivaju na analizi rezultata ispitivanja kao najčešće primenjene mere, zatim na praćenju i analizi učestanosti kvarova. Analiza kvarova za potrebe procene rizika je najčešće primenjen metod za provodnike, spojnu i ovesnu opremu i prigušivače. Najveći broj kvarova opreme je povezan sa korozijom praćen kvarovima usled zamora. Rizik od kvara i primena ispravne metodologije za procenu preostalog životnog veka opreme je danas najveći izazov za operatere prenosnog sistema.

5 ZAKLJUČAK

Poznavanje stvarnog stanja provodnika i njegovog preostalog životnog veka predstavlja izazov uvažavajući činjenicu da podaci o istoriji održavanja, uslovima eksploatacije i broju kvarova nisu uvek raspoloživi za stare dalekovode. Zahtevi za visokim stepenom sigurnosti, raspoloživosti i pouzdanosti dalekovoda su glavni motivatori primene savremene robotske tehnologije koja se nameće kao metod i efikasno dijagnostičko sredstvo u postupku procene stanja i optimizacije preostalog životnog veka bimetalnih golih provodnika i čeličnih zaštitnih užadi.

Uzročnik najvećeg broja prekida provodnika u eksploataciji je korozija praćena zamorom usled sila zatezanja i vibracija. U okviru sprovedenog Pilot projekta utvrđeno je da se stepen korozije ispitivanih ACSR provodnika kreće od manje površinske korozije sa zanemarljivim oštećenjima do velike površinske korozije sa manjim do srednjim oštećenjima. Pojedini ispitivani provodnici su pretrpeli značajan gubitak mehaničke čvrstoće što se može dovesti u vezu sa proteklom vremenom njihove dosadašnje eksploatacije.

Zbog utvrđene velike površinske korozije na pojedinim ispitanim provodnicima, preporučuje se da se dodatni rasponi istih dalekovoda u istim i u različitim geografskim područjima ispituju pomoću LineVue robota. Periodičnim ispitivanjem je moguće proceniti brzinu i stepen degradacije i na osnovu ovih podataka, formulisati metod za procenu indeksa zdravlja i preostalog životnog veka.

Obzirom da LineVue robot pretpostavlja da je aluminijum zadržao 100% svoje prvobitne mehaničke čvrstoće i ograničen je u svojoj sposobnosti da odredi makroskopske efekte koje korozija ima na svojstva čelične žice, kao što su duktilnost i procentualno izduženje, ova svojstva se mogu utvrditi laboratorijskim ispitivanjem starih provodnika. Zbog toga je, za potvrdu stanja provodnika koji su ispitani LineVue robotom, potrebno uzimanje uzorka sa pozicija iz raspona u kojima je utvrđeno najveće oštećenje da bi se utvrdilo stanje aluminijuma i sveukupno stanje provodnika i na taj način dobilo više informacija za donošenje odluka aset menadžmenta.

6 LITERATURA

- [1] F. Lequien, Q. Auzoux, G. Moine, M. Rousseau, S. Pasquier-Tilliette, A. Holande, S. Ammi, S. Heurtault, P. Prieur: Characterization of an aluminum conductor steel reinforced (ACSR) after 60 years of operation, januar 2023. godine.
- [2] CIGRE TB 905: Sustainability of overhead line conductors and fittings – Conductor condition assessment and life extension Volume 1: State of the art, jul 2023. godine.
- [3] Maciej Suliga, Radosław Wartacz, Marek Hawryluk; Evolution of zinc coatings during drawing process of steel wires, mart 2023. godine.
- [4] Dr Lakshitha Naranpanawe, Dr Hui Ma and Professor Tapan Saha: Overhead Conductor Condition Monitoring, Milestone Report 1, The University of Queensland, maj 2019. godine.
- [5] Dr Vladimir Vujačić: Značaj poznavanja kontaktne korozije, februar 2000. godine.
- [6] KINECTRICS & C&G: LineVue field inspection report K-800384-RC-0001 R02, novembar 2024. godine.
- [7] Dejan Momčilović, Dragan Jaković, Ivana Atanasovska: Klasifikacija eksploatacijskih oštećenja čeličnih užadi, novembar 2007. godine.
- [8] CIGRE TB 175: Management of existing overhead transmission lines, decembar 2000. godine.
- [9] CIGRE TB 176: Ageing of the system impact on planning, decembar 2000. godine.
- [10] Alan Rondineau, Laurent Gaillet, Lamine Dieng, Sébastien Langlois: Degradation of Steel Wires in Bimetallic Aluminum–Steel Conductors Exposed to Severe Corrosion Conditions, novembar 2022. godine.
- [11] CIGRE TB 731: The use of robotics in assessment and maintenance of overhead lines, jun 2018. godine.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.06)**B2.06****MODELIRANJE KLIMATSKIH PROMENA U EKSPLOATACIJI KABLOVSKOG
PRIBORA ZA NADZEMNE VODOVE NISKO NAPONA U PROCESU ISPITIVANJA
GOTOVIH PROIZVODA U FABRIČKIM LABORATORIJAMA****MODELING OF CLIMATE CHANGES IN THE OPERATION OF CABLE ACCESSORIES
FOR OVERHEAD LOW VOLTAGE LINES IN THE PROCESS OF TESTING FINISHED
PRODUCTS IN FACTORY LABORATORIES****Miroljub Petrović, Zoran Vulić, Darko Jovanović***

Kratak sadržaj: Za ispitivanja kablovskog pribora za NN SKS postoje posebni standardi kojima se definiše tretman uzoraka pribora pre samog ispitivanja kako bi se modelirali svi klimatski uslovi tokom višegodišnje eksploatacije. Oni su delovi internacionalnog standarda EN 50483 usvojenog u Srbiji 2010.g. kao SRPS EN 50483: 2010. U uvodnom delu biće predstavljen kompletan standard koji ima šest delova. Prvi deo se bavi opštim uslovima ispitivanja (potreban broj uzoraka i sl.). Drugi, treći i četvrti deo definiše postupke svih vrsta ispitivanja određenih vrsta pribora. Peti deo se bavi modeliranjem električnog starenja (određeni broj ciklusa opterećenja maksimalno dozvoljenim strujama i strujama preopterećenja koja su definisana standardom). Šesti deo definiše postupke kojima modelujemo uticaj klimatskih promena tokom eksploatacije (ispitni postupci za koroziju i klimatske uticaje). Dalje će sve to ilustrovano primerima različitim rutinskih ispitivanja (mehanička, električna i dielektrična) pojedinih značajnih delova pribora (konektora za spajanje ili montažu na stubove) koje je moguće odraditi u uslovima fabričke laboratorije (bez posebnih komora za tretiranje u različitim klimatskim uslovima). Detaljnije ćemo se pri tome baviti samom pripremom uzoraka tj postizanju stanja pribora kao posle višegodišnje eksploatacije. Time dobijamo realniju sliku ponašanja pribora u različitim klimatskim uslovima pri različitim opterećenjima (električnim i mehaničkim) tokom višegodišnje eksploatacije.

Ključne reči: *modeliranje, eksploatacija, ispitivanja, standard SRPS EN 50483*

Abstract: For tests of cable accessories for LV SKS, there are special standards that define the treatment of accessory samples before the test itself in order to model all climatic conditions during many years of exploitation. They are parts of the international standard EN 50483 adopted in Serbia in 2010. as SRPS EN 50483: 2010. In the introductory part, the complete standard will be presented, which has six parts. The first part deals with the general test conditions (required number of samples, etc.).

* Miroljub Petrović, Elektrodistribucija Srbije Ogranak Jagodina, miroljub.petrovic@es.rs

Zoran Vulić, Elektrodistribucija Srbije, DP Kraljevo, Ogranak Elektrodistribucija Jagodina, zoran.vulic@es.rs

Darko Jovanović, Feman doo Jagodina, darko.jovanovic@feman.co.rs

The second, third, and fourth parts define the procedures for all types of testing of certain types of accessories. The fifth part deals with the modeling of electrical aging (a certain number of load cycles with maximum permissible currents and overload currents defined by the standard). The sixth part defines the procedures by which we model the impact of climate change during exploitation (testing procedures for corrosion and climatic effects). Further, all this will be illustrated with different examples of routine tests (mechanical, electrical and dielectric) of certain important parts of the accessories (connectors for connecting or mounting on poles) which can be done in the conditions of a factory laboratory (without special chambers for treatment in different climatic conditions). We will deal in more detail with the preparation of the samples itself, i.e. achieving the state of the accessories as after many years of exploitation. This gives us a more realistic picture of the behavior of the accessories in different climatic conditions with different operations (electrical and mechanical) during many years of exploitation.

Key words: *modeling, operation, testing, standard SRPS EN 50483*

1 UVOD

Prvi standardi koji se tiču NN SKS-a pojavili su se u Francuskoj i to standardi EDF-a grupe HN 33 (HN 33S 61,62,63, 64,65,66,67,68 i 69) u periodu od 1976.g. do 1988.g.. Potom su usvojili nacionalni NFC 20 540 01-1990 standard koji je definisao veštačko starenje kablovskog pribora za NN SKS pre samog ispitivanja uzoraka. Detaljnije su ispitivanja definisana grupom NFC 33 standarda (usvojeni u periodu 06.1998.-02.1999 NFC 33 020,021,040,041,042).

U Nemačkoj su razvijena i primenjivana dva nacionalna standarda VDE 0211 (za noseće i zatezne stezaljke) i VDE 0212 (za priključne stezaljke).

Od strane CENELEC, 1996. godine, kao prvi međunarodni standard, usvojen je HD 626:1996 koji je definisao samonoseće kablove. Ovaj standard su mnoge zemlje praktično usvojile kao nacionalni (NFC 33-209 . 1996). U Srbiji su to SRPS HD 626 S1 2009. Kod nas se primenjuju dve vrste NN SKS-a i to - konstrukcija NN SKS-a bez posebnog nosećeg provodnika (samonoseći sistem prema SRPS HD 626 S1 2009 deo 4 odeljak E) čija je oznaka FR-N1XD4-AR;

- konstrukcija NN SKS-a sa nosećim neutralnim izolovanim provodnikom (prema SRPS HD 626 S1 2009 deo 6 odeljak E) čija je oznaka FR-N1XD9-AR

U Evropi je CENELEC 2009. g. usvojio grupu standarda EN 50483 1-6 koji se odnose na pribor za zatezanje, nošenje i spajanje NN SKS-a (0.6/1 (1.2) kV). Zemlje u Evropi su ih potom usvajale kao nacionalne. Kod nas su usvojeni kao SRPS EN 50483 1-6 2010 (naslovna strana na srpskom , a ostatak na engleskom jeziku) i to su:

- SRPS EN50483-1 Opšti deo – Opisuje načela i pojmove, pregled proizvoda, označavanje, postupak osiguranja kvaliteta, opšte uslove ispitivanja, tipska ispitivanja i izbor uzoraka
- SRPS EN 50483-2 Zatezne i noseće stezaljke za samonoseći SKS (samonoseći sistem) – opisuje Mehanička ispitivanja, dielektrička ispitivanja, ispitivanja vodonepropusnosti, ispitivanja na uticaj okoline

- SRPS EN 50483-3 Zatezne i noseće stezaljke za SKS sa nosećim neutralnim provodnikom - opisuje mehanička ispitivanja, dielektrička ispitivanja, ispitivanja vodonepropusnosti, ispitivanja na uticaj okoline
- SRPS EN 50483-4 Konektori i strujne spojnice opisuje mehanička ispitivanja, dielektrička ispitivanja, ispitivanja vodonepropusnosti, električna ispitivanja, ispitivanja na uticaj okoline
- SRPS EN 50483-5 Električno starenje, Opisuje ispitni postupak
- SRPS EN 50483-6 Uticaj okoline - ispitni postupci za koroziju i klimatske uticaje

Cilj ovih standarda je da odredi metode ispitivanja kablovskog pribora koji se koristi u normalnim radnim uslovima sa NN SKS-om koji su prema HD 626. Pošto u Evropi imamo različite klimatske uslove kablovski pribor mora da zadovolji sve zahteve u svim klimatskim uslovima. Zadnji standard (SRPS EN 50483-6) definiše ispitivanja uticaja okoline, posebno ispitivanja uticaja klime i ispitivanja starenja korozijom. Na taj način može da se predvidi ponašanje pribora za NN SKS-a kada su izloženi sunčevom zračenju, vremenskim uslovima (vlaga, kiša, toplota, hladnoća) i zagađenja (agresivne materije u vazduhu).

Značajan korak je napravila JP ELEKTROPRIVREDA SRBIJE izdavanjem Tehničkih preporuka 8a I izdanje oktobra 2015, jer su tu obrađeni na srpskom jeziku najvažniji delovi iz standarda SRPS HD 626 S1 2009 i grupe SRPS EN 50483 1 – 6 2010 u sledećim poglavljima:

1.Namena, 2.Veza sa ostalim dokumentima (pravilnicima i standardima), 3.Termini sa definicajama, 4.Tehnički zahtevi koje treba da ispunjava mreža sa NN SKS-om, 5.Uслови okoline i tehnički podaci (za Srbiju), 6.Sklop NN SKS sa novim oznakama tipova NN SKS-a, 7.Pribor za žile NN SKS-a –završnice,spojnice, zatezne stezaljke za glavni vod, noseće stezaljke za glavni vod, zatezno-noseće stezaljke za NN SKS priključka, 8.Oprema za prihvatanje NN SKS-a – konzole, data samo konzola opšte namene i standardna konzola bez prikaza specifičnih AI konzola, 9.Montaža NN SKS-a, 10.Strujna prenosna moć, 11.Zaštita NN SKS-a, 12.Uzemljenje (10)

2 SRPS EN 50483-6 UTICAJ OKOLINE

Standard SRPS EN 50483-1 (Opšti deo) definiše vizuelnu proveru dimenzija i materijala, označavanje i postojanost oznaka posle izlaganja klimatskim ispitivanjima. Zatim definiše koja se ispitivanja vrše prilikom tipskog testiranja, testa uzorka i rutinskog testa kao i potrebne elemente koje treba da sadrži izveštaj (test report). Za svaku vrstu pribora definiše potreban broj uzoraka. Takođe definiše normalne radne i kratkotrajne temperature izolacionih materijala koji se koriste u izradi elemenata pribora (prema standardu HD 626). Pojedinim standardima SRPS EN 50483-(2-4) definišu se detaljnije načini svih ispitivanja sa potrebnim zahtevima koje pribor mora da ispunji.

Sam način ispitivanja uticaja okoline definiše standard SRPS EN 50483-6. U njemu su definisana sva potrebna ispitivanja (potrebna aparatura, procedure, postupci). Sama ocena rezultata i zahtevi koje mora da zadovolje uzorci definisani su pojedinim standardima (SRPS EN 50483-2-4) u zavisnosti koji deo pribora ispitujemo.

2.1 Ispitivanje uticajem korozije

Ova ispitivanja moraju da se urade ako pribor ima metalne delove ili delove zaštićene metalnim premazom koji su izloženi atmosferskim uticajima.

2.1.1 Ispitivanje u slanoj magli

Ovim ispitivanjem se izlažu uzorci neutralnom slanom spreju (koncentracija NaCl 5%). Odrađuje se potreban broj ciklusa izlaganja montiranih uzoraka sa trajanjem ciklusa od 7 dana. Uzorci između ciklusa se ne čiste (ispiranje čistom vodom).

2.1.2 Ispitivanje u gasu atmosfere

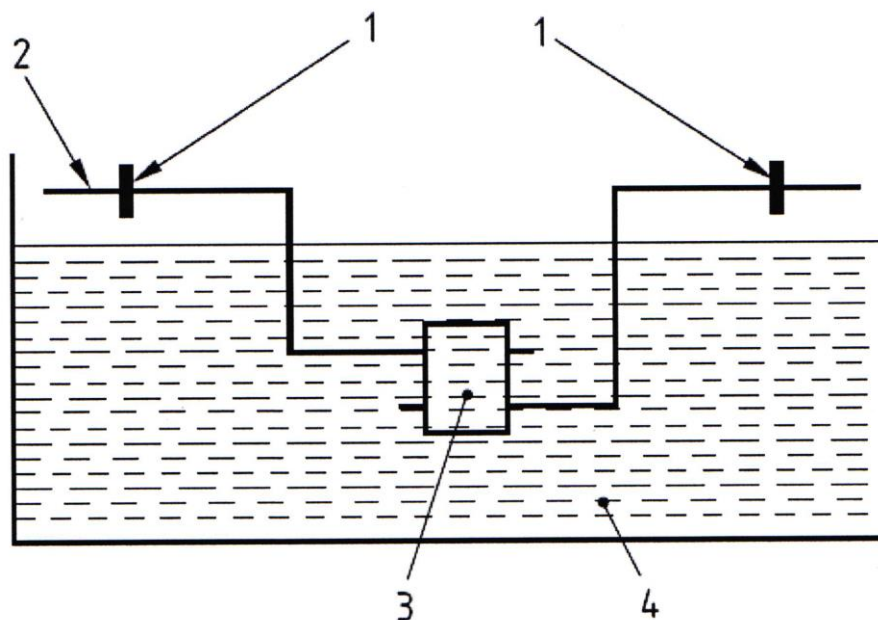
Ova ispitivanja moraju da se obave za pribor koji se koristi u oblastima sa velikim industrijskim zagađenjem. Ispitna komora mora biti hermetički zatvorena. Postoje dve metode:

- Metoda izlaganja uzoraka uticaju atmosfere zasićene vlagom bogatom sumpordioksidom (koncentracija 0.0667%) sa definisanim pritiskom i temperaturom
- Metoda cikličnog ispitivanja uticaja korozije koji se sastoji od 1 h sušenja i 1 h perioda magle (potreban broj ciklusa 500, s tim što je magla na temperaturi okoline, a sušenje na višoj temperaturi)

2.1.3 Ispitivanje potapanjem

Ova ispitivanja se rade opciono gde imamo jako korozivnu atmosferu, npr u blizini teške industrije. Postoje dve metode ispitivanja:

- Potapanje uzoraka u slanoj vodi (približno 3%)
- Potapanje uzoraka u vodi sa kiselinama (potreban procenat sumporne, hlorovodonične i HNO₃ da imamo pH vrednost 2)



Slika broj 1: Primer ispitivanja potapanjem za konektore

Legenda: 1- kontakti , 2 – provodnik, 3- uzorak (konektor), 4- slana voda ili rastvor kiselina

2.2 Ispitivanje starenja uticajem klime

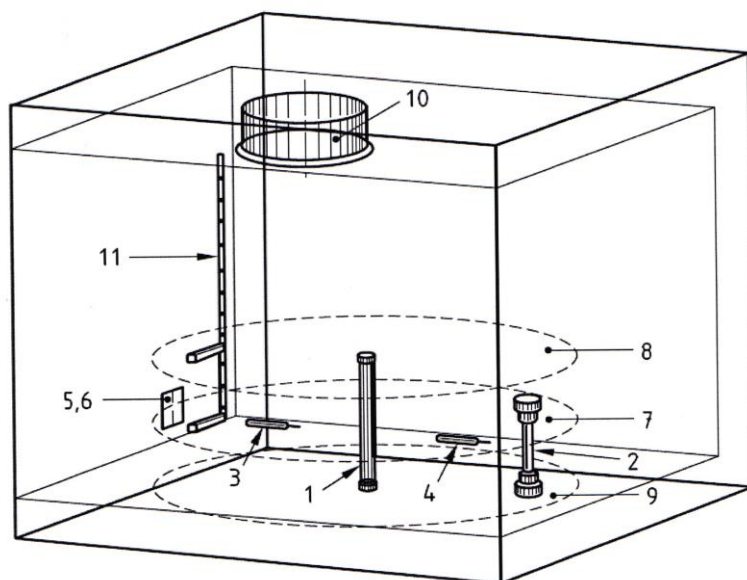
Postoje dve metode ispitivanja:

- Metoda 1 koja je obuhvaćena standardom HD 626
- Metoda 2 koja je definisana standardom EN 60068-2-5

2.2.1 Metoda 1

Ispitni uzorci se podvrgavaju kombinovanom ciklusu klimatskih uticaja: ultraljubičasto zračenje, prskanje vode i ekstremnim temperaturama u cilju stvaranja normalnih uslova rada tokom cele godine. Ispitivanja se obavljaju u ispitnoj komori koja mora da sadrži rotirajući nosač za uzorke i ostalu aparaturu i opremu (ksenonsku lampu, ventilator, prskalicu i instrumente za merenje vlažnosti, temperature, zračenja). Lampa mora da proizvede konzistentan spektar približan sunčevom spektru. Prskalica je sa protokom od 15-25 l/h i sa periodom prskanja od 3 minuta sa 17 minuta pauze. Uzorci se izlažu n broju nedeljnih ciklusa definisano pojedinim standardom za pojedinu vrstu pribora. Nedeljni ciklus se sastoji od četiri perioda:

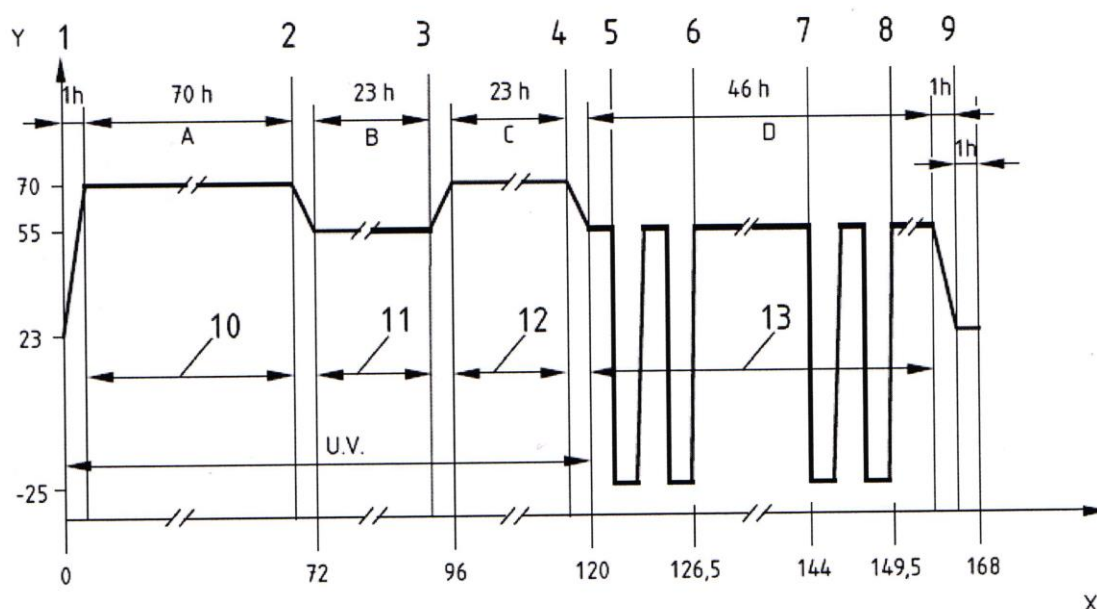
- Period A vreme 70 h –izlaganje zračenju, bez prskanja, povišenoj temperaturi
- Period B vreme 23 h – izlaganje zračenju, sa prskanjem, povišena temperatura,
- Period C vreme 23 h – izlaganje zračenju, sa prskanjem, manja vlažnost vazduha i povišena temperatura,
- Period D vreme 46 h – bez zračenja, sa prskanjem, povišena vlažnost i ciklusi promene temperature od + 55 C do -25 C,



Slika broj 2: Ispitna komora

Legenda:

- 1- Ksenonska lampa, 2- Ispitni uzorak, 3- merenje vlažnosti suva sonda,
- 4- merenje vlažnosti mokra sonda,
- 5- položaj radiometra ili crnog standardnog termometra,
- 6- merenje temperature komore na nivou uzoraka zaštićenih od zračenja lampe,
- 7- srednji položaj lampe,
- 8- nivo A ravan – zona sa zračenjem lampe potrebnim za tu zonu,
- 9- nivo B ravan – zona sa zračenjem lampe potrebnim za tu zonu
- 10- ventilator,
- 11- prskalica (sprinkler)



Slika broj 3: Nedeljni ciklus metode 1 klimatskog uticaja

Legenda: 1 dan 1 10 sati, 2 dan 4 9 sati, 3 – dan 5 9 sati, 4- dan 6 9 sati, 5- dan 6 11 sati, 6- dan 6 16.5 sati, 7 – dan 7 10 sati, 8- dan 7 15.5 sati, 9 – dan 1 sl. ciklusa, 10 – RH <30%, 11 – RH =60% sa prskanjem, 12- RH <30 % sa prskanjem, 13 – RH=95 sa prskanjem

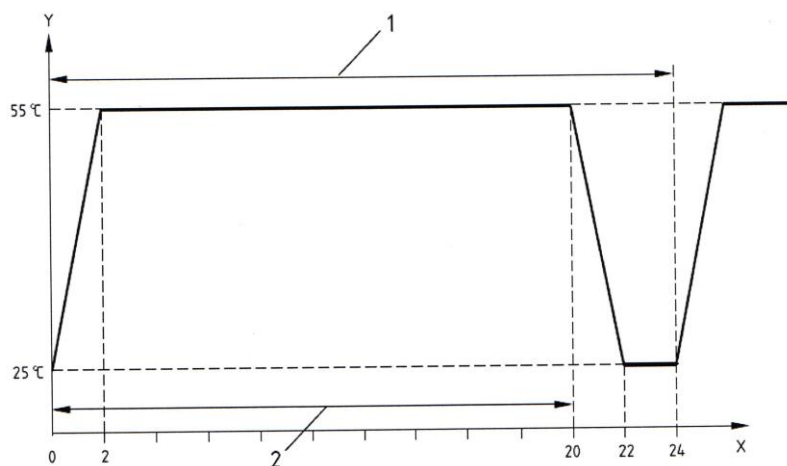
X – vremenska osa (h)

Y – temperatura ambijenta (°C)

2.2.2 Metoda 2

Ispitni uzorci se podvrgavaju dnevnim ciklusima ultraljubičastom zračenju (20 h sa zračenjem i 4 h bez zračenja). Temperatura mora da poraste na 55°C u roku od 2 h od početka zračenja i da se održava tokom perioda zračenja.

U toku bez zračenja temperatura mora da padne na 25 °C u roku od 2 h i zatim da se održava. Na ovaj način dobijemo uzorak priližan stanju u eksploataciji.



Slika broj 4: Dnevni ciklus ispitivanja - odnosi temperatura zračenja - vremena

Legenda: 1- jedan ciklus, 2- period zračenja (20h), 3- X temperaturna osa , 4- Y vremenska osa

Tabela broj 1 : Klimatski uslovi – odgovarajuća ispitivanja

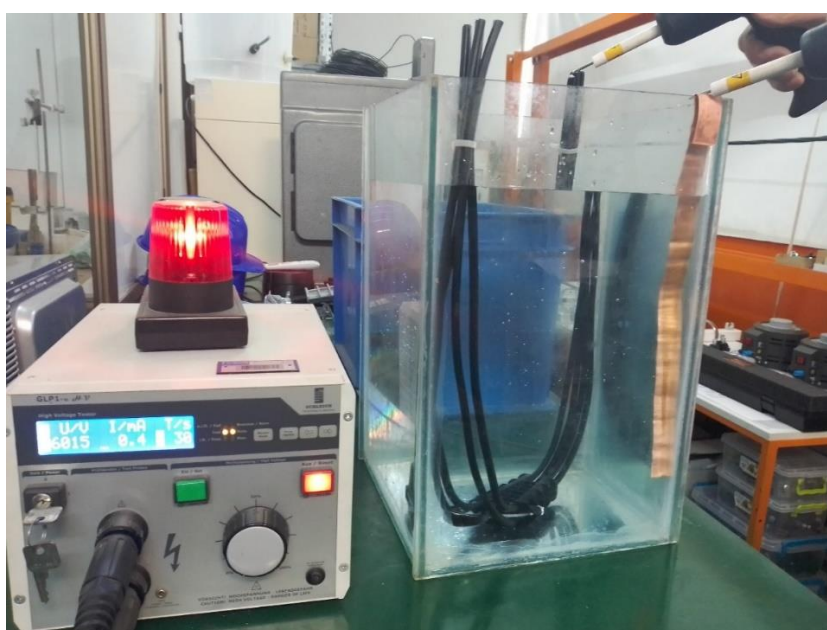
Vremenski uslovi	Ispitivanje u slanoj magli	Ispitivanje u gasu atmosfere	Ispitivanje potapanjem	Ispitivanje starenja uticajem klime
Priobalno područje sa zagađenjem solju	X	X	X	X
Priobalno područje bez zagađenja solju	X			X
Zagađena industrijska zona	X	X		X
Zagađena industrijska zona sa zagađenjem solju	X	X	X	X
Unutrašnje ili nezagađeno područje	X			X
Sunčana područja (UV zračenje)	X			X
Područje Arktika	X			X

Ispitivanje potapanjem obavezno gde je zagađenje solju visoko

3 ISPITIVANJA UTICAJA OKOLINE U FABRIČKOJ LABORATORIJI

3.1 Ispitivanje potapanjem u slanoj vodi i rastvorima kiselina

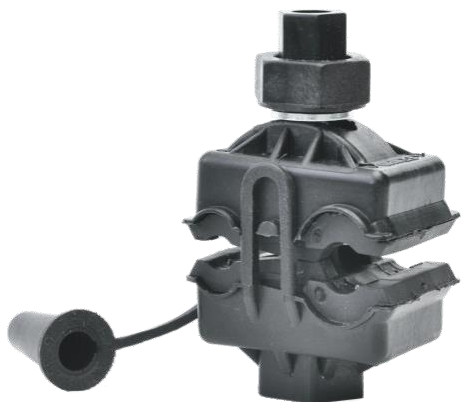
Za ovu vrstu ispitivanja koriste se postojeće posude za električna ispitivanja i ispitivanje zaptivenosti konektora pošto je samo ispuniti posudu potrebnim rastvorom bez neke posebne aparature. Zatim se vrši priprema uzoraka starenjem električnim uticajem (potreban broj ciklusa opterećenja nominalnom i strujom preopterećenja. Rastvor u slanoj vodi koristimo za pribor koji se koristi u sredinama zagađenoj solju, a rastvor sa kiselinama za pribor koji se koristi u sredinama koje imaju i industrijsko zagađenje. Tako tretirani uzorci tek onda idu na tipska dalja tipska mehanička i električna ispitivanja.



Slika broj 5: Potapanje zatezne stezaljke za kućni priključak



Slika broj 6: Potapanje konektora



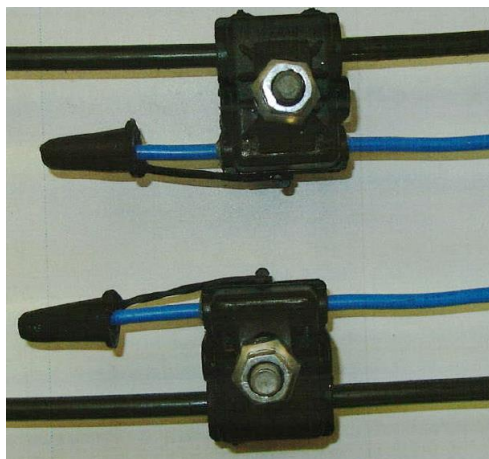
Slika broj 7: Konektor pre ispitivanja



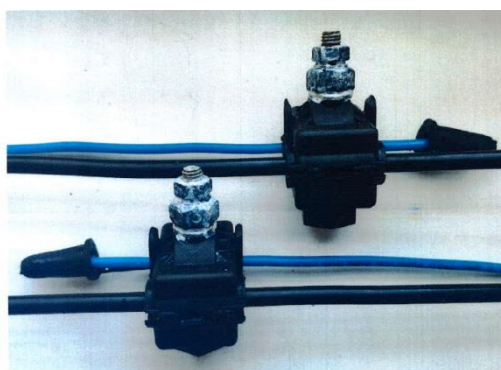
Slika broj 8: Konektor posle ispitivanja

3.2 Ispitivanja u slanoj magli i gasu atmosfere

Istu posudu možemo koristiti za ispitivanja u slanoj magli i sa višom temperaturom i vlažnom atmosferom zasićenom sumporom, ali ona nisu baš usaglašena sa standardom pošto nije moguće obezbediti potrebnu hermetičnost komore.



Slika broj 9: Konektori posle četvrtog ciklusa ispitivanja u komori sa slanom maglom i sa višom temperaturom i vlažnošću zasićenom sumpordioksidom



Slika broj 10: Konektori posle kompletnog ispitivanja u komori sa slanom maglom i sa višom temperaturom i vlažnošću zasićenom sumpordioksidom

4 ZAKLJUČAK

Fabričke laboratorije uglavnom vrše sledeća ispitivanja:

- deo tipskih testova – kada se spremaju uzorci za slanje u ovlašćenu laboratoriju na testiranje
- test uzorka – redovna kontrola gotovih proizvoda ili kada recimo kupac uzorkuje proizvode pre same isporuke (tenderska nabavka)
- rutinske testove – provera kvaliteta sirovina (poliamid 6.6, guma, Cu lim i drugo).

Ispitivanja uticaja okoline zahtevna su po više osnova:

potrebna je specifična i skupa oprema
sama ispitivanja trajue dugo jer imamo veliki broj ciklusa dužeg trajanja (par stotina nedeljnih ciklusa).

U većini fabričkih laboratorija su problematična ispitivanja korozionog i klimatskog starenja zbog posebne aparature (ispitnih komora).

Na osnovu svega toga moguće je vršiti deo ispitivanje uticaja okoline koristeći postojeću aparaturu i to:

- ispitivanje potapanjem u slanoj vodi i rastvorima kiselina sa postojećom opremom (korišćenje posuda koje koristimo i za druga ispitivanja)
- ispitivanje u slanoj magli – nepotpuno (nisu potpuno hermetične komore- posude)
- ispitivanje sa višom temperaturom i vlažnom atmosferom zasićenom sumporom – nepotpuno (nisu potpuno hermetične komore-posude).

5 LITERATURA

[1] SRPS HD 626 S1 A1:2009

[2] SRPS HD 626 S1 :2009

[3] SRPS HD 626 S1 A2:2009

[4] SRPS EN 5483-1:2010

[5] SRPS EN 5483-2:2010

[6] SRPS EN 5483-3:2010

[7] SRPS EN 5483-4:2010

[8] SRPS EN 5483-5:2010

[9] SRPS EN 5483-6:2010

TP 8a 1 izdanje : oktobar 2015

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.07)**B2.07****POŽARI U BORSKOM REGIONU I UTICAJ NA RAD PRENOSNOG SISTEMA****FIRES IN THE REGION OF BOR AND ITS IMPACT ON REGULAR OPERATION OF POWER NETWORK****Maja Adamović, Branko Đorđević, Mirko Borović, Tijana Papović, Nada Curović,
Zoran Knežević, Dragan Rakić***

Kratak sadržaj: Prenosna mreža 400kV naponskog nivoa oko HE Đerdap 1 predstavlja značajno čvorište i važan tranzitni pravac, kako za Srbiju tako i za ostale zemlje jugoistočne Evrope. Ispadi dalekovododa 400 kV u ovom delu prenosne mreže mogu imati značajne posledice na pouzdan i stabilan rad kako energetskeg sistema u Srbiji, tako i u ostalim zemljama kontinentalne Evrope. U radu je prikazan poslednji takav slučaj, kada su dalekovodi ugroženi vatrenom stihijom u borskom regionu bili preventivno isključivani. Usled tih aktivnosti, došlo je do značajnog smanjenja proizvodnje HE Đerdap 1. Opasnost od kaskadnih ispada u 400 kV mreži, sve vreme bila je prisutna, kao i potencijalno razdvajanje prenosne mreže kontinentalne Evrope i prekida napajanja velikog broja potrošača. Rad ima za cilj prikaz aktivnosti na zaštiti imovine od požara i prevenciju buduće slične situacije. Aktivnosti su obuhvatale paralelno 3 fronta: aktivnu komunikaciju sa protivpožarnim jedinicama u okviru Sektora za vanredne situacije MUP Srbije, kao i dobrovoljnim vatrogasnim društvom iz Kladova, zatim pronalaženje softvera koji može da prikaže požar prema snimcima sa satelita kao i tehno-ekonomsku analizu komercijalnog korišćenja letelica za gašenje požara u mesecima kada su najučestaliji.

Ključne reči: *požari, snimak požara u realnom vremenu, letelice za gašenje požara*

Abstract: Transmission 400kV network around HE PP Đerdap 1 is a very important energy hub and an important transit route both for Serbia and for other countries in Southeastern Europe. Outage of 400 kV overhead lines in this part of the Serbian network could have a significant impact on the reliable and stable operation of both, the energy system in Serbia and other countries in the rest of continental Europe. This paper presents the most recent situation in which those specific overhead lines were threatened by fire in the region of Bor, a city in Eastern Serbia. The overhead lines were preventively deenergized. The result of those activities was significant reduction of generation from HE PP Đerdap 1.

* Maja Adamović, Elektromreža Srbije, maja.adamovic@ems.rs

Branko Đorđević, EMS AD, branko.djordjevic@ems.rs

Mirko Borović, EMC АД, mirko.borovic@ems.rs

Tijana Papović, AD Elektromreža Srbije, Beograd, tijana.papovic@ems.rs

Nada Curović, Elektromreža Srbije, nada.curovic@ems.rs

Zoran Knežević, EMC АД Београд, zoran.knezevic@ems.rs

Dragan Rakić, Elektromreža Srbije, dragan.rakic@ems.rs

The danger of cascading outages in the 400kV network was present during fire situation, as well as the potential separation of the transmission network of continental Europe and power interruption for large number of consumers. This paper aims to display activities that serve to protect network assets from fire and to prevent similar future situations. These 3 groups of activities were done simultaneously: active communication with firefighting units within the Department for Emergency Situations of the Ministry of Interior of Serbia and voluntary firefighting units from Kladovo, seeking the commercial software for presents fire in real time via satellite images and techno-economic analysis of the commercial use of firefighting aircraft in the months when fires are the most frequent.

Key words: *real-time fire alarm, fire, firefighting aircraft*

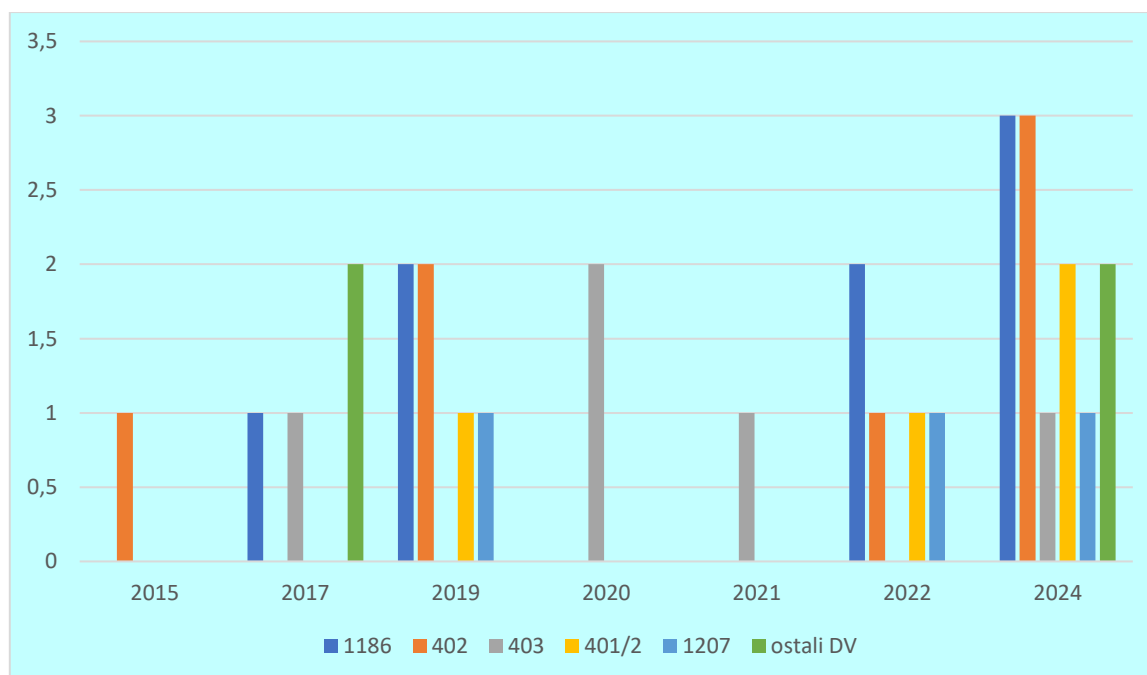
1 UVOD

Poslednjim događajima u septembru 2024. godine, kada su 3 izuzetno važna 400 kV nadzemna voda bila preventivno isključena zbog požara u njihovoj blizini, doveli su do niza aktivnosti sa ciljem da se upravlja tim rizikom. Pored neraspoloživosti elemenata prenosnog sistema, potencijalno je bio i veliki finansijski uticaj u jako kratkom periodu.

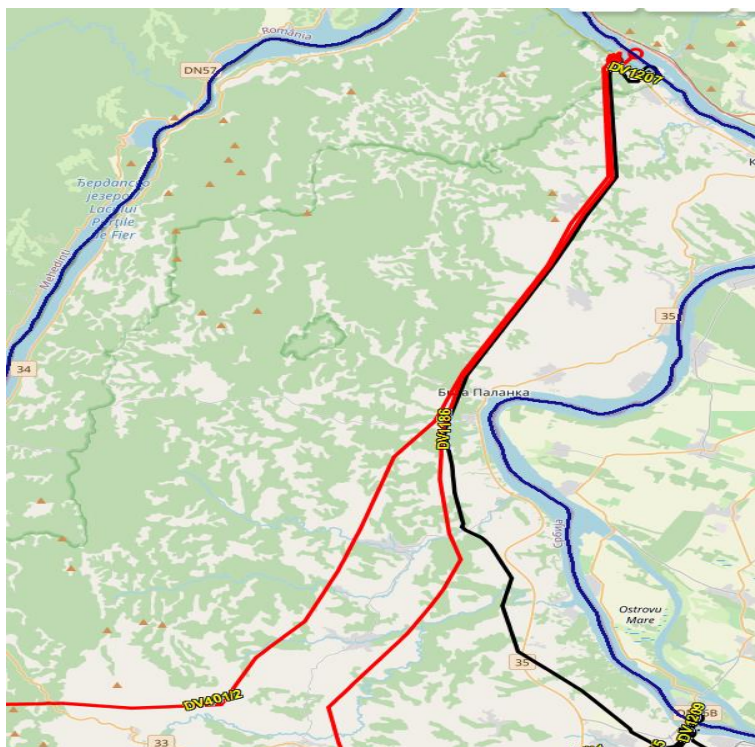
Požar je pojava koja se i pored svih preventivnih mera teško može potpuno isključiti. U tom kontekstu, cilj rada jeste da ukaže na mere i aktivnosti koje se mogu preuzeti, kako bi se rizici umanjili i kako bi energetska sistem u takvim okolnostima trpeo minimalne uticaje.

2 ANALIZA DOGAĐAJA

U poslednjih 10 godina, ukupno je bilo 26 preventivnih isključenja ili ispada dalekovoda koji su bili uzrokovani požarom. Najviše pogonskih događaja povezanih sa požarom, zabeleženo je u 2024. godini, što je prikazano na grafikonu br. 1.



Grafikon 1: Broj ispada/preventivnih isključenja dalekovoda br. 1186, 1207, 401/2, 402 i 403 po godinama



Slika 1: Položaj analiziranih dalekovoda na teritoriji opštine Kladovo

Kao najkritičniji deo mreže pogođen požarima, locirana je deonica gde su paralelni dalekovodi:

- DV 400 kV бр. 401/2 RP Đerdap 1 – RP Drmno,
- DV 400 kV бр. 402 RP Đerdap 1 – TS Bor 2.
- DV 110 kV бр. 1186 RP Đerdap 2 – TS Sip

Pregledom svih ispada, uočeno je da su se požari najčešće dešavali u avgustu i u septembru i to 60% od ukupnog broja svih požara, na lokaciji koja je mapirana kao područje od povećanog rizika (slika 1) – obod nacionalnog parka Đerdap. Radi se o selima na teritoriji opštine Kladovo: Grabovica, Velika Kamenica, Podrvška, Brza Palanka i Kladušnica.

Često je kao mera smanjenja rizika prekida isporuke električne energije bilo primenjivano prenapajanje TS Sip od strane rumunskog operatora prenosnog sistema, što zahteva vreme za usaglašavanje dispečerskih centara, Transelektrike i nacionalnog dispečerskog centra EMS ad. Pored toga, druga aktivnost koja je primenjivana, odnosila se na ograničenje proizvodnje HE Đerdap 1 i 2 u dogovoru sa EPS AD. To ima kako tehnološke, tako i finansijske reperkusije, pogotovo ukoliko je EMS ad radio redispečing – dodatno angažovanje drugih elektrana kako bi se nadomestila nedostajuća proizvodnja navedenih elektrana. Dalje, nije ispunjen kriterijum sigurnosti N-1, kao i raspoloživost prenosnih kapaciteta na granicama, što takođe ima za posledicu dodatni trošak za EMS ad. Pored brojnih negativnih efekata po prenosnu mrežu Srbije, ugrožava se i rad susednih operatora prenosnih sistema i često se od susednih operatora traži promena topologije mreže (npr. uključenje DV 400 kV DV Kozloduj – Cincarenii između Bugarske i Rumunije).

U superpoziciji sa planiranim isključenjima u prenosnom sistemu i u interkonekciji, tokom ispada ili preventivnih isključenja požarom ugroženih dalekovoda, ceo prenosni sistem jugoistočne Evrope dolazi u alarmantan režim i zahteva koordinisano rešavanje problema od strane više operatora.

Najsvežiji primer kritičnih događaja izazvanih požarom u borskom regionu desio se 04.09.2024. godine, kada su u istom trenutku, u vremenu od 11:55 do 19:40, van pogona bili dalekovodi:

- DV 400 kV 6p. 401/2 RP Đerdap 1 – RP Drmno i
- DV 400 kV 6p. 402 RP Đerdap 1 – TS Bor 2.

U normalnim režimima rada, HE Đerdap 1 je preko RP Đerdap 1 povezan sa tri dalekovoda sa prenosnim sistemom, dva gore navedena i trećim dalekovodom 400 kV 6p. 405 RP Đerdap 1 – TC Portile de Fier (Rumunija). U slučaju ispada ili potrebe za preventivnim isključenjem trećeg dalekovoda zbog vatrene stihije, EMS ad bi morao da plati štetu zbog nemogućnosti plasiranja energije čija je prosečna cena u tim trenucima bila 430 €/MWh, a u tom konkretnom periodu ukupna realizovana proizvodnja iz HE Đerdap 1 od 12:00 do 19:30 iznosila je 3249 MW. Prostom računom dolazimo do cifre od 1.397.070 €.

Ovakve situacije su motiv i osnov da se prenosni sistem šire od samih tehničkih karakteristika objekta, i uslova koje daju nadležne institucije, bavi unapređenjem zaštite od požara.

3 PREDUZETE MERE

Lokacija od interesa gde se prostiru dalekovodi čiji rad je analiziran u kontekstu od požara, odlikuje se izuzetno slabom naseljenošću.

U letnjem periodu kada je povećan stepen rizika od poljskih i šumskih požara, potrebno je razviti mehanizam brzih dojava požara nadležnoj vatrogasnoj jedinici u području i dodatne mere šticeanja koridora, kako bi se umanjio rizik za funkcionisanje dalekovoda u tom periodu.

Predstavnici EMS ad su održali sastanak sa nadležnom regionalnom jedinicom MUP-a za poslove protivpožarne zaštite. Identifikovane su rizične zone, te je na osnovu iskustava iz prethodnog perioda izdvojeno 25 km trasa koje je mapirano kao područje od povećanog rizika. Radi se o selima: Grabovica, Velika Kamenica, Podvrška, Brza Palanka i Kladušnica. Sva sela su na teritoriji opštine Kladovo.

Definisane su takođe dve oblasti u kojima se mogu unaprediti aktivnosti:

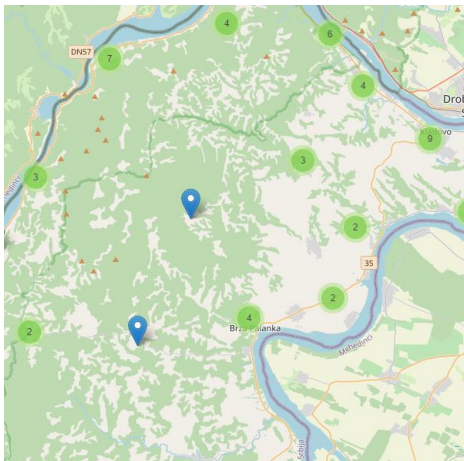
1. Mere brzih dojava požara u području
2. Mere dodatne zaštite u koridoru dalekovoda – protivpožarni put

3.1 MERA BRZIH DOJAVA POŽARA U PODRUČJU OD RIZIKA

Nenastanjenost područja je otežavajući problem za monitoring u ovoj zoni. Susedna sela su daleko jedna od drugih, a nema ni zaseoka i pojedinačnih objekata u prostoru između. Međutim, u toj zoni je Ključka terasa i relativno miran reljef bez planinskih masiva. U tom smislu, potrebno je pronaći u prostoru uzvišena mesta na kojima bi se mogle montirati kamere za osmatranje.

Rešenje se može tražiti na antenskim stubovima, silosima, predajnicima mobilne telefonije i sl. Postavljanje kamera bi se izvelo na način da se kompletna trasa na teritoriji može pokriti.

Na sajtu RATEL-a preuzeta je mapa baznih stanica. U ovom području postoje antenski stubovi postavljeni za ove svrhe. Na slici 2 je orijentacioni položaj antenskih stubova sa baznim stanicama dat na sajtu. Analizirano je ko je upravljač i kakve su tehničke i pravne mogućnosti montaže kamera na stubovima.



Slika 2 : Položaj baznih stanica u području

U dogovoru sa lokalnom samoupravom, sagledani su adekvatni lokaliteti sa kojih se kamerama može pokriti veći deo područja prepoznato kao zona povećanog rizika.

Pored toga, prepoznat je besplatan javno dostupan softver koji prikazuje požare na površini većih dimenzija od 10x10m AFIS®. Softver daje pregled postojećeg požara koji je ustanovljen preko snimaka načinjenih satelitom i to sve skoro u realnom vremenu. Podaci koji se koriste u softveru se preuzimaju sa satelita jednom po orbiti, tako da se podaci o požaru dobijaju sa maksimalnim kašnjenjem od 3h. AFIS softver se oslanja na podatke preuzete sa satelita JPSS1 (NOA20), JPSS2 (NOAA21) i SNPP [1]. Svakako su na tržištu softvera dostupna rešenja koja mogu značajno unaprediti proces monitoringa i dojava, te u tom smislu treba razmotriti dostupna rešenja i eventualnu implementaciju u sistemima državne mreže zaštite od požara. U saradnji sa nadležnim institucijama, potrebno je razmotriti karakteristike dostupnih rešenja, ograničenja i prednosti, kao i identifikaciju zona u kojima su rizici povećani i gde bi se pionirski ova rešenja mogla implementirati.

U toku su aktivnosti na ispitivanju mogućnosti novoidentifikovanog softverskog rešenja, za koje postoje indicije da u slučaju detekcije požara u blizini trase dalekovoda može slati alarm u centre upravljanja, nešto poput usluge alarmiranja prilikom grmljavinskih aktivnosti u blizini prenosne mreže.

3.2 MERE DODATNE ZAŠTITE U KORIDORU DALEKOVODA – protivpožarni put

Sektor za vanredne situacije pri Ministarstvu unutrašnjih poslova, kao meru dodatne zaštite koridora vodova, predložio je da se u širini približno 3m ukloni svaka vrsta rastinja na obodima, sa jedne i druge strane zaštitnog pojasa dalekovoda i time napravi svojevrсни protivpožarni put.

Obaveza operatora prenosnog sistema prema Zakonu o energetici je da o svom trošku uklanja drveće ili grane i drugo rastinje koje ugrožava rad energetskeg objekta. Pravo prolaska za ove aktivnosti održavanja je obezbeđeno Zakonom i vlasnici moraju omogućiti pristup i ne smeju ometati aktivnosti. Ukoliko bi se u tim aktivnostima napravile štete vlasnicima, oni imaju pravo na nadoknadu šteta.

U skladu sa definisanim odrednicama Zakona o energetici, unutar EMS-a su do detalja opisani koraci u implementaciji kroz procedure PR.PVP.04-v3.0-Procedura postupanja po odštetnim zahtevima stranaka povodom šteta nastalih pri poslovima održavanja visokonaponskih vodova

Koraci koje EMS planira da preduzme da bi što efikasnije sproveo mere dodatne zaštite koridora su sledeći:

- Obezbeđen je ugovor za seču rastinja kao i finansijska sredstva za realizaciju tog ugovora, zatim vlastita radna snaga za manje zahvate seče, mehanizacija, rukovodioci radova za potrebe isključenja dalekovoda prilikom seče i sve druge neophodne prateće aktivnosti za realizaciju ove mere tekućeg održavanja.
- EMS obaveštava lokalnu samoupravu o terminima i datumima rada na terenu.
- Lokalna samouprava preko svojih mesnih zajednica izvršava obaveštavanje lokalnog stanovništva o aktivnostima.
- EMS organizuje i izvodi uklanjanje svake vrste rastinja na obodima koridora prema instrukcijama Sektora za vanredne situacije pri MUP-u Srbije
- U slučaju načinjenih šteta na privatnim parcelama, vlasnici imaju pravo podnošenja zahteva za odštetu.

Pored komunikacije sa vatrogasnim jedinicama pri Sektoru za vanredne situacije, predstavnici EMS ad su izvršili konsultacije i sa dobrovoljnim vatrogasnim društvom iz Kladova u cilju pronalazjenja načina da se identifikuju i eventualno prevaziđu problemi sa kojima se to društvo suočava u svakodnevnom radu. Tom prilikom je istaknuto da je odaziv članova isključivo na dobrovoljnoj bazi i to se ne može promeniti. Uočene su potrebe za dodatnim cisternama za držanje vode na lokacijama koje su najčešće pogođene požarom, a koje EMS planira da ustupi dobrovoljnom društvu. Pored toga, jedno terensko vozilo u značajno boljem stanju od postojećeg u društvu takođe će biti predmet donacije.

Za potrebe usporavanja požara, na internetu su pronađene hemijske supstance koje trenutno ne mogu da se nabave na srpskom tržištu a zovu se „usporivači požara“ ili fire retardanti [2]. U Americi je moguće nabaviti taj proizvod PHOS-CHEK® za posipanje po zemlji ili iz aviona odnosno helikoptera. Proizvod je prisutan 60 godina na tržištu i ima odobrenje Agencije za šumarstvo pri Ministarstvu poljoprivrede SAD od 2007.godine [3]. Isti proizvod koji je standard u Evropi već 30 godina, zove se FIRE-TROL. Postoji u crvenoj (oksid gvožđa) boji, boji koja nestaje u nekoliko meseci i potpuno bezbojan. Može biti suv, u prahu ili vlažan odnosno tečan koncentrat. Mogućnost lagerovanja je do godinu dana.



Slika 3. Usporivači požara aplikovani iz aviona

4 PROTIVPOŽARNA ZAŠTITA DALEKOVODA DROMADEROM

Nakon poslednjeg zabeleženog slučaja požara koji je imao uticaja na rad prenosnog sistema, EMS ad je u konsultacijama sa MUP-om, Sektorom za vanredne situacije suočen sa situacijom da iako prepoznati kao preduzeće od vitalnog značaja za funkcionisanje zemlje, nismo u prvom prioritetu gašenja požara sa raspoloživim helikopterima MUP-a. Tog dana je u Srbiji zabeleženo više od 190 požara. Svaki od njih je tretiran prema zadatim prioritetima pre svega ugroženosti ljudskih života, ali rezultujući tako da ugroženost infrastrukture EMS ad nije bila u tom trenutku visoko na listi.

Ubrzo zatim, EMS ad se okrenuo pronalaženju tržišnih načina da se obezbedi helikopter/dromader koji bi bio angažovan na poslovima gašenja požara pre nego što se približi kritičnoj infrastrukturi koja posledično mora da se isključuje.

Pronađena je lokacija - aerodrom sa potrebnim cisternama za gorivo, dovoljno blizu područja rizika tako da bi smešteni helikopteri mogli vrlo brzo da reaguju za gašenje požara. Krenula je komunikacija sa kompanijom koja može da ponudi uslugu iznajmljivanja helikoptera u periodu od tri kritična meseca: od avgusta do oktobra. Bilo je potrebno pronaći adekvatnu cisternu za vodu. Prepoznato je da bi se tom prilikom koristio izviđački avion za potrebe tačnog lociranja požara a potom 1 do 3 aviona koja bi letela u konvoju da bi izbacivanje vodenih bombi bilo efikasnije za gašenje požara. Sagledano je koliko je posade potrebno, kao i tehničkog osoblja za punjenje aviona gorivom i vodom, kao i mehaničari. Gašenje požara na taj način bi moglo da se realizuje samo u vidnom delu dana, sa tim da je avion spreman za poletanje nakon 2h od poziva naručioca. Zavisno od broja aviona koji bi se koristili, usluga bi se kretala od 200.000€/mesec/avion.

5 ZAKLJUČAK

Uticaji globalnog zagrevanja i ekonomsko iseljavanje stanovništva najčešće u Evropsku uniju, doveli su do toga da se požari sve češće javljaju u letnjim mesecima kada je temperatura vazduha izuzetno visoka, a regije koje su pogođene su skoro bez stanovnika. Najčešće gori strnjika i sitno rastinje koje nastaje kao posledica nekultivisanja zemljišta u blizini naselja. Svi prepoznati faktori su doveli do toga da moramo da se dobro zagledamo u svoje mogućnosti da bismo prevenirali buduća isključenja mreže 400 kV u borskom regionu zbog požara.

Takođe, tokom bavljenja ovom temom suočili smo se sa novom realnošću kratkotrajnosti života nekih softvera. Softverska rešenja koja treba da pruže pouzdanu i kvalitetnu logistiku u organizaciji važnih aktivnosti na održavanju i eksploataciji prenosnog sistema, moraju biti takođe spremna, ažurirana i održavana. Veliki broj nepotpuno razvijenih paketa, nepoznatih malih start-up kompanija, sa nesigurnim opstankom na tržištu i dostupnošću za dugi niz godina održavanja, sigurno nisu dobra rešenja za prenosni sistem.

Tehnoekonomska analiza naizgled najelegantnijeg rešenja sa dromaderom je pokazala da ima prilično visoku cenu. Identifikovana moguća unapređenja u procesu monitoringa i dojava, ali pre svega u prethodnim pripremama i preventivnim aktivnostima, otvorila su čitavu lepezu novih smerova u kojima se može krenuti. Sigurno, kao i u svim tehničkim sistemima, ne postoji zlatno rešenje, već se optimum aktivnosti i mera mora tražiti kroz analizu i evaluaciju rizika, aktivnosti ali i finansijskih troškova. No, sav rad na prikupljanju i analizi mogućih rešavanja problema, nas je doveo do novih spoznaja koje ćemo primeniti i sa spremnošću čekati sledeće leto.

6 LITERATURA

[1] <https://www.afis.co.za/>

[2] <https://www.perimeter-solutions.com/en/fire-safety-fire-retardants/>

[3] <https://www.fs.usda.gov/t-d/programs/wfcs/wfcs/documents/304c.pdf>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.08)**B2.08****PRIMENA BESPILOTNIH LETELICA (DRONOVA) NA POSLOVIMA ODRŽAVANJA
VISOKONAPONSKIH VODOVA****APPLICATION OF UNMANNED AERIAL VEHICLES (DRONES) IN THE
MAINTENANCE OF HIGH-VOLTAGE POWER LINES****Nikola Dilparić, Nikola Ščekić, Darko Živković, Žolt Kančar***

Kratak sadržaj: U ovom radu su opisane mogućnosti i praktična primena bespilotnih letelica (dronova) u poslovima održavanja nadzemnih vodova u prenosnom sistemu EMS AD. Cilj rada je da se predstavi i ukaže na prednosti primene bespilotnih letelica u odnosu na tradiciionalne načine rada i da se identifikuju poslovi u kojima bespilotna letelica može doprineti poboljšanju procesa održavanja. Naglasak je na unapređenju pouzdanosti elektroenergetskog sistema integracijom bespilotnih letelica u poslovima održavanja i vizuelne i dijagnostičke inspekcije nadzemnih visokonaponskih vodova. Opisane su i mogućnosti bespilotne letelice sa osvrtom na tehničke karakteristike opreme koju EMS AD koristi kao i njihova konkretna primena. Korišćenjem bespilotnih letelica u ovim operacijama, značajno se smanjuju operativni troškovi, vreme potrebno za inspekciju i rizici koji su povezani sa tradicionalnim metodama, poboljšanje bezbednosti radnika pri radu na visini i u nepristupačnim područjima. Kroz praktične primere je demonstrirana upotreba u realnim vremenskim uslovima i uslovima terena, ističući njihovu ulogu u preventivnom, redovnom i interventnom održavanju u „teškim“ terenskim i vremenskim uslovima.

Ključne reči: *bespilotna letelica, visokonaponski vod, inspekcija, održavanje*

Abstract: This paper describes the possibilities and practical application of unmanned aerial vehicles (drones) in the maintenance of overhead power lines in the EMS AD transmission system. The aim of the paper is to present and highlight the advantages of using drones over traditional methods and to identify tasks where unmanned aerial vehicles can contribute to improving the maintenance process. The focus is on enhancing the reliability of the power system through the integration of drones in maintenance, visual, and diagnostic inspections of overhead high-voltage power lines. The paper also describes the capabilities of the drone, with a review of the technical characteristics of the equipment used by EMS AD and their specific application.

* Nikola Dilparić, Elektromreža Srbije, nikola.dilparic@ems.rs
Nikola Ščekić, Elektromreža Srbije, nikola.scekic@ems.rs
Darko Živković, Elektromreža Srbije, darko.zivkovic@ems.rs
Žolt Kančar, Elektromreža Srbije, zolt.kancar@ems.rs

By using drones in these operations, operational costs, inspection time, and risks associated with traditional methods are significantly reduced, improving worker safety when working at heights and in inaccessible areas. Practical examples demonstrate the use of drones in real-time and field conditions, highlighting their role in preventive, regular, and emergency maintenance in "challenging" terrain and weather conditions.

Key words: *unmanned aerial vehicle, high-voltage line, inspection, maintenance*

1 UVOD

Razvojem novih tehnologija i savremenih rešenja u oblasti izrade bespilotnih letelica (dronova) iste nalaze primenu i u održavanju nadzemnih visokonaponskih vodova (dalekovoda). Primena dronova omogućava efikasnije upravljanje poslovima na redovnom, preventivnom i interventnom održavanju optimizujući angažovanje ljudstva i utrošenog vremena za potrebe pregleda i inspekcije elemenata visokonaponskih vodova.

Bespilotne letelice opremljene RGB kamerama visokog kvaliteta, termalnim senzorima i LiDAR sistemima mogu dati preciznu ocenu stanja opreme visokonaponskih vodova. Na osnovu velikog broja dobijenih podataka može se preciznije oceniti stanje izolacije, provodnika, ovesne opreme, zaštitnog užeta, konstrukcije stubova, temelja, kao i udaljenost objekata u rasponu ukrštanja od provodnika.

Dronovi omogućavaju brz pristup dalekovodima u teško dostupnim područjima, čime se smanjuje rizik za radnike i optimizuje potrebno vreme za izvršenje radnih zadataka. Takođe, dronovi pored redovnih inspekcija nalazi primenu prilikom vanrednih situacija izazvanih lošim vremenskim uslovima.

Integracijom bespilotnih letelica u poslovima održavanja i vizuelne i dijagnostičke inspekcije nadzemnih visokonaponskih vodova unapređuje se pouzdanost i sigurnost rada prenosnog elektroenergetskog sistema Republike Srbije.

Upotreba bespilotnih letelica u održavanju dalekovoda postaje sve zastupljenija i nalazi svakodnevnu primenu prilikom poslova redovnog održavanja.

2 MOGUĆNOSTI BESPILOTNE LETELICE (TEHNIČKE KARAKTERISTIKE)

Upotrebom bespilotnih letelica se ostvaruje bolje upravljanje resursima, smanjuje se potreba za opasnim radovima na visini i omogućava brža i preciznija inspekcija elemenata nadzemnih visokonaponskih vodova.

U poslovima održavanja visokonaponskih vodova, dronovi prevashodno nalaze primenu u pregledu dalekovodnih stubova i raspona na teško pristupačnim mestima (močvare, jezera, rečna ostrva...), pregled visokonaponskog voda nakon ispada, lociranje kvara prilikom trajnih ispada.

Da bi se ti poslovi obavljali što efikasnije nabavljena je odgovarajuća bespilotna letelica koja je opremljena odgovarajućom opremom.

Kao dodatnu opreme EMS AD je nabavio:

- RGB kameru sa termalnim senzorom

- Kamera za mapiranje (LiDAR)
- Mobilna stanica za precizno pozicioniranje
- Reflektor
- Bacač plamena
- Oprema za kontinualno (besprekidno) napajanje bespilotne letelice

2.1 Tehnička specifikacija opreme

Nabavljena bespilotna letelica (dron) ima sledeće ključne karakteristike:

- Maksimalno vreme leta: do 55 minuta (zavisi od korisnog tereta)
- Maksimalna nosivost: do 2,7 kg
- Maksimalna brzina: do 82,8 km/h (23 m/s)
- Radna visina: do 7000 m nadmorske visine (uz odgovarajuće elise)
- Otpornost na vetar: do 12 m/s
- IP zaštita: IP55 – otpornost na vodu i prašinu (pogodno za rad u teškim vremenskim uslovima)
- Radna temperatura: od -20 °C do +50 °C

RGB kamera sa termalnim senzorom je kamera visoke rezolucije koja omogućava da se uz pomoć bespilotne letelice izvrši na kvalitetan način inspekcija elemenata dalekovodnog stuba. Glavne karakteristike kamere su:

- Kamera od 20MP sa do 23x hibridnim zumom i maksimalnim zumom 200x
- Širokougaona kamera od 12MP
- Kamera sa termalnim senzorom
- Laserski daljinometar (do 1200m)

Kamera za mapiranje (LiDAR kamera) integriše RGB kameru za mapiranje i softver visoke preciznosti. Kombinovanjem GNSS-a i visokopreciznog razvijenog softvera postiže se vertikalna tačnost od 4 cm i horizontalna tačnost od 5 cm.

Mobilna stanica za precizno pozicioniranje je nadograđeni GNSS prijemnik visoke preciznosti koji podržava sve glavne globalne sisteme satelitske navigacije, pružajući diferencijalne korekcije u realnom vremenu koje generišu podatke o pozicioniranju na centimetarskom nivou radi poboljšane relativne tačnosti.

Reflektor je snage do 300W, a osvetljenost prelazi 30.000 lumena. Jasan i svetao zrak se projektuje pod uglom od 45 stepeni.

Reflektor je moguće pomerati u tri ose, ugao osvetljenja je fleksibilno podesiv i omogućava da se snažno svetlo osvetljenja projektuje precizno na ciljnu lokaciju.

Bacač plamena je specijalni dodatak koji omogućava uklanjanje „prepreka“ sa faznih provodnika. Uz bacač plamena se montira rezervoar zapremine od 1l goriva. Obzirom da je protok goriva 4.5L/min to znači da je moguće imati plamen u trajanju od 13.3 sekundi.

Oprema za kontinualno napajanje čine stanica za neprekidno napajanje drona i agregat. Stanica je opremljena kablom dužine od 100m (kabl preko kojeg se vrši napajanje baterija drona). Ulazni napon u stanicu je 230V i može se napajati ili putem standardnih električnih instalacija ili preko agregata. EMS AD je nabavio akumulatorsku bateriju velikog kapaciteta preko koje dron može kontinualno da leti približno 4 sata.

Sva dodatno nabavljena oprema je kompatibilna sa samom bespilotom letelicom i vrlo lako se montira.

3 PRIMENA BESPILOTNE LETELICE

3.1 Primena u preventivnom i redovnom održavanju

Primena bespilotnih letelica (dronova) u preventivnom i redovnom održavanju dalekovoda predstavlja savremeni pristup koji omogućava efikasniju, sigurniju i jeftiniju inspekciju elemenata elektroenergetske infrastrukture.

Primenom dronova kod preventivnog održavanja postiže se niz pogodnosti koje se ogledaju u uočavanju potencijalnih nedostataka koji mogu da dovedu trajnih kvarova i havarija.

Prilikom pregleda dalekovoda uz pomoć drona moguće je proceniti stanje sledećih elemenata:

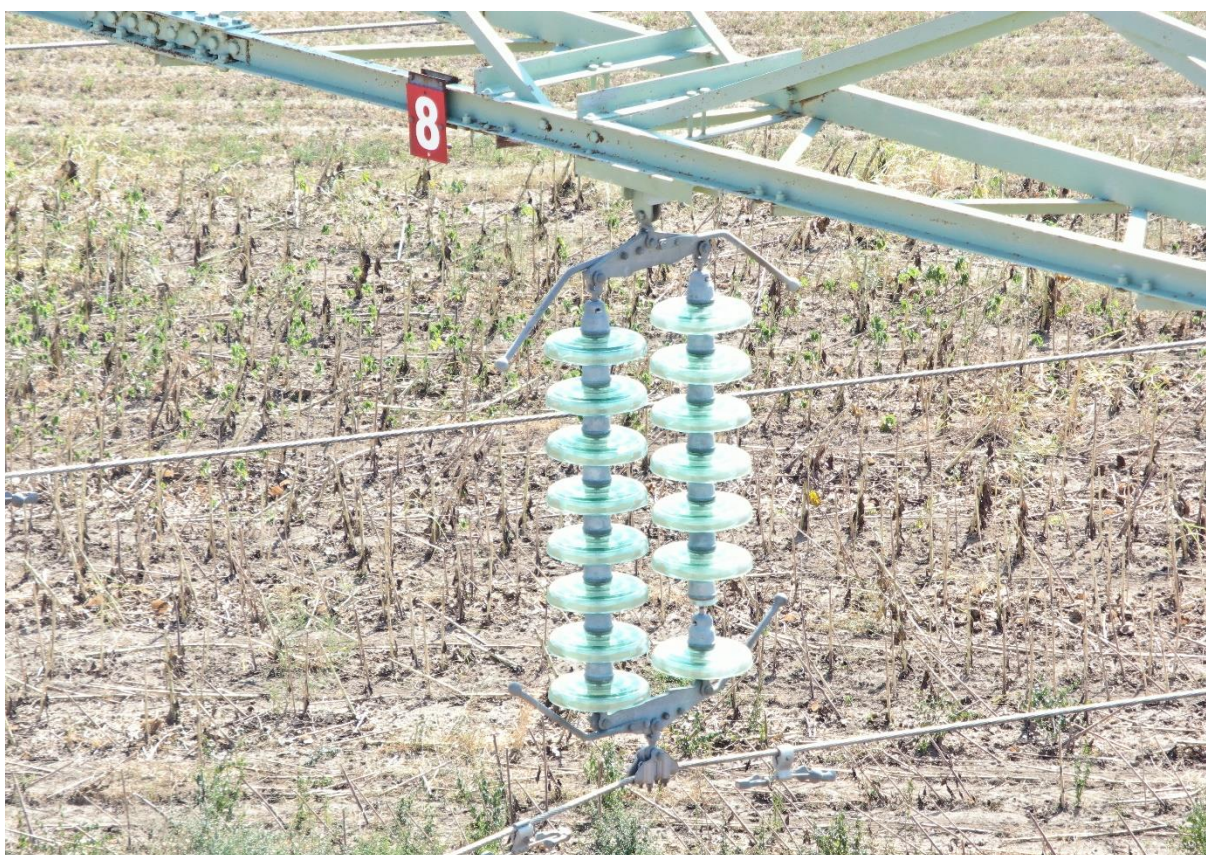
- Izolacije
- Ovesne i spojne opreme
- Faznog provodnika
- Zaštitnog užeta
- Konstrukcije stuba
- Temelja

Sa bespilotnom letelicom opremljenom visokorezolucionom kamerom i mogućnošću zumiranja do 200x moguće je izvršiti detaljan vizuelni pregled izolatora na dalekovodima. Inspekcija može da uključuje sledeće:

- Oštećenje izolatorskog članka
- Zaprljanost izolacije (aerozagađenje, ptice, tragovi poljoprivrednih čestica...)
- Korozijski metalnih delova izolacije
- Tragove preskoka i proboja



Slika 1: Tragovi preskoka na izolatoru na DV 110 kV br. 132/1 TS Sombor 3 – TS Crvenka



Slika 2: Oštećenje izolatorskog članka na DV 110 kV br. 102A/2 TS Požarevac – TS Petrovac

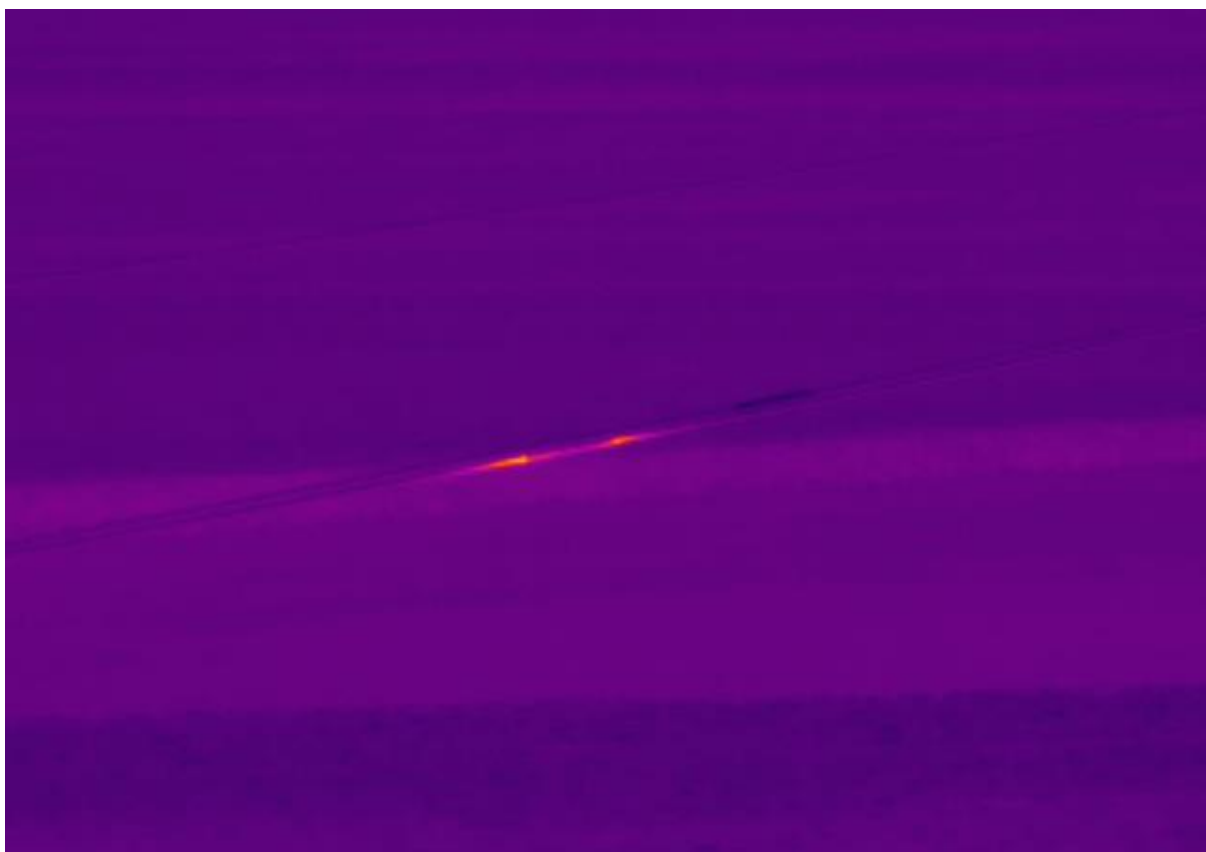
Inspekcija ovesne i spojne opreme je važan deo pregleda dalekovoda, obzirom na veliku važnost ovih elemenata u pogledu uloge samih elemenata pomoću kojih se vrše kačenje, zatezanje i povezivanje provodnika i izolatora na stubovima.

Vremenom, usled mehaničkog naprezanja, uticaja vremenskih uslova i korozije, može doći do njihovog oštećenja, što predstavlja potencijalni rizik za pouzdanost rada dalekovoda.

Moguće je detektovati sledeće nedostatke:

- Mehanička oštećenja (pukotine, deformacije, topljenja...)
- Koroziju i rđu
- Labave spojeve i topla mesta
- Pogrešno montirani elementi

Primenom dronova u inspekciji, moguće je preventivno delovati u pogledu uočenih nedostaka.



Slika 3: Labav spoj (toplo mesto) na kompreionoj nastavnoj spojnici na DV 400 kV br. 453/2
PRP Čibuk 1 – TS Pančevo 2



Slika 4: Oštećenje zaštitnog elementa (roga) izolatorskog lanca na DV 110kV br. 102A/2 TS
Požarevac – TS Petrovac

Pregledom faznog provodnika i zaštitnih užadi moguće je detektovati mehanička oštećenja samih užadi. Uz pomoć LiDAR sistema i zahvaljujući razvoju softvera moguće je izvršiti obradu LiDAR snimaka iz kojih je moguće dobiti preciznu udaljenost faznih provodnika od svih objekata od interesa. U poslovima održavanja visokonaponskih vodova je jako važno imati preciznu informaciju o udaljenostima elemenata pod naponom od rastinja, objekata, kao i od tla.



Slika 5: LiDAR snimak jednog raspona na DV 110kV br. 137/2 EVP Resnik – TE Kolubara



Slika 6: Oštećenje faznog provodnika na DV 110 kV br. 132/1 TS Sombor 3 – TS Crvenka

Pregled konstrukcije uz pomoć dronova omogućava nam da uz pomoć kamere visokog kvaliteta izvršimo pregled na kvalitetan i detaljan način. Moguće je detektovati sledeće:

- Uočavanje korozije na čelično rešetkastim stubovima
- Nedostatak profila
- Oštećenje konstrukcije



Slika 7: Oštećenje konstrukcije na DV 2x110 kV br. 136A/1 TS Beograd 3 – TS Beograd 11 i br. 136A/2 TS Beograd 11 – TS Beograd 17

3.2 Primena u interventnom održavanju

Pored primene bespilotnih letelica u poslovima preventivnog održavanja, moguća je primena i u sledećim slučajevima:

- Prilikom pronalaženja kvara
- U noćnim uslovima rada
- Pregled prilikom vanrednih vremenskih uslova
- Uklanjanje objekata za provodnika

Nabavljena oprema uz dron omogućava EMS-u brzo reagovanje prilikom trajnih ispada. Pre svega dronovi su se pokazali kao jako korisni i efikasni prilikom lociranja kvara na dalekovodu u teškim vremenskim uslovima (prilikom velikih snežnih padavina). Prilikom takvih vremenskih uslova najveći otežavajući faktor je neprohodnost puteva. Potrebno je uložiti veliki napor i utrošiti poprilično vreme da bi se došlo do pojedinačnog stuba visokonaponskog voda. Uz pomoć drona se lako i brzo može pregledati i po par stubova i raspona.



Slika 8: Primena bespilotnih letelica u teškim vremenskim uslovima na teško pristupačnim stubnim mestima

Za noćne uslove rada je nabavljen adekvatan reflektor i uz pomoć opreme za kontinualno napajanje je moguće osvetliti elemente na kojima je potrebno raditi prilikom interventnih radova.



Slika 9: Primena bespilotnih letelica u noćnim uslovima rada [1]

Za uklanjanje objekata bilo sa faznih provodnika ili zaštitinih užadi je nabavljen bacač plamena sa dovoljnom zapreminom boce za skladištenje goriva.



Slika 10: Primena bacača plamena za skidanje prepreke sa dalekovoda [2]

4 PREDNOSTI PRIMENE BESPILOTNIH LETELICA

Primena bespilotnih letelica (dronova) u oblasti održavanja visokonaponskih vodova donosi brojne prednosti, od povećane bezbednosti i smanjenja troškova do veće efikasnosti i preciznosti u detekciji problema.

Jedna od najvećih prednosti korišćenja dronova je smanjenje rizika po ljudski život. Inspekcija i održavanje visokonaponskih vodova tradicionalno zahtevaju angažovanje radnika na velikim visinama, što nosi ozbiljne opasnosti. Korišćenjem dronova moguće je sa zemlje izvršiti detaljan pregled svih elemenata visokonaponskog voda, čime se značajno smanjuje potreba za radom na visini.

Upotreba dronova značajno smanjuje operativne troškove u poređenju sa konvencionalnim metodama inspekcije. Tradicionalni načini pregleda često zahtevaju korišćenje skupe opreme, primenu specijalnih transportnih sredstava, kao i angažovanje velikog broja radnika. Dronovi, s druge strane, omogućavaju brz i efikasan pregled uz znatno niže troškove, jer ne zahtevaju skupu logistiku niti dugi vremenski angažman na terenu.



Slika 10: Pregled stuba na teško pristupačnom rečnom ostrvu

Savremeni dronovi su opremljeni kamerama visoke rezolucije, termalnim senzorima i LiDAR sistemima, što omogućava detaljan pregled i analizu stanja visokonaponskog voda. Termalne kamere, na primer, mogu otkriti pregrevanje spojeva, dok LiDAR senzori omogućavaju kreiranje 3D modela visokonaponskih stubova i okolnog terena. Ovi podaci pružaju precizne informacije o stanju infrastrukture, omogućavajući donošenje pravovremenih i tačnih odluka o održavanju.

5 ZAKLJUČAK

Primena dronova u održavanju visokonaponskih vodova donosi brojne prednosti koje doprinose sigurnosti, efikasnosti i smanjenju troškova. Njihova sposobnost da brzo, precizno i sigurno obavljaju inspekciju i analizu infrastrukture čini ih nezamenljivim alatom u modernim elektroenergetskim sistemima. Sa daljim razvojem tehnologije i uvođenjem veštačke inteligencije u obradu podataka, očekuje se da će dronovi igrati još značajniju ulogu u preventivnom održavanju i optimizaciji elektroenergetskih mreža.

6 LITERATURA

[1] <http://www.harwar.com/en/solution/electricity.html>

[2] <https://esdnews.com.au/flame-throwing-drone-burns-debris-off-power-lines-china/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.09)**B2.09****UPOREDNA ANALIZA PRIMENE POSTOJEĆE I NOVE FAMILIJE STUBOVA U
OBLASTIMA SA TEŠKIM KLIMATSKIM PARAMETARIMA****COMPARATIVE ANALYSIS OF THE APPLICATION OF EXISTING AND NEW POLE
FAMILIES IN AREAS WITH SEVERE CLIMATIC CONDITIONS****Mihailo Antonijević*, Ksenija Kalajžić**

Kratak sadržaj: Tokom prethodnih decenija svedoci smo sve učestalije pojave ekstremnih vremenskih prilika, kao posledica globalnih klimatskih promena, kako širom sveta tako i na našim prostorima. Pojave izuzetnih kišnih padavina, praćene sušnim periodima sa visokim temperaturama, pojave tzv. „superćelijskih oluja“, kratkotrajne ali intenzivne snežne padavine praćene vetrom su samo neke od pojava koje su okarakterisale prethodne godine. Ovakvi vremenski uslovi zahtevaju i preispitivanje primenjenih tehničkih rešenja i metoda na projektima nadzemnih vodova, posebno u prenosnoj mreži.

Kroz ovaj rad akcenat je stavljen na specifičan pristup projektovanju dalekovoda, posebno čelično-rešetkastih stubova, za područja sa teškim klimatskim parametrima, uvažavajući dodatno opterećenje od naslaga izazvanih zaleđivanjem i istovremenom pojavom vetra koje se javlja na dalekovodima u eksploataciji. U tom smislu posmatrana je postojeća familija stubova za vodove 400kV tipa „Y“ i dva nova stuba tipa „Y“ za „teške“ klimatske parametre. Svi stubovi su projektovani od strane projektantske kuće ELEM & ELGO d.o.o., a u ovom radu će biti prikazana uporedna tehnoe ekonomska analiza primene jedne i druge familije stubova u zoni pojačanog zaleđivanja.

Ključne reči: Dodatno opterećenje, stubovi, ekstremne vremenske prilike

Abstract: Over the past decades, we have increasingly witnessed extreme weather events as a consequence of global climate change, both around the world and in our region. Events such as exceptionally heavy rainfall followed by droughts and high temperatures, occurrences of so-called "supercell storms," short but intense snowfalls accompanied by strong winds are just some of the phenomena that have marked recent years. These weather conditions necessitate a re-evaluation of the technical solutions and methods applied in overhead line projects, particularly in the transmission network.

This paper emphasizes a specific approach to the design of transmission lines, especially steel lattice towers, for areas with severe climatic parameters, taking into account additional loads caused by ice accretion and simultaneous wind occurrence, which are present on transmission lines in operation. In this context, the existing family of 400kV "Y"-type towers and two new "Y"-type towers for "severe" climatic conditions were considered.

* Mihailo Antonijević, Elem&Elgo, mihailo.antonijevic@elemelgo.rs
Ksenija Kalajžić, Elem&Elgo, ksenija.kalajzic@elemelgo.rs

All towers were designed by the engineering company ELEM & ELGO d.o.o., and this paper presents a comparative techno-economic analysis of the application of both tower families in a zone with increased icing conditions.

Key words: *Additional load, towers, extreme weather conditions*

1 UVOD

Ovaj rad se bavi uporednom analizom tehničkih rešenja u uslovima sa povećanim dodatnim opterećenjem uzrokovanim naslagama leda u cilju identifikacije optimalnog pristupa za takve slučajeve. Kao primer uzet je dalekovod naponskog nivoa 400kV. Kroz poglavlje 2 (Ulazni podaci i metodologija) prikazan je set ulaznih podataka za svako tehničko rešenje kao i tehnički podaci o komponentama dalekovoda. U poglavlju 3 (Rezultati proračuna) dati su karakteristični parametri za svako od rešenja. Poglavlje 4 (Poređenje dobijenih rezultata) donosi poređenje dobijenih rezultata uz fokus na eksploatacione i tehnoekonomske karakteristike. U okviru zaključka su dati generalni zaključci i preporuke.

2 ULAZNI PODACI I METODOLOGIJA

2.1 Uvod

Rad obrađuje tematiku projektovanja dalekovoda u zonama sa povećanim dodatnim opterećenjem usled kombinovanog dejstva leda i vetra. U ovoj analizi biće prikazana dva varijantna rešenja u skladu sa Pravilnikom o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenergetskih vodova nazivnog napona od 1kV do 400kV [1] (u daljem tekstu „Pravilnik“) i biće izvršena njihova uporedna analiza, uzimajući u obzir:

- pogonske uslove,
- izvodljivost tehničkog rešenja i
- tehnoekonomske karakteristike.

Razmatrana su dva pristupa rešavanju problema velikih dodatnih opterećenja od leda koja se javljaju na dalekovodima naponskog nivoa 400kV.

Prvi pristup podrazumeva upotrebu postojećih tipova stubova, već primenjivanih u prenosnom sistemu Republike Srbije, kao i standardnih tipova provodnika i izolatora. Drugi pristup je koncipiran na novim, „pojačanim“ tipovima stubova, koji bi se namenski isprojektovali, testirali i upotrebili u zoni sa teškim klimatskim parametrima. Ovaj pristup uključuje i odabir „jačeg“ provodnika i odgovarajuće izolacije – izolatora i spojne opreme. Svi razmatrani stubovi su tipa „Y“.

Pri projektovanju dalekovoda u specifičnim uslovima često su ograničavajući faktor tip stuba, raspoloživ prostor ili raspoloživost odgovarajućeg tipa provodnika. Težište analize je stavljeno na sagledavanje relativnog odnosa utrošenog materijala i tehničke karakteristike varijantnih rešenja. Autori su svesni da je analiza mogla uključiti i druge parametre, ali je ocenjeno da oni ne mogu biti odlučujući za izbor optimalnog rešenja.

2.2 Tehničke karakteristike postojećih tipova stubova

Noseći stub, projekat br. EE-400J-N00-104

Tabela 1: Provodnik i zaštitno uže za „standardni“ noseći stub

Provodnici (P):	Al/Č 3x2x490/65 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 8 daN/mm ²
Zaštitno uže (ZU):	1xAWG 126.1 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 27 daN/mm ²
	1xOPGW 134.3 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 24 daN/mm ²

Ugaono zatezni stubovi UZ 0-30° projekat. br. EE-400J-Z30-105, UZ 30°-60° projekat. br. EE-400J-Z60-106

Tabela 2: Provodnik i zaštitno uže za standardne zatezne stubove

Provodnici (P):	Al/Č 3x2x490/65 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 8 daN/mm ²
Zaštitno uže (ZU):	1xAWG 126.1 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 27 daN/mm ²
	1xOPGW 134.3 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 24 daN/mm ²

Prethodno navedeni stubovi su projektovani za klimatske parametre:

- Pritisak vetra 75/90 (preko 40m) daN/m²
- Dodatno opterećenje od leda 1,6 x 0,18 √d daN/m

Za ovako definisane provodnike i klimatske parametre predmetni stubovi imaju sledeće karakteristične raspone:

Tabela 3: Karakteristični rasponi za postojeće tipove stubova

Tip stuba	Srednji raspon	Gravitacioni raspon
Noseći stub, projekat br. EE-400J-N00-104	420m	700m
Zatezni stub 0-30° projekat. br. EE-400J-Z30-105	450m	800m
Zatezni stub 30°-60° projekat. br. EE-400J-Z60-106	450m	800m

2.3 Tehničke karakteristike stubova iz novoprojektovane serije za „teške“ klimatske parametre

Noseći stub, projekat br. EE-400J-N00-120

Tabela 4: Provodnik i zaštitno uže za „teški“ noseći stub

Provodnici (P):	Al/Č 3x2x490/65 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 17 daN/mm ²
Zaštitno uže (ZU):	OPGW P 124.7 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 55 daN/mm ²
	OPGW P 124.7 mm ² sa maksimalnim radnim naprežanjem od 55 daN/mm ²

Ugaono zatezni stub UZ 30°-60° projekat. br. EE-400J-Z60-121

Tabela 5: Provodnik i zaštitno uže za „teški“ zatezni stub

Provodnici (P):	Al/Č 3x2x490/65 mm ² sa maksimalnim radnim naprezanjem od 17 daN/mm ²
Zaštitno uže (ZU):	OPGW P 124.7 mm ² sa maksimalnim radnim naprezanjem od 55 daN/mm ²
	OPGW P 124.7 mm ² sa maksimalnim radnim naprezanjem od 55 daN/mm ²

Prethodno navedeni stubovi su projektovani za klimatske parametre:

- Pritisak vetra 90/110 (preko 40m) daN/m²
- Dodatno opterećenje od leda 8 x 0,18 √d daN/m

Za ovako definisane provodnike i klimatske parametre predmetni stubovi imaju sledeće karakteristične raspone:

Tabela 6: Karakteristični rasponi za „teške“ stubove

Tip stuba	Srednji raspon	Gravitacioni raspon
Noseći stub, projekat br. EE-400J-N00-120	550m	900m
Zatezni stub 30°-60° projekat. br. EE-400J-Z60-121	550m	900m

2.4 Klimatski parametri na odabranoj deonici

Proračuni koji su izvršeni za potrebe ove studije zasnovani su na rasporedu stubova na realnom terenu sa „teškim“ klimatskim parametrima. Za potrebe proračuna uzeta je deonica dužine oko 10km, sa pretežno planinskim reljefom kog odlikuju smene uzvišenja i kotlina.

Klimatski parametri koji karakterišu ovu deonicu su:

- Pritisak vetra 90/110 (preko 40m) daN/m²
- Dodatno opterećenje od leda 6 x 0,18 √d daN/m

Pravilnikom [1], prema članu 5, nisu striktno definisane maksimalne vrednosti normalnog dodatnog opterećenja već samo povratni period za koji se uzima odgovarajuće opterećenje, normalno dodatno opterećenje odnosno izuzetno dodatno opterećenje. Prema tome, za potrebe ove studije, prethodno navedeno dodatno opterećenje od leda uzeto je kao normalno dodatno opterećenje. Razlog tome je i perspektivno povećanje povratnog perioda za razmatranje klimatskih parametara na dalekovodima kao što preporučuje SRPS EN 50341-1:2015 [3].

2.5 Izbor provodnika i zaštitnog užeta

2.5.1 Tehnički parametri provodnika i zaštitnog užeta

U ovom poglavlju dati su podaci o tipskim i jačim provodnicima i zaštitnim užadima koji su korišćeni za standardne odnosno pojačane tipove stubova za “teške” klimatske parametre. Osim navođenja podataka objašnjen je i pristup izboru ovih komponenti.

Tabela 7: Podaci o standardnom provodniku i ZU

Dalekovod 400kV sa postojećim tipom stuba		
Tip provodnika [mm ²]	Al/Če 490/65	OPGW tip B
Presek [mm ²]	553.8	124.7
Prečnik [mm]	30.6	15.0
Podužna masa [kg/m]	1.867	0.583
Prekidna sila [daN]	15 291.5	9100.0
Modul elastičnosti [daN/mm ²]	7000	10000
Maksimalno radno naprezanje [daN/mm ²]	11.0	29.18

Tabela 8: Podaci o provodniku i ZU za deonicu za većim dodatnim opterećenjem

Dalekovod 400kV sa tipom stuba za “teške” klimatske parametre		
Tip provodnika [mm ²]	Al/Če 490/110	OPGW tip P
Presek [mm ²]	599.0	124.7
Prečnik [mm]	31.9	15.0
Podužna masa [kg/m]	2.234	0.887
Prekidna sila [daN]	20 877.5	16170.0
Modul elastičnosti [daN/mm ²]	8000	16 200
Maksimalno radno naprezanje [daN/mm ²]	14.0	51.86

2.5.2 Karakteristike provodnika u zoni sa povećanim dodatnim opterećenjem

Pre nego što budu predstavljene karakteristike provodnika i zaštitnih užadi za konkretne klimatske parametre potrebno je objasniti odabir provodnika i zaštitnog užeta za “teške” klimatske parametre. Naime, standardni provodnici kao što je i Al/Če 490/65 za naprezanje 8 daN/mm² pri dodatnom opterećenju od 6 x ODO (osnovno dodatno opterećenje - 0,18 √d daN/m) imaju prilično velike ugibe. Poređenja radi, provodnik Al/Če 490/65 sa naprezanjem 8 daN/mm² pri dodatnom opterećenju od 6 x ODO za ravan raspon od 300m ima ugib od oko 19.9m. Ukoliko se uzme i rezerva u ugibu od 16 m zbog elektromagnetnog polja, dobiju se stubovi osnovne visine od 35 m. Takvi ugibi će na trasi prouzrokovati veliki broj stubova i komplikovana tehnička rešenja na ukrštanjima sa drugim objektima infrastrukture, što će kasnije biti i dokazano.

Kako bi se ovakav problem izbegao, usvajana su povećana naprezanja provodnika. Kako bi se postigli optimalni ugibi, razmotren je provodnik Al/Če 490/110. Provodnik je odabran na način da se zarži ista količina aluminijuma zbog strujne opteretljivosti voda 400 kV, dok je presek čeličnog dela 110 mm² umesto 65 mm². U narednoj tabeli dat je uporedni prikaz parametra lančanice „c“ za provodnike Al/Če 490/65 i Al/Če 490/110.

Tabela 9: Parametar lančaniće „c“ za provodnik

	Al/Če 490/65 $\sigma_{\text{radno}}=8 \text{ daN/mm}^2$	Al/Če 490/110 $\sigma_{\text{radno}}=12.5 \text{ daN/mm}^2$
Dodatno opterećenje 6 daN/m	565.82m	914.22m

Sa standardnim naprežanjem za provodnik Al/Če 490/65 je računato imajući u vidu da su postojeći tipovi stubova projektovani upravo za to naprežanje. Provodnik Al/Če 490/110 nije razmatran za postojeće stubove jer je većeg preseka od provodnika Al/Če 490/65. Takav izbor bi dodatno smanjio naprežanje kako bi se ostalo u granicama sila za koje su postojeći stubovi projektovani, a time bi se povećao ugib (naravno, uz smanjenje raspoloživog srednjeg rasona usled povećanog prečnika provodnika).

Ukoliko se sada ponovo proveriti ugib za raspon od 300m pri istom dodatnom opterećenju (u daN/m), za provodnik Al/Če 490/110, dobija se ugib od 12.3m. Poredeći sa poznatim lančanicama, ovako odabrani parametri po ugibima najviše liče na lančanicu provodnika Al/Če 490/65, za led 2.5 x ODO i naprežanje $\sigma_{\text{radno}} = 7.845 \text{ daN/mm}^2$.

2.5.3 Karakteristike zaštitnih užadi u zoni sa povećanim dodatnim opterećenjem

Po ugledu na objašnjenje u prethodnom poglavlju, u narednoj tabeli su dati podaci za parametar lančaniće „c“ za standardno i pojačano zaštitno uže:

Tabela 9: Parametar lančaniće „c“ za zaštitno uže

	OPGW tip B $\sigma_{\text{radno}}=24 \text{ daN/mm}^2$	OPGW tip P $\sigma_{\text{radno}}=40 \text{ daN/mm}^2$
Dodatno opterećenje 6 x ODO	629.42m	987.17m

2.6 Oblast primene stubova za odabrane klimatske parametre

Uzevši u obzir navedeno o stubovima i provodnicima u prethodnim poglavljima, u narednim tabelama su dati karakteristični rasponi za postojeće i novoprojektovane stubove za „teške“ klimatske parametre.

Za standardne stubove i za odabrane parametre:

- Provodnik Al/Če 490/65, $\sigma_{\text{radno}}=8 \text{ daN/mm}^2$,
 - Zaštitno uže OPGW tip B,
 - Pritisak vetra 90/110 daN/m²,
 - Dodatno opterećenje od leda 6 x 0,18 $\sqrt{d} = 6 \text{ daN/m}$,
- dobijena je tabela sa karakterističnim rasponima:

Tabela 10: Karakteristični rasponi za postojeće tipove stubova u zoni leda 6xODO

Tip stuba	Srednji raspon	Gravitacioni raspon
Noseći stub, projekat br. EE-400J-N00-104	250m	300m
Zatezni stub 0-30° projekat. br. EE-400J-Z30-105	350m	400m
Zatezni stub 30°-60° projekat. br. EE-400J-Z60-106	350m	400m

Za stubove za „teške“ klimatske uslove i za odabrane parametre:

- Provodnik Al/Če 490/110, $\sigma_{\text{radno}}=12.5 \text{ daN/mm}^2$,
- Zaštitno uže OPGW tip P,
- Pritisak vetra 90/110 daN/m²,
- Dodatno opterećenje od leda $6 \times 0,18 \sqrt{d} = 6.1 \text{ daN/m}$,

dobijena je tabela sa karakterističnim rasponima:

Tabela 11: Karakteristični rasponi za „teške“ stubove u zoni leda 6xODO

Tip stuba	Srednji raspon	Gravitacioni raspon
Noseći stub, projekat br. EE-400J-N00-120	550m	900m
Zatezni stub 30°-60° projekat. br. EE-400J-Z60-121	550m	900m

2.7 Izolacija na dalekovodu

Odabir izolatora na dalekovodu i koordinacija izolacije su kritične tačke u projektantskoj i izvođačkoj praksi na dalekovodima i često predmet diskusija. Kroz ovaj rad akcenat je stavljen i na uticaj odabira ovesne opreme na projektovanje stubova. Na osnovu pomenutog odabrana je osnovna izolacija za svaku varijantu, odnosno osnovna noseća i osnovna zatezna izolacija. Na ovaj način izvršeno je uprošćenje za potrebe rada.

Tako je, na osnovu Tabela 10 i 11 u poglavlju 2.6 *Oblast primene stubova za odabrane klimatske parametre*, određena izolacija za varijantu sa postojećim tipovima stubova i sa pojačanim stubovima za „teške“ klimatske parametre. Izbor izolacije je usklađen sa članovima Pravilnika [1] koji se odnose na odabir izolacije. Za potrebe studije uzeta je druga zona zagađenja (20mm/kV). Odgovarajuće sile su određene na osnovu sledećih izraza:

$$G = n \times a_{\text{gravitacioni}} \times (g_{\text{prov}} + g_{\text{dod}}), \quad (1)$$

$$F_{\text{max}} = n \times \delta_{\text{max}} \times S, \quad (2)$$

gde su:

G - vertikalna sila od provodnika i dodatnog opterećenja,

F_{max} - maksimalna sila zatezanja,

g_{prov} - podužna težina provodnika,

g_{dod} - podužna težina dodatnog opterećenja,,

n - broj provodnika u snopu

δ - naprezanje provodnika,

S - presek provodnika,

$a_{gravitacioni}$ – gravitacioni raspon

Za varijantu sa postojećim tipovima stubova (Tabela 10), odabran je izolator U160BS. Na osnovu ulaznih parametara izolatorski lanci bi imali 21 članak, osnovna noseća izolacija je jednostruka, dok je osnovna zatezna dvostruka.

Za varijantu sa pojačanim stubovima za „teške“ klimatske parametre usvojen je izolator U300BP. Na osnovu ulaznih parametara, izolatorski lanci bi imali 17 članaka, osnovna noseća izolacija je dvostruka, dok je osnovna zatezna takođe dvostruka. Izolacija za „teške“ klimatske parametre je odabrana tako da budu izbegnuti trostruki lanci za osnovnu izolaciju.

3 REZULTATI PRORAČUNA

3.1 Raspored stubova

Kako bi se doneo bilo kakav zaključak o mogućnosti primene postojećih tipova stubova odnosno opravdanosti projektovanja novih tipova stubova, bilo je potrebno uraditi preliminarni raspored stubova i izračunati preliminarne količine upotrebljenog materijala za obe opcije. Za potrebe ove studije uzet je profil terena dužine oko 10km sa realnog projekta planiranog dalekovoda 400kV. Teren je pretežno brdskog tipa, postoje useci od bujičnih vodotokova, kotline, zaravnjeni delovi terena, valoviti delovi, kao i delovi sa velikim strminama. Teren je tako odabran da bi bilo moguće stvarno sagledati prednosti i mane oba tehnička rešenja. Raspored stubova je urađen pomoću softverskog paketa PLS-CADD [2].

3.2 Predmer količina materijala

Na osnovu rasporeda stubova za obe varijante urađen je predmer količina upotrebljenog materijala, i to za čelične profile, vezni materijal, beton, armaturu, provodnik, zaštitnu užad, izolaciju. Osim pomenutih, dati su i opisni parametri koji mogu prikazati određene karakteristike svake varijante. O samim ekonomskim rezultatima nije diskutovano u brojevima, već u okviru zaključka opisno.

4 POREĐENJE DOBIJENIH REZULTATA

Na osnovu rasporeda stubova za obe varijante na istom terenu izvršene su odgovarajuće analize, a u narednoj tabeli su prezentovani rezultati.

Tabela 12: Poređenje rezultata

R.B.	Kriterijum	DV 400kV – Postojeći tipovi stubova	DV 400kV – Stubovi za “teške” klimatske parametre
1	Broj stubova:	47 Noseći stubovi – 27 Zatezni stubovi - 20	32 Noseći stubovi – 20 Zatezni stubovi - 12
2	Količina čelika:	625.5 t Noseći stubovi – 245.5 t Zatezni stubovi – 380 t	547.5 t Noseći stubovi – 212 t Zatezni stubovi – 335.5 t
3	Vezni materijal:	49 t	38 t
4	Beton:	1836 m ³	1950 m ³

R.B.	Kriterijum	DV 400kV – Postojeći tipovi stubova	DV 400kV – Stubovi za “teške” klimatske parametre
5	Armatura:	115 t	140 t
6	Provodnik:	114.26 t	136.72 t
7	Zaštitno uže:	OPGW tip B	OPGW tip P
8	Izolacija:	6741 komada U160BS	3128 komada U300BP
9	Srednja visina stuba:	32.76 m	32.78 m
10	Srednji raspon:	217.4 m	322.6 m
11	Srednja iskorišćenost nosećih stubova:	73% sa 7 stubova preko 80%, od toga 3 preko 90%	38% sa 0 stubova preko 80%
12	Težina dalekovoda po kilometru dužine:	67.45 t	58.50 t
13	Isto dodatno opterećenje na ZU kao na provodniku	Ne	Da
14	Ukrštanje druge infrastrukture, dugi rasponi	Nepovoljno – veliki ugibi i opterećenosti stubova	Povoljno
15	Istovremeno dejstvo leda i vetra	Nepovoljno	Povoljno, postoji rezerva u pogledu stepena iskorišćenja stuba
16	Eksploatacija	Korišćen u prenosnom sistemu	Nov projekat stuba, neophodno testiranje

5 ZAKLJUČAK

Za potrebe ove analize autori su razmatrali dve različite familije stubova. Naime, na realnom terenu upoređeni su postojeći tipovi stubova i pojačani stubovi za “teške” klimatske parametre:

- Za oblasti u kojima se javljaju veliki dodatni tereti od zaleđivanja provodnika, konkretno u ovom radu u zoni sa dodatnim opterećenjem 6 x ODO, dalekovod sa postojećim tipovima stubova ima skoro 50% više stubova na trasi nego što bi imao dalekovod sa stubovima koji bi se projektovani za specifične uslove. To u praksi znači više stubova za održavanje kako konstrukcije tako i izolacije, obimniji posao i troškove tokom eksproprijacije, veća dužina pristupnih puteva tokom izgradnje.
- Dalekovod koji je projektovan sa postojećim tipovima stubova je teži po jedinici dužine, i stepen iskorišćenosti pojedinih stubova je značajan. Zbog velikih ugiba se javlja nepovoljnost pri odabiru tehničkih rešenja na ukrštanju sa drugim infrastrukturnim objektima.

- Najveća mana novog projekta stuba je vreme potrebno da se stub isprojektuje i testira. Međutim, uz pravilno planiranje projekta u ranoj fazi, uzevši u obzir vreme neophodno za izradu planske dokumentacije i samo projektovanje, moguće je uklopiti projektovanje nove familije stubova u dinamički plan projekta.
- Sigurnost voda sa stubovima koji su projektovani za „teške“ klimatske parametre je višestruka, a to se ogleda u manjem broju stubova i njihovoj opterećenosti.

Za potrebe ove studije je razmatran dodatni teret od 6 x ODO. Nakon detaljne analize parametara postojećih stubova i njihovih mogućnosti za veća dodatna opterećenja od 6 x ODO, zaključeno je da takav pristup nije tehnički optimalan, odnosno da je ovako odabrano dodatno opterećenje od leda granica primenjivosti za postojeće tipove stubova.

Na osnovu svega pomenutog, može se izvesti zaključak da čak i za dalekovod od 10km ima smisla predvideti i projektovanje nove familije stubova kao stavku ukoliko su klimatski uslovi na trasi dalekovoda izuzetno teški. Iako u savremenom projektovanju i izgradnji ključnu ulogu igra faktor vreme, a zatim i finansije i isplativost investicije, ne treba zanemariti dugoročne benefite koji bi se dobili pažljivim i kvalitetnim postavljanjem polaznih pretpostavki.

6 LITERATURA

- [1] Pravilnik o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenergetskih vodova nazivnog napona od 1kV do 400kV ("Sl. list SFRJ", br. 65/88 i "Sl. list SRJ", br. 18/92)
- [2] PLS-CADD, Power Line System, Madison, Wisconsin, USA.
- [3] SRPS EN 50341-1:2015, Nadzemni električni Vodovi naizmenične struje iznad 1kV – Deo 1: Opšti zahtevi – Zajedničke specifikacije

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.10](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.10)**B2.10****МЈЕРЕЊЕ НИВОА НЕЈОНИЗУЈУЋЕГ ЗРАЧЕЊА
У БЛИЗИНИ 110 kV ДАЛЕКОВОДА****MEASUREMENT OF THE NON-IONIZING RADIATION LEVELS
IN THE VICINITY OF 110 kV POWER LINES****Miloš Fržović, Darko Šuka, Radmila Mandić, Mladen Perišić***

Кратак садржај: У раду се анализирају нивои нејонизујућег електромагнетног зрачења у близини далековаода 110 kV, са посебним освртом на нискофреквентна електрична и магнетна поља. Описани су основни физички механизми интеракције електромагнетних поља са околином, као и специфичне карактеристике далековаода које утичу на ниво електромагнетне емисије. Представљени су релевантни закони и безбједносни стандарди који дефинишу граничне вриједности за изложеност опште популације. У експерименталном дијелу рада вршена су мјерења електричног и магнетског поља, коришћењем одговарајућих мјерних метода и уређаја. Анализирани су резултати мјерења, укључујући просторну варијабилност поља, коефицијент експозиције и мјерне несигурности.

Кључне ријечи: нејонизујуће зрачење, 110 kV далековод, електромагнетна поља, електрично поље, магнетска индукција, сигурносни стандарди

Abstract: The paper analyzes the levels of non-ionizing electromagnetic radiation in the vicinity of 110 kV power lines, with a special focus on low-frequency electric and magnetic fields. The basic physical mechanisms of the interaction of electromagnetic fields (EMFs) with the environment are described, as well as the specific characteristics of power lines that affect the level of electromagnetic (EM) emissions. Relevant laws and safety standards that define the limit values for exposure of the general population are presented. In the experimental part of the paper, measurements of electric and magnetic fields were performed using appropriate measurement methods and devices. The measurement results were analyzed, including the spatial variability of the field, exposure coefficient and measurement uncertainties.

Keywords: non-ionizing radiation, 110 kV transmission line, electromagnetic fields, electric field, magnetic induction, safety standards

* Miloš Fržović, Electroconsult doo Novi Sad, milos.frzovic@electroconsult.rs
Darko Šuka, Elektrotehnički fakultet Istočno Sarajevo, darko.suka@etf.ues.rs.ba
Radmila Mandić, Koming-pro, radmila@koming-pro.com
Mladen Perišić, Koming-pro, mladen@koming-pro.com

1 УВОД

Нискофреквентна електромагнетна поља су присутна свуда у нашем окружењу. Јављају се на мјестима гдје се генерише, дистрибуира или користи електрична енергија. Дакле, присутна су у нашим домовима, на радним мјестима, у медицинским установама, па чак и на отвореном простору, гдје се могу наћи високонапонски каблови за дистрибуцију енергије. Магнетна поља се јављају првенствено тамо гдје протичу високе струје, док се електрична поља јављају тамо гдје су присутни високи напони. Практично је немогуће избјећи њихов утицај, што чини још важнијим да се разумије како таква поља утичу на људе, те да се спријече потенцијални негативни ефекти на људско здравље. Примјери мјеста гдје се јављају јака нискофреквентна поља су станице за напајање и трансформатори, високонапонске линије (далеководи), електрични мотори, жељезница, индустријска опрема за заваривање, каљење и топљење, магнетна резонанса, итд.

У ери убрзаног технолошког развоја, електрична енергија представља витални ресурс за напредак друштва. Да би се ова енергија ефикасно преносила на велике удаљености, широм свијета су изграђени далеководи као кључни елементи електричне мреже. Један од аспеката који је привукао пажњу јавности у последњим деценијама је нискофреквентно (НФ) зрачење далековода, због могућности његовог утицаја на животну средину и здравље људи који живе у близини далековода.

Циљ овог рада је пружити свеобухватно разумијевање нискофреквентног зрачења далековода, анализирајући његове основне карактеристике, изворе и потенцијалне утицаје.

2 ЕЛЕКТРОМАГНЕТНА ЗРАЧЕЊА

Израз зрачење уопштено означава ширење енергије простором. Према томе, појам електро-магнетно (ЕМ) зрачење значи ширење ЕМ енергије простором. ЕМ енергија шири се простором у облику ЕМ таласа, који представља просторно ширење међусобно повезаних и временски промјенљивих електричних и магнетних поља. Код ниских фреквенција, на примјер 50 Hz, ова поља се могу одвојено мјерити и разматрати. Једна од основних карактеристика временски промјенљивих електричних и магнетних поља јесте учестаност временске промјене под називом фреквенција f . Фреквенцију ЕМ таласа и његову таласну дужину повезује израз:

$$c = \lambda \times f, \quad (2.1)$$

при чему је $c = 3 \times 10^8 \frac{m}{s}$ (брзина свјетлости).

ЕМ зрачења су фотони чија је енергија директно пропорционална фреквенцији. Енергија фотона се може изразити формулом:

$$E_f = h \times f, \text{ при чему је } h = 6,62 \times 10^{-34} \text{ J/Hz} \quad (2.2)$$

ЕМ зрачење које није у стању да проузрокује јонизацију органских материја назива се **нејонизујуће зрачење**. Нејонизујуће зрачење обухвата дио спектра са фреквенцијама нижим од 3×10^{15} Hz, у којем фотони немају довољно енергије за јонизацију материја. Та нејонизујућа зрачења дијеле се на два основна облика која се називају *свјетлосно зрачење* и *ЕМ поља*. Земљино магнетно поље, електрична поља која прате муње и електричне олује у атмосфери су природне појаве, док су сва остала ЕМ поља највећим дијелом вјештачки створена од стране човјека.

За ова поља често се користи израз ЕМ загађење. Већи дио ЕМ загађења узрокован је електричним и магнетским пољима мрежне фреквенције од 50 Hz (у САД 60 Hz).

2.1 Извори нејонизујућег зрачења

Извори нејонизујућих зрачења обухватају: ултраљубичасто зрачење (таласне дужине 100-400 nm), видљиво зрачење (таласне дужине 400-780 nm), инфрацрвено зрачење (таласне дужине 780 nm-1 mm), радио-фреквенцијско зрачење (фреквенције 10 kHz-300 GHz), електромагнетна поља ниских фреквенција (фреквенције 0-10 kHz) и ласерско зрачење. Изворе нејонизујућих зрачења се користе и срећу у свакодневном животу, почев од простора у коме живимо и радимо, до савремених средстава комуникације, и сви су настали људском дјелатношћу. Ови извори се могу груписати као:

- **Природни извори** - Електрична и магнетна поља која ствара Земља својим магнетизмом, активности Сунца, динамика атмосфере (статички електрицитет, муње), зрачења из свемира (нове и супернове, синхротрона поља, радио галаксије), итд.
- **Електроенергетска постројења и електрични апарати** - Електране и енергане (у објектима и спољашњим постројењима инсталисана опрема и уређаји гдје се затварају струјна кола са струјама већим од 1.000 А, а неизоловани дијелови су под различитим, веома високим напонима), далеководи и трафостанице (у свом непосредном окружењу стварају магнетно зрачење чија индукција износи од 5,0 μT , па и више од 100 μT , а на удаљености од (50 – 100) m, те вриједности нагло опадају), електрична поља испод далековода, на висини 1 m од земље, достижу вриједности од 0,6 kV/m па и више од 10 kV/m, пословне зграде (због инсталисаних електричних уређаја и електронских склопова присутна су електромагнетна поља), итд..
- **Транспортна средства** - Моторна возила (ЕМ поља од уређаја за паљење гориве смјеше у мотору и услед рада електромотора (посебно код електричних возила, навигациони уређаји (сателитско вођење)), авиони (ЕМ поља услед рада радио и навигационих уређаја и уграђених електромотора), бродови (ЕМ поља услед рада радио и навигационих уређаја и уграђених електро-мотора. Јачина магнетног поља код транспортних средстава достиже и до 50 μT , а електричног поља и до 300 V/m (код авиона су износи знатно већи), итд.
- **Уређаји у домаћинству** - Телевизијски екрани и екрани рачунара (стварају статичка електрична поља и наизмјенична електрична и магнетна поља различитих фреквенција; док су старије технологије ових уређаја стварале јачину поља, која је на растојању од 30-40 cm износила и 10 kV/m, а уз сами уређај и више, нови уређаји не стварају поља већа од 700 nT, односно 10 V/m), веш машина (2 до 8,4 μT), електричне пећнице (40 V/m), фрижидер (30 V/m), усисивач (до 20 μT), аутомат за кафу (16 V/m), тостер (40 V/m), фен за косу (40 V/m), музички стуб (90 V/m), халогена стона лампа (до 1,5 μT), итд.
- **Мединциски уређаји** - Ласерски уређај, уређај за магнетну резонансу.
- **Средства за телекомуникације, итд.**

2.2 Далеководи као извори зрачења

У данашње доба развијености технике, нарочито у подручју преноса електричне струје на велике даљине, све земље су прожете густом мрежом далековада. Ради преноса електричне енергије на веће и велике даљине, потребан је високи напон, који ће ову електричну струју пренијети на одређене даљине. Што је даљина до које треба послати електричну струју већа, тиме је и напон већи. Познато је да се електрични напон мјери у волтима. Тај напон у домаћинствима износи 220 V. За веће даљине користе се и веће вриједности напона (5 kV, 10 kV, 20 kV, 35 kV, 110 kV, 220 kV, 400 kV). Повећање напона пропорционално је дужини преноса и врши се ради компензације губитка енергије на путу (траси).

Људи који су забринуте због изложености нискофреквентном ЕМ зрачењу из високонапонских далековада треба да имају на уму да се интензитет такве изложености значајно смањује са удаљавањем од извора. Јачина ЕМ поља која потиче од далековада највећа директно испод далековада. Са удаљавањем, изложеност се смањује. ЕМ поље директно испод далековада је обично у опсегу онога чему човјек бити изложен када користи одређене кућне апарате у домаћинству.

У јавности се често јавља својеврстан психо-социолошки феномен осјећаја угрожености штетним утицајима “зрачења” од различитих електроенергетских објеката, посебно далековада, те је потребно утврдити стварне вриједности тих електричних и магнетних поља за екстремно ниске фреквенције.

За разлику од електричног поља, чија је вриједност на одређеном мјесту испод далековада константног износа и директно пропорционална напонском нивоу, вриједност магнетног поља зависна од струјног оптерећења, па сходно томе варира са струјом оптерећења.

Обично се код прорачуна магнетног поља неког преносног вода узима максимално дозвољено струјно оптерећење тог вода. С друге стране, аспект сигурности особља запосленог у постројењима високог напона захтијева познавање вриједности електричних и магнетних поља испод далековада и унутар електроенергетских постројења.

Све већа забринутост услед излагања људи штетном дјеловању електричних и магнетних поља погонске фреквенције, резултовала је европским смјерницама, али и врло строгим прописима у неким државама који захтијевају ограничавање професионалне изложености и изложености опште популације ЕМ пољима.

Јачина електричног поља у околини електроенергетских објеката с временом се практично не мијења, јер зависи само од електричног напона, а напон се с временом готово не мијења, одступања могу бити само до неколико постотака. Супротно томе јачина магнетног поља је временски промјењива, јер зависи од јачине електричне струје, а јачина струје временски се јако мијења према тренутним по-требама потрошача.

3 ЗАКОНСКА РЕГУЛАТИВА

Извори ЕМ поља или уређаји, постројења и грађевине који садрже те изворе смију се користити и стављати у употребу само ако испуњавају основне захтјеве у складу са својом намјеном и под условима примјене не емитују зрачење и не излажу људе зрачењу изнад граница које су прописане за ЕМ поља. Основни захтјеви за изворе, уређаје, постројења и грађевине који садрже изворе ЕМ поља, као и границе тих поља, поступци за њихову провјеру и услови за добијање овлашћења за обављање тих поступака прописани су одговарајућим правилником. У овом поглављу дати су неки основни подаци из Правилника (Правилник о заштити од ЕМ поља до 300 GHz, „Службени гласник Републике Српске“, број: 99) у вези са електроенергетским објектима.

3.1 Правилник о заштити од електромагнетних поља до 300 GHz

Овим Правилником дефинишу се услови за изворе ЕМ поља, прописују се граничне вриједности излагања ЕМ пољима у подручјима повећане осјетљивости, професионалног излагања и јавним подручјима, поступци њиховог испитивања, те утврђивање услова за употребу извора ЕМ поља и начин вођења, као и садржај евиденције коју су корисници обавезни водити за изворе ЕМ поља.

Зависно од фреквентног опсега, основна ограничења постављају се на следеће величине

- густина магнетног флукса за 0 Hz,
- густина струје од 1 Hz до 10 MHz,
- специфична апсорбована снага од 100 kHz до 10 GHz,
- густина струје и специфична апсорбована снага од 100 kHz до 10 GHz,
- густина снаге од 10 GHz до 300 GHz.

У складу са Правилником о заштити од електромагнетних поља до 300 GHz (Службени гласник Републике Српске број 99/2019) потребно је да буду задовољени следећи услови:

$$\sum_{f=1\text{kHz}}^{1\text{MHz}} \frac{E_f}{E_{g,f}} + \sum_{f>1\text{MHz}}^{10\text{MHz}} \frac{E_f}{E_{g,1}} \leq 1 \quad (3.1)$$

$$\sum_{f=1\text{kHz}}^{1\text{MHz}} \frac{H_f}{H_{g,f}} + \sum_{f>1\text{MHz}}^{10\text{MHz}} \frac{H_f}{H_{g,1}} \leq 1 \quad (3.2)$$

гдје је:

E_f – ефективна вриједност јачине електричног поља у V/m на фреквенцији f ,

$E_{g,f}$ – гранична вриједност електричног поља у V/m на фреквенцији f ,

H_f – ефективна вриједност јачине магнетног поља у A/m на фреквенцији f ,

$H_{g,f}$ – гранична вриједност јачине магнетног поља у A/m на фреквенцији f .

4 УТИЦАЈ ЕМ ПОЉА НА ЧОВЈЕКА

Дјеловање електричних и магнетских поља веома ниских фреквенција на људски организам своди се на индуковање струје у тијелу. Због тога је основни параметар за ограничење нивоа поља у свим прописима из овог подручја управо густина индуковане струје. Код довољно високих нивоа поља индуковане струје у тијелу могу изазвати ефекте на нивоу ћелија и у нервном систему, те изазвати стимуланс ћелија нерва и мишића. Ти ефекти су познати и имају акутни карактер, тј. нестају након престанка изложености пољу. Постојећи прописи и препоруке за заштиту људи од ЕМ поља имају за циљ управо заштиту од ових акутних ефеката. Утицај ЕМ поља на људско здравље је био и још увек јесте предмет бројних научних истраживања. Без обзира на то, основно питање, да ли ЕМ поља којима су људи изложени изазивају штетне ефекте по људско здравље, још увијек нема дефинитиван одговор.

Многа спроведена истраживања не показују повезаност између изложености пољима и штетних посљедица, али повремено се широм свијета објављују резултати студија који сугеришу могућност постојања такве везе. Средином 2006. године, научни одбор Европске комисије SCENIHR (Научни одбор за нова и ново идентификована здравствена ризика) објавио је свој прелиминарни став о најновијим истраживањима о утицају ЕМ поља на људско здравље. Задатак SCENIHR-а био је континуирано пратити нове податке о процјени опасности по људско здравље и ажурирати претходно извјештавање одбора CSTEЕ (Научни одбор за токсичност, екотоксичност и животну средину) из 2001. године с обзиром на резултате нових истраживања спроведених у протеклом периоду. Врста ефекта које ЕМ поља имају на људе претежно зависи од фреквенције и интензитета; други фактори попут облика таласа такође могу бити значајни у одређеним ситуацијама. Нека поља узрокују стимулацију сензорних органа, нервних и мишићних влакана, док друга изазивају загријавање. У Директиви 2013/35/EU о ЕМ пољима, ефекти који се јављају услед загревања називају се термичким ефектима, док се сви остали ефекти називају нетермичким ефектима.

Важно је напоменути да сви ови ефекти показују праг испод којег нема ризика, и изложеност испод тог прага није на било који начин кумулативна. Ефекти који проистичу из изложености пролазне су природе, јер су ограничени на трајање изложености те ће престати или се смањити када изложеност престане. То значи да не постоје даљи ризици за здравље након што се изложеност заврши. Директни ефекти су промјене које се дешавају код особе као резултат излагања ЕМ пољу. Директива о ЕМ пољима не укључује дугорочне учинке изложености ЕМ пољима, јер тренутно не постоје добро утврђени научни докази о узрочној вези.

Начин на који ЕМ зрачење утиче на људе зависи од много фактора, од којих је најбитнија снага извора зрачења, док велики утицај има и фреквенција зрачења. С обзиром на интезитет апсорпције у људском тијелу, ЕМ зрачење можемо подијелити у четири групе:

- фреквенције од 100 kHz до 20 MHz код којих апсорпција опада са опадањем фреквенције, а знатна апсорпција се појављује у врату и ногама
- фреквенције опсега од око 20 MHz до 300 MHz код којих се релативно висока апсорпција јавља у читавом тијелу, а при резонанцији и знатно већа у подручју главе
- фреквенција из опсега од 300 MHz до неколико GHz при којој се јавља знатна локална неуниформна апсорпција

- фреквенције изнад 10 GHz при којима се апсорпција јавља, првенствено, на површини тијела.

Примарни утицај ЕМ зрачења на људско тијело је загријавање (термички ефекат). Изложеност ЕМ зрачењу већем од 10 mW/cm^2 може изазвати озбиљна оштећења људског ткива услед претјераног загријавања. У одређеним условима може да дође до мјерљивог загријевања ткива и при зрачењу чија се вриједност креће између 1 и 10 mW/cm^2 , али то не мора да изазове оштећење ткива.

Веома велики и различити број извора нејонизујућих зрачења у нашем окружењу, условио је доношење одговарајућих прописа и стандарда. У европским земљама постоји преко 130 закона, правилника, стандарда и препорука у области заштите од ЕМ зрачења. Од посебног је значаја препорука Савјета Европе од 12. јула 1999. број 1999/519/ЕС. У Србији је, нпр., усвајен Закон о заштити од нејонизујућих зрачења („Службени гласник РС”, бр. 36/09), којим су уређени услови и мјере заштите здравља људи и заштите животне средине од штетног дејства нејонизујућих зрачења у коришћењу извора нејонизујућих зрачења. На основу подзаконских аката дефинишу се, између осталог, извори нејонизујућих зрачења од посебног интереса, за које је прописана обавеза прибављања рјешења за коришћење.

5 МЈЕРЕЊЕ НФ МАГНЕТСКОГ ПОЉА

5.1 Методологија мјерења

Мјерење се спроводи у складу са важећим стандардним методама мјерења у зонама повећане изложености људи ЕМ пољима, а према процедури „PR13“ (Метода мјерења НФ зрачења на локацијама од значаја). Приликом испитивања мјерене су вриједности интензитета електричног поља и магнетне индукције на отвореном или у затвореном простору на предметној локацији. На основу техничких података, прво се ради процјена могућих мјерних тачака прије изласка на локацију, у лабораторијским условима. На основу процјене одређује се зона у којој је ниво ЕМ поља и магнетне индукције највећи и у којој ће се налазити мјерна тачка. Након одређивања мјерне тачке, мјерно мјесто се детаљно опише, означи на скици, фотографише постављени инструмент са антенном из минимално два правца у односу на извор зрачења и околину, те се приступа мјерењу. Потребно је испоштовати правилно постављање антене на непроводни треножац, те водити рачуна да испитивач буде удаљен од антене минимално 2 m, како би се избјегао утицај људског тијела на резултате мјерења. На свакој мјерној тачки (МТ) мјерење се врши на различитим висинама када се поље сматра неуједначеним; ниво електричног поља и магнетне индукције се мјери на три висине, односно 0,5 m, 1,0 m и 1,5 m изнад површине земље. Уколико се поље сматра уједначеним мјерење се врши само на висини од 1 m.

5.1.1 Прорачун јачине електричног поља и магнетне индукције

Прорачун средње вриједности јачине електричног поља и магнетне индукције врши се према формулама:

$$E_{sr} \left[\frac{V}{m} \right] = \sqrt{\frac{E_{0,5m}^2 + E_{1m}^2 + E_{1,5m}^2}{3}} \quad (5.1)$$

$$B_{sr} [\mu T] = \sqrt{\frac{B_{0,5m}^2 + B_{1m}^2 + B_{1,5m}^2}{3}} \quad (5.2)$$

Средњи ниво електричног поља једнак је номиналној вриједности електричног поља $E_{nom}=E_{sr}$, јер не зависи од оптерећења електроенергетског објекта, док се номинална вриједност магнетне индукције израчунава по формули:

$$B_{nom} = B_{sr} * \frac{1}{\text{оптерећење}} \quad (5.3)$$

Јачина магнетног поља се рачуна по формули:

$$H \left[\frac{A}{m} \right] = \frac{B}{\eta} \quad (5.4)$$

гдје је η магнетна пермеабилност.

5.2 Мјерна опрема

Приликом мјерења, у овом раду је кориштена сљедећа мјерна опрема (Табела I):

Табела I: Мјерна опрема

Изотропна антена:	Narda EHP50F, фреквентни опсег 0-400 kHz, радна темп. -20 до +50°C	Серијски број: 510WY90228,	Интерни број: KPLab005
Троножац:	Tripod, Non-Conductive, 1.65 m	-	Интерни број: KPLab004
ГПС позиционер	Magellan Triton 2000	-	Интерни број: KPLab011
Ласерски даљинометар	SNDWAY SW-800B, радна темп. 0-40°C	-	Интерни број: KPLab014
Мјерач темп. и влаж. ваздуха	Extech RHT 510, радна темп. 0-50°C	-	Интерни број: KPLab008
Широкопојасни мјерач	Нарда NBM-550	s/n H-1503	Интерни број: KPLab017

5.3 Мјерна несигурност

Процјена мјерне несигурности извршена је на основу интерног документа UP 07 (Упутство за прорачун мјерне несигурности). Проширена мјерна несигурност магнетног поља износи 8,42 % (0,70 dB), а електричног поља износи 11,25% (0,92 dB).

6 РЕЗУЛТАТИ МЈЕРЕЊА

У овом дијелу рада приказани су резултати мјерења нивоа нејонизујућег зрачења на далеководу 110 kV Нова Топола-Градишка на локацији XVI крајишке бригаде 31. Мјерења су вршена 21.12.2022. године од стране фирме „Коминг-про“. Подаци о извору зрачења:

Назив извора зрачења: ДАЛЕКОВОД 110kV НОВА ТОПОЛА-ГРАДИШКА
Локација: XVI крајишке бригаде 31
ГПС координате: 45° 08' 30.59" N 17° 15' 41.03"
Надморска висина: 88 m
Влажност ваздуха: 52%
Вријеме мјерења: 11:10-12:25
Временски услови: облачно/сунчано
Температура: 10 °C
Метода мјерења (PR 13): BAS IEC 61786:2010, BAS EN 62110:2015

6.1 Опис локације и мјерних тачака

Далековод 110 kV Нова Топола-Градишка се налази на локацији XVI крајишке бригаде, а мјерење је вршено код броја 31 у дворишту пословног објекта техничког прегледа Конекс д.о.о. (Слика 7.1).



Слика 6.1: Мјерна локација

Мјерна тачка 1 налази се на приступном путу за технички преглед возила, помјерено у односу на водове, на 14,4 m од улаза у објекат и 12,5 m од ограде објекта, а висина жица далековода је 10,3 m (Слика 7.2). Мјерна тачка 2 налази се на удаљености 19,1 m од улаза у објекат техничког прелаза, од ограде удаљена 12,5 m а висина жица је 16,3 m (Слика 7.3). Мјерна тачка 3 налази се на удаљености 22,9 m од објекта и 12,5 m од ограде, док висина вода износи 19,4 m (Слика 7.4). Мјерна тачка 4 налази се на удаљености 12,5 m од објекта и 5,7 m од ограде, висина вода 12,3 m (Слика 7.5).



Слика 6.2: Мјерна тачка 1



Слика 6.3: Мјерна тачка 2



Слика 6.4: Мјерна тачка 3



Слика 6.5: Мјерна тачка 4

Параметри подешавања мјерног инструмента, приликом мјерења, су:

	Електрично поље	Магнетна индукција
Вријеме усредњавања (min)	6	6
Опсег мјерења (Hz)	2000	2000
Тип резултата	Highest peak	Highest peak

6.2 Прорачун резултата на основу мјерења

Референтни гранични нивои за фреквенцију 50 Hz за електрично поље Е су:

- $E_{gr} = 2.000 \text{ V/m}$ за подручје повећане осјетљивости
- $E_{gr} = 5.000 \text{ V/m}$ за подручје професионалног излагања

Референтни гранични нивои за фреквенцију 50 Hz за магнетну индукцију В су:

- $B_{gr} = 40 \text{ } \mu\text{T}$ за подручје повећане осјетљивости
- $B_{gr} = 100 \text{ } \mu\text{T}$ подручје професионалног излагања

Мјерење је спроведено на укупно 4 мјерне тачке.

У Табели II приказани су резултати мјерења електричног поља са граничним вриједностима и прорачуном коефицијента изложености за подручје повећане осјетљивости (општу популацију).

Табела II: Измјерене вриједности електричног поља за општу популацију

Мјерно мјесто	Висина мјерења	Измјерене вриједности E_i (V/m)	E_{sr} (V/m)	Мјерна несиг. $\pm \Delta E_{sr}$ (V/m)	Реф. гранични ниво E_{gr} (V/m)	Коеф. излож. $n=E_{sr}/E_{gr}$
MT01	E 0,5 m	3.177,40	2.604,26	292,98	2.000	1,3021
	E 1,0 m	2.930,90				
	E 1,5 m	1.288,60				
MT02	E 0,5 m	2.138,70	1.489,43	167,56	2.000	0,7447
	E 1,0 m	1.019,80				
	E 1,5 m	1.020,40				
MT03	E 0,5 m	1.542,40	1.345,77	151,4	2.000	0,6729
	E 1,0 m	1.606,70				
	E 1,5 m	687,6				
MT04	E 0,5 m	743,2	962,45	108,28	2.000	0,4812
	E 1,0 m	620,6				
	E 1,5 m	1357				

У Табели III приказани су резултати мјерења магнетне индукције и коефицијент изложености по мјерним тачкама за подручје повећане осјетљивости (општу популацију).

Табела III: Измјерене вриједности магнетне индукције за општу популацију

Мјерно мјесто	Висина мјерења	Измјерене вријед. B_i (μT)	B_{sr} (μT)	Мјерна несиг. $\pm \Delta B_{sr}$ (μT)	Реф. гранични ниво B_{gr} (μT)	Коеф. излож. $n=B_{sr}/B_{gr}$
MT01	B 0,5 m	1,1843	1,28	0,1074	40	0,0319
	B 1,0 m	1,2597				
	B 1,5 m	1,3742				
MT02	B 0,5 m	1,3671	1,46	0,1227	40	0,0364
	B 1,0 m	1,4135				
	B 1,5 m	1,5809				
MT03	B 0,5 m	1,0822	1,15	0,0969	40	0,0288
	B 1,0 m	1,1514				
	B 1,5 m	1,2139				
MT04	B 0,5 m	1,4899	1,4	0,1179	40	0,035
	B 1,0 m	1,369				
	B 1,5 m	1,3388				

У Табели IV приказани су резултати мјерења магнетне индукције, са прорачунатом номиналном вриједности магнетне индукције уколико би вод био максимално оптерећен и коефицијент изложености по мјерним тачкама за подручје повећане осјетљивости (општу популацију).

Табела IV: Прорачун номиналне вриједности магнетне индукције под максималним оптерећењем вода за општу популацију

Мјерно мјесто	Висина мјерења	Измјерене вриједности B_i (μT)	B_{sr} (μT)	Реф. гранични ниво B_{gr} (μT)	B номинално (μT)	Коеф. излож. $n=B_{nom}/B_{gr}$
MT01	B 0,5 m	1,1843	1,28	40	1,99	0,0498
	B 1,0 m	1,2597				
	B 1,5 m	1,3742				
MT02	B 0,5 m	1,3671	1,46	40	2,28	0,0569
	B 1,0 m	1,4135				
	B 1,5 m	1,5809				
MT03	B 0,5 m	1,0822	1,15	40	1,80	0,0449
	B 1,0 m	1,1514				
	B 1,5 m	1,2139				
MT04	B 0,5 m	1,4899	1,4	40	2,19	0,0547
	B 1,0 m	1,369				
	B 1,5 m	1,3388				

У табели V приказани су резултати мјерења електричног поља са граничним вриједностима и прорачуном коефицијента изложености за подручје професионалне изложености.

Табела V: Измјерене вриједности електричног поља за подручје професионалне изложености

Мјерно мјесто	Висина мјерења	Измјерене вријед. E_i (V/m)	E_{sr} (V/m)	Мјерна несиг. $\pm \Delta E_{sr}$ (V/m)	Реф, гранични ниво E_{gr} (V/m)	Коеф. излож. $n=E_{sr}/E_{gr}$
MT01	E 0,5 m	3.177,40	2.604,26	292,98	5.000	0,5209
	E 1,0 m	2.930,90				
	E 1,5 m	1.288,60				
MT02	E 0,5 m	2.138,70	1.489,43	167,56	5.000	0,2979
	E 1,0 m	1.019,80				
	E 1,5 m	1.020,40				
MT03	E 0,5 m	1.542,40	1.345,77	151,4	5.000	0,2692
	E 1,0 m	1.606,70				
	E 1,5 m	687,6				
MT04	E 0,5 m	743,2	962,45	108,28	5.000	0,1925
	E 1,0 m	620,6				
	E 1,5 m	1357				

У Табели VI приказани су резултати мјерења магнетне индукције и коефицијент изложености по мјерним тачкама за подручје професионалне изложености.

Табела VI: Измјерене вриједности магнетне индукције за подручје професионалне изложености

Мјерно мјесто	Висина мјерења	Измјерене вриједности B_i (μT)	B_{sr} (μT)	Мјерна несигурност $\pm \Delta B_{sr}$ (μT)	Реф. гранични ниво (μT)	Коеф. излож. $n = B_{sr}/B_{gr}$
MT01	B 0,5 m	1,1843	1,28	0,1074	100	0,0128
	B 1,0 m	1,2597				
	B 1,5 m	1,3742				
MT02	B 0,5 m	1,3671	1,46	0,1227	100	0,0146
	B 1,0 m	1,4135				
	B 1,5 m	1,5809				
MT03	B 0,5 m	1,0822	1,15	0,0969	100	0,0115
	B 1,0 m	1,1514				
	B 1,5 m	1,2139				
MT04	B 0,5 m	1,4899	1,4	0,1179	100	0,0140
	B 1,0 m	1,369				
	B 1,5 m	1,3388				

У табели VII приказани су резултати мјерења магнетне индукције, са прорачуном номиналне вриједности магнетне индукције уколико би вод био максимално оптерећен и коефицијент изложености по мјерним тачкама за подручје професионалне изложености.

Табела VII: Прорачун номиналне вриједности магнетне индукције под максималним оптерећењем вода за подручје професионалне изложености

Мјерно мјесто	Висина мјерења	Измјерене вриједности B_i (μT)	B_{sr} (μT)	Реф. гранични ниво B_{gr} (μT)	В номинално (μT)	Коеф. излож. $n = B_{nom}/B_{gr}$
MT01	B 0,5 m	1,1843	1,28	100	1,99	0,0199
	B 1,0 m	1,2597				
	B 1,5 m	1,3742				
MT02	B 0,5 m	1,3671	1,46	100	2,28	0,0228
	B 1,0 m	1,4135				
	B 1,5 m	1,5809				
MT03	B 0,5 m	1,0822	1,15	100	1,80	0,0180
	B 1,0 m	1,1514				
	B 1,5 m	1,2139				
MT04	B 0,5 m	1,4899	1,4	100	2,19	0,0219
	B 1,0 m	1,369				
	B 1,5 m	1,3388				

Треба напоменути да је В номинално израчунато под претпоставком да систем ради са оптерећењем од 64%.

Овај податак се добија од оператера „call“ центра власника извора зрачења у моменту мјерења. За потребе овог извјештаја податак је узет произвољно, без контактирања „call“ центра, јер се ради о извјештају за потребе оцјењивања.

6.3 Закључак мјерења

На основу добијених резултата мјерења у најнеповољнијем случају на локацији ТС ДАЛЕКОВОДУ 110 kV НОВА ТОПОЛА-ГРАДИШКА, на локацији XVI крајишке бригаде 31, те извршене процјене изложености ЕМ поља, може се закључити да:

- измјерена вриједност у мјерној тачки МТ1 не задовољава граничне вриједности за подручје повећане осјетљивости, него задовољава граничне вриједности за подручје професионалне изложености (у складу са тачком 16. став 2. Правилника о заштити од електромагнетних поља до 300 GHz Службени гласник Републике Српске број 99/2019),
- измјерене вриједности у мјереним тачкама МТ2, МТ3 и МТ4 задовољавају услове у складу са Правилником о заштити од електромагнетних поља од 300 GHz (Службени гласник Републике Српске број 99/2019 за подручје повећане осјетљивости (општу популацију)),
- извршено испитивање односи се на дату локацију, фреквентне опсеге, период у коме су вршени и тренутни просторни распоред објеката.

7 ЗАКЉУЧАК

У испитивању НФ поља далековода потребно је пажљиво балансирати између потребе за ефикасним преносом електричне енергије и заштите животне средине, те здравља професионалног особља и опште популације. Кроз анализу доступне литературе, метода истраживања и резултата, овај рад покушао је придонијети бољем разумијевању овог феномена. Иако постоје одређене контраверзе и непотпуности у постојећим сазнањима о утицају ниско-фреквентног зрачења, евидентно је да се ради о сложенем проблему који захтијева даље интердисциплинарно проучавање. Технички аспекти далековода и њихова веза са НФ зрачењем захтијевају додатна истраживања како би се боље разумјели извори и механизми емисије овог зрачења. Истовремено, потребно је успоставити прецизне смјернице и стандарде за ограничавање изложености нискофреквентном зрачењу, узимајући у обзир различите факторе и потребе локалне заједнице. Такође, значајна пажња мора се посветити медицинским, биолошким и еколошким аспектима, како би се боље разумјели могући утицаји на људско здравље и околину. И даље остаје изазов да се пронађе равнотежа између енергетских потреба друштва и заштите околине. Унапређење технологије, примјена нових материјала и имплементација иновативних дизајнерских рјешења могу допринијети смањењу нискофреквентног зрачења далековода. Осим тога, едукација јавности и транспарентност у комуникацији између стручњака, регулатора и грађана кључни су елементи у постизању одрживе равнотеже између техничких и еколошких циљева. Стога, потребно је даље истраживање и ангажман заједнице како би се осигурало дугорочно одрживо управљање електроенергетском инфраструктуром. Иако зрачење далековода изазива одређене забринутости у вези са здрављем, већина научних доказа не подржава јасну повезаност с озбиљним здравственим проблемима. Међутим, разумно је предузети мјере предострожности како би се смањила изложеност, посебно у близини високонапонских линија (далековода).

8 ЛИТЕРАТУРА

- [1] ИЕС 61786-1-2013, Мјерење једносмјерних магнетних, наизмјеничних магнетних и наизмјеничних електричних поља од 1 Hz до 100 kHz у вези са излагањем људи, Дио 1: Захтјеви за мјерне инструменте.
- [2] ИЕС 61786-2-2014, Мјерење једносмјерних магнетних, наизмјеничних магнетних и наизмјеничних електричних поља од 1 Hz до 100 kHz у вези са излагањем људи, Дио 2: Основни стандард за мјерења.
- [3] ИЕС 62110-2009, Нивои електричних и магнетних поља које генеришу системи наизмјеничне струје –Процедуре мјерења у вези са изложеношћу јавности.
- [4] Закон о заштити од нејонизујућих зрачења („Службени гласник Републике Српске“, број: 02/05).
- [5] Правилник о заштити од електромагнетних поља до 300 GHz, („Службени гласник Републике Српске“, број: 99).
- [6] Извјештај о испитивању нивоа нејонизујућег зрачења на далеководу 110kV Нова Топола-Градишка на локацији ТП Конекс д.о.о. (Број извјештаја: Аудит-2022-НФ, Датум: 23.12.2022.).

DOI: [10.46793/CIGRE37.B2.11](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B2.11)**B2.11****PRIMENA NEURALNIH MREŽA ZA UNAPREĐENJE ROBUSNOSTI NADZEMNIH VODOVA****A NEURAL NETWORK APPROACH FOR ENHANCED OVERHEAD LINE RESILIENCE****Aleksandar Terzić, Mileta Žarković, Boško Nikolić**

Kratak Sadržaj: Globalna tranzicija ka proizvodnji energije sa nultom emisijom ugljenika zahteva fundamentalnu transformaciju elektroenergetskih mreža i primenu inovativnih strategija za povećanje njihove robusnosti. Nadzemni vodovi, kao kritična komponenta elektroenergetske infrastrukture, suočavaju se sa sve većim operativnim izazovima usled ekstremnih vremenskih uslova. Ovaj rad predstavlja novi pristup za unapređenje robusnosti, žilavosti nadzemnih vodova kroz integraciju povezanog mehaničko-meteorološkog modela sa sistemom za detekciju događaja baziranim na veštačkim neuralnim mrežama. Oslanjajući se na okvir CIGRE Paris 2024, sesija B2-10884 [1], koji dinamički simulira ponašanje nadzemnih vodova pod promenljivim vremenskim uslovima, ovaj rad spaja teorijsko modelovanje i operativne podatke iz realnog sistema. Predložena metodologija koristi prediktivne mogućnosti multifizičkog modela i neuralnih mreža za prepoznavanje kritičnih događaja u elektroenergetskom sistemu, kao što su galopiranje provodnika, prekomerna opterećenja usled nagomilavanja leda i uticaj nepovoljnih vremenskih uslova na performanse nadzemnih vodova. Metodologija uključuje prikupljanje podataka od operatora prenosnog sistema, obučavanje neuralnih mreža za prepoznavanje obrazaca, detekciju događaja u realnom sistemu i validaciju performansi kako bi se obezbedila tačnost predloženog rešenja. Očekuje se da ovaj pristup doprinese povećanoj robusnosti elektroenergetskog sistema, optimizovanom upravljanju infrastrukturuom i donošenju odluka zasnovanih na podacima. Integracijom modelovanja nadzemnih vodova i veštačke inteligencije, ovaj rad predstavlja rešenje za očuvanje stabilnosti elektroenergetskih sistema (EES) usled ekstremnih vremenskih uslova.

Ključne reči: Održavanje, veštačke neuralne mreže, nadzemni vodovi, modelovanje ambijentalnih uslova.

Abstract: The global transition to carbon-neutral energy necessitates a fundamental transformation of power grids, requiring innovative strategies to enhance system resilience. Overhead transmission lines (OHLs), a critical component of power infrastructure, face increasing operational challenges due to extreme weather conditions. This paper presents a novel approach to improving OHL resilience by integrating a coupled mechanical-meteorological model with an artificial neural network (ANN)-based event detection system. Building upon the OHL Multiphysics Modelling framework (CIGRE Paris 2024, session B2-10884), which simulates OHL behavior under dynamic weather conditions, this research

* Aleksandar Terzić, EMS AD, aleksandar.terzic@ems.rs

** Mileta Žarković, Boško Nikolić, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.rs, nbosko@etf.bg.ac.rs; nbosko@etf.bg.ac.rs

bridges the gap between theoretical modeling and real-world operational data. The proposed system leverages the predictive capabilities of multiphysics simulations and the learning capacity of ANNs to identify critical grid events, such as conductor galloping, excessive tensile loads due to ice accretion, and adverse weather impacts on OHL performance. The methodology includes data acquisition from transmission system operators (TSOs), ANN training for pattern recognition, real-time event detection, and performance validation to ensure accuracy and adaptability. The expected contributions of this research include enhanced grid resilience, optimized asset management, and data-driven decision-making for TSOs. By integrating advanced modeling with AI, this paper provides a solution for ensuring power grid stability in the era of extreme weather conditions.

Keywords: *Asset Management, Artificial Neural Networks, Overhead Transmission Lines (OHLs), Weather Modeling.*

1 UVOD

Dalekovodi predstavljaju osnovni element elektroenergetskog sistema. U prenosnoj elektroenergetskoj mreži, zbog velike dužine dalekovoda njegovi elementi su izloženi različitim vremenskim uslovima i različitim tipovima terena koji u kombinaciji značajno utiču na verovatnoću pojave kvara duž trase dalekovoda. Veliki broj kvarova koji se dešava, može se sa velikom sigurnošću pripisati vremenskim uslovima, a njihov potencijalni uticaj se kreće od prolaznog kvara bez oštećenja pa do trajne havarije koja bitno utiče na rad EES-a. Operator prenosnog EES vode evidenciju ovih događaja koja služi za kasniju analizu i planiranje preventivnih mera pa i novih investicija u mrežu. Pored oznake dalekovoda, evidentira se tip kvara, vreme nastanka kvara kao i rastojanje delovanja distantne relejne zaštite od postrojenja, što omogućava precizno definisanje mikrolokacije kvara. Za potrebe ovog rada korišćeni su ovi podaci za vremenski period od 2014. – 2024. gde su pored geografske prezentacije lokacije kvara, podaci korišćeni u kombinaciji sa meteorološkim parametrima za treniranje veštačke neuralne mreže sa ciljem klasifikacije tipova kvarova za slučaj kada je priroda kvara nepoznata. Motivacija za rad jeste kreiranje modela baziranog na veštačkoj inteligenciji koji će omogućiti detektovanje određenih anomalija i njihovo uvezivanje sa parametrima koji utiču na njihovu pojavu. Drugo poglavlje ovog rada bavi se analizom postojećih ulaznih podataka, treće poglavlje obrađuje predloženu arhitektura veštačke neuralne mreže i prezentuje dobijene rezultate, četvrto poglavlje obrađuje analizu dobijenih rezultata kao i predlaže dalje smerove razvoja prikazanog postupka.

2 ULAZNI PODACI

Podaci o lokaciji kvara evidentiraju se kao rastojanje u [km] koje se očitava sa sistema distantne relejne zaštite. U zavisnosti od dalekovoda, tipa zaštitne opreme, tipa kvara i konfiguracije mreže, može se desiti da uređaj detektuje samo stepen delovanja distantne zaštite (I, II, III stepen) ili da se rastojanje uopšte i ne očitava. Kako format u kome se podaci upisuju u izveštajima u dispečerskom centru Akcionarskog društva „Elektromreža Srbije“ - EMS AD nije pogodan za direktnu analizu, jer se veliki broj numeričkih podataka unose u formi teksta, za potrebe ovog rada neophodno je bilo prilagoditi ove podatke, a one događaje koji nemaju neophodne podatke (tačna lokacija delovanja distantne zaštite, datum i vreme delovanja i naziv dalekovoda) isključiti iz dalje analize. Inicijalni set podataka za definisan period obradio je ukupno 11606 događaja.

Da bi se ulazni podaci što bolje iskoristili u prvoj fazi obrade ulaznih podataka potrebno je korišćenjem tehnika prepoznavanja obrazaca unošenja teksta izvući informaciju o lokaciji kvara i uzroku kvara i formirati poseban tip podataka sa postojećim podacima. Ovo je postignuto delimičnom automatizacijom i to prepoznavanjem obrazaca unošenja tipa: „*D=xx.x km*” ili „*L=xx.x km*” ili „*lok. xx.x km*” i slično gde su vrednosti *xx.x* rastojanja u [km] od početne tačke dalekovoda (visokonaponsko potrojenje).

Tabela I - Kategorija kvarova

oznaka	Uzrok kvara	oznaka	Uzrok kvara
1	Naraslo ili palo drvo	11	Zaštitno uže
2	IL-preskok bez prekida	12	Životinje ili ptice
3	Grmljavina-atmosf.prenap.	13	Strujni most otklon
4	IL-preskok sa prekidom	14	Jak vetar
6	Požar	15	Stub lom ili pad
7	Fazni provodnik prekid	16	Magla
8	Jaka kisa	17	Rosa
9	Led	18	Strujni most-prekid
10	Sneg	100	Normalni pogon

Sličan postupak je primenjen i za podatke o uzroku kvara gde je radi pojednostavljenja nekoliko sličnih tipova kvarova grupisano zajedno imajući u vidu da se planirana arhitektura neuralne mreže naslanja i na meteorološke podatke koji imaju ograničenu mogućnost diferenciranja između sličnih meteoroloških pojava. Tako se mogu grupisati podaci kada je uzrok kvara: ledena kiša i led, kiša i rosa, jak vetar, palo drvo i slično. Tipovi kvarova koji su analizirani nalaze se u sledećoj tabeli:

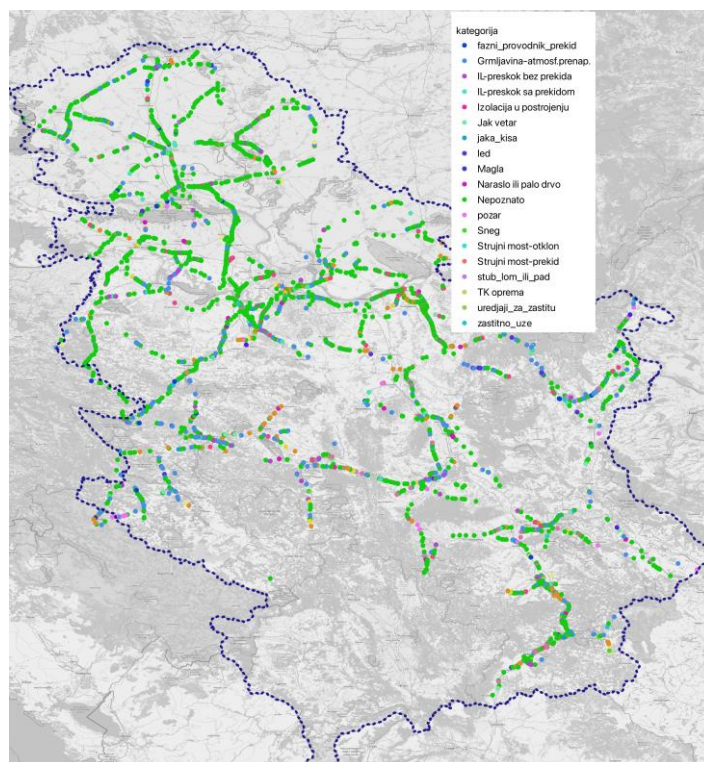
U drugoj fazi obrade ulaznih podataka svakoj lokaciji kvara su dodeljeni tehnički parametri dalekovoda i to: naponski nivo dalekovoda i oblik najbližeg stuba posmatranog dalekovoda. Na ovaj način u kasnijoj fazi, mogu se logički grupisati događaji na sličnim dalekovodima, što može da doprinese tačnosti celog modela predikcije. Baza podataka se može podeliti kako bi se moglo formirati više manjih modela sa elementima sličnih karakteristika. Ovaj proces se odvija automatski korišćenjem „*Spatial query*“ funkcionalnosti „python“ biblioteke *geopandas* [2]. Podaci o dalekovodnim stubovima su preuzeti iz baze podataka EMS AD.

U trećoj fazi obrade ulaznih podataka svakom događaju kvara dodeljeni su meteorološki parametri i podaci o kategoriji terena na mestu kvara. Meteorološki parametri preuzeti su sa servisa <https://cds.climate.copernicus.eu> [3] [4] gde su korišćene satne vrednosti podataka prostorne rezolucije od 10 km i to za sledeće parametre:

1. temperatura vazduha,
2. padavine,
3. vazdušni pritisak,
4. udarna brzina vetra i
5. brzina vetra.

Za svaku lokaciju preuzeti su podaci koji su prethodili trenutku nastanka kvara i to prethodnih 10 časova. Da bi se dodatno istakao trenutak normalnog pogona (kada nema kvara) – kvar je posmatran samo sa prethodnih 5 časova (trenutak kvara do 5 časova) dok je prvih 5 časova posmatrano kao normalan pogon. Ovakva pretpostavka je opravdana jer je u praksi pojava meteoroloških uslova za nastanak kvara kratkotrajne prirode. Korišćenje podataka o normalnim pogonskim uslovima pozitivno utiče na praktičnu primenu sistema jer se u praksi očekuje detekcija promene meteoroloških parametara ili druga okolnost koja će rezultirati pojavom kvara.

Kao dodatni ulazni podaci korišćeni su nadmorska visina na lokaciji kvara i kategorija terena. Procenjeno je da će ovi podaci pozitivno uticati na predikciju imajući u vidu da neke vrste kvarova zavise od ovih parametara. Za kategoriju terena korišćeni su podaci pribavljeni sa servera *ESA Climate Change Initiative – Land Cover project 2020 and EC C3S Land Cover* [5]. Ovaj skup podataka sastoji se od više od 40 kategorija terena, koje su za potrebe ovog rada grupisane u 5 kategorija u skladu sa opisom datom u standardu EN50341:2012 [6] koji je relevantan za ovu vrstu objekata. Nakon konačne obrade ulaznih podataka odabrano je ukupno 4916 događaja za koje su definisani svi neophodni podaci. Od ovih podataka vsta kvara je definisana za Geografski prikaz svih ovih kvarova za period od 2014. – 2024. prikazan je na sledećoj slici:



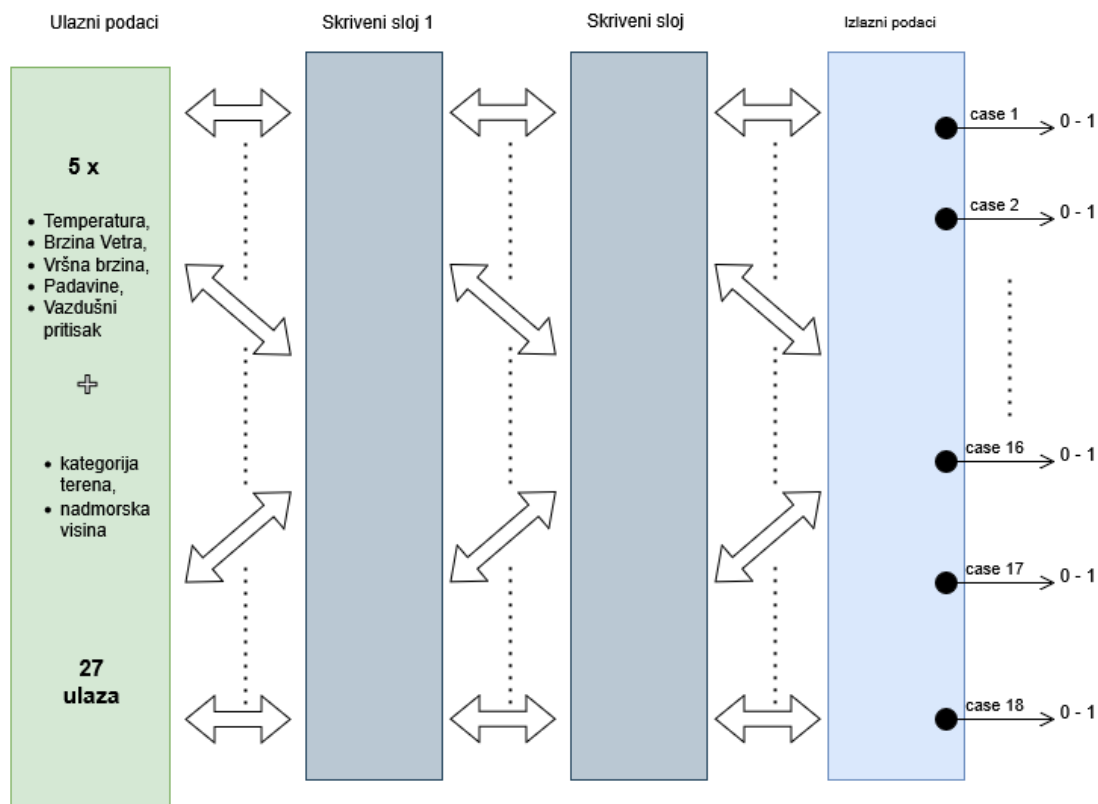
Slika 1 - Geografski prikaz kategorije kvarova

Na slici 1 prikazana je geografska raspodela događaja koji su analizirani generisano pomoću softvera QGIS [7]. Kao što je vidljivo sa slike, većina događaja je nepoznatog porekla – nije klasifikovana. Od 4916 detektovanih kvarova 980 se može smatrati jasno definisanim. Ovi podaci će se dalje koristiti za obučavanje (treniranje) veštačke neuralne mreže.

3 NEURALNA MREŽA

Veštačka neuralna mreža je osnova svih modernih sistema tzv. veštačke inteligencije. Za praktičnu primenu potreban je dovoljan broj ulaznih podataka i tačnih vrednosti izlaza da bi neuralna mreža mogla sa zadovoljavajućom tačnošću dati izlazne rezultate. Proces u kome se parametri neuralne mreže dovode do optimalnih vrednosti sa aspekta tačnosti naziva se učenje odnosno trening neuralne mreže. U zavisnosti od problema koji se analizira treba odabrati i odgovarajuću arhitekturu neuralne mreže. Arhitektura neuralne mreže ogleda se u slojevima (eng. „layers“) i njihovim međusobnim odnosima gde izlazni sloj predstavlja krajnji rezultat. Kako se problem odabira vrste kvara svodi na selekciju jednog iz grupe predefinisanih tipova kvara, problem definisanja tipa kvara na osnovu ulaznih parametara može se posmatrati kao klasifikacioni problem. U ovom slučaju neuralna mreža trebana osnovu vrednosti ulaznih podataka (meteorološki i tehnički podaci o dalekovodu) na izlazu formira verovatnoću određenog tipa kvara. Dakle, u ovom slučaju izlazni sloj ima ukupno izlaza koliko ima mogućih tipova kvarova, gde svaki izlaz ima vrednost u rasponu 0 – 1 što predstavlja verovatnoću pojave te vrste kvara i zbir svih izlaza uvek ima vrednost 1.

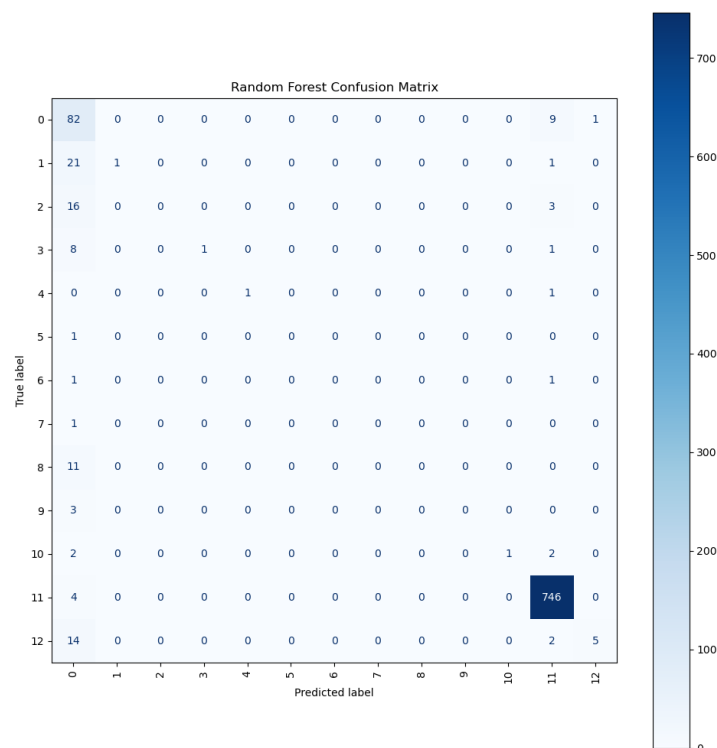
Sa druge strane, moguće je izlazni sloj prikazati samo jednim izlazom gde će vrednost izlaza predstavljati vrednost oznake kvara iz tabele 1 pa bi se u tom slučaju praktično problem sveo na regresioni problem. Pogodnim odabirom numeričke vrednosti oznake uzroka kvara može se postići bolja osetljivost celog modela. U konkretnom slučaju, slučaj sa normalnim pogonom dobio je vrednost 100, što za cilj ima isticanje ovog stanja mreže u odnosu na ostale tipove kvara. Na slici 2 prikazan je grafički prikaz opisanog modela sa klasifikacionim izlazom:



Slika 2 - Grafički prikaz neuralne mreže sa klasifikacionim izlazom

Veštačka neuralna mreža se jednostavno kreira pomoću softverskih paketa (matlab ili python biblioteke [8]), a postupak treniranja neuralne mreže odvija se na uzorku podataka sa tačnim

vrednostima ulaza i izlaza. U postupku treniranja, softver za određene ulazne meteorološke i geografske podatke na ulazu posmatra vrednost izlaza. Pošto je tačna vrednost izlaza poznata, u sledećoj iteraciji treniranja, menjaju se parametri aktivacije čvorova mreže kako bi se postigla što tačnija vrednost izlaza. Za treniranja neuralne mreže u konkretnom slučaju korišćen je set podataka sa 4696 tačno registrovanih događaja klasifikovanih u 18 kategorija kvarova. Na ovaj način postignuta je tačnost u predviđanju izlaznih podataka od 78%. U praksi to znači da je verovatnoća da će vrednost najveće verovatnoće izlaza koju daje izlazni sloj mreže biti tačna u 78% slučajeva. Da bi se dodatno analizirala struktura odlučivanja neuralne mreže na sledećoj slici prikazana je tzv. matrica odlučivanja („*confusion matrix*“):



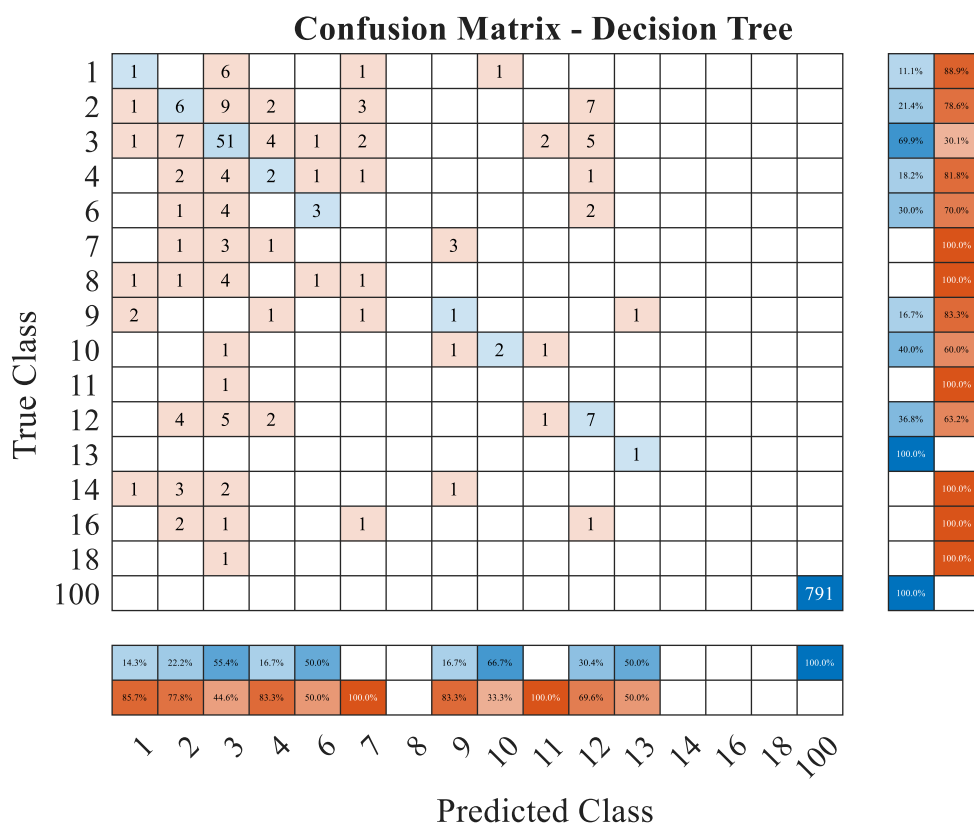
Slika 3 - Matrica odlučivanja za klasifikacioni problem

Matrica prikazuje šablon odlučivanja neuralne mreže. Za ovu vrstu podataka odabran je „*random forest*“ algoritam treniranja neuralne mreže. Veliki broj grupa kvarova označenih sa „11“ (normalni pogon) mreža je uspešno prepoznala, dok postoje i druge vrste kvarova koje su pogrešno prepoznate. Obzirom da u setu ulaznih podataka postoji veliki broj događaja normalnog pogona, koji su naknadno dodati, ovo ponašanje mreže je očekivano, međutim za praktičnu primenu ovog sistema potreban je veći broj ulaznih podataka. Treba napomenuti da su za potrebe treniranja neuralne mreže neki od sličnih tipova kvara grupisani.

Analizirana je i druga vrsta arhitekture, gde je izlazni sloj prikazan sa samo jednim izlazom – regresioni model. U ovom slučaju do izražaja dolazi konkretna numerička vrednost dodeljena tipu kvara. Kod ovog modela, kao parametar koji definiše tačnost može se koristiti parametar *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE) koji predstavlja standardni parametar za ovaj tip neuralne mreže i računa se prema formuli (1) :

$$MAPE = 100 \times \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \quad (1)$$

Gde je A_t tačna vrednost, a F_t je vrednost koju predviđa model. Pogodnim odabirom parametara postignuta je vrednost MAPE od 8%. Na sledećoj slici 4 dat je prikaz matrice odlučivanja za ovu arhitekturu mreže.



Slika 4 - Matrica odlučivanja za klasifikacioni problem

Slično kao za prethodnu arhitekturu, većina tipova kvarova je u ulaznim podacima za trening mreže definisana kao normalni pogon, s tim što je za klasifikacioni problem bitna dodeljena numerička vrednost izlaza. Ovo značajno doprinosi tačnosti i omogućava da mreža tačno predviđi veći broj kvarova.

4 ZAKLJUČAK

U radu su prezentovane osnove primene veštačkih neuralnih mreža za predviđanje tipova kvara na visokonaponskim dalekovodima na osnovu meteoroloških i geografskih podataka. Uspostavljeni sistem daje solidnu osnovu za primenu opisanog postupka u daljem istraživačkom radu autora. Nezavisno od načina posmatranja problema (klasifikacioni ili regresioni) predikcija kvara u odnosu na normalni pogon daje zadovoljavajuće rezultate. Iako oba sistema imaju solidan procenat tačnosti (oko 80%) ta tačnost se može pripisati velikom broju događaja normalnog pogona dalekovoda. Da bi se postiglo povećanje tačnosti i bolje raspoznavanje tipova kvara potrebno je razmotriti dalje prilagođenje ulaznih podataka kao i same arhitekture veštačke neuralne mreže. Pored prilagođenja broja slojeva, čvorova odnosno arhitekture mreže, ulazne podatke treba grupisati u manje tipova sličnih kvarova. Na ovaj način stvoriće se veći skupovi podataka o kvarovima pa se očekuju i bolji rezultati u klasifikaciji kvarova. Svakako i sama predikcija kada će doći do kvara nesumljivo doprinosi robusnosti celog elektroenergetskog sistema. Pored navedenog, fokus autora u daljem radu biće na primeni dodatnih mehaničkih modela dalekovoda [9] i njihovoj integraciji u neuralnu mrežu i analizi

primene dodatnih meteoroloških podataka. Očekuje se da dodatni ulazni paramteri mehaničkog modela doprinesu tačnosti modela veštačke inteligencije.

5 LITERATURA

- [1] A. Terzic, „OHL Multiphysics modelling B2-10884,“ CIGRE 2024, 2024.
- [2] Geopandas, „geopandas,“ geopandas, 08 04 2025. [Na mreži]. Available: <https://geopandas.org/en/stable/>. [Poslednji pristup 08 04 2025].
- [3] Copernicus Climate Change Service, „Climate Data Store,“ Copernicus, 08 April 2024. [Na mreži]. Available: <https://cds.climate.copernicus.eu/#!/home>. [Poslednji pristup 08 April 2024].
- [4] ECMWF, „ECMWF reanalysis,“ ECMWF, 08 04 2024. [Na mreži]. Available: <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/dataset/ecmwf-reanalysis-v5>. [Poslednji pristup 08 04 2024].
- [5] ESA, „ESA land cover,“ ESA, 08 04 2025. [Na mreži]. Available: <https://climate.esa.int/en/projects/land-cover/>. [Poslednji pristup 08 04 2025].
- [6] CENELEC, EN 50341-1:2012 - Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV - Part 1: General requirements - Common specifications, CENELEC, 2012.
- [7] QGIS, „QGIS project,“ QGIS, 08 April 2024. [Na mreži]. Available: <https://qgis.org/en/site/>. [Poslednji pristup 08 April 2024].
- [8] scikit learn, „scikit learn nearest neighbors documentation,“ scikit learn developers, 08 April 2024. [Na mreži]. Available: <https://scikit-learn.org/stable/modules/neighbors.html>. [Poslednji pristup 08 April 2024].
- [9] K. V. M. Đurić, „Comparison of the equation of catenary state for mid-length spans and a mathematical model that is more accurate and intended for computer application,“ u CIGRE Yugoslavia 25th session, Herceg Novi, 2001.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B3.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B3.01)**B3.01****POKAZATELJI POUZDANOSTI ELEMENATA VISOKONAPONSKIH RAZVODNIH
POSTROJENJA****RELIABILITY INDICES OF HIGH VOLTAGE SUBSTATIONS COMPONENTS****Vladica Mijailović*, Aleksandar Ranković, Predrag Petrović***

Kratak sadržaj: U radu je dat pregled vrednosti pokazatelja pouzdanosti elemenata razvodnih postrojenja do kojih se došlo u anketama koje su sprovele strukovne međunarodne organizacije i velike elektrodistributivne kompanije. U odnosu na prethodne ankete, ovaj put se došlo do podataka o elementima koji do sada nisu bili obuhvaćeni istraživanjima. Takođe, navedeni su podaci o vremenima isporuke pojedinih elemenata i njihovim cenama.

Ključne reči: Pouzdanost, Anketa, Razvodna postrojenja, Pokazatelji, Rezervna oprema, Jednopolna šema

Abstract: This paper provides an overview of the reliability indices of substations components obtained from surveys conducted by professional international organizations and large electric power distribution companies. Compared to previous surveys, this time data has been gathered for components that had not been included in prior research. Additionally, information on the delivery times and prices of individual substation components is provided.

Key words: Reliability, Survey, Substations, Indices, Spare components, Single-line diagram.

1 UVOD

Pouzdanost se definiše kao sposobnost sistema da obavlja predviđenu funkciju tokom određenog vremenskog perioda, u zadatim uslovima. Jedan sistem se može smatrati pouzdanim ako karakteristični pokazatelji u obavljanju određene funkcije imaju vrednosti koje nisu gore od zahtevanih. Iz prethodnog sledi da se nivo pouzdanosti ocenjuje na osnovu potreba korisnika funkcija koje sistem obavlja, što znači da sa gledišta nekih korisnika sistem može biti pouzdan, a drugih, koji imaju veće zahteve, nepouzdan. Jedan sistem može biti pouzdan u obavljanju jednih, a nepouzdan u obavljanju drugih funkcija. Sistemi bez mogućnosti otkaza ne postoje. Pouzdanost se može povećati dodatnom izgradnjom objekata, primenom automatike i daljinskog upravljanja, ugradnjom kvalitetnije opreme i dr. Razume se, sva prethodno navedena poboljšanja koštaju, tako da se tehnički racionalna rešenja moraju tražiti na osnovu tehničko-ekonomskih analiza koje uzimaju u obzir navedene troškove i troškove korisnika usluga.

Pouzdanost EES-a se procenjuje na osnovu podataka o pouzdanosti pojedinačnih elemenata koji čine sistem. Smisljena analiza zahteva razumne podatke o pouzdanosti elemenata date vrste iz prethodnog, dovoljno dugog, perioda eksploatacije pod zadatim uslovima.

Kvalitet ovih podataka ima suštinsku važnost za tačnost analiza. Međutim, prikupljanje valjanih podataka je skup, naporan i dugotrajan posao.

Podaci koji su izloženi u nastavku rada su rezultat obimnih anketa koje su sprovedene od strane strukovnih međunarodnih organizacija i/ili od strane velikih državnih kompanija. U odnosu na prethodne analize poboljšanje je što su analizirani i elementi koji do sada nisu bili obuhvaćeni u anketama. Takođe, prikazani su i podaci koji pokazuju tretman isporučilaca električne energije prema prema potrošačima kada je u pitanju neprekidnost napajanja i poštovanje preuzetih obaveza.

2 POKAZATELJI POUZDANOSTI ENERGETSKIH TRANSFORMATORA [1, 2, 3, 4]

CIGRE je u anketi iz 2021. obuhvatila 37104 energetska transformatora naznačenog napona $U_n \geq 100 \text{ kV}$. Intenziteti kvarova po naponskim nivoima su dati u Tabeli 1.

Tabela 1: Intenziteti kvarova energetskih transformatora za pojedine naponske nivoe

	Naponski nivo U [kV]					
	$100 \leq U < 200$	$200 \leq U < 300$	$300 \leq U < 500$	$500 \leq U < 700$	$U \geq 700$	UKUPNO
$\lambda \left[\frac{1}{\text{god}} \right]$	0,0023	0,0028	0,0044	0,0047	0,0146	0,0028

Tokom prvih 20 godina eksploatacije intenzitet kvarova je praktično konstantan. U periodu između dvadesete i dvadeset pete godine počinje da se oseća uticaj starenja, jer intenzitet kvarova raste. Ako se neotkazivost energetskog transformatora modeluje Weibull-ovom raspodelom parametar oblika za transformatore u Evropi je $\beta = 3$, a za jedinice u Americi- $\beta = 2,8$.

Pokazatelji do kojih se došlo na osnovu istraživanja u Norveškoj su navedeni u Tabeli 2.

Tabela 2: Pokazatelji pouzdanosti energetskih transformatora instalisanih u Norveškoj

	$\lambda \left[\frac{1}{\text{god}} \right]$	Trajanje kvara [h]	Raspoloživost A [%]
$30 \leq U < 70$	0,00542	6,13	99,99962
$100 \leq U < 150$	0,02320	9,73	99,99742
$130 \leq U < 400$	0,00566	9,66	99,99938
$220 \leq U < 330$	0,03040	7,81	99,99729

U Tabeli 3 je dato relativno učešće pojedinih komponenti energetskog transformatora u nabavnoj ceni, a u Tabeli 4- okvirna vremena isporuke energetskih transformatora datog naponskog nivoa.

Tabela 3: Relativno učešće komponenti energetskog transformatora u nabavnoj ceni

	Komponenta	Učešće u ceni energetskog transformatora, %
1	Namotaji + ulje	30-45
2	Kotao	15-20
3	Regulator napona	10-15

	Komponenta	Učešće u ceni energetskog transformatora, %
4	Ostalo	5-10
5	Jezgro	20-30

Tabela 4: Okvirna vremena isporuke energetskih transformatora datog naponskog nivoa

	Naznačeni napon, kV	Okvirno trajanje isporuke energetskog transformatora, (mesec)
1	35	3-6
2	110	6-9
3	220	9-12
4	400	12-15

3 POKAZATELJI POUZDANOSTI PREKIDAČA, RASTAVLJAČA I ZEMLJOSPOJNIKA

Pouzdanost rasklopne opreme je analizirana u Anketi koju je CIGRE sproveda u periodu 2014.-2017. Podaci o intenzitetima kvarova su navedeni u Tabeli 5. Vremena trajanja isporuke prekidača su u rangu vremena isporuke energetskih transformatora datog naponskog nivoa. Ako je potpisan ugovor sa proizvođačem, što verovatno košta, vreme isporuke se može skratiti za oko 50 %. Zavisno od naponskog nivoa i tipa kvara, pod pretpostavkom da su rezervni delovi raspoloživi, otklanjanje kvara traje $(1 \div 3)$ dana[2, 3, 4].

Tabela 5: Intenziteti kvarova rasklopne opreme

	Element	Intenzitet kvarova $\lambda \left[\frac{1}{god} \right]$
1	prekidač	0,004766
2	rastavljač	0,000391
3	zemljospojnik	0,000292

Pokazatelji pouzdanosti prekidača instalisanih u Norveškoj su navedeni u Tabeli 6.

Tabela 6: Pokazatelji pouzdanosti prekidača instalisanih u Norveškoj

	$\lambda \left[\frac{1}{god} \right]$	Trajanje kvara [h]	Raspoloživost A [%]
$100kV \leq U < 150kV$	0,00180	9,81	99,99980
$220kV \leq U < 330kV$	0,00400	26,67	99,99878
$380kV \leq U < 420kV$	0,00810	19,81	99,99817

Prekidač se, sa stanovišta pouzdanosti, može podeliti na:

- komponente na pogonskom naponu,
- električna kontrolna i pomoćna kola,
- pogonski mehanizam i
- ostalo.

Ova podela je važna radi određivanja optimalne količine rezervnih delova.

U slučaju modelovanja funkcije neotkazivosti mešavinom eksponencijalne i Weibull-ove raspodele parameter razmere α , parameter oblika β , srednje vreme trajanja ispravnog rada m i intenzitet otkaza λ imaju vrednosti date u Tabeli 7. Ovo su podaci do kojih se došlo statističkom obradom eksploatacionih podataka na Tajlandu. Može se zaključiti da su pokazatelji pouzdanosti iz Tabele 7 znatno lošiji od pokazatelja do kojih se došlo u anketi CIGRE i od pokazatelja koji važe za prekidače u Norveškoj.

Tabela 7: Pokazatelji pouzdanosti za pojedine funkcionalne celine prekidača

Funkcionalna celina prekidača	α	β	$m[god]$	$\lambda\left[\frac{1}{god}\right]$
Komponente na pogonskom naponu	19,0644	2,0676	17,1580	0,0960
Električna kontrolna i pomoćna kola	19,5946	1,9474	17,6351	0,0869
Pogonski mehanizam	23,7381	2,114	21,3643	0,0777
Ostalo	21,8984	2,0695	19,7000	0,0642

U zavisnosti od toga da li je komandovanje prekidačem jednofazno ili trofazno relativno učešće pojedinih komponenti u nabavnoj ceni prekidača je dato u Tabeli 8.

Prema [4] od ukupnog broja krupnih kvarova:

- na komponentama na pogonskom naponu se događa 21% kvarova,
- na električnim kontrolnim i pomoćnim kolima se događa 29% kvarova,
- na pogonskom mehanizmu se događa 44,2% kvarova i
- na ostalim delovima prekidača se događa 4,8% kvarova.

Tabela 8: Relativno učešće pojedinih funkcionalnih celina u nabavnoj ceni prekidača

Funkcionalna celina prekidača	Učešće u ceni prekidača, %	
	Jednofazno komandovanje	Trofazno komandovanje
Komponente na pogonskom naponu	50-55	55-60
Električna kontrolna i pomoćna kola	15-20	15-20
Pogonski mehanizam	20-25	10-15
Ostalo	5-10	5-10

4 POKAZATELJI POUZDANOSTI MERNIH TRANSFORMATORA [3, 4]

Prema anketi CIGRE, intenzitet kvarova mernih transformatora je $0,001416 \frac{1}{god}$. Vreme isporuke, zavisno od naponskog nivoa i zahteva korisnika, je $(1 \div 3)$ meseca, a prosečno trajanje otklanjanja kvara $(1 \div 3)$ dana.

Pokazatelji pouzdanosti mernih transformatora instalisanih u Norveškoj su navedeni u Tabeli 9.

Tabela 9: Pokazatelji pouzdanosti mernih transformatora instalisanih u Norveškoj

	$\lambda\left[\frac{1}{god}\right]$	Trajanje kvara $[h]$	Raspoloživost $A[\%]$
$100kV \leq U < 150kV$	0,00080	27,23	99,99975
$220kV \leq U < 330kV$	0,00020	42,57	99,99990
$380kV \leq U < 420kV$	0,00090	40,67	99,99958

5 POKAZATELJI POUZDANOSTI SF_6 -POSTROJENJA I VAZDUHOM IZOLOVANIH POSTROJENJA

Prema anketi CIGRE intenzitet kvarova SF_6 -postrojenja je $0,000807 \frac{1}{god}$.

Pokazatelji pouzdanosti transformatorskih stanica svih tipova prema naponskim nivoima instaliranih u Norveškoj i Švedskoj su navedeni u Tabeli 10, a pokazatelji pouzdanosti kontrolne opreme- u Tabeli 11.

Tabela 10: Pokazatelji pouzdanosti transformatorskih stanica svih tipova instaliranih u Norveškoj i Švedskoj

Naponski nivo razvodnog postrojenja [kV]	$\lambda \left[\frac{1}{god} \right]$	Trajanje kvara [h]	Raspoloživost A [%]
36	0,20439	7,49	99,98251
45	0,20425	3,98	99,99071
66	0,39447	2,85	99,98715
130	0,27976	8,77	99,97201

Tabela 11: Pokazatelji pouzdanosti kontrolne opreme u postrojenjima instaliranim u Norveškoj i Švedskoj

	$\lambda \left[\frac{1}{god} \right]$	Trajanje kvara [h]	Raspoloživost A [%]
$100kV \leq U < 150kV$	0,00750	13,61	99,99883
$220kV \leq U < 330kV$	0,03730	20,43	99,99130
$380kV \leq U < 420kV$	0,04160	17,42	99,99173

6 POKAZATELJI POUZDANOSTI ODVODNIKA PRENAPONA

Prema anketi CIGRE, intenzitet kvarova odvodnika prenapona je $0,000826 \frac{1}{god}$. Podaci o vremenu isporuke i trajanju otklanjanja kvara nisu saopšteni.

7 POKAZATELJI POUZDANOSTI NADZEMNIH I KABLOVSKIH VODOVA [3, 4]

Prema rezultatima prikupljenim u Norveškoj i Švedskoj, pokazatelji pouzdanosti nadzemnih vodova su dati u Tabeli 12, a kablovskih vodova u Tabeli 13. Detaljni podaci, koji se odnose na dužine vodova po naponskim nivoima i kvarove po godinama, dati su u [3].

Tabela 12: Pokazatelji pouzdanosti nadzemnih vodova u Norveškoj i Švedskoj

Naponski nivo nadzemnog voda [kV]	$\lambda \left[\frac{1}{km \cdot god} \right]$	Trajanje kvara [h]	Raspoloživost A [%]
36	0,01728	3,54	99,99930
45	0,00570	4,09	99,99973
66	0,00355	4,78	99,99981
130	0,0142	1,76	99,99972
220	0,00730	3,48	99,99971
400	0,00340	4,14	99,99984

Tabela 13: Pokazatelji pouzdanosti kablovskih vodova u Norveškoj i Švedskoj

Naponski nivo kablovskog voda [kV]	$\lambda \left[\frac{1}{\text{km} \cdot \text{god}} \right]$	Trajanje kvara [h]	Raspoloživost A [%]
36	0,00973	26,72	99,99703
45	0,00688	17,15	99,99865
66	0,00893	2,83	99,99971
130	0,00718	14,52	99,99881
220	0,01575	178,72	99,97613
400	0,02750	453,21	99,85773

8 ŠTETE ZBOG PREKIDA NAPAJANJA [14, 15, 16, 17]

Rezultati analiza pouzdanosti za datu konfiguraciju napajanja su, između ostalog, učestanost i očekivano trajanje prekida napajanja potrošača. Na osnovu ovih podataka i strukture potrošača može se proceniti šteta koju zbog toga trpe isporučilac električne energije i potrošači. U delu koji sledi biće navedeni podaci iz nekoliko inostranih izvora, a koji se odnose na štete kod pojedinih kategorija potrošača.

8.1 Podaci iz Finske

Finci su definisali maksimalnu dužinu trajanja jednog prekida napajanja bez posledica po isporučioca i visinu kompenzacije koju isporučilac mora da plati potrošačima u zavisnosti od dužine prekida napajanja, zbog pretrpljene štete. Visina kompenzacije predstavlja deo godišnjeg računa potrošača za utrošenu električnu energiju u prethodnoj godini, Tabela 14. Na osnovu godišnje potrošnje električne energije izračuna se prosečna potrošnja po satu. Za cenu električne energije u periodu u kome je došlo do prekida isporuke i prosečne satne potrošnje izračuna se pretrpljena šteta. Iznos koji se isplaćuje potrošaču ne može biti veći od 700 EUR godišnje.

Tabela 14: Visina kompenzacije u zavisnosti od trajanja prekida (isplaćena šteta ne može biti veća od 700 EUR godišnje)

Trajanje prekida, (h)	Visina kompenzacije, (%)
12 ÷ 24	10
24 ÷ 72	25
72 ÷ 120	50
> 120	100

Tokom godina u kojima nije bilo ekstremnih vremenskih neprilika ukupna godišnja šteta koju je elektrodistribucija isplaćivala potrošačima je bila u opsegu $[0,36 \div 2,75] \cdot 10^6 \text{ EUR}$, dok je najveći zbirni iznos koji je elektrodistribucija isplatila potrošačima iznosio $46,79 \cdot 10^6 \text{ EUR}$ za godinu dana.

Vlada je 2013. godine donela nova pravila i povećala nadoknadu koja se isplaćuje potrošačima, Tabela 15. Maksimalna vrednost kompenzacije koju potrošač može da dobije u toku godine sada iznosi 2000 EUR.

Tabela 15: Nadoknade koje se isplaćuju potrošačima u zavisnosti od trajanja prekida

Trajanje prekida, (h)	Visina kompenzacije, (%)
12 ÷ 24	10
24 ÷ 72	25
72 ÷ 120	50
120 ÷ 192	100
192 ÷ 288	150
> 288	200

8.1.1 Kako se određuje šteta usled prekida u napajanju

Faktori koji utiču na visinu štete koju trpe potrošači su brojni: trajanje prekida, karakter prekida (da li je planiran ili iznenađan), vreme kada je došlo do prekida (dan, noć, radni dan, vikend,...) i sezona (leto ili zima). Na drugoj strani, vrsta potrošača (industrijski potrošači, komercijala, domaćinstva, poljoprivredna dobra, komunalna preduzeća) je ključna kada se utvrđuje visina štete. Prema podacima sa Berklija [16], šteta kod svih potrošača raste skoro linearno za prekidne koji traju do 8 sati. Šteta zbog planiranih (najavljenih) prekida je znatno niža nego kada do prekida dođe zbog kvara. Za industrijske i komercijalne potrošače je najznačajniji trenutak prekida napajanja.

Pri planiranju nije dobro računati sa prosečnim vrednostima šteta za industrijske i komercijalne potrošače već svakog treba posmatrati pojedinačno. Naime, nisu im isti proizvodni ciklusi, ne koriste istu opremu, nije isti stepen osetljivosti proizvodnje i dr. Povoljna okolnost pri utvrđivanju visine šteta je što u industriji i komercijali rade profesionalci koji mogu da daju validne podatke, što nije slučaj sa drugim kategorijama potrošača (domaćinstva, poljoprivredna dobra,...). Nekvalifikovani potrošači najčešće odgovaraju bez puno razmišljanja i daju odgovore koji obično idu iz krajnosti u krajnost.

Neprekidnost proizvodnje u industriji je uslovljena neprekidnošću napajanja. Takođe, industrijska proizvodnja "povlači" prodaju, što kao rezultat ima dodatnu vrednost.

U sprovedenim anketama je traženo da ispitanici klasifikuju visinu ukupne štete prema sledećim stavkama:

- gubici zbog izgubljene proizvodnje, sektor (1),
 - troškovi ponovnog pokretanja, sektor (2),
 - šteta zbog uništenih sirovina i repromaterijala, sektor (3),
 - troškovi zbog oštećenja na opremi, sektor (4),
 - troškovi treće strane, sektor (5), i
 - ostali troškovi, sektor (6)
- za trajanje prekida od 1h, 4h i 8h.

Procentualno učešće prethodno navedenih stavki u ukupnoj šteti po pojedinim sektorima industrije je dato u Tabeli 16.

Svi navedeni podaci važe za nenajavljene prekide.

Kada su u pitanju najavljeni (planski) prekidi pri proračunu štete uzimaju se u obzir gubici zbog izgubljene proizvodnje i troškovi ponovnog pokretanja (ostale stavke su izbegnute).

Zavisno od sektora industrije, štete zbog nenajavljenog prekida napajanja su za $(50 \div 100)\%$ od šteta koje se imaju zbog najavljenog prekida napajanja.

Nove metode proračuna ne daju validne podatke o visinama šteta zbog trenutnih prekida.

Potrošači iz kategorije "široka potrošnja" u Finskoj su podeljeni na domaćinstva, vikend-naselja i farme.

Tabela 16: Procentualno učešće po stavkama u ukupnoj šteti po pojedinim sektorima industrije

Sektor	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Prehrambena industrija	50	3	36	1	0	10
Metalska industrija	60	6	5	8	9	12
Proizvodnja papira	58	15	2	4	0	21
Hemijska industrija	43	25	6	0	0	26
Proizvodnja stakla	50	9	4	5	0	32
Drvena industrija	67	12	2	3	12	4
Građevinska industrija	74	12	1	1	5	7
Elektro-industrija	63	7	5	1	3	21

8.1.2 Domaćinstva

Prosečna godišnja potrošnja jednog domaćinstva je $11214,4 kWh$ a prosečno vršno opterećenje je $3,7 kW$. Visine šteta u zavisnosti od trajanja prekida napajanja po jedinici neisporučene snage su:

Trajanje	Neplaniran prekid					Planiran prekid	
	1s	2min	1h	12h	36h	1h	12h
Šteta, EUR/kW	0,12	0,84	7,8	65,88	196,44	3,72	48

8.1.3 Vikendice

Prosečna godišnja potrošnja u jednoj vikendici je $4378,4 kWh$ a prosečno vršno opterećenje je $2,9 kW$. Visine šteta u zavisnosti od trajanja prekida napajanja po jedinici neisporučene snage su:

Trajanje	Neplaniran prekid					Planiran prekid	
	1s	2min	1h	12h	36h	1h	12h
Šteta, EUR/kW	0,12	0,24	29,16	90,36	206,76	10,32	95,76

Visine šteta u zavisnosti od perioda godine i doba dana kada je prekinuta isporuka električne energije su:

Deo dana	Zimski period		Letnji period	
	Radni dan	Neradni dan	Radni dan	Neradni dan
	Šteta, EUR/kW		Šteta, EUR/kW	
Ujutro (5,00 ÷ 10,00) h	5,52	4,56	12,12	10,56
Tokom dana (10,00 ÷ 16,00) h	6,38	4,92	12,72	16,56
Uveče (16,00 ÷ 23,00) h	7,56	5,76	13,32	12,36
Tokom noći (23,00 ÷ 5,00) h	4,68	2,16	1,2	1,08

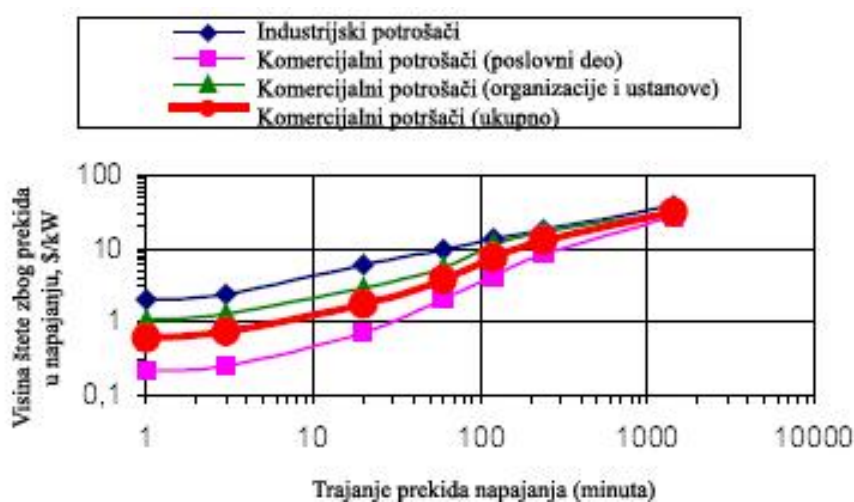
8.1.4 Farme

Prosečna godišnja potrošnja na jednoj farmi je 39563,1 kWh a prosečno vršno opterećenje je 12,8 kW. Visine šteta u zavisnosti od godišnjeg doba i trajanja prekida napajanja po jedinici neisporučene snage su:

	Neplaniran prekid						Planiran prekid
	Šteta, EUR/kW						Šteta, EUR/kW
Godišnje doba	1 s	2 min	1 h	4 h	12 h	36 h	1 h
Zima	0	0,72	12,48	47,04	140,88	383,4	8,88
Proleće	0	0,12	7,44	14,52	71,4	199,8	2,52
Leto	0	0,24	3,6	11,64	69	186,12	2,28
Jesen	0,24	1,08	15,84	33,12	178,08	428,78	3,24

8.2 Podaci iz Grčke

Ankete su rađene za sedam dužina trajanja prekida napajanja: trenutni, 3 min, 20 min, 1 h, 2 h, 4 h i 24 h. Visine šteta za pojedine kategorije potrošača u zavisnosti od dužine trajanja prekida su date na sl. 1.



Sl.1: Visine šteta za pojedine kategorije potrošača u Grčkoj po jedinici ispalne snage u zavisnosti od dužine trajanja prekida

Na gornjoj slici potrošači iz kategorije "komercijala" su razdvojeni u dve grupe: "poslovni deo" (veleprodaja, maloprodaja, hoteli, restorani, barovi) i "organizacije i ustanove" (transport, komunikacije, informatička delatnost, istraživanja, opštinska uprava).

Svi potrošači su najpre klasifikovani na srednjenaponske i niskonaponske. Zatim je svaka kategorija klasifikovana prema načinu plaćanja računa, godišnjoj potrošnji električne energije i statističkoj klasifikaciji (koju vodi Državni zavod za statistiku).

8.3 Podaci iz Italije

Prosečne procenjene štete zbog prekida u napajanju su:

- u domaćinstvima 10 EUR/kWh ,
 - kod industrijskih potrošača 20 EUR/kWh .
- Prosek na nivou države je 19 EUR/kWh .

8.4 Uporedni pregled šteta u pojedinim državama

Prosečne vrednosti šteta koje trpe pojedine kategorije potrošača u evropskim državama su:

Država	Šteta koju trpe domaćinstva, (EUR/kWh)	Šteta koju trpe industrijski potrošači i komercijala, (EUR/kWh)
Irska	40	62
Velika Britanija	$2,5 \div 9$	$4 \div 10$
Norveška	5	$2,5 \div 9$
Holandija	-	10
Hrvatska	-	2,56
Rumunija	-	0,8
Švedska	$2,5 \div 5$	49
Italija	10	20
Slovenija	-	$1 \div 3$
Bugarska	-	2
Finska	-	10

Prema anketi koju je sproveo Berkli univerzitet na 18000 potrošača u SAD (7000 industrijskih i komercijalnih i 11000 domaćinstava) štete u slučaju trenutnih i 2-satnih prekida su:

Kategorija potrošača	Šteta zbog trenutnog prekida (US \$/potrošaču) A	Šteta zbog 2-satnog prekida (US \$/potrošaču) B	B/A
Veliki ind. i komerc. potrošači zimski period, popodne	11000	32000	2,91
Veliki ind. i komerc. potrošači letnji period, popodne	5000	11000	2,20
Mali ind. i komerc. potrošači zimski period, popodne	1300	2400	1,85
Mali ind. i komerc. potrošači letnji period, popodne	900	1200	1,89
Mali ind. i komerc. potrošači vikend	500	1000	2,00

Kategorija potrošača	Šteta zbog trenutnog prekida (US \$/potrošaču) A	Šteta zbog 2-satnog prekida (US \$/potrošaču) B	B/A
Domaćinstva, na jugozapadu države	3,2	4,8	1,5
Domaćinstva, na jugoistoku države	2,3	3,6	1,57
Domaćinstva, na severozapadu države	2,0	2,8	1,40
Domaćinstva, na zapadu države	1,8	2,5	1,39

Treba uočiti da potrošači iz kategorije domaćinstva nisu homogena grupa i da postoje velike razlike u visini prijavljenih šteta. Međutim, relativni odnos visina navedenih šteta je u relativno uskom opsegu.

9 ZAKLJUČAK

U radu je dat pregled pokazatelja pouzdanosti elemenata razvodnih postrojenja i nadzemnih i kablovskih vodova, kao i podataka o štetama kod pojedinih kategorija potrošača, a koje su posledica prekida isporuke električne energije. Prikupljanje ovih podataka je vremenski zahtevan, obiman i skup posao, pa se može postaviti pitanje: čemu ovi podaci služe? Jedan sistem se smatra pouzdanim ako njegovi karakteristični pokazatelji u obavljanju određene funkcije imaju vrednosti koje nisu lošije od zahtevanih, što znači da sa stanovišta nekih potrošača sistem može biti pouzdan, a sa stanovišta drugih, koji imaju veće zahteve, nepouzdan. Da bi se kvarovi, a time i trajanja prekida, sveli na najmanju moguću meru sprovodi se preventivno održavanje, koje se vrši u određenim vremenskim intervalima ili se bazira na proceni stanja opreme ili na osnovu željenog (zahtevanog) nivoa raspoloživosti. Na raspoloživost se utiče, između ostalog, obezbeđivanjem rezervnih pravaca napajanja potrošača i/ili nabavkom rezervne opreme, što su mere koje iziskuju značajna finansijska sredstva.

Proračuni pouzdanosti se zasnivaju na modelima elemenata i sistema koji odražavaju njihove karakteristike i strukturu i na podacima o pokazateljima pouzdanosti elemenata iste ili slične vrste, do kojih se dolazi statističkom obradom podataka iz eksploatacije. analizom pouzdanosti se predviđa ponašanje posmatranog elementa ili sistema u budućnosti korišćenjem podataka iz prošlosti.

Neke od posledica netačnih pokazatelja pouzdanosti su:

- ako su korišćeni suviše optimistički podaci: aktivnosti i stepen sprovođenja preventivnog održavanja će biti ređe od potrebnih, što će uzrokovati veće habanje opreme i češće kvarove. takođe, nivo rezervne opreme će biti niži od potrebnog, što će kao posledicu imati duže trajanje prekida napajanja, odnosno veće štete i kod isporučioaca i kod potrošača.
- ako su korišćeni pesimistički podaci: nivo preventivnog održavanja će biti veći nego što je potrebno, a i količina rezervne opreme će biti veća, što predstavlja nepotreban izdatak.

ZAHVALNICA

Rad je rezultat istraživanja na projektu No. **451-03-136/2025-03/ 200132** koji finansira Ministarstvo prosvete, nauke i tehnološkog razvoja Vlade Republike Srbije. Autori se najiskrenije zahvaljuju na podršci.

10 LITERATURA

- [1] S. Tenbohlen et al., "Analysis of Major Failures of Power Transformers", (on behalf of Cigre WG A2.62), November 2023.
- [2] Hiroki Ito et al, "CIGRE fourth reliability survey on switching equipment", (On behalf of CIGRE WG A3.48), B3/A3 Colloquium 2023.
- [3] Ying He, High voltage equipment reliability data, Rapport 2023-974, Energiforsk December 2023.
- [4] M. A. Lane, "Transmission Topology Control Circuit Breaker Reliability & Maintenance", ABB, Sweden, 2020.
- [5] T.M. Lindquist et al., "Circuit breaker failure data and reliability Modelling", IET Gener. Transm. Distrib., 2008, Vol. 2, No. 6, doi: 10.1049/iet-gtd:20080127
- [6] T. Suwanasri et al., "Failure Rate Analysis of Power Circuit Breaker in High Voltage Substation", GMSARN International Journal 8, 2014.
- [7] Mehdi Akbari Moghadam et al, "Long-term and multi-objective maintenance scheduling of medium voltage overhead lines based on LP metric method", IET Generation, Transmission & Distribution, doi: 10.1049/gtd2.13139, 2024.
- [8] I. V. Naumov, "Assessment of electric energy transport reliability (as exemplified by JSC "Rosseti Siberia Tyvaenergo" power networks)", Safety and Reliability of Power Industry, doi: 10.24223/1999-5555-2023-16-2-64-72, 2023.
- [9] M. Abbasghorbani et al, "Reliability-Centered Maintenance for Overhead Transmission Lines in Composite Power System", Hindawi International Transactions on Electrical Energy Systems, Volume 2022, doi.org/10.1155/2022/1170269
- [10] H. M. Nemati et al, "Reliability evaluation of power cables considering the restoration characteristic", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 105, February 2019, doi:10.1016/j.ijepes.2018.08.047
- [11] M. Seeger et al, "Trends in High Voltage Switchgear Research and Technology", IEEJ trans. on electrical and electronic engineering, IEEJ Trans 2025; doi:10.1002/tee.24244
- [12] Halve, S.S. et al., "A sampling method based on system state transition for distribution system adequacy assessment using distributed generation" Journal of Operation and Automation in Power Engineering 11 (4), 2023.
- [13] Breneman, J.E et al., Introduction to Reliability Engineering. JohnWiley & Sons, 2022.
- [14] Ebeling, C.E, An Introduction to Reliability and Maintainability Engineering, Waveland Press, 2019.
- [15] Ilaria Losa et al, "Regulation of continuity of supply in the electricity sector and cost of energy not supplied", June 17-19, IEW 2009, Venice, 2009.
- [16] T. Ortmeier et al, "Evaluation of Sustained and Momentary Interruption Impacts in Reliability-Based Distribution System Design", IEEE Trans. on Power Delivery · Nov. 2010., doi: 10.1109/TPWRD.2010.2052075
- [17] Jasper van Castern, "Assessment of Interruption Costs in Electric Power Systems using the Weibull-Markov Model", Department of Electric Power Engineering, Chalmers university of technology Göteborg, Sweden, 2003.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B3.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B3.02)**B3.02****PRIMENA SISTEMA ZA AKUMULIRANJE ELEKTRIČNE ENERGIJE I NJIHOVA
ISPLATIVOST****APPLICATION OF ENERGY STORAGE SYSTEMS AND THEIR COST-
EFFECTIVENESS****Vladica Mijailović, Aleksandar Ranković, Predrag Petrović***

Kratak sadržaj: U radu je dat pregled komercijalno dostupnih sistema, kao i sistema u fazi istraživanja, koji se mogu upotrebiti za akumuliranje električne energije u prenosnim i distributivnim delovima EES-a. Navedene su osnovne tehničke karakteristike, dobre i loše osobine svakog od pomenutih sistema. Posebna pažnja je posvećena isplativosti primene sistema za akumuliranje kada u EES-u postoje obnovljivi izvori električne energije.

Ključne reči: *Akumuliranje električne energije, Distribuirani izvori, Nadzemni vod, Transformatorska stanica, Isplativost*

Abstract: This paper provides an overview of commercially available energy storage systems, as well as those in the research phase, that can be used in the transmission and distribution segments of the power system. The basic technical characteristics, advantages, and disadvantages of each mentioned system are presented. Special attention is devoted to the cost-effectiveness of energy storage system applications when renewable energy sources are present in the power system.

Key words: *Energy storage, Distributed sources, Overhead line, Transformer substation, Cost-effectiveness*

1 UVOD

Smanjenje rezervi fosilnih goriva i iskorišćenost velikih vodotokova nametnuli su potrebu izgradnje malih elektrana, koje se baziraju na obnovljivim izvorima energije, i koje se priključuju na distributivnu mrežu. Time je došlo do promene proizvodnje velikih, konvencionalnih, elektrana, dok je potrošnja ostala ista. U takvim okolnostima balansiranje potrošnje i proizvodnje u distributivnim sistemima postaje značajan problem. Naime, proizvodnja "meteorološki zavisnih" obnovljivih izvora (vetroelektrane, FN-sistemi) se menja na način koji se teško može predvideti. Brzina vetra, broj sati sa tehnički upotrebljivim vetrom, osunčanost ili oblačnost su parametri koji bitno utiču na proizvodnju, tako da se može postaviti pitanje: Ko će da nadomesti manjak, odnosno šta uraditi sa viškom proizvedene električne

* Vladica Mijailović, FTN u Čačku, Univerzitet u Kragujevcu, vladica.mijailovic@ftn.kg.ac.rs
Aleksandar Ranković, FTN u Čačku, Univerzitet u Kragujevcu, aleksandar.rankovic@ftn.kg.ac.rs
Predrag Petrović, FTN u Čačku, Univerzitet u Kragujevcu, predrag.petrovic@ftn.kg.ac.rs

energije, u distributivnim sistemima u kojima dominiraju napred pomenuti tipovi distribuiranih izvora? Fluktuacije se moraju ublažiti obezbeđivanjem dodatnog izvora u periodima smanjene proizvodnje i načina da se višak energije korisno upotrebi u periodima kada proizvodnja premašuje potrošnju. Pomenuti problemi se, tehnički gledano, mogu rešiti izgradnjom Sistema za Akumuliranje Energije (SAE), ali se postavlja pitanje njihove ekonomske isplativosti, veličine i zakonske regulative kada su u pitanju pojedini načini skladištenja energije (opasnost od požara, toksičnost, narušavanje životne sredine). Ključni razlozi za korišćenje SAE u distributivnoj mreži su: odlaganje pojačavanja mreže, poboljšavanje naponskih prilika, pouzdanosti napajanja, kvaliteta električne energije i upravljanje potrošnjom (akumuliranje energije u periodima nižeg opterećenja i njeno korišćenje u periodima višeg opterećenja).

SAE u distributivnim mrežama konvertuju višak električne energije iz mreže u oblik pogodan za akumuliranje, radi korišćenja kada to bude potrebno. Konverzija energije iz jednog oblika u drugi se obavlja posredstvom uređaja energetske elektronike.

SAE je, tipično, opremljen osnovnim upravljačkim i kontrolnim komponentama koje omogućavaju siguran i pouzdan rad sistema. Cilj je da se obezbedi, osim lokalnog upravljanja, i koordinacija sa ostalim komponentama distributivne mreže. Uređaji energetske elektronike obezbeđuju prilagođavanje parametara energije koja teče između mreže i SAE i obratno. Kontroler napunjenosti, zajedno sa elektronskim komponentama, osigurava da parametri SAE ne izađu van dozvoljenog opsega vrednosti, definiše referentne vrednosti aktivne P i reaktivne Q snage sistema za akumuliranje, čime se daje mogućnost inteligentnog donošenja odluka, radi postizanja parametara pogona bliskih optimalnim. Zavisno od načina realizacije, referentne vrednosti za P i Q mogu se kontrolisati lokalno ili daljinski.

Prema obliku akumulirane energije, SAE mogu biti:

- **Mehanički sistemi**, u koje spadaju Reverzibilne (pumpno-akumulacione) hidroelektrane, Sistemi sa komprimovanim vazduhom i Inercione mase;
- **Elektrohemijski sistemi** (Olovni i akumulatori na bazi nikla, "Protočni akumulatori" (redukciono-oksidacione ili hibridne baterije) i Napredne tehnologije akumulatora);
- **Hemijski sistemi** (u upotrebi su Sistemi za akumuliranje vodonika);
- **Električni sistemi** (Ultra-kondenzatori i Sistemi sa super-provodnim magnetnim materijalima) i
- **Termički sistemi** (rastopi soli i kriogeni sistemi).

Svaki od ovih sistema ima različitu ulogu u upravljanju energijom, od skladištenja viška električne energije u domaćinstvima do balansiranja potražnje u elektroenergetskim mrežama velikih razmera. Najnoviji trendovi u istraživanjima su usmereni na korišćenje veštačke inteligencije za upravljanje pomenutim sistemima.

U literaturi se navode prednosti i nedostaci primene SAE, pri čemu su prednosti krajnje diskutabilne, prvenstveno zbog visoke cene ovih sistema kada se želi akumuliranje viškova električne energije iz meteorološki zavisnih distribuiranih izvora, uticaja na ekologiju, odlaganja otpada nakon isteka životnog veka, visoke temperature na kojima rade pojedini sistemi i dr. U Nemačkoj su instalisane desetine hiljada vetro-elektrana i FN-postrojenja. Tokom novembra i decembra 2023. godine meteorološke prilike su bile takve da je proizvodnja iz pomenutih izvora premašivala potrošnju električne energije. Nemci su nudili da plate (negativna cena električne energije) onome ko hoće da preuzme višak energije. A onda se u januaru 2024. godine situacija drastično promenila.

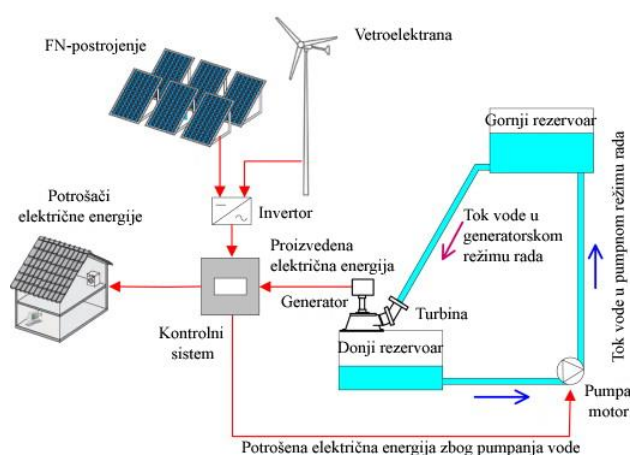
Niska temperatura, slab vetar, tehnički skoro neupotrebljiv, i niska iradijacija su uzrokovali da se dnevno uvozilo 5 GW električne energije. Primera radi, prosečno dnevno opterećenje u Srbiji u tom periodu je iznosilo 4,9 GW.

2 REVERZIBILNE HIDROELEKTRANE (RHE)

Reverzibilne hidroelektrane (RHE) imaju donju i gornju akumulaciju, pri čemu je donja akumulacija na nivou reke ili jezera. U periodima kada je proizvodnja električne energije veća od potrošnje, višak energije se troši tako što se voda iz donje akumulacije pumpama prebacuje u gornju akumulaciju (*pumpni režim*), odnosno vrši se transformacija električne energije u potencijalnu energiju vode. Kada se ukaže potreba za dodatnom količinom električne energije u sistemu RHE ulazi u *generatorski režim*, odnosno radi kao proizvođač energije, propuštanjem vode iz gornje u donju akumulaciju, sl.1. Ovo su derivacione elektrane (betonski ili čelični cevovodi pod pritiskom).

Količina električne energije koja se potroši za pumpanje vode iz donje u gornju akumulaciju je znatno veća od energije proizvedene u generatorskom režimu. Međutim, proračuni i iskustvo pokazuju da je ovo veoma ekonomično rešenje u mešovitim hidro-termo sistemima, kada treba izbeći česta isključivanja/uključivanja termoelektrana, što su prilično skupi postupci.

Tipično, stepen iskorišćenja η RHE je u opsegu $\eta = [0,70 \div 0,85]$.



Sl.1: Šematski prikaz sistema sa RHE, vetro-elektranom i FN-elektranom

Nemci i Norvežani su svojevremeno analizirali mogućnost da se na fjordovima u Norveškoj izgrade RHE u kojima bi se akumulirali viškovi električne energije proizvedene u Nemačkoj. Za cenu električne energije od $31,52 \frac{EUR}{MWh}$ je zaključeno da ni jedna od šest analiziranih varijanti nije isplativa, već da eventualnim viškovima treba upravljati regulacijom rada postojećih hidro-elektrana (smanjivanjem proizvodnje postojećih HE u periodima kada postoje viškovi električne energije i povećavanjem proizvodnje kada se pojavi manjak).

Očekivani vek eksploatacije RHE je oko 50 godina, jedinična cena izgradnje je $[500 \div 2000] \frac{EUR}{kW}$, a vreme pražnjenja akumulacije je od nekoliko sati do nekoliko dana. Cena izgradnje bitno zavisi od lokacije elektrane. Mane su im eventualni uticaj na ekologiju i uklaпанje u okolinu.

3 ELEKTROHEMIJSKI SISTEMI ZA AKUMULIRANJE ENERGIJE

Nekoliko tipova elektrohemijskih uređaja-akumulatora može biti upotrebljeno za skladištenje električne energije. Ovi uređaji malog kapaciteta, poznatiji kao baterije, masovno se koriste za napajanje satova, mobilnih telefona, prenosnih računara i dr. Učinjeni su ozbiljni pokušaji, pojedini su bili uspešni, da se neke varijante i tehnologije upotrebe za sisteme za neprekidno napajanje, održavanje napona ili impulsno napajanje određenih kategorija potrošača. Ključni zajednički nedostatak svih tipova akumulatora je visoka cena po jedinici akumulirane energije.

3.1 Olovni akumulatori

Olovni akumulator se sastoji od niza ćelija čiji su osnovni elementi:

- pozitivna elektroda (olovo-dioksid, PbO_2),
- negativna elektroda (olovo, Pb) i
- elektrolit ($(20 \div 40)\%$ - tni rastvor sumporne kiseline H_2SO_4 i destilovane vode).

Napon između elektroda ćelije, kada je potpuno napunjena, je $2,12\text{ V}$. Obično se na red vezuju po tri ili šest ćelija, tako da je naznačeni napon akumulatora 6 V ili 12 V .

Efikasnost procesa punjenja akumulatora je oko 95% . Efikasnost procesa pražnjenja je, takođe, oko 95% , tako da je stepen iskorišćenja jednog ciklusa (punjenje-pražnjenje)- $90,25\%$.

Zavisno od sastava elektroda, akumulator može biti optimizovan za rad sa plitkim ili dubokim pražnjenjem. Jedinice sa plitkim pražnjenjem ne mogu da se isprazne ispod nivoa od 75% svog kapaciteta (iskoristivo je 25%), dok one sa dubokim pražnjenjem mogu da se isprazne do nivoa od 20% kapaciteta (iskoristivo je 80%).

Za olovne akumulatore je važno da rade na temperaturi koja je bliska naznačenoj. Ako je temperatura viša od naznačene dolazi do znatnog skraćanja očekivanog perioda eksploatacije. Na primer, ako je naznačena radna temperatura akumulatora 25°C a akumulator radi na temperaturi od 35°C očekivani period eksploatacije biće skraćen za 44% u odnosu na period kada bi akumulator radio na naznačenoj temperaturi. Takođe, mora se sprečiti i rad na suviše niskim temperaturama, da bi se izbeglo smrzavanje. Dakle, zaključujemo da olovni akumulatori moraju da rade u klimatizovanim prostorijama.

Najveće postrojenje na svetu koje se bazira na olovnim akumulatorima se nalazi u Kaliforniji. Kapacitet akumuliranja je $40\,000\text{ kWh}$, odnosno sistem može da injektira u mrežu snagu od 10 MW tokom perioda od 4 h .

Radi regulacije učestanosti, u sistem na Aljasci 2012. godine instalisan je SAE snage 3 MW i kapaciteta 750 kWh . U sistemu postoje HE, vetro-elektrane i dizel-generatori. SAE je uveden u sistem jer se planira izgradnja novih vetro-elektrana instalisane snage $4,5\text{ MW}$ i jer je procenjeno da bi bez SAE bila ugrožena frekventna stabilnost. Parametri u mreži se prate 100 puta u sekundi, a SAE može da isporuči 3 MW u roku od 50 ms od trenutka kada nastupi nedozvoljen pad učestanosti. Cena ovog sistema je bila 3 miliona dolara, a vek eksploatacije 5 godina.

Nabavna cena olovnih akumulatora je oko $(100 \div 250) \text{ EUR/kW}$. Specifična energija iznosi oko 40 Wh/kg (zbog velike gustine olova), naznačeni broj ciklusa punjenje-pražnjenje je $500 \div 2000$, a prosečna dužina životnog veka je oko 20 godina. Gubici zbog samopražnjenja su $(2 \div 5)\%$ u toku meseca. Trenutna istraživanja su usmerena na zamenu katode od olova katodom od ugljenika.

3.2 Akumulatori na bazi nikla

Najstariji tip iz ove grupe su nikl-kadmijumski ($Ni - Cd$) akumulatori, čiji su osnovni delovi:

- pozitivna elektroda (nikl-oksidi-hidroksidi $NiO(OH)$),
- negativna elektroda (kadmijum, Cd) i
- elektrolit (kalijum-hidroksid, KOH , razređen destilovanom vodom).

Noseći deo elektroda pravi se od čeličnog perforiranog lima ili čelične pletene mreže. Zbog toga se ovi akumulatori zovu i čelični akumulatori. Napon napunjene ćelije je $1,29 \text{ V}$. Dodavanjem određenih supstanci na osnovnu konfiguraciju mogu se poboljšati radne karakteristike.

$Ni - Cd$ akumulatori su znatno robusniji od olovnih. Kod njih ne može doći do smrzavanja elektrolita, niti pregrevanja, niti postoji problem prepunjenosti, tako da oni ne zahtevaju upotrebu kontrolera napunjenosti. Sve ovo opravdava nešto višu cenu u odnosu na olovne akumulatore.

Kapacitet $Ni - Cd$ akumulatora je preko 1200 Ah . Konstrukcija same ćelije zavisi od toga da li je akumulator namenjen za brzo, srednje ili sporo pražnjenje.

Dužina perioda eksploatacije $Ni - Cd$ akumulatora zavisi od načina upotrebe i manje zavisi od dubine pražnjenja nego kod olovnih akumulatora. U uslovima bez ekstremnih varijacija temperature ambijenta može se očekivati oko 2000 ciklusa punjenje-pražnjenje. U ekstremnim uslovima eksploatacije, u smislu brzine pražnjenja, to je period od oko 8 godina, a u uslovima prosečnog rada- oko 25 godina.

Najpoznatije postrojenje sa $Ni - Cd$ akumulatorima je izgrađeno na Aljasci, naznačenog kapaciteta akumuliranja $6,5 \text{ MWh}$. Ovo postrojenje je poznato po tome što je tokom perioda pražnjenja od 5 minuta u mrežu injektiralo snagu od 46 MW . Tehničke karakteristike ovih akumulatora su nešto bolje u poređenju sa olovnim, ali ključni problem je toksičnost kadmijuma. Njih sa tržišta istiskuju $NiMH$ akumulatori (nikl-metal-hidridni).

$NiMH$ -akumulatori imaju veću gustinu energije (80 Wh/kg) , manji uticaj na ekologiju i jeftiniji su u odnosu na $Ni - Cd$ akumulatore. Međutim, ovi akumulatori imaju relativno visok intenzitet samopražnjenja (20% u toku 24 časa nakon punjenja, a zatim 10% mesečno) i znatno kraći životni vek. Često se koriste u hibridnim automobilima.

Natrijum-nikl-hlorid (NaNiCl_2) akumulatori (poznatiji kao ZEBRA) su visokotemperaturni elementi (radna temperatura je oko 300°C), sa gustinom energije akumuliranja 100 Wh/kg i specifičnom snagom 150 W/kg . Negativna elektroda je od rastopljenog natrijuma. Pozitivna elektroda je nikl u ispražnjenom stanju, a nikl-hlorid u napunjenom stanju. Elektrolit je rastop natrijumove soli. Po svim karakteristikama, ovo je najbolja varijanta od svih tipova akumulatora na bazi nikla. Ispituje se mogućnost njihove primene za akumuliranje energije u električnim mrežama. Specifična cena ovih baterija je $(150 \div 300) \text{ EUR/kW}$.

3.3 Napredne tehnologije akumulatora

3.3.1 Litijum-jonski akumulatori

Litijum je najlakši metal, sa veoma visokim potencijalom za upotrebu u akumulatorima, zahvaljujući svojoj reaktivnosti. Mada se svi nazivaju Litijum-jonski, postoji nekoliko tipova ovih akumulatora koji se neznatno razlikuju po vrsti upotrebljenih hemijskih jedinjenja.

Li-jonski akumulatori imaju veoma visoku gustinu energije akumuliranja (više od 150 Wh/kg), nizak nivo samopražnjenja od 5% mesečno, a napon napunjene ćelije je $3,7\text{V}$. Nabavna cena im je oko 130 EUR/kW , potpuno pražnjenje može da uništi ćeliju, a ako se ne koristi akumulator propada 5 godina nakon proizvodnje. Litijum je zapaljiv u kontaktu sa vlagom. U Velikoj Britaniji je 2011. godine uspešno instalisan sistem kapaciteta akumuliranja 200 kWh . Sistem radi u kombinaciji sa super-kondenzatorima, radi podrške integraciji vetroelektrana na lokalnu mrežu.

Na Havajima, u vetro-parku snage 21 MW , instalisan je SAE snage 11 MW i kapaciteta 4300 kWh . Uloga sistema je da ublaži uticaj varijacija u proizvodnji na mrežu. Cena projekta je iznosila $(9 \div 13)$ miliona dolara, a očekivani period eksploatacije je 20 godina.

I proizvođači i budući korisnici imaju velika očekivanja kada su u pitanju *Li*-jonski akumulatori.

3.3.2 Natrijum-sulfidni akumulatori

Natrijum-sulfidni (NaS) akumulatori su visokotemperaturni elementi, radne temperature 300°C . Imaju stepen iskorišćenja $(0,85 \div 0,92)$ i odlične akumulacione parametre, $(150 \div 230) \text{ W/kg}$ i $(150 \div 240) \text{ Wh/kg}$. Potrebna radna temperatura se održava korišćenjem grejača i toplotne izolacije. Instalisan snaga sistema za akumuliranje koji se baziraju na *NaS*-akumulatorima samo u Japanu iznosi 250 MW , a u ostatku sveta na 71 lokaciji ukupno 66 MW . Instalisani elementi, (ukupne snage 316 MW), mogu da akumuliraju 1896 MWh . Nabavna cena ovih akumulatora (baterija) je 95 EUR/kW , naznačeni broj ciklusa punjenje-pražnjenje je oko 3000, a očekivani životni vek $(5 \div 15)$ godina. Loše osobine su visoka radna temperatura i opasnosti koje iz toga proističu.

3.4 Primer proračuna

Pre nego što izložimo rezultate analiza, ukažimo na nekoliko činjenica:

- u ceni SAE cena akumulatora učestvuje sa oko 40%;
- cene akumulatora su veoma nestabilne, počev od 2023, i beleži se značajan pad;
- analitičari ocenjuju da će tokom 2026. cena akumulatora opasti ispod 100 EUR/kWh , ali se očekuje i skraćenje očekivanog veka eksploatacije. Napominjemo da problemi sa odlaganjem otpada i uticaj na životnu sredinu još uvek nisu rešeni;
- sprovedene analize pokazuju da se očekuje dalji pad nabavne cene SAE za $(16 \div 49)\%$ do 2030. godine, a za $(28 \div 67)\%$ do 2050. godine (u odnosu na cene iz 2023.).

Neka imamo FN-elektranu i/ili vetro-elektranu čija proizvodnja je dovoljna da se SAE svakog dana puni do punog kapaciteta.

Cena SAE se obično izražava u EUR/kWh (preciznosti radi, cena samih baterija zavisi i od instalisane snage i od kapaciteta, dok cena invertorskog dela zavisi prvenstveno od snage). Prema [14], što je analiza iz 2023. godine, minimalna, srednja i maksimalna očekivana cena SAE u 2030. godini biće 222 EUR/kWh , 318 EUR/kWh i 366 EUR/kWh , a tokom 2050. godine 144 EUR/kWh , 205 EUR/kWh i 316 EUR/kWh , respektivno.

Prosečna jedinična cena u 2024. godini je bila oko 350 EUR/kWh . Na primer, ako je instalisana snaga SAE 100 MW i vreme pražnjenja sistema 4 h , nabavna cena je:

$$100\,000 \text{ kW} \cdot 4 \text{ h} \cdot 350 \text{ EUR/kWh} = 140 \cdot 10^6 \text{ EUR}.$$

Neka se ovaj sistem svakog dana puni tokom perioda niže tarife a prazni tokom perioda više tarife, sa stepenom iskorišćenja od 100%. Ako je razlika u ceni između više i niže tarife električne energije $0,2 \text{ EUR/kWh}$ teorijski period otplate ovog sistema je:

$$\frac{350 \text{ EUR/kWh}}{0,2 \text{ EUR/kWh}} = 1750 \text{ dana} = 4 \text{ god } 9 \text{ meseci}.$$

(Kada se sprovede analiza za očekivane cene u 2030. i 2050. godini cene nabavke i periodi otplate SAE su:

Godina	2030.	2050.
Cena akumulatora	Cena SAE $[10^6 \text{ EUR}] /$ Period otplate $[\text{god.}]$	Cena SAE $[10^6 \text{ EUR}] /$ Period otplate $[\text{god.}]$

Minimalna	88,8/3,04	57,6/1,97
Srednja	127,2/4,36	82/2,81
Maksimalna	146,4/5,01	126,4/4,33

Treba imati u vidu da su ovo neponderisane vrednosti i da nije realno očekivati da će cena električne energije ostati nepromenjena.)

Za slučaj da nema SAE, a da je potrebno višak energije isporučiti u mrežu ili iz mreže preuzeti potrebnu energiju, u slučaju veće potrošnje, analize pokazuju sledeće:

- izgradnja jedne TS $2 \times 40 \text{ MVA}$, $\frac{110 \text{ kV}}{35 \text{ kV}}$ košta $(5 \div 10) \cdot 10^6 \text{ EUR}$;
- izgradnja nadzemnog voda 110 kV , zavisno od konfiguracije terena, košta $(100 \div 250) \cdot 10^3 \frac{\text{EUR}}{\text{km}}$

Ako želimo da posmatranom potrošačkom području, osim iz postojećih, obezbedimo napajanje iz još dva pravca, iz mreža koje su udaljene po 50 km svaka, izgradićemo dve TS i svaka će se napajati sa po 2 voda (H-šema). Cena ovog projekta bi bila:

- izgradnja 4 nadzemna voda: $4 \cdot 50 \text{ km} \cdot (100 \div 250) \cdot 10^3 \frac{\text{EUR}}{\text{km}} = (20 \div 50) \cdot 10^6 \text{ EUR}$;
- izgradnja 2 TS: $2 \cdot (5 \div 10) \cdot 10^6 \text{ EUR} = (10 \div 20) \cdot 10^6 \text{ EUR}$.

Dakle, cena projekta bi iznosila $(30 \div 70) \cdot 10^6 \text{ EUR}$. Poređenjem sa cenom SAE iz 2024. godine, zaključujemo da je ovo rešenje u najnepovoljnijoj varijanti jeftinije od nabavke SAE za $70 \cdot 10^6 \text{ EUR}$. Takođe, poređenjem sa rezultatima iz priložene Tabele može se zaključiti da nabavka SAE neće biti opravdana ni 2030. ni 2050. godine, sem u slučaju minimalne nabavne cene SAE.

4 HEMIJSKI SISTEMI- SISTEMI ZA AKUMULIRANJE VODONIKA

Osim akumulatora koji skladište električnu energiju, kao medijum za skladištenje energije može se koristiti i vodonik. Prednost upotrebe vodonika je sledeća: kada poželimo da upotrebimo akumuliranu energiju, u reakciji sagorevanja, vodonik će reagovati sa kiseonikom i, kao subprodukt, dobiće se samo voda. Ako vodonik sagoreva u vazduhu radi dobijanja pare za pokretanje turbina u elektranama, subprodukt će, takođe, biti voda sa malim sadržajem oksida azota. Osim za proizvodnju električne energije, vodonik se može koristiti i za pokretanje vozila i svemirskih letelica.

Jedna od, možda, ključnih prednosti skladištenja vodonika u odnosu na druge načine skladištenja energije je toplotni kapacitet vodonika. Energija potrebna za sagorevanje vodonika je veoma mala: 10 puta je manja od energije paljenja benzina i 15 puta od energije paljenja prirodnog gasa. Energija koja se oslobađa sagorevanjem vodonika je oko 2,4 puta veća od energije oslobođene sagorevanjem jednake mase benzina ili prirodnog gasa, na normalnoj temperaturi i normalnom pritisku.

Posmatrano po jedinici zapremine skladištenja situacija je sledeća: u rezervoaru zapremine 150 dm^3 , pod pritiskom od 60 bar , može se uskladištiti 6 kg vodonika, čija je energetska vrednost 860 MJ , što je približno jednako energiji koja se oslobađa sagorevanjem 20 dm^3 benzina.

Vodonik se dobija elektrolizom vode ili se iz goriva bogatih ugljovodonicima izdvaja vodonik. Izlaz FN-sistema je jednosmerni napon vrednosti pogodne za realizaciju, relativno efikasnog, procesa elektrolize. Međutim, problem je održati proces u uslovima kada izlazna snaga FN-sistema bitno varira u zavisnosti od intenziteta upadnog Sunčevog zračenja.

Vodonik se obično skladišti u gasovitom stanju, mada ima i drugih mogućnosti, u tečnom stanju ili u vidu metalnih hidrida. Kada je u pitanju upotreba vodonika za proizvodnju električne energije najčešće se koriste gorivne ćelije.

Preko 600 sistema sa gorivnim ćelijama, snage veće od 10 kW , je instalisano širom sveta. Prvi i najveći od njih je postavljen u Norveškoj. Sistem se sastoji od kombinacije vetroelektrana i gorivnih ćelija i napaja izolovano potrošačko područje. Kada nema vetra, gorivne ćelije mogu da obezbede potpuno napajanje 10 stambenih jedinica tokom perioda od $2 \div 3$ dana.

Zavisno od snage, cena nabavke gorivnih ćelija je $(400 \div 1500) \frac{\text{EUR}}{\text{kW}}$, imaju proizvodni kapacitet do 100 MWh , stepen iskorišćenja im je do 0,85.

Vodonik se može upotrebiti umesto prirodnog gasa. U Hamburgu je nedavno napravljeno postrojenje-prototip naznačene snage 1 MW , u kome se vodonik dobija u procesu koji se napaja iz vetroelektrane i koristi za proizvodnju toplotne energije.

Ključni nedostatak korišćenja vodonika za proizvodnju električne energije je cena. Naime, samo proizvodna cena vodonika premašuje najvišu cenu po kojoj se proizvedena električna energija može prodati, bez uzimanja u obzir ostalih troškova (nabavka opreme, održavanje, troškovi plata zaposlenih).

Za proizvodnju jednog kilograma vodonika potrebno je 52 kWh električne energije. U idealnim uslovima, iz jednog kilograma vodonika može se proizvesti 33 kWh električne energije, što znači da je teorijski maksimalan stepen iskorišćenja $\frac{33}{52} = 0,63$. Od trenutka puštanja sistema u pogon do trenutka kada počne proizvodnja električne energije protekne 8 h . Kada se uzmu u obzir stepeni iskorišćenja elektronskih elemenata, toplotni i električni procesi rezultatni stepen iskorišćenja je 0,49. Očekivani vek eksploatacije gorivnih ćelija je $(25000 \div 80000) \text{ h}$.

Maloprodajna cena vodonika je oko $30 \frac{\text{EUR}}{\text{kg}}$. Nabavna cena sistema sa gorivnim ćelijama je oko $630 \frac{\text{EUR}}{\text{kW}}$. Da zaključimo: korišćenje vodonika za proizvodnju električne energije nije ekonomično rešenje.

5 ZAKLJUČAK

U radu je dat pregled najčešće korišćenih načina za akumuliranje električne energije. Opisane su osnovne tehnološke karakteristike svakog od njih, dati su primeri primene i urađeni su jednostavni ekonomski proračuni. Trenutna situacija je takva da primena sistema za akumuliranje energije u aktivnim distributivnim mrežama nema ekonomsko opravdanje.

ZAHVALNICA

Rad je rezultat istraživanja na projektu No. **451-03-136/2025-03/ 200132** koji finansira Ministarstvo prosvete, nauke i tehnološkog razvoja Vlade Republike Srbije. Autori se najiskrenije zahvaljuju na podršci

6 LITERATURA

- [1] C. K. Das et al., "Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018) 1205–1230
- [2] M. Zeraati et al., "Distributed Control of Battery Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks with High PV Penetration", *IEEE Trans. on Smart Grid*, 2018., doi: 10.1109/TSG.2016.2636217
- [3] X. Qu and X. Li, "A dynamic model of battery energy storage system based on the external characteristic equivalent", *MATEC Web of Conferences* 160, 03004 (2018), doi.org/10.1051/mateconf/201816003004
- [4] P. Komarnicki et al., "Electric Energy Storage Systems: Flexibility Options for Smart Grids", Springer, 2017.
- [5] J. Wang et al., "Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development", *Energies* 2017., 10, 991; doi:10.3390/en10070991
- [6] M. E. Amiryar and K. R. Pullen, "A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications", *Appl. Sci.* 2017, 7, 286; doi:10.3390/app7030286
- [7] A. Becker et al., "Electricity storage systems in medium- and low-voltage networks", *International ETG Congress 2015*, Nov. 17-18, 2015., Bonn
- [8] T. A. Theubou Tameghe et al., "Modelling and Simulation of a Flywheel Energy Storage System for Microgrids Power Plant Applications", *EIC Climate Change Technology Conference 2015*, Paper Number 1570034251
- [9] Y. Yang et al., "Research on battery storage system configuration in active distribution networks", *Int. J. of Smart Grid and Clean Energy*, 2014

- [10] D.O. Akinyele, R.K. Rayudu, "Review of energy storage technologies for sustainable power networks", *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 8 (2014) 74–91
- [11] R. Carnegie et al., "Utility Scale Energy Storage Systems- Benefits, Applications, and Technologies", State Utility Forecasting Group, 2013.
- [12] A. Oberhofer, "Energy Storage Technologies & Their Role in Renewable Integration", Global Energy Network Institute (GENI), 2012.
- [13] V.Mijailović, "Distribuirani izvori i sistemi za distribuciju električne energije", Akademska misao, Beograd, 2019.
- [14] W. Cole, A. Karmakar, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update", National Renewable Energy Laboratory, 2023.
- [15] D. Anggraini, "Reliability and Cost-Benefit Analysis of the Battery Energy Storage System", MSc thesis, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2023.
- [16] H. Passell, W. McNamara, "Introduction to Energy Storage Benefit Cost Analysis", Sandia National Laboratories, 2022.
- [17] Case studies: Battery storage, IRENA, 2022.
- [18] C. Murray, "Li-ion BESS costs could fall 47% by 2030, NREL says in long-term forecast update", *Energy Storage News*, 2023
- [19] N. G. Chatzigeorgiou et al, "A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector", *Journal of Energy Storage*, Volume 86, Part A, 2024.
- [20] G. G. Njema et al, "A review on the recent advances in battery development and energy storage technologies", *Journal of renewable energy*, Wiley, May 2024.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B3.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B3.03)**B3.03****NAPAJANE SOPSTVENE POTROŠNJE ELEKTROENERGETSKOG OBJEKTA
PREKO NAPONSKIH TRANSFORMATORA SNAGE****SUPPLYING AUXILIARY POWER OF AN ELECTRICAL ENERGY FACILITY
THROUGH VOLTAGE POWER TRANSFORMERS****Sonja Stokić*, Asen Radovanov, Željko Stojanović, Marko Marković,
Aleksandar Ljujić, Slobodan Paunović**

Kratak sadržaj: U radu je opisano novo rešenje za rezervno napajanje sopstvene potrošnje elektroenergetskog objekta (EEO) preko naponskih transformatora snage. U objektima EMS-a do 2020. godine nije bilo ugrađenih naponskih transformatora snage, dok se u svetu sve više koriste. Naponski transformatori snage pored namotaja za merenje imaju i poseban namotaj za napajanje sopstvene potrošnje EEO. Oni u sebi kombinuju visokonaponski induktivni naponski transformator na primaru i energetski transformator na sekundaru. Novo tehničko rešenje primenjeno je na transformatorskoj stanici 220/110 kV Beograd 3, gde su korišćeni naponski transformatori snage 3x100 kVA priključeni na sabirnice 110 kV. Cilj ovog rada je prezentovati iskustvo stečeno u eksploataciji naponskih transformatora snage u navedenom EEO.

Ključne reči: napajanje, sopstvena potrošnja, naponski transformatori snage

Abstract: This paper presents a new technical solution for auxiliary power supply redundancy in an electrical power facility (EPF) using voltage power transformers. Until 2020, voltage power transformers were not installed in EMS facilities, although their use has been increasingly common worldwide. These transformers, in addition to having windings for measurement, include a dedicated winding for supplying the auxiliary systems of the EPF. They combine a high-voltage inductive voltage transformer on the primary side with a power transformer on the secondary side. The new solution was implemented at the 220/110 kV Belgrade 3 substation, where 3×100 kVA voltage power transformers were installed and connected to the 110 kV busbars. The aim of this paper is to present the experience gained during the operation of voltage power transformers in the specified electrical power facility.

Key words: power supply, auxiliary power, voltage power transformers

* Sonja Stokić, PD Elektroistok projektni biro, sonja.stokic@eipb.rs;
Asen Radovanov, Elektromreža Srbije AD, asen.radovanov@ems.rs
Željko Stojanović, Elektromreža Srbije AD, zeljko.stojanovic@ems.rs
Marko Marković, Elektromreža Srbije AD, marko.p.markovic@ems.rs
Aleksandar Ljujić, Elektromreža Srbije AD, aleksandar.ljujic@ems.rs
Slobodan Paunović, Elektromreža Srbije AD, slobodan.paunovic@ems.rs

1 UVOD

U EMS-u, naročito u poslednjih 10 godina, došlo je do rekonstrukcije postojećih elektroenergetskih objekata kao i do građenja novih. Lokacije novih objekata su često birane u ruralnim područjima, a rekonstrukcijom postojećih objekata se ukinulo rezervno napajanje sopstvene potrošnje objekta sa tercijera energetskih transformatora.

Po internom standardu EMS-a IS-EMS 133:2023 „Sopstvena potrošnja u transformatorskim stanicama, razvodnim postrojenjima, priključnim razvodnim postrojenjima i dispečerskim centrima” EEO obavezno poseduju tri izvora napajanja opreme sopstvenih potreba i to:

- osnovno napajanje,
- rezervno napajanje,
- sigurnosno napajanje.

Osnovno napajanje opreme sopstvenih potreba uzima se sa distributivne mreže putem distributivnog voda srednjeg napona (x kV), a koji po pravilu polazi iz izvorišne tačke sredjenaponske mreže x kV (u distributivnom objektu y/x kV, gde je $y > x$).

Rezervno napajanje opreme sopstvenih potreba može da bude:

- sredjenaponski distributivni vod, kao i u slučaju osnovnog napajanja. Poželjno je da osnovno i rezervno napajanje u osnovi polaze iz dva različita distributivna objekta ili sa dva različita sistema sabirnica koja napajaju posebni transformatori u istom objektu,
- korišćenjem tri induktivna naponska transformatora snage 110 kV (NTS), po pravilu, priključenim na sabirnice 110 kV u skladu sa IS-EMS 411 „Merni transformatori“,
- za priključna razvodna postrojenja koja se grade za potrebe priključenja korisnika proizvođača na prenosni sistem, rezervno napajanje sopstvenih potreba objekta prenosnog sistema može biti iz postrojenja proizvodnog modula, u slučaju da je tehnoeekonomski neopravdano da se ovaj pravac obezbedi iz distributivnog, odnosno zatvorenog distributivnog sistema.

Definisanje načina osnovnog i rezervnog napajanja za objekte koji su u vlasništvu EMS AD, biće definisani uvažavanjem Uslova za projektovanje i priključenje koje izdaje Operator Distributivnog Sistema.

Sigurnosno napajanje sabirnica nužnih potreba se obezbeđuje sa dizel-električnog agregata, koji se dimenzioniše minimalno prema snazi nužne opreme sopstvenih potreba.

2 OSNOVNI OPIS NAPONSKIH TRANSFORMATORA SNAGE

Naponski transformatori snage (NTS) su pojedinačni monofazni induktivni merni transformatori koji vrše transformaciju sa visokog (u ovom slučaju $115/\sqrt{3}$ kV) na niski napon $0.4/\sqrt{3}$ kV. Vezivanjem namotaja niskog napona od 3 monofazna naponska transformatora se formira trofazni sistem 0.4 kV. Mesto prelaska sa 3 monofazne jedinice u trofazni sistem 0.4 kV je razvodni orman naponskih transformatora (RONT) smešten na nosaču srednje faze naponskog transformatora.

Osnovna primena naponskih transformatora snage je:

- napajanje sopstvene potrošnje u elektroenergetskim objektima u kojima nije moguće obezbediti pouzdano napajanje na niskom naponu $3 \times 400/230$ V, 50 Hz,
- snabdevanje energijom potrošača tamo gde nema distributivne mreže ili je slaba a na lokaciji postoje visokonaponski vodovi,
- snabdevanje energijom za vreme izgradnje transformatorskih stanica, razvodnih postrojenja i priključnih razvodnih postrojenja pri elektranama (solarnih i vetro elektrana).

Elektromreža Srbije AD je primenu ovog konceptualnog rešenja uvela kroz pilot projekat za obezbeđivanje redundanse napajanja sopstvene potrošnje na transformatorskoj stanici (TS) 220/110 kV Beograd 3. Kroz faze izrade projektno tehničke dokumentacije odabrano je mesto ugradnje NTS-a vodeći računa o gabaritima opreme, raspoloživom prostoru u objektu i potencijalnoj problematici sa padovima napona na niskom naponu 3x400/230 V, 50 Hz. Transformatori su ugrađeni i pušteni u rad 2020. godine i na prenosni sistem povezani pomoću produžetka poprečne veze u transformatorskom polju 110 kV. Na taj način je obezbeđena raspoloživost ovog vida napajanja sopstvenih potreba sa raspoloživošću bilo kog od 2 glavna sistema sabirnica 110 kV na objektu. U razvojnoj fazi projekta razmatrana je i druga potencijalno izvodljiva opcija smeštanja naponskih transformatora snage na krajevima jednog od sistema sabirnica 110 kV.

Prilikom odabira rasklopne opreme na strani 110 kV uzeto je u obzir da je nominalna struja ovih naponskih transformatora ≤ 2 A i da se za prekidanje/rastavljanje istih mogu koristiti 110 kV tropolni dvostubni rastavljači bez potrebe za ugradnjom 110 kV prekidača.

Nominalna snaga naponskih transformatora od 100 kVA po jedinici odabrana je u skladu sa potrebama kompleksa objekta i mogućnošću gabaritnog smeštanja opreme na raspoloživom prostoru. Kao potencijalno ograničenje upotrebe ove opreme može se javiti nesrazmerna visina i masa izolacionog medijuma u odnosu na ostalu opremu koja se ugrađuje u razvodnim postrojenjima sa osnovnim izolacionim nivo-om 123 kV. U zavisnosti od zahtevane snage svaka pojedinačna jedinica naponskih transformatora snage može imati bar dvostruko veću visinu i nekoliko puta veću masu od standardnih konvencionalnih mernih transformatora za isti naponski nivo, što se između ostalog mora uzeti u obzir i kod definisanja zahteva po pitanju građevinskih elemenata (temelja i nosača aparata) i potencijalne problematike sa aspekta protivpožarne zaštite i zaštite životne sredine usled eventualnog izlivanja izolacionog medijuma (mineralnog izolacionog ulja).

Na tržištu je dostupno nekoliko dizajna, sa uljnom ili gasnom izolacijom. Trenutno postoje jednofazne jedinice za GIS i AIS, i trofazne jedinice za GIS. Za istu ukupnu snagu, monofazne jedinice su kompaktnije od trofaznih, pa je ovo rešenje primenljivije tamo gde je prostor za ugradnju ograničavajući faktor.

Jezgro naponskog transformatora je otvoreno, štapnog oblika i izrađeno od hladnovaljanog orijentisanog magnetnog lima. Sekundarni namotaj je smešten na stubu jezgra. Izrađen je od visokokvalitetne bakarne žice, toplotne klase F. Dimenzionisan je tako da izdrži dugotrajna i kratkotrajna termička i mehanička opterećenja. Primarni namotaj je smešten na izolacioni cilindar. Izrađen je od visokokvalitetne bakarne žice, toplotne klase F. Dimenzionisan je tako da izdrži dugotrajna i kratkotrajna termička i mehanička opterećenja.

Izolacija između primarnog namotaja i uzemljenih delova je izrađena od visokokvalitetnog izolacionog papira, kvaliteta P5318 prema DIN 6740, osušenog i impregnisanog transformatorskim uljem u visokom vakuumu. Kondenzatorsko delovanje električno provodnih obloga, raspoređenih u glavnoj izolaciji, povoljno utiče na raspodelu udarnih i naizmeničnih napona u namotajima i izolaciji. Posledica toga je ujednačeno opterećenje izolacije što čini ove transformatore otpornim kako na udarne napone atmosferskog porekla tako i na optimalno opterećenje izolacije u normalnim pogonskim uslovima. Izolatori su izrađeni od visokokvalitetnog porcelana, cilindričnog oblika i smeđe boje.

Kućište (postolje) transformatora je zavarena konstrukcija od nerđajućeg čelika. Primarna veza je izrađena od aluminijuma i ravna u vertikalnom položaju. Sekundarni priključci se nalaze u glavnoj sekundarnoj priključnoj kutiji.

Transformatori su punjeni visokokvalitetnim mineralnim uljem sa dodatkom inhibitora koji poboljšava otpornost ulja na starenje. Odstranjivanje gasova i dehidracija ulja se izvode pod visokim vakuumom (do sadržine vlage od 10 mikrograma po gramu), čime se postižu maksimalna dielektrična svojstva izolacije.

Transformator je hermetički zatvoren, bez mogućnosti kontakta ulja sa okolnim vazduhom. Visokokvalitetna metalna membrana izrađena od nerđajućeg čelika kompenzuje toplotnu dilataciju ulja. Obzirom da nema kontakta ulja sa okolinom maksimalno se zadržavaju izolaciona svojstva izolacije.

3 IMPLEMENTACIJA NAPONSKIH TRANSFORMATORA SNAGE U POSTROJENJU

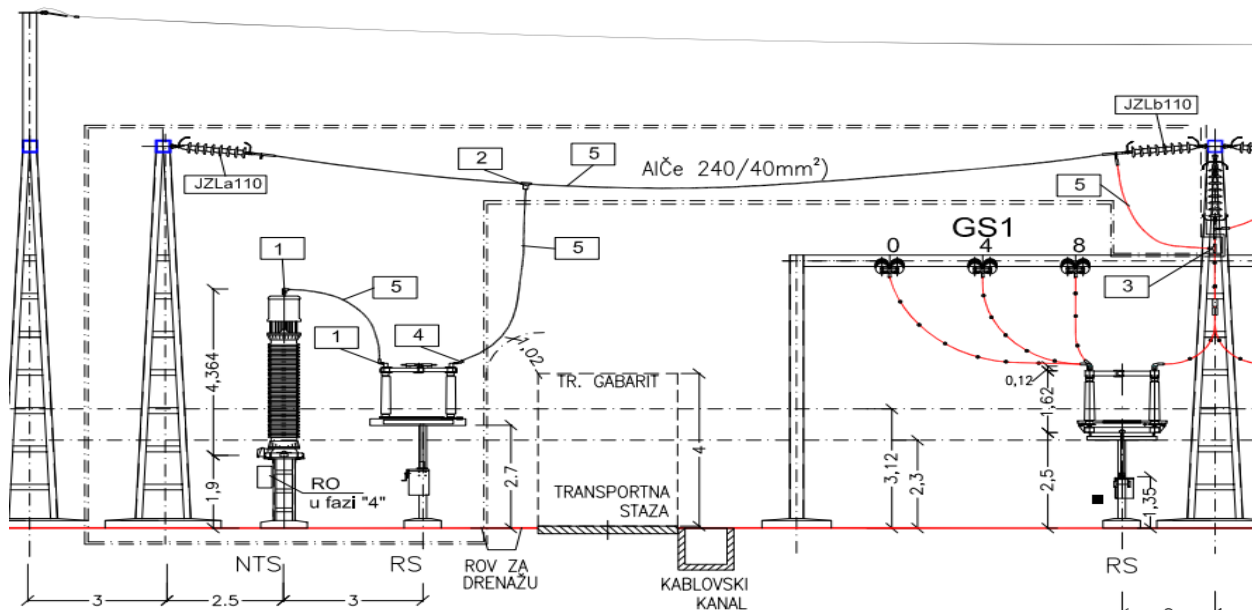
Novo tehničko rešenje primenjeno je na transformatorskoj stanici (TS) 220/110 kV Beograd 3, gde su ugrađeni naponski transformatori snage 3x100 kVA priključeni na sabirnice 110 kV. Ugrađene su tri monofazne jedinice ukupne snage 300 kVA.

Dve su lokacije u trafostanicama gde je moguće priključivanje naponskih transformatora snage. Uglavnom se NTS priključuju na glavne sabirnice u trafostanicama. Razlog je pouzdanost rada odnosno manja mogućnost da će glavne sabirnice biti van upotrebe zbog nepredviđenih kvarova kao i ekonomski faktor tj, nije potrebna ugradnja dodatnih portala, potpornih izolatora kao ni dodatnih visokonaponskih aparata.

U slučaju konkretnog elektroenergetskog objekta TS Beograd 3 nije postojala prostorna mogućnost za ovakav način ugradnje, pa je odlučeno da se NTS ugrade u postojeće transformatorsko polje 110 kV.

Kako u ovom polju nije bilo poprečnih veza na strani mesta ugradnje naponskog transformatora snage potrebno je bilo ugraditi nov portal i razvući poprečne veze od sabirnica 110 kV do portala.

Ugrađen je i rastavljač 110 kV na primarnoj strani za slučaj kvara na NTS. Bez rastavljača za slučaj kvara NTS energetski autotransformator u pripadajućem polju ostaje neraspoloživ do intervencije ekipe i primarnog razvezivanja NTS.



Slika 1. Presek polja E03 sa ugrađenim NTS

Tehničke karakteristike ugrađenih napanskih transformatora snage su:

Ugrađeni naponski transformator snage 100 kVA, Si 123, ima sledeće karakteristike:

- naznačeni napon 123 kV,
- odnos transformacije $115/\sqrt{3}:0,4/\sqrt{3}:0,1/\sqrt{3}$ kV/
kV,
- napon kratkog spoja u_k 7,1%
- sa dva sekundarna namotaja I 100 kVA,
II kl. 3P, 75 VA,
- nazivni faktor napona V_f 1,5/30s,
- podnosivi atmosferski udarni napon 550 kV,
- podnosivi naizmenični napon industrijske frekvence 230 kV,
- ukupna masa 2450 kg,
- temperaturni opseg -25/+40°C,
- visina 4364±20 mm.

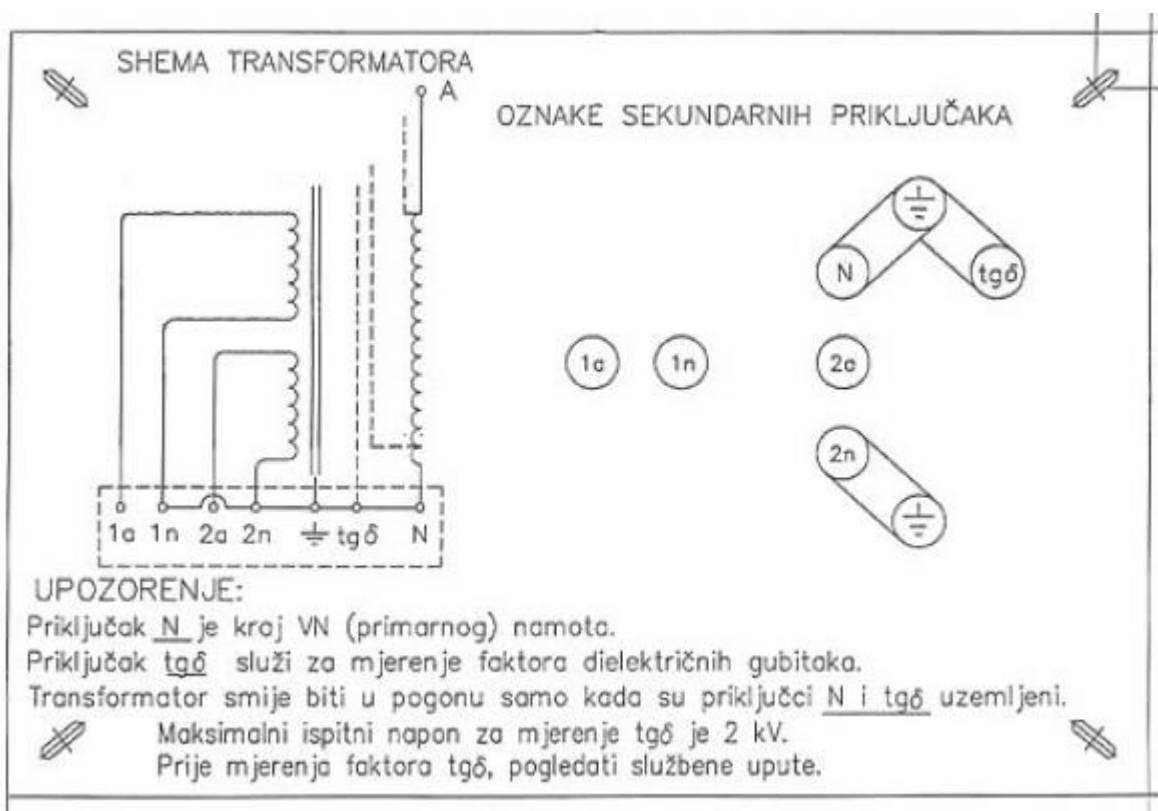


Slika 2. Ugrađeni NTS u polju E03

Sistem zaštite NTS je bitan faktor za njegovu ugradnju bilo u polju ili direktno na sabirnicama. Što se tiče podešavanja releja i sistema zaštite, koncept dizajna to obezbeđuje u slučaju struje kratkog spoja koja potiče sa niskonaponske strane NTS. Zaštita na strani 110 kV je podešena da ne reaguje na kvar na strani 0.4 kV, a integrisani osigurač u sigurnosnom prekidaču, koji se nalazi u razvodnoj kutiji NTS, je podešen da reaguje odmah, isključujući NTS iz sistema i time se sprečava oštećenje niskonaponske opreme (0.4 kV).

Primenjeno rešenje uzemljenja NTS na TS Beograd 3 je da su NTS uzemljeni na sledeći način: nulti provodnici su iz sekundarne priključne kutije dovedeni na PEN šinu u zajedničkom ormanu-(RONT) =E03+ZT55 u polju E03. Prema VPT šemi NTS koju je dostavio proizvođač, u samoj sekundarnoj priključnoj kutiji je na istoj tački je 1n kraj nultog NN namotaja NTS napona $0.4/\sqrt{3}$ kV i N nultog kraja VN namotaja NTS napona $110/\sqrt{3}$ kV. (Na istoj tački je i priključak za merenje $\text{tg}\delta$ i 2n NN kraj nultog provodnika namotaja $0.1/\sqrt{3}$ kV koji se trenutno ne koristi). PEN šina u ormanu =E03+ZT55 je uzemljena najkraćom mogućom vezom za uzemljivač postrojenja.

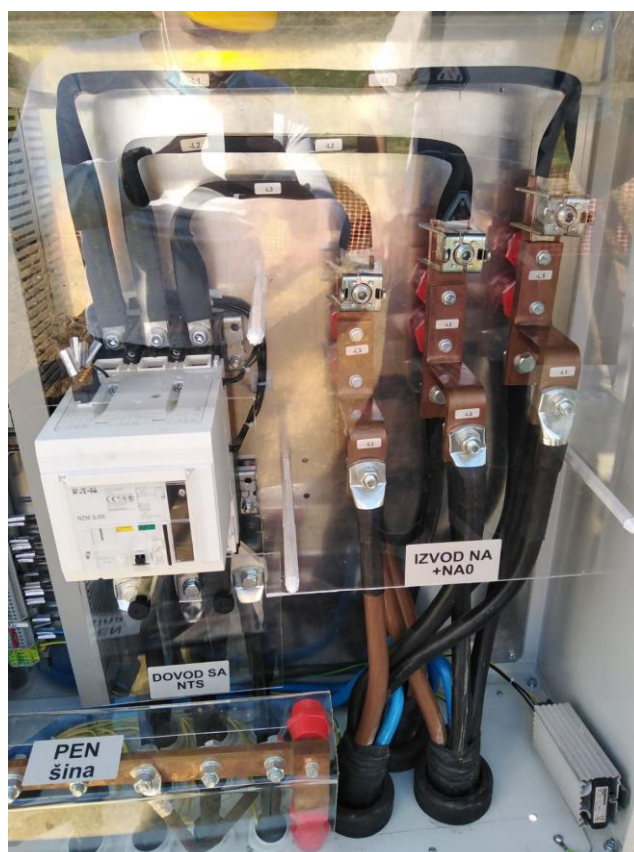
Nulti provodnici NN kablova koji povezuju =E03+ZT55 orman sa =NA+NA0 razvodnim ormanom su uzemljeni na dva mesta: na PEN šinu u =E03+ZT55 ormanu i sa druge strane kablova na PEN u NA ormanu 0.4 kV razvoda sopstvene potrošnje.



Slika 3. VPT električna šema (sekundarna priključna kutija)



Slika 4. Detalj u sekundarnoj priključnoj kutiji



Slika 5. RONT



Slika 6. Detalj u RONT-u

Slabost ovakvog rešenja uzemljenja, koje je u skladu sa uputstvima proizvođača NTS, je što bi u slučaju kvara u postrojenju 110 kV, gde je struja kvara proračunata na oko 36kA, jedan deo te struje kvara, recimo (procena) 5kA prošao kroz nulte provodnike NN kablova od PEN šine u ormanu =E03+ZT55 do PEN šine ormara NA razvoda. Na osnovu ovoga nulte provodnike je potrebno dimenzionisati da izdrže toliku struju za 0.5 sekundi, koliko bi moglo da traje maksimalno vreme isključenja kvara. Takođe, tolika struja kroz nulte provodnike bi mogla i da izazove indukciju struja u nekim drugim NN kolima u NA razvodu, što bi izazvalo reagovanje MCB i MCCB u NA razvodu.

U primenjenom rešenju, je korišćen napojni višežilni kabl sa strujnoopteretivom oblogom. Presek kabla, proveren proračunom, je pokazao da kabl može da izdrži struju kvara i više od 0,5 sek.

4 ISPITIVANJA I ANALIZA RADA

Proizvodnja, ispitivanje i održavanje naponskih transformatora snage u bitnim koracima se oslanja na standard IEC 63253-5713-8.

Sva ispitivanja koja se rade kod konvencionalnih naponskih transformatora po programu rutinskih i tipskih ispitivanja rade se i kod naponskih transformatora snage. To su ispitivanja: vizuelna provera kompletnosti i provera označavanja izvoda, ispitivanje podnosivim naponom industrijske frekvencije, merenje parcijalnih pražnjenja, merenje kapaciteta i ugla gubitaka (tgδ), ispitivanje naponom industrijske učestanosti sekundarnih namotaja i priključka za uzemljenje, provera klase tačnosti, Ispitivanje galvanizacije i merenje prenosnog odnosa transformacije.

Dodatak na ova ispitivanja su ispitivanja koja se vrše u skladu sa grupom standarda IEC 60076 vezanih za energetske transformatore a to su:

- Merenje otpora namotaja
- Merenje napona kratkog spoja i gubitaka pri opterećenju
- Merenje gubitaka u praznom hodu i struje praznog hoda pri nazivnoj frekvenciji

Rezultati merenja gubitaka u praznom hodu i gubitaka pri opterećenju pokazuju jednu lošu stranu napopnskih transformatora snage u poređenju sa uljnim ili suvim energetske transformatorima male snage koji se koriste za napajanje sopstvene potrošnje. U sledećoj tabeli dat je odnos gubitaka ove dve vrste transformatora.

Tabela 1. Odnos gubitaka NTS i ET

	NTS 100 kVA	ET 100 kVA	3x NTS 300 kVA	ET 400 kVA
Gubici u praznom hodu (W)	1400	250	4200	630
Gubici pri opterećenju na 75 °C (W)	1000	1600	3000	3900
Ukupni gubici (W)	2400	1850	7200	4530

Elektromreža Srbije AD u cilju povećanja kvaliteta nabavke, eksploatacije i održavanja naponskih transformatora uvela je interni standard IS EMS 413 za ispitivanje naponskih transformatora. Po ovom standardu svi naponski transformatori podležu periodičnim ispitivanjima i kontroli pa tako i naponski transformatori snage. Za određivanje stanja naponskih transformatora snage koji su u pogonu najčešće se koriste sledeće metode:

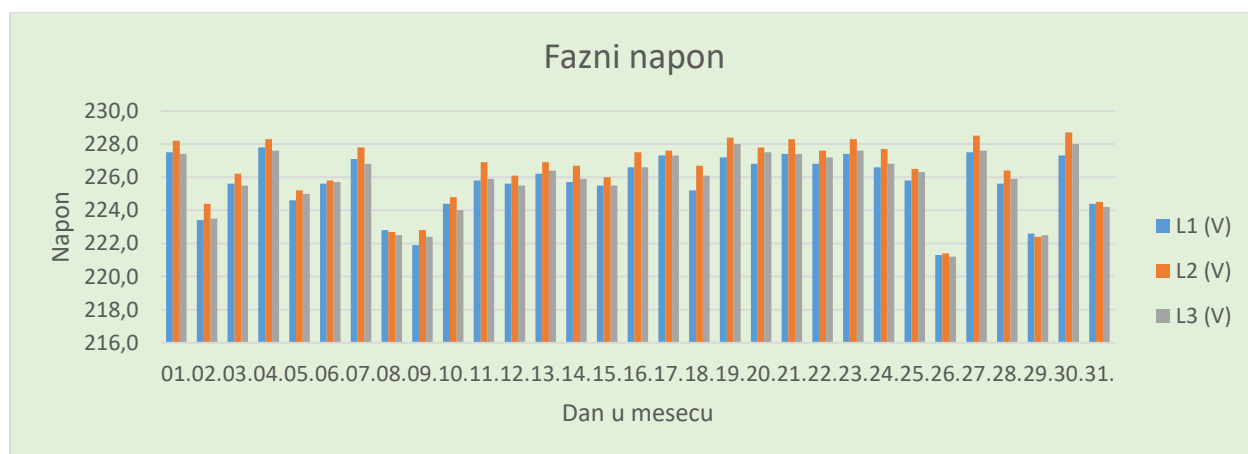
1. Vizuelni pregled (nivo ulja, stanje i položaj elastične membrane, stanje porcelanskih izolatora, stanje elemenata za zaptivanje, stanje antikorozivne zaštite, uzemljenje transformatora, zvučni efekti koje proizvodi merni transformator);
2. Električne metode (merenje otpornosti izolacije sa određivanjem indeksa polarizacije, merenje faktora dielektričnih gubitaka i kapacitivnosti, merenje prenosnog odnosa);
3. Termovizijski pregled transformatora;
4. Hemijske metode (gasnohromatografska analiza gasova rastvorenih u ulju, ispitivanje karakteristika ulja – posebno merenje faktora dielektričnih gubitaka i specifične otpornosti ulja);
5. Ultrazvučna metoda detekcije parcijalnih pražnjenja.

Naponske i termičke prilike ugrađenih transformatora kontinuirano su praćene u dosadašnjem radu korišćenjem analizatora mreže ugrađenog u razvodnom ormanu 0.4 kV =NA+NA0 s ciljem nadzora transformatora i prikupljanja pogonskih iskustva. U sledećoj tabeli data su merenja dobijena iz analizatora mreže za mesec januar 2021. godine.

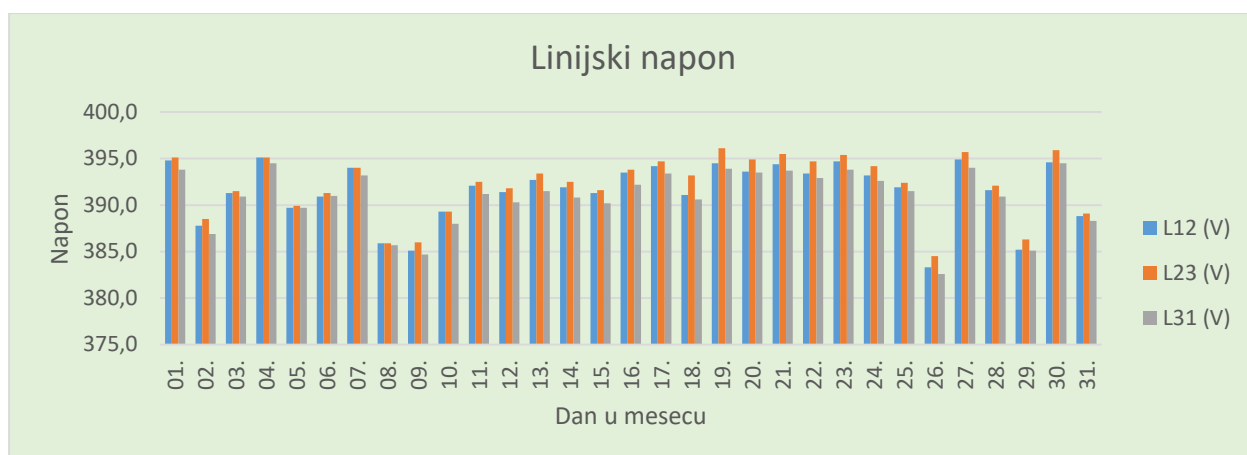
Tabela 2. Merenja iz analizatora mreže

ANALIZATOR MREŽE													
JANUAR 2021.	Fazni naponi			Linijski naponi			Struje po fazi			Frekven.	Aktivna snaga	Reakt. snaga	Prividna snaga
Dan	L1 (V)	L2 (V)	L3 (V)	L12 (V)	L23 (V)	L31 (V)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	Freq.(Hz)	Pmax (kW)	Q kVAr	S(kVA)
01.	227.5	228.2	227.4	394.8	395.1	393.8	159	130	146	50.00	98	12	99
02.	223.4	224.4	223.5	387.8	388.5	386.9	163	128	151	49.98	98	11	98
03.	225.6	226.2	225.5	391.3	391.5	390.9	164	126	144	49.99	97	11	98
04.	227.8	228.3	227.6	395.1	395.1	394.5	158	126	135	50.02	94	12	95
05.	224.6	225.2	225.0	389.7	389.9	389.7	174	140	141	49.98	101	17	102
06.	225.6	225.8	225.7	390.9	391.3	391.0	159	130	138	50.05	95	11	96
07.	227.1	227.8	226.8	394.0	394.0	393.2	158	123	140	50.01	95	11	95
08.	222.8	222.7	222.5	385.9	385.9	385.7	163	141	147	50.00	99	17	100
09.	221.9	222.8	222.4	385.1	386.0	384.7	162	133	141	49.99	96	11	97
10.	224.4	224.8	224.0	389.3	389.3	388.0	159	133	157	50.02	100	11	100
11.	225.8	226.9	225.9	392.1	392.5	391.2	167	129	146	49.99	99	11	100
12.	225.6	226.1	225.5	391.4	391.8	390.3	158	136	154	49.97	100	12	101
13.	226.2	226.9	226.4	392.7	393.4	391.5	159	139	159	50.00	102	11	103
14.	225.7	226.7	225.9	391.9	392.5	390.8	160	135	154	49.96	101	12	101
15.	225.5	226.0	225.5	391.3	391.6	390.2	159	137	154	50.00	100	11	101
16.	226.6	227.5	226.6	393.5	393.8	392.2	159	139	154	49.97	102	11	102
17.	227.3	227.6	227.3	394.2	394.7	393.4	146	129	146	50.00	95	6	96
18.	225.2	226.7	226.1	391.1	393.2	390.6	168	135	159	50.01	104	6	104
19.	227.2	228.4	228.0	394.5	396.1	393.9	165	137	155	49.99	104	6	104
20.	226.8	227.8	227.5	393.6	394.9	393.5	167	139	152	49.98	104	6	104
21.	227.4	228.3	227.4	394.4	395.5	393.7	163	127	156	50.01	101	7	101
22.	226.8	227.6	227.2	393.4	394.7	392.9	161	134	159	49.98	103	5	103
23.	227.4	228.3	227.6	394.7	395.4	393.8	160	134	153	50.01	101	6	102
24.	226.6	227.7	226.8	393.2	394.2	392.6	168	130	153	49.99	102	4	102
25.	225.8	226.5	226.3	391.9	392.4	391.5	157	134	139	50.01	96	11	97
26.	221.3	221.4	221.2	383.3	384.5	382.6	147	124	157	50.02	94	11	94
27.	227.5	228.5	227.6	394.9	395.7	394.0	154	120	142	49.97	94	6	94
28.	225.6	226.4	225.9	391.6	392.1	390.9	148	125	136	49.98	92	6	92
29.	222.6	222.4	222.5	385.2	386.3	385.1	144	123	148	49.98	91	9	92
30.	227.3	228.7	228.0	394.6	395.9	394.5	151	113	122	49.99	88	7	88
31.	224.4	224.5	224.2	388.8	389.1	388.3	159	132	156	50.01	100	5	100

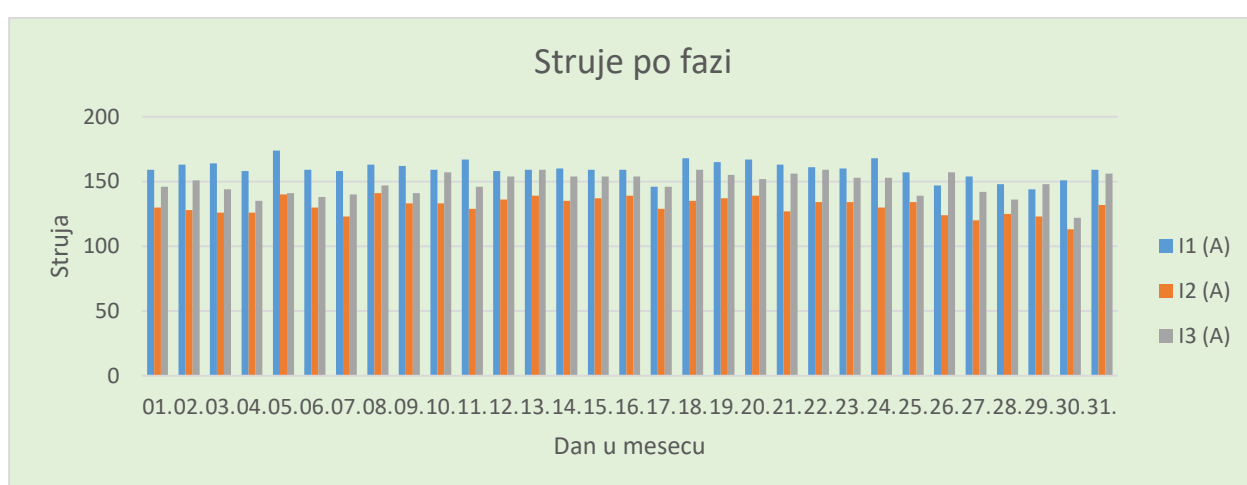
Na osnovu Tabele br.2 su napravljeni grafikoni koji grafički prikazuju izmerene vrednosti.



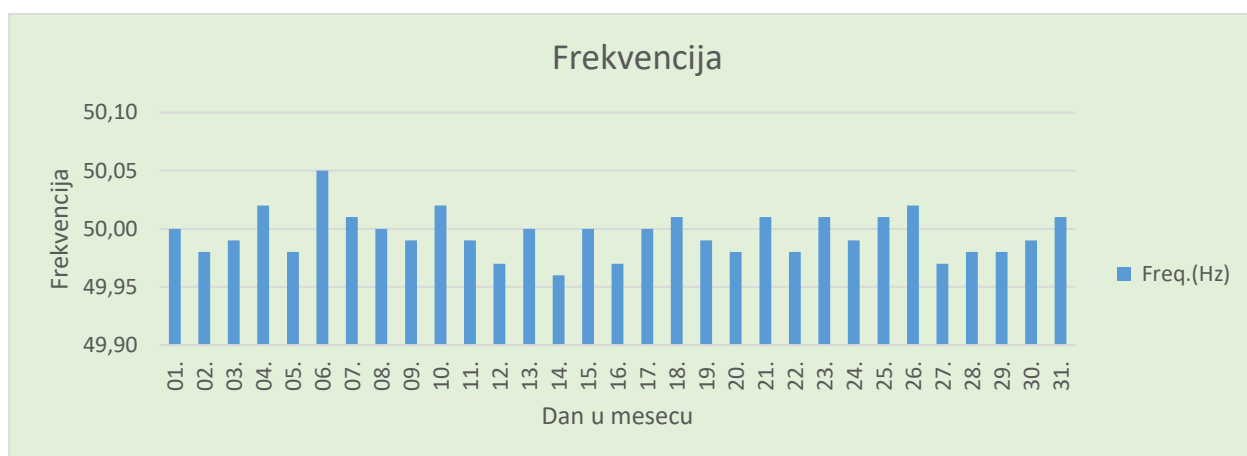
Grafikon 1. Fazni napon



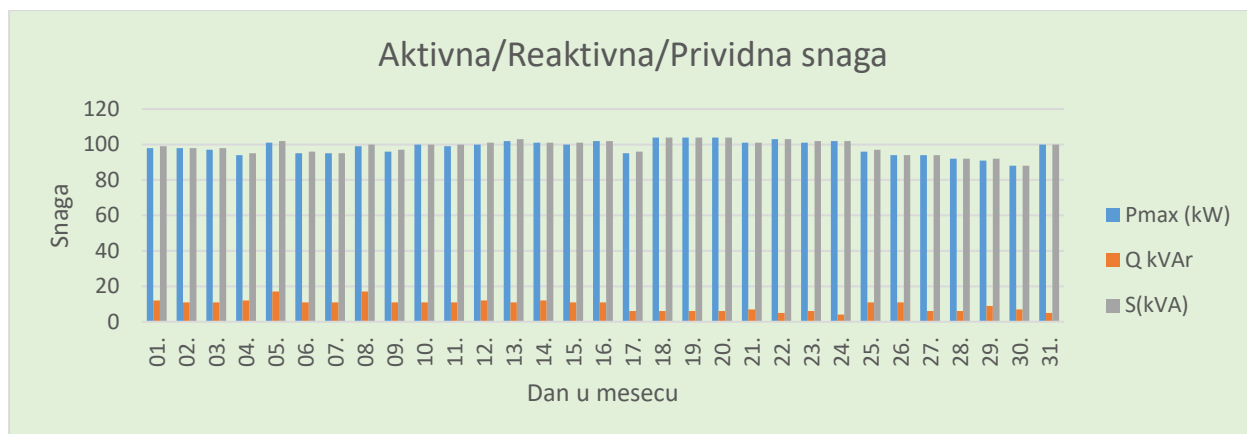
Grafikon 2. Linijski napon



Grafikon 3. Struje po fazi



Grafikon 4. Frekvencija



Grafikon 5. Aktivna/Reaktivna/Prividna snaga

5 ZAKLJUČAK

Na osnovu dosadašnjeg iskustva EMS AD-a u pogonu, ponašanja i merenja na ugrađenim NTS primarnog napona 110 kV može se reći da je njihova dalja primena kao rezervno napajanje sopstvenih potreba opravdana uz određena ograničenja a to su:

- Zahtevi i ograničenja u pogledu veličine temelja i nosećih konstrukcija
- Ograničenja po pitanju zahtevane snage zbog prostora, gabarita i potencijalne opasnosti od havarijskog izlivanja izolacionog ulja. Uzimajući u obzir iskustva sa ovog pilot projekta EMS AD je prepoznao upotrebljivost jedinica sa nominalnom snagom ≤ 75 kVA
- Smanjenje pouzdanosti i raspoloživosti sabirnica 110 kV usled potencijalnog kvara naponskih transformatora snage
- Potreba za postojanjem regulacije sekundarnog napona umetanjem mehaničkih sklopova za promenu prenosnog odnosa na namotaju primara
- Znatno veći gubici u poređenju sa gubicima koji se stvaraju kada se za napajanje sopstvene potrošnje koriste konvencionalni transformatori
- Zbog naponskih prilika sa povišenim naponima u regionu u prenosnim mrežama 400 kV i 220 kV EMS AD je primenu NTS ograničio na naponski nivo 110 kV.

6 LITERATURA

- [1] Rekonstrukcija TS 220/110/10,5 kV Beograd 3, Ugradnja naponskih transformatora snage za rezervno napajanje sopstvene potrošnje, Elektroistok Projektni Biro d.o.o., septembar 2019.
- [2] IEC 63253-5713-8 Station service voltage transformers (SSVT)
- [3] Žiger, R. Maruš, R. Ferlič, D. Malek, V. Lovrenčić, R. Judnič : Iskustvo primjene naponskih transformatora velike snage, 14. savjetovanje HRO Cigre, Šibenik, studeni 2019.
- [4] Phongkhumphai, N.Chaiyaphan, T.Nantachai, K.Wongniyom, P.Sawaddeemongkon: Design and considerations for Station Service Voltage Transformer (SSVT) to provide low-voltage supply in high voltage substation, CIGRE 2024 Paris Session
- [5] E. Regil, A. Burgos: Inductive voltage transformers for auxiliary services power supply in substations. Design, specification and normative aspects and application example, CIGRE 2016 Paris Session
- [6] VPT-Naponski transformator velike snage 72,5 do 550 kV, Končar - Mjerni transformatori d.d.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B3.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B3.04)**B3.04****РЕКОНСТРУКЦИЈА ТС 110/35 KV АЛЕКСИНАЦ****RECONSTRUCTION OF TS 110/35 KV ALEKSINAC****Goran Kostić***

Кратак садржај: У раду је дат детаљан динамички план извођење радова где је изабрани извођач радова дужан да извођење радова прилагоди ситуацији и могућностима мреже ЕД Ниш. На основу њега дата су сва могућа решења пренапајања конзума ТС 110/35 kV Алексинац (2x31,5 MVA), приликом извођења следећих радова: - радови на демонтажи комплетне постојеће високонапонске опреме, као и спојне и овесне опреме, као и уградња нове опреме у постројењу 110 kV - радови на комплетну демонтажу постојећег постројења 35 kV осим излазног портала ПЗ (Портали, сабирнице, прекидачи, растављачи, струјни мерни трансформатори, напонски мерни трансформатори, кућни трафо) као и уградња новог постројења 35 kV за унутрашњу монтажу са 14 ћелија. Урађена је детаљна анализа оптерећења како целе ТС тако и понаособ сваког 35 kV извода као и најоптималнији план пренапајања потрошача у току трајања радова као и евентуалним хаваријским случајевима.

Кључне речи: реконструкција, санација, напајање, сабирнице, ТС Алексинац, радови

Abstract: The paper provides a detailed dynamic plan for the execution of works, where the selected contractor is obliged to adapt the execution of works to the situation and capabilities of the ED Nis network. Based on it, all possible solutions for overcharging the consumer TS 110/35 kV Aleksic (2x31.5 MVA) were given, during the execution of the following works: - works on the dismantling of the entire existing high-voltage equipment, as well as connecting and suspension equipment, as well as the installation of new equipment in the 110 kV plant - works on the complete dismantling of the existing 35 kV plant except for the output portal P3 (Portals, busbars, switches, disconnectors, current measuring transformers, voltage measuring transformers, humuse transformirah) as gel as te instalacioni ov a nes 35 kov plane fora infernal assembly with 14 cells. A detailed analysis of the load of the entire TS as well as each individual 35 kV outlet was made, as well as the most optimal plan for overcharging consumers during the duration of the works and in the event of an emergency.

Key words: reconstruction, works, rehabilitation, power supply, busbars, TS Aleksinac

* Goran Kostić, Elektrodistribucija Srbije, goran.kostic@es.rs

1 УВОД

ТС 110/35 kV "Алексинач" је једина ТС 110 kV напонског нивоа на конзуму погона Алексинач, која је прешла у власништво ЕПС-а 2013. године. У погону је од 1955. године са два трансформатора 110/35 kV (снаге 2x31,5 MVA) и кључна је у снабдевању електричном енергијом подручја погона Алексинач. У нормалном уклопном стању ова трафостаница снабдева комплетно подручје општине Алексинач и преко ње се напајају шест ТС 35/10 kV и једна ТС 35/6 kV која је у власништву Емисионе технике Београд. Са примарне 110 kV стране, напајање трафостанице се остварује из два правца, ТС 110/35 kV "Ниш 1" и ЕВП "Ђулис".

Поремећај у раду на 110 kV страни, у случају отказа оба правца напајања трафостанице, проузрокује бројне манипулације за напајање њеног конзума, па се у том екстремном случају на делу њеног конзума уводе велике редукције потрошње. При оваквом случају, само 20% конзума се може пренапојити и то из правца ТС 35/10 kV "Топоница" (око 3 MVA) и ТС 35/10 kV "Сокобања" (2 MVA). Ово је ипак екстремни случај (који се једном десио у јуну 2011. године) и није тема овог елабората. За такав случај постоји ванредни план који се односи на брзину успоставе бар једног 110 kV правца напајања.

Поремећај у раду на 35 kV страни се много лакше решава јер је целокупна 35 kV мрежа у петљи и може се вршити много комбинација у пренапајању како би имали најоптималније уклопно стање у датом моменту.

2 КРУПНА ОПРЕМА И ПРИМАРНЕ ВЕЗЕ

2.1 Крупна опрема и примарне везе

2.1.1 Трансформација 110/35 kV

- Демонтирају се постојећи одводници пренапона у звездиштима 110 kV оба трансформатора.
- Уграђују се нови струјни трансформатори (за потребе REF-а) у звездишту 110 kV за оба трансформатора.

2.1.2 Постројење 110 kV

Демонтира се комплетна високонапонска опрема, као и спојна и овесна опрема, у постројењу 110 kV и то:

- Сабирнице 110 kV
 - Прекидачи 110 kV
 - Расстављачи 110 kV
 - Струјни трансформатори 110 kV
 - Напонски трансформатори 110 kV
 - Одводници пренапона 110kV
 - Сви портали осим трафо портала
- Уграђује се:

- Портали 110 kV
- Сабирнице 110 kV
- Хибридни блокови 110 kV
- Напонски трансформатори 110 kV

2.1.3 Постројење 35 kV

- Демонтира се комплетно постојеће постројење 35 kV (портали, сабирнице, прекидачи, растављачи, струјни мерни трансформатори, напонски мерни трансформатори, кућни трафо), осим излазног портала ПЗ.

- Уграђује се ново постројење 35 kV за унутрашњу монтажу са 14 ћелије, постављене у два реда, које се смешта у нову погонско командну зграду предвиђену на локацији ТС. Прикључак трансформатора Т1 и Т2 је кабловски. Сви изводи 35 kV су надземни, прикључење далековаода је преко кабла до првог стуба или излазног портала.

2.2 Сопствена потрошња

- Демонтажа комплетне постојеће сопствене потрошње (АКУ батерија, исправљач, инвертор, развод једносмерног и наизменичног напона)

- Уградња нове АКУ батерије у командној згради
- Уградња нове помоћне АКУ батерије у командној згради
- Уградња постојећег исправљача у командној згради
- Уградња новог инвертора у командној згради
- Уградња два нова кућна трансформатора 35/0,4 kV, снаге 100 kVA у мерне ћелије новог постројења 35 kV

- Изводи се нов развод једносмерног и наизменичног напона у целој ТС

2.3 Заштита и управљање

- Демонтира се постојећа заштита постројења 110 kV и постројења 35kV
- Уграђује се нова заштита за постројење 110 kV у нове ормане у командну салу
- Уграђује се нова заштита за постројење 35 kV у ормане ћелија новог постројења 35 kV
- Уграђује се РТУ и смешта се у командној просторији
- Нови систем заштите и управљања постројења 110 kV и 35 kV уводи се у РТУ и нову локалну SCADU

- RTU се конфигурише за везу са ПДЦ Ниш по протоколима IEC 60870-5-101 и IEC 60870-5-104

2.4 Обрачунско мерење

- Демонтира се постојећи систем за обрачунско мерење преузете електричне енергије и снаге

- Уграђује се нови орман за обрачунско мерење преузете електричне енергије и снаге у командној просторији

- Изводи се нов развод за обрачунско мерење преузете електричне енергије и снаге

2.5 Уземљење

- Врши се реконструкција система уземљења ТС (изводи се комплетно ново уземљење и сви апарати везују на исто)

2.6 Громобранска инсталација

- Врши се реконструкција постојеће громобранске инсталације ТС

- Изводи се нова громобранска инсталација на новом постројењу 35 kV

2.7 Спољашње осветљење

- Врши се замена комплетног постојећег спољашњег осветљења

2.8 Инсталација осветљења, грејања и климатизације старе командне зграде и нове командно погонске зграде 35 kV

- У обе зграде изводи се нова инсталација осветљења, монофазних и трофазних прикључница
- Изводи се нова инсталација нужног и противпаничног осветљења
- Уграђују се ТА пећи и калорифери за грејање
- Уграђују се за хлађење сплит системи

2.9 Телекомуникације

- Демонтира се комплетна опрема за VF
- Задржава се постојећа телефонска линија
- Изводи се нова LAN мрежа и на постојећем и на новом објекту

2.10 Заштита од неовлашћеног уласка у постројење

- Демонтира се постојећи систем заштите од неовлашћеног уласка у постројење
- Уграђују се нови магнетни јављачи који се постављају на улазnoj капији и на улазним вратима објекта
- Уграђује се нова инсталација за видео надзор

2.11 Заштита од пожара

- Демонтира се постојећи систем заштите од пожара
- Уграђује се нови систем за дојаву пожара у свим објектима унутар оgrade TC
- Постављају се нови апарати и опрема за гашење пожара

2.12 Грађевински радови

- Задржава се постојећи габарит постројења
- Изводе се грађевински радови на изградњи командно погонске зграде 35 kV који обухватају:
 - Уређење терена и изградњу транспортне стазе за унос опреме у постројење 35 kV
 - Изградњу нове командно погонске зграде за смештај постројења 35 kV
- Изводе се грађевински радови на реконструкцији постојеће командно погонске зграде који обухватају:
 - Замену спољне браварије
 - Замену унутрашње столарије
 - Санацију постојеће фасаде зграде
 - Бојење унутрашњих зидова
 - Санацију мокрих чворова
 - Репарацију постојећих бетонских подова
 - Репарира се када трансформатора T1 и T2
 - Репарира се постојећи противпожарни зид између T1 и T2

- Гради се нова уљна канализација, шахтови и уљна јама са црпном станицом
- Граде се додатни нови кабловски канали, кабловице, пролази и шахтови
- Врши се замена свих бетонских носача апарата
- Врши се демонтажа челичних портала(осим портала П2) и носача апарата у постројење 110 kV
- Врши се изградња нових челичних портала и носача апарата у постројење 110 kV
- Постојећи челични портал П2 110 kV се чисти, премазује антикорозивним средством и боји основном бојом и завршном бојом у два слоја
- Врши се демонтажа темеља носача апарата 110 kV и граде нови за нове апарате 110 kV
- Врши се демонтажа челичних портала(осим портала П3) и носача апарата у постројење 35 kV
- Постојећи челични портал П3 35 kV се чисти, премазује антикорозивним средством и боји основном бојом и завршном бојом у два слоја
- Врши се демонтажа темеља носача апарата 35 kV
- Гради се нова ограда око трафостанице (усклађује се са границом парцеле)
- Изводе се радови на изградњи нових транспортних стаза у трафостаници
- Врши се уређење земљишта и озелењавање

3 РАДОВИ НА ДЕМОНТАЖИ И РУШЕЊУ ЛЕВОГ СЕГМЕНТА ПОСТРОЈЕЊА 35 KV

3.1 Обим радова

I фаза:

Грађевински радови на изради привремене кабловског канала за привремено полагање каблова (извршити са дванаест једножилна кабла одговарајућег типа и пресека) за пренапајање 35 kV извода "Хладњача", "Сепарација" почев од резервних изводних поља бр. 7 и 8 десног сегмента постојећих 35 kV портала, где ће се вршити повезивање проводника до првих постојећих стубова (ван постројења), а 35 kV извод "Сокобања" имао би алтернативан правац напајања из ТС 110/35 kV "Књажевац"

II фаза:

- Електромонтажни радови на демонтажи везе 35 kV извода "Хладњача", "Сепарација" и "Сокобања" од изводног поља до првог стуба
- Електромонтажни радови на везивању привремених каблова у постојећим изводним пољима од излазног портала до првих стубова за 35 kV изводе "Хладњача", "Сепарација" и "Сокобања", односно монтажа новоположених каблова на првим стубовима, као и пуштање под напон пренапојених 35 kV извод извода "Хладњача", "Сепарација" и "Сокобања"
- Електромонтажни радови на демонтажи секундарне везе и примарне везе трансформатора Т1.
- Демонтажа спојног моста помоћног система сабирница. Демонтажа помоћних сабирница и припадајућих сабирничких растављача на сегменту

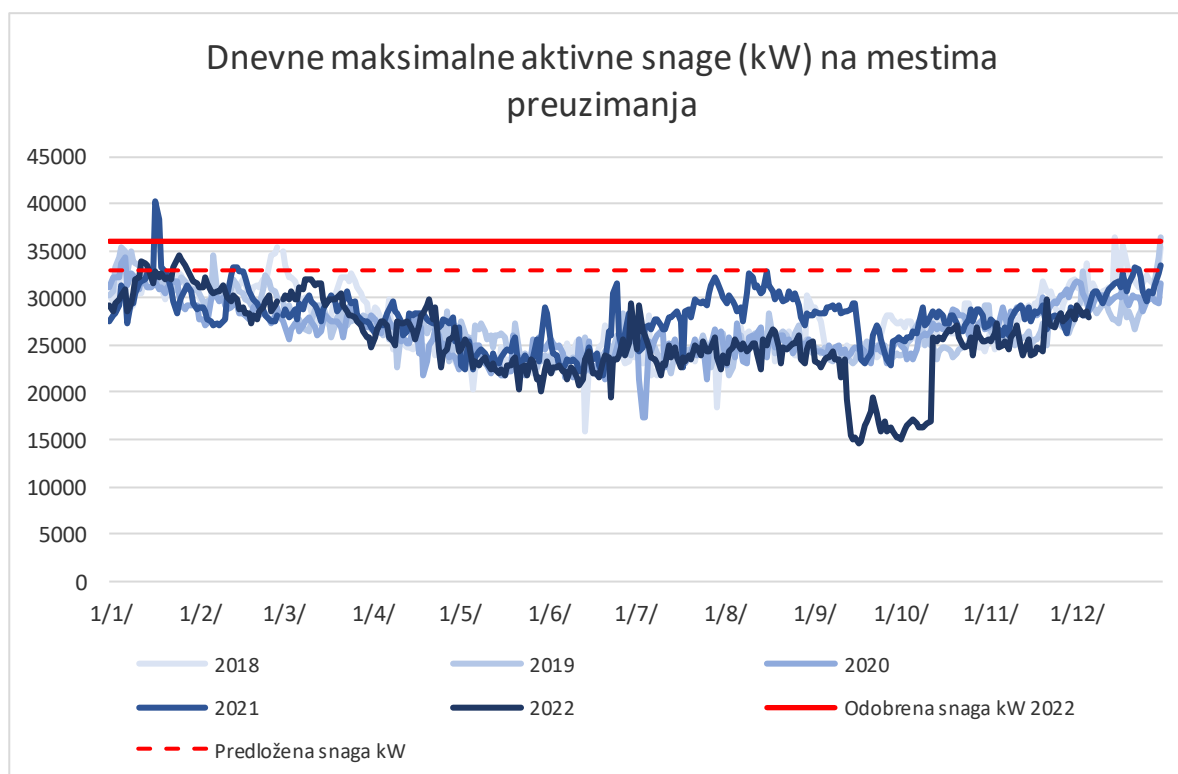
III фаза:

- Грађевински радови на изградњу објекта где ће бити смештено 35 kV постројење

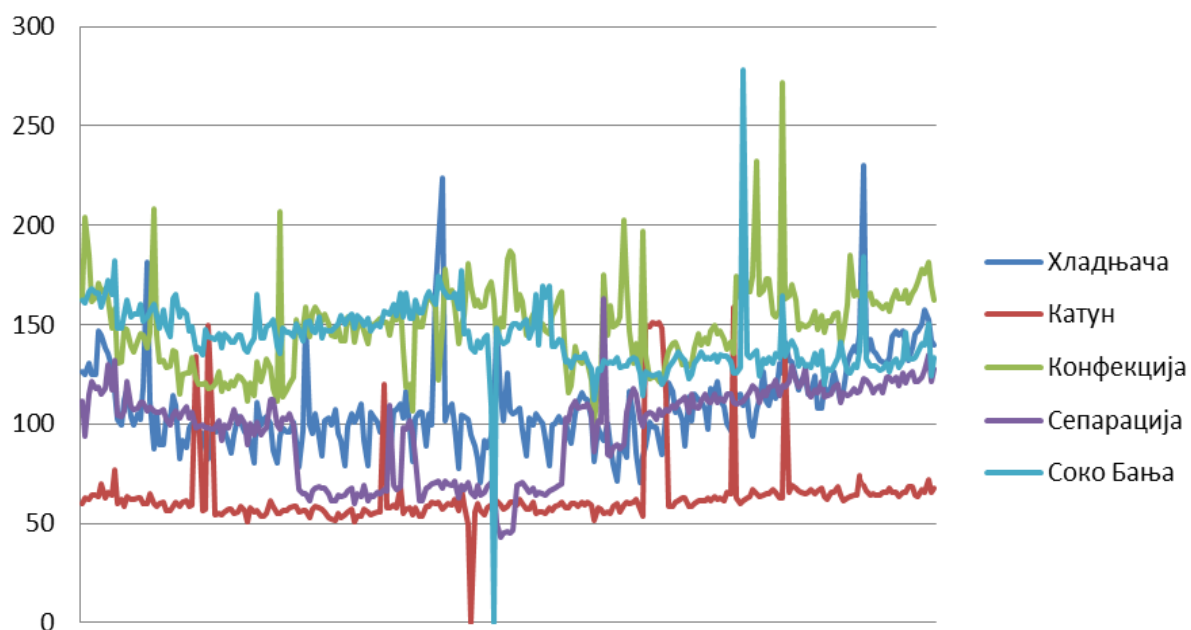
Током радова I и III фазе сви купци ће бити пренапојени преко десног сегмента 35 kV постројења и трансформатора Т2 (31,5 MVA). Место радова биће обезбеђено грађевинском оградом као и дозвољени простор кретања у самом кругу ТС.

За радове II фазе биће потребно безнапонско стање комплетних 35 kV сабирница. Тачно дефинисање минималног потребног времена безнапонског стања биће одређено у договору са извођачем радова. Оквирно трајање безнапонског стања је 8 сати. 35kV изводи Сокобања, Катун и приоритетни купци ће се пренапојити из алтернативних праваца.

3.2 Анализа оптерећења по изводима и трансформаторима за период 2018 -2023



Слика 1. Струјна оптерећења трансформатора и 35 kV извода у ТС 110/35 kV "Алексинач" за временски период од априла до децембра 2018- 2022 године



Слика 2. TS 110/35 kV "Алекси́нац" - 35 kV изводи – Оптерећење у временском периоду од 2020 до 2022. год.

Mesečne Vrednosti	35kV izvodi				
Datum	Soko Banja	Separacija	Hladnjača	Konfekcija	Katun
	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)
januar	6,1	5,3	6,2	6,7	2,0
februar	5,5	4,8	5,8	6,1	1,8
mart	5,1	4,6	5,5	5,6	1,8
april	4,6	4,5	4,6	4,7	1,8
maj	4,4	4,3	3,9	4,2	1,6
jun	4,7	4,3	4,2	4,0	1,6
jul	5,1	4,3	4,8	4,1	1,7
avgust	5,2	4,2	4,3	4,4	1,9
septembar	5,1	4,3	4,1	4,1	1,7
oktobar	5,5	4,5	4,5	4,9	1,7
novembar	5,8	4,8	5,6	6,0	1,8
decembar	6,2	5,1	6,2	6,4	1,9
2020.god.	5,3	4,6	5,0	5,1	1,8
Pmax (1; 2; 12.)	5,9	5,1	6,1	6,4	1,9
Pmax (3; 4; 5; 9; 10; 11)	5,1	4,5	4,7	4,9	1,7
Pmax (6; 7; 8)	5,0	4,2	4,4	4,1	1,7

Табела 1. TS 110/35 kV Алекси́нац - 35 kV изводи. Дневне вредности активне снаге (MW) за 2020. год.

Mesečne Vrednosti	35kV izvodi				
Datum	Soko Banja	Separacija	Hladnjača	Konfekcija	Katun
	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)
januar	6,1	5,0	6,2	6,6	2,0
februar	6,0	4,8	6,0	6,3	1,8
mart	5,8	4,7	5,7	6,4	1,8
april	5,5	4,4	5,3	5,6	1,7
maj	5,3	4,2	3,9	3,9	1,8
jun	5,6	4,4	3,8	4,4	1,8
jul	6,8	4,5	4,7	4,1	3,4
avgust	6,4	4,5	4,2	4,2	5,4
septembar	5,2	4,1	4,2	4,1	3,5
oktobar	5,8	4,6	5,0	5,1	1,7
novembar	5,8	4,8	5,5	5,6	1,8
decembar	6,4	4,5	5,9	5,5	1,6
2021.god.	5,9	4,5	5,0	5,2	2,4
Pmax (1; 2; 12.)	6,2	4,8	6,0	6,1	1,8
Pmax (3; 4; 5; 9; 10; 11)	5,6	4,5	4,9	5,1	2,1
Pmax (6; 7; 8)	6,3	4,5	4,2	4,3	3,5

Табела 2. TS 110/35 kV Алексинац - 35 kV изводи. Дневне вредности активне снаге (MW) за 2021. год.

Mesečne Vrednosti	35kV izvodi				
Datum	Soko Banja	Separacija	Hladnjača	Konfekcija	Katun
	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)	Psred (MW)
januar	6,7	5,2	6,6	6,8	2,0
februar	6,2	2,1	2,8	2,8	1,8
mart	6,2	3,3	4,0	4,3	1,8
april	5,6	4,3	5,0	4,9	1,7
maj	4,9	3,6	3,8	4,4	1,8
jun	5,0	3,7	4,0	4,6	1,8
jul	5,6	5,4	4,6	3,1	3,4
avgust	5,9	4,0	4,4	4,2	5,4
septembar	2,4	3,8	3,5	4,4	3,5
oktobar	3,4	4,1	3,5	5,0	1,7
novembar	5,6	4,4	5,2	5,1	1,8
decembar	6,1	4,7	5,9	5,8	1,6
2022.god.	5,3	4,1	4,5	4,6	2,4
Pmax (1; 2; 12.)	6,3	4,0	5,2	5,2	1,8
Pmax (3; 4; 5; 9; 10; 11)	4,7	3,9	4,2	4,7	2,1
Pmax (6; 7; 8)	5,5	4,4	4,4	3,9	3,5

Табела 3. TS 110/35 kV Алексинац - 35 kV изводи. Дневне вредности активне снаге (MW) за 2022. год.

НАПОМЕНА: Приказани подаци су обрађени на основу 15-о минутних средњих вредности са SCADA система

Према подацима узетим са SCADA система, од 2018. год. до 2022. год., укупно просечно оптерећење трафоа Т1 и Т2, у ТС 110/35 kV "Алексинац" било је око 30 MVA. Оптерећење ДВ Сокобања било је око 5,5 MVA. Максимално оптерећење целе ТС без Сокобање је било је око 25 MVA.

Просечна оптерећења ДВ 35 kV за горе анализирани период су била: "Конфекција 5 MVA, "Хладњача" 5 MVA, "Сепарација" 4,5 MVA, "Катун" 2,3 MVA, "Сокобања" 5,5 MVA тако да би процењена просечна оптерећеност целе ТС "Алексинац" током радова износила око 22,3 MVA тј. трансформатор Т2 би био око 70% оптерећен у односу на номиналну вредност. 35 kV извод "Сокобања" био би пренапојен из правца ТС 110/35 kV "Књажевац" у случају да је потребно извршити растерећење трафостанице на 22 MVA тј. трансформатор Т2 би био око 55% оптерећен у односу на номиналну вредност.

4 НАПАЈАЊЕ КОНЗУМА

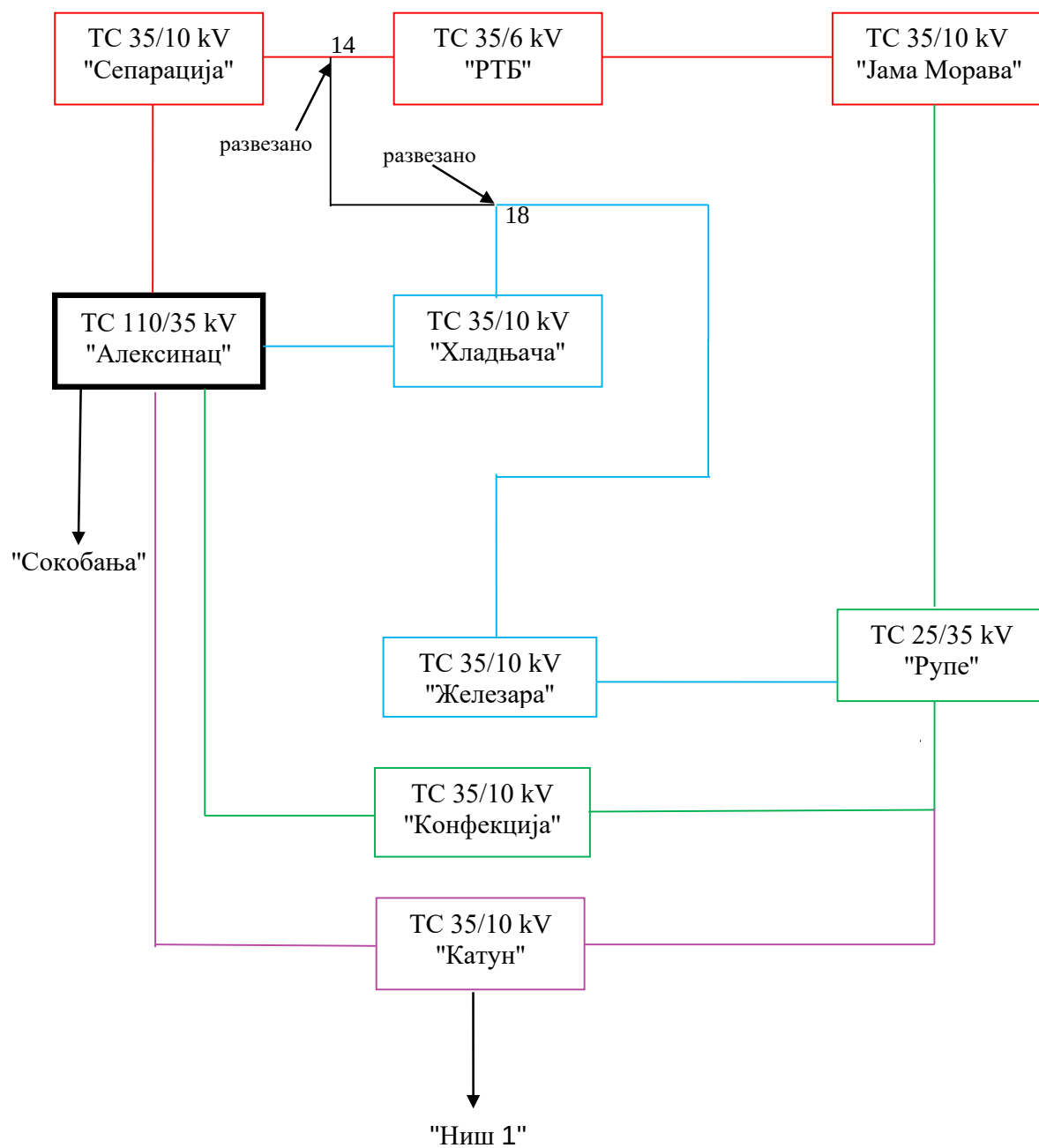
Привремено напајање сабирница 35 kV у ТС 110/35 kV "Алексинац" од тренутка рушења левог сегмента помоћних сабирница и демонтаже трансформатора па све до изградње новог затвореног 35 kV постројења, биће преко једног трансформатора Т2 (31,5 MVA) и главних сабирница 35 kV. Из ТС 110/35 kV "Алексинац" било би могуће напајање свих постојећих извода. 35 kV извод "Сокобања" имао би алтернативан правац напајања из ТС 110/35 kV "Књажевац", док би 35 kV извод "Катун" имао би алтернативан правац напајања из ТС 110/35 kV "Ниш 1".

Интервентни план за случај испада трансформатора Т2 је да се у најбржем могућем временском периоду изврши санација квара, а да се у међувремену преко 35 kV ДВ из правца ТС 35/10 kV "Катун", тј. ТС 110/35 kV "Ниш 1" напоји десни сегмент 35 kV сабирница и онда укључе најприоритетнији потрошачи. На располагању имамо максимално 3 MVA због пресека и дужине 35 kV ДВ из правца ТС 35/10kV "Катун" и додатних око 2 MVA из правца ТС 35/10kV "Сокобања".

Интервентни план за случај квара на неком ДВ 35 kV је да се у најбржем могућем временском периоду изврши санација датог квара, а да се у међувремену преко неког 35 kV ДВ изврши привремено пренапајање. У том смислу, потребно је да се на стубу бр. 14 на 35 kV ДВ "Сепарација-РТБ" и на стубу бр. 18 на 35 kV ДВ "Хладњача-Железара" успостави веза за нужно напајање уколико је потребно.

4.1 Шема пренапајања 35 kV мреже.

- На изводу Конфекција: ТС 35/10 kV "Конфекција" и ТС 35/10 kV "Рупе"
- На изводу Катун: ТС 35/10 kV "Катун"
- На изводу Хладњача: ТС 35/10 kV "Хладњача" и ТС 35/10 kV "Железара"
- На изводу Сепарација (резервно ДВ поље бр.8): ТС 35/10 kV "Сепарација", ТС 35/6 kV "РТБ" и ТС 35/10 kV "Јама Морава".



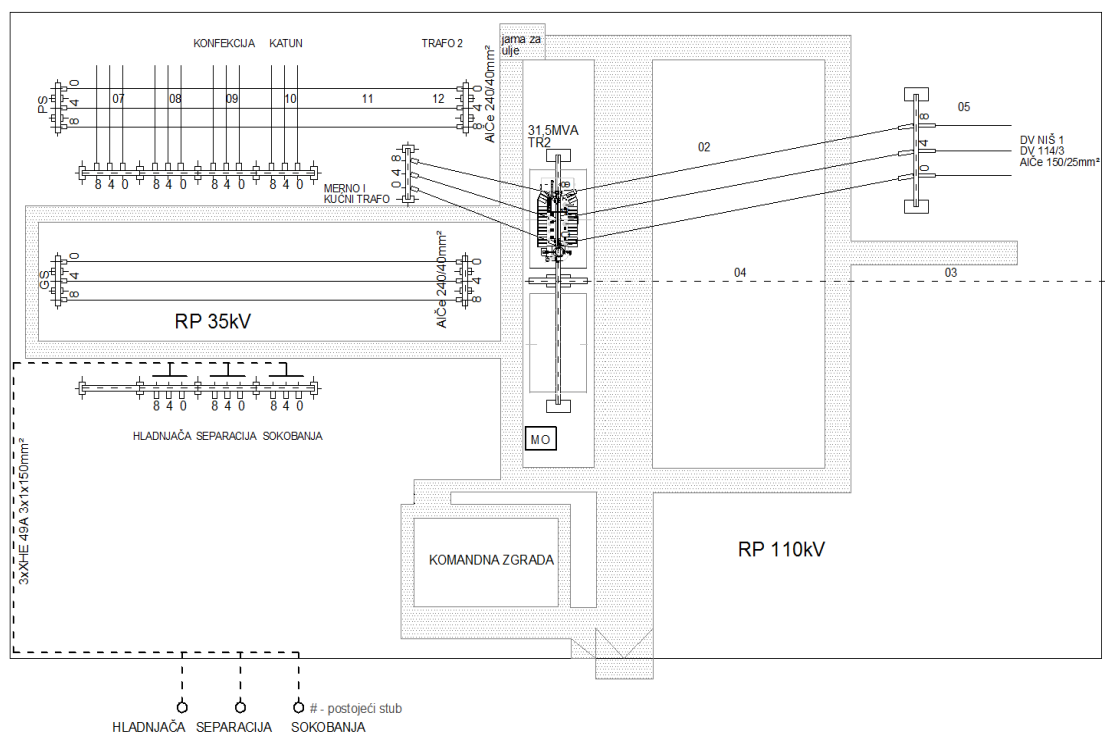
Слика 3. Блок дијаграм шеме напајања 35kV мреже

5 ПОТРЕБНА ИСКЉУЧЕЊА И ДЕТАЉНА ДИНАМИКА РАДОВА

5.1 Припремни радови

- Каблирање три ваздушна извода 35 kV

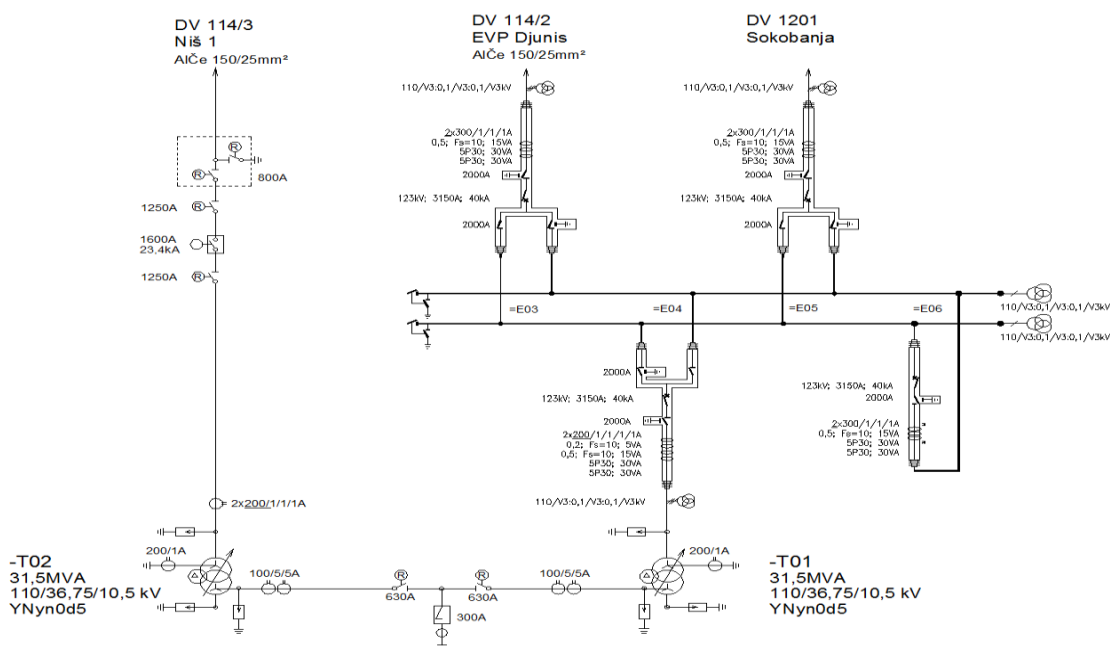
Ови радови не угрожавају напајање конзума обзиром да сви ДВ имају резервно напајање



Слика 5. Диспозиција постројења ТС 110/35 kV "Алексинач " након демонтаже Т01 сегмента

5.3 Друга фаза

- Демонтажа Т01, рушење дела постројења везаног за ДВ 114/2 (ЕВП Ђунис)
- Изградња два нова портала, дислоцирана у односу на постојећи портал ДВ 114/2 који се руши, први за ДВ 114/2, а други за ДВ 1201 (Сокобања)
- Изградња два далеководна поља =Е3 (ДВ 114/2) и =Е5 (ДВ 1201), једног трафо поља =Е4 (ТР-Т01), спојног поља =Е06, десне секције двоструког система главних сабирница са по једним секционим растављачем.



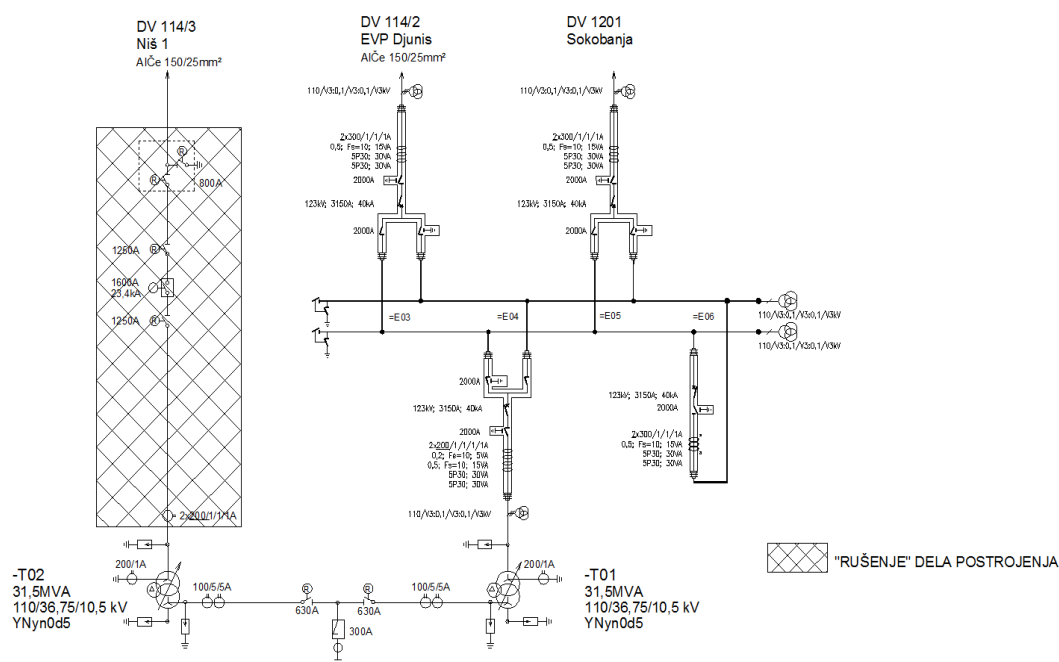
Слика 6. Диспозиција постројења ТС 110/35 kV "Алексинач " након монтаже Т01 сегмента

- Изградњу нове командно погонске зграде 35 kV према идејном пројекту

- Уградњу опреме сопствене потрошње
- Уградњу опреме за заштиту и управљање за далеководна поља =E3 (ДВ 114/2) и =E5 (ДВ 1201), трафо поље Е4 (-Т02) и спојно поље =Е06.
- Уградњу комплетног 35 kV постројења
- Каблирање 35 kV ДВ Конфекција и Катун од постојећег излазног портала П4 новоизграђених 35 kV хелија
- Превезивање 35 kV ДВ Хладњача, Сепарација и Сокобања са излазног портала у новоизграђеним 35 kV хелијама
- Грађевински радови на санацији каде трансформатора Т01
- Грађевински радови на изградњи нове уљне канализације, шахтова и уљне јаме са црпном станицом
- Грађевински радови на изградњи нових кабловских канала, кабловица, пролаза шахтова
- Грађевински радови на изградњи нове ограде
- Грађевински радови на изградњи нових транспортних стаза у трафостаници
- Грађевински радови на уређењу земљишта и озелењавању
- Електромонтажни радови на демонтажи и изградњи спољњег осветљења

5.4 Трећа фаза

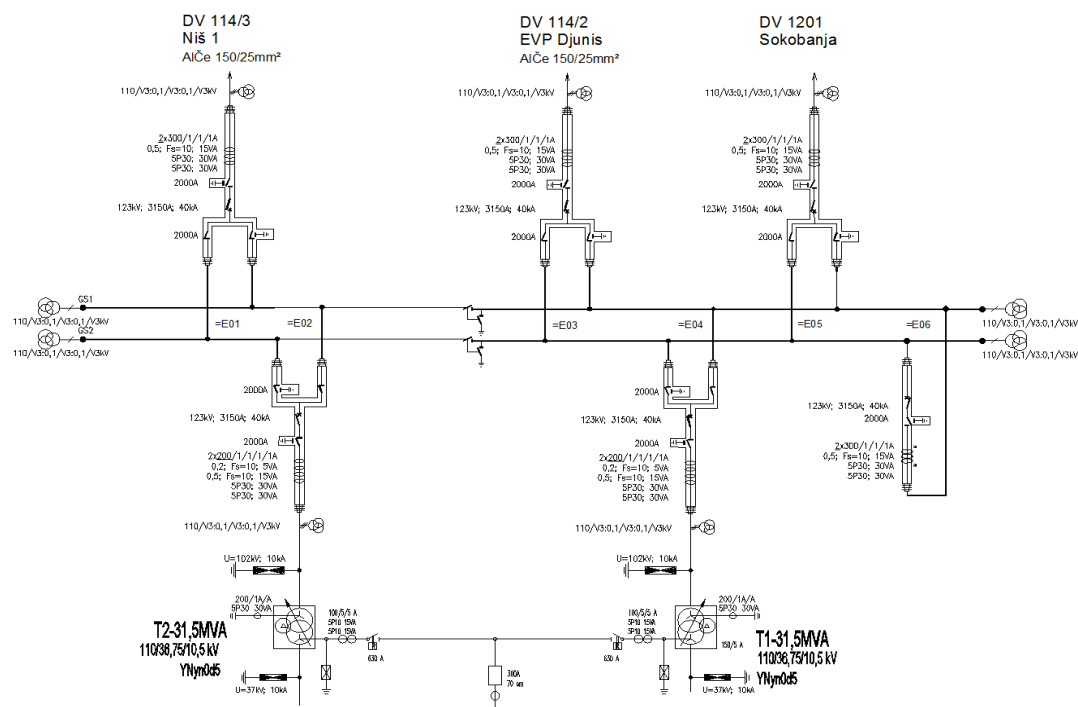
- Рушење дела постројења везаног за ДВ 114/3 (Ниш 1) и ТР02 (прекидачи, растављачи, излазни растављачи, струјни трансформатори итд.)



Слика 7. Диспозиција постројења ТС 110/35 kV "Алексинач" након демонтаже Т02 сегмента

Изградњу једног далеководног поља =Е1 (ДВ 114/3); једног трафо поља =Е2 трансформатор Т02); леве секције двоструког система главних сабирница

- Изградњу новог портала, дислоцираног у односу на постојећи портал ДВ 114/3 који се, за нови прикључак ДВ 114/3
- Грађевински радови на санацији каде трансформатора Т02
- Уградњу у опрему за заштиту и управљање за далеководно =Е1 (ДВ 114/3) и трафо поље =Е2 (Т02)



Слика 8. Диспозиција постројења ТС 110/35 kV "Алексинач" након монтаже Т02 сегмента

5.5 Четврта фаза

- Рушење остатка постројења 35 kV (ДВ поља, ТР поље Т01 и Т02, спојно поље, мерно поље, главни систем сабирница, помоћни систем сабирница на секцији трансформатора ТР1

Сва неопходна испитивања и атести се морају урадити одмах, у току радова, да би се избегло поновно искључење ТС, а и како би се завршени део постројења могао одмах пустити под напон (нпр. заштита и управљање реконструисаног 110 kV или 35 kV поља, итд.).

Завршетак сваке фазе радова потребно је да верификује Комисија (за ДВ и трафо поља 110 kV и са представницима EMC-а), како би се завршени део постројења могао одмах пустити под напон.

6 МЕРЕЊЕ, ОБРАЧУН И ОДОБРЕНЕ СНАГЕ

Место примопредаје у ТС 110/35 kV "Алексинач" врши се на местима у трафо пољима на 35 kV страни и на изводу 35 kV "Сокобања". У току вршења радова неће бити проблема са обрачунским мерењем на постојећим мерним местима.

Одобрене снаге на месту примопредаје електричне енергије између EMC-а и ЕД Ниш-а, односно ЕД Зајечар-а.

Пребацавањем 35 kV извода Сокобања на правац ТС 110/35 kV Књажевац (око 9 MVA) неће бити проблематично нарочито због периода када се радови изводе (пролеће, лето, јесен). Евентуалним пребацавањем 35 kV извода Катун на правац ТС 110/35 kV Ниш 1 (око 3,5MVA) такође неће бити проблематично што се тиче одобрене снаге од стране EMC-а.

7 ЗАКЉУЧАК

С обзиром на то да ТС 110/35 kV "Алексинац" мора бити у функцији у време извођења радова, односно није могуће обезбедити пренапајање целог конзума ове трафостанице изабрани извођач радова је дужан да извођење радова прилагоди ситуацији и могућностима мреже ЕД Ниш и да поједине радове изводи са више извршилаца и више механизације у што краћем времену када је искључен поједини део постројења. Такође, у случају поремећаја у мрежи ЕД Ниш, а због потребе напајања конзума, радове мора прекинути и наставити тек по отклањању истих.

Због компликованих манипулација за остваривање неопходног уклопног стања у време извођења радова, изабрани извођач радова треба да своје планове рада, унапред достави ЕД Ниш (месечне и седмичне), како би ЕД Ниш исте могла да сагледа са становишта оптерећења система, могућности и расположивости елемената мреже и да их благовремено може одобрити. Свака манипулација захтева и краткотрајни прекид у напајању купаца те је пожељно да и број манипулација буде што мањи.).

Препорука је да се у зимском периоду (време великог оптерећења у систему) изводе само они радови за које није потребно искључење битних елемената ТС.

Сви радови се изводе уз свакодневно издавање дозволе за рад одговорном руководиоцу радова (лице изабраног извођача радова), који води радове на трафостаници. Уколико постоји више независних екипа за извођење радова у исто време, изабрани извођач радова именује координатора радова, који прима дозволу за рад, координира радове и одговоран је за рад свих екипа које раде у ТС.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B3.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B3.05)**B3.05****ANALIZA GALVANSKIH UTICAJA U OKOLINI UZEMLJIVAČA
TRANSFORMATORSKE STANICE U SLUČAJU ZEMLJOSPOJA****ANALYSIS OF CONDUCTIVE INTERFERENCE IN THE VICINITY OF THE
GROUNDING SYSTEM OF A SUBSTATION IN THE CASE OF A GROUND FAULT****Stefan Obradović*, Maja Grbić, Ranko Jasika, Aleksandar Pavlović**

Kratak sadržaj: U radu je analiziran galvanski uticaj uzemljivača transformatorske stanice na stambeni objekat. Objekat se nalazi unutar zaštitnog pojasa transformatorske stanice, što stvara rizik od prekomernih galvanskih uticaja u slučaju zemljospoja u transformatorskoj stanici. Galvanski uticaji mogu izazvati opasne potencijale u okolini transformatorske stanice, što može dovesti do pojave visokih vrednosti napona dodira i napona koraka u okolini objekta. Takođe, postoji opasnost od prenošenja tih potencijala na objekat i njegovu niskonaponsku instalaciju. U radu su analizirani navedeni uticaji i data je ocena rizika od izloženosti ljudi naponima dodira i naponima koraka i ocena rizika za električne instalacije u objektu.

Ključne reči: *galvanski uticaj, uzemljivač, zemljospoj, napon dodira, napon koraka*

Abstract: The paper analyzes the conductive interference of the electrical substation grounding system on a residential building. The building is located within the protective zone of the electrical substation, which creates a risk of excessive conductive interference in the event of a ground fault in the substation. Conductive interference can produce dangerous potentials in the vicinity of the substation, potentially leading to the occurrence of high values of touch and step voltages around the building. Additionally, there is a risk of these potentials being transferred to the building and its low-voltage installation. The paper analyzes these effects and provides an assessment of the risk of exposure to touch and step voltages, as well as an evaluation of the risk for the installations within the building.

Keywords: *conductive interference, grounding system, ground fault, touch voltage, step voltage*

* Stefan Obradović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, stefan.obradovic@ieent.org

Maja Grbić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, maja@ieent.org

Ranko Jasika, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, ranko.jasika@ieent.org

Aleksandar Pavlović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, aleksandar.pavlovic@ieent.org

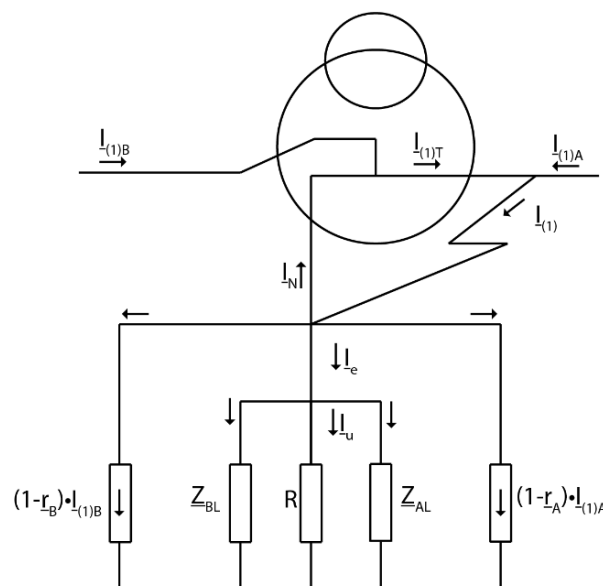
1 UVOD

Prilikom pojave jednofaznog zemljospoja u transformatorskoj stanici struja kvara se jednim delom vraća ka izvoru (uzemljene neutralne tačke energetske transformatora) preko zaštitnih zemljovodnih užadi nadzemnih vodova i metalnih plašteva energetskih kablova, dok se preostali deo struje kvara odvodi u zemlju preko uzemljivača transformatorske stanice, i nazad ka izvoru. Deo struje kvara koji se odvodi preko uzemljivača podiže njegov potencijal i potencijal okolnog zemljišta u odnosu na udaljenu referentnu zemlju. Kao posledica povišenog potencijala uzemljivača transformatorske stanice i okolnog zemljišta, postoji opasnost od prenošenja tih potencijala na objekte u njegovoj blizini. Preneti potencijali se mogu javiti u okolnim stambenim objektima, i ugroziti instalacije niskog napona u samom objektu, kao i drugim tehničkim sistemima, kao što su telekomunikacioni vodovi i gasovodi. Posledica toga su moguće pojave previsokih vrednosti napona dodira i napona koraka unutar i u neposrednoj okolini samog objekta, eventualnog proboja izolacije niskonaponskih električnih instalacija i, zavisno od primenjenog sistema zaštite od napona dodira u objektu, iznošenje ovih potencijala u niskonaponsku mrežu preko neutralnog provodnika mreže ukoliko je on uzemljen u samom objektu. U radu su analizirani navedeni uticaji i data je ocena rizika od izloženosti naponu dodira i koraka i ocena rizika za instalacije u objektu.

2 MODELOVANJE

2.1 Proračun struje koja se odvodi kroz uzemljivač

Na slici 1 prikazana je opšta šema raspodele struje zemljospoja u transformatorskoj stanici.



Slika 1: Opšta šema raspodele struje kvara, za slučaj zemljospoja u transformatorskoj stanici

Sa $I_{(1)A}$ i $I_{(1)B}$ označene su struje koje u mesto kvara dotiču po vodovima, a sa $I_{(1)T}$ struja koja sa strane transformatora utiče u mesto kvara. Sa I_N je označena struja koja teče kroz zvezdište transformatora. Deo struje kvara koji dolazi po vodu se odvodi preko zaštitnog užeta usled magnetne sprege koja postoji između faze pogođene kvarom i zaštitnog užeta i usled efekta stubova voda kao uzemljivača. Sa I_u je označen deo struje kvara koji se odvodi u tlo sa uzemljivača transformatorske stanice čiji je otpor rasprostiranja R .

U šemi je sa $I_{(1)}$ označena ukupna struja kvara, R označava otpor uzemljenja transformatorske stanice, sa Z_{AL} i Z_{BL} su označene ekvivalentne impedanse zaštitnih užadi koje obuhvataju uzemljivački uticaj stubova dalekovoda, a sa r_A i r_B njihovi redukcionni faktori. Struja I_e se odvodi preko tla i ne može se direktno meriti. Iz šeme na slici 1 se dobija sledeća jednačina:

$$I_e = r_A \cdot I_{(1)A} + r_B \cdot I_{(1)B} \quad (1)$$

Struja koja otiče u tlo sa uzemljivača transformatorske stanice jednaka je:

$$I_u = D_f \cdot I_e \cdot \frac{Z_e}{R} \quad (2)$$

gde je sa D_f označen faktor kojim se uzima u obzir uticaj jednosmerne komponente struje kvara i vreme trajanja kvara t_k . Ako sa T_{ae} označimo vremensku konstantu prigušenja jednosmerne komponente, posmatrano sa mesta kvara, faktor D_f se računa iz izraza:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_{ae}}{t_k} \cdot \left[1 - e^{\left(-\frac{2 \cdot t_k}{T_{ae}} \right)} \right]} \quad (3)$$

Ekvivalentna impedansa sistema uzemljenja Z_e se izračunava iz sledećeg izraza:

$$Z_e = \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{Z_{AL}} + \frac{1}{Z_{BL}} \right)^{-1} \quad (4)$$

Izrazi se mogu uopštiti za proizvoljan broj nadzemnih vodova i kablova sa metalnim plaštom. Struja I_u u opštem slučaju je data sledećom jednačinom:

$$I_u = D_f \cdot \left(\sum_k I_{(1)k} \cdot r_k \right) \cdot \frac{Z_e}{R} \quad (5)$$

gde je:

$$Z_e = \left(\frac{1}{R} + \sum_k \frac{1}{Z_k} \right)^{-1} \quad (6)$$

Indeks k obuhvata sve vodove i kablove koji ulaze u postrojenje a deluju kao uzemljivači. Sa Z_k su označene njihove impedanse uzemljenja, a sa r_k njihovi redukcionni faktori.

2.2 Proračun parametara u ekvivalentnoj šemi

Sopstvena impedansa zaštitne užadi sa povratnim putem struje preko zemlje iznosi:

$$\underline{Z} = 0,05 + R_1 + j \cdot \left(0,1445 \cdot \log_{10} \frac{D}{r_e} + 0,016 \cdot \mu_r \right) \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (7)$$

gde su:

R_1 – aktivna otpornost užeta na 1 km dužine;

r_e – poluprečnik užeta;

μ_r – relativni magnetni permeabilitet užeta;

D – prividna dubina povratnih puteva struje kroz tlo, koji se izračunava na osnovu sledećeg izraza:

$$D = 658 \cdot \left(\frac{\rho}{f}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (8)$$

gde je ρ specifična električna otpornost tla.

Međusobna impedansa faznih provodnika sa zaštitnim provodnikom iznosi:

$$\underline{Z}_m = 0,05 + j \cdot 0,1445 \cdot \log_{10} \frac{D}{d_m} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (9)$$

pri čemu je sa d_m označeno srednje geometrijsko rastojanje faza od zaštitnog provodnika.

Redukcioni faktor voda je jednak:

$$\underline{r} = 1 - \frac{\underline{Z}_m}{\underline{Z}} \quad (10)$$

Ekvivalentna impedansa uzemljenja zaštitnog užeta voda jednaka je:

$$\underline{Z}_L = \frac{\underline{Z} \cdot L_{rasp}}{2} + \sqrt{\underline{Z} \cdot L_{rasp} \cdot R_S} \quad (11)$$

gde je sa L_{rasp} označena prosečna dužina raspona u km, a R_S prosečna vrednost otpora uzemljenja stubova na celoj trasi.

2.3 Proračun raspodele potencijala, napona dodira i koraka

Raspodela potencijala na površini tla u okolini transformatorske stanice izračunava se primenom računarskog softverskog alata. Na osnovu raspodele potencijala na površini tla određuju se vrednosti potencijalnih razlika dodira i koraka, a iz njih i vrednosti napona dodira i koraka. Napon dodira je:

$$U_d = \frac{E_d}{1 + 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_p} \quad (12)$$

gde je: E_d potencijalna razlika dodira koja se određuje iz raspodele potencijala oko transformatorske stanice, a ρ_p specifična električna otpornost površinskog sloja tla. Napon koraka se određuje primenom sledećeg izraza:

$$U_k = \frac{E_k}{1 + 6 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_p} \quad (13)$$

u kome je sa E_k označena najveća potencijalna razlika koja se na tlu oko transformatorske stanice može premostiti korakom dužine 1 m, koja se određuje iz raspodele potencijala na površini tla u okolini transformatorske stanice.

Da bi uslovi u pogledu bezbednosti bili ispunjeni potrebno je da proračunati naponi dodira i koraka budu manji od dozvoljenih vrednosti. Dozvoljeni napon U_{doz} definisan je Pravilnikom [1] i zavisi isključivo od vremena trajanja kvara:

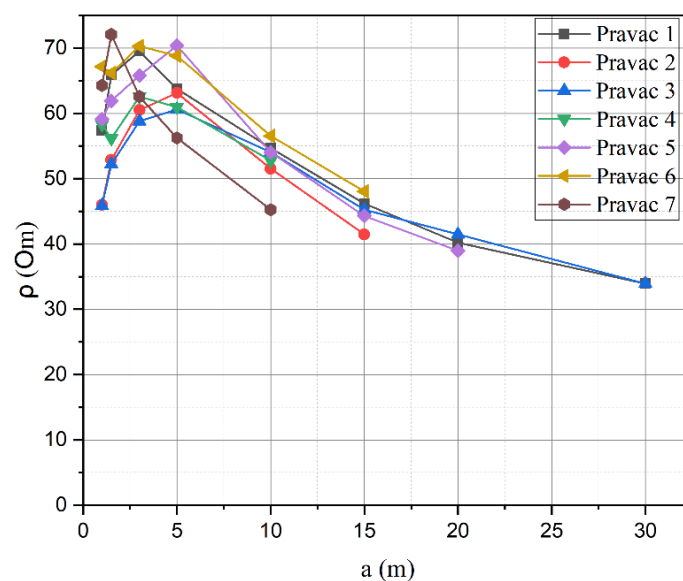
$$\begin{aligned} U_{doz} &= 1000 \text{ V}, t \leq 0.075 \text{ s} \\ U_{doz} &= \frac{75}{t} \text{ V}, 0.075 \text{ s} \leq t \leq 1.153 \text{ s} \\ U_{doz} &= 65 \text{ V}, t > 1.153 \text{ s} \end{aligned} \quad (14)$$

2.4 Modelovanje zemljišta

U cilju određivanja galvanskih uticaja uzemljivača transformatorske stanice na uzemljivač stambenog objekta, neophodno je usvojiti parametre zemljišta u kome su uzemljivači postavljeni. U tu svrhu izvršena su ispitivanja specifične električne otpornosti tla na lokacijama u blizini transformatorske stanice i lokacije objekta. Ispitivanje specifične električne otpornosti tla izvršeno je geoelektričnim sondiranjem, po metodi Wenner-a, sa simetričnim rasporedom četiri elektrode [2]. Razmak između mernih elektroda (oznaka „a”) je postepeno povećavan u koracima $a = 1 \text{ m}; 1,5 \text{ m}; 3 \text{ m}; 5 \text{ m}; 10 \text{ m}; 15 \text{ m}; 20 \text{ m}$ и 30 m , tako da je u svakoj tački sondiranja izvršeno po nekoliko merenja. Povećavanjem rastojanja elektroda povećava se i dubina mernog zahvata. Geoelektričnim sondiranjem ispitan je specifični otpor dubljih slojeva tla. Ispitivanje je sprovedeno u 7 tačaka sondiranja. Za svaku izmerenu vrednost otpornosti $R [\Omega]$ i rastojanja sonde $a [\text{m}]$ izračunava se odgovarajuća vrednost prividne specifične električne otpornosti tla $\rho [\Omega\text{m}]$:

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad (15)$$

Uporedni prikaz rezultata dobijenih u svim tačkama sondiranja prikazan je na slici 2.



Slika 2: Uporedni prikaz rezultata prividne specifične električne otpornosti tla

U cilju dobijanja kritičnih vrednosti galvanskih uticaja, u proračunima su analizirana dva slučaja modela tla. U prvom slučaju je usvojen model jednoslojnog tla, dok je u drugom slučaju usvojen model dvoslojnog tla [3]. Interpretacijom rezultata merenja, u slučaju jednoslojnog modela tla, dobijene su vrednosti specifične električne otpornosti tla. Za dvoslojni model tla dobijene su vrednosti specifične električne otpornosti gornjeg (ρ_1) i donjeg (ρ_2) sloja tla, kao i debljina gornjeg sloja tla (h). S obzirom na činjenicu da se kritične vrednosti galvanskih uticaja dobijaju za veće vrednosti specifične električne otpornosti, za jednoslojni model tla usvojena je vrednost dobijena za pravac S6, dok su za dvoslojni model usvojene vrednosti parametara dobijene za pravac S7. Vrednosti parametara za oba modela tla pregledno su date u tabeli 1.

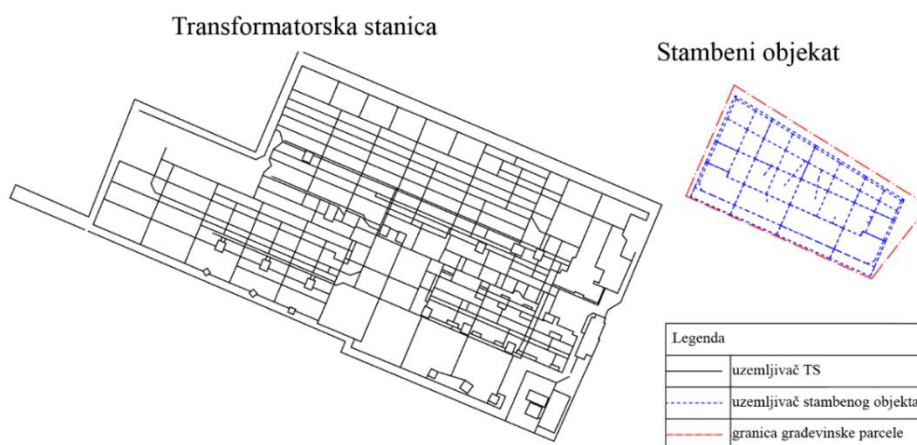
Tabela 1: Vrednosti parametara jednoslojnog i dvoslojnog modela tla

Model	Jednoslojni	Dvoslojni
ρ_1 [Ωm]	62,8	73,2
ρ_2 [Ωm]	/	41,4
h [m]	/	2,65

3 REZULTATI PRORAČUNA

3.1 Proračun raspodele potencijala i struje koja se odvodi kroz uzemljivač

Za izračunavanje potencijala tla u okolini transformatorske stanice prilikom zemljospoja, neophodno je odrediti vrednost komponente struje zemljospoja koja se odvodi sa uzemljivača transformatorske stanice. Na osnovu ove struje i formiranog modela uzemljivača transformatorske stanice i stambenog objekta, moguće je proračunati vrednosti napona dodira i koraka, kao i vrednosti prenetog potencijala na uzemljivač stambenog objekta, prilikom zemljospoja u transformatorskoj stanici. Međusobni položaj uzemljivača transformatorske stanice i stambenog objekta prikazan je na slici 3.



Slika 3: Uzemljivač transformatorske stanice i stambenog objekta

Podaci o struji zemljospoja i vremenu trajanja zemljospoja dati su u tabeli 2.

Tabela 2: Podaci o struji i trajanju zemljospoja

t [s]	I_z [kA]
0,15	23,66

Podaci o dalekovodima, koji su korišćeni u proračunima, dati su u tabeli 3. U tabeli 3 je za svaki dalekovod data prosečna dužina raspona, ukupan broj stubova na trasi dalekovoda, broj i tip zaštitnog užeta i karakteristike zaštitnog užeta. Podaci o dalekovodima su korišćeni prilikom proračuna redukcionog faktora i ekvivalentne impedanse uzemljenja zaštitnog užeta dalekovoda.

Tabela 3: Podaci o dalekovodima

Redni broj	Dužina prosečnog raspona [m]	Broj stubova	Tip zaštitnog zaštitnog užeta	Poluprečnik užeta [mm]	Otpornost užeta $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$	Redukcioni faktor $ r $
1.	318	86	OPGW тип В	7,5	0,358	0,74
2.	292	94	2 x AWG 126,1 mm ²	7,25	0,6821	0,70
3.	231	16	AWG 126,1 mm ²	7,25	0,6821	0,82
4.	213	38	OPGW тип D	5	1,315	0,89
5.	213	36	Če 50 mm ²	4,5	4,672	0,94
6.	242	33	2 x AWG 126,1 mm ²	7,25	0,6821	0,68

S obzirom na činjenicu da je struja kvara data za perspektivno stanje mreže, u proračunima je uvaženo prisustvo budućih planiranih nadzemnih i kablovskih vodova. Zbog nedostupnosti podataka o budućim visokonaponskim dalekovodima, za redukcioni faktor svih vodova je usvojena srednja vrednost 0,8.

Za prosečnu vrednost otpornosti rasprostiranja uzemljivača stubova duž trase dalekovoda usvojena je vrednost od 5 Ω .

Na osnovu vremena trajanja kvara, maksimalno dozvoljena vrednost napona dodira i koraka se izračunava na osnovu izraza (14):

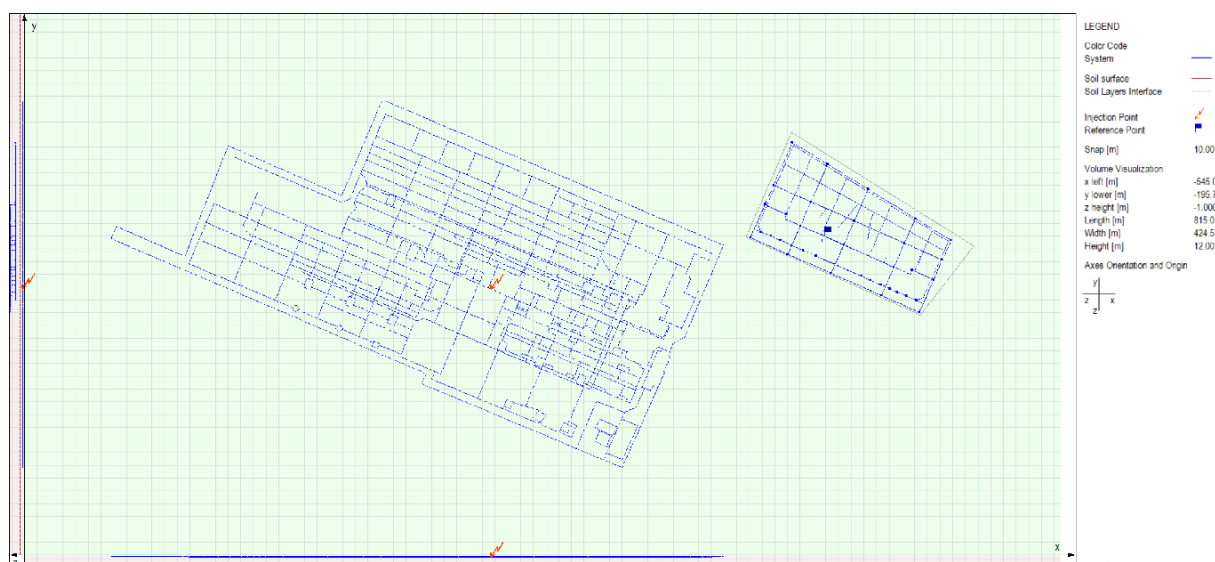
$$U_d = 500 V \quad (16)$$

Za usvojene vrednosti parametara jednoslojnog i dvoslojnog tla izračunate su vrednosti dozvoljene potencijalne razlike dodira i koraka koje su date u tabeli 4 za oba modela tla.

Tabela 4: Potencijalne razlike dodira i koraka

Model	Jednoslojni	Dvoslojni
$E_{ddoz}[V]$	547,1	554,9
$E_{kdoz}[V]$	688,4	719,6

Uzemljivač transformatorske stanice izveden je od bakarnog užeta preseka 120 mm², položenog u zemlju na dubini od 0,8 m. Spoljašnja ograda nije povezana sa uzemljivačem transformatorske stanice, već se povezuje sa sopstvenim uzemljivačkim prstenom koji je položen oko nje. Uzemljivač spoljašnje ograde izveden je od bakarnog užeta preseka 120 mm², položen je u zemlju na dubini od 0,5 m i postavljen je na rastojanju od 1 m sa spoljašnje strane ograde. Uzemljivač stambenog objekta izveden je kao temeljni uzemljivač od pocinkovane čelične trake Fe/Zn 30 x 4 mm² i Fe/Zn 25 x 4 mm². Model uzemljivača formiran u računarskom softverskom alatu prikazan je na slici 4.



Slika 4: Uzemljivač transformatorske stanice i stambenog objekta

Otpornosti rasprostiranja uzemljivača transformatorske stanice i uzemljivača stambenog objekta, za jednoslojno i dvoslojno tlo, prikazane su u tabeli 5.

Tabela 5: Otpornost rasprostiranja uzemljivača transformatorske stanice i stambenog objekta

Objekat	Otpornost rasprostiranja uzemljivača [Ω]	
	Jednoslojni model	Dvoslojni model
Transformatorska stanica	0,0977	0,08841
Stambeni objekat	0,2598	0,1791

Za dobijene vrednosti otpornosti rasprostiranja uzemljivača transformatorske stanice izračunate su vrednosti struje koja se odvodi sa uzemljivača, prema izrazu (5). U tabeli 6 su date struje koje se odvođe sa uzemljivača transformatorske stanice, za model jednoslojnog i dvoslojnog tla.

Tabela 6: Vrednost struje koja se odvodi sa uzemljivača transformatorske stanice

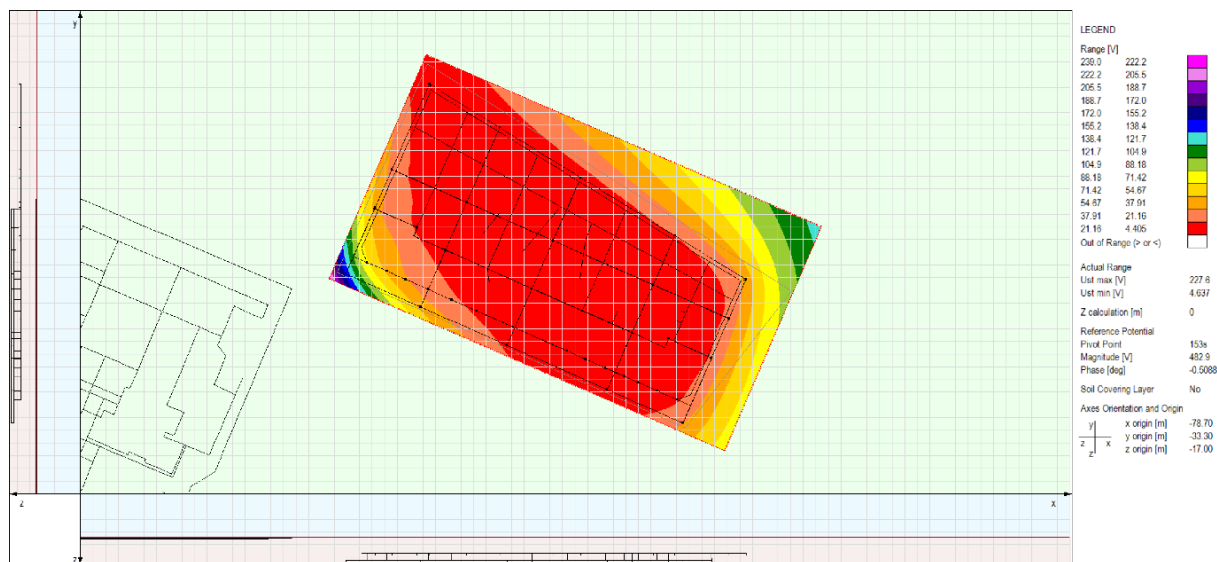
Model	Jednoslojni	Dvoslojni
I_u [kA]	13,05	14,43

3.2 Proračun napona dodira i koraka

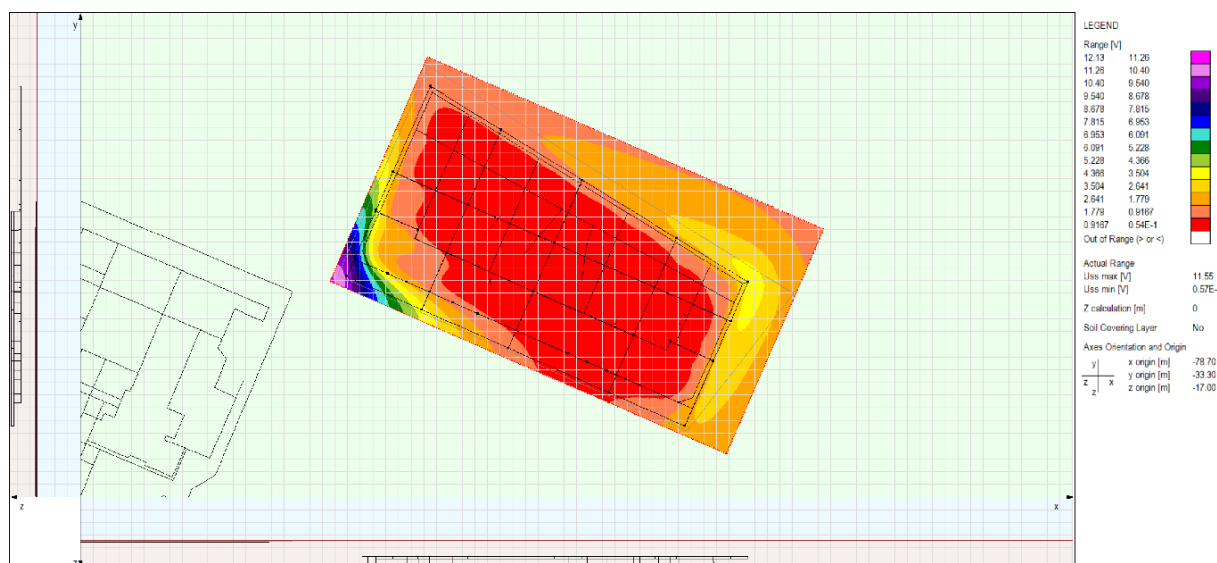
Na osnovu modela uzemljivača, kao i struje koja se odvodi sa uzemljivača, izračunava se raspodela potencijala na površini tla oko transformatorske stanice, naponi dodira i naponi koraka, primenom računarskog softverskog alata. Maksimalne vrednosti potencijalne razlike dodira i koraka na području stambenog objekta usled iznetog potencijala na uzemljivač objekta, za slučaj zemljospoja u transformatorskoj stanici, date su u tabeli 7. Vrednosti su proračunate za oba modela tla. Raspodele napona dodira i koraka na području stambenog objekta, za slučaj jednoslojnog tla, prikazane su na slikama 5 i 6.

Tabela 7: Maksimalne vrednosti potencijalne razlike dodira i koraka

Model	Jednoslojni	Dvoslojni
$E_{dmax}[V]$	228	160
$E_{kmax}[V]$	12	8



Slika 5: Raspodela potencijalne razlike dodira na području stambenog objekta



Slika 6: Raspodela potencijalne razlike koraka na području stambenog objekta

Proračunate vrednosti potencijalne razlike dodira i koraka, koje se javljaju na području stambenog objekta usled iznetog potencijala prilikom zemljospoja u transformatorskoj stanici, su ispod propisanih vrednosti, za oba usvojena modela tla. Maksimalna vrednosti potencijalne razlike dodira iznosi 228 V, i to za model jednoslojnog tla. Dobijena vrednost je manja od propisane granice od 547 V.

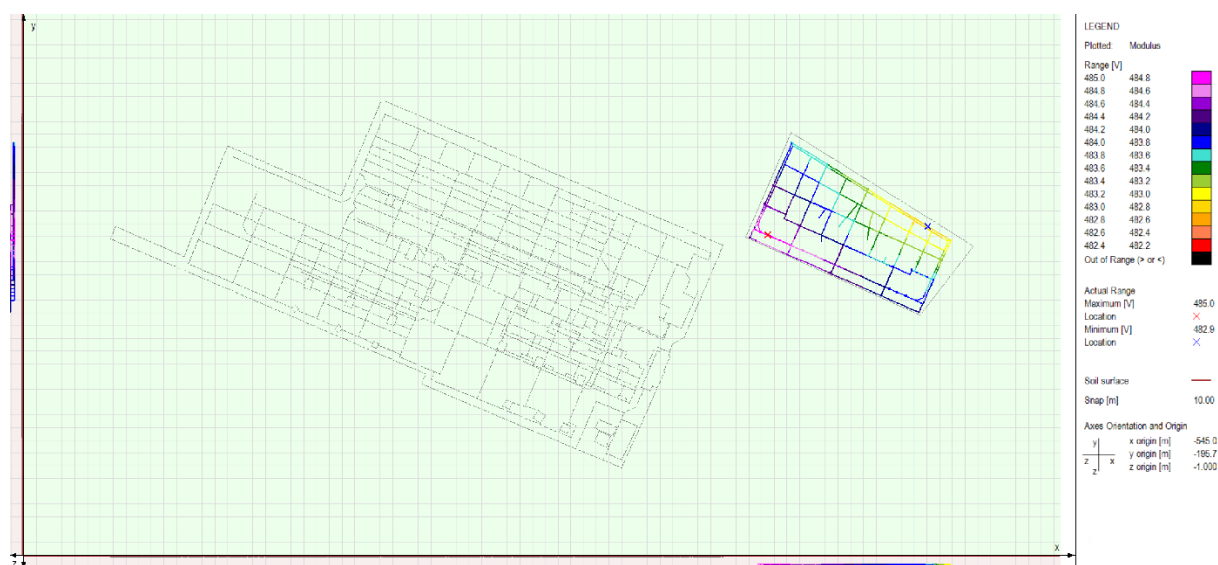
Sa stanovišta mogućeg proboja izolacije u niskonaponskim instalacijama, za granicu do koje se sme dozvoliti porast potencijala može se, sa dovoljnom rezervom u pogledu sigurnosti, usvojiti vrednost od 1200 V [4].

U tabeli 8 date su proračunate vrednosti potencijala, na koji dolazi uzemljivač stambenog objekta u odnosu na referentnu zemlju, prilikom zemljospoja u transformatorskoj stanici.

Tabela 8: Proračunate vrednosti potencijala na koji dolazi uzemljivač stambenog objekta

Model	Jednoslojni	Dvoslojni
$V_{max}[V]$	485	354

Vrednosti su proračunate za oba modela. Na slici 7 dat je prikaz raspodele potencijala uzemljivača stambenog objekta, za slučaj jednoslojnog tla. Maksimalna vrednost potencijala na koji dolazi uzemljivač stambenog objekta iznosi 485 V, i to za model jednoslojnog tla. Dobijena vrednost je manja od granice od 1200 V. Na osnovu proračunatih vrednosti datih u tabeli 8, zaključuje se da ne postoji rizik od proboja izolacije električne instalacije niskog napona, pri zemljospoju u transformatorskoj stanici, za uslove kvara date u tabeli 2.



Slika 7: Raspodela potencijala uzemljivača stambenog objekta, prilikom zemljospoja u transformatorskoj stanici, za jednoslojni model tla

4 ZAKLJUČAK

U radu je analiziran rizik od izloženosti ljudi naponima dodira i koraka koji se mogu pojaviti na lokaciji stambenog objekta u slučaju zemljospoja u transformatorskoj stanici. Takođe je analiziran i rizik od proboja izolacije električne instalacije niskog napona kod potrošača u stambenom objektu. Analiza je pokazala da su vrednosti napona dodira i napona koraka u propisanim granicama i da ne postoji rizik od proboja izolacije električne instalacije niskog napona.

5 LITERATURA

- [1] Pravilnik o tehničkim normativima za uzemljenja elektroenergetskih postrojenja nazivnog napona iznad 1000 V, Sl. list SRJ br. 61/95.
- [2] IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System, IEEE Standard 81-2012.

- [3] Maja Grbić, Dragutin Salamon, Aleksandar Pavlović: „Interpretacija rezultata geoelektričnog sondiranja zasnovana na matematičkom modelu dvoslojnog tla”, Zbornik radova, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, Beograd, 2013. godina, knjiga 23, str. 189–198, ISSN 0350-8528, UDK: 621.316.99:537.311.3, DOI: 10.5937/zeint23-4544.
- [4] SRPS EN 50522:2017 „Uzemljenje energetskih postrojenja naizmeničnog napona preko 1 kV”.
- [5] Aleksandar Pavlović, Stefan Obradović, Maja Grbić, Ranko Jasika: „Rizik od proboja izolacije električne instalacije niskog napona pri zemljospoju na stubu nadzemnog voda”, 36. savetovanje CIGRE Srbija, Srpski nacionalni komitet Međunarodnog saveta za elektroenergetiku, Zlatibor, Republika Srbija, 22–26. 5. 2023. godine, Zbornik radova, R C4 12, STK C4 – Tehničke performanse EES.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.01)**B4.01****HVDC PRENOSNE MREŽE – KARAKTERISTIKE ODABRANIH ELEMENATA I
UPOREDNA ANALIZA SA EKVIVALENTNIM ELEMENTIMA U HVAC PRENOSNIM
MREŽAMA****HVDC TRANSMISSION NETWORKS – CHARACTERISTICS OF SELECTED
COMPONENTS AND COMPARATIVE ASSESSMENT WITH EQUIVALENT
COMPONENTS IN HVAC TRANSMISSION NETWORKS****Marija Tomić, Vladimir Antušević, Todor Šiljegović***

Kratak sadržaj: Rad se bavi analizom ključnih karakteristika HVDC (High Voltage Direct Current) tehnologije u prenosnim mrežama, s posebnim fokusom na nadzemne vodove i kablovske sisteme. Pored osnovnih principa HVDC prenosa, analiziraju se njegove prednosti i ograničenja u odnosu na konvencionalne HVAC (High Voltage Alternating Current) mreže, uz uporednu analizu tehničkih i ekonomskih faktora. U radu su prikazani primeri proračuna koji ilustruju ključne aspekte rada HVDC sistema, kao i razlike u odnosu na ekvivalentne proračune u HVAC mrežama zasnovane na realnim elektroenergetskim sistemima. Dodatno, dat je osvrt na karakteristike HVDC mreža iz perspektive sistemskih studija, uključujući analizu karakterističnih režima rada. Prikazane su razlike u ponašanju HVAC i HVDC mreža u uslovima poremećaja, uz procenu njihovog uticaja na pouzdanost i stabilnost elektroenergetskog sistema. Cilj rada je da kroz date tehničke analize i proračune doprinese boljem razumevanju funkcionisanja HVDC tehnologija u prenosnim sistemima, kao i kvantifikacije razlika u odnosu na rezultate ekvivalentnih proračuna za HVAC mreže.

Ključne reči: HVDC, prenosni sistem, visokonaponski dalekovod, visokonaponski kabl

Abstract: This paper analyzes the key characteristics of HVDC (High Voltage Direct Current) technology in transmission networks, with a particular focus on overhead lines and cable systems. In addition to discussing the fundamental principles of HVDC transmission, the paper examines its advantages and limitations compared to conventional HVAC (High Voltage Alternating Current) networks, providing a comparative analysis of technical and economic factors. Calculation examples are presented to illustrate key aspects of HVDC system operation and highlight differences from equivalent calculations in HVAC networks, based on real-world power systems. Furthermore, the paper provides insights into the dynamic performance of HVDC networks from a power system analysis perspective, including steady-state and transient operating conditions. Comparative evaluations of HVAC and HVDC network responses under fault conditions are conducted, with an emphasis on their impact on system reliability and stability. The objective of this paper is to contribute to a better understanding of HVDC

* Marija Tomić, GMS Consult doo, mtomic@gms-consult.com

Vladimir Antušević, GMS Consult doo, vantusevic@gms-consult.comTodor Šiljegović, Go2Power Consulting, todor.siljegovic@go2power.eu

technology in transmission systems through technical analyses and calculations, as well as to quantify differences compared to equivalent calculations for HVAC networks.

Key words: HVDC, transmission system, HV overhead line, HV underground cable

1 UVOD

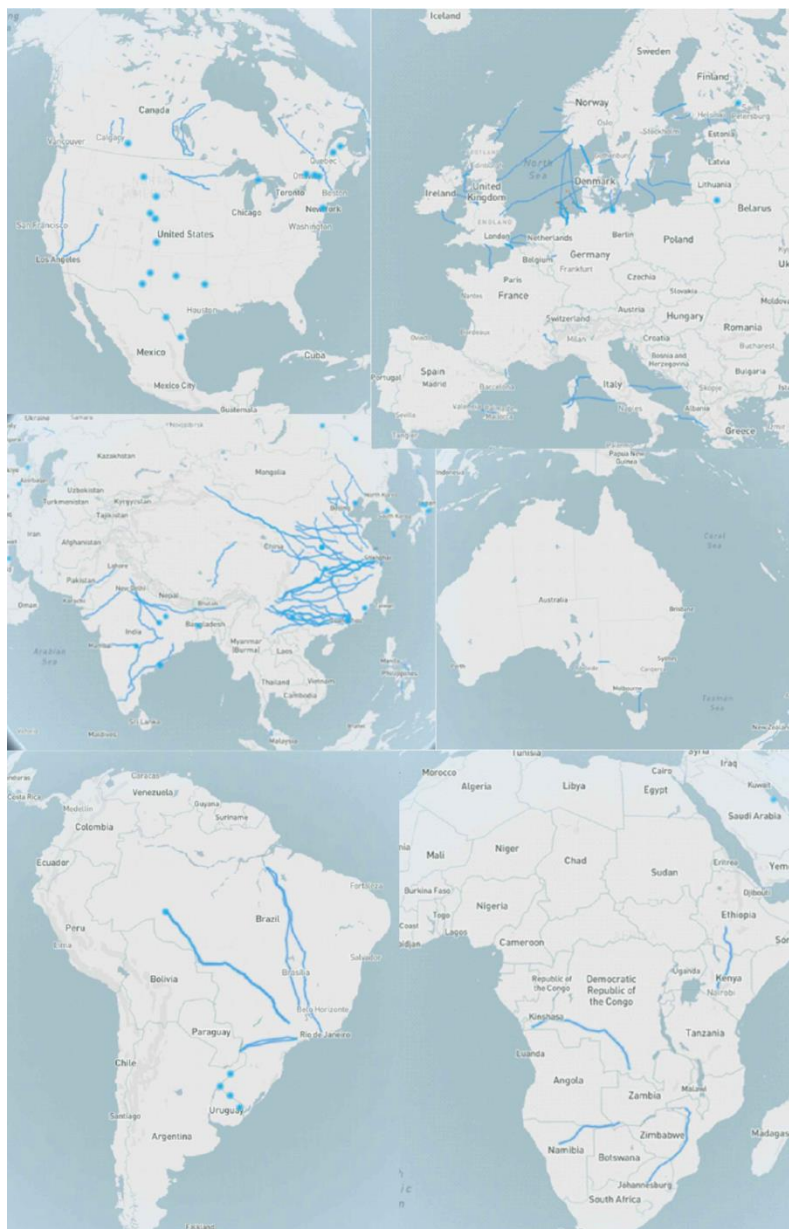
Ubrzani razvoj elektroenergetskog sektora poslednjih decenija uslovljen je rastućim zahtevima za pouzdano, efikasno i ekološki održivo snabdevanje električnom energijom. Savremene elektroenergetske mreže predstavljaju kompleksne i dinamične sisteme koji integrišu konvencionalne elektrane, obnovljive izvore energije, skladišta energije i napredne metode upravljanja potrošnjom. U cilju povećanja stabilnosti, smanjenja gubitaka i omogućavanja prenosa velike količine električne energije na dugim relacijama, sve češće se koristi tehnologija jednosmernog prenosa električne energije (*High Voltage Direct Current* – HVDC). Pored toga, HVDC tehnologije mogu igrati ključnu ulogu u tranziciji ka *low carbon* elektroenergetskom sistemu, što predstavlja jedan od prioriteta savremenog društva.

Glavne prednosti HVDC prenosa u odnosu na HVAC prenos:

- Asinhrona veza – omogućava povezivanje dva AC sistema različitih frekvencija
- Prevazilaženje tehničkih ograničenja u prenosu – HVDC može obezbediti prenos putem dugih kablovskih sistema, što AC sistemi ne mogu zbog visoke kapacitivnosti kablova, koja uzrokuje značajane kapacitivne struje, odnosno protok reaktivne snage, smanjujući tako efektivni kapacitet za prenos aktivne snage
- Nema povećanja kratkospojne snage prilikom povezivanja sistema – nije potrebno nadograđivati zaštitnu opremu
- Kontrolisani prenos aktivne snage – nezavisan od impedanse, napona i frekvencije, omogućavajući precizno ispunjenje unapred definisanih kriterijuma snabdevanja
- Niži gubici
- Veći prenos snage za istu konfiguraciju voda
- Nema ograničenja dužine prenosa u pogledu stabilnosti sistema
- Bolja regulacija napona – zbog odsustva reaktivnog pada napona, pri visokim i niskim opterećenjima (nema *Ferrantijevog* efekta)
- Uži koridor za izgradnju vodova – omogućava efikasniju upotrebu prostora
- Napredne kontrolne funkcije poboljšavaju stabilnost AC sistema na koje su povezani i mogu služiti kao brza rezerva proizvodnje.

Iako se rešenja za prenos velike količine električne energije putem HVDC prenosa komercijalno razvijaju i primenjuju već nekoliko decenija, poslednjih godina beleži se značajan porast broja HVDC projekata.

Na sledećim mapama prikazani su HVDC objekti u radu širom sveta.



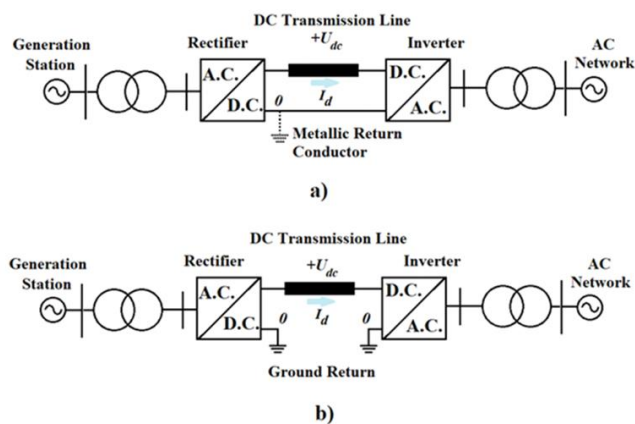
Slika 1: HVDC projekti u radu širom sveta

1.1 Osnovni principi prenosa u HVDC mrežama

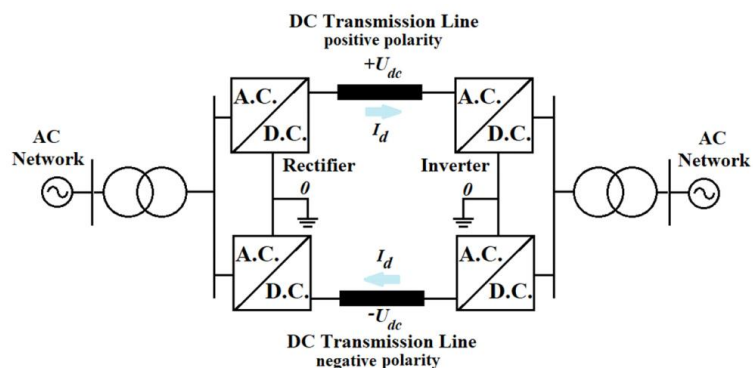
Tehnologija HVDC pretvarača obuhvata dve glavne koncepcije: samokomutirane naponski kontrolisane pretvarače (VSC – *Voltage Source Converters*) koji koriste IGBT tranzistore i konvencionalne linijski komutirane pretvarače, odnosno mrežom vođene pretvarače (*LCC – Line Comutated Converters*), poznate i kao pretvarače sa strujnim ulazom (*Current Surce Converters*) koji koriste tiristore, kao i različite moguće konfiguracije. Pored toga, između konvertorskih stanica mogu se koristiti različite tehnologije kablova i nadzemnih vodova.

Za visokokapacitivne prenosne veze kao i prenos na velike udaljenosti, CSC-HVDC tehnologija pruža veću efikasnost i veći kapacitet prenosa snage u poređenju sa klasičnim HVAC rešenjima. U slučajevima prenosa električne energije sa vetroparkova na moru ili iz drugih udaljenih oblasti sa ograničenim prostorom, VSC-HVDC predstavlja efikasniju tehnologiju, jer omogućava kontrolu aktivne i reaktivne snage na visokom nivou.

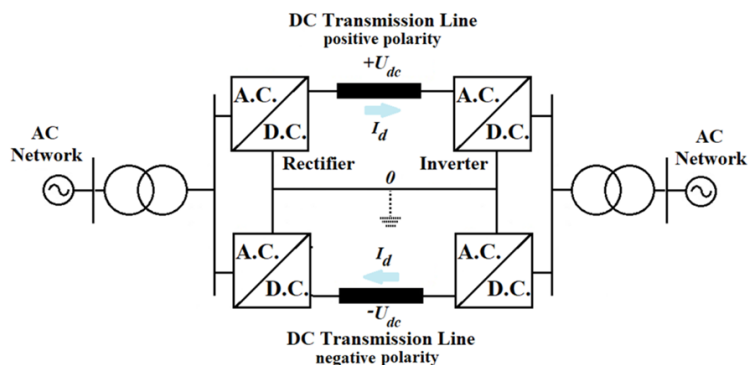
Na sledećim slikama prikazane su najčešće konfiguracije pretvarača koje se mogu koristiti pri izradi HVDC mreže. Ove konfiguracije su nezavisne od primene VSC ili LCC tehnologije pretvarača.



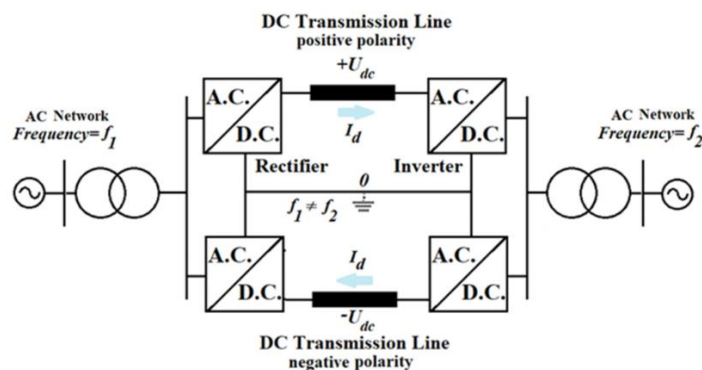
Slika 2: HVDC monopolarna konfiguracija a) sa neutralnim provodnikom b) sa povratkom neutralne struje kroz zemlju



Slika 3: HVDC bipolarna konfiguracija - povratni pute neutralne struje kroz zemlju



Slika 4: HVDC bipolarna konfiguracija - sa neutralnim provodnikom



Slika 5: HVDC back-to-back konfiguracija

Za prenos na velike udaljenosti, bipolarni režim koji ima i pozitivne i negativne provodnike je standard, zbog povećane pouzdanosti i smanjenih gubitaka. Takođe, korišćenje dva monopolarna voda treba uzeti u obzir zbog veće pouzdanosti, uprkos povećanju cene voda u odnosu na bipolarni.

2 PRENOSNI VODOVI U HVDC MREŽAMA – KARAKTERISTIKE I UPOREDNI PRIKAZ EKVIVALENTNIH PARAMETARA VODOVA U HVAC MREŽAMA

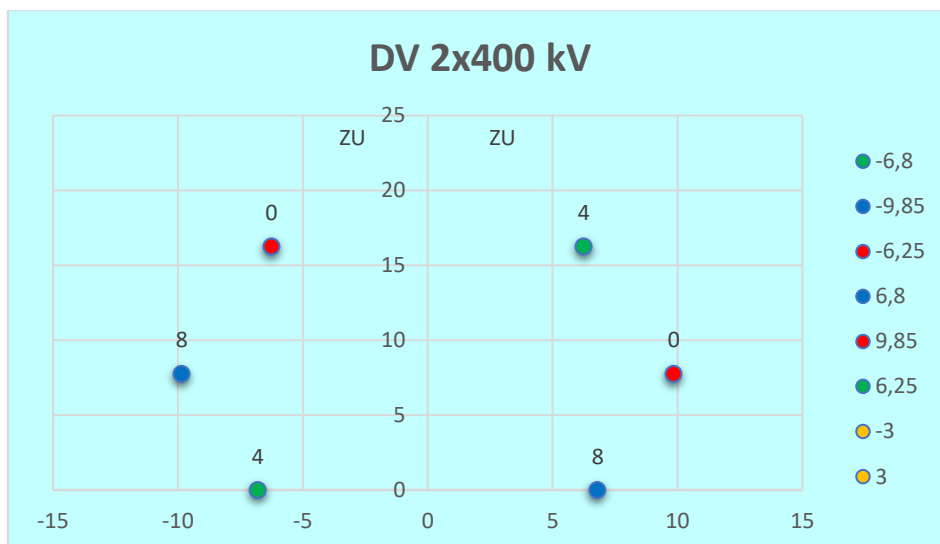
Osnovne razlike u karakteristikama HVDC i HVAC prenosnih vodova potiču od same prirode prenosa električne energije jednosmernom i naizmeničnom strujom, odnosno usled sinusoidalne vremenske promenljivosti struje i napona u HVAC sistemima i konstantnih, vremenski nepromenljivih struje i napona u HVDC sistemima.

2.1 Visokonaponski nadzemni vodovi

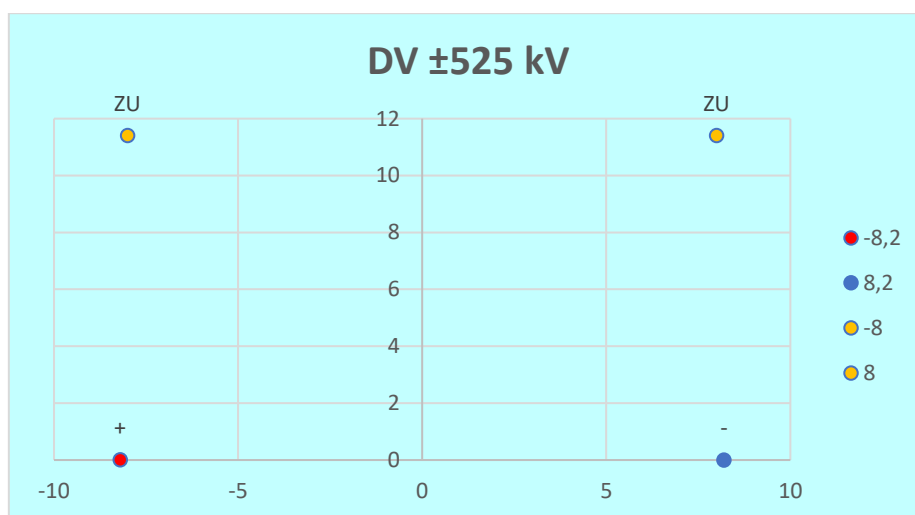
Projektovanje HVDC nadzemnih vodova u mnogim aspektima je slično projektovanju HVAC nadzemnih vodova. Vizuelna razlika je u tome što je većina HVDC dalekovoda povezana na bipolarnu pretvaraču i stoga koristi samo dva provodnika, jedan za pozitivni pol i drugi za negativni pol. Neki HVDC dalekovodi uključuju i neutralni provodnik u slučajevima kada nije dozvoljeno provođenje neutralne struje kroz zemlju između povezanih konvertorskih stanica.

U poređenju sa širinom koridora kod HVAC dalekovoda istog prenosnog kapaciteta, HVDC dalekovodi najčešće imaju znatno užu koridor zbog manjeg fizičkog zauzeća prostora usled manjeg broja provodnika, kao i niže emisije elektromagnetnog zračenja čime se redukuje i širina zaštitne zone. HVAC sistemi emituju promenljiva elektromagnetna polja, koja zahtevaju veće sigurnosne razmake, mogu izazvati smetnje u komunikacionim sistemima i zabrinutost po zdravlje. HVDC sistemi emituju statička električna i magnetna polja, koja su manje intruzivna i lakša za upravljanje i ekraniranje. To znači da izgradnja HVDC nadzemnog voda može biti ekonomski isplativija od ekvivalentnog HVAC voda, što delimično kompenzuje visoke troškove HVDC konvertorskih stanica koje vod povezuje.

Za potrebe uporednog prikaza odabranih parametara visokonaponskih nadzemnih vodova odabran je dvostruki HVAC dalekovod 2x400 kV sa dva Al/Če 490/65 mm² provodnika u snopu na rastojanju od 40 cm, rasporeda provodnika u glavi stuba kao što je prikazano na Slici 6 i bipolarni HVDC dalekovod ±525 kV sa tri AAAC ASTER 570 u snopu na rastojanju od 45 cm, rasporeda provodnika u glavi stuba kao što je prikazano na Slici 7.



Slika 6: Raspored provodnika u glavi stuba za DV 2x400 kV



Slika 7: Raspored provodnika u glavi stuba za DV ±525 kV

Proračuni su urađeni za visine provodnika iznad tla od 12 m.

2.1.1 Prenosni kapacitet

Kao što je već napomenuto, većina HVDC dalekovoda je povezana na bipolarne pretvarače i stoga koristi samo dva provodnika ili dva snopa provodnika, jedan za pozitivni pol i drugi za negativni pol. Neki HVDC dalekovodi uključuju i neutralni provodnik u slučajevima kada nije dozvoljeno provođenje neutralne struje kroz zemlju između povezanih konvertorskih stanica. Povrat neutralne struje kroz zemlju ima prednosti u vidu nižih gubitaka, a u slučaju dužeg perioda izgradnje nije neophodno odmah postaviti drugi provodnik. Međutim, u nekim slučajevima, posebno u gusto naseljenim oblastima, koristi se metalni povrat neutralne struje, odnosno neutralni provodnik, kako bi se izbegle neutralne struje kroz zemlju.

Strujna nosivost provodnika primenjenih na HVAC i HVDC dalekovoda se proračunava na isti način uz isključivanje površinskog efekta (*skin effect*) kod provodnika na HVDC dalekovodima. Kod provodnika primenjenih na HVAC dalekovodima struja teži da teče više po površini provodnika, zbog stalne promene smera struje.

To efektivno smanjuje poprečni presek kroz koji struja zaista protiče što doprinosi manjoj strujnoj nosivosti, odnosno većim gubicima. Kod provodnika primenjenih na HVDC dalekovodima nema promene smera struje, odnosno nema površinskog efekta i struja teče ravnomerno kroz ceo presek provodnika što doprinosi većoj efektivnoj strujnoj nosivosti. Provodnici primenjeni na HVAC dalekovodima se zbog površinskog efekta greju više po površini, pa je hlađenje efikasnije, ali je ukupna nosivost ograničena. Provodnici primenjeni na HVDC dalekovodima se greju ujednačenije, pa se može preciznije modelovati temperatura provodnika i bolje iskoristiti materijal.

Kod provodnika primenjenih na HVAC dalekovodima, efekat korone, odnosno gubici zbog jonizacije vazduha oko provodnika su izraženiji, zbog oscilacija napona, što utiče na projektovana rastojanja i gubitke. I na provodnicima HVDC vodova postoji korona, ali je manje izražena pri istoj efektivnoj vrednosti napona, čime se omogućava i manje rastojanje između provodnika, pa je prenos efikasniji.

U našem elektroenergetskom sistemu, u Srbiji, dalekovodi koji imaju najveću prenosnu moć su dvosistemske 400 kV dalekovodi sa dva provodnika Al/Če 490/65 mm² po fazi, kao što je i HVAC dalekovod koji je analiziran u ovom radu. Njihova prenosna moć je 3199.5 MW. Prenosna moć analiziranog ±525 kV dalekovoda, koji zauzima znatno manji koridor u prostoru u odnosu na pomenuti 2x400 kV dalekovod, je 3352.2 MW.

2.1.2 Izolatori

Jednosmerno električno polje koje generišu HVDC vodovi ima značajan uticaj na integritet dielektričnih materijala, koji su prvobitno razvijani za AC primene. Već u ranim godinama eksploatacije prvih HVDC dalekovoda postalo je jasno da su potrebni specijalno prilagođeni dielektrici kako bi se obezbedila pouzdanost i dugotrajnost izolacionih sistema.

Izolacija kod postojećih HVAC dalekovoda uglavnom je zasnovana na performansama u pogledu sklopnih prenapona (*slow-front overvoltages*), koji određuju razmak između rogova (*arcing distance*) na izolatorskim lancima. Za datu dužinu izolatora, zahtevi u pogledu otpornosti na zagađenje se obično ispunjavaju izborom izolatora sa odgovarajućom dužinom puzne staze. U HVDC sistemima, nivoi sklopnih prenapona su znatno niži, te je projektovanje izolatora često određeno zahtevima otpornosti na zagađenje. Zagađenje izolatora je značajnije ograničenje za HVDC vodove, jer se na izolatorima pod jednosmernim naponom nakuplja više zagađenja nego kod onih pod naizmeničnim, što povećava rizik od površinskog proboja.

Specifični zahtevi za dielektrike mogu se sumirati kroz dva ključna kriterijuma od suštinskog značaja za sprečavanje degradacije:

- Jonska migracija
- Termički proboj

Naponski stres je stalni i ravnomerno raspoređen duž izolatora koji se primenjuju na HVDC vodovima, dok jednosmerno električno polje uzrokuje jonsku migraciju u izolacionim materijalima, što može dovesti do degradacije. Kod izolatora primenjenih na HVAC vodovima nema stalne jonske migracije, ali postoji rizik od koronskih pražnjenja i efekta starenja materijala zbog stalne promene polariteta.

Za dielektrike, upotreba isključivo visoko-otpornog materijala postala je obavezan kriterijum, usled iskustava sa probojem porcelanskih i staklenih članaka u ranim HVDC primenama.

Pored odgovarajuće vrednosti otpornosti, dielektrični materijal mora imati izuzetnu čistoću i homogenost, čime se obezbeđuje dugotrajna stabilnost izolacionih svojstava.

U novije vreme se na HVDC dalekovodima sve više koriste kompozitni izolatori zbog specifičnih prednosti u poređenju sa tradicionalnim staklenim ili porcelanskim izolatorima. Kompozitni izolatori imaju veću otpornost na zagađenje i hidrofobnost, manju masu i niži rizik od pucanja usled mehaničkih ili termičkih naprezanja.

Rizik od elektrohemijske korozije je bitno uvažiti za izolatore primenjene na HVDC vodovima. Jednosmerno električno polje privlači čestice iz vazduha, što dovodi do formiranja sloja zagađenja, nezavisno od specifičnih faktora kontaminacije iz okruženja. Iz tog razloga su izolatorski lanci koji se primenjuju na HVDC vodovima neretko duži u odnosu na izolatorske lance koji se primenjuju na ekvivalentnim HVAC vodovima. Kako se najveća degradacija javlja na spojnoj i ovesnoj opremi, izolatorski lanci su opremljeni cinkovom oblogom na metalnim elementima kako bi se sprečila korozija.

Za analizirani HVAC 2x400 kV dalekovod proračunom je dobijeno da je za prvi stepen zagađenja odnosno za nazivnu dužinu strujne staze od 16 mm/kV potrebno 20 izolatorskih članaka U160BS strujne staze 350 mm što rezultira dužinom izolatorskog lanca od 2.92 m i ukupne strujne staze 6720 mm. Za ekvivalentni HVDC 400 kV dalekovod, uz primenu istih izolatorskih članaka i u istim uslovima zagađenja bilo bi potrebno ugraditi 31 izolatorski članak što bi rezultiralo dužinom izolatorskog lanca od 4.516 m.

2.1.3 Korona

Kada se određeni naponi primene na provodnike dalekovoda, na njihovoj površini se javlja električno polje, odnosno naponski gradijent. Ukoliko napon na površini provodnika premaši određeni prag, poznat kao kritični napon za pojavu korone, dolazi do koronskih pražnjenja.

Pražnjenja usled korone izazivaju niz efekata, među kojima su:

- Gubici usled korone,
- Buka,
- Radio smetnje,
- Vidljiva korona, odnosno plavičasti sjaj.

Korona na provodnicima, a samim tim i njeni neželjeni efekti, zavisi od više faktora, uključujući:

- Naponski nivo dalekovoda,
- Visinu i konfiguraciju snopa provodnika,
- Rastojanje između faza ili polova,
- Meteorološke uslove (temperatura, pritisak, vlažnost, vetar, kiša itd.),
- Prisustvo organskih ili neorganskih zagađivača na provodnicima.

Zbog svega navedenog, pri projektovanju dalekovoda neophodno je pažljivo optimizovati sve ove parametre kako bi se minimizovala pojava korone i njenih efekata.

2.1.3.1 Površinski naponski gradijent provodnika

Parametar koji ima najznačajniji uticaj na pojavu korone jeste električno polje na površini provodnika, poznato kao površinski naponski gradijent provodnika. Za izračunavanje električnog polja na provodnicima HVDC dalekovoda koriste se elektrostatički principi.

Ukoliko se na svakom polu HVDC dalekovoda koristi po jedan provodnik, električno polje se raspoređuje gotovo ravnomerno duž površine provodnika. Za bipolarni HVDC dalekovod sa jednim provodnikom po polu, prosečan i maksimalni površinski gradijent provodnika, zavise od primenjenog napona, rastojanja između polova, kao i poluprečnika i visine provodnika. Kada se koriste snopovi provodnika, električno polje oko pojedinačnih provodnika unutar snopa raspoređeno je neravnomerno. Maksimalni i minimalni naponski gradijenti javljaju se na dijametralno suprotnim tačkama na površini provodnika, dok se prosečni gradijent javlja na tački između njih. Stepenn neravnomernosti povećava se sa brojem provodnika u snopu i odnosom poluprečnika provodnika prema radijusu snopa.

Koristeći metod poznat kao *Markt i Mengele* metod, moguće je izračunati prosečan i maksimalan površinski gradijent snopa za bipolarni HVDC vod sa snopovima od n provodnika na svakom polu. Ove jednačine daju tačne rezultate za maksimalni gradijent snopa sa greškama koje ne prelaze 2% za broj provodnika u snopu ≤ 4 . Međutim, za slučajeve sa $n > 4$, potrebne su preciznije metode, kao što je metoda sukcesivnih slika, kako bi se dobili tačniji rezultati.

Primenom pomenutog metoda, proračunom je dobijeno da maksimalni površinski naponski gradijent provodnika na analiziranom HVDC dalekovodu iznosi 27.82 kV/cm, dok je za analizirani HVAC dalekovod ta vrednost 18.45 kV/cm.

2.1.3.2 Početni gradijent korone

Kada električno polje na površini provodnika dalekovoda premaši određenu vrednost, dolazi do delimičnog električnog proboja okolnog vazduha, što dovodi do pojave koronskih pražnjenja.

Pojava koronskih pražnjenja u neposrednoj blizini provodnika dovodi do brojnih koronskih efekata koji značajno utiču na projektovanje dalekovoda. Koronski efekti koji se uobičajeno uzimaju u obzir pri projektovanju i HVAC i HVDC dalekovoda su gubici usled korone, radio interferencija i buka. U slučaju HVDC dalekovoda, mora se takođe uzeti u obzir kombinovano delovanje jednosmernih električnih polja i jonskih struja izazvanih koronom na nivou tla, kao deo parametara za projektovanje dalekovoda. Iako korona na dalekovodima stvara ozon, istraživanja na eksperimentalnim i dalekovodima u pogonu pokazala su da je doprinos ukupnom nivou ozona u atmosferi gotovo zanemarljiv.

Električno polje na površini provodnika pri kojem dolazi do početka koronskih pražnjenja definiše se kao početni gradijent korone. Početni gradijent korone za određeni provodnik zavisi od više faktora, među kojima su najvažniji poluprečnik provodnika, stanje njegove površine i gustina okolnog vazduha. Takođe zavisi i od tipa napona koji se primenjuje na provodnik – naizmenični ili jednosmerni, a u slučaju jednosmernih napona i od polariteta.

Na osnovu rezultata ispitivanja sprovedenih na više glatkih cilindričnih provodnika malog prečnika, *Whitehead* je izveo empirijsku formulu za početni gradijent korone na HVDC vodovima u kojoj, pored navedenih parametara figurišu i empirijske konstante kojima se razlikuju vrednosti početnog gradijenta korone na pozitivnom i negativnom polu. Prema vrednostima ovih konstanti vidi se da pojava korone započinje na negativnom polu pri nižem gradijentu napona. Kod HVAC vodova korona se javlja pri vršnim vrednostima napona u obe periode dok je kod HVDC vodova stalna.

Proračunom je dobijeno da je na analiziranom HVDC dalekovodu početni gradijent korone na negativnom polu 28.7 kV/cm, dok je na analiziranom HVAC dalekovodu proračunom dobijena vrednost 21.98 kV/cm.

2.1.3.3 Gubici usled korone

Gubici usled korone na HVAC i HVDC dalekovodima nastaju zbog kretanja pozitivnih i negativnih jona koje stvara korona. Međutim, postoje osnovne razlike u fizičkim mehanizmima koji su uključeni u gubitke usled korone kod HVAC i HVDC dalekovoda.

Na HVAC vodovima, pozitivni i negativni joni stvoreni koronom podležu oscilatornom kretanju u naizmeničnom električnom polju prisutnom oko provodnika i stoga su ograničeni na vrlo uzak prostor oko provodnika. Na HVDC vodovima joni iste polarizacije kao provodnik se udaljavaju od njega, dok se joni suprotne polarizacije privlače ka provodniku i neutralizuju pri kontaktu sa njim. Tako pozitivni provodnik u režimu korone deluje kao izvor pozitivnih jona koji ispunjavaju čitav prostor između provodnika i zemlje, dok negativni provodnik ima obrnut efekat. Unipolarna prostorna naelektrisanja ispunjavaju prostor između svakog pola i zemlje, dok se joni obe polarizacije mešaju u bipolarnoj zoni između dva pola i podležu određenom stepenu rekombinacije.

Teorijsko izračunavanje gubitaka usled korone kod HVDC dalekovoda zahteva analizu složenog električnog polja i raspodele prostornih naelektrisanja u unipolarnim i bipolarnim zonama. Ova analiza najpre određuje raspodelu električnog polja i jonskih struja na površini provodnika i na zemlji, a zatim se na osnovu toga procenjuju gubici usled korone. Spoljni vremenski uslovi imaju veliki uticaj na gubitke, oni su manji po lepom vremenu nego po nepovoljnim vremenskim uslovima kao što su kiša, mraz i sneg. Ipak, odnos gubitaka usled korone po lošem vremenu u odnosu na gubitke pri lepom vremenu kod HVDC vodova je znatno manji nego kod HVAC vodova.

Zbog složenosti teorijskih proračuna i velikog broja faktora koji utiču na koronu kod praktičnih HVDC dalekovoda, često je pogodnije koristiti empirijske formule koje su izvedene na osnovu velike količine podataka dobijenih dugoročnim merenjima gubitaka na eksperimentalnim vodovima sa različitim snopovima provodnika i u različitim vremenskim uslovima. Za bipolarne HVDC dalekovode, razvijene su određene empirijske formule za procenu gubitaka usled korone u različitim godišnjim dobima i pod različitim vremenskim uslovima.

Kod HVAC vodova gubici usled korone zavise od frekvencije i javljaju se pri vršnim vrednostima napona u obe poluperiode dok su kod HVDC vodova usled konstantnosti napona i gubici usled korone konstantni. Kod HVAC vodova su gubici približno jednaki na sve tri faze dok se kod HVDC vodova usled nižeg početnog gradijenta korone, na negativnom polu javljaju veći gubici nego na pozitivnom.

U ekonomskoj evaluaciji, uglavnom se uzima da je 80% vremena suvo odnosno lepo vreme i 20% vremena loše vreme.

Proračunati gubici usled korone na analiziranom HVDC dalekovodu pri lepom vremenu, odnosno u uslovima kada je provodnik suv su 3.81 kW/km, odnosno 21.73 kW/km pri lošem vremenu, kada je provodnik vlažan. Za analizirani HVAC dalekovod gubici usled korone po lepom vremenu, odnosno u uslovima kada je provodnik suv su 4.18 kW/km, odnosno 409.02 kW/km pri lošem vremenu i kada je provodnik vlažan.

2.1.3.4 Radio interferencija i buka

Buka koja se emituje oko provodnika potiče od varijacija pritiska u vazduhu izazvanih korona pražnjenjima, tačnije strimer-pražnjenjima koja se javljaju pri pozitivnom DC naponu ili tokom pozitivne poluperiode AC napona. Ova buka je rezultat velikog broja nekorelisanih korona pražnjenja, što dovodi do širokopojasnog spektra zvučnih frekvencija.

Specifičnosti po pitanju vremenskih uslova:

- Kod HVAC dalekovoda, buka je najizraženija tokom kiše, jer vodene kapljice u jakom električnom polju dovode do više pozitivnih strimer-pražnjenja tokom svake pozitivne poluperiode.
- Kod HVDC dalekovoda, buka je niža tokom kiše nego pri suvom vremenu, jer nema ponavljanih proboja vazdušnih zazora između kapljica i provodnika, što značajno smanjuje broj impulsnih događaja.

Ova razlika proizilazi iz prirode jednosmernog napona, gde polje ne osciluje, te samim tim ne dolazi do istog tipa interakcije sa vodenim česticama kao kod naizmeničnog napona.

Dok gubici usled korone nastaju usled stvaranja i kretanja jona usled korona pražnjenja na provodnicima, radio interferencija i buka se generišu putem pulsnih modova korona pražnjenja. Kratkoročni električni impulsi indukovani u provodnicima koji se šire duž provodnika izazivaju radio interferenciju, dok akustični impulsi generisani ovim modovima korone koji se šire u okolnom vazduhu izazivaju buku.

Karakteristike radio interferencije i buke koje generiše korona na HVDC vodovima značajno se razlikuju od onih na HVAC vodovima. Na HVAC vodovima sve tri faze doprinose ukupnom nivou radio interferencije i buke na dalekovodu, dok kod HVDC vodova pozitivni pol dominantno doprinosi nivou radio interferencije i buke.

I analitičke i empirijske metode mogu se koristiti za izračunavanje nivoa radio interferencije na HVDC vodovima. Međutim, analitičke metode zahtevaju poznavanje funkcije pobude radio interferencije za snop provodnika koji se koristi na dalekovodu pod različitim vremenskim uslovima.

Na osnovu podataka dobijenih sa eksperimentalnih, kao i sa vodova u radu, razvijena je jednostavna empirijska formula za predviđanje prosečnog nivoa radio interferencije za bipolarne HVDC vodove.

Kao i u slučaju radio interferencije, analitički tretman buke sa HVDC vodova zahteva poznavanje količine poznate kao generisana akustična gustina snage, koja se može dobiti samo kroz opsežna merenja na eksperimentalnom dalekovodu koristeći različite snopove provodnika i obavljaajući merenja u različitim vremenskim uslovima. Na osnovu merenja na eksperimentalnim, kao i HVDC vodovima u radu, i opštih karakteristika korona-generisane buke, razvijena je empirijska formula za prosečan nivo buke sa HVDC dalekovoda.

Proračuni za analizirane vodove urađeni su na udaljenosti od 15 m od krajnjeg faznog provodnika HVAC dalekovoda i na 15 m od pozitivnog pola HVDC dalekovoda, na visini od 1.8 m iznad tla. Proračunati nivo radio interferencije primenom pomenute empirijske formule na HVDC dalekovodu pri lepom vremenu je 50.82 dB, odnosno 45.82 dB pri lošem vremenu. Za analizirani HVAC dalekovod proračunati nivo radio interferencije pri lepom vremenu je 26.76 dB, odnosno 51.76 dB pri lošem vremenu. Nivo buke na HVDC dalekovodu pri lepom vremenu je 40.41 dB, odnosno 34.41 dB pri lošem vremenu. Za analizirani HVAC dalekovod proračunati nivo buke pri lepom vremenu je 29.72 dB, odnosno 54.71 dB pri lošem vremenu.

2.1.3.5 Električno polje na nivou tla i jonska struja

Indukcioni efekti ispod HVAC dalekovoda definišu se uglavnom preko jačine i frekvencije naizmeničnih električnih polja na površini tla. Međutim, kod HVDC dalekovoda, kako jačina električnog polja tako i jonska struja generisana koronom na nivou tla moraju se uzeti u obzir da bi se pravilno opisali indukcionni efekti.

Jonizovani naelektrisani prostor koji se stvara korona pražnjenjem ispunjava čitav prostor između provodnika i površine tla. Kod jednopolarnih i bipolarnih HVDC dalekovoda, na površini tla postoji isključivo pozitivno ili negativno naelektrisano jonizovano polje. Kombinovano prisustvo jednosmernog električnog polja i jonizovanog naelektrisanog prostora poznato je kao polje prostornog naelektrisanja (*space charge field*).

U odsustvu korone na provodnicima, ne dolazi do stvaranja naelektrisanih čestica, pa se električno polje ispod HVDC voda može izračunati koristeći principe elektrostatike. Prisustvom prostora naelektrisanog jonima koji nastaje usled korone pojačava se električno polje na tačkama koje su udaljene od provodnika, pri čemu se maksimalno pojačanje dešava na nivou tla. Vrednost električnog polja u tački na nivou tla dobija se uključivanjem faktora pojačanja polja koji zavisi od intenziteta korone na provodnicima u snopu i od geometrije dalekovoda.

Merenja električnog polja na nivou tla sprovedena na eksperimentalnom bipolarnom HVDC vodu za različite snopove provodnika, geometrije dalekovoda i napone do ± 1200 kV pokazuju da faktor pojačanja polja varira u rasponu od 1 do 3 u realnim uslovima rada. Za tačno određivanje ovog faktora potrebne su numeričke kalkulacije ili dugoročna merenja na eksperimentalnom vodu.

Za gustinu jonske struje na nivou tla ne postoji jednostavna i validna metoda proračuna. Može se odrediti samo složenim proračunima na osnovu fizičkog modela ili eksperimentalnim studijama.

Kada je reč o projektantskim kriterijumima za električna polja i jonske struje na tlu, nema mnogo pouzdanih naučnih studija. Jedna studija sprovedena je uz izlaganje ljudi električnim poljima i jonskim strujama u kontrolisanom okruženju, koristeći psihofizičke metode. Pokazano je da je ljudska percepcija funkcija i električnog polja E i gustine jonske struje J . Pragovi percepcije su:

- $E_p = 40$ kV/m za $J_p = 0$ nA/m²
- $E_p = 25$ kV/m za $J_p = 100$ nA/m²

Pošto projektovanje dalekovoda bez efekata korone nije ekonomski isplativo, projektni kriterijumi treba da uzmu u obzir njeno neizbežno prisustvo. Trenutne preporuke su da se HVDC dalekovodi projektuju tako da ograniče vrednosti pri lepom vremenu na:

- $E_g = 25$ kV/m
- $J_g = 100$ nA/m²

Ako nema dostupnih podataka o maksimalnoj jonskoj gustini J_m , može se koristiti privremeno ograničenje $E_g = 25$ kV/m ispod dalekovoda.

U kontekstu HVDC vodova, električna i magnetna polja su statična, te ne izazivaju indukcijske efekte karakteristične za HVAC vodove. Zbog toga su dozvoljeni intenziteti polja znatno veći za HVDC sisteme u poređenju sa HVAC sistemima.

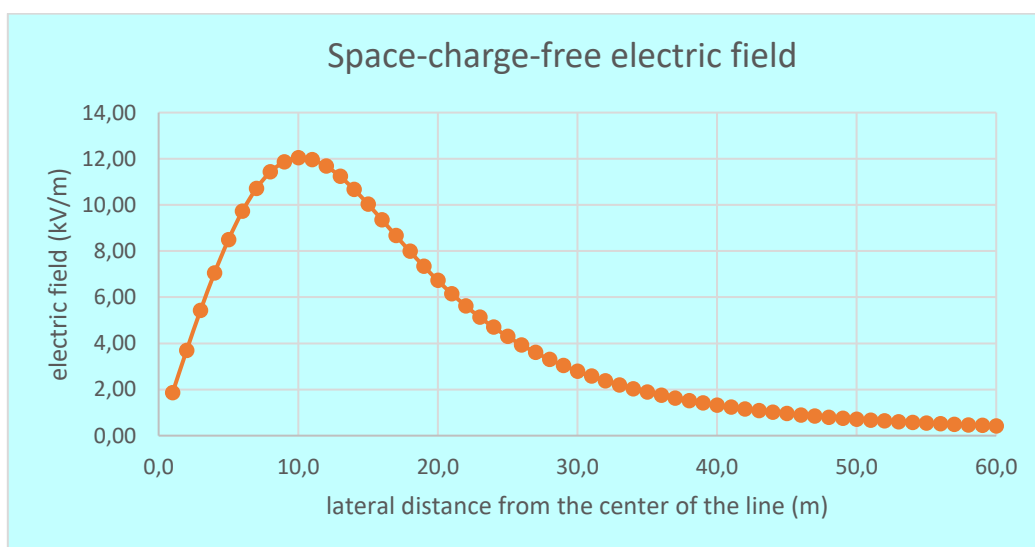
Električna polja na nivou tla značajno se razlikuju kod HVAC i HVDC vodova. Ključna razlika leži u uticaju korone:

- Kod HVAC vodova, električno polje je gotovo nezavisno od korone, jer se joni koji nastaju tokom jedne poluperiode vraćaju na provodnik u narednoj, kada se polaritet promeni.
- Kod HVDC vodova, međutim, korona stvara prostor sa naelektrisanim jonima između provodnika i tla, pri čemu joni umanjuju polje u blizini provodnika, ali istovremeno pojačavaju električno polje na tlu.

Statička električna polja koja proizvode HVDC vodovi ne izazivaju značajne električne struje u telu niti biološke efekte, pa Međunarodna komisija za zaštitu od nejonizujućih zračenja (ICNIRP) nije propisala granične vrednosti za ova polja.

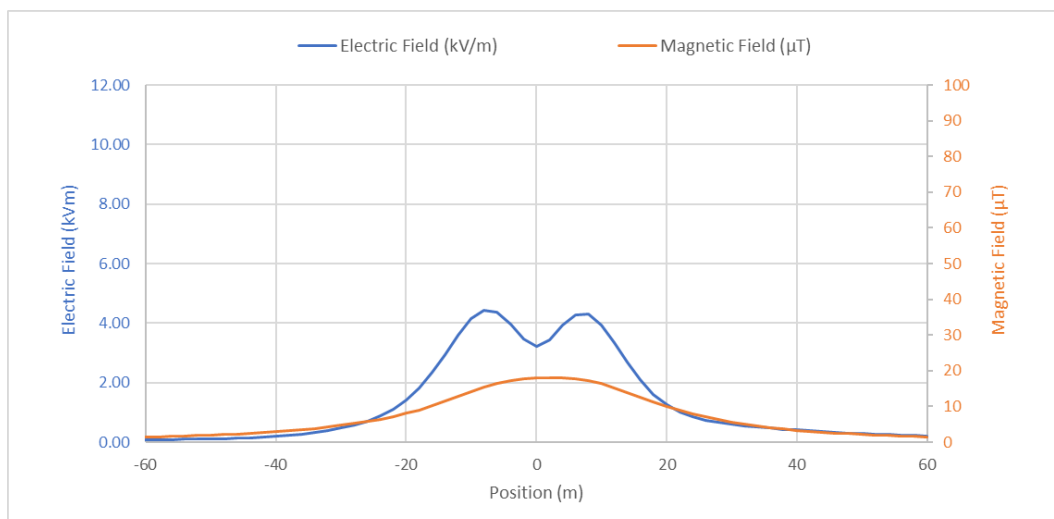
Uprkos ograničenom biološkom uticaju, električno polje pri tlu predstavlja važan parametar u projektovanju HVDC vodova. S druge strane, magnetno polje, čija je jačina slična geomagnetnom polju Zemlje, ima zanemarljiv značaj u projektovanju HVDC vodova.

Na sledećem grafiku je prikazano raspodela električnog polja na nivou tla za analizirani ± 525 kV bipolarni dalekovod, u odsustvu korone na provodnicima.



Slika 8: Raspodela električnog polja na nivou tla za 525 kV HVDC dalekovod bez prisustva korone

Maksimalna vrednost električnog polja na nivou tla uz uvažavanje faktora pojačanja usled prisustva korone na provodnicima je 24.07 kV/m, što je manje od propisanih ograničenja. Na sledećoj slici prikazana je raspodela električnog i magnetnog polja na nivou tla za analizirani 2x400 kV dalekovod.



Slika 9: Raspodela električnog i magnetnog polja na nivou tla za analizirani 2x400 kV dalekovod

2.2 Visokonaponski kablovi u HVDC tehnologiji

Projektovanje i izrada visokonaponskih kablova u HVDC tehnologiji veoma su slični projektovanju i izradi visokonaponskih kablova u HVAC tehnologiji. Specifičan fokus kod HVDC kablova je izbor materijala sa izuzetno visokim stepenom hemijske čistoće. Čak i veoma niske koncentracije hemijskih nečistoća mogu značajno povećati provodljivost, a time i gubitke u izolaciji kabla. Osim toga, nečistoće mogu dovesti do akumulacije prostornog naelektrisanja (*space charge*), što može izazvati električni probij izolacije. Osim izazova u vezi sa materijalom, veliki tehnički izazov ranije je predstavljala i izrada specijalnih HVDC priključnih komponenti (pribor, spojnice, završnice).

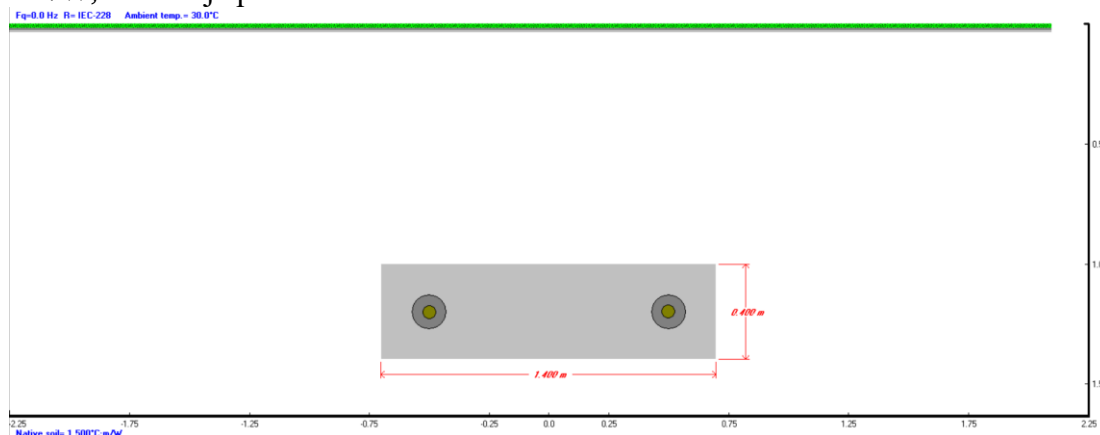
HVDC tehnologija je naročito pogodna za prenos električne energije putem podmorskih kablova, posebno kada su u pitanju veće razdaljine. HVDC kablovi nemaju fizička ograničenja koja su karakteristična za klasične HVAC kablove, kod kojih prisustvo kapacitivnih struja i reaktivne komponente smanjuje ukupni kapacitet prenosa aktivne snage. Iako se reaktivna komponenta može delimično kompenzovati pomoću šant reaktora, njihova primena kod podmorskih kablova je veoma otežana.

Uobičajeno je da su za HVDC prenose putem podzemnih ili podmorskih kablova potrebna najmanje dva kabla, osim u slučajevima kada se na konvertorskim stanicama koristi elektroda u zemlji ili moru kao povratni vod. Ipak, treba imati u vidu da ovakvo rešenje može izazvati ekološke probleme.

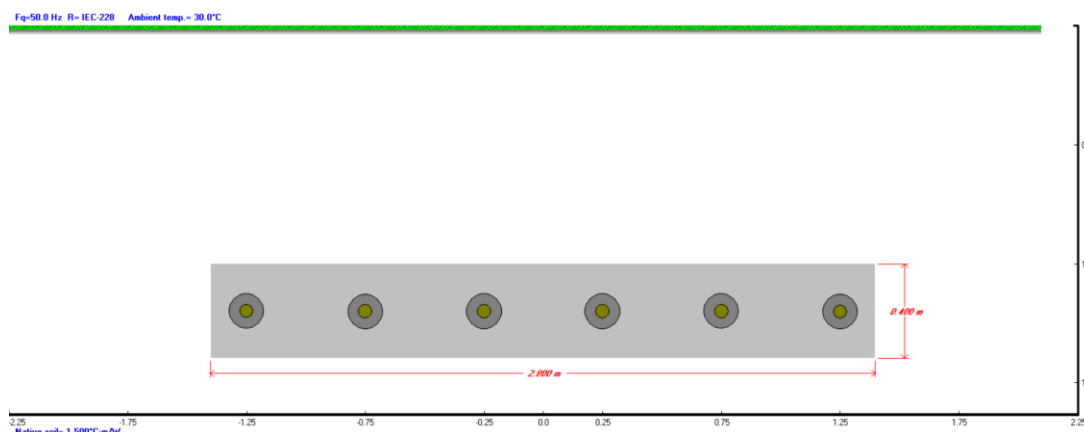
Bipolarna konfiguracija kabla sastoji se od dva pola sa suprotnim polaritetima, pozitivnim i negativnim. U normalnim uslovima rada, struja kruži zatvorenom petljom, bez protoka kroz zemlju, što eliminiše probleme korozije. U slučaju kvara na jednom od polova, drugi može nastaviti sa radom u monopolarnoj konfiguraciji sa povratnim putem kroz zemlju. Količina prenete snage u bipolarnoj konfiguraciji je dvostruko veća u poređenju sa ekvivalentnom monopolarnom.

Za potrebe uporednog prikaza odabranih parametara visokonaponskih kablova odabrani su HVDC ± 525 kV 3000 mm² Cu XLPE kabl i HVAC 400 kV 3000 mm² Cu XLPE kabl.

Za prikaz proračunatih vrednosti korišćena je bipolarna konfiguracija ± 525 kV kabla i dva sistema 400 kV kabla u horizontalnom rasporedu sa primenjenim *cross-bonding* sistemom uzemljenja, direktno položenih u zemlju ambijentalne temperature 30 °C i termičke otpornosti 1.5 Km/W, kao što je prikazano na sledećim slikama.



Slika 10: Konfiguracija 525 kV kabla



Slika 11: Konfiguracija dva sistema 400 kV kabla

2.2.1 Konstrukcija

HVDC kablovi zahtevaju manje materijala za izradu jer je za prenos električne energije dovoljan samo jedan ili dva kabla, dok ekvivalentni HVAC sistem zahteva najmanje tri kabla.

U novije vreme se za HVDC primene koriste dve glavne tehnologije kablova bazirane na umreženom polietilenu (XLPE):

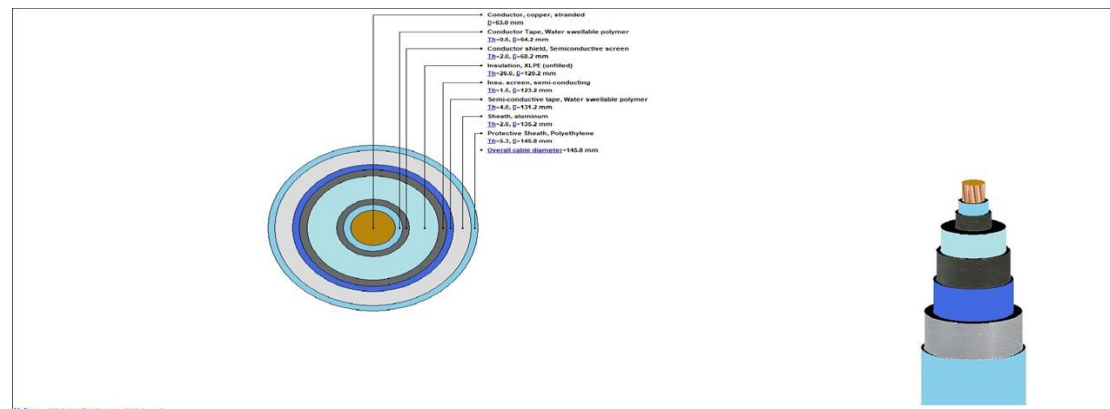
- Kablovi bazirani na izuzetno čistom XLPE materijalu bez aditiva (bare XLPE),
- Kablovi sa XLPE izolacijom dopunjenom nano filerima, koji služe za zarobljavanje prostornog naelektrisanja.

Svi kablovi se sastoje od:

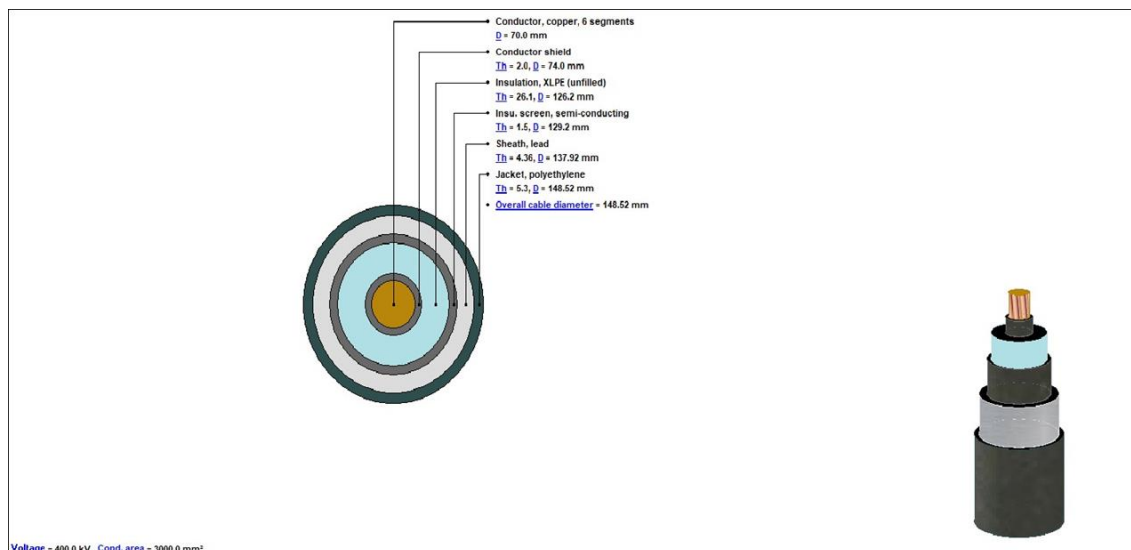
- Provodnika od bakra ili aluminijuma,
- Izolacionog sloja, čija debljina zavisi od radnog napona,
- Metalnog omotača, koji štiti kabl i sprečava prodor vlage,

➤ Spoljašnjeg plastičnog omotača.

Poprečni presezi analiziranih HVDC i HVAC kablova dati su na sledećim slikama.



Slika 12: Presek ±525 kV HVDC kabla



Slika 13: Presek 400 kV HVAC kabla

Za podmorske primene, dodatni zahtev je čelično oklopljavanje odnosno armiranje, koje se sastoji od spiralno namotanih čeličnih žica oko kabla. Ovaj sloj obezbeđuje mehaničku čvrstoću i zaštitu kabla tokom podmorske ugradnje. Iskustvo je pokazalo da se aluminijum mora izbegavati kao komponenta u oklopu kabla, odnosno preporučuje se korišćenje čelične armature, često pocinkovane ili zaštićene drugim slojevima, zbog otpornosti na koroziju, mehaničkih sila i električnih efekata.

Kod HVAC kablova električno polje zavisi od geometrije i dielektrične permitivnosti materijala. Polje je kapacitivno raspodeljeno i konstantno po obliku, ali osciluje u vremenu zbog izmene polariteta. Kod HVDC kablova električno polje zavisi od električne provodnosti izolacije koja je nelinearno zavisna od temperature i jačine polja. Ovo dovodi do neravnomerne raspodele naelektrisanja i vremenske promenljivosti polja, posebno kod dugotrajnog rada. Zato se u HVDC sistemima posebna pažnja posvećuje ograničenju pada temperature kroz izolaciju kako bi se kontrolisalo električno polje. Kod ekvivalentnih HVAC kablova za isti napon je debljina izolacije veća nego kod HVDC kablova.

I HVDC i HVAC kablovi imaju nekoliko poluprovodnih slojeva ali se kod HVDC kablova mora posebno voditi računa o termičkoj stabilnosti tih slojeva, jer neuniformna provodnost može uzrokovati lokalna preopterećenja.

I kod HVAC i kod HVDC kablova se koriste metalni plaševi i armatura s tim da se kod HVAC kablova u njima indukuju gubici usled promenljivog magnetnog polja, pa se na dužim deonicama moraju koristiti specijalne *bonding* tehnologije.

Kod HVDC kablova, optička vlakna mogu biti integrisana u sam kabl, posebno ako se radi o podmorskom kابلu. Njihova primena obuhvata prenos podataka, ali i nadzor parametara energetskog kablova, kao što su distribuirano merenje temperature, merenje mehaničkog naprezanja ili vibracija, kao i detekcija i lociranje kvarova.

2.2.2 Prenosni kapacitet

Zbog kapacitivne struje punjenja u HVAC kablovskim sistemima, prenosni kapacitet sistema opada sa porastom dužine kablova. Ova kapacitivna struja punjenja zavisi od napona – što je napon HVAC sistema veći, to će se prenosni kapacitet brže smanjivati sa povećanjem dužine kablova. Ukoliko je HVAC kabl predugačak, reaktivna snaga koju kabl troši može dostići nivo pri kome zauzima čitav kapacitet prenosa provodnika, te se više ne može preneti korisna aktivna snaga.

HVDC kablovi zauzimaju manji koridor u prostoru u poređenju sa HVAC kablovima sličnih prenosnih moći, kao što je prikazano na Slikama 10 i 11.

Visoki naponi omogućavaju efikasan prenos velikih količina električne energije na velike udaljenosti. Što je napon viši, to su disipativni gubici manji. Na ove gubitke značajno utiču tip provodnika, dužina i poprečni presek voda, kao i tip struje, naizmenična ili jednosmerna. DC struja protiče kroz čitav poprečni presek provodnika, dok AC teži ka površini, što uzrokuje *skin* efekat. Ovaj efekat smanjuje efektivni poprečni presek, povećava električni otpor i samim tim gubitke snage. Električna otpornost provodnika analiziranog HVDC kablova pri radnoj temperaturi je $0.00702 \Omega/\text{km}$ dok je električna otpornost provodnika analiziranog HVAC kablova pri radnoj temperaturi $0.01049 \Omega/\text{km}$.

Pošto napon i struja kod HVDC kablova ne variraju u vremenu, nema ni dielektričnih gubitaka niti indukovanih gubitaka u metalnom plaštu i armaturi. Međutim, prilikom pretvaranja naizmenične u jednosmernu struju, u jednosmernoj struji mogu se pojaviti harmonijske komponente. Ovi harmonici izazivaju dodatne gubitke u metalnom plaštu, kao i izraženije *skin* i *proximity* efekte, koji povećavaju efektivni otpor provodnika. Kod savremenih pretvarača, harmonijske komponente imaju vrlo mali amplitudski nivo u odnosu na prenosnu struju, dok kod starijih generacija pretvarača one mogu imati značajan uticaj na dimenzionisanje kablova. Ako su harmonijske komponente poznate, uvek je preporučljivo uključiti njihov efekat u proračun.

Za proračun strujne nosivosti HVDC kablova, uzimaju se u obzir dva ograničavajuća faktora. Prvi je maksimalno dozvoljena temperatura provodnika, koja je povezana sa maksimalnom radnom temperaturom izolacije, slično kao i kod HVAC kablova. U slučaju analiziranih kablova, za maksimalnu dozvoljenu temperaturu provodnika kod HVDC kablova uzeta je vrednost od 70°C , dok je za HVAC kabl ta vrednost 90°C . Drugi faktor je maksimalno dozvoljena jačina električnog polja na granici izolacije i ekrana kada kabl prenosi struju.

U HVDC kablovima, električno polje određeno je karakteristikama koje zavise od specifične električne otpornosti izolacionog materijala, za razliku od HVAC kablova gde je električno polje određeno kapacitivnim svojstvima, odnosno zavisi od dielektrične permitivnosti. Električno polje na granici izolacije, odnosno spoljašnjem radijusu izolacije raste sa povećanjem opterećenja. Ovo se može objasniti činjenicom da raspodelu električnog polja uglavnom određuje provodnost izolacije za zadati napon. Pošto je provodnost zavisna od temperature, raspodela električnog polja takođe postaje temperaturno zavisna te se električno polje na granici izolacije može izraziti kao funkcija temperaturne razlike kroz izolaciju. Kako bi se osiguralo da električna polja u izolaciji ostanu unutar dozvoljenih granica, temperaturna razlika kroz izolaciju mora biti ograničena. Ovo ograničenje može biti strože od samog ograničenja maksimalne radne temperature provodnika, a tipične vrednosti ograničenja temperaturne razlike kreću se između 10 i 15 K. Treba napomenuti da se može desiti da se temperaturni limit kroz izolaciju dostigne i pre nego što se dostigne maksimalna temperatura provodnika. Dato ograničenje temperaturne razlike potvrđuje se tokom tipskog ispitivanja i važi samo za dati napon.

Proračunato strujno opterećenje analiziranog HVDC kabla uvažavajući ograničavajuće faktore je 1893 A, što dovodi do prenosne moći ± 525 kV bipolarnog kablovskog sistema od 1987.65 MW. Proračunato strujno opterećenje analiziranog HVAC kabla je 1317 A, što dovodi do prenosne moći dvostrukog 400 kV kablovskog sistema od 1822.73 MW. U sledećoj tabeli je dat uporedni prikaz gubitaka na analiziranim HVAC i HVDC kablovima.

Proračunati gubici po kablu		HVAC	HVDC
Gubici na provodniku	W/m	18.19	25.14
Dielektrični gubici	W/m	4.36	0.00
Gubici na metalnom plaštu	W/m	0.92	0.00
Ukupni gubici	W/m	23.47	25.14

Ukupni gubici na dvostrukom HVAC kablovskom sistemu su 140.82 W/m, dok su gubici na bipolarnom HVDC kablovskom sistemu 50.28 W/m.

2.2.3 Elektromagnetno polje

Razlike u raspodeli električnog polja unutar HVAC i HVDC kablova proističu iz konstantnog napona koji se primenjuje kod HVDC sistema i nelinearne električne provodljivosti izolacionog materijala. Dok HVAC kablovi stvaraju vremenski promenljiva eliptična elektromagnetna polja, HVDC sistemi generišu statičko elektromagnetno polje. Zbog toga se biološki efekti statičkih DC i eliptičnih AC polja razlikuju, i ne treba upoređivati vrednosti magnetnog polja za HVAC i HVDC sisteme. Električno polje u HVAC kablovima određeno je geometrijom i permitivnošću, a suprotno tome, električno polje u HVDC kablovima definiše se nelinearnom električnom provodljivošću, koja prvenstveno zavisi od temperature i električnog naponskog naprezanja.

Zbog niske provodljivosti izolacije, statičko električno polje uspostavlja se nakon nekog vremena. Izolacioni materijali kod HVDC kablova se najčešće modifikuju kako bi se suzbila akumulacija naelektrisanja i sprečila značajna inverzija električnog polja.

Pored toga, visoke vrednosti električnog polja i temperature dovode do procesa ubrizgavanja naelektrisanja sa obe elektrode. Ubrizgana homo-naelektrisanja doprinose smanjenju intenziteta električnog polja, posebno u blizini metalnog omotača.

Za razliku od HVAC pulsni magnetni polja, koja izazivaju indukcione fenomene i kružne struje, HVDC statička polja ne izazivaju takve efekte, osim u krajnje nepraktičnim slučajevima, na primer ako se izvor približava velikom brzinom. Glavni zaključak višegodišnjih istraživanja je da statičko magnetno polje HVDC kablovskog sistema, izračunato ili izmereno na visini od jednog metra iznad površine tla, ima isti red veličine kao prirodno magnetno polje Zemlje, odnosno nekoliko desetina mikrotlesla, što je oko 1000 puta manje od preporučene granice izloženosti za opštu populaciju. Čak i na samoj površini HVDC kabla, izmereno polje ne prelazi 40 mT.

Biološki odgovor na statička HVDC i eliptična HVAC polja se značajno razlikuje, pa se njihove vrednosti magnetnog polja ne mogu direktno upoređivati.

Dok je za HVAC kablovske sisteme dostupno mnogo tehnika za smanjenje elektromagnetnih polja koje se zasnivaju na pasivnim petljama i pločama visoke provodljivosti koje stvaraju protivpolja usled indukovanih struja, kod HVDC sistema to nije moguće jer statičko polje ne izaziva indukcione efekte. Jedino efikasno rešenje za HVDC je korišćenje feromagnetnih struktura ili cevi.

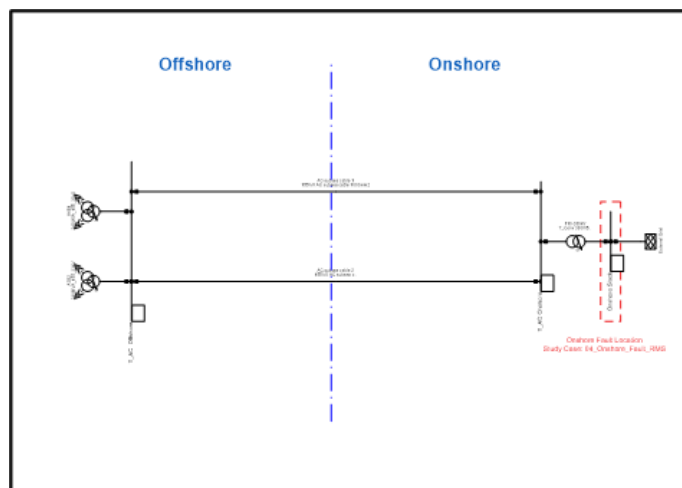
3 UPOREDNI PRIKAZ UTICAJA POREMEĆAJA U HVDC I HVAC MREŽAMA NA STABILNOST SISTEMA

HVDC sistemi, a posebno moderni VSC-HVDC sistemi, omogućavaju naprednu i preciznu kontrolu prenosa električne energije. HVDC sistemi mogu zasebno upravljati aktivnom i reaktivnom komponentom snage, što je nemoguće u klasičnim HVAC sistemima, čime se omogućava da se napon i frekvencija u mreži precizno podešavaju čak i tokom poremećaja. Elektronski konvertori reaguju mnogo brže od elektromehaničkih sistema kod HVAC mreža, što znači da se u HVDC sistemu može trenutno prilagoditi tok snage i stabilizovati sistem kod iznenadnog poremećaja.

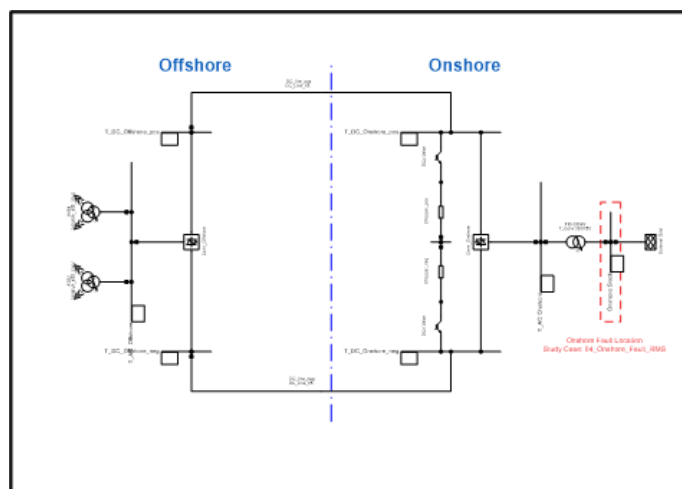
HVDC sistemi omogućavaju povezivanje različitih HVAC sistema koji ne moraju biti sinhronizovani. Time kvar u jednoj HVAC mreži ostaje lokalizovan i ne destabilizuje drugu jer HVDC veza izoluje oscilacije i poremećaje. HVDC prenosni sistem deluje kao tampon zona, koja sprečava širenje oscilacija i poremećaja i omogućava fleksibilnije reagovanje operatera. HVDC konvertori mogu aktivno učestvovati u stabilizaciji, odnosno mogu ubrizgavati ili povlačiti reaktivnu snagu kako bi stabilizovali napon, ili ograničiti tok aktivne snage kako bi se rasteretila mreža.

U radu je analiziran slučaj prolaska kroz kvar jedne *offshore* vetroelektrane naznačene snage 400 MW. Kao jedan način priključenja vetroelektrane na mrežu, analizirano je priključenje korišćenjem podvodnih HVAC kablovskih sistema, dok je za drugi način usvojeno korišćenje HVDC kablovskih sistema sa naponski kontrolisanim konvertorima. Što se tiče drugog načina priključenja, jedna konvertorska stanica je instalirana na kopnu i kontroliše priključenje elektrane na mrežu, odnosno injektiranje aktivne i reaktivne snage. U toku normalnog rada sistema, aktivna snaga kontrolera HVDC konvertora je prioritet, dok prilikom poremećaja u mreži kao što su kvarovi, reaktivna snaga ima prednost, kao vid podrške sistemu.

Druga konvertorska stanica, koja je u funkciji priključenja same *offshore* vetroelektrane, kontroliše napon i frekvenciju u okviru elektrane, odnosno formira jaku i stabilnu mrežu za evakuaciju proizvedene energije iz vetroelektrane. Ovaj konvertor ne kontroliše aktivnu i reaktivnu snagu koja prolazi kroz njega, već se ponaša kao balansni čvor i svu proizvedenu energiju sprovodi ka mrežnom HVDC konvertoru. Na slikama 14 i 15 prikazani su načini modelovanja priključenja vetroelektrane preko HVAC i HVDC kablovskih sistema, respektivno.



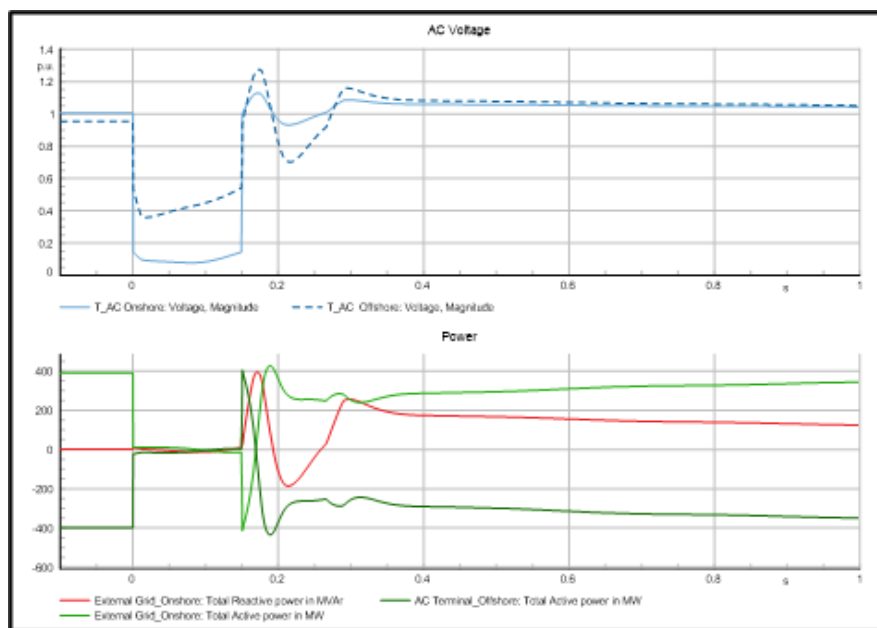
Slika 14: Priklučenja vetroelektrane preko HVAC kablovskog sistema



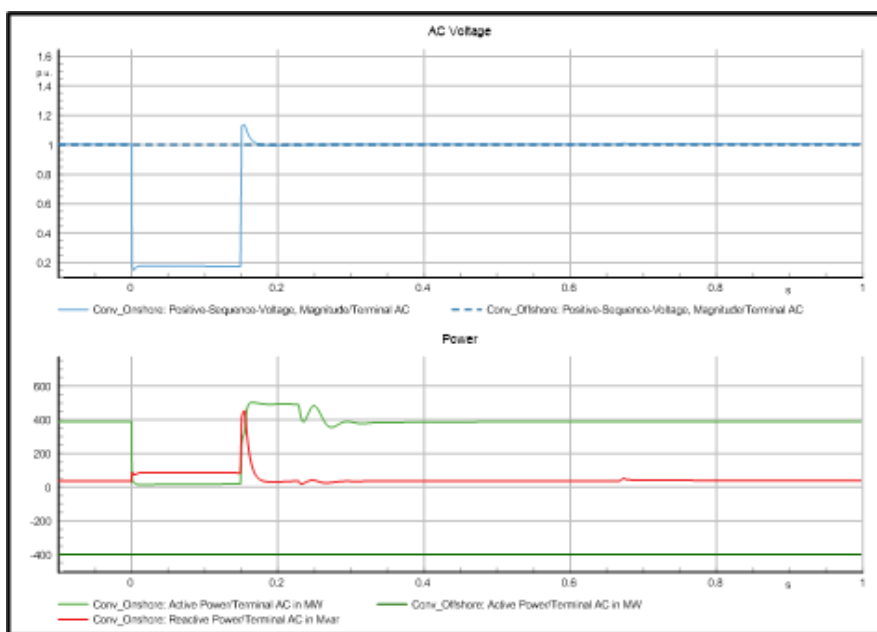
Slika 15: Priklučenja vetroelektrane preko HVDC sistema

Što se tiče simulacione postavke, analiziran je kvar u tački priključenja elektrane na mrežu, odnosno na visokonaponskoj strani mrežnog transformatora, u trajanju od 150 ms i zaostalim naponom u tački priključenja približno 0.15 r.j. Rezultati analize dati su na graficima u nastavku.

Na slici 16, kada je elektrana priključena na mrežu preko HVAC kablovskog sistema, primećuju se velike oscilacije napona u tačkama priključenja, odnosno *onshore* i *offshore* terminalima i snaga elektrane, kako tokom tako i nakon kvara. Naponi i odziv elektrane se stabilizuju nakon određenog perioda, dok odziv elektrane pre kvara nije dostignut za vreme trajanja simulacije.



Slika 16: Rezultati simulacije kvara za slučaj priključenja vetroelektrane preko HVAC kablovskog sistema



Slika 17: Rezultati simulacije kvara za slučaj priključenja vetroelektrane preko HVDC kablovskog sistema

Na slici 17, kada je elektrana priključena preko HVDC sistema na mrežu, primećuje se da na odziv elektrane ne utiče kvar sa strane mreže. Ovo je moguće jer je elektrana električno odvojena od ostatka sistema preko HVDC kablova i konvertora. Proizvedena aktivna snaga elektrane u toku kvara se ne može evakuisati u mrežu, već se troši na gubitke otpornika koji su preko čopera priključeni u DC kolo u toku trajanja kvara. Mrežni konvertor prepoznaje kvar u tački priključenja i prelazi u režim gde reaktivna snaga ima prioritet, i na taj način daje reaktivnu podršku mreži. Nakon otklanjanja kvara, tranzijent vrlo kratko traje i sistem ulazi u stacionarno stanje koje je postojalo pre kvara.

4 ZAKLJUČAK

Uporedna analiza HVAC i HVDC prenosnih sistema jasno pokazuje da, iako oba imaju svoje tehničke prednosti i ograničenja, HVDC tehnologija postaje sve značajniji faktor u razvoju savremenih elektroenergetskih mreža. HVAC sistemi, kao tradicionalni stub prenosa električne energije, i dalje imaju ključnu ulogu u lokalnom i regionalnom prenosu energije, ali pokazuju ograničenja kada je u pitanju kontrola stabilnosti tokom kvarova, naročito na velikim udaljenostima i pri povezivanju slabih mrežnih čvorova. S druge strane, HVDC sistemi nude niz prednosti u pogledu stabilnosti sistema, omogućavaju asinhrono povezivanje različitih AC mreža, preciznu kontrolu aktivne i reaktivne snage, brži odziv sistema na poremećaje i efikasniju lokalizaciju kvarova.

Sa infrastrukturnog aspekta, HVDC dalekovodi omogućavaju prenos velikih količina energije na veoma dugim relacijama uz niže gubitke u poređenju sa HVAC sistemima. U urbanim sredinama i podmorskim aplikacijama, HVDC kablovi su posebno pogodni jer zauzimaju manje prostora, imaju manje uticaja na okolinu i omogućavaju efikasan prenos bez potrebe za reaktivnom kompenzacijom.

U skladu sa globalnim trendovima dekarbonizacije i digitalizacije energetskog sektora, očekuje se da buduća elektroenergetska mreža bude hibridnog karaktera, sa dominantnim HVAC sistemima u lokalnoj distribuciji i sve većim udelom HVDC sistema za međusobno povezivanje i balansiranje složenih i geografski disperzovanih izvora i potrošača energije. Iako je početna investicija u HVDC tehnologiju viša, posebno zbog konvertorskih stanica, ukupni troškovi eksploatacije, manji gubici i povećana pouzdanost čine je isplativijom za dugoročne i strateške projekte.

5 LITERATURA

- [1] Electric Power Research Institute, Transmission line reference book HVDC to ± 600 kV
- [2] Electric Power Research Institute, AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and above
- [3] CIGRE technical brochure 388, Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects
- [4] CIGRE technical brochure 583, Guide to the conversion of existing AC lines to DC operation
- [5] CIGRE technical brochure 533, HVDC Grid Feasibility Study
- [6] <https://www.hvdcworld.com/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.02)**B4.02****PRENOS ENERGIJE HVDC SISTEMOM UZ PRIMENU ENERGETSKE ELEKTRONIKE****ENERGY TRANSMISSION USING A HVDC SYSTEM WITH THE APPLICATION OF POWER ELECTRONICS****Aleksandar Stojišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, Milići, Republika Srpska/BiH**

Kratak sadržaj: U temi je analiziran sve učestaliji razvoj „offshore“ vjetro elektrana na velikim udaljenostima od kopna, te primjenu HVDC sistema prenosa uz primjenu energetske elektronike. U samoj temi je vođeno računa o elementima takvog sistema, njihovog funkcionisanja, kao i o tehnološkim aspektima jednog takvog sistema prenosa.

Ključne reči: *Prenos, HVDC, Energetska elektronika*

Abstract: The topic analyzed the increasing development of offshore wind farms at great distances from the mainland and the application of HVDC transmission systems utilizing power electronics. It examined the key components of such systems, their functionality, and the techno-economic aspects of HVDC transmission for offshore wind energy integration.

Key words: *Transmission, HVDC, Power electronics*

1 UVOD

Usled sve veće potražnje za električnom energijom proširuju se proizvodni kapaciteti. Najveće proizvodne kapacitete predstavljaju konvencionalne elektrane. Zbog sve većeg uticaja tih elektrana na zagađenost atmosfere, životne sredine, kao i trošenja resursa iz obnovljivih izvora, razvijaju se proizvodni kapaciteti sa obnovljivim izvorima i zelenom energijom. Razvijanje novih proizvodnih kapaciteta teče u smjeru maksimalnog iskorišćenja obnovljivih izvora (sunce, vjetar, voda, vodonik itd.), kao i povećanju efikasnosti konverzije energije iz tih kapaciteta i njihovoj optimizaciji i monitoringu. Vjetroelektrane kao takve su pronašle svoje mjesto u integraciji novih proizvodnih kapaciteta u sistem. Brzine vjetera na moru su veće nego na kopnu, tako da farme vjetrogeneratora na moru generišu više električne energije po količini instaliranog kapaciteta. Većina morskih vjetroelektrana koristi vjetroturbine sa fiksnim temeljima u relativno plitkoj vodi. Plutajuće vjetroturbine za dublje vode su u ranijoj fazi razvoja i primjene [5]. Usled velike udaljenosti od kopna, u ovom radu je analiziran prenos energije visokonaponskim jednosmjernim sistemom realizovan pomoću različitih elemenata elektroenergetskog sistema u kome veliku ulogu zauzima kako niskonaponska, tako i visokonaponska energetska elektronika.

Korišćena literatura sadrži elemente elektroenergetskog HVDC sistema.

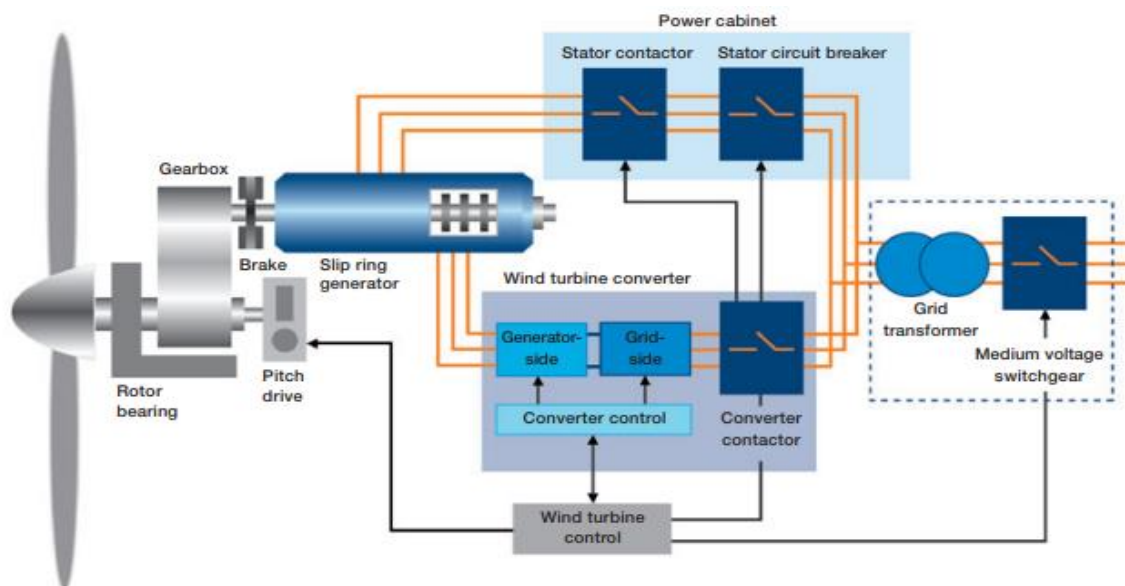
Rad je podijeljen u nekoliko segmenata koji obuhvataju elemente ovakvog sistema, njihovo spregnuto funkcionisanje predstavljeno kroz simulaciju, kao i prednosti visokonaponskog jednosmjernog sistema

u odnosu na visokonaponski naizmjenični sistem prenosa u tehničkom i ekonomskom smislu pri specifičnim uslovima u vodi.

2 ELEMENTI VISOKONAPONSKOG JEDNOSMJERNOG SISTEMA PRENOSA ELEKTRIČNE ENERGIJE PRI PROIZVODNJI IZ VJETROELEKTRANA

2.1 DVOSTRUKO NAPAJANI INDUKCIONI GENERATOR

Dvostruko napajani indukcion generator (DFIG) je mašina koja se široko koristi u vjetroelettranama. Zasniva se na asinhronom generatoru sa višefaznim namotanim rotorom i višefaznim kliznim prstenovima sa četkicama koje omogućavaju pristup namotajima rotora. Iako je moguće izbjeći upotrebu višefaznih kliznih prstenova, to dovodi do problema sa efikasnošću, troškovima i dimenzijama. Bolja alternativa je električna mašina sa namotanim rotorom bez četkica, koja takođe omogućava dvostruko napajanje. Osnovni princip DFIG-a je da su statorski namoti povezani direktno na mrežu, dok su rotorski namoti povezani na dvosmjerni pretvarač putem kliznih prstenova. Ovaj pretvarač kontroliše rotorske i struje mreže, omogućavajući da frekvencija rotora bude različita od frekvencije mreže. Korišćenjem pretvarača za kontrolu struja rotora moguće je nezavisno podešavati aktivnu i reaktivnu snagu koju stator isporučuje mreži, bez obzira na brzinu obrtanja generatora. U tu svrhu koristi se princip regulacije struje u d-q sistemu ili direktna regulacija obrtnog momenta (DTC – Direct Torque Control). Pokazalo se da DTC metoda obezbjeđuje veću stabilnost u odnosu na regulaciju pomoću vektora kontrole, naročito kada se zahtjeva visoka reaktivna struja iz generatora. Rotor generatora obično ima 2 do 3 puta više namotaja od statora, što rezultuje višim naponom rotora i nižim strujama. U standardnom opsegu rada od $\pm 30\%$ oko sinhronne brzine, nazivna struja pretvarača je niža, što smanjuje ukupne troškove pretvarača. Međutim, glavni nedostatak je to što kontrola izvan ovog opsega nije moguća zbog previsokog napona rotora. Pored toga, prekidi u mreži mogu dodatno povećati napon rotora. Kako bi se spriječilo da visoki napon i struja oštete tranzistore sa izolovanim gejtom (IGBT) i diode u pretvaraču, koristi se zaštitni krug poznat kao „crowbar“ zaštita. Dvostruko napajana mašina ima nekoliko prednosti u odnosu na konvencionalne indukcion generator u primjeni za vjetroelettrane. Prvo, pošto se rotorske struje kontrolišu putem energetske elektronike, asinhroni generator može i da generiše i da prima reaktivnu snagu. Ovo je ključno za stabilnost elektroenergetskog sistema i omogućava mašini da podrži mrežu tokom ozbiljnih poremećaja napona. Drugo, kontrola napona i struja rotora omogućava asinhronom generatoru da ostane sinhronizovan sa mrežom čak i kada se brzina vjetroturbine mijenja. Vjetroturbina sa promjenljivom brzinom efikasnije koristi dostupnu energiju vjetra u poređenju sa onom sa fiksnom brzinom, posebno pri slabim vjetrovima. Treće, troškovi pretvarača su niži u poređenju sa drugim rješenjima [1].



Slika 1: Princip kontrole vjetroturbine i generatora

2.2 NISKONAPONSKA ENERGETSKA ELEKTRONIKA

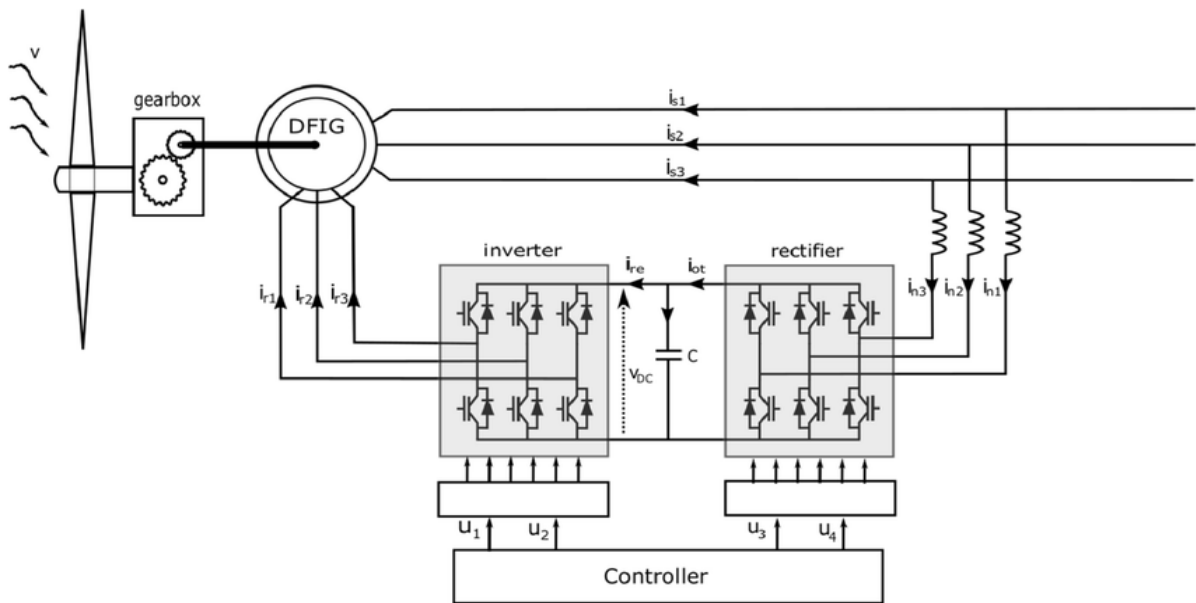
Dvosmjerni (back-to-back) pretvarači se često koriste za integraciju mikromreža i obnovljivih izvora energije u glavnu elektroenergetsku mrežu. Prednosti ove topologije postižu se zahvaljujući fleksibilnoj kontroli i jednosmjernom (DC) povezivanju između dva pretvarača. Na primjer, poremećaji na strani mikromreže gotovo da nemaju uticaja na glavnu mrežu. Još jedna prednost ove topologije je mogućnost međusobnog povezivanja mreža sa različitim frekvencijama. Pored toga, ova konfiguracija omogućava lako ostvarivanje dvosmjernog toka aktivne i reaktivne snage pomoću uobičajenih kontrolnih tehnika, poput „droop“ kontrole. Fleksibilna kontrola dvosmjernog pretvarača omogućava rješavanje problema koji nastaju pri integraciji distribuiranih izvora energije u glavnu mrežu, poput negativnog uticaja na sistem zaštite. Na primjer, dvosmjerni pretvarač može izolovati mikromrežu tokom kvara, dok istovremeno održava stabilan DC napon kako bi omogućio nesmetanu resinhronizaciju nakon otklanjanja kvara.

Dvosmjerni pretvarač se sastoji od dva identična pretvarača:

- Pretvarač na strani mašine, koji predstavlja trofazni ispravljač i konvertuje naizmjenični (AC) napon u jednosmjerni (DC) napon.
- Pretvarač na strani mreže, koji predstavlja inverter i konvertuje DC napon u AC napon usklađen sa naponom i frekvencijom mreže.

Kako bi se postigla jednostavna i nezavisna kontrola aktivne i reaktivne snage, naponi i struje mašine transformišu se u referentni okvir rotora pomoću Parkove transformacije. U ovom koordinatnom sistemu, naponi i struje u direktnoj i kvadraturnoj osi su konstantne vrijednosti u stacionarnom stanju. Aktivna i reaktivna snaga zavise od komponenti napona u ove dvije ose.

Da bi se obezbjedila nezavisna regulacija aktivne i reaktivne snage, koristi se $\alpha\beta$ transformacija za detekciju faznog ugla napona. Ovaj ugao se zatim koristi kao referentni ugao u qd transformaciji, pri čemu se napon u direktnoj osi postavlja na nulu, dok se napon u kvadraturnoj osi postavlja na maksimalnu vrijednost. Na ovaj način, promjena struje u kvadraturnoj osi utiče samo na aktivnu snagu, dok promjena struje u direktnoj osi utiče samo na reaktivnu snagu.



Slika 2: Dvosmjerni pretvarač

2.3 VISOKONAPONSKA ENERGETSKA ELEKTRONIKA

Modularni pretvarač sa više naponskih nivoa (MMC) predstavlja skalabilnu tehnologiju u kojoj se nivo napona određuje brojem podmodula (SM). Ova tehnologija je primjenljiva čak i za najviše prenosne napone. Osnovni koncept MMC-a zasniva se na kaskadnom povezivanju više podmodula, od kojih svaki ima svoj individualni upravljački sistem. Zbog toga, MMC može funkcionisati kao konvertor napona sa velikim brojem diskretnih naponskih nivoa, čime se postiže precizna kontrola i minimizacija harmonijskih izobličenja [4].

2.3.1 Struktura MMC-a

Na slici 3 prikazana je trofazna topologija MMC-a, pri čemu su gornja i donja grana povezane u seriju između dva DC priključka. Svaka grana se sastoji od više serijski povezanih podmodula. Svaki podmodul (SM) sadrži:

- Dva IGBT tranzistora
- Dvije povratne diode
- Jedan DC kondenzator C

Diode rade naizmjenično – kada gornja provodi, donja ne provodi i obrnuto. U režimu rada kada gornja vodi, podmodul se nalazi u uključenom stanju (inserted state), pri čemu se kondenzator puni ili prazni. Suprotno tome, kada gornja ne provodi, a donja provodi, podmodul prelazi u zaobiđeno stanje (bypassed state).

Pod normalnim uslovima rada, terminalni napon podmodula može imati vrijednost nula ili napon kondenzatora. Prema stanju uključenja IGBT tranzistora, moguće je generisati tri izlazna naponska nivoa, čime se obezbjeđuje visok kvalitet izlaznog signala uz minimalnu generaciju harmonijskih komponenti.

Kada se obnovljivi izvori energije (RE) priključuju na elektroenergetsku mrežu, ključni izazovi uključuju stohastičku prirodu proizvodnje i harmonijska izobličenja koju generiše energetska

elektronika. Kako bi se riješili ovi problemi, u elektroenergetske sisteme se uvode modularni pretvarači koji imaju niži nivo harmonijskih komponenti i elektromagnetnih smetnji.

Njihove prednosti uključuju:

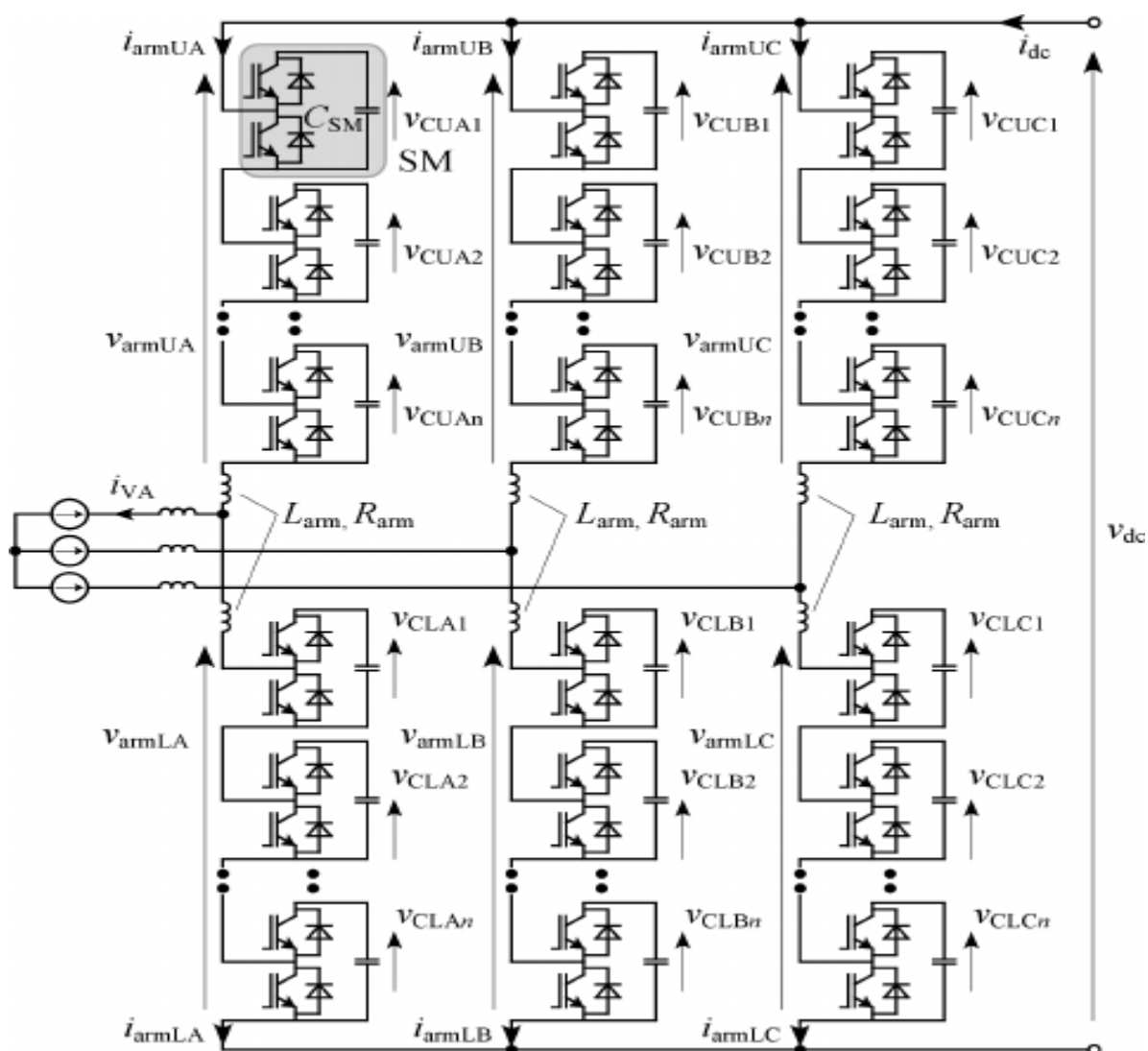
- Visok kvalitet izlaznog napona sa stepenastim talasnim oblikom
- Ulaznu struju sa niskim izobličenjem
- Nisku frekvenciju preklapanja, čime se smanjuju gubici u sistemu

2.3.2 *Izazovi pri integraciji modularnih pretvarača*

Iako ovi pretvarači značajno poboljšavaju kvalitet električne energije, postoji nekoliko ključnih izazova pri njihovoj primjeni:

1. **Balansiranje napona na kondenzatorima** – potrebno je precizno regulisati napon kondenzatora kako bi sistem radio stabilno.
2. **Suzbijanje cirkulacionih struja** – neželjene struje unutar sistema mogu izazvati pregrijavanje i gubitke prilikom kondukcije.
3. **Otpornost na kvarove** – potrebni su mehanizmi za nastavak rada u slučaju kvara pojedinih modula [4].

Kako bi se riješili ovi problemi, istraživanja su usmjerena na optimizaciju topologije kola, poboljšanje strategija upravljanja, kao i na razvoj efikasnih modulacionih tehnika koje omogućavaju jednostavniji i pouzdaniji rad sistema.



Slika 3: MMC

2.4 VISOKONAPONSKI JEDNOSMJERNI KABLOVI

HVDC kablovi mogu biti različitih konstrukcija u zavisnosti od primjene i sredine u kojoj se postavljaju.

a) Ekstrudirani kablovi (XLPE - Cross-linked Polyethylene)

- Napravljen od polietilenske izolacije
- Prednosti: Visoka termička otpornost, lakoća instalacije, fleksibilnost
- Nedostaci: Osjetljivost na delaminaciju i starenje materijala

b) Kablovi sa impregniranim papirom (MI - Mass Impregnated)

- Sadrže papirnu izolaciju impregnisanu specijalnim uljem
- Prednosti: Dugotrajnost, velika pouzdanost, otporan na visoke napone
- Nedostaci: Veća masa i složenija instalacija

c) Kablovi sa fluidnom izolacijom (Oil-filled cables)

- Koriste tečno izolaciono sredstvo unutar kablovske strukture
- Prednosti: Odlična dielektrična svojstva
- Nedostaci: Potencijalni ekološki problemi zbog curenja fluida

HVDC kablovi se koriste u različitim elektroenergetskim sistemima širom svijeta:

- Podmorski kablovi – Omogućavaju povezivanje udaljenih kopnenih elektroenergetskih sistema ili povezivanje ostrva sa kontinentalnom mrežom (npr. NordLink između Norveške i Njemačke).
- Integracija obnovljivih izvora energije – Vjetroparkovi na moru (offshore wind farms) koriste HVDC kablove za efikasniji prenos električne energije.
- Interkonekcije između različitih mreža – HVDC može povezivati mreže koje rade na različitim frekvencijama ili imaju različite tehničke karakteristike.
- Podzemni prenos u urbanim sredinama – HVDC kablovi se koriste za prenos velike količine energije kroz gradska područja, gdje nadzemni vodovi nisu mogući.

Najduži i najpoznatiji HVDC kablovi:

NordLink (Norveška - Nemačka) – 623 km podmorskog HVDC kabla, snage 1.400 MW
North Sea Link (Norveška - UK) – 720 km, najduži podmorski HVDC sistem na svijetu
Bipole III (Kanada) – 1.400 km nadzemnog HVDC kabla, snage 2.000 MW
Western HVDC Link (UK) – 422 km, povezuje Englesku i Škotsku podmorskim putem

HVDC kablovi su ključna komponenta modernih elektroenergetskih sistema, omogućavajući efikasan, pouzdan i stabilan prenos električne energije na velikim udaljenostima. Njihova upotreba će rasti sa razvojem obnovljivih izvora energije, podmorskih interkonekcija i potreba za pametnim mrežama (smart grids).

HVDC kablovi imaju specifičnu konstrukciju koja je optimizovana za visoke napone i efikasan prenos električne energije na velike udaljenosti. Njihova konstrukcija zavisi od vrste kabla (ekstrudirani XLPE, impregnisani MI, ili kablovi sa fluidnom izolacijom), ali svi oni imaju zajedničke osnovne slojeve.

Tipičan HVDC kabl se sastoji od sledećih slojeva:

a) Provodnik

- Izrađen od bakarnih ili aluminijumskih žica visoke provodnosti.
- Bakar se koristi za podvodne kablove zbog bolje električne provodljivosti, dok se aluminijum koristi u nadzemnim i podzemnim kablovima zbog manje težine i niže cijene.
- Presjeci provodnika se kreću od 400 mm² do 2.500 mm², u zavisnosti od prenesene snage i udaljenosti.

b) Polimjerna ili papirna izolacija

c) Poluprovodnički sloj

- Obezbeđuje ravnomjernu raspodjelu električnog polja unutar izolacije.

d) Metalni omotač (ekran)

- Izrađen od olova, aluminijuma ili bakra i služi za zaštitu od elektromagnetnih smetnji i mehaničkih oštećenja.
- Olovni omotač se koristi kod podmorskih kablova zbog bolje otpornosti na vlagu.

e) Mehanička zaštita

- Čelične žice ili oklop od čelika štite kabl od mehaničkih oštećenja, posebno kod podvodnih kablova.
- Zaštitni polimjerni omotač štiti kabl od korozije i hemijskih uticaja.

Osnovni parametri koji definišu performanse HVDC kablova su podužna otpornost, kapacitivnost i induktivnost. Kapacitivnost HVDC kabla je manja u odnosu na AC kablove, jer nema efekta promjene polariteta kao kod naizmjenične struje. HVDC kablovi imaju nižu induktivnost od AC kablova, jer nema promjena magnetnog polja.

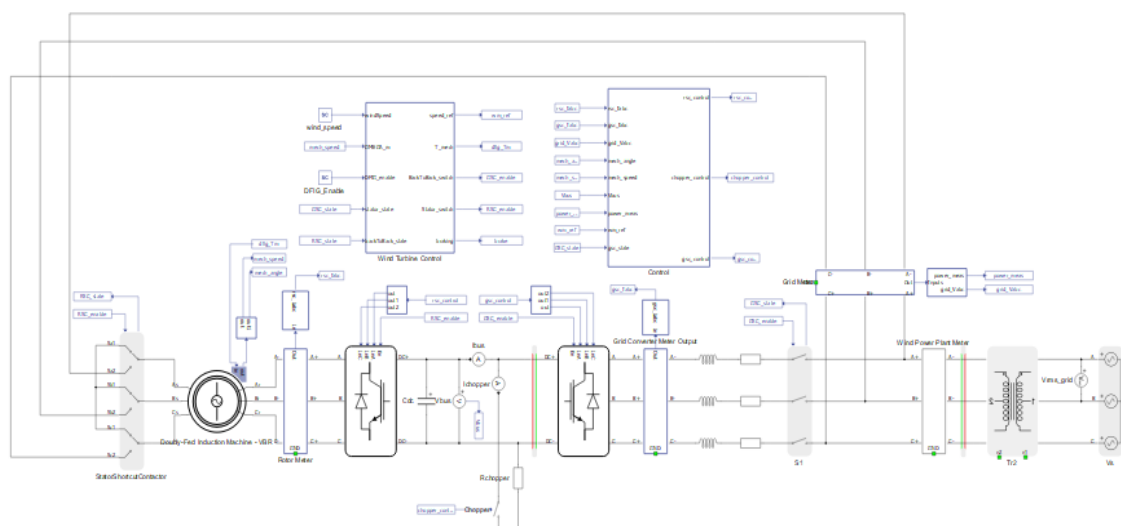


Slika 4: HVDC kabl

3 SIMULACIJA PROIZVODNJE I PRENOSA ENERGIJE HVDC SISTEMOM

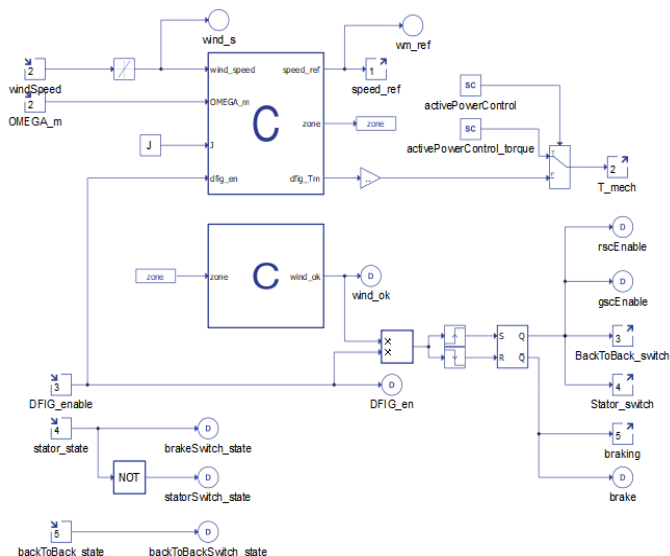
U ovom dijelu je urađena simulacija proizvodnje vjetroelektrane kao jedna cjelina, a prenos i konverzija kao druga cjelina.

3.1.1 Proizvodnja i kontrola električne energije iz vjetroelektrane



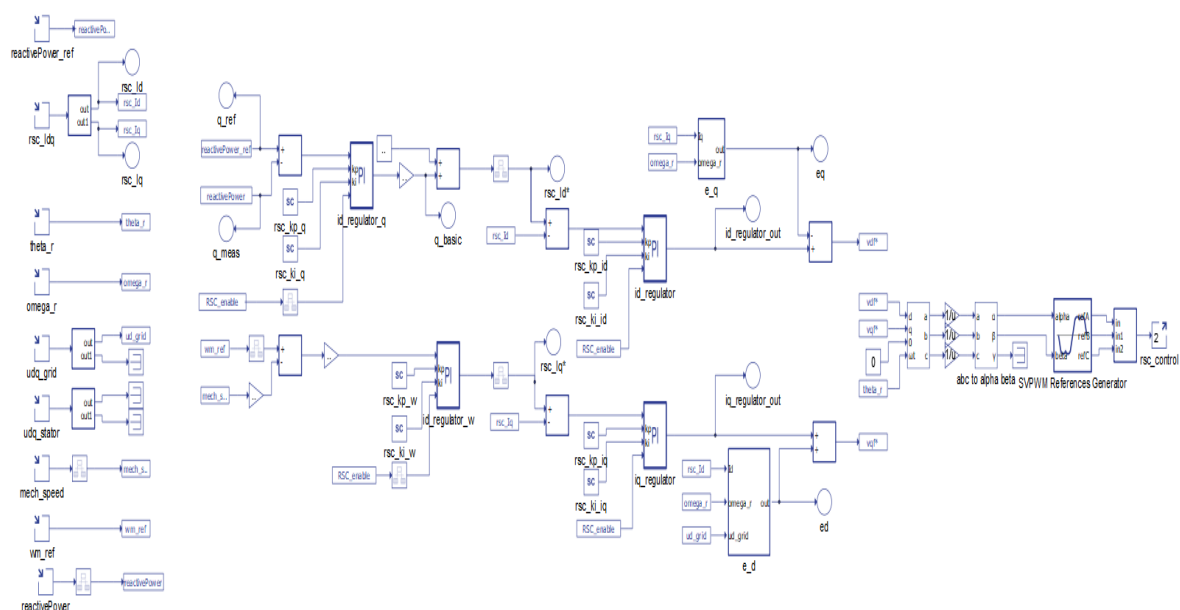
Slika 5: Šema proizvodnje sa kontrolom

Kontrola turbine je urađena preko informacija o brzini vjetra, stanju kontaktora i stanju u mikroprocesoru. Kontrole ispravljača i invertora su urađene preko strujne kontrole, a čopera preko naponske kontrole. Mašina je predstavljena kao dvostrano napajani indukcion generator (DFIG). Standardni napon koji daje vjetrogenerator iznosi 690V. Zbog toga je postavljen transformator koji će da poveća napon za distribuciju ili prenos.



Slika 6: Šema dobijanja referentnih vrijednosti za kontrolu turbine i ispravljača

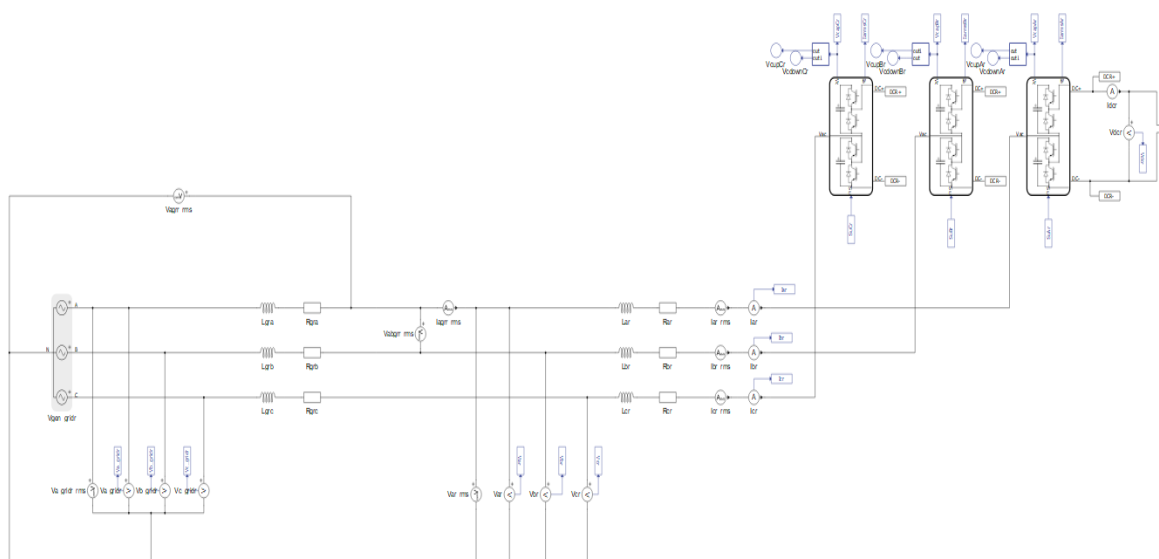
Kroz dva C bloka je izvršena podijela vjetra po zonama u zavisnosti od brzine i dozvoljene granice [2]. Takođe, referentne vrijednosti momenta i brzine potrebnih za kontrolu turbine i generatora su dobijene.



Slika 7: Kontrola izlazne struje ispravljača

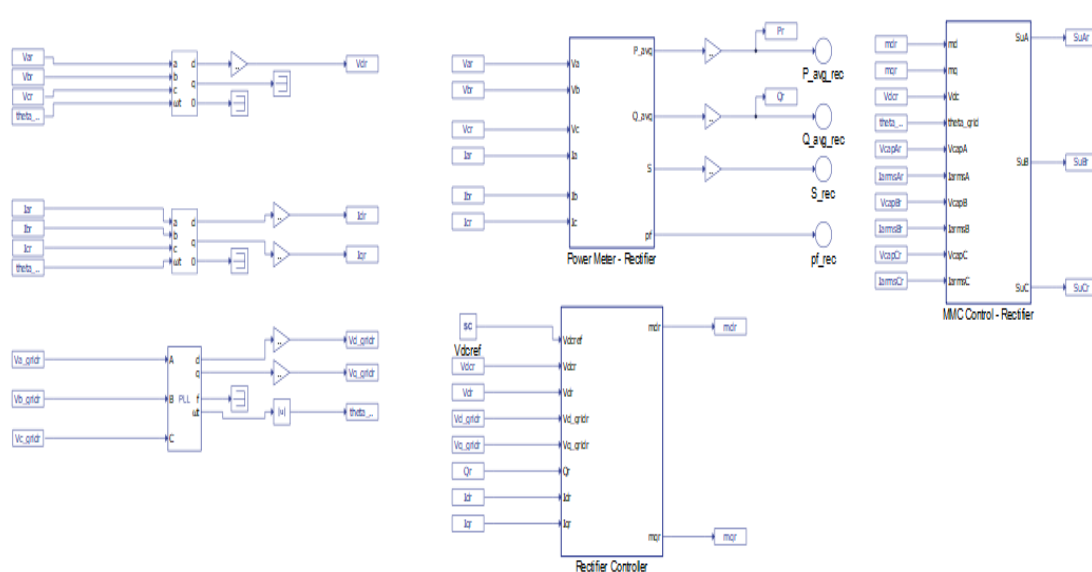
Slična kontrola kao kod invertora, pomoću mjerenja reaktivne snage i greške u razlici između referentne dobila se referenta struja u d osi na izlasku iz PI regulatora koja se oduzima od mjerene vrijednosti struje u d osi na strani ispravljača i na izlazu drugog regulatora zajedno sa izvršenim „decoupling”-om se dobija referentni napon u d osi. Sličan postupak je i za q osu, s tim što se struja u q osi dobila pomoću greške u razlici između referentne brzine i mjerene brzine obrtanja [3]. Na kraju su se vrijednosti napona u d i q osu prebacili u abc sistem, izvršena je širinska modulacija i generisani su signali za kontrolu ispravljača.

3.1.2 Prenos i kontrola električne energije u HVDC sistemu



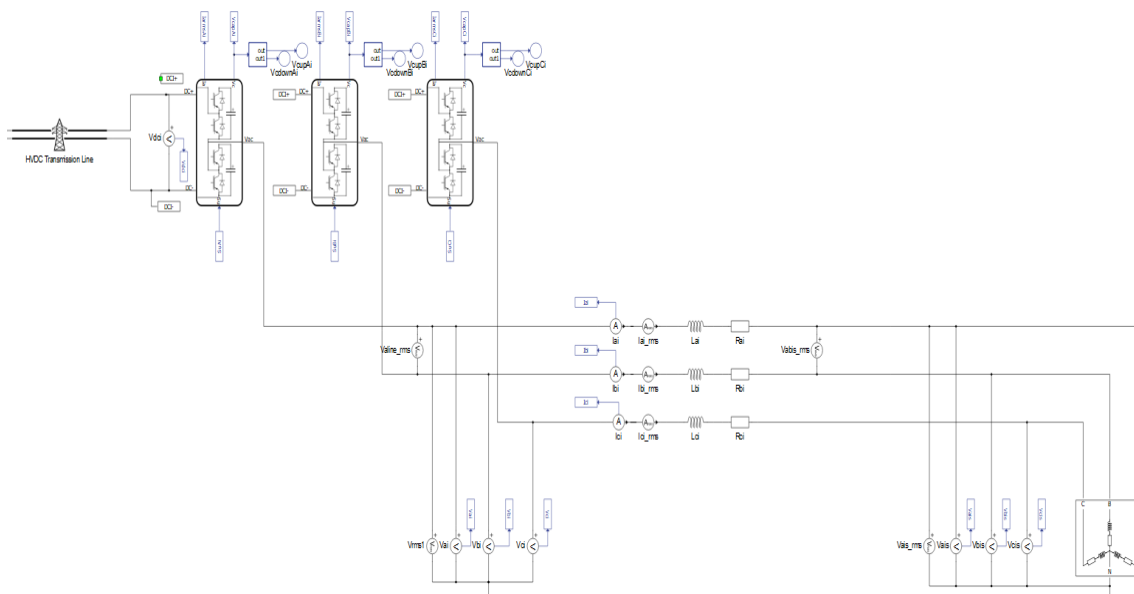
Slika 8: Mreža 230 kV i MMC-ispravljač

Trofazni naponski izvor predstavlja izlaz iz vjetroelektrane ili nekog drugog izvora, a tri grane MMC-a visokonaponski ispravljač koji služi da visoke naizmjenične napone pretvori u visoke jednosmjerne napone za prenos HVDC sistemom prenosa. Kao što je i spomenuto, kod visokonaponskog pretvarača imamo više vrsta kontrole. Iz mjerenih veličina su dobijene snage i faktor snage, kao i transformisane veličine za kontrolu. Kontrola izlazne struje daje ulaze za kontrolu napona na kondenzatorima i cirkularnih struja. Kontrola izlazne struje je urađena preko vektorske kontrole. Kontrola za svaku fazu visokonaponskog pretvarača je urađena dovođenjem referentnog napona DC link-a, mjerene veličine napona DC link-a, kao i struje arm-a i niza vrijednosti napona kondenzatora. Izlazi iz kontrole se vode kao signali za komutaciju prekidača svake faze (tj. svakoj grani).



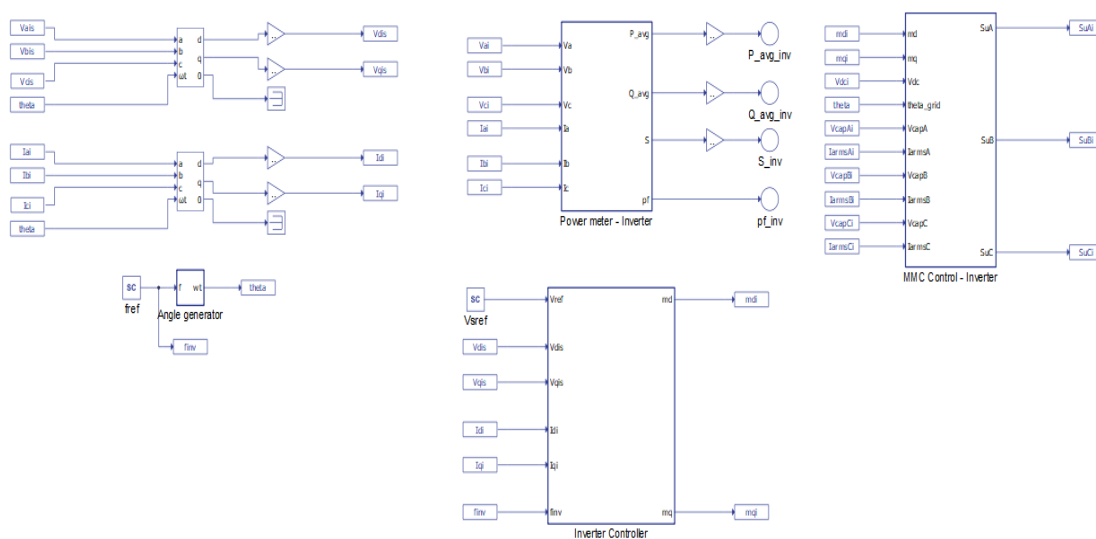
Slika 9: Kontrola MMC ispravljača

Posle prenosa visokonaponskim jednosmjernim sistemom prenosa koristimo visokonaponski inverter da pretvorimo jednosmjerni u naizmjeničan napon za distribuciju. Distribucija se vrši ka mreži konstantne impedanse.



Slika 10: HVDC prenos i MMC-invertor

Kontrola visokonaponskog invertora je urađena na sličan način kao kod visokonaponskog ispravljača samo sa drugim mjerenim vrijednostima.

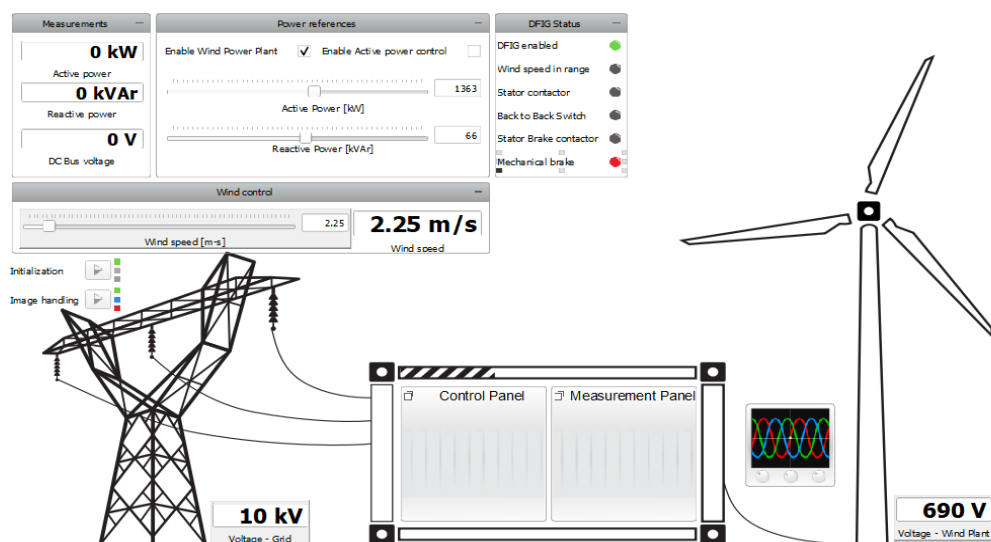


Slika 11: Kontrola MMC invertora

4 REZULTATI SIMULACIJE

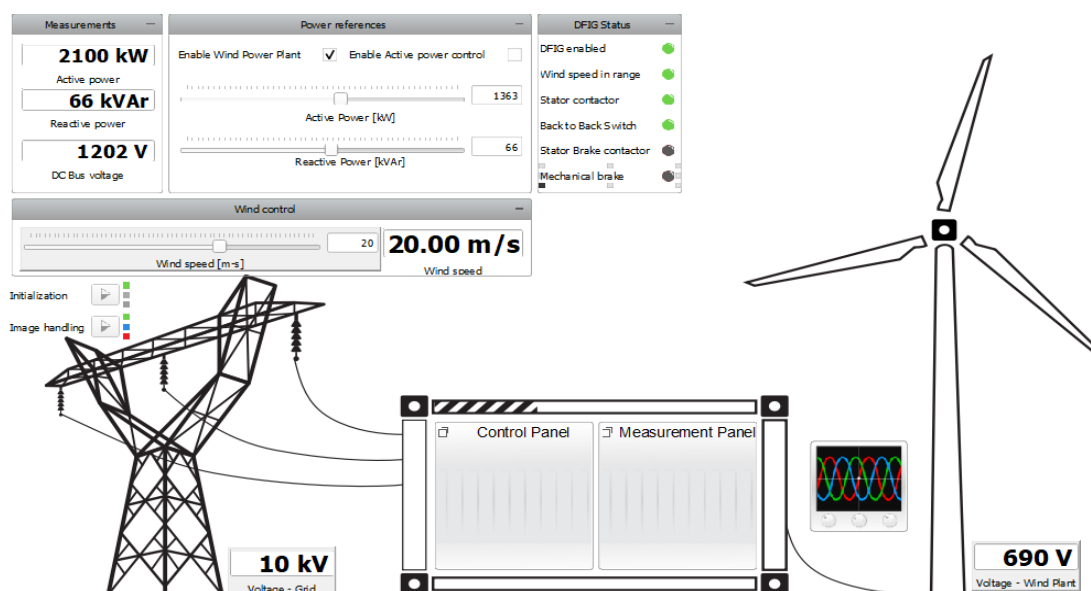
Kao rezultati simulacije prikazani su načini proizvodnje električne energije vjetroelektrana i prenosa visikonaponskim jednosmjernim sistemom. U rezultatima proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana sje prikazana kontrola turbine i kako se u zavisnosti od vjetra turbina uključuje i isključuje. Takođe je prikazano i kako se može regulisati reaktivna snaga. U rezultatima prenosa električne energije je prikazan pad napona između dvije mreže.

4.1.1 Rezultati simulacije proizvodnje



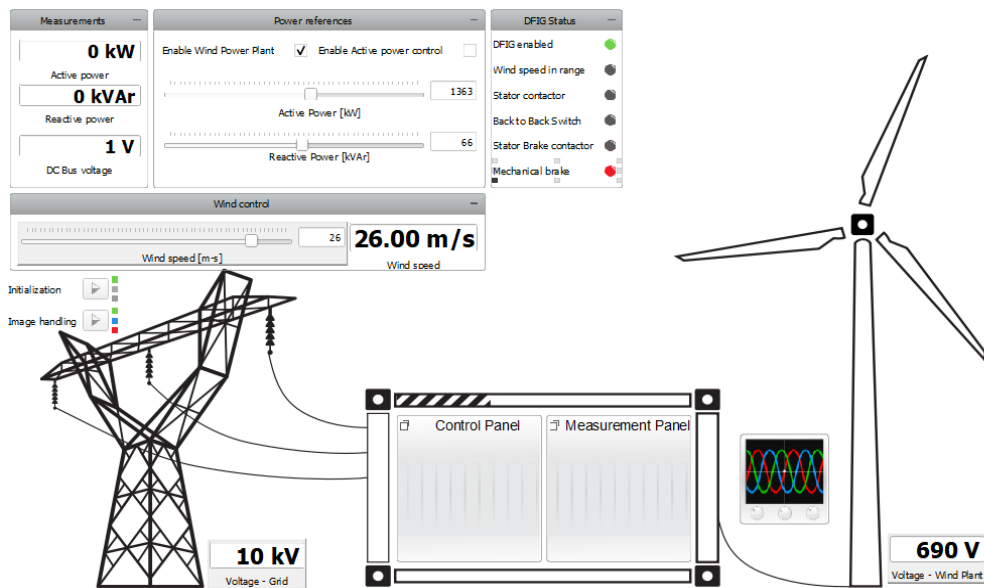
Slika 12: Pokretanje turbine

Ograničenje koje je postavljeno u vidu brzine vjetra do 3 m/s funkcioniše. Turbina se ne okreće i ne proizvodi električnu energiju.



Slika 13: Generisanje snage

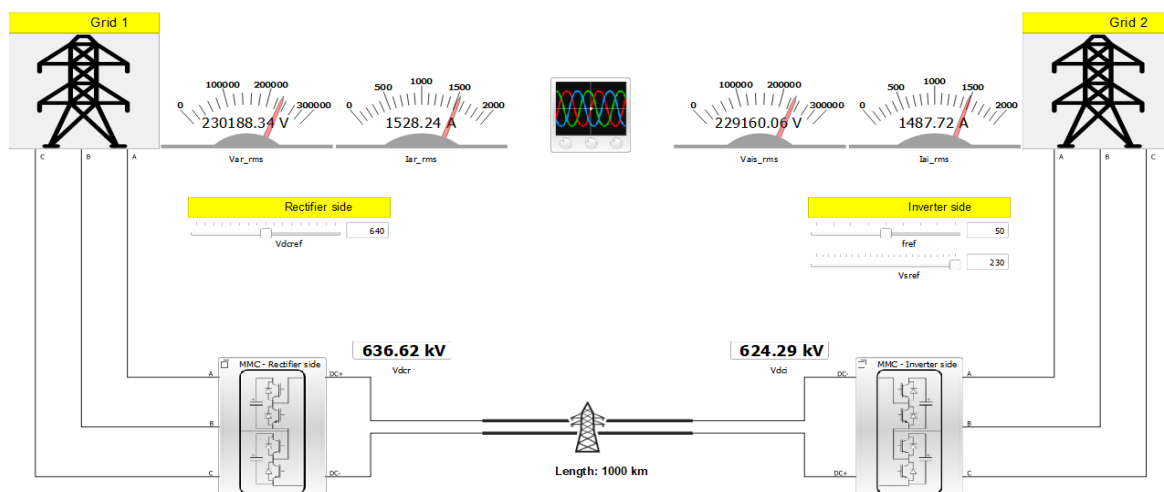
Ovde se primjeti da se referentna vrijednost reaktivne snage prati. Ukoliko se uključi i kontrola aktivne kontrole i ona počinje da se reguliše i prati referencu.



Slika 14: Kočenje turbine

Ograničenje koje je postavljeno od 25 m/s funkcioniše i mehanička kočnica je odreagovala.

4.1.2 Rezultati simulacije prenosa



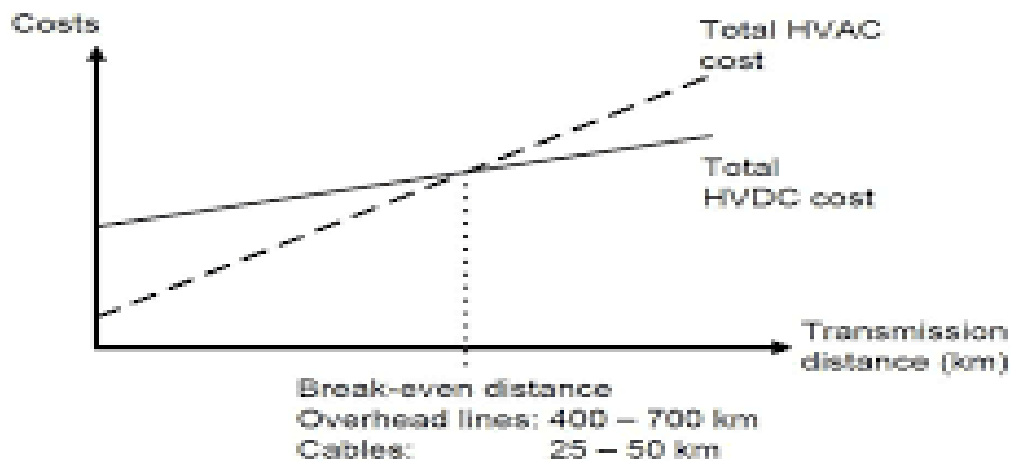
Slika 15: Prenos električne energije HVDC sistemom

Rezultat prenosa električne energije visokonaponskim jednosmjernim sistemom jeste veoma mali pad napona iako je simulacija urađena za dužinu kabla od 1000 kilometara.

5 TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA

Prenos energije visokonaponskim jednosmjernim sistemom (HVDC) u odnosu na visokonaponski naizmjenični sistem prenosa (HVAC) ima nekoliko prednosti u određenim situacijama i aplikacijama. Neke od ključnih prednosti HVDC-a sistema u odnosu na HVAC su:

- Manji gubici pri prenosu na velike udaljenosti: Jedna od najvećih prednosti HVDC sistema je smanjenje gubitaka energije pri prenosu na velikim udaljenostima.
- Pogodan za podvodne kablove: HVDC se često koristi za prenos energije ispod okeana putem podvodnih kablova.
- Precizna kontrola napona: HVDC sistemi omogućavaju precizniju kontrolu napona tokom prenosa energije. To je važno za održavanje stabilnog napona na kraju prenosa.
- Povećana stabilnost mreže: HVDC sistemi mogu pomoći u povećanju stabilnosti elektroenergetske mreže, jer omogućavaju bolju kontrolu nad tokovima energije i mogu se koristiti za kompenzaciju.
- Pogodan za integraciju sa obnovljivim izvorima energije.



Slika 16: Troškovi dva različita sistema prenosa

Inicijalni troškovi su veći kod HVDC sistema zbog pretvaračkih stanica, ali se zbog jeftinijih nadzemnih i kablovskih vodova kod DC prenosa troškovi izjednačavaju na određenoj distanci.

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu predstavljen je proces proizvodnje električne energije iz vjetroelektrana i prenos energije visokonaponskim jednosmjernim sistemom.

Usled rastućeg broja plutajućih vjetroelektrana na velikim udaljenostima od kopna HVDC sistem će biti sve zastupljeniji u prenosu kod takvih aplikacija.

Ono što je važno i za našu zemlju jeste to što se trase koridora za nadzemne vodove sve teže dobijaju, a troškovi kablovskog HVDC sistema su manji od HVAC kablovskog sistema prenosa, te bi implementacija HVDC sistema predstavljala budućnost u prenosu. Naravno, visokonaponska energetska elektronika se razvija i pokušavaju da se razviju najbolji sistemi kontrole i dizajna. Iz tog razloga, potrebno je analizirati uticaj iste na sistem prenosa, odnosno kontrolu tokova snage, padove napona, uticaj na funkcionisanje relejne zaštite i drugo.

7 ZAHVALNICA

Za pomoć i savjete oko izrade rada, najsrdačnije bih se zahvalio profesoru Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu, Milovanu Majstoroviću koji me je inspirisao da povežem elektroenergetske sisteme i pogone i pretvarače u jednu cjelinu. Takođe, želim da se zahvalim firmi „Global Substation Solutions" koja mi je pružila prostor da se razvijam i napredujem i omogućila prisustvo na savjetovanju.

8 LITERATURA

- [1] Đurišić Željko, Vjetroelektrane, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2015
- [2] Radaković Zoran, Jovanović Milan, Specijalne električne instalacije, Univerzitet u Beogradu, 2008
- [3] KTH Computer Science and Communication, Doubly-fed Induction Generator Modeling and Control in DigSilent Power Factory
- [4] Sharifabadi et al. - 2016 - Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems , First Edit
- [5] Global Wind Energy Council : <https://www.gwec.net/policy/offshorewind>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.03)**B4.03****UTICAJ UREĐAJA ENERGETSKE ELEKTRONIKE PV ELEKTRANA NA KVALITET
ISPORUKE ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUTIVNU MREŽU****THE INFLUENCE OF POWER ELECTRONICS DEVICES OF PHOTOVOLTAIC POWER
PLANTS ON THE POWER QUALITY DELIVERY TO THE DISTRIBUTION NETWORK****Željko V. Despotović***

Kratak sadržaj: Tokom poslednje decenije potražnja za energijom iz elektroenergetske mreže značajno je porasla zbog povećanja korisnika i uvećanja zahteva u industrijama i postrojenjima velikih snaga (čeličane, naftna postrojenja, industrija hrane, industrije za preradu i prečišćavanje voda i sl.). Ovo je dovelo do značajnog povećanja globalnih emisija zagađivača vazduha, koje su posledica konvencionalne proizvodnje energije (pre svega termoelektrana). Stoga je u cilju smanjenja emisija udeo obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetskoj mrežu značajno povećan. Fotonaponski sistemi su postali najpopularniji resursi jer je njihov potencijal ogroman, tako da je svetski instalisani fotonaponski kapacitet poslednjih godina povećan na više od 635 GW, pokrivajući oko 2% svetske potražnje za električnom energijom. Energetska elektronika je postala suštinski deo fotonaponske generacije. Napori za razvojem nove generacije energetske efikasne pretvarača sve više dobijaju na značaju. Trenutno su invertori (DC/AC pretvarači) sa više nivoa tzv. *multi level inverters* (MLI) postali interesantniji u poređenju sa invertorskim pretvaračima sa dva nivoa, zbog njihove sposobnosti da obezbede manji harmonijski sadržaj, manje elektromagnetne smetnje, veću efikasnost i da prime veći ulazni DC napon sa PV panela. U ovom radu je dat pregled invertora sa dva i tri nivoa, razvoj i izazovi sa praktičnim preporukama za njihovo korišćenje u PV sistemima. Takođe, u radu su naznačeni mogući problemi i uticaj ovih uređaja energetske elektronike, kao sastavnog dela PV elektrana, na elektroenergetsku distributivnu mrežu i dat je kraći osvrt na relevantne standarde u ovoj oblasti.

Ključne reči: *Fotonaponske elektrane, energetska elektronika, kvalitet napajanja, solarni invertori, harmonici, standardi*

Abstract: During the last decade, the demand for energy from the power grid has grown significantly due to the users' increase and the demand increase in industries and large power plants (steel mills, oil plants, food industry, water treatment and purification industries, etc.). This has led to a significant increase in global emissions of air pollutants due to conventional energy production (dominantly from thermal power plants). This has led to a significant increase in global pollutant emissions air, which are a consequence of conventional energy production (primarily thermal power plants). Photovoltaic systems have become the most

* Željko V. Despotović, Institut Mihajlo Pupin, zeljko.despotovic@pupin.rs

popular resources because their potential is very big, so the world's installed photovoltaic capacity has increased to more than 635 GW in the last years, covering about 2% of the world's electricity demand. Power electronics have become an essential part of photovoltaic generation. Efforts to develop a new generation of energy-efficient converters are gaining more and more importance. Currently, multi-level inverters (MLI) have become more interesting compared to two-level inverters, due to their ability to provide fewer harmonics, less electromagnetic interference, higher efficiency and to operate a higher input DC voltage from the PV panels. This paper provides an overview of two and three-level inverters, their development and challenges with practical recommendations for their use in PV systems. The paper will also indicate possible problems and the impact of these power electronics devices as an integral part of PV power plants, on the electric distribution power network, and a brief overview of relevant standards in this area will be given.

Key words: *Photovoltaic power plants, power electronics, power quality, PV inverters, harmonics, standards*

1 UVOD

U poslednjoj deceniji potražnja za električnom energijom je povećana kako bi se zadovoljili energetske zahteve i energetska proširenja u elektroenergetskom sistemu. Globalne temperature promene i iscrpljivanje fosilnih goriva, ali i njihova cena postali su motivacija za novčanim ulaganjem u istraživanja i razvoj sistema obnovljivih izvora energije (OIE). Takođe jedna od motivacija je smanjenje emisija ugljen-dioksida CO₂ i smanjenje karbonskog otiska (tzv. dekarbonizacija). Većina zemalja su uložile dodatne napore i novčana sredstva za promovisanje istraživanja, razvoja i implementacije raznih oblika obnovljive energije u praksi i svakodnevnom životu. Ambiciozni ciljevi se pre svega odnose na proizvodnju energije iz tzv. „zelenih“ izvora pri čemu je u narednim godinama veoma bitan aspekt ispunjenje zahteva za potražnjom i unapređenje kako ekoloških zahteva, tako i zahteva za kvalitetom isporučene električne energije [1].

Solarna energija se u suštini ne razlikuje od ostalih vidova prirodne obnovljive energije (vetra, biomase, plime i oseke, energije talasa i sl.). Ona je relativno čista jer ima nizak uticaj na životnu sredinu, a takođe ublažava iscrpljivanje rezervi fosilnih goriva, pre svega uglja i gasa. Treba napomenuti da uprkos ovim prednostima, promena izlazne snage jednog tipičnog fotonaponskog (eng. *photovoltaic*-PV) postrojenja je značajno uslovljena pre svega, prirodnim ponašanjem Sunca tokom dnevnog vremenskog intervala. Izlazak i zalazak Sunca dovode do varijacije proizvodnje električne energije iz PV panela. Pored ovoga, nastupanjem oblačnosti energetske izlaz PV postrojenja može biti redukovano i do 60%-80% [1], [2]. U ovom slučaju će biti potrebno rezervno napajanje u cilju kompenzacije promene energetske izlaza u cilju održavanja izlaznog napona PV postrojenja u propisanim granicama i zadovoljenje standarda kvaliteta napajanja električnom energijom i kvaliteta isporuke električne energije u elektroenergetsku mrežu (EEM). Ako je odziv rezervnog napajanja prespor, onda i kvalitet isporučene energije sa jedne strane utiče na prilike u elektroenergetskoj mreži, a sa druge strane spori odziv može negativno da utiče na rad samog PV postrojenja.

Uprkos prethodno pomenutim nedostacima i poteškoćama, PV sistemi i dalje imaju najbrži rast od svih ostalih tipova obnovljive energije. Najnovija tržišna analiza Međunarodne energetske agencije govori da je globalna solarna proizvodnja premašila granicu od 2000 TWh u 2024. i da je porasla je za 30% u odnosu na prethodnu godinu, što predstavlja najveću stopu rasta od 2017. (475 TWh po kalendarskoj godini). Predviđa se da će solarna proizvodnja zadovoljiti otprilike polovinu rasta globalne potražnje za električnom energijom do 2027. [3].

S druge strane, povećanje integracije PV sistema u ovom obimu bi potencijalno moglo doneti probleme u pogledu rada sistema, gde bi obrnut tok snage, pri višim nivoima penetracije, mogao dovesti do porasta napona na sabirnicama i shodno tome porasta gubitaka u prenosu [1], [4]. U nekim radovima se razmatra ova problematika i pokazuje se da injektiranje snage od strane PV postrojenja dovodi do lokalnog opterećenja na sabirnicama, što dovodi do smanjenja gubitaka i poboljšanja profila napona [5], [6]. Prethodno pomenuti slučaj je očigledan dokle god se ima tok snage od transformatorske stanice (TS) do strane korisnika (kada je potrošnja veća od PV proizvodnje). Ako je proizvodnja PV sistema veća od snage opterećenja „nizvodno” od PV lokacije, tok snage prema TS može biti i obrnut. Kao rezultat ovoga može doći do porasta napona duž distributivnog voda sistema. Porast napona kod krajnjeg korisnika ograničava iznos nivoa penetracije koji se želi ugraditi u distributivnu mrežu. Prirodno ponašanje PV postrojenja u ovom slučaju je blisko fluktuirajućem profilu. Relativno brze varijacije snage PV postrojenja dovode do fluktuacija napona u toku njegovog rada, tako da iz ovoga proizilazi i njegov mogući uticaj na regulaciju napona.

Usled scenarija intenzivne penetracije distribuiranih energetske resursa, između ostalog i PV postrojenja u elektroenergetskom sistemu, došlo je do značajnog povećanja korišćenja uređaja energetske elektronike povezanih na EEM. PV postrojenja se baziraju dominantno na uređajima energetske elektronike DC/AC pretvaračima - invertorima. Ovi uređaji, popularno nazvani „solarni invertori” ili „PV invertori” su prilagođeni ulaznom DC naponu sa stringova solarnih panela koji su pozicionirani na DC strani solarne elektrane, a na svom izlazu obezbeđuju trofazni sinusni napon sa relativno niskim faktorom izobličenja. Na ulaznom DC delu invertora je po pravilu implementirano praćenje tačke maksimalne snage solarnih panela (tzv. *maximum power point tracking* – MPPT).

PV invertori u principu rade u različitim režimima, uključujući veoma česte fluktuacije sunčevog zračenja. Kao rezultat ovih okolnosti, PV invertori mogu injektirati više harmonike napona i struja, utičući na kvalitet isporuke električne energije u tački povezivanja na EEM. Viši harmonici dovode do povećanja gubitaka snage i energije, smanjenja proizvodnog kapaciteta PV sistema, degradacije i smanjenja veka trajanja mrežnih komponenti i prouzrokuju kvarove na zaštitnoj opremi. Stoga postoji motivacija za dodatno proučavanje PV sistema povezanih na mrežu da bi se razumeli problemi koji su posledica velikih instalacija PV invertora [7].

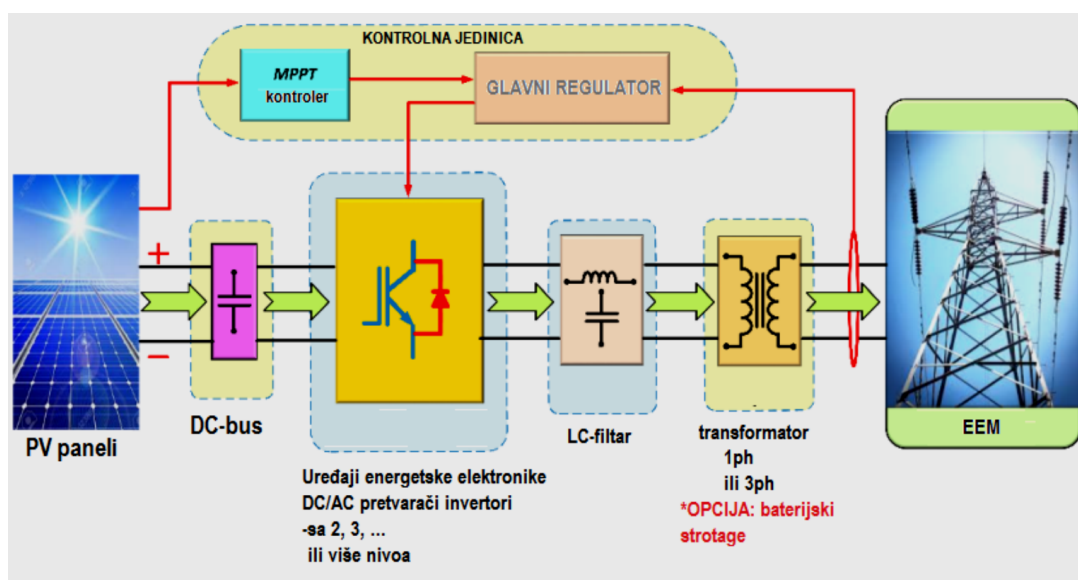
Važan parametar kvaliteta isporučene električne energije PV elektrana je DC komponenta struje ili „DC offset”. Treba napomenuti da energetski transformatori, kako na pragu, tako i u samom elektroenergetskom sistemu „jako pate” od jednosmernog zasićenja magnetnog jezgra, koje uslovljava značajniju struju magnetizacije, što može dovesti do pregrevanja magnetnog jezgra. Vrlo često dolazi do tzv. „ekskurzije” magnetnog fluksa, magnetno jezgro odlazi u zasićenje što dovodi do nastanka kratakog spoja. Pored ovoga, posledično može doći do termičkog stresa, koji na kraju skraćuje životni vek transformatora [8], [10].

Struja curenja u PV sistemima, koja je posledica primene PV invertora, takođe poznata kao rezidualna struja ili eng. „leakage current”, je posledica parazitnog kapaciteta između PV sistema i zemlje (PV elektrane na tlu) ili PV sistema i konstrukcije objekta koji je uzemljen (PV elektrane na krovu). Kada parazitna kapacitivnost između PV sistema i elektroenergetske mreže formira petlju, napon zajedničkog moda će proizvesti struju zajedničkog moda na parazitnoj kapacitivnosti. Topologije PV invertora i načini PWM modulacije primenjeni u njima će imati dodatni uticaj na rezidualnu struju, kao i na načine njene detekcije i kontrole [11]-[13].

2 KONCEPTI „ON-GRID” SOLARNIH SISTEMA

Solarni mrežni sistem, popularno nazvan „On-grid” PV sistem jeste jedan složeni sistem u kome se jednosmerna struja koju generiše sistem solarnih panela raspoređenih u nizove (stringove), putem mrežnog DC/AC pretvarača pretvara u naizmeničnu struju. Ova struja mora da ispunji odgovarajuće zahteve EEM kako bi PV sistem mogao biti na nju priključen. Standardno se ovi sistemi projektuju bez baterijske banke, ali u novije vreme sve više insistira na baterijskim skladištima (eng. *battery storage*) koja obezbeđuju skladištenje proizvedenih viškova električne energije u PV sistemima [14].

Na Slici 1 je dat prikaz standardnog „On-grid” sistema koji u sebi ne sadrži baterijsko skladište. Ovaj sistem je baziran na upotrebi standardnih PV invertora sa dva, tri ili više nivoa. Na ulaznoj DC strani invertora se nalaze stringovi PV panela i pripadajuće DC međukolo (DC-Bus) sastavljeno od elektrolitskih kondenzatora, DC međukolo je standardno na naponu 800Vdc, ali u nekim novijim verzijama invertora sa više nivoa ovaj napon ide i do 1500V.

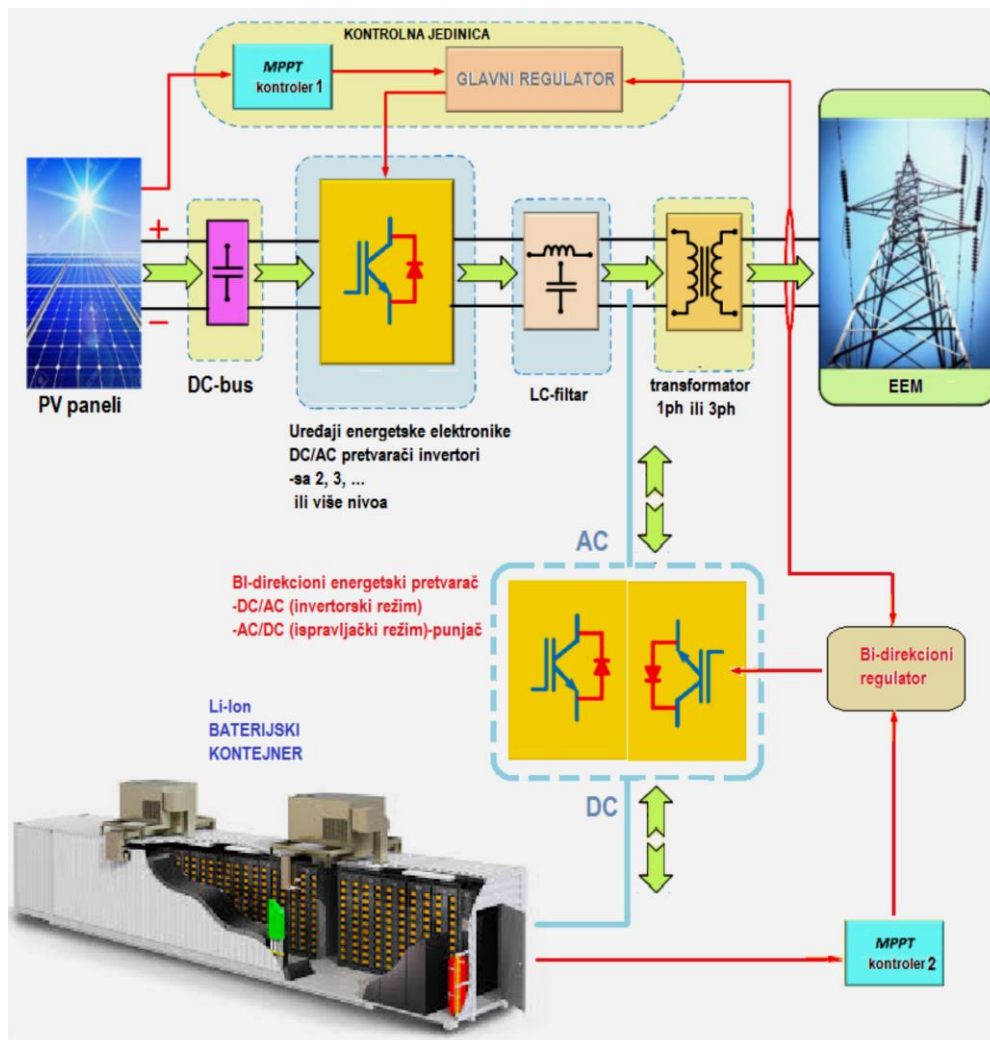


Slika 1: Principski prikaz standardnog „On-grid” fotonaponskog sistema

Na izlazu invertora se koristi L-C filter kako bi se izlazni PWM napon invertora filtrirao i kako bi se na ovaj način zadovoljio kvalitet izlaznog sinusnog napona invertora (pre svega u pogledu ukupnog faktora izobličenja-THD). Energetski transformator (za manje snage monofazni, a za veće snage trofazni) služi da prilagodi izlazni napon invertora srednjenaponskoj (SN) EEM. Ovaj transformator u trofaznim sistemima je obično prenosnog odnosa 0,4 kV/10 kV ili 0,4 kV/20 kV. Ukoliko je PV inverter projektovan za direktno priključenje na mrežu, onda energetski transformator nije neophodan i u tom slučaju je sprega sa mrežom ostvarena preko trofaznog L-C ili L-C-L filtra. Ključni deo (tzv. „srce”) fotonaponskog sistema čini kontrolna jedinica koja u principu sadrži glavni regulator kojim se obezbeđuje kontrola izlaznog napona i struje PV invertora (odnosno kontrola snage) i MPPT kontroler kojim se obezbeđuje praćenje tačke maksimalne snage PV panela.

Na Slici 2 je dat prikaz „On-grid” solarnog sistema sa baterijskim skladištem i dvosmernim (bi-direkcionim) AC/DC pretvaračem. U ovom slučaju se standardnom „On-grid” PV sistemu dodaje još jedan uređaj energetske elektronike. Reč je o bi-direkcionom pretvaraču koji može raditi u (1) ispravljačkom režimu (AC/DC) i u tom slučaju se puni Li-Ion baterijsko skladište

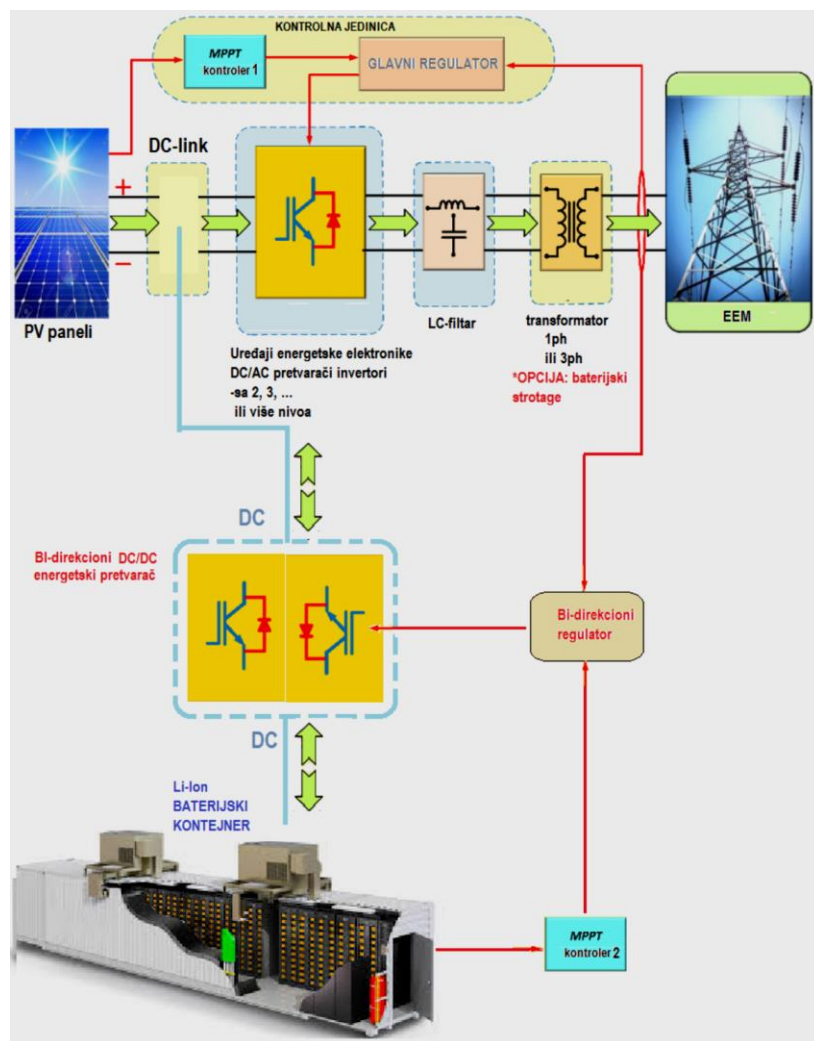
ili (2) invertorskom režimu, kada se prazni baterijsko skladište i energija se usmerava ka glavnom transformatoru, odnosno preko njega ka EEM. Pored MPPT-1 koji prati tačku maksimalne snage PV panela u sistemu figuriše i MPPT-2 koji prati maksimalne performanse baterijske banke: napon, struju, energiju, stanje napunjenosti i dubinu pražnjenja i sl. (U_{bat} , I_{bat} , P_{bat} , SOC%, DOD%).



Slika 2 : Principski prikaz standardnog „On-grid“ fotonaponskog sistema sa baterijskim skladištem i bi-direkcionim AC/DC pretvaračem

Na Slici 3 je dat prikaz „On-grid“ solarnog sistema sa baterijskom bankom i dvosmernim DC/DC pretvaračem. U ovom slučaju se standardnom „On-grid“ PV sistemu se dodaje još jedan uređaj energetske elektronike. Reč je o bi-direkcionom DC/DC pretvaraču koji može obezbediti protok energije od PV panela ka baterijskoj banci (punjenje sistema Li-Ion baterija) ali i obrnuti smer toka energije od baterijskog skladišta ka glavnom invertoru PV elektrane.

U ovom režimu se prazni baterijsko skladište i energija se usmerava ka glavnom invertoru, odnosno transformatoru, preko koga se isporučuje u EEM. Pored MPPT-1 regulatora, koji prati tačku maksimalne snage PV panela u sistemu figuriše i MPPT-2 regulator koji prati radnu tačku maksimalnih performansi baterijskog skladišta.



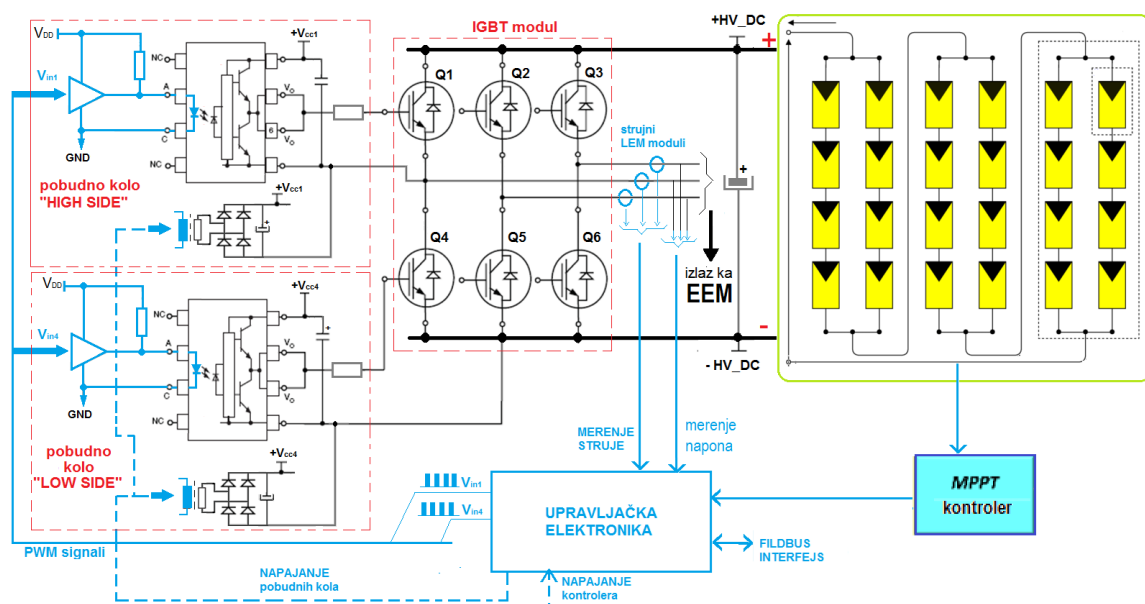
Slika 3 : Principski prikaz standardnog „On-grid” fotonaponskog sistema sa baterijskim skladištem i DC/DC bidirekcionim pretvaračem

3 TOPOLOGIJE PV INVERTORA

U ovom poglavlju će biti razmotrene dve najčešće korišćene topologije invertora koje se primenjuju u solarnim sistemima: (1) topologija sa dva nivoa („*two level*”) i (2) topologija sa tri nivoa („*three-level*”).

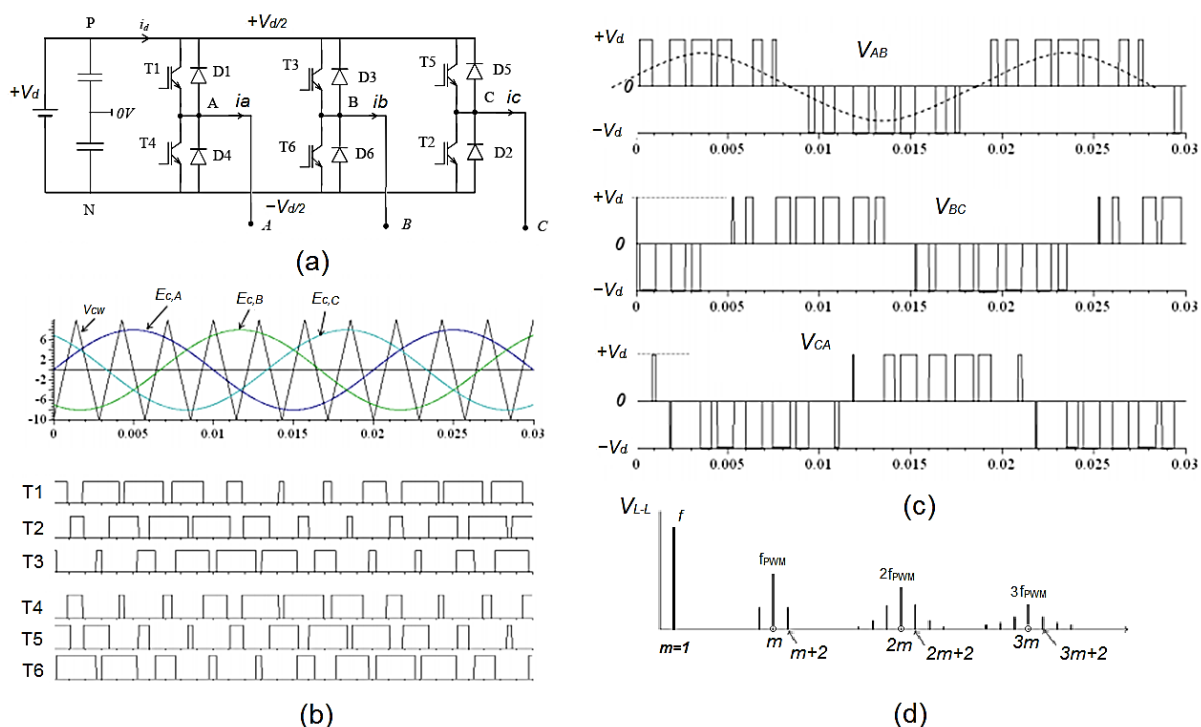
3.1. Invertorska topologija sa dva nivoa

U fotonaponskim mrežnim postrojenjima se standardno koristi topologija PV invertora sa dva nivoa i sa DC ulaznim naponom koji je dobijen od stringova solarnih panela. Ova topologija i pripadajuće pobudno kolo IGBT prekidača, kao i upravljačka struktura su prikazani na Slici 4. U okviru sistema se koriste MPPT kontroler i PWM kontroler. MPPT kontroler obezbeđuje praćenje tačke maksimalne snage PV panela, dok je u PWM kontroleru implementirana PWM modulacija (unipolarna ili bipolarna). Pobuda IGBT prekidača se obezbeđuje putem galvanski opto-izolovanih drajvera („*high side*” i „*low side*”) i za svaki od njih su obezbeđena nezavisna i galvanska izolovana napajanja. Svaki od drajvera je preko TTL kola povezan sa upravljačkim PWM podsistemom. Od veoma bitnog značaja je merenje izlaznog napona i izlazne struje PV invertora, koje se obezbeđuje naponskim i strujnim LEM modulima baziranim na Holovom senzoru.



Slika 4: Principski prikaz topologije solarnog invertora sa dva nivoa i pripadajućih pobudnih kola i upravljačke elektronike

Na Slici 5 su prikazani topologija, karakteristični talasni oblici i upravljački signali za inverter sa dva nivoa, kao i spektar izlaznog linijskog napona. Na Slici 5(a) je prikazana IGBT topologija invertora sa dva nivoa i DC međukolom sa srednjom tačkom. Na Slici 5(b) su prikazani talasni oblici referentnih sinusoida i trougaonog nosioca, kao i upravljački signali IGBT prekidača.



Slika 5: IGBT inverter sa dva nivoa; (a) osnovna topologija, (b) upravljački signali, (c) međufazni naponi, (d) harmonijski spektar međufaznog napona

Na slici 5(c) su dati talasni oblici izlaznih linijskih napona V_{AB} , V_{BC} i V_{CA} . Na Slici 5(d) je prikazan harmonijski spektar jednog od linijskih napona. U spektru se uočava osnovni

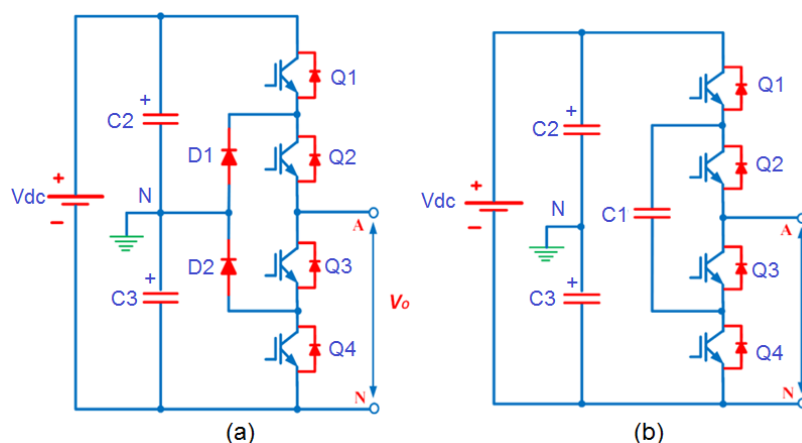
harmonik i viši harmonici. Ovi viši harmonici se bez većih problema mogu relativno lako potisnuti sa L-C ili L-C-L filtrima.

Na osnovnoj učestanosti f u spektru se uočava dominantna komponenta napona (sinusna promena srednje vrednosti napona). Spektar takođe obuhvata i izraženu komponentu pri učestanosti PWM-a, f_{PWM} . Dve vidljive bočne komponente postavljene su na rastojanju $\pm 2f$. Pored ovoga spektar ima još dve grupe postavljene pored $2f_{PWM}$ i pored $3f_{PWM}$. Postoje i spektralne komponente sa manjom amplitudom, kao i komponente u opsegu frekvencija iznad $3f_{PWM}$. Sve komponente iznad osnovne učestanosti f su posledica PWM i talasnih oblika faznih napona [15].

3.1. Invertorska topologija sa tri nivoa

Invertorska topologija sa tri nivoa („*three-level*”) u novijim generacijama invertora dobija na značaju obzirom da je njen harmonijski sadržaj povoljniji od topologije invertora sa dva nivoa. Takođe ova topologija se može uspešno primeniti u sistemima sa relativno visokim naponima DC međukola, a ovaj slučaj se upravo ima u sistemima PV panela koji sadrže veći broj solarnih panela u nizu po stringovima (tipično za ukupni napon DC međukola od 1500V, odnosno $\pm 750V$, ako se koristi srednja tačka u DC međukolu. Treba napomenuti da ova topologija sadrži veći broj IGBT prekidača što u izvesnoj meri vodi ka složenijem upravljanju.

U ovim topologijama je od suštinskog značaja „čvrsto držanje” i simetriranje neutralne tačke. Shodno prethodnom, razlikujemo dva najčešće razmatrane topologije: (1) topologija sa tri nivoa sa diodama za simetriranje i fiksiranje neutralne tačke (eng. *three-level neutral point clamped-3L NPC*) i (2) topologija sa tri nivoa sa „lebdećim” kondenzatorom (eng. *three-level flying capacitor-3L FC*). Prikaz ovih topologija po jednoj fazi (vertikali) trofaznog invertorskog mosta je dat na Slici 6.

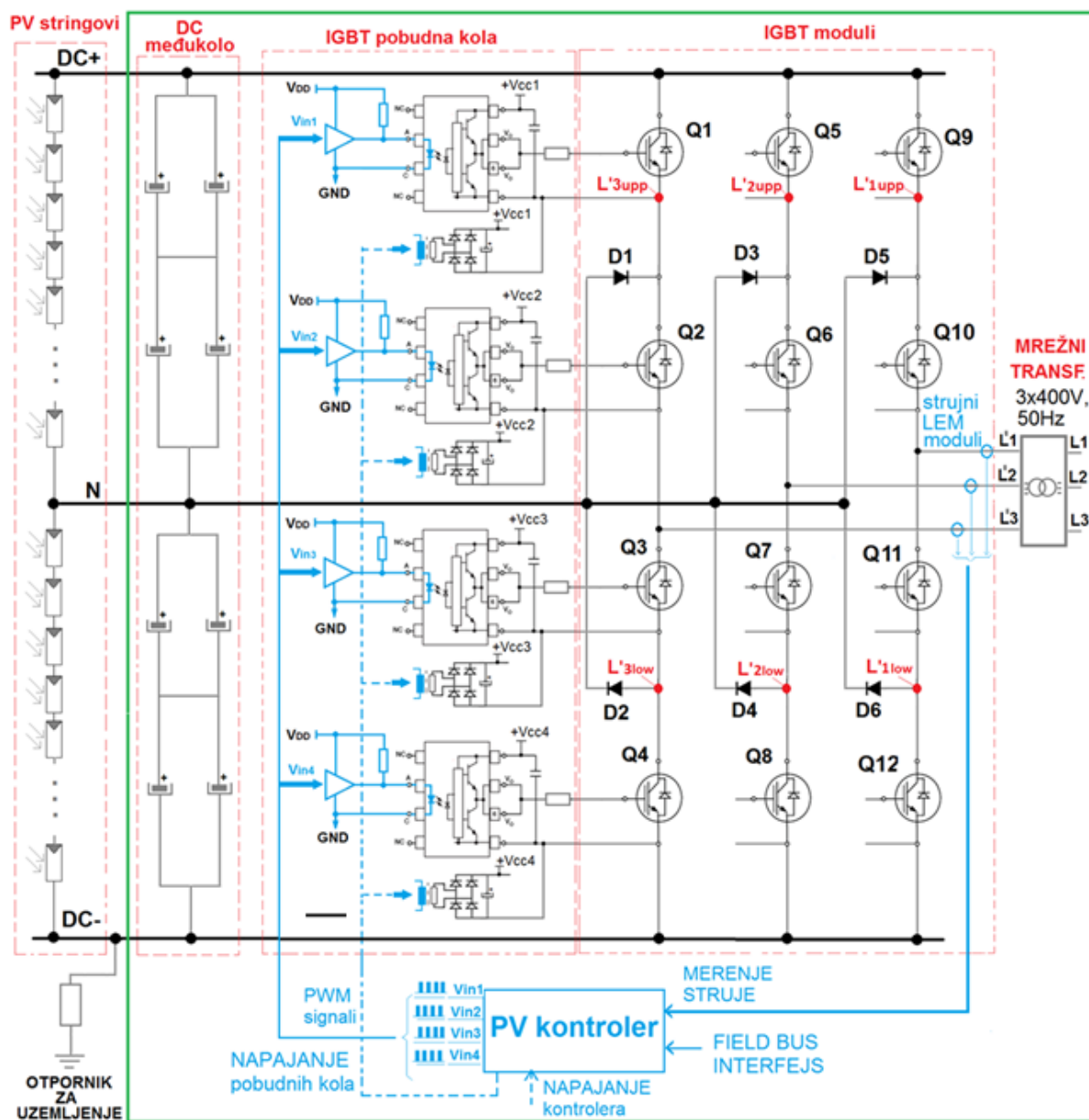


Slika 6 : Topologije invertora sa tri nivoa; (a) 3L NPC, (b) 3L FC

Na Slici 6(a) je prikazana 3L NPC topologija. Ova topologija se odlikuje relativno visokom efikasnošću na prekidačkoj učestanosti (tipično 10kHz-20kHz), relativno jednostavnom kontrolom, redukovanim brojem DC izvora. Ova topologija je podesna za „*fault-tolerant*” primene strujne regulacije. Upotreba neutralnih spregnutih dioda može rešiti pitanje balansiranja napona, neujednačenih gubitaka i napona između IGBT prekidača i neutralne tačke. Mane ove topologije su kompleksnost kola za balansiranje napona, nejednaka raspodela gubitaka između IGBT prekidača na donjoj i gornjoj strani polumosta, kao i porast broja primenjenih dioda sa porastom nivoa invertora (za nivoa > 3).

Na Slici 6(b) je prikazana 3L FC topologija. Prednosti ove topologije su smanjenje broja potrebnih DC izvora, fazni viškovi su dostupni za balansiranje nivoa napona kondenzatora, pogodna je za primene jednostavne kontrole aktivne i reaktivne snage. Za ovu topologiju nisu neophodni filtri za redukciju viših harmonika ili su oni značajno gabaritno manji u odnosu na slučaj 3L NPC topologije. Mane ove topologije su složenija kola za uravnoteženje napona, neophodnost brojnih kondenzatora za relativno visoke nivoe napona, visoka prekidačka učestanost za prenos aktivne snage, a shodno tome i visoki prekidački gubici i manja efikasnost u odnosu na 3L NPC topologiju. Takođe, ova topologija je skuplja od 3L NPC topologije.

Na Slici 7 je prikazana implementacija 3L NPC topologije u jednom PV invertoru čiji je ulazni DC napon 1500V (odnosno $\pm 750V$ referisanih u odnosu na neutralnu tačku N). DC međukolo je podeljeno na dva dela: od DC+ do N je primenjena grupa kondenzatora na naponu $+V_{dc}/2$ (tipično +750V) i od DC- do N je primenjena grupa kondenzatora na naponu $-V_{dc}/2$ (tipično -750V) [16].



Slika 7 : Principski prikaz PV invertora sa implementiranom 3L NPC topologijom)[16]

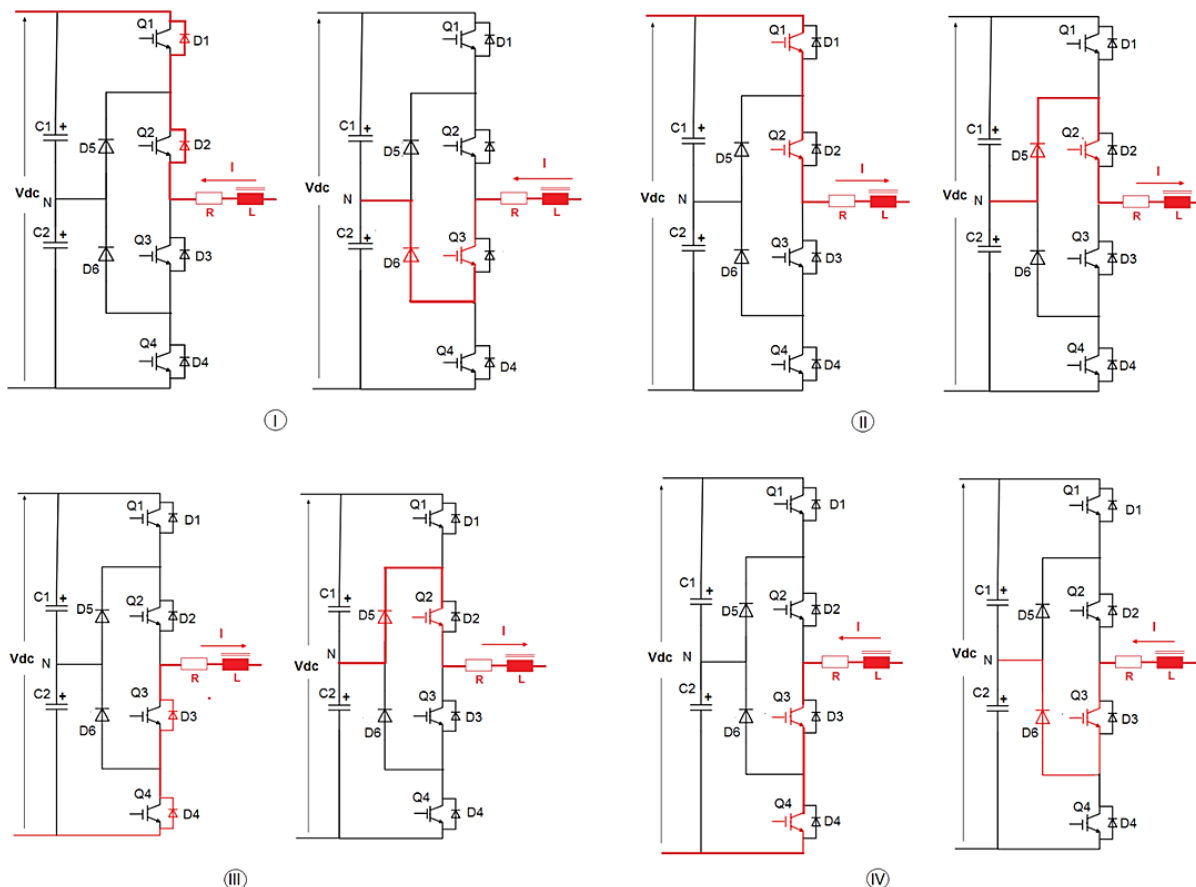
Kao i u slučaju topologije sa dva nivoa, u ovom slučaju su sva pobudna kola IGBT prekidača galvanski izolovana optokaplerima i preko odgovarajućih TTL kola su spregnuta sa PV kontrolerom. Svaki od IGBT drajvera U cilju strujne regulacije je obezbeđeno merenje izlazne struje PV invertora. Kao komunikacioni interfejs je ovde najčešće korišćen *Field BUS*.

U Tabeli 1 su dati pregledno statusi prekidačkih elemenata (IGBT prekidača i dioda) za jednu fazu invertora sa tri nivoa (jedna vertikalna trofaznog 3L NPC mosta) koja je data na Slici 7. Posmatrani su prekidači Q1-Q4 i diode D1-D2.

Tabela 1: Prekidački statusi za topologiju 3L NPC

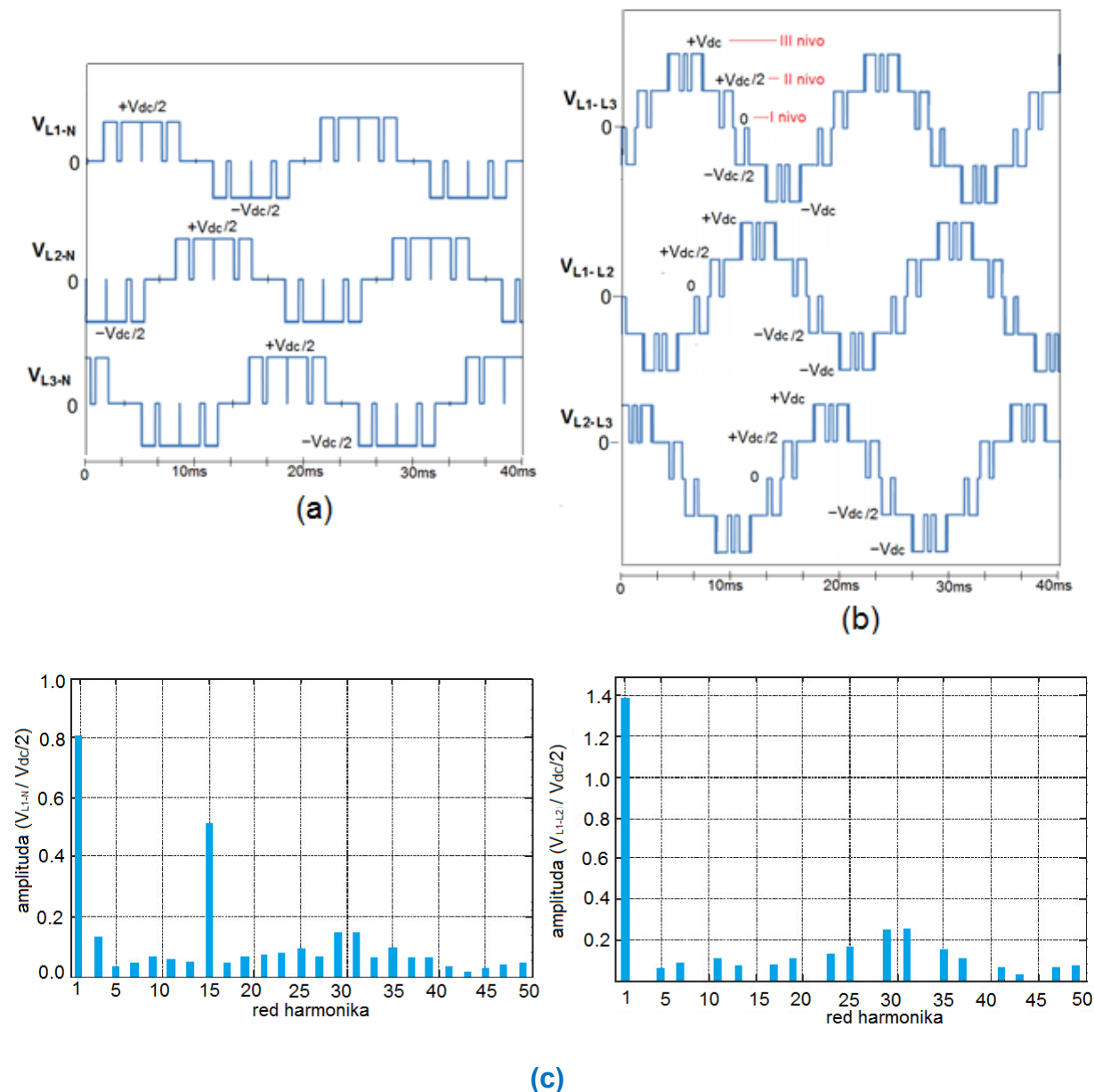
IGBT	$V_{out}=+V_{dc}/2$	$V_{out}=V_N=ref\ 0$	$V_{out}=-V_{dc}/2$
Q1	ON	OFF	OFF
Q2	ON	ON	OFF
Q3	OFF	ON	ON
Q4	OFF	OFF	ON

Na Slici 8 su prikazane sekvence uključivanja prekidačkih elemenata (IGBT prekidača i NPC dioda) u skladu sa statusima koji su prikazani u Tabeli 1. Prikazane sekvence uključjenja se odnose na jednu fazu trofaznog izlaza PV invertora (vertikalna 1 IGBT invertorskog trofaznog mosta).



Slika 8 : Sekvence uključjenja prekidačkih elemenata (dioda i IGBT prekidača) za topologiju invertora sa tri nivoa i za induktivno opterećenje po naznačenim oblastima od interesa I, II, III, IV

Na Slici 9 su dati karakteristični talasni oblici napona za ovu topologiju. Na Slici 9(a) su prikazani talasni oblici faznih napona V_{L1-N} , V_{L2-N} , V_{L3-N} u odnosu na neutralnu tačku N u DC-međukolu solarnog invertora, dok su na Slici 9(b) prikazani talasni oblici međufaznih napona V_{L1-L2} , V_{L1-L3} , V_{L2-L3} . Na Slici 9(c) su prikazani spektri relativnih amplituda (amplituda u odnosu na napon $V_{dc}/2$) harmonika jednog faznog i jednog linijskog napona.



Slika 9: Talasni oblici i spektri harmonika faznih napona i jednog međufaznog napona za topologiju invertora sa tri nivoa (3L NPC); (a) talasni oblici tri fazna napona, (b) talasni oblici tri međufazna napona, (c) spektri harmonika faznog (levo) i međufaznog napona (desno)

U nastavku je dat uporedni pregled nekih osnovnih karakteristika dve prethodno predstavljene topologije (nivoi napona, kvalitet izlaznih talasnih oblika, prekidačke karakteristike i harmonici, efikasnost i stres komponenti i na kraju ekonomsko poređenje u pogledu cene).

Naponski nivoi

Invertori sa dva nivoa, daju na faznom izlazu napon sa dva nivoa ($+V_{dc}$, pozitivni napon DC međukola i $-V_{dc}$, odnosno negativni napon DC međukola). Ovo omogućava visokofrekventno prebacivanja izlaza između ova dva nivoa. Kod 3L NPC invertora se uvodi jedan dodatni

naponski nivo (vrednosti 0V) između nivoa $+V_{dc}$ i $-V_{dc}$. Ova konfiguracija omogućava finiju stepenastu aproksimaciju sinusnog talasa naizmenične struje, zbog manjih koraka napona u odnosu na topologiju sa dva nivoa. Ovo poboljšava kvalitet izlaznog talasnog oblika napona, a takođe posledično i kvalitet talasnog oblika struje na faznom izlazu invertora.

Kvalitet izlaznih talasnih oblika

Izlazni talasni oblik invertora sa dva nivoa sadrži značajnije harmonijsko izobličenje usled naglog prelaza između dva nivoa napona. Ovo zahteva dodatno filtriranje (obično se koristi L-C-L filter u solarnim aplikacijama) da bi se dobio zadovoljavajući sinusni talasni oblik struje za osetljive aplikacije u pogledu smanjenog izobličenja. Za topologiju sa tri nivoa uključivanje srednjeg nivoa napona (0 volti) pomaže u smanjenju harmonijske distorzije u izlaznom talasnom obliku, što rezultuje bližom aproksimacijom čistom sinusnom talasu. Ovo obično znači smanjenje zahteva za filtriranje i bolje performanse u aplikacijama koje su osetljive na kvalitet talasnog oblika (redukovani faktori harmonijskog izobličenja struja i napona).

Prekidanje i harmonici

Invertori sa dva nivoa generalno proizvode veći sadržaj harmonika zbog manjeg broja nivoa napona. Visok sadržaj harmonika može dovesti do povećanja nivoa elektromagnetnih smetnji (tzv. „*Electromagnetic Interference*”-EMI) i može zahtevati složenije sisteme filtriranja struja i napona. Kod invertora sa tri nivoa, dodatni treći nivo napona pomaže u smanjenju ukupne harmonijske distorzije (tzv. „*Total Harmonic Distortion*”-THD), što dovodi do smanjenja EMI i potencijalno manje strogih zahteva za filtriranje. Ovo može biti posebno korisno u aplikacijama koje su osetljive na kvalitet talasnog oblika izlazne struje (tipična aplikacija invertora u solarnim elektranama).

Efikasnost i stres prekidačkih komponenti

U slučaju invertorske topologije sa dva nivoa, prekidači podnose veće napone i struje, što može dovesti do povećanog stresa na prekidačkom elementu i do stvaranja i povećanja disipacionih gubitaka. Ovo zahteva robusnija i skuplja rešenja za hlađenje poluprovodničkih modula. Kod invertora sa tri nivoa, napon na svakom prekidaču je smanjen zbog prisustva srednjeg nivoa napona, koji potencijalno može povećati efikasnost i životni vek komponenti. Prekidači trpe manje promene napona, što smanjuje ukupni stres na njima.

Kompleksnost topologije i cena

Invertori sa dva nivoa su jednostavniji u dizajnu i generalno koštaju manje zbog manjeg broja komponenti i složenosti upravljanja. Invertori sa tri nivoa zahtevaju više prekidačkih elemenata i složenije upravljanje. Ovo obično rezultuje većim cenama i troškovima za komponente i potencijalno povećanim zahtevima za održavanjem. Invertori sa dva nivoa se veoma često koriste u aplikacijama manje snage ili gde je trošak značajan faktor, kao što su solarni pretvarači za rezidencijalnu primenu. Invertori sa tri nivoa su poželjni u aplikacijama velikih snaga kao što su solarne instalacije velikih snaga, pogoni električnih vozila i industrijski elektromotorni pogoni velike snage, gde su kvalitet talasnog oblika i efikasnost kritičniji. Izbor između prethodno razmatrane dve topologije zavisi od složenosti i specifičnih zahteva aplikacije, uključujući cenu, efikasnost, kvalitet talasnih oblika napona i struje.

4 PRIMER PROCENE UTICAJA PV INVERTORA NA EEM U POSTROJENJU SNAGE 1,5MW

Svaka PV elektrana priključena na EEM ima veoma složeni uticaj na promenu naponskih prilika u kvalitet napajanja na mestu priključenja. Celokupni uticaj se može sagledati kroz nekoliko ključnih komponenti kao što su: (1) uticaj na strujno opterećenja elemenata EEM, (2) uticaj na promene napona u stacionarnom režimu, (3) uticaj na promene napona u prelaznom režimu, (4) flikeri (koji su inače dominantniji u vetroelektranama), (5) uticaj viših harmonika napona i struja (koji su inače prisutni u PV postrojenjima priključenim preko invertorskih pretvarača), (6) uticaj na snagu kratkog spoja na mestu priključenja.

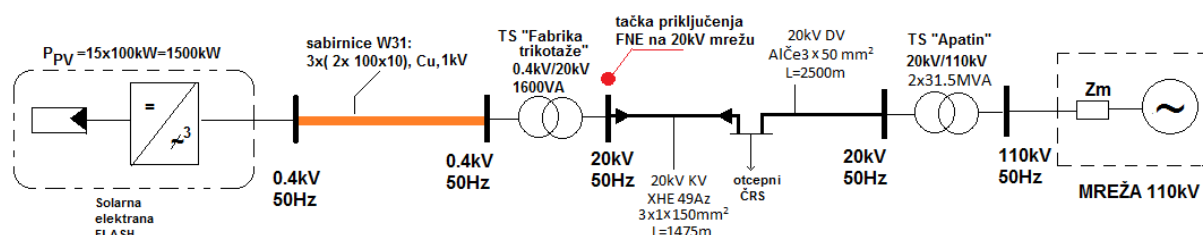
U ovom poglavlju je akcenat dat na uticaj jednog konkretnog PV invertorskog postrojenja na EEM. Inače je u literaturi problem viših harmonika identifikovan i detaljno proučavan u studijama [17]-[19]. U ovom radu je analiziran uticaj PV invertora u sklopu solarne elektrane izlazne AC snage 1,5MW, koja je realizovana na krovu fabrike „FLASH” Calcedonia-Apatin i izvršena je procena uticaja viših harmonika struje PV invertora na srednje-naponsku (SN) EEM. Procena uticaja je izvršena na osnovu dispozicije invertora i po kriterijumima viših harmonika struje, koji su propisani od strane Operatora distributivnog sistema u Republici Srbiji kroz dokument „Pravila o radu distributivnog sistema” [20], sa jedne strane, kao i kroz standarde [21]-[25], sa druge strane.

U skladu sa dokumentom „Pravila o Radu distributivnog sistema – EPS Distribucija d.o.o. Beograd” [20] i Pravila o izmenama i dopunama [26], izvršene su odgovarajuće provere i procena uticaja priključenja invertorskog PV postrojenja sa aspekta kvaliteta električne energije i njegovog uticaja na SN EEM u tački priključenja [27]-[28].

Fabrika FLASH – Apatin se napaja preko priključnog voda 20 kV. Priključni 20 kV vod od TS 110/20kV „Apatin” do TS 20/0,4 kV „Fabrika trikotaže” sastoji se od deonice 20 kV vodova, kao što pokazuje jednopolna šema napajanja prikazana na Slici 10:

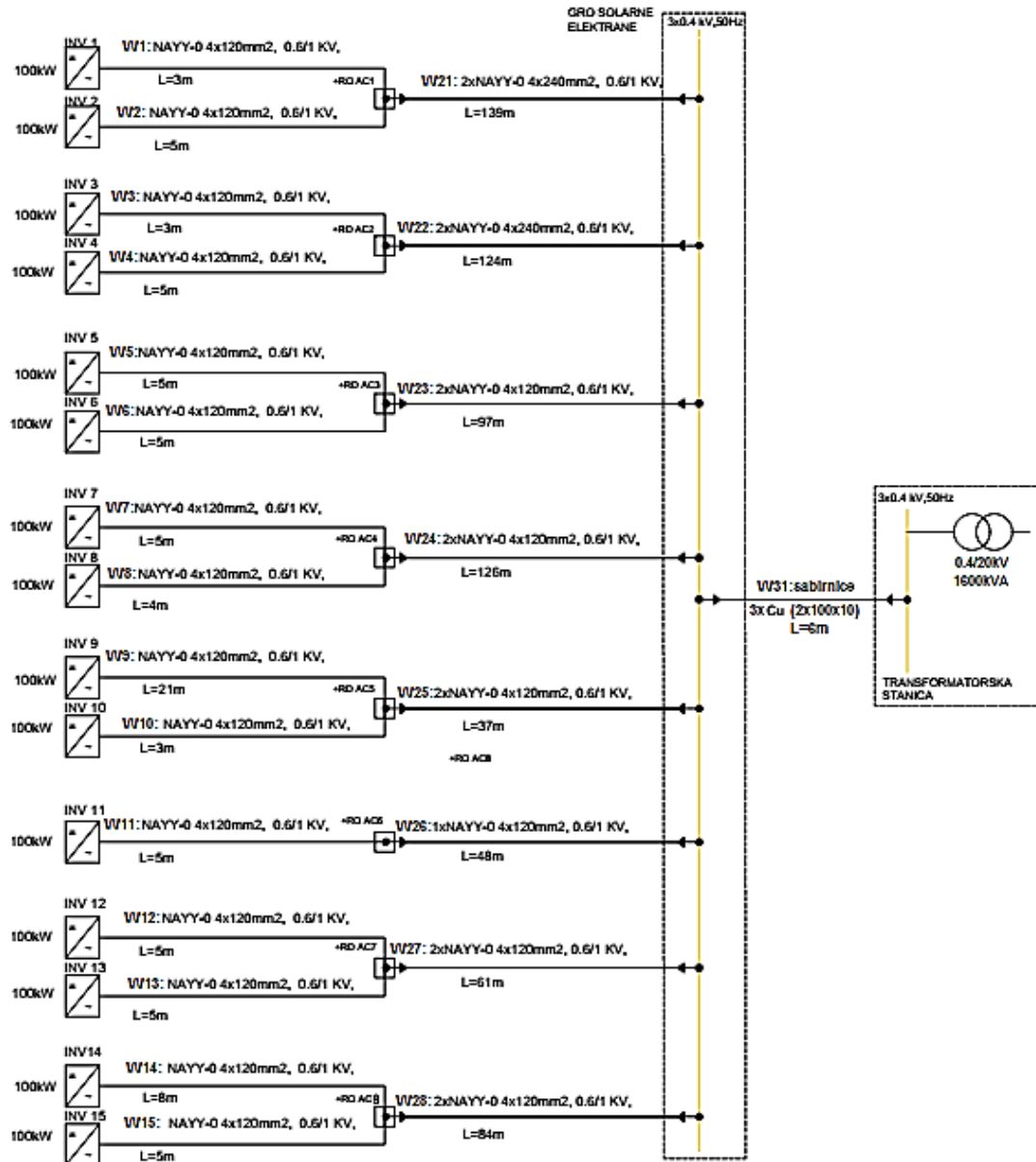
(1) 20 kV distributivni vod (DV) Al-Če 3x50 mm² od TS 110/20 kV „Apatin” 2x31.5MVA do otepnog čvora rastavnog spoja (ČRS) u dužini od 2500 m.

(2) 20 kV kablovski vod (KV) XHE 49AZ 3x(1x150mm²) od otepnog ČRS do TS 20/0.4 kV „Fabrika trikotaže” u dužini od 1475 m.



Slika 10 : Priključni 20 kV vodovi fotonaponske elektrane „Flash”-Apatin izlazne snage 1500 kWac[27]

Na Slici 11 je prikazana struktura jednopolne šeme AC invertorskog razvoda PV elektrane (odnosno detaljni prikaz bloka „Solarna elektrana FLASH”, sa jednopolne šeme na Slici 10).



Slika 11: Struktura AC invertorskog 0,4 kV razvoda fotonaponske elektrane „Flash“- Apatin ukupne snage 1,5MW [27]-[28]

Kriterijum dozvoljenih struja viših harmonika i interharmonika se proverava pomoću izraza:

$$I_{vhg} \leq I_{vhdoz} = I_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ks} \quad (1)$$

gde su:

I_{vhg} - stvarna vrednost struje višeg harmonika/interharmonika koju generator injektira u DS, svedena na mesto priključenja u [A]

I_{vhdoz} - dozvoljena vrednost struje višeg harmonika/interharmonika na mestu priključenja u [A]

$I_{vhs,v,\mu}$ - dozvoljena vrednost struje višeg harmonika/interharmonika svedena na jediničnu snagu kratkog spoja na mestu priključenja na EEM u [A/MVA]

S_{ks} – snaga trofaznog kratkog spoja sa priključenom elektranom

U Tabeli 2 date su dozvoljene vrednosti struja viših harmonika i interharmonika svedene na snagu kratkog spoja na mestu priključenja na SN EEM 20 kV. Na osnovu Tabele 4.2 koja je deo

dokumenta „Pravila o radu distributivnog sistema” [20], koje je izdala ODS EPS Distribucija d.o.o. izračunava se dozvoljena struja višeg harmonika prema jednačini:

$$I_{vhdoz} = I_{vhs,v,\mu} \cdot S_{ksmin} \quad (2)$$

gde je S_{ksmin} minimalna snaga trofaznog kratkog spoja na mestu priključenja.

U skladu sa standardom SRPS IEC 60909, pri proračunu ove snage uzeti u obzir minimalni naponi u mreži i topologija (uklopno stanje) distributivne mreže koja dovodi do minimalne snage trolnog kratkog spoja na mestu priključenja. Ova snaga je iz dobijena na osnovu minimlne vrednosti napona (18 kV) i struje trolnog kratkog spoja (prema podacima EDB na SN sabirnicama njena vrednost je 4,8 kA). Minimalna snaga trolnog kratkog spoja se dobija iz relacije (2):

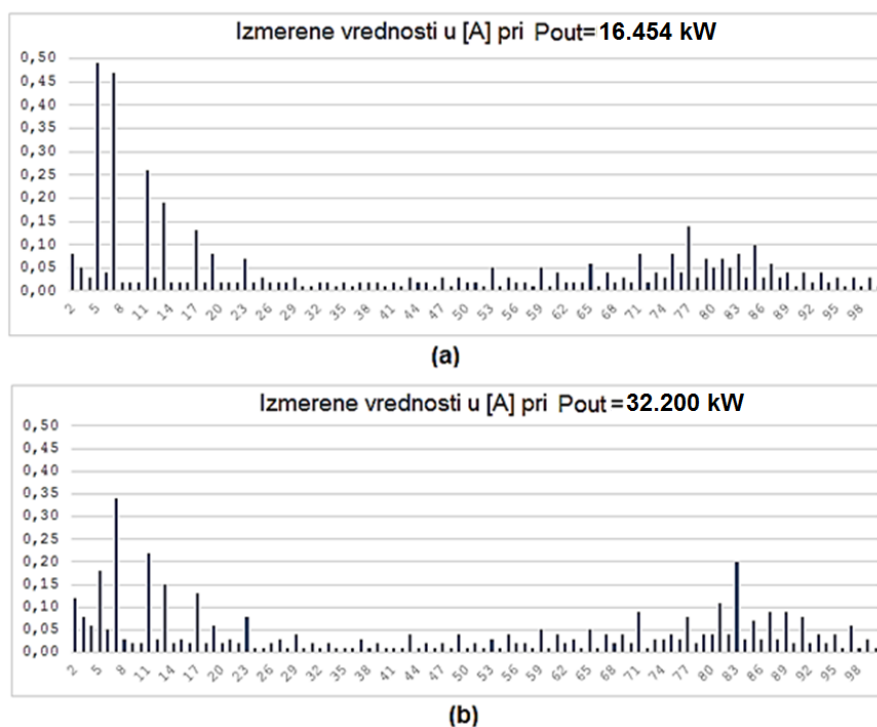
$$S_{ksmin} = 1,732 \cdot 28 \text{ kV} \cdot 4,8 \text{ kA} = 152,24 \text{ MVA}$$

Tabela 2: Dozvoljene vrednosti struje v-tog harmonika svedene na snagu kratkog spoja u tački priključenja elektrane na SN strani pri minimalnom naponu od 18kV.

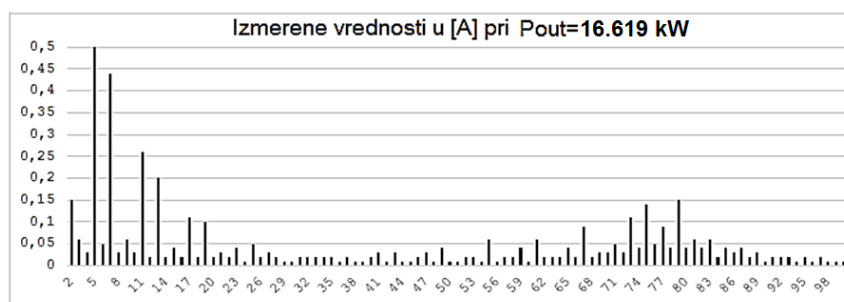
Red.br.harmonika	2	4	5	6	7	8	10	11	12
$I_{vhs,v,\mu}$ (A/MVA)	0,029	0,009	0,029	0,012	0,041	0,004	0,007	0,026	0,005
I_{vhdoz} (A)	4,414	1,370	4,414	1,827	6,24	0,609	1,066	3,96	0,761

Red.br.harmonika	13	14	16	17	18	19	23	25	25 do 40
$I_{vhs,v,\mu}$ (A/MVA)	0,019	0,003	0,003	0,011	0,002	0,009	0,006	0,005	0,026·25/v
I_{vhdoz} (A)	2,893	0,457	0,457	1,675	0,304	1,37	0,913	0,761	-

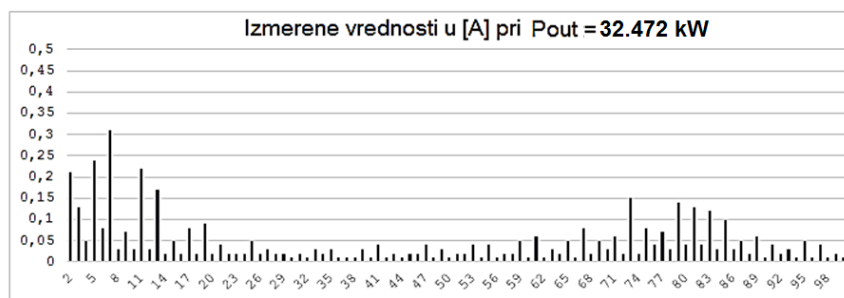
Na Slikama 12-14 je prikazan harmonijski sadržaj i izmerene vrednosti viših harmonika za invertore SE100K proizvodnje SOLAR EDGE, ukupne trofazne izlazne snage od 100 kW. Merenja su data po fazama L1, L2, L3 respektivno i za dve vrednosti izlazne snage po fazi (pri 45% -55% od nominalne i pri 100% od nominalne).



Slika 12 : Izmerene vrednosti struja viših harmonika za inverter SE100K Solar Edge izlazne snage 100 kW za fazu L1; (a) pri polovini fazne nominalne snage 16,454 kW (b) pri faznoj nominalnoj snazi od 32,200 kW

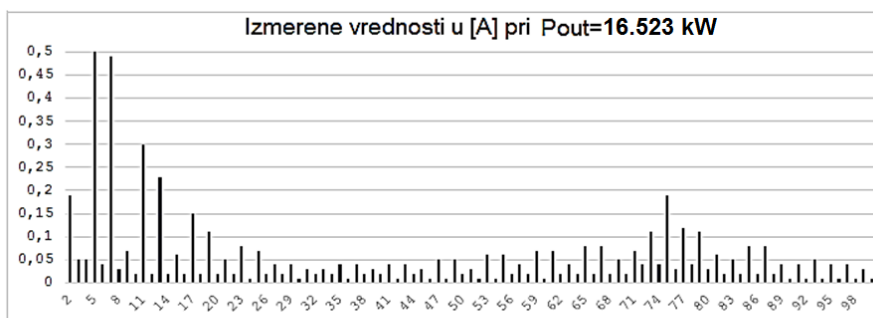


(a)

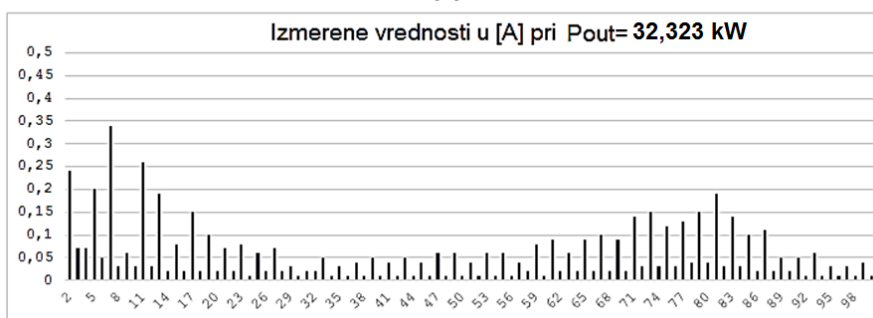


(b)

Slika 13: Izmerene vrednosti struja viših harmonika za inverter SE100K Solar Edge izlazne snage 100 kW za fazu L2; (a) pri polovini fazne nominalne snage 16,619 kW (b) pri faznoj nominalnoj snazi od 32,472 kW



(a)



(b)

Slika 14 : Izmerene vrednosti struja viših harmonika za inverter SE100K Solar Edge izlazne snage 100 kW za fazu L3; (a) pri polovini fazne nominalne snage 16,523 kW (b) pri faznoj nominalnoj snazi od 32,323 kW

Na osnovu izmerenih struja viših harmonika se uočava da su dominantni neparni harmonici reda 5,7, 11,13. Takođe se za sva tri prikazana slučaja uočava da je sadržaj ovih harmonika veći pri (45÷55)% nominalne snage u odnosu na slučaj kada je snaga nominalna (100%).

Faktor totalne harmonijske distorzije struje THDi (%) za izabrane invertore koji su predviđeni na izlaznoj AC strani fotonaponske elektrane, je prema kataloškim podacima $\leq 3\%$ [29]-[30].

U ovom radu je na osnovu rezultata merenja harmonika struje za različita opterećenja invertora, a koji su prikazana na Slikama 12-14, računat je stvarni THDi (%) na osnovu relacije:

$$THD_i(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (3)$$

Nominalna vrednost struje invertora SE100K je 145A. Ova vrednost je data u kataloškim podacima, ali je dobijena i merenjem u realnim eksploatacionim uslovima pri punoj snazi od

100kW. Koren sume kvadrata struja viših harmonika počev od drugog harmonika $\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}$, odnosno vrednost u brojiocu izraza (3), je dobijena na osnovu izmerenih vrednosti koje su date na Slikama 12-14. Rezultati su sređeni u Tabeli 3 za sve tri faze, za dve vrednosti snage po fazi i za slučaj kada se uzme harmonijski niz od harmonika reda h=2 do harmonika reda h=25, odnosno h=100.

Tabela 3: Koren sume kvadrata struje viših harmonika

Srednja kvadratna vrednost $\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}$		h=25	h=100
Faza L1	16,454 kW	0,7813	0,8494
	32,200 kW	0,5284	0,6492
Faza L2	16,619 kW	0,7920	0,8672
	32,472 kW	0,5765	0,7005
Faza L3	16,523 kW	0,8581	0,9565
	32,323 kW	0,6256	0,8202

Na osnovu rezultata prikazanih u Tabeli 3 se uočava da je nakritičniji slučaj za fazu L3 i kada se uzme puni niz od 100 harmonika (h=100) počev od harmonika reda h=2. Usvajajući da je najkritičnija vrednost korena sume kvadrata struja viših harmonika za fazu L3 dobijamo vrednosti za THDi(%) pri izlaznim snagama invertora $0.5P_n$ i P_n i pri izmerenim strujama prvog harmonika $I_{1_{0.5P_n}}$ i $I_{1_{P_n}}$:

$$THD_i(\%)_{0.5P_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_{1(0.5P_n)}} \cdot 100\% = \frac{0,9565A}{70,66A} \cdot 100 = 1,35\% \leq 3\%$$

$$THD_i(\%)_{P_n} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_{1(P_n)}} \cdot 100\% = \frac{0,8202A}{140,53A} \cdot 100 = 0,583\% \leq 3\%$$

Zaključuje se da je stvarni faktor totalne harmonijske distorzije (izobličenja) pri $0.5P_n$ i P_n u najnepovoljnijem slučaju značajno manji od vrednosti 3%.

Stvarna vrednost struje viših harmonika koja potiče od PV invertora koji rade u režimu nominalne snage P_n , svedena na mesto priključenja (vrednost struje viših harmonika koja se povećava 15 puta jer se sistem sastoji od 15 invertora):

$$I_{vhgFNE1} = 15 \cdot I_{vhP_n} \cdot \frac{0,4kV}{20kV} = 15 \cdot 0,8202 \cdot \frac{0,4}{20} = 0,246 A$$

Stvarna vrednost struje viših harmonika koja potiče od PV invertora koji rade u režimu $0,5P_n$, svedena na mesto priključenja u ovom slučaju iznosi :

$$I_{vhgFNE2} = 15 \cdot I_{vhPn} \cdot \frac{0,4kV}{20kV} = 15 \cdot 0,9565 \cdot \frac{0,4}{20} = 0,287 A$$

Za najkritičniji slučaj kada se usvoji da je faktor izobličenja maksimalan odnosno da mu je vrednost jednaka 3% pri punoj snazi (krajnje pesimistička pretpostavka), dobija se da su proračunske struje viših harmonika I_{vh} i I_{vhg} jednake:

$$I_{vh} = 144,9 \cdot \frac{3\%}{100\%} \approx 4,35 A = I_{vhg}$$

$$I_{vhgFNE3} = 15 \cdot I_{vhPn} \cdot \frac{0,4kV}{20kV} = 15 \cdot 4,35 \cdot \frac{0,4}{20} = 1,305 A$$

Ukupna vrednost efektivne vrednosti struje koja potiče od svih viših harmonika je data relacijom:

$$I_{vh_ukup} = \sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots + I_n^2} \quad (4)$$

$$I_{vh_ukup} = \sqrt{4,414^2 + 1,37^2 + 4,414^2 + 1,827^2 + 6,24^2 + 0,609^2 + 1,066^2 + 3,96^2 + 0,761^2 + 2,893^2 + 0,457^2 + 1,675^2 + 0,304^2 + 1,37^2 + 0,913^2 + 0,761^2}$$

Ukupna efektivna vrednost struje svih harmonika, koja je izračunata prema relaciji (4) iznosi:

$$I_{vh_ukup} = 10,763 A$$

Stvarna vrednost struje viših harmonika koja potiče od PV invertora u najgorem slučaju, svedena na mesto priključenja 20kV iznosi 1,305A, (I_{vhg}) i manja je od ukupne efektivne vrednosti struje viših harmonika, odnosno $I_{vh} > I_{vhg} \rightarrow 10,763 A > 1,305 A$.

5 ZAKLJUČAK

U radu je dat pregledno uticaj uređaja energetske elektronike (invertora) implementiranih u PV elektranama i njihov uticaj na kvalitet isporuke električne energije EEM. U radu je akcenat stavljen na harmonijski sadržaj izlaznog invertorskog napona i struje. U tom cilju je dat primer procene uticaja jedne konkretno realizovane PV elektrane izlazne snage 1500 kWac. Kao osnova za procenu ovog uticaja su poslužili eksperimentalno snimljeni spektri izlazne struje konkretnih invertora sa dva nivoa i izlazne snage 100 kW. Snimljeni harmonijski spektri su dobijeni za dva režima izlazne snage PV invertora ($0,5P_n$ i P_n). Na osnovu ovih rezultata procenjen je uticaj 15 PV invertora (svaki snage 100 kW) na mesto priključenja solarne elektrane. Treba napomenuti da su dobijene vrednosti struja viših harmonika relativno male i da će i sa uticajem kablova i transformatora uslovi u tački priključenja verovatno biti zadovoljeni u konkretnom slučaju, ali da bi se izvršila tačna provera na mestu priključenja, moraju se ispitati uslovi upravo u mestu priključenja uz uvažavanje podužnih impedansi priključnih kablova, impedanse NN sabirnica i transformatora.

6 ZAHVALNICA

Istraživanje u ovom radu je podržano finansiranjem od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija, za period 2024.-2025., Ugovor pod evidencionim brojem 51-03-136/2025-03/200034 od 04.02.2025.

7 LITERATURA

- [1] J. Kleissl, M. Lave, M. Jamaly, and J. Bosch, Aggregate solar variability, 2012 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., pp. 1–3, Jul. 2012.

- [2] W. E. Ibraheem, C.K.Gan, M.R. Ab. Ghani, Impact of Photovoltaic (PV) Systems on Distribution Networks, International Review on Modelling and Simulations (IREMOS), Vol 7, No 2 (2014).
- [3] Analysis and forecast to 2027, Electricity 2025, IEA-International Energy Agency, February 2025.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/0f028d5f-26b1-47ca-ad2a-5ca3103d070a/Electricity2025.pdf>
- [4] Y. P. Agalgaonkar, S. Member, B. C. Pal, R. A. Jabr, and S. Member, Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators, IEEE Trans. Power Syst., vol. PP, no. 99, pp. 1–11, 2013.
- [5] N. Diabi, R. Belizidia, Distributed generation influence on the electric network voltage level, Int. Rev. Electr. Eng., vol. 3, no.2, pp. 248–252, 2008.
- [6] S. Porkar, P. Poure, A. Abbaspour-Tehrani-fard, S. Saadate, Distributed Generation Planning for Losses, Voltage Profile, Line Congestion and Total System Cost Improvement, Int. Rev. Electr. Eng., vol. 4, no. 3, pp. 434–440, 2009.
- [7] T. A. Naidu, S. K. Sadanandan, and T. Ghaoud, Power Quality in Grid-Connected PV Systems: Impacts, Sources, and Mitigation Strategies, Bulletin IEEE Smart Grid, June 2022,
<https://smartgrid.ieee.org/bulletins/june-2022/power-quality-in-grid-connected-pv-systems-impacts-sources-and-mitigation-strategies>
- [8] V. Salas, E. Olías, M. A. Abella, F. Chenlo, A. Barrado, DC Current Injection into the Network from PV Grid Inverters, 2, 2371 - 2374. 10.1109/WCPEC.2006.279668.
- [9] M. A. Rahman, M. R. Islam, A. M. Mahfuz-Ur-Rahman, K. M. Mutaqi and D. Sutanto, Investigation of the Effects of DC Current, Injected by Transformer-Less PV Inverters on Distribution Transformers, in IEEE Transactions on Applied Superconductivity, vol. 29, no. 2, pp. 1-4, March 2019, Art no. 0602904, doi: 10.1109/TASC.2019.2895580.
- [10] R. Buerger, Direct Current (DC) injection from renewable energies -When accuracy matters in Power Quality measurements, DANISENSE A/S,
<https://danisense.com/wp-content/uploads/Direct-current-injection-from-renewable-energies.pdf>
- [11] Y. Shaolin, J.Wang, X.Zhang, L.Fei, Complete parasitic capacitance model of photovoltaic panel considering the rain water, Chinese Journal of Electrical Engineering, Vol. 3, No. 3, pp. 77-84, 2017, <https://doi.org/10.23919/CJEE.2017.8250427>
- [12] Criteria for Selecting a Residual-Current Device Use of Residual-Current Devices for SUNNY BOY, SUNNY MINI CENTRAL and SUNNY TRIPOWER, RCD-TI-en-43, Version 4.3, 2016, <http://www.sma-solar.com/>
- [13] Ž.V. Despotović, M.Vuković, Detekcija i kontrola struje curenja solarnih invertora / Detection and Control of Leakage Current of PV Inverters, Energija, ekonomija, ekologija, 2, XXVI (2024) (pp. 38-46)
- [14] GRID CONNECTED PV SYSTEMS WITH BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS DESIGN GUIDELINES, The Pacific Power Association (PPA) and the Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands (SEIAPI), 2020,
<https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads/2020/10/Grid-Connected-PV-Systems-with-Battery-Energy-Storage-Systems-Design-Guideline-V1-July-2020.pdf>
- [15] S. N. Vukosavić, Grid-Side Converters Control and Design-Interfacing Between the AC Grid and Renewable Power Sources, Springer International Publishing AG, part of Springer Nature 2018.

- [16] Ž. V. Despotović, Karakteristični primeri koordinacije izolacije u energetske pretvaračima", Zbornik radova, Elektrotehnički institut "Nikola Tesla", Vol 31, pp.39-55 doi:10.5937/zeint31-34667, Decembar 2021.
- [17] Z. Čorba Z., D. Milićević , B. Dumnić, V. Katić, B. Popadić B., Ispunjenje kriterijuma dozvoljenih struja viših harmonika pri priključenju fotonaponskih elektrana na distributivni sistem", XI Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama sa regionalnim učešćem, Kopaonik, 24 – 28. 09. 2018., Rad br. R-2.131.
- [18] V. Katić, Istraživanje viših harmonika u mreži Elektrovojvodine, Prvo jugoslovensko savetovanje o elektrodistributivnim mrežama, Zlatibor, 5-8. 10. 1998, Rad br. R.2.03, CD ROM
- [19] V. Katić, S. Mujović, Pregled istraživanja kvaliteta električne energije u Crnoj Gori i regionu sa aspekta uticaja rada malih nelinearnih potrošača i distribuiranih generatora", CIRED Crna Gora, Prvo savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Crne Gore, Budva, 10-13. 06. 2024. Rad. br. R2-03, pp.1-9.
- [20] Pravila o radu distributivnog sistema "EPS Distribucija", d.o.o. Beograd, jul 2017
https://elektrodistribucija.rs/usluge/dokumenta/Pravila_o_Radu_20072017.pdf
- [21] SRPS EN 50160:2023, Karakteristike napona isporučene električne energije iz javnih električnih mreža/Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks, Datum objavljivanja 29.12.2023.
- [22] SRPS EN 60909-0:2020 Struje kratkog spoja u trofaznim sistemima naizmenične struje-Deo 0:Proračun struja/ Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents, Datum objavljivanja 31.12. 2020.
- [23] IEC/TR 61000-3-7:2020, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems
- [24] IEC/TR 61000-3-6 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems
- [25] VDE-AR-N 4110:2018-11: Technical requirements and operation of customer installations to the medium voltage network (TCR medium voltage).
- [26] Pravila o izmenama i dopunama Pravila o radu distributivnog sistema "EPS Distribucija", d.o.o. Beograd, Februar 2025.
https://elektrodistribucija.rs/regulativa/propisi/dokumenta/Pravila_o_radu_2025_merged.pdf
- [27] Ž.V. Despotović, M. Đurović, Procena uticaja fotonaponske elektrane izlazne snage 1.5MW na elektroenergetsku mrežu, XII SAVETOVANJE ENERGETSKA EFIKASNOST i OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE – 22.10.2024, Požarevac.
- [28] M. Đurović, Ž.V. Despotović, A. Ćirić, Projektovanje i realizacija fotonaponske elektrane izlazne snage 1500kW na krovu fabrike „Flash“ Apatin, Energija, ekonomija, ekologija, 2024, god. XXVI, br. 1, pp.59-71, doi: 10.46793/EEE24-1.59D.
- [29] <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-three-phase-inverter-with-synergy-400v-480v-datasheet-eu.pdf>
- [30] <https://knowledge-center.solaredge.com/sites/kc/files/se-single-and-three-phase-inverter-user-manual-na.pdf>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.04)**B4.04****DVOOSNI ELEKTROMOTORNI POGON NOSAČA SOLARNIH PANELA ZA
PRAĆENJE SUNČEVE PUTANJE****TWO-AXIS ELECTRIC MOTOR DRIVE OF SOLAR PANELS CARRIER FOR
TRACKING THE SUN'S TRAJECTORY****Željko V. Despotović, Ilija R. Stevanović, Aleksandar Rodić, Jelena Ilić***

Kratak sadržaj: U radu je predstavljena realizacija regulisanog elektromotornog pogona nosača solarnih panela u cilju praćenje sunčeve putanje po dve ose. Četiri solarna panela, svaki snage od 375W su montirana na preklopivim nosačima. Svaki od pogona sadrži IGBT drajvere za pogon grupe elektromotor-reduktor i odgovarajuće enkodere za pozicioniranje. Algoritmom upravljanja je obezbeđeno hronološko praćenje sunčeve putanje, odnosno intermitentan rad elektromotornog pogona, čime se obezbeđuje značajna ušteda u potrošnji električne energije. U solarnom sistemu između ostalog postoje i MPPT punjač, baterijska banka 48V/720 Ah i inverter 48 Vdc/3x230V, 50Hz izlazne snage 5.5 kW. Napon napajanja pokretačkih elektromotora i pripadajućih uređaja energetske elektronike je 24 Vdc. Na kraju je dat prikaz realizovanog elektromotornog pogona i neki ključni eksperimentalni rezultati.

Ključne reči: *PV paneli, praćenje sunčeve putanje, dvoosni pogon, energetska elektronika, upravljanje*

Abstract: The paper presents the implementation of a regulated electric motor drive of the solar panel carrier in order to track the sun's path along two axes. Four solar panels, each with a power of 375W are mounted on a folding carrying construction. Each of the drives contains IGBT power drivers for driving the electric motor with gear box and corresponding encoders for positioning. The control algorithm provides chronological tracking of the sun's path, that is, intermittent operation of the electric drive, which ensures significant savings in electricity consumption. The solar system includes, among other things, an MPPT charger, a 48V/720 Ah battery bank and a 48 Vdc/3x230 V, 50 Hz inverter with output power of 5.5 kW. The power supply voltage of the driving electric motors and corresponding power electronics devices is 24 Vdc. At the end, a physical representation of the realized electric motor drive and some key experimental results are given.

Key words: *PV panels, solar tracking, two-axes drive, power electronics, control*

* Željko V. Despotović, Institut Mihajlo Pupin, zeljko.despotovic@pupin.rs

Ilija R. Stevanović, Institut Mihajlo Pupin, ilija.stevanovic@pupin.rs

Aleksandar Rodić, Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, aleksandar.rodic@pupin.rs

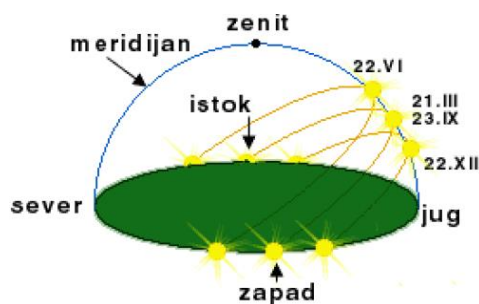
Jelena Ilić, Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, jelena.ilic@pupin.rs

1 UVOD

Pozicioniranje fotonaponskih panela je jedna od mogućih metoda za optimalno iskorišćenje i prikupljanje maksimalno moguće sunčeve energije. Pozicioniranje je bazirano na održavanje orijentacije površine fotonaponskog panela prema suncu i to normalno u odnosu na upadno sunčevo zračenje. Po uzoru na prirodne procese orijentisanja biljaka ka suncu (tipičan primer je suncokret), moguće je sličan princip primeniti u optimizaciji kompletnog fotonaponskog sistema. Neka istraživanja su ustanovila razliku i do maksimalno 40% u korist sistema sa inteligentnim praćenjem Sunca u odnosu na sisteme sa fiksnim nagibom [1]-[4].

Sistem za solarno praćenje Sunčeve putanje, popularno nazvan „solarni tragač” (eng. *solar tracker*) je ustvari elektro-mehanički uređaj koji obezbeđuje na posmatranoj lokaciji na Zemlji, orijentisanje aktivne površine fotonaponskog panela obzirom na relativni položaj Sunca na nebu. Relativni položaj Sunca iznad posmatrane lokacije zavisi od njene geografske širine, dana u godini i od vremenskog trenutka u datom danu. Pri ovom treba napomenuti da je od veoma bitnog značaja godišnje doba.

Za praktične primene koje se odnose na maksimalno iskorišćenje energije sunčevog zračenja je veoma bitna Sunčeva putanja gledano sa određene pozicije na površini Zemlje. Ovaj prikaz je dat na Slici 1.

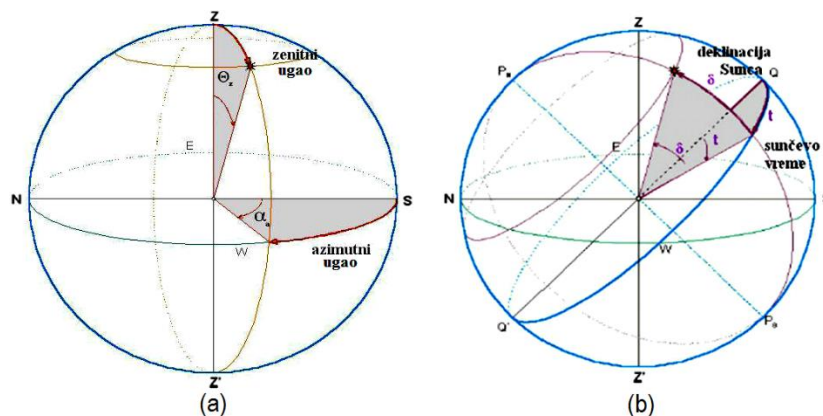


Slika 1: Sunčeva putanja gledano sa pozicije na Zemlji

Prividno izgleda da se Sunce kreće a da Zemlja miruje. Posle 22. decembra Sunce je svaki dan sve bliže zenitu. To traje do 22. juna posle čega je kulminacija Sunca sve bliža horizontu. Za godinu dana Sunce načini pun krug oko Zemlje što znači da ono po nebu putuje srednjom brzinom nešto manjom od $1^\circ/\text{dan}$ ($360^\circ: 365 \text{ dana}$).

Od veoma bitnog značaja za praćenje Sunčeve putanje je izbor koordinatnog sistema. U primenama praćenja Sunčeve putanje se obično koriste dva tipa koordinatnih sistema: (1) horizontski nebeski i (2) lokalni ekvatorski. Svaki od njih ima određene prednosti za konkretnu aplikaciju. Prikaz ovih koordinatnih sistema je dat na Slici 2 [6]-[7].

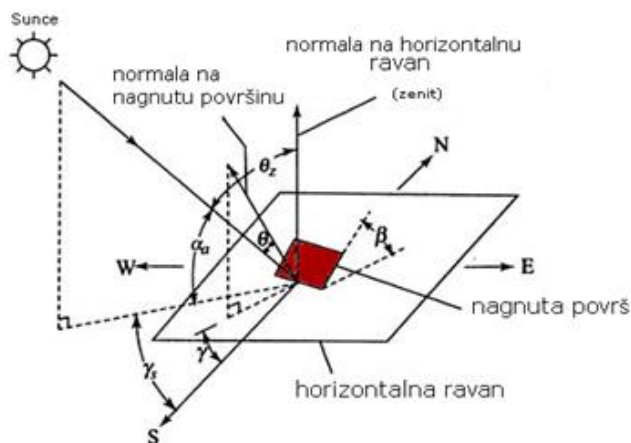
Horizontski nebeski koordinatni sistem je prikazan na Slici 2(a). Ovaj se nebeski koordinatni sistem može upotrebljavati za praćenje bilo kojeg nebeskog tela na veoma jednostavan način. Za razliku od drugih nebeskih koordinatnih sistema ovaj sistem je fiksiran u odnosu na Zemlju, a ne na nebeska tela (obično su to zvezde). Iz ovog razloga se zenitni ugao Θ i azimutni ugao α menjaju tokom Zemljine revolucije. Ovaj slučaj odgovara relativnom položaju Sunca na nebu koji pratimo u toku godine. Zbog činjenice da je ovaj koordinatni sistem definisan proizvoljno odabranom ravni lokalnog horizonta, u jednako vreme na različitim tačkama posmatranja definisani zenitni i azimutni ugao imaju različite vrednosti za isto nebesko telo. Ovaj sistem je jako sličan sa geografskom koordinatnom sistemom.



Slika 2: Nebeski koordinatni sistemi; (a) horizontski , (b) lokalni ekvatorski

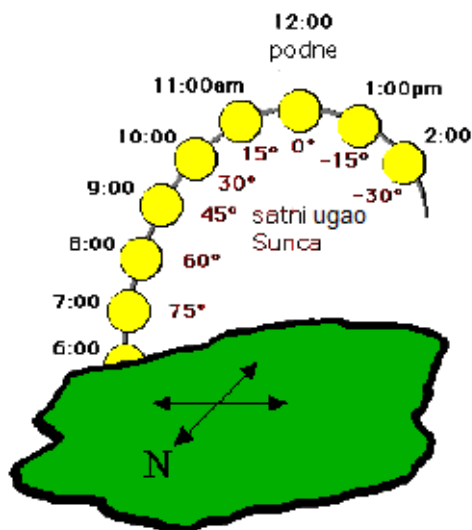
Lokalni ekvatorski koordinatni sistem je prikazan ba Slici 3(b). Primarna osa Pn-Ps je definisana tzv. *krugom nebeskog ekvatora*, dok je sekundarna osa definisana tzv. *krugom lokalnog nebeskog meridijana* Q-Q', kao i kod horizontskog nebeskog sistema. Ovaj sistem je fiksiran za zvezde i uz pomoć njegovih koordinata može se jednoznačno definisati trenutni položaj Sunca u odnosu na Zemlju. Dve koordinate koje definišu takav položaj su: deklinacija Sunca δ i pravo Sunčevu vreme t .

Na Slici 3 je dat prikaz upadnog Sunčevog zračenja na nagnutu površinu fiksiranu na zemlji. Posmatrajući trigonometrijske odnose na Slici 3, lako se može doći do zaključka da za zadovoljen uslov normalnosti Sunčevih zraka (normalni na nagnutu površinu), ugađ β postaje jednak ugla θ_z . Drugim rečima, posmatranu površinu potrebno je nagnuti za zenitni ugađ Sunca: $\beta = \theta_z$.



Slika 3: Upadno Sunčevu zračenje u odnosu na nagnutu površinu

Praćenje Sunca fotonaponskih panela ne zahteva naročitu preciznost. I kada su paneli nagnuti za 5° u odnosu na normalu prema Suncu, njihova izlazna snaga je u okviru 0,5 % od maksimalne snage koja bi se imala za direktno usmereni solarni panel. Za realizaciju sistema praćenje Sunčeve putanje je od veoma velike važnosti odnos pravog sunčevog vremena i satnog ugla. Kao što prikazuje Slika 4, na svakih 1h, satni ugađ se promeni za 15° , odnosno $15^\circ/60 \text{ min} = 0.25^\circ/\text{min}$. Na 15 min je potrebno zakrenuti panel po azimutu (elevacija je fiksirana) za približni inkrement ugla od 3.75° . Treba napomenuti da je za razna godišnja doba ovaj inkrement promenljiv.



Slika 4 : Odnos pravog Sunčevog vremena i satnog Sunčevog ugla

2 NAČINI PRAĆENJA SUNČEVE PUTANJE

Prednosti koje se postižu sistemima za praćenje sunčeve putanje postaju aktuelne. Cena servo pogona i pripadajućih elektronskih sklopova su u stalnom padu. Umesto fiksnih sve više koriste manje solarne jedinice od na primer 4 - 6 panela bilo sa sopstvenim pogonom, bilo sa prenosnim sistemima koji pomeraju nekoliko nezavisnih jedinica. Postoje takođe i podele koje uzimaju u obzir masu pokretnih solarnih sistema, kinematiku pogonskih sistema (kinematsku strukturu), vrste pogona (elektromotorni: AC, DC, koračni, hidraulički, pneumatski) i sl. Prema načinu praćenja putanje Sunca, ovi sistemi mogu biti: (1) pasivni, (2) aktivni i (3) hronološki [8].

2.1 Pasivno praćenje putanje Sunca

Najjednostavniji sistem za pasivno praćenje je zasnovan na ručnom podešavanju nagiba solarnog panela prema Suncu, pri čemu je solarni panel okrenut ka južnoj strani (dakle ugao po azimutu je fiksiran). Obično je za dato godišnje doba i za lokaciju na Zemljinoj površini ovaj nagibni ugao poznat. Stoga se podešavanje nagiba standardno vrši četiri ili u nekim slučajevima, dva puta u toku godine. Sistem ne zahteva nikakvu potrošnju energije u bilo kojem vidu (električnom, termičkom, hidrauličkom i sl.). Sistem je jeftin i ne zahteva neki veći materijalni izdatak. Potrebno je jedino obezbediti jednostavan ručni kretni mehanizam sa mogućnošću fiksiranja u nekoliko položaja. Za ovaj sistem se koristi metalni ram u obliku mreže. Solarni paneli mogu biti prikačeni tako da budu fiksirani ili da se njihov ugao može prilagođavati. Za ovaj tip montaže panela, površina zemlje se mora pripremiti na određeni način.

Napredniji sistemi za pasivno praćenje Sunca su bazirani na postojanju određene ne električne potencijalne razlike (termičke, pritisne, i sl.) koja se meri u krajnjim tačkama panela.

Zbog postojanja nagiba u odnosu na zrake, jedna tačka na primer može biti više zagrejana u odnosu na drugu, tako da se korigovanjem položaja solarnog panela ta razlika poništava. Može se koristiti neki medijum, npr. komprimovani gas pod pritiskom sa niskom tačkom ključanja (tipično *freon*), čiji se pritisak menja usled različite temperaturne zagrejanosti, pa se izjednačavanjem pritiska tj. promenom položaja panela izjednačava temperatura. Osnovno pitanje je kako se može vršiti korigovanje položaja u ovom slučaju [9].

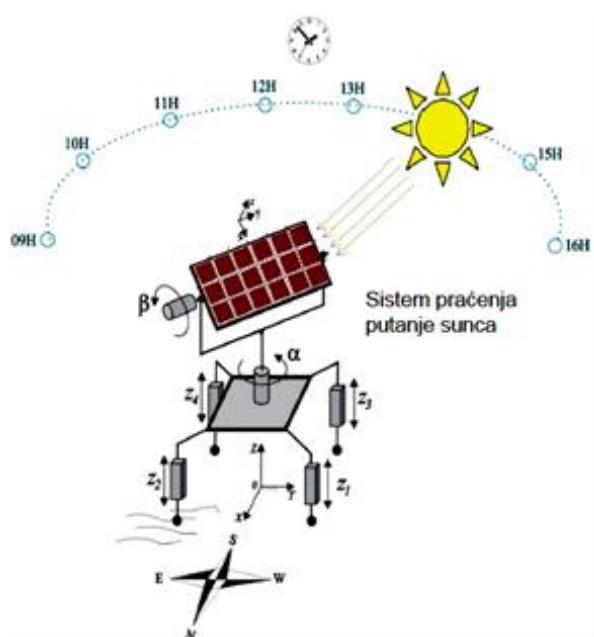
2.2 Aktivno praćenje putanje Sunca

Kod aktivnog praćenja, položaj Sunca na nebu tokom dana se prati kontinualno pomoću odgovarajućih senzora. Takav senzor aktivira aktuator (motor) solarnog sistema u trenutku kada izmerena veličina izađe izvan okvira (podešenih) vrednosti i uvodi solarni sistem u novi maksimum, tj. podešava solarni panel normalno u odnosu na Sunčeve zrake. Ovaj način je pouzdan izuzev za vreme visoke oblačnosti ili kada se na neki drugi način izazove pojava senke na solarnom panelu.

Mana ovog načina je što on ostvaruje značajnu potrošnju električne energije iz sopstvenog napajanja, koje je inače ograničenog kapaciteta jer se radi o autonomnim sistemima. Servo pogoni koji se koriste u ovom slučaju troše električnu energiju čak i kada kretni sistem miruje (mora se obezbediti moment odnosno odgovarajuća struja pogonskih motora).

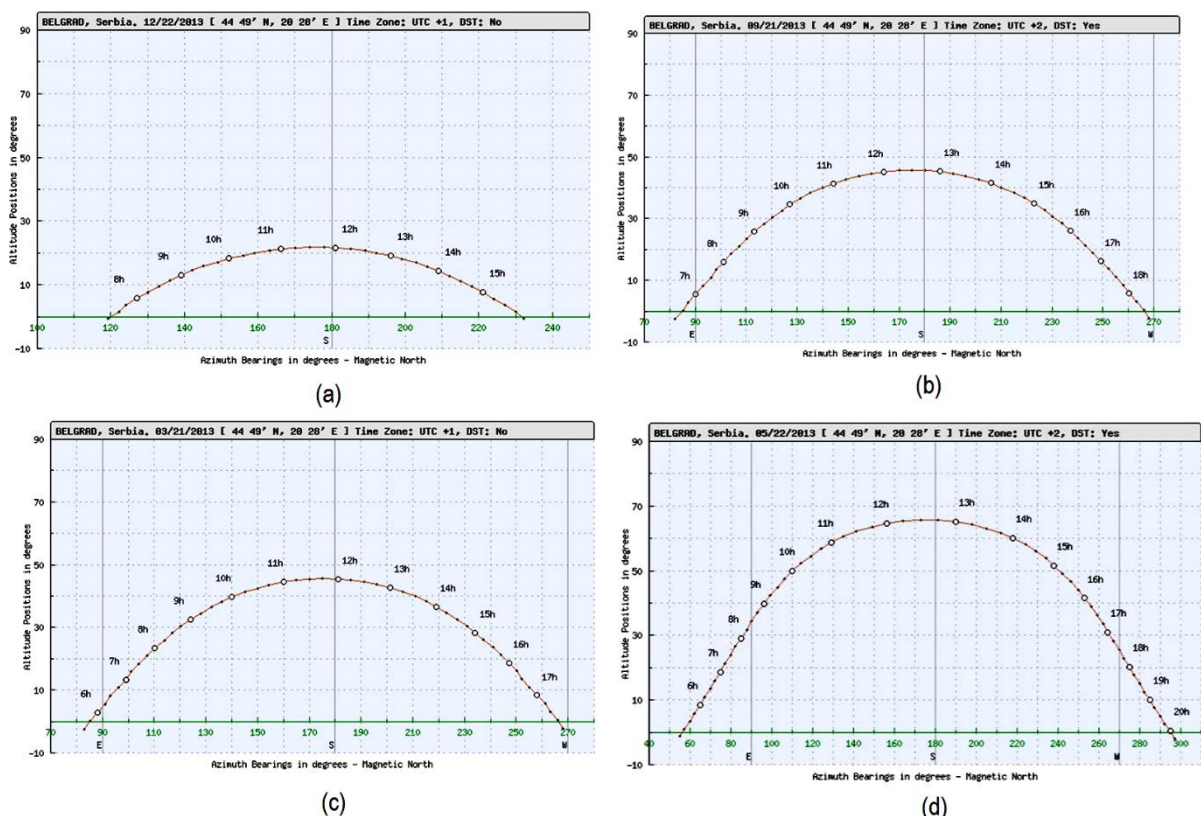
2.3 Hronološko praćenje putanje sunca

U cilju praktične realizacije sistema za praćenje putanje sunca u Institutu „Mihajlo Pupin“ – Centar za robotiku, posebna pažnja je posvećena na istraživanju i projektovanju sistema sa hronološkim praćenjem. Rezultati ovih istraživanja i realizacija su dati u referencama [10]-[16]. Rad implementiranog sistema, koji će kasnije biti opisan detaljnije, se zasniva na prirodnom opažanju položaja Sunca za dato područje i dati vremenski period tokom godine. Principski prikaz je dat na Slici 5.



Slika 5: Principski prikaz hronološkog praćenja Sunčeve putanje[10]

To praktično znači da se za određene geografske koordinate i određeni vremenski period može programski odrediti položaj Sunca tokom obdanice i da se u skladu sa programom može upravljati položajem solarnog panela tokom dana, tokom perioda korišćenja. Ovaj sistem se može koristiti i u brdovitim predelima. Ovakav način pozicioniranja ne zavisi od oblačnosti jer se u svakom trenutku zna položaj Sunca. Jedino o čemu treba da se vodi računa je orijentacija lokalnog koordinatnog sistema solarnog panela u odnosu na globalni koordinatni sistem (Zemlja). Na Slici 6 su prikazane snimljene tipične trajektorija Sunca od izlaska do zalaska, za lokaciju grada Beograda i za četiri godišnja doba.



Slika 6 : Trajektorija Sunca za lokaciju grada Beograda i za četiri karakteristična slučaja ; (a) 22 Decembar , (b) 21 Septembar , (c) 21 Mart , (d) 22 Maj[10]

Za svaku geografsku lokaciju i za svaki vremenski period se može programirati položaj solarnog panela, tj. optimizovati njegov položaj. Analizom dijagrama sa Slike 6 uočava se da se tokom obdanice od 05:00 do 20:15 Sunce kreće po azimutu između 55° i 297° dok se po elevaciji taj ugao kreće između -2° do maksimalnih 65° .

Pod pretpostavkom da za azimut i elevaciju koriste dva nezavisna stepena slobode (dva elektromotorna pogona) kretanja za zakretanje nosača solarnih panela i da se pogoni svakog od pogona uključuju na svakih 15 minuta to bi značilo da bi se na početku i na kraju dana imali pomeranja oko 2° - 3° , a sredinom dana 5° - 8° po azimutu, dok bi po elevaciji skokovi bili umereniji od 1° - 2° . Solarni sistemi sa jednim fiksni i jednim pokretnim sistemom obezbeđuju povećanje iskorišćenja između 20 % i 32 %, dok sistemi sa oba pokretna sistema povećavaju proizvodnju energije između 30 % i 40 % [1]-[5].

3 PRAKTIČNA REALIZACIJA I KARAKTERISTIKE DVOOSNOG ELEKTROMOTORNOG POGONA

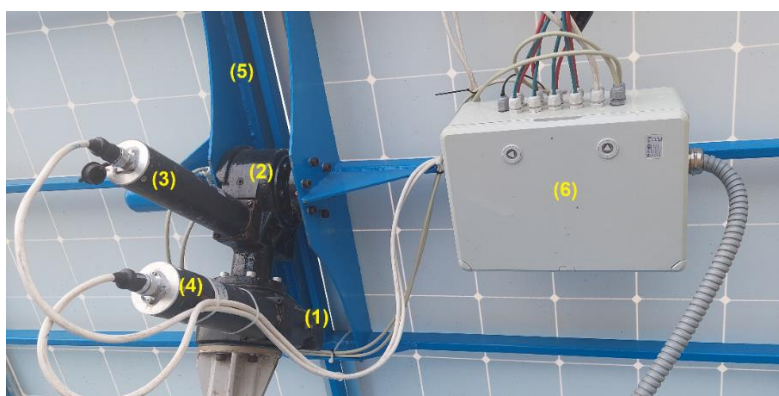
U Institutu Mihajlo Pupin u *Centru za robotiku* je razvijen mobilni *dvoosni* fotonaponski sistem, tzv. *mobilni solarni generator* (MSG), kojim je obezbeđeno pretvaranje solarne energije u električnu. Prikaz realizovanog sistema je dat na Slici 7. Na Slici 7(a) je dat prikaz MSG gledano sa prednje frontalne strane, gde se jasno uočava konstrukcija nosača solarnih panela ($4 \times 375 \text{ W} = 1500 \text{ W}$), dok je na Slici 7(b) dat prikaz konstrukcije gledano sa zadnje strane gde se uočava *dvoosni* elektromotorni pogon koji obezbeđuje nezavisno pomeranje noseće konstrukcije i rama fotonaponskih panela po azimutu i elevaciji.

MSG je ustvari automatizovan uređaj za proizvodnju električne energije koja se bazira na korišćenju obnovljive energije sunca i praćenju njegove putanje. Namenjen je individualnim korisnicima, malim i srednjim potrošačima električne energije, kao samostalni izvor bez priključenja na električnu mrežu tzv. „off-grid”. Univerzalne je primene: kućne aplikacije, poljoprivreda, turizam, itd. Ne zahteva nikakvu specijalnu građevinsku konstrukciju i energetska infrastrukturu. Pogodan je za korišćenje na različitim tipovima terena (ruralnim i urbanim) gde postoje povoljni uslovi za eksploataciju sunčeve energije, a naročito u oblastima sa visokom dnevnim insolacijama koje se kreću u opsegu $(4\div 6)$ kWh/m². MSG je dimenzionisan za različite vremenske uslove i udare vetra do 80km/h, ali i za podnošenje velikih vrednosti vibracionih ubrzanja koje se javljaju tokom transporta sistema putem transportne auto prikolice.



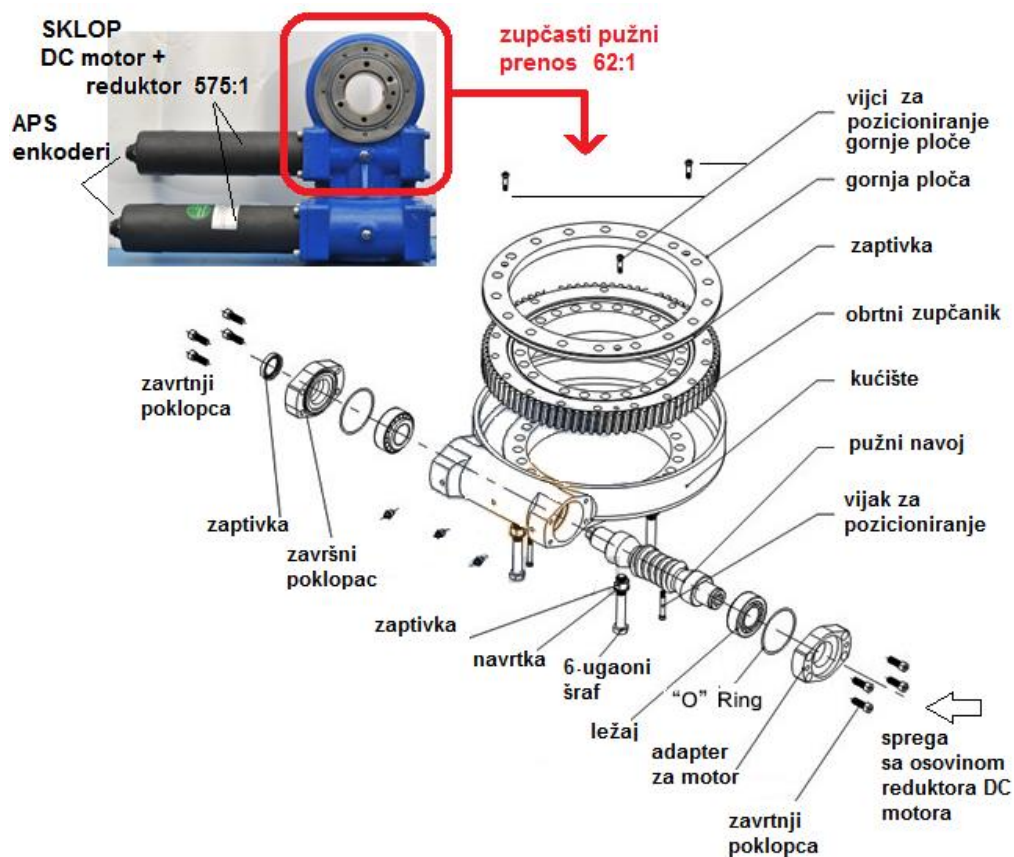
Slika 7: Izgled dvoosnog fotonaponskog mobilnog solarnog generatora (MSG); (a) izgled prednje strane, (b) izgled zadnje strane sa elektromotornim pogonom

Na Slici 8 je prikazan obrtni *dvoosni* pogon (tzv. „*slewing drive*”) nosača solarnih panelu u okviru MSG. Konstrukcija je bazirana na dva obrtna aktuatora. Svaki od ovih aktuatora se sastoji od DC motora sa planetarnim reduktorom i pužnog prenosnika. Na Slici 8 pozicija (1) prikazuje obrtni pogon po azimutu, dok pozicija (2) prikazuje obrtni pogon po elevaciji. Svaki od ovih pogona sadrži i pripadajuće magnetne apsolutne enkodere bazirane na Holovom efektu, kojima je obezbeđeno merenje pozicije i brzine. Na Slici 8 pozicija (3) pokazuje mesto ugradnje apsolutnog enkodera po elevaciji, dok pozicija (4) pokazuje apsolutni enkoder po azimutu. Oba pogona su mehanički spregnuta sa konstrukcijom rama, odnosno sa konstrukcijom nosača solarnih panela, koji je prikazan na poziciji (5), dok su drajveri za DC motore, merni pretvarači i prilagodna elektronska kola, upravljački i napojni deo smešteni u razvodnom ormariću označenom sa pozicijom (6).

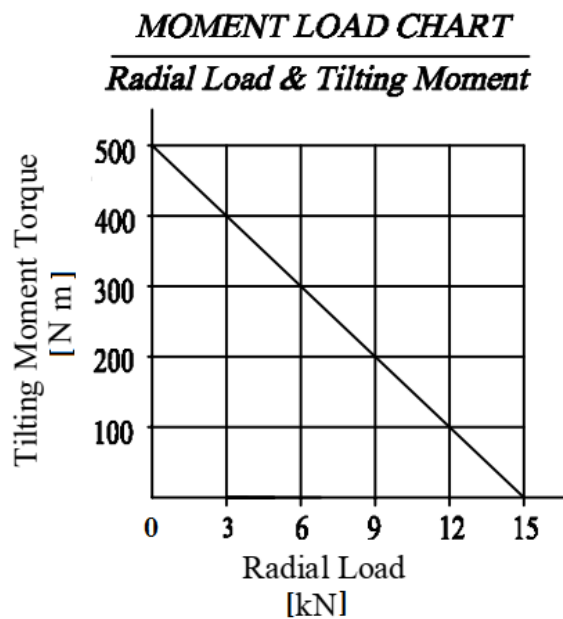


Slika 8 : Izgled i dispozicija dvoosnog obrtnog pogona („*slewing drive*”) mobilnog solarnog generatora (MSG)

Na Slici 9 je dat prikaz složenog mehaničkog prenosnika koji se sastoji od pužnog i zupčastog prenosa. Na Slici 10 je data zavisnost nagibnog momenta u funkciji radijalnog opterećenja.



Slika 9 : Prikaz pužno-zupčastog prenosa



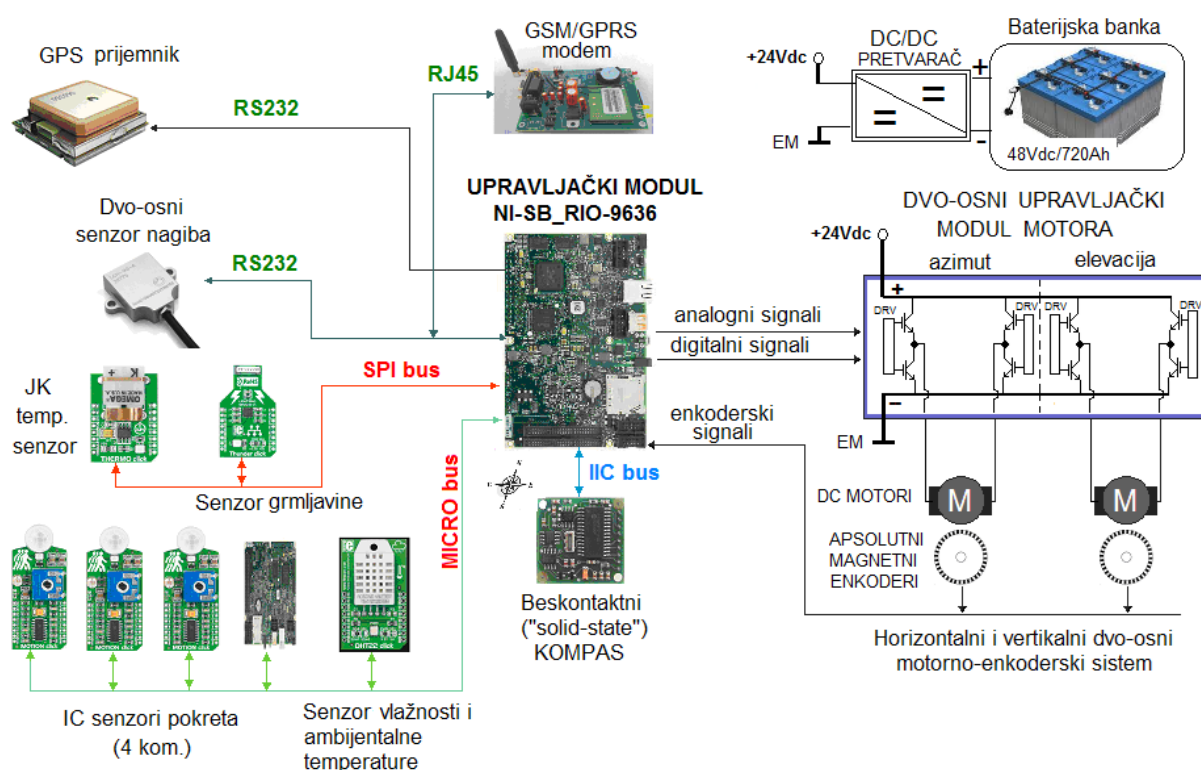
Slika 10: Karakteristika nagibnog momenta u zavisnosti od radijalnog opterećenja

Obrtni zupčanik je smešten i zaptiven u specijalnom kućištu koje je zatvoreno sa gornje strane pločom putem odgovarajućih vijaka. Pužni navoj je takođe smešten u zaptivenom kućištu, pri čemu je mehanički spregnut sa obrtnim zupčanikom. Ovaj sklop je opremljen „O”- ringom i adapterom za mehaničko sprezanje sa osovinom planetarnog reduktora DC motora.

U nastavku su date neke osnovne elektro-mehaničke karakteristike primenjenih pogona sa DC motorima (azimut i elevacija). DC pogonski motori za obe ose su nominalnog napona 24 Vdc, nominalne struje 1,2A, nominalne brzine obrtanja od 1800 ob/min. Prenosni odnos planetarnog motornog reduktora je 575:1, dok je prenosni odnos pužnog reduktora 62:1. Nominalna vrednost obrtnog momenta na samom vratilu izlaznog aktuatora, za svaku od osa je 400 Nm, dok je izlazna brzina obrtanja 0.048 ob/min. Maksimalni zakretni moment je 500 Nm. Moment držanja za obe ose je 2000 Nm. Maksimalno aksijalno opterećenje na svakom od prenosnika je 30 kN, dok je maksimalno radijalno opterećenje 15 kN. Tačnost pozicioniranja za obe ose je $\leq 0.2^\circ$. Stepen mehaničke zaštite sklopa je IP65, dok je temperaturni opseg -40°C do $+80^\circ\text{C}$.

4 MERNO-UPRAVLJAČKI SISTEM DVOOSNOG POGONA ZA PRAĆENJE SUNČEVE PUTANJE

Na Slici 11 je prikazana principna blok šema realizovanog sistema za dvoosno praćenje. Sistem je baziran na hronološkom praćenju Sunčeve putanje koje je opisano u poglavlju 2.3. Sistem za hronološko praćenje se sastoji od sledećih modula: (1) DC/DC napajanje sistema 48 Vdc/24 Vdc (2) Upravljački mikroprocesorski modul NI-SB RIO 9636 proizvodnje *National Instruments*, (3) GPS prijemnik, (4) GSM/GPRS modem, (5) beskontaktni „solid state” kompas, (6) dvoosni senzor nagiba (inklinometar), (7) pobudni sistem DC motora baziran na H-mostu sa IGBT prekidačima, (8) primarni merni sistem (apsolutni magnetni enkodери za merenje pozicije po azimuti i po elevaciji), (9) sekundarni sigurnosni i pomoćni merni sistem (JK temperaturni senzor, senzor grmljavine, senzori pokreta, senzor vlažnosti i sl.)



Slika 11: Blok šema implementiranog sistema za dvoosno praćenje u sklopu uređaja MSG

GPS prijemnik služi za određivanje pozicije objekta MSG, odnosno poziciju u globalnom koordinatnom sistemu (daje informaciju o geografskoj širini, dužini i nadmorskoj visini). Beskontaktni „*solid state*” kompas određuje relativnu orijentaciju uređaja u odnosu na pravac magnetnog severa. Dvoosni senzor nagiba (inklinometar) određuje nagib uređaja po dve ose u odnosu na horizontalnu ravan.

Kao što se vidi na blok dijagramu na Slici 11, ceo sistem je mikroprocesorski koncipiran i upravljan. Kao bazni sistem upravljačke strukture koristi se mikrokontrolerski modul SBRIO NI 9636 firme *National Instruments*. Posebna karakteristika ove mikroprocesorske ploče je snažan 32 bitni mikroprocesor na bazi ARM arhitekture kao i vrlo robusni i snažni hardverski programabilni i rekonfigurabilni elektronski uređaj FPGA firme XILINX, koji omogućava laku implementaciju najsloženijih softverskih algoritama. Stoga je putem ovog uređaja moguće lako i jednostavno obezbediti prilagođenje raznih vrsta senzora i perifernih uređaja za komuniciraju sa mikroprocesorom, ali i međusobno.

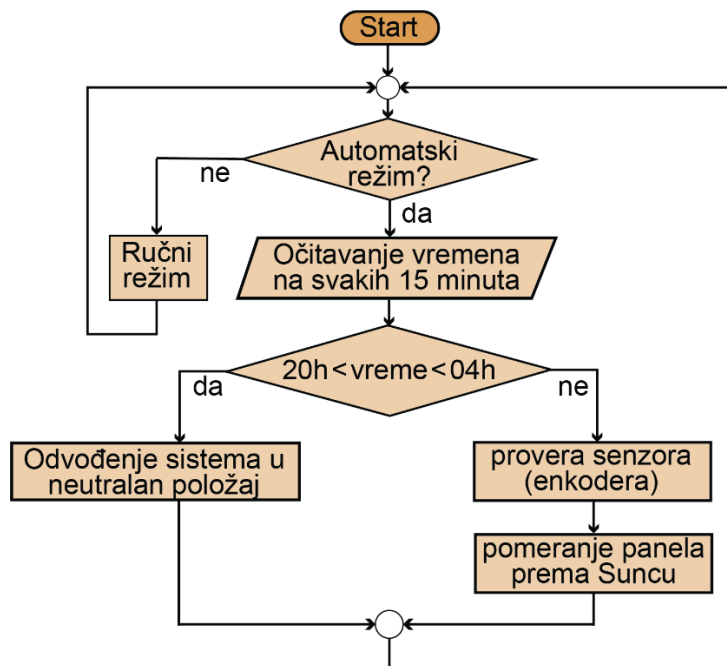
U sistemu je implementiran veliki broj namenskih senzora (JK temperaturna sonda, senzor grmljavine, senzori pokreta, senzori vlažnosti i temperature okoline). Tu se između ostalih izdvaja GPS komunikacioni senzor pozicije uređaja. Ovaj senzor je direktno odgovoran da uz pomoć satelita koji se nalaze u orbiti zemlje odredi globalnu poziciju sistema. Globalna pozicija sistema se očitava u vidu geografske širine, geografske dužine i nadmorske visine koju ovaj senzor direktno očitava od satelita u geo-stacionarnoj orbiti zemlje. Ovaj senzor je sa mikrokontrolerom povezan putem RS232 veze (RJ 45) i mikroprocesor po potrebi očitava globalnu poziciju celog uređaja. Ovo očitavanje se u principu ostvaruje uglavnom prilikom inicijalizacije sistema i na zahtev korisnika po potrebi. Digitalni kompas je poseban senzorski sistem integrisan u upravljačku strukturu, koji daje apsolutni azimut prednje ose uređaja u odnosu na geografski sever. Senzor komunicira sa mikroprocesorom putem I²C Bus-a i očitavanjem podataka ovog senzora se određuje azimut uzdužne ose celog uređaja. Ovaj podatak zajedno sa podatkom o globalnoj poziciji se koristi u cilju praćenja položaja Sunca na nebu.

5 ALGORITAM HRONOLOŠKOG PRAĆENJA PUTANJE SUNCA

Algoritam hronološkog praćenja koji je u ovom slučaju primenjen, je zasnovan na prirodnoj opservaciji Sunčeve pozicije za datu lokaciju, u datom periodu i za dato godišnje doba. Praćenje Sunčeve trajektorije je ustvari ostvareno hronološki, tj. na osnovu unetih podataka o datumu i vremenu kao i podataka o geografskoj dužini i geografskoj širini i azimutu u odnosu na geografski sever postavljenog uređaja.

Kontroler u svojoj internoj memoriji poseduje tabelu podataka o položaju Sunca u zavisnosti od geografske koordinate, doba dana kao i godišnjeg doba. Poređenjem ovih podataka iz tabele sa unetim podacima o mestu uređaja, kontroler proračunava zahtevani ugao elevacije i azimuta. Na osnovu ovoga se kontroliše pozicija solarnih panela, tako da upadni zraci uvek padaju pod pravim uglom u odnosu na njihovu površinu. Ovaj metod je nezavisan od oblačnog vremena pošto paneli prate sunce u svakom trenutku vremena. Jedino što je potrebno, to je uzeti u obzir orijentaciju lokalnog koordinatnog sistema solarnih panela u odnosu na globalni koordinatni sistem (Zemlju).

Dijagram toka (tzv. „*flow-chart*”) osnovnog programa dvoosnog praćenja koji je implementiran u programu C je dat dijagramom na Slici 12.



Slika 12 : Dijagram toka osnovnog programa koji je implementiran u sistemu dvoosnog praćenja

U okviru softverski implementiranog upravljanja pogonima po azimutu i elevaciji su obezbeđeni ručni i automatski režim rada sistema. Kada se izabere ručni režim, ukoliko su bili aktivirani, pogonski DC motori se zaustavljaju, čime se omogućava ručno upravljanje sistemom. Ručno upravljanje se obezbeđuje odgovarajućim tasterima koji se nalaze na pultu rukovaoca. Automatski režim omogućava konzistentno praćenje sunca tokom dana, dok se tokom noći sistem prevodi u neutralni (tzv. „*homing*”) položaj. Softver se oslanja na informacije o tačnom vremenu koje dobija uz pomoć opisanog GPS uređaja, a koji podatke dobija satelitski. U okviru dnevnog režima rada, sistem nakon 20.00 h odlazi u neutralni položaj, koji podrazumeva okretanje i postavku orijentacije sistema na gore, tj. do vertikalnog limita. Ovim se takođe smanjuje verovatnoća narušavanja stabilnosti u slučaju jakog vetra. U neutralnom položaju ostaje do jutra u 04.00 h, odnosno do onog trenutka kada algoritam proračuna da je sunce izašlo, kada se sistem okreće ka istoku, u adekvatan položaj za dalje praćenje sunca tokom dana. U automatskom režimu se u toku dana na svakih 15 minuta vrše očitavanja, tj. provere trenutnog položaja sunca. Sistem prati položaj sunca od istoka, preko juga, ka zapadu, uz odgovarajuću elevaciju, tj. nagib po vertikali, kako bi sunčevi zraci upravno padali na fotonaponski panel, a sve u cilju maksimalnog iskorišćenja energije sunčevih zraka.

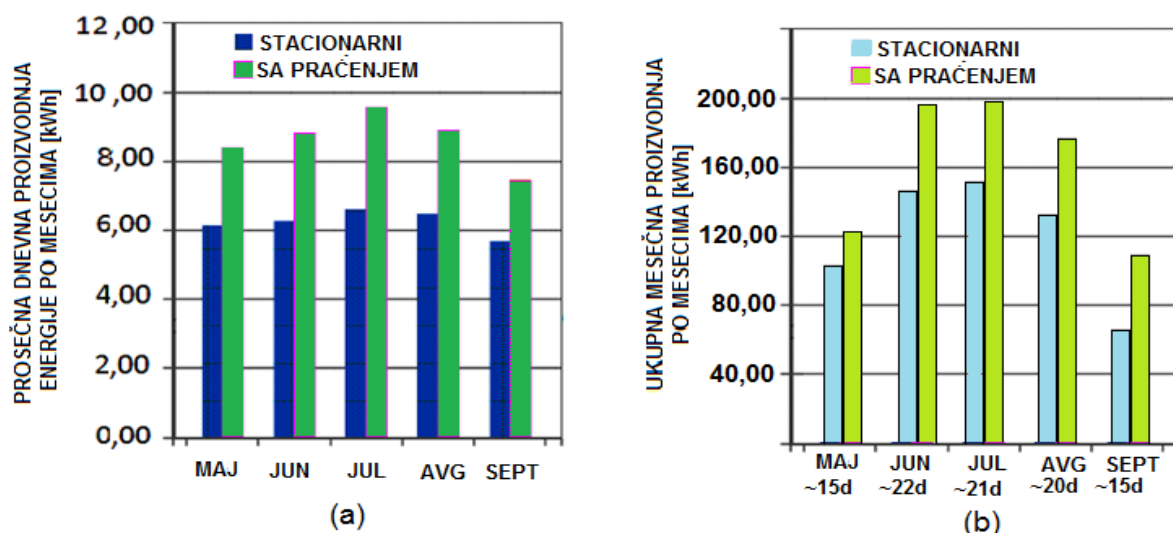
U automatskom režimu, algoritam se za planiranje kretanja rekurentno oslanja na očitavanja pozicije sa apsolutnih enkodera, jednog za vertikalno, drugog za horizontalno kretanje. Kretanje se zasniva na proračunu i kompenzaciji greške, odnosno razlike između zadate vrednosti pozicije i trenutne vrednosti očitane sa enkodera. Ujedno se proverava da li je kretanjem dostignut softverski limit, zadat na osnovu maksimalni graničnih vrednosti pozicija sistema. U konkretnom slučaju, granice do kojih se kreće implementirani kretni sistem su : od -90° (azimut ka istoku) do $+90^{\circ}$ (azimut ka zapadu) oko vertikalne ose i od 18° (minimalna elevacija) do 78° (maksimalni ugao elevacije) po horizontalnoj osi.

6 EKSPERIMENTALNI REZULTATI

U ovom poglavlju su dati neki karakteristični eksperimentalni rezultati dobijeni tokom testiranja MSG na poljoprivrednoj parceli neposredno u blizini reke Dunav u mestu Belegiš.

Na ovoj parceli je razvijen pametni sistem navodnjavanja baziran na energiji sunca i vetra u kome je ju jednom segmentu primenjen i MSG sa 4 fotonaponska panela od 375 W i baterijskom bankom 48 Vdc/720 Ah. Sistem takođe poseduje i invertorski deo za napajanje frekventnog regulatora snage 5,5 kW kojim se obezbeđuje navodnjavanje. Sistem za navodnjavanje poseduje i solarne panele na zemlji sa fiksnim nagibom. Detaljan opis ovog sistema se može naći u referencama [12],[14]. U sklopu ovog sistema je izvršeno testiranje dvoosnog elektromotornog pogona fotonaponskog sistema na MSG i izvedeni su odgovarajući zaključci o energetsom dobitku sistema za dvoosno praćenje Sunčeve putanje.

Izvršeno je poređenje proizvodnje fotonaponskog sistema MSG pri fiksnom uglu zakretanja fotonaponskih panela (ugao elevacije je fiksiran na 30° i ugao azimuta je fiksiran na -5°) i proizvodnje kada je primenjen sistem za dvoosno praćenje. Merenja su sprovedena za period navodnjavanja maj-septembar. Tokom 2022. godine su izvršena merenja na sistemu sa fiksnim nagibom fotonaponskih panela (nije bio implementiran sistem za dvoosno praćenje), a tokom 2023. godine za isti period i sa približno istim insolacijama i režimima navodnjavanja su vršena merenja sa dvoosnim sistemom. Rezultati merenja su dati na Slici 13.



Slika 13: Poređenje proizvedenih električnih energija stacionarnog sistema fotonaponskih panela MSG i sistema sa hronološkim praćenjem sunčeve putanje; (a) dijagram prosečne dnevne proizvodnje energije po mesecima u periodu maj-septembar 2022. godine, (b) ukupna mesečna proizvodnja po mesecima u periodu maj-septembar 2023. god.

Na Slici 13(a) je dato poređenje dijagrama prosečne dnevne proizvodnje sistema od 4 solarna panela ukupne snage 1,5 kW po mesecima (period maj-septembar). Uočava se da se najveća dobit ostvaruje u mesecima jun, jul i avgust kada je navodnjavanje najintenzivnije. Dobit u ovom periodu je oko između 35% i 40% (u mesecu julu $9,5 \text{ kWh}/6,6 \text{ kWh} \approx 1,43$; u mesecu junu $8,5 \text{ kWh}/6,2 \text{ kWh} \approx 1,37$; u mesecu avgustu $8,8 \text{ kWh}/6,4 \text{ kWh} \approx 1,37$). Na slici 13(b) je dato poređenje ukupnih mesečnih proizvodnji za oba posmatrana sistema. Pri ovome treba napomenuti da je broj dana tokom kojih je vršeno navodnjavanje (a tada su vršena i merenja) po mesecima iznosilo približno: 15 dana u maju i septembru, 22 dana u junu, 21 dan u julu i 20 dana u avgustu. Uočava se da je za sistem sa praćenjem, najveća proizvodnja mesecima jun i jul od oko 200 kWh/mesecu. Za fiksni sistem ova proizvodnja je oko 150 kWh. Tako da i u ovom slučaju upotrebom sistema za hronološko praćenje sunčeve putanje, dolazimo do dobitka od oko 33%. Takođe treba napomenuti da je realizovani sistem sa veoma niskom sopstvenom potrošnjom električne energije iz baterije, obzirom da se radi o intenzivno intermitentnim

elektromotornim pogonima, kako po azimutu, tako i po elevaciji (praktično se pogoni svaki snage od 50W aktiviraju u razmacima od 15 min, dok se trajanje pokretanja (tzv. „soft-start”), pogona i zaustavljanja ostvaruje u intervalu od oko 5s). Takođe dvoosni sistem praćenja ne zavisi od oblačnosti već sledi dnevnu putanju Sunca i u tom slučaju. U noćnom periodu sistem je isključen sa napajanja i ne troši uopšte nikakvu energiju.

7 ZAKLJUČAK

U radu je predstavljen realizovani sistem za dvoosno hronološko praćenje sunčeve putanje. Istaknute prednosti ovog tipa praćenja sa aspekta minimizacije potrošnje električne energije i povećanje prinosa sakupljene energije iz sunca. Sistem je primenjen na mobilnom solarnoj jedinici koju čine četiri solarna panela ukupna snage 1500 W. Primenjeni elektromotorni pogoni po azimutu i elevaciji su bazirani na DC motorima sa planetarnim reduktorom i odgovarajućim pužno/zupčastim prenosom ostvarenim u okviru obrtnog pogona (tzv. „*slewing drive*”). Ostvareni maksimalni momenti pri zakretanju nosača solarnih panela su oko 500 Nm, maksimalne brzine obrtanja od 0.046 ob/min. Eksperimentalna verifikacija fiksnog sistema solarnih panela i dvoosnog sistema za praćenje je izvršena na konkretnoj mobilnoj solarnoj jedinici koja se koristi u sistemu navodnjavanja na pametnoj parceli u mestu Belegiš. Na osnovu merenja je utvrđeno da se upotrebom sistema za praćenje ostvaruje dobitak u ukupnoj proizvedenoj energiji iz MSG u iznosu od oko 35 %. Najveći efekti se postižu u mesecima jul i avgust, kada je navodnjavanje i najintenzivnije, tako da je u ovom periodu moguće ostvariti dobitak u proizvodnji energije u iznosu i do 40 %.

8 ZAHVALNICA

Istraživanje u ovom radu je podržano finansiranjem od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija, za period 2024.-2025., Ugovor pod evidencionim brojem 51-03-136/2025-03/200034 od 04.02.2025.

9 LITERATURA

- [1] J.E.Braun, J.C. Mitchell , Solar Geometry for Fixed and Tracking Surfaces, Solar Energy, 31(5):439–444, 1983.
- [2] N.Barsoum, Fabrication of Dual-Axis Solar Tracking Controller Project, Intelligent Control and Automation, 2011, 2, 57-68.
- [3] E.F.Camacho E.F., M. Berenguel, F.R. Rubio, D.Martínez, Control of Solar Energy Systems, Springer, 2012.
- [4] H.Shang, W.Shen, Design and Implementation of a Dual-Axis Solar Tracking System, Energies 2023, 16(17), 6330; <https://doi.org/10.3390/en16176330>
- [5] E.K.Mpodi, Z.Tjiparuro, O.Matsebe, Review of dual axis solar tracking and development of its functional model, Procedia Manufacturing, Volume 35, 2019, Pages 580-588, <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2019.05.082>.
- [6] Deger Energie. Deger Energie Solar Tracking, 2013. , <http://www.degerenergie.de/en/solar-tracking.html>
- [7] Solar Tracker, “Sun Path Diagram Image”, 2010., <http://www.gaisma.com/en/location/miri.html>

- [8] Ž.V.Despotović, M.D.Jovanović, A.Rodić, I.Stevanović, Praktične realizacije sistema za dvoosno praćenje sunčeve putanje, VII Sajam Energetske Efikasnosti i Obnovljivih Izvora energije 2019, Požarevac, Srbija, 25.10-26.10.2019.
- [9] MOTHER's super-simple solar tracker created by Dennis Burkholder improves on Steve Baer's solar tracker design using freon, November/December 1977, <http://www.motherearthnews.com/diy/solar-tracker-zmaz77ndzgoe>
- [10] M.D.Jovanović, Z.V.Despotović, Dj. Urukalo, The Chronological System of Solar Tracking Implemented on Mobile Solar Generator - IMP MSEG, V International Conference on Renewable Electrical Power Sources, Belgrade, 12-13th October 2017.
- [11] I.Stevanović, S.Popić, A.Rodić, Ž.Despotović, M.Jovanović, Pokretni robotizovani solarni generator, primer konstruktivnog rešenja mehaničke strukture, 57.Konferencija za elektroniku, telekomunikacije, računarstvo, automatiku i nuklearnu tehniku-ETRAN, Zlatibor, 3-6. Jun 2013.
- [12] Ž.V.Despotović, I.R.Stevanović, J.Šumarac, Daljinski nadzor i kontrola hibridnog postrojenja za navodnjavanje useva na poljoprivrednoj parceli u mestu Belegiš, Energija Ekonomija Ekologija 25(1), pp. 59-66, DOI: 10.46793/EEE23-1.59D, Novembar 2023.
- [13] Željko.V. Despotović, Ilija.R Stevanović, Aleksandar Milenković, Sistem energetske pretvarača za hibridno napajanje sistema za navodnjavanje useva, 36 Simpozijum CIGRE 2023, Zlatibor, Srbija, 22-26.05.2023.
- [14] Ž.V.Despotovic, Hybrid "OFF-grid" Power Supply Systems and Their Applications in Agriculture: Practical Realisations, 10th International Conference on Renewable Electrical Power Sources-ICREPS 2022, 17-18 October, 2022, Belgrade, Serbia (Keynote lecture)
- [15] Z.V.Despotovic, M.Majstorovic, M.D.Jovanovic, I.Stefanovic, The Pressure Control in Irrigation "OFF-grid" Photovoltaic System Based on Mobile Solar Genarator, 5th International Conference of Renewable Electrical Power Sources-ICREPS 2017, 12-13 October, Belgrade, Serbia, 2017.
- [16] M.Majstorović, Ž.Despotović, L.Ristić, Application of Mobile Solar OFF-grid Generator in Irrigation System-a case study", Session:Renewable and Distributed Energy Sources,Paper T7.2-2,19th International Symposium Power Electronics - Ee2017,18-21. October 2017, N. Sad, Serbia.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.05)**B4.05****АНАЛИТИЧКИ МОДЕЛ ГУБИТАКА GAN ТРАНЗИСТОРА НА ОСНОВУ ПОДАТАКА
ИЗ ТЕХНИЧКЕ ДОКУМЕНТАЦИЈЕ****ANALYTICAL LOSS MODEL OF GAN TRANSISTORS BASED ON DATASHEET DATA****Miroslav Popović, Nikola Mirković, Aleksandar Milić^{1*}**

Кратак садржај: Транзистори засновани на савременим полупроводницима великог енергетског процепа, као што је галијум нитрид (GaN), све чешће користе се у уређајима енергетске електронике. Због специфичне структуре и способности да брзо мењају радно стање, стандардни прорачуни који се користе за одређивање губитака у силицијумским прекидачима нису применљиви у овом случају. Стога је развијен аналитички модел за процену губитака код GaN прекидача у конфигурацији полумоста, који се ослања на податке из техничке документације. Модел узима у обзир различите типове комутација, као што су тврдо, меко и полу-меко комутовање. Извршено је поређење губитака при меком и тврдом комутовању прекидача у склопу синхроног спуштача напона. На основу предложеног модела, одређене су оптималне вредности мртвог времена како би се минимизовало провођење прекидача током овог периода. На крају, предложени модел верификован на претварачу спуштачу напона снаге 1 kW.

Кључне речи: *GaN транзистори, синхрони спуштач напона, модел губитака*

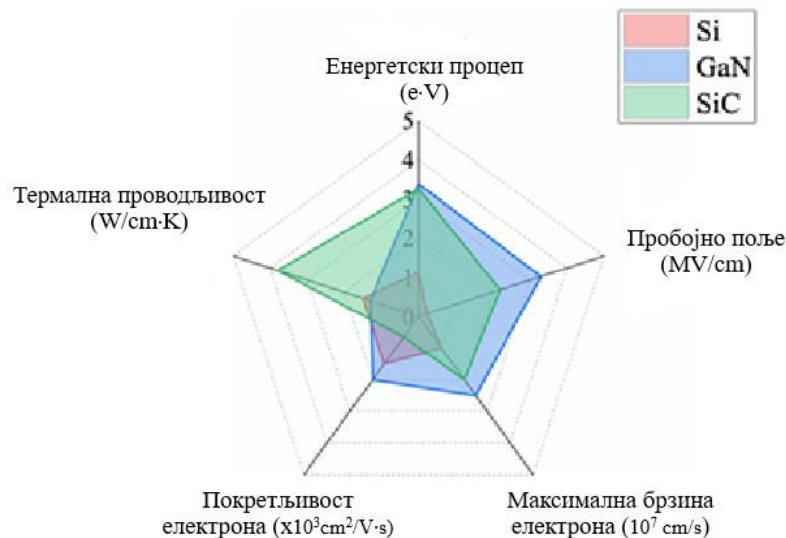
Abstract: Transistors based on modern wide-bandgap semiconductors, such as Gallium Nitride (GaN), are increasingly used in power electronics devices. Due to their specific structure and ability to rapidly switch states, standard calculations used for determining losses in silicon transistors are not applicable in this case. Therefore, an analytical model has been developed to estimate losses in GaN transistors in a half-bridge configuration, relying on data from technical documentation. The model considers different types of switching, including hard, soft, and semi-soft switching. A comparison of losses during soft and hard switching of transistors in a synchronous buck converter under the same operating conditions has been conducted. Based on the proposed model, optimal dead-time values have been determined to minimize transistor conduction during this period. Finally, the proposed model has been verified through the design of a 1 kW buck converter.

Key words: *GaN transistors, synchronous buck converter, loss model*

^{1*} Miroslav Popović, Elektrotehnički fakultet univerziteta u Beogradu, miroslav.popovic01@gmail.com
Nikola Mirković, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, nikola.mirkovic@ieent.org
Aleksandar Milić, Elektrotehnički fakultet, Univerziteta u Beogradu, milic.aleksandar@etf.rs

1 УВОД

Вишедеценијски развој уређаја енергетске електронике омогућио је максимално искоришћење потенцијала транзистора заснованих на силицијумској (Si) технологији. Због тога је даље развој оваквих претварача постало све захтевније. Међутим, појава прекидача који користе полупроводнике са високим енергетским процепом, као што су галијум-нитрид (GaN) и силицијум-карбид (SiC), омогућила је дизајн претварача веће ефикасности и мањих димензија. Како је приказано на Слици 1, GaN полупроводници у поређењу са Si и SiC, одликују се већом електронском покретљивошћу, већом максималном брзином електрона и могућношћу издржавања јачих електричних поља



Слика 1. Упоредна анализа полупроводничких технологија [1]

Тежња ка повећању учестаности прекидања у уређајима енергетске електронике проистиче из чињенице да се реактивни елементи претварача смањују са њеним повећањем те се тиме остварује мања укупна запремина и већа густина снаге. Комутациони процес код GaN прекидача траје краће у односу на Si и SiC прекидаче, што резултује мањом дисипацијом енергије приликом комутације. Комутациони губици прекидача једнаки су производу дисипиране енергије и учестаности прекидања f_{PWM} и линеарно расту са њеним увећањем. Из тог разлога, смањена дисипација енергије током комутације омогућава рад на вишим учестаностима прекидања f_{PWM} без додатног повећавања губитака.

Да би се искористио пун потенцијал GaN прекидача, потребно је направити поуздан физички модел који описује процес комутација, ради одређивања укупних губитака и максималне учестаности прекидања. Мотивација за егзактно описаним моделом комутација такође проистиче и из чињенице да за разлику од Si и SiC прекидача, прекидачи засновани на GaN технологији немају интринзичну диоду, али упркос томе могу да проводе негативну струју. Главни недостатак овог режима рада јесу повећани кондукциони губици. Како би се ови губици минимизирали потребно је минимизирати време провођења, односно у случају полумосне конфигурације – оптимизовати мртво време. Више о овом режиму рада биће речено у Поглављу 2.

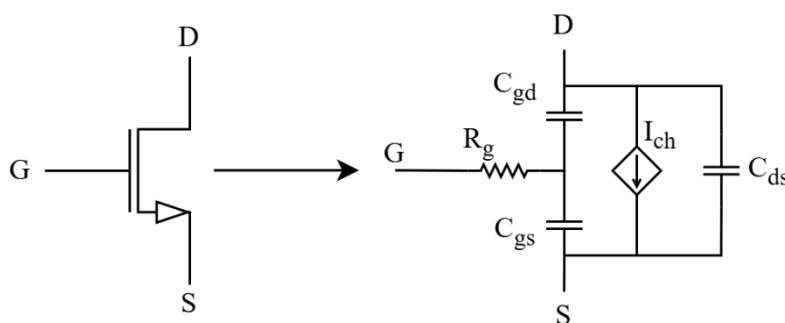
До сада развијени модели комутација за Si прекидаче нису применљиви на GaN уређаје, јер GaN технологија омогућава знатно већу брзину комутације, при чему утицај нелинеарних паразитних капацитивности постају значајани и не могу се занемарити. У радовима [2]–[3] аналитички модели су проширени паразитним капацитивностима како би се одредили карактеристични таласни облици струје и напона прекидача током комутације. Представљени модели су често врло сложени и захтевају податке о прекидачу који нису доступни у техничкој документацији.

Узимајући у обзир претходно наведене разлоге, у овом раду развијен је детаљан аналитички модел комутације GaN прекидача, заснован на неапроксимираним подацима из техничке документације, који омогућава прецизно одређивање укупних губитака прекидача и оптималног мртвог времена. У поглављу 2. описан је модел GaN прекидача и физичке зависности између моделираних елемената. Приликом моделовања, ради прецизнијег одређивања губитака, укупна струја прекидача подељена је на два доприноса – струју проводног канала и струју паразитних капацитивности. Наиме, током комутације, не протиче целокупна струја искључиво кроз проводни канал транзистора. Значајан део струје, посебно у фазама прелаза, одваја се на пуњење и пражњење паразитних капацитивности уређаја, што директно утиче на динамичко понашање прекидача и утиче на укупне комутационе губитке. Због тога је ова подела кључна за реалистично моделовање и тачну процену енергетских губитака током рада прекидача [2]. Такође, укључење и искључење прекидача подељено је у сегменте и детаљно је описано за прекидаче у конфигурацији полумоста. У Поглављу 3. за одабрани прекидач приказана је екстракција релевантних података из техничке документације и процењени су губици на прекидачима. На крају, експериментални резултати, који потврђују поузданост модела, дати су у поглављу 4.

2 МОДЕЛ ПРЕКИДАЧА И КОМУТАЦИОНОГ ПРОЦЕСА

Прекидачи снаге засновани на GaN технологији, иако по својој структури подсећају на Si MOSFET уређаје, поседују одређене специфичности које значајно утичу на њихово понашање приликом комутација. У овом поглављу детаљно је описан електрични модел GaN прекидача са акцентом на кључне разлике у односу на класичне силицијумске MOSFET-е. За потребе аналитичког моделовања и прорачуна губитака снага на прекидачима, у оквиру поглавља су и детаљно теоријски и аналитички описани процеси комутације. Као резултат добија се систем диференцијалних једначина путем којег се могу одредити временски облици струје канала $I_{ch}(t)$ и напона канала $v_{ds}(t)$ потребни за прорачун губитака.

Модел GaN прекидача приказан је на Слици 2. и у великој мери одговара моделу Si MOSFET-а. Главна разлика се огледа у одсуству уграђене диоде за провођење струје у супротном смеру. Због своје симетричне структуре, приликом провођења струје у супротном смеру дрејн (енг. *drain*) и сорс (енг. *source*) електроде мењају своју улогу. Потенцијал дрејн електроде је сада нижи од гејт (енг. *gate*) потенцијала, тако да сада напон v_{gd} диктира проводност канала и омогућава прекидачу да проводи струју. У случају када је прекидач искључен $v_{gs} = 0$, напон v_{dg} је једнак напону на проводном каналу v_{ds} . У даљем тексту овај механизам провођења биће назван инверзно провођење GaN прекидача.

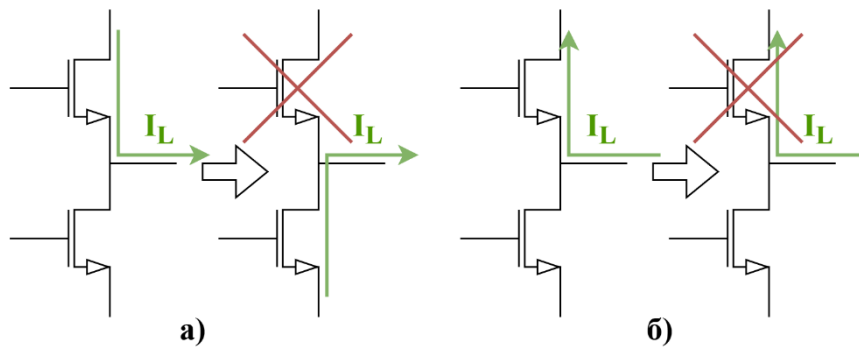


Слика 2. Модел GaN прекидача

R_g у приказаном моделу представља сопствену отпорност гејт терминала прекидача. C_{gs} , C_{gd} и C_{ds} моделују паразитне капацитивности између одговарајућих терминала, док I_{ch} представља напонски контролисан струјни извор.

2.1 Комутације прекидача у полумосној конфигурацији

Комутациони процес у полумостној конфигурацији условљен је радним режимом претварача. Могу се издвојити три различите врсте комутација, при чему се основна разлика између њих огледа у смеру струје I_L у тренутку комутације Слика 3.



Слика 3 Врсте комутација

Прва врста комутација Слика 3.а) подразумева да се проводни прекидач искључује, а струја прелази на супротни прекидач у полумосту. Кроз супротни прекидач струја пролази путем инверзног механизма провођења GaN прекидача. После пражњења паразитне капацитивност C_{ds} , супротни прекидач може бити укључен у условима нултог напона што се тада назива меким комутовањем [1].

Други врста комутација Слика 3.б) подразумева да се полупроводнички уређај искључи, при чему струја наставља да пролази кроз њега путем инверзног провођења GaN прекидача (што се сматра безгубитним процесом). Безгубитни процесом се сматра само прелазак из регуларног механизма провођења у инверзни механизам провођења, али се на даље кондукциони губици повећавају услед пораста напона v_{sd} . У овом случају капацитивност C_{ds} другог прекидача није испразњена, те се његово укључење назива Тврдо комутовање.

Трећи врста комутација подразумева да се проводни прекидач искључује и да струја прелази на супротни прекидач у полумосту (као у првом случају), али струја I_L није довољно велика да за мртво време t_{dt} стигне да испразни C_{ds} другог прекидача. Овакав комутациони процес у литератури назива се полумеким комутовање.

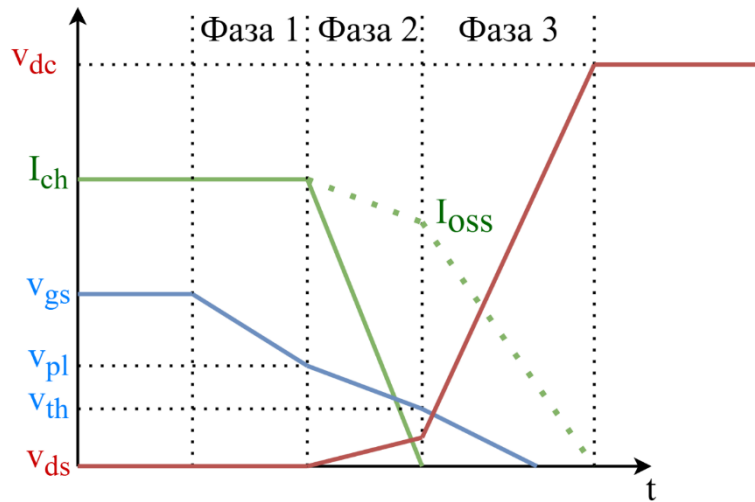
За сва три случаја разматра се GaN модел приказан на Слици 1. Током комутационог прелаза, прекидач ради у зони засићења. У том режиму, проводни канал се моделује као контролисани извор струје I_{ch} , који је преко транскондуктансе g_m повезан са напонем v_{gs} . Приликом свих описаних комутационих процеса претпостављено је да је струја потрошача I_L константна.

2.2 Искључење прекидача

Процес искључивања GaN прекидача описан је посебно за прву и другу врсту комутација, док се трећа врста не разматра посебно али је уважена прилоком имплементације. Оба случаја искључења подељена су на фазе.

2.2.1 Први врста комутације - искључење

Као што је објашњено у Потпоглављу 2.1 искључење прекидача, током прве врсте комутација, подразумева да прекидну струју I_L преузима други прекидач у полумосту. Овај сценарио подељен је на три фазе као што је приказано на Слици 4. До овакве комутације долази када је струја I_L позитивна и има смер од полумоста ка потрошачу.



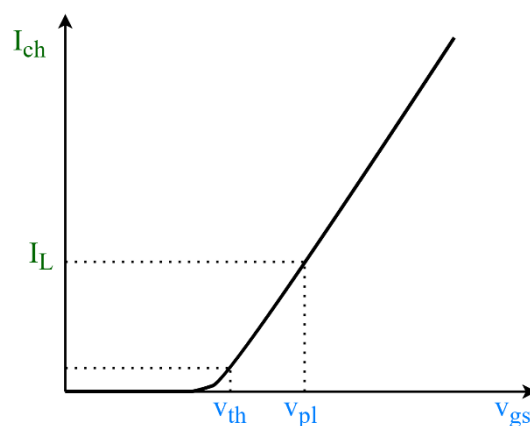
Слика 4. Прва врста комутације - искључење

Током прве фазе упаљач је добио наредбу за искључење и почиње да смањује напон v_{gs} . Напон v_{gs} мења своју вредност по следећем закону:

$$v_{gs} = v_{dr_on} * e^{-\frac{t}{R_e C_{gs}}} \quad (1)$$

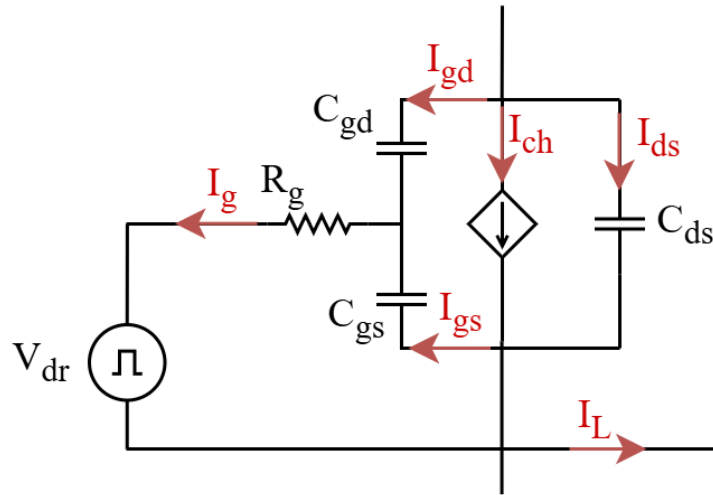
где је v_{dr_on} напон укључења прекидача који даје упаљач, а R_e укупна отпорност упаљачког кола и представља збир сопствене отпорности гејта транзистора, екстерног отпорника упаљачког кола и излазне отпорности упаљача.

Током ове фазе кроз проводни канал прекидача пролази константна струја $I_{ch} = I_L$. Прекидач се све време током прве фазе налази у засићењу, тако да струја канала не зависи од напона v_{gs} . У тренутку када се напон v_{gs} изједначи са напоном Милеровог платоа v_{pl} , где је v_{pl} напон који одговара струји I_L на преносној карактеристици прекидача приказаној на Слици 5, завршава се прва фаза.



Слика 5. Струјно-напонска карактеристика GaN прекидача

Током друге фазе напон v_{gs} наставља да опада али је његово смањивање успорено јер упаљач у овом тренутку почиње да пуни паразитну капацитивност C_{gd} , као што је приказано на Слици 6.



Слика 6. Смерови струја у моделу GaN прекидача приликом друге фазе

Диференцијална једначина која описује промену v_{gs} дата је са:

$$\frac{dv_{gs}}{dt} = \frac{I_g}{C_{gd}+C_{gs}} - \frac{C_{gd}}{C_{gd}+C_{ds}} * \frac{(I_L-I_{ch})}{2} * \frac{1}{(C_{gd}+C_{gs})} \quad (2)$$

док се струја канала I_{ch} мења нелинеарно са променом v_{gs} и то по кривој приказаној на Слици 5. Пошто се вредност C_{ds} нелинеарно мења са променом v_{ds} потребно је познавање $v_{ds}(t)$ које се добија из следеће диференцијалне једначине:

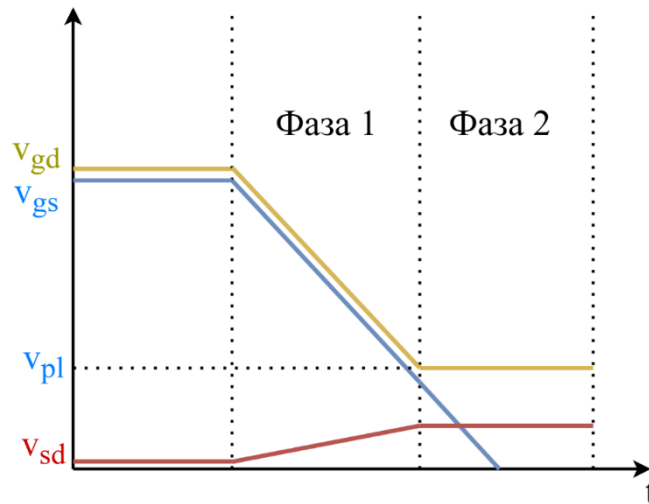
$$\frac{dv_{ds}}{dt} = \frac{I_L-I_{ch}}{C_{oss1}+C_{oss2}} \quad (3)$$

где су C_{oss1} и C_{oss2} излазне капацитивности прекидача и представљају збир C_{ds} и C_{gd} . Бројем један означен је горњи прекидач, а бројем два доњи прекидач у полумосној конфигурацији. Друга фаза траје док струја канала I_{ch} не падне на 0, тачније док напон v_{gs} не достигне напон прага провођења v_{th} .

Током треће фазе проводни канал прекидача је затворен, али укупна струја кроз прекидач је различита од 0 и то све док се не напуне паразитне капацитивности C_{ds} и C_{gd} . Једначине наведене за другу фазу настављају да важе с тим да је сада $I_{ch} = 0$.

2.2.2 Друга врста комутација- искључење

Током друге врсте комутација (Слика 3.6), активни прекидач се искључује али пуна струја наставља да пролази кроз њега процесом инверзног провођења GaN прекидача. Овај процес приказан је на Слици 7. и подељен је у две фазе. До ове врсте комутације може доћи само ако је струја I_L негативна то јест има смер од потрошача ка прекидачком полумосту. Приликом ове комутације напон v_{sd} не расте до напона v_{dc} већ до напона инверзног провођења GaN прекидача. За уређаје мале снаге овај напон износи пар волти.



Слика 7. Друга врста комутација - искључење

Прва фаза је идентична као код првог сценарија и његове прве фазе описане у 2.2.1, тако да се напон v_{gs} мења по закону описаном једначином (1). Напон v_{gd} током ове фазе једнак је збиру напона v_{gs} и v_{sd} . Пад напона на проводном каналу v_{sd} је током ове фазе константан и једнак је производу отпорности проводног канала R_{ds_on} и струји канала I_{ch} .

Друга фаза почиње када напон v_{gd} достигне Милеров плато v_{pl} , то јест напон који одговара струји I_L на преносној карактеристици датој на Слици 4. После тог тренутка напон v_{gd} остаје константан. Напон v_{gs} наставља да се мења по једначини (2). Пошто је напон v_{gd} константан а напон v_{gs} опада, пад напона на проводном каналу прекидача v_{sd} током ове фазе ће расти и може се одредити преко следеће једначине:

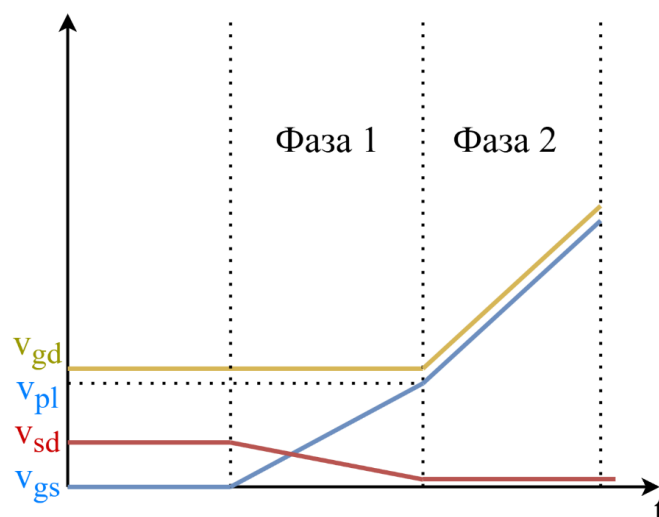
$$v_{sd} = v_{gd} + v_{sg} \quad (4)$$

2.3 Укључење прекидача

Приликом укључења прекидача поново се разликују две врсте комутација – када струја I_L има позитиван и када има негативан предзнак. Такође, сваки од наведених сценарија подељен је у фазе.

2.3.1 Прва врста комутација - укључење

Током укључења прекидача приликом прве врсте комутације Слика 3.а) подразумева се да су његове паразитне капацитивности C_{ds} и C_{gd} испражњене и да кроз прекидач путем инверзног провођења пролази пуна струја I_L . Овај сценарио подељен је у две фазе као што је приказано на Слици 8.



Слика 8. Прва врста комутација - укључење

Током прве фазе напон v_{gd} је константан и одговара напону Милеровог платоа за струју I_L , док се напон v_{gs} повећава и то по једначини:

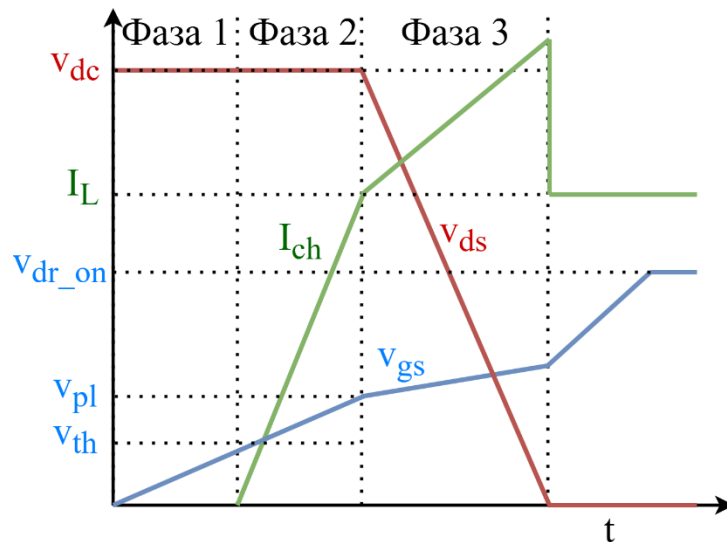
$$v_{gs} = v_{dr_on} (1 - e^{-\frac{t}{R_e C_{gs}}}) \quad (5)$$

У тренутку када напон v_{gs} достигне напон Милеровог платоа за струју I_L инверзно провођење GaN прекидача престаје и сада је активна област у потпуности проводна и дозвољава пролазак струје у оба смера.

Током друге фазе напон v_{gs} наставља да расте по динамици приказаној у (5) и достиже вредност v_{dr_on} .

2.3.2 Друга врста комутација – укључење

Током укључења прекидача приликом друге врсте комутације (Слика 3.6) паразитне капацитивности C_{ds} и C_{gd} су напуњене и током комутације се празне. Укључење у овом случају се одвија у три фазе приказане на Слици 9.

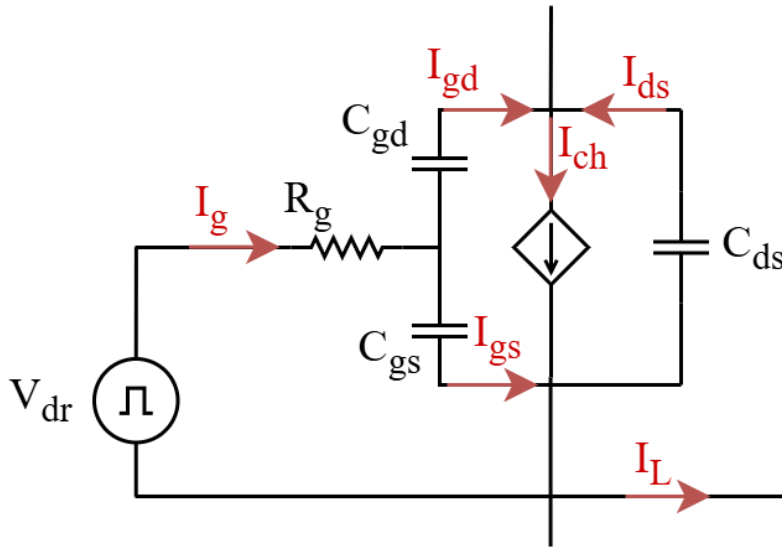


Слика 9. Други сценарио укључења

Током прве фазе напон v_{gs} расте до напона прага провођења прекидача v_{th} . И током прве и током друге фазе напон v_{gs} се мења по једначини (5). У тренутку када струја кроз активну област прекидача крене да расте почиње друга фаза.

Током друге фазе напон v_{gs} расте од напона прага провођења v_{th} до напона Милеровог платоа v_{pl} који одговара струји I_L , док струја расте од нулте вредности до I_L . Веза између напона v_{gs} и струје I_L дата је на Слици 5. Док прекидач који се укључује не преузме сву струју са прекидача који је у инверзном механизму провођења, не може да дође до пада напона v_{ds} . Разлог због чега долази до ове појаве крије се у самом инверзном механизму провођења који не дозвољава паду напона на својој активној области да се мења док год постоји нека инверзна струја која протиче кроз канал.

Током треће фазе паразитне капацитивности C_{ds} и C_{gd} се празне и то струјом кроз активни канал прекидача, као што је приказано на Слици 10.



Слика 10. Смерови струја у моделу GaN прекидача приликом друге врсте комутација - укључење

Током ове фазе долази до значајно великог повећања струје активне области прекидача I_{ch} тако да је и напрезање који полупроводник трпи значајно већи од стреса устаљеног радног режима. Струја кроз активну област I_{ch} и даље је повезана са напонем v_{gs} преко графика датог на Слици 5.

Брзина промене напона v_{gs} сада је знатно успорена јер струја коју даје упаљач не пуни само капацитивност C_{gs} већ и празни капацитивност C_{gd} . Промена напона v_{gs} дата је са:

$$\frac{dv_{gs}}{dt} = \frac{I_g}{C_{gd} + C_{gs}} - \frac{C_{gd}}{C_{gd} + C_{ds}} * \frac{(I_{ch} - I_L)}{2} * \frac{1}{(C_{gd} + C_{gs})} \quad (6)$$

док се промена напона v_{ds} одвија по једначини:

$$\frac{dv_{ds}}{dt} = \frac{I_{ch} - I_L}{C_{oss1} + C_{oss2}} \quad (7)$$

Решавањем система диференцијалних једначина (1) - (7) и узимањем у обзир да су вредности свих паразитних капацитивности функције напона на њима, добијају се временски облици струје $I_{ch}(t)$ и напона $v_{ds}(t)$. Временски облици струје $I_{ch}(t)$ и напона $v_{ds}(t)$ потребни су како би се прецизно одредили губици на прекидачима.

3 ПРОРАЧУН ГУБИТАКА

Да би се оценила снага губитака на прекидачу, потребно је одредити временске таласне облике величина од значаја у функцији радних режима. Како би одредили временски облик струје канала $I_{ch}(t)$ и пада напона на каналу $v_{ds}(t)$ потребно је решити систем диференцијалних једначина којим је резуловало Поглавље 2. Да би систем једначина (1)-(7) био решив потребно је из техничке документације прекидача искористити погодни скуп параметара. Параметри од интереса су по правилу описани у функцији радних режима као:

$I_{ch}(v_{gs})$ – зависност струје активне области прекидача од напона v_{gs}

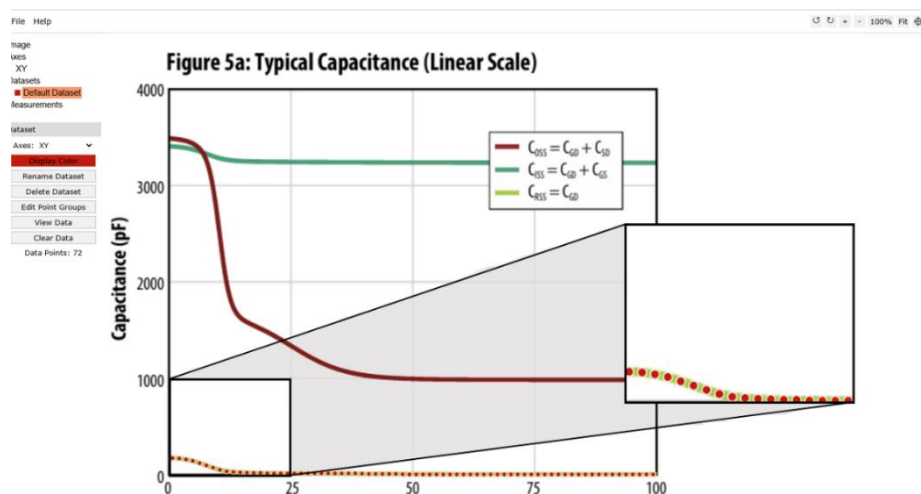
$I_{ch}(v_{gd})$ – зависност струје активне области прекидача од напона v_{gd} приликом инверзног провођења струје

$C_{ds}(v_{ds})$ – зависност капацитивности дрејн – сорс од пада напона на активној области прекидача v_{ds}

$C_{gd}(v_{gd})$ – зависност капацитивности гејт – дрејн од пада напона на активној области прекидача v_{ds}

$C_{gs}(v_{gs})$ – зависност капацитивности гејт – сорс од пада напона на активној области прекидача v_{ds}

Прикупљање и описивање наведених зависности спроведено је уз помоћ апликације *Automeris.io*. Пример коришћења овог алата дат је на Слици 12.



Слика 12. Коришћење алата Automeris.io

Овај алат омогућава дискретизацију криви из техничке документације. Црвене тачке представљају дискретне вредности које алат прикупља. Као резултат, добијене су потребне зависности $I_{ch}(v_{gs})$, $I_{ch}(v_{gd})$, $C_{ds}(v_{ds})$, $C_{gd}(v_{gd})$, $C_{gs}(v_{gs})$. Полазећи од систем диференцијалних једначина и формираних функционалних зависности параметара одређени су губици на прекидачима.

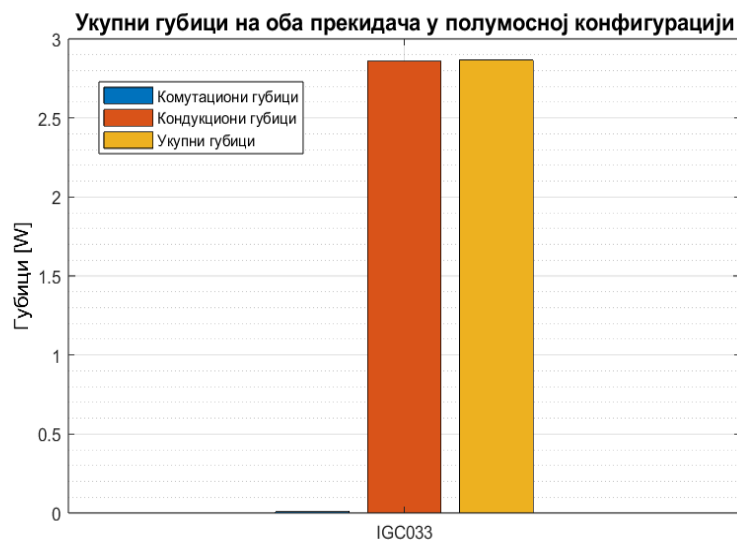
Губици на прекидачима одређени су, уважавајући кондукционе и комутационе губитке у *Matlab 2024* програмском пакету, са

$$P_{loss} = f_{PWM} \int_0^{T_{PWM}} I_{ch}(t) \cdot v_{ds}(t) dt \quad (8)$$

Процена губитака извршена је при следећим условима. Снага претварача $P = 1\text{kW}$, улазни напон је $V_{in} = 60\text{V}$ и фактор испуне $d = 0.75$, док су остали параметри од значаја дати у Табели 1. Укупни губици на оба прекидача у полумосној конфигурацији дати су на Сlici 13.

Табела 1. Параметри спуштача напона

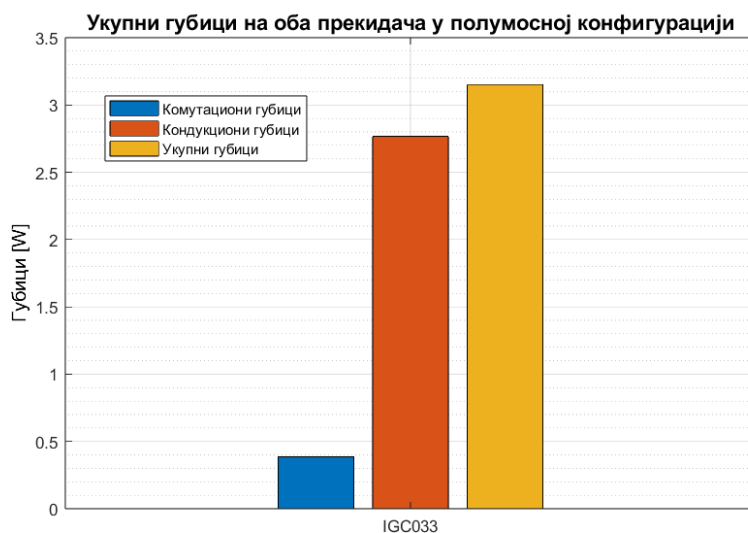
Параметар	Вредност	Јединица
Улазни напон	10-72	V
Излазни напон	5-70	V
Снага	1	kW
Учестаност прекидања	125	kHz
Мртво време	25	ns
Пригушница	1,5	μH
Прекидач	IGC033S1	



Слика 13. Укупни губици на прекидачима у полумосној конфигурацији

Са графика се одмах примећује да су комутациони губици занемарљиво мали у односу на кондукционе губитке. У овом радном режиму излазна струја је приближно $I_L = 22\text{A}$ док је амплитуда таласности струје, максимална девијација у односу на средњу вредност, 27A . Због овако велике таласности приликом гашења доњег прекидача струја је негативна и износи $I_L^{min} = -5\text{A}$. Тада се то искључење одвија по сценарију описаном у 2.2.1. Са Сlike 3. може се уочити да је преклапање струје $I_{ch}(t)$ и напона $V_{ds}(t)$ врло мало те су и губици дефинисани једначином (8) врло мали. После искључења доњег прекидача наступа период мртвог времена и укључење горњег прекидача. Укључење

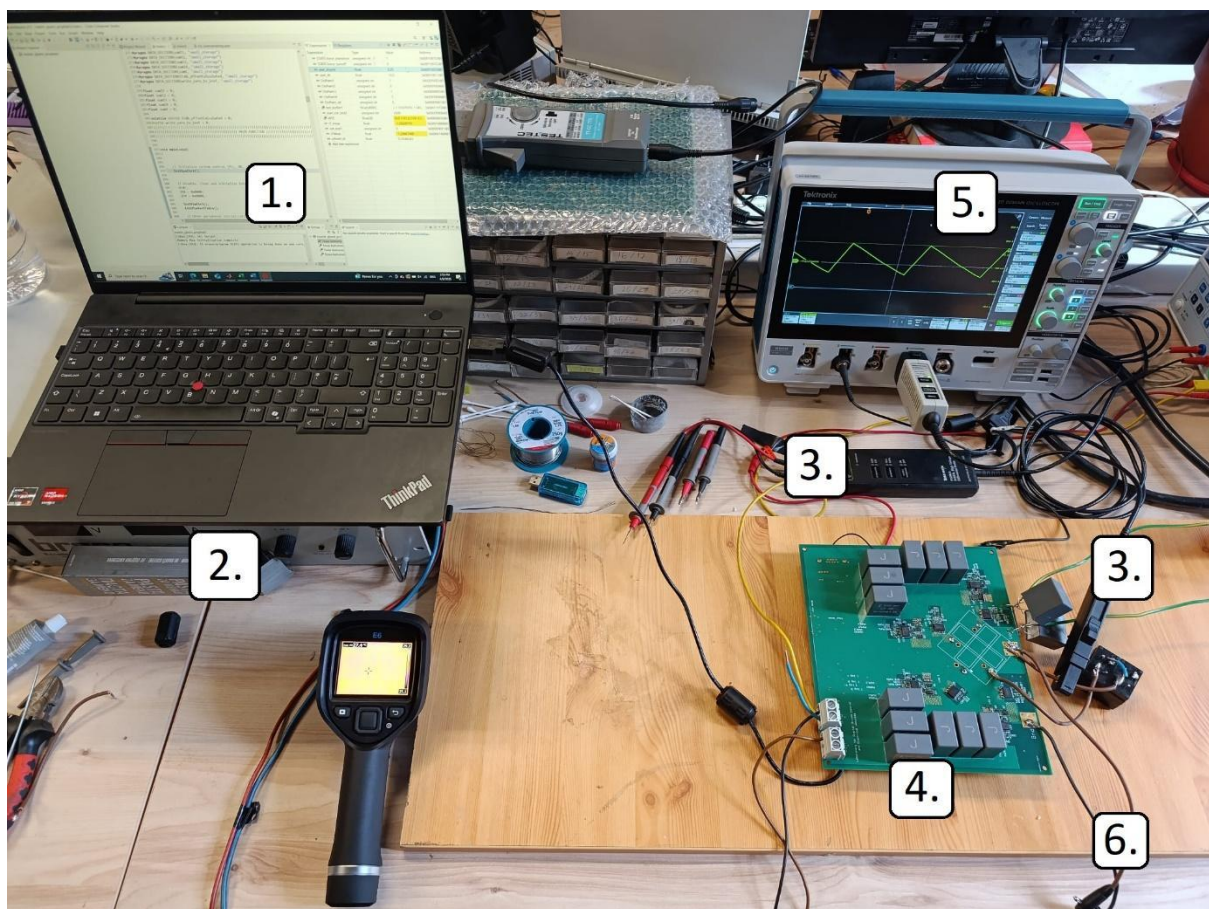
горњег прекидача се одвија по сценарију описаном у 2.3.1 и такође ствара минималне губитке. Битно је нагласити да када дође до комутације искључење горњег – укључење доњег, она се одвија поново по сценарију 2.2.1 па 2.3.1 и резултује минималним комутационим губицима. Комбинација комутације 2.2.1 и 2.3.1 може се остварити два пута током једне периоде само ако је струја приликом укључења горњег прекидача негативна, то јест ако је таласност струје већа од струје потрошача I_L . Укупни губици на оба прекидача у случај где је таласност струје мања од струје потрошача I_L приказан је на Слици 14.



Слика 14. Укупни губици на оба прекидача у полумосној конфигурацији при не-мекком комутовању

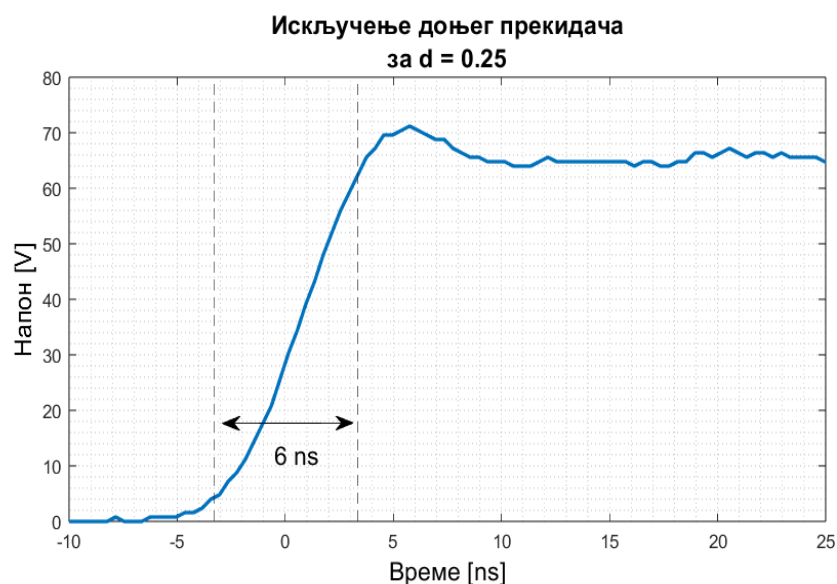
4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛНИ РЕЗУЛТАТИ

Како би се испитао и верификовао начињени аналитички модел, испројектован је претварач спуштач напона снаге 1 kW. Кључни подаци који описују прототип претварача дати су у Табели 1. Валидација описаног модела комутација експериментално је вршена на поставци датој на Слици 15. Пројектовање и истривање вишефазног претварача спуштача напона спроведено је при Лабораторији за дигитално управљање претварачима и погонима Електротехничког факултета Универзитета у Београду. Поставку чине (1) лаптоп за комуникацију са претварачем у реалном времену, (2) енергетско напајање, (3) напонске и струјне сонде пропусног опсега до 150 MHz, (4) развијени прототип претварача, (5) осцилоскоп Tektronix MDO34, (6) пасивни потрошач.



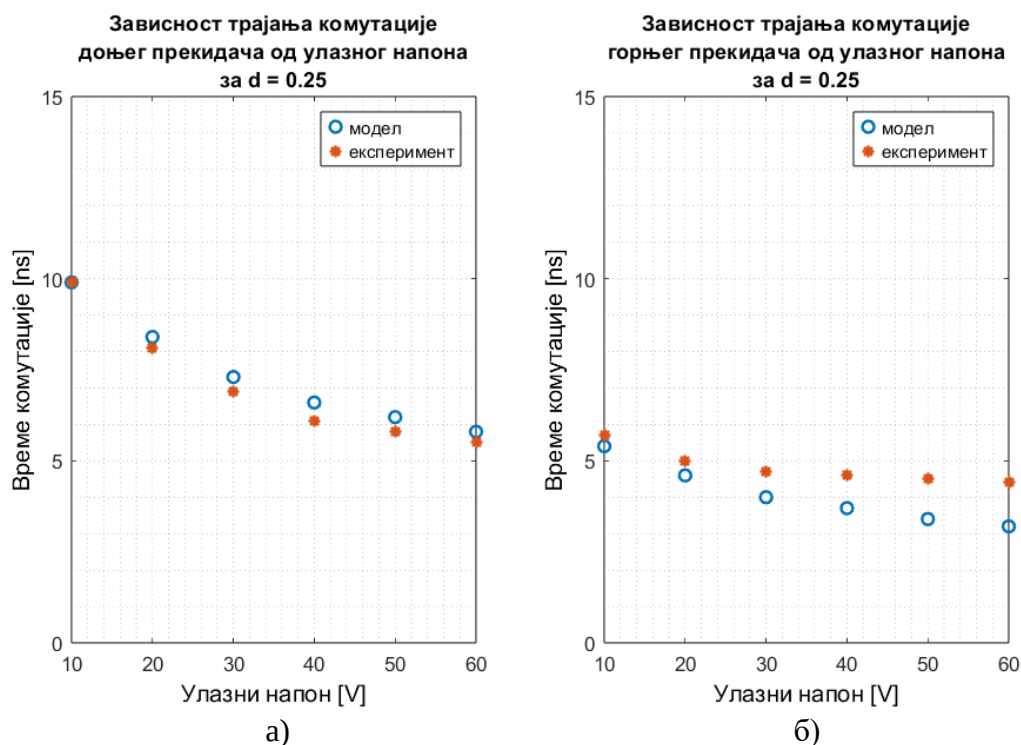
Слика 15. Експериментална поставка

Кључни параметар за верификацију развијеног модела је време трајања комутације. Трајање комутације испитивано је на поставци приказаној на Слици 15. при различитим радним режимима и даље поређено са резултатима аналитичко-нумеричког модела. Уз помоћ осцилоскопа, измерено је време потребно напону $V_{ds}(t)$ да се промени са 0V на V_{dc} , приликом искључења доњег прекидача Слика 16.



Слика 16. Промена напона V_{ds} приликом искључења доњег прекидача

Измерена су времена трајања комутација за доњи и горњи прекидач за 6 различитих улазних напона. Експериментални резултати су упоређени са временима трајања комутација добијених из модела у целом опсегу радном напона претварача. Добијени резултати представљени су на Сlici 17.



Слика 17. Зависност дужине трајања комутације од улазног напона

Са Сликe 17. може се закључити да развијени модел прилично добро прати експерименталне вредности, нарочито у случају доњег прекидача. На напону од 10 V модел показује готово идеално поклапање са мерењима, са тачношћу од 99%. Међутим,

како се улазни напон повећава, уочава се одређено одступање модела, при чему је највећа разлика уочена на 40 V, где тачност опада на 92%.

С друге стране, резултати за горњи прекидач показују нешто слабије поклапање са експериментом. Тачност модела опада са порастом улазног напона, достижући 75% на 60 V. Ово може указивати на додатне нелинеарне ефекте или асиметрију у утицају паразитних елемената који нису у потпуности обухваћени тренутним моделом. Упркос одступањима, модел показује задовољавајућу тачност, што га чини корисним алатом за процену времена комутације и оцену губитака на прекидачима.

5 ЗАКЉУЧАК

У раду детаљно су описани процеси комутација GaN прекидача у полумосној конфигурацији. Изведен је физички модел комутација чији су излазни параметри временски облик струје канала $I_{ch}(t)$ и временски облик пада напона на каналу $V_{ds}(t)$. Параметри од интереса описани су у функцији радних режима. Како би изведене једначине биле решиве без икаквог увођења апроксимација, уз помоћ софтверског пакета *Automeris.io*, извучени су релевантни подаци из техничке документације конкретног прекидача. Тако извучени подаци искоришћени су приликом дискретног решавања једначина претходно описаног физичког модела. Направљена је скрипта у програмском пакету *Matlab* уз помоћ које су проучавани губици прекидача у различитим радним режимима. За потребе верификације формираног аналитичко-нумеричког модела, развијен је и испитан прототип претварача спуштача напона заснован на GaN технологији. Испитивања су спроведена у целом опсегу радног напона и поређења су трајања времена комутације којима резултују модел и експериментална поставка. Модел показује веома добро понашање и поклапање од преко 92% са експерименталним испитивањима трајња комутације доњег прекидача. Највећа одступања између резултата добијених аналитичко-нумеричким моделом и експериментално измерених времена комутације на прототипу достижу до 25% за горњи прекидач, што указује на присуство одређених ефеката који нису у потпуности обухваћени моделом и оставља просотр за даља истраживања.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Alex Lidow, Michael de Rooij, John Glaser, "GaN Power Devices for Efficient Power Conversion", четvrto izdanje knjige
- [2] D. Christen and J. Biela, "Analytical Switching Loss Modeling Based on Datasheet Parameters for mosfets in a Half-Bridge," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 34, no. 4, pp. 3700-3710, April 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2851068.
- [3] Zhiyuan Qi et al., "An Accurate Datasheet-Based Full-Characteristics Analytical Model of GaN HEMTs for Deadtime Optimization," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 36, no. 7, pp. 7942-7955, July 2021, doi: 10.1109/TPEL.2020.3044083.
- [4] H. Qin, X. Zheng, Z. Zhu and C. Gong, "Analytical Power Loss Model for GaN Transistors Based on Temperature and Parasitic Parameters," 2024 7th International Conference on Electrical Engineering and Green Energy (CEEGE), Los Angeles, CA, USA, 2024, pp. 119-124, doi: 10.1109/CEEGE62093.2024.10744178.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.06)**B4.06****MODELOVANJE MODULARNOG VIŠENIVOVSКОG PRETVARAČA SA REALNIM
PREKIDAČKIM KOMPONENTAMA****MODELING OF A MODULAR MULTILEVEL CONVERTER WITH NON-IDEAL
SWITCHING COMPONENTS****Anita Mijajlović, Milovan Majstorović, Bogdan Brković***

Kratak sadržaj: Modularni višenivovski pretvarač (MMC) je inovativna topologija koja ima potencijal da postane široko rasprostranjena u svim segmentima industrije i proizvodnje i prenosa električne energije, naročito na visokom i srednjem naponu. Prenos električne energije proizvedene u vetroparkovima na moru i HVDC sistemi samo su neka od polja primene ovog tipa pretvarača. MMC je relativno dobro ispitan u pogledu dizajna i upravljanja, ali vrlo malo istraživanja je posvećeno proračunu ili merenju gubitaka i stepena iskorišćenja. Ovaj rad je usmeren ka sprovođenju upravo jednog takvog istraživanja, koje može unaprediti razumevanje prednosti MMC-a i pružiti dodatnu motivaciju za njegovu primenu. U okviru rada formiran je model pretvarača koristeći realne prekidačke komponente, što omogućava detaljan proračun gubitaka. Pored stepena iskorišćenja, koji predstavlja jedan od osnovnih kriterijuma za poređenje sa konvencionalnim topologijama, vrednost snage gubitaka značajna je i sa aspekta projektovanja sistema za hlađenje i, shodno tome, složenosti i ukupne mase i dimenzija pretvarača. Iz svega pobrojanog proistekla je težnja da se predloži analitički model za proračun gubitaka baziran na informacijama o prekidačkim komponentama datim od strane proizvođača. Rezultati analitičkog proračuna upoređeni su sa vrednostima koje su prethodno dobijene kao rezultat modelovanja gubitaka u softverskom paketu PLECS, čime je potvrđena tačnost izloženog analitičkog modela. Doprinos rada ogleda se u formiranju modela pomoću kog je moguće proračunati gubitke MMC-a na osnovu podataka dostupnih u katalogu proizvođača, a koji se bez gubitka opštosti može primeniti i u slučaju velikog broja podmodula.

Ključne reči: MMC, proračun gubitaka, analitički model, PLECS

Abstract: A Modular Multilevel Converter (MMC) is an innovative topology that has the potential to become widely used in all segments of industry, production, and power transmission, particularly at high and medium voltage levels. The transmission of electricity generated in offshore wind farms and HVDC systems are just some of the applications of this type of converter. MMC has been relatively well studied in terms of design and control, but very little research has been dedicated to the calculation or measurement of losses and efficiency. This paper focuses on conducting such a study, which can enhance the understanding

* Anita Mijajlović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, ma243020m@student.etf.bg.ac.rs
Milovan Majstorović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, majstorovic@etf.bg.ac.rs
Bogdan Brković, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, brkovic@etf.bg.ac.rs

of MMC advantages and provide further motivation for its application. In the paper, a converter model was formed using real switching components, enabling a detailed loss calculation. In addition to the efficiency, which is one of the key criteria for comparison with conventional topologies, the power loss value is also important from the perspective of designing cooling systems and, consequently, the complexity, total mass, and dimensions of the converter. Based on all the above, the aim was to propose an analytical model for loss calculation based on switching component information provided by the manufacturer. The results of the analytical calculation were compared with values previously obtained through loss modeling in the PLECS software package, confirming the accuracy of the presented analytical model. The contribution of the paper lies in the formation of a model that allows the calculation of MMC losses based on data available in the manufacturer's catalog, which can be applied, without loss of generality, even in the case of a large number of submodules.

Keywords: MMC, loss calculation, analytical model, PLECS

1 UVOD

Intenzivan razvoj područja u kojima primenu nalaze pretvarači velike snage zahteva odstupanje od standardnih rešenja, čime se otvara prostor za primenu modularnih pretvarača. Modularni pretvarači pripadaju grupi naponski napajanih pretvarača (*Voltage controlled source* - VCS), koji zbog povećane kontrolabilnosti i povoljnijih performansi sa aspekta harmonijskog izobličenja, kao i moguće uštede energije u pogonima koji rade sa promenljivom brzinom, već neko vreme preovlađuju u odnosu na strujno napajane [1]. Prvi izazov na putu ka modularnoj topologiji bio je postizanje željene snage uz održavanje ponašanja pretvarača u zadatim granicama. U prethodnim topologijama, za dobijanje visokog napona koristili bi se transformatori ili bi više uređaja bilo povezano na red, što je povećavalo cenu i zapreminu sistema, dok su se neke od kasnijih pokušaja suočili sa problemom nejednakog naponskog naprezanja poluprovodničkih elemenata [2]. Modularni višenivovski pretvarač (*Modular Multilevel Converter* – MMC) ima veliki potencijal za rešavanje pomenutih problema. MMC čine identični podmoduli kaskadno povezani tako da podjednako dele napon, što omogućava optimalno dimenzionisanje poluprovodničkih komponenata u aplikacijama velike snage, gde najviše dolazi do izražaja njegova isplativost.

MMC predstavlja inovativnu tehnologiju koja kombinuje prednosti kaskadnih pretvarača sa efikasnijim rešenjima. Bez potrebe za izolovanim napajanjem ili skupim i glomaznim transformatorima, MMC pokriva širok opseg napona i snage [3]. Formiranje velikog broja naponskih nivoa obezbeđuje nisko harmonijsko izobličenje napona, ali i otvara mogućnost da se prekidanje u okviru podmodula obavlja na relativno niskim učestanostima, što ujedno doprinosi smanjenju prekidačkih gubitaka.

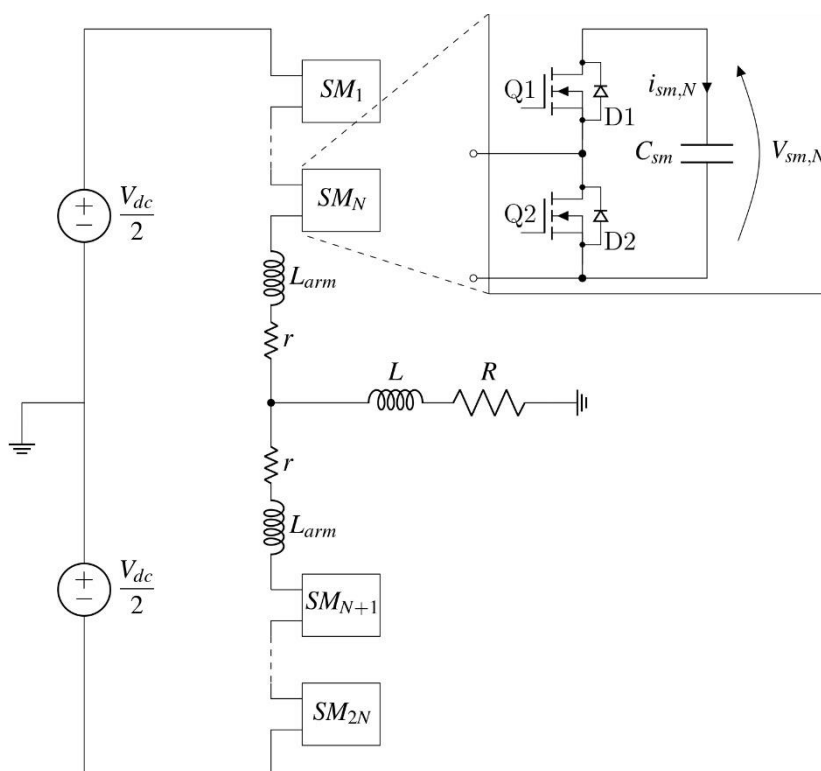
Poznavanje stepena iskorišćenja od velike je važnosti s obzirom na potencijalna polja primene MMC-a, gde bi svako unapređenje ovog parametra moglo biti od velikog značaja. Snaga gubitaka određuje termičke karakteristike pretvarača, pa prema tome uslovljava projektovanje sistema za hlađenje, a samim tim utiče na složenost i ukupnu masu pretvarača. Iako je MMC dosta dobro ispitan u pogledu dizajna i upravljanja, nedostaju istraživanja o gubicima i stepenu iskorišćenja. Cilj ovog rada je da, koliko je to moguće, popuni prazninu koja trenutno postoji.

Rad je organizovan tako da nakon uvodnog sledi poglavlje 2 u kome je pojašnjen princip rada pretvarača, predstavljena modulacija i algoritam upravljanja korišćen za potrebe simulacije rada pretvarača. U poglavlju 3 opisan je način modelovanja gubitaka u softverskom paketu PLECS i izložen je analitički proračun gubitaka. Poglavlje 4 daje prikaz rezultata i međusobno

poređenje kao vid verifikacije analitičkog proračuna. Izvedeni zaključci i pravci budućih istraživanja predstavljeni su u poglavlju 5.

2 PRINCIP RADA, MODELOVANJE I OSNOVNE TEHNIKE UPRAVLJANJA

Topologija monofaznog MMC-a prikazana je na Slici 1. Izlazni AC priključak nalazi se na sredini stuba (eng. *leg*) i deli ga na dva dela – gornji i donji polustub (eng. *arm*). Jedan polustub sadrži N podmodula (SM). Razmatra se polumosna (eng. *Half-bridge*) topologija podmodula, koja je zbog jednostavne konstrukcije i kontrole korišćena topologija u HVDC sistemima i elektromotornim pogonima. Podmodul se sastoji iz dva prekidača, Q1 i Q2. Analiza je sprovedena za dva najčešće korišćena upravljiva prekidačka elementa, MOSFET i IGBT. Diode D1 i D2 označavaju inherentne (*body*) diode u prvom, odnosno, povratne diode u drugom ispitivanom slučaju. Parametri L_{arm} i r predstavljaju induktivnost i otpornost polustuba, respektivno, dok je opterećenje otporno-induktivnog karaktera ($R-L$).



Slika 1 Topologija monofaznog MMC-a sa polumosnom konfiguracijom podmodula

2.1 MODULACIJA NAPONA

Za analizirani pretvarač važi $N = 6$, što znači da je moguće ostvariti sedam naponskih nivoa polustuba: $0, v_{sm}, 2v_{sm}, 3v_{sm}, 4v_{sm}, 5v_{sm}$ i $6v_{sm}$. Ukoliko je gornji prekidač uključen (pod pretpostavkom da su prekidači idealni), izlazni napon podmodula jednak je naponu na kondenzatoru (v_{sm}) i kaže se da je podmodul *insertovan*, a ukoliko je uključen donji, izlazni napon podmodula jednak je nuli, odnosno podmodul je premošćen. Napon polustuba predstavlja zbir izlaznih napona podmodula. Dakle, najniži naponski nivo dobija se ukoliko su svi podmoduli premošćeni, a najviši ukoliko su svi insertovani.

Za kontrolu višenivovskih topologija najčešće se upotrebljava impulsno-širinska modulacija (*pulse width modulation* – PWM), gde se signal koji se dovodi na gejtr tranzistora generiše upoređivanjem referentnog (modulišućeg) signala i signala nosioca. U tom slučaju, potrebno je

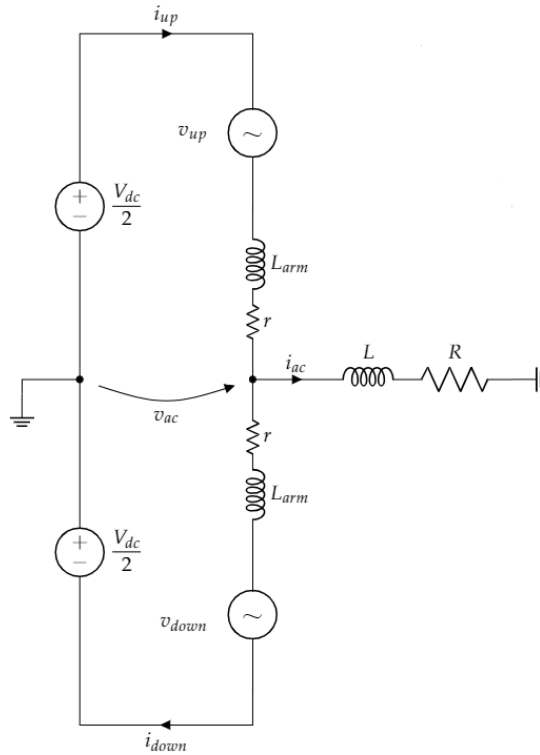
onoliko nosilaca koliko ima podmodula, u ovom slučaju 12. Pritom, raspored nosilaca može biti takav da su međusobno fazno pomereni (*phase-shifted carrier modulation* – PSCPWM) ili da su vertikalno naslagani (*level-shifted carrier modulation* – LSCPWM). Za potrebe simulacija u ovom radu korišćena je PSCPWM [4].

Modulišući signali predstavljeni su jednačinama

$$v_{up} = \frac{V_{dc}}{2} - v_{ac} - L_{arm} \frac{di_{up}}{dt} - ri_{up} \quad (1)$$

$$v_{down} = \frac{V_{dc}}{2} + v_{ac} - L_{arm} \frac{di_{down}}{dt} - ri_{down} , \quad (2)$$

formiranim na osnovu pojednostavljenog kola sa Slike 2, na kojoj je N podmodula gornjeg i donjeg polustuba zamenjeno kontrolisanim izvorima naizmeničnog napona.



Slika 2 Pojednostavljena topologija monofaznog MMC-a

Nosioci polustuba, kojih ima ukupno N , međusobno su fazno pomereni za ugao ϕ_c .

$$\phi_c = \frac{360^\circ}{N} \quad (3)$$

Ugao za koji su pomereni nosioci gornjeg i donjeg polustuba jedni u odnosu na druge (*interleave angle*) je:

$$\phi_{ci} = \frac{360^\circ}{2N} \quad (4)$$

Postojanje faznog pomeraja između nosilaca doprinosi povećanju efektivne prekidačke frekvencije.

2.2 KLASIČNA KONTROLA

Metod klasične kontrole zahteva nezavisnu regulaciju izlazne struje, napona na kondenzatorima podmodula i cirkulacione struje [5]. Pritom, kontrola napona na kondenzatorima obuhvata balansiranje ukupne energije sadržane u kondenzatorima stuba i balansiranje energije unutar samog stuba. Primarni nivo kontrole (kontrola izlazne struje i kontrola napona na kondenzatorima podmodula) obezbeđuje pravilan rad, dok se sekundarni nivo (kontrola cirkulacione struje) vezuje za gabarite, pouzdanost i efikasnost pretvarača. Blok dijagram klasične kontrole prikazan je na Slici 3.



Slika 3 Blok dijagram klasične kontrole MMC-a

3 MODEL MMC-A

Simulacioni model MMC-a načinjen je u softverskom paketu PLECS predstavljen na Slici 4. Kao što je ranije rečeno, razmatran je pretvarač sa $N = 6$ podmodula po polustubu. Parametri pretvarača dati su u Tabeli 1.

Tabela 1 Parametri monofaznog MMC-a

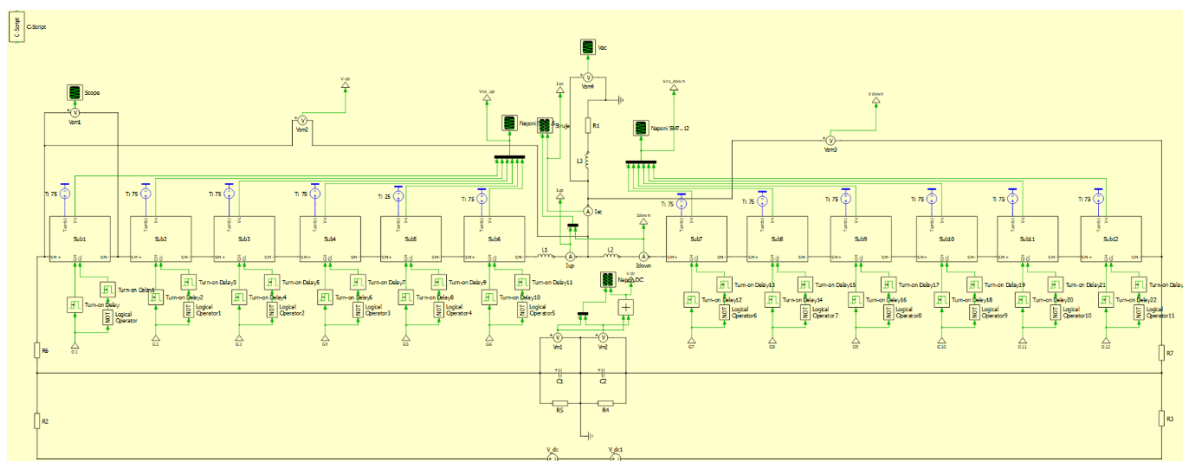
Naziv parametra	Oznaka	Vrednost
Ulazni DC napon	V_{dc}	3 kV
Otpornost opterećenja	R	80 Ω
Induktivnost opterećenja	L	0.19 H
Učestanost prekidanja	f_{sw}	6 kHz
Osnovna učestanost	f	50 Hz

Sa aspekta proračuna gubitaka važno je naglasiti da je u okviru simulacije modelovano postojanje mrtvog vremena (t_d). U zavisnosti od tipa korišćenog prekidača, MOSFET ili IGBT, *body diode*, odnosno povratne diode modelovane su zasebno, a ne tako da njihove karakteristike budu integrisane u okviru prekidača.

3.1 Modelovanje gubitaka u softverskom paketu PLECS primenom realnih prekidačkih komponenata

Određen broj proizvođača ima dostupne PLECS termičke modele prekidačkih komponenti, pa je u okviru softverskog paketa PLECS moguće izvršiti proračun gubitaka koristeći preuzete modele i već postojeće blokove. U okviru podsistema P_{cond} i P_{sw} , prikazanih na Slikama 5. i 6, realizovana su kola za izračunavanje kondukcioni i komutacioni gubitaka stuba, respektivno. Softver vrši proračun na osnovu *lookup* tabela datih u okviru modela. Kako su podaci u tabelama zavisni od temperature, neophodno je postaviti komponente na izotermičku površ

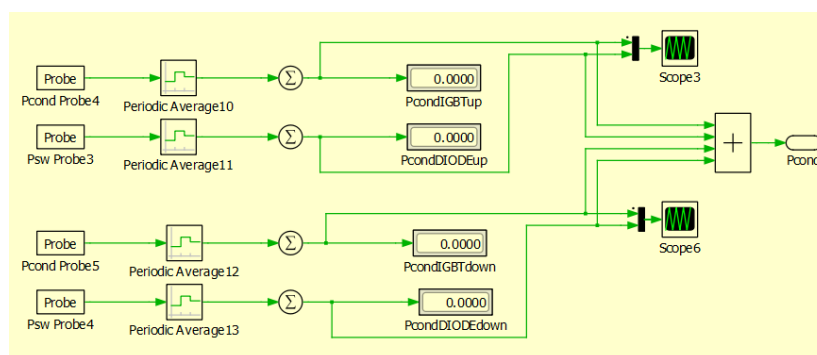
(*Heat Sink*), čije se termičke karakteristike (inicijalna temperatura i termička kapacitivnost) mogu podešavati. Između komponenata koje su u kontaktu sa izotermičkom površi postoji razmena toplote, usled čega dolazi do promene njene temperature. U cilju pojednostavljenja analize, proračun je izvršen za jednu vrednost temperature koja ostaje nepromenjena za vreme trajanja rada pretvarača, tako što se temperatura hladnjaka podesi na željenu vrednost (75 °C) pomoću izvora koji generiše konstantnu temperaturu, a termička kapacitivnost postavlja na nulu. Time se obezbeđuje da temperatura spoja (*junction temperature T_j*) bude jednaka zadatoj temperaturi.



Slika 4 Model MMC-a u softverskom paketu PLECS

3.1.1 Proračun kondukcioni gubitaka

Kondukcioni gubici računati su odvojeno za oba polustuba, za prekidač i diodu pojedinačno, stoga se koriste četiri sonde, kao što je prikazano na Slici 5. Blok *Periodic Average* koristi se za usrednjavanje ulaznog signala na periodu koja se unutar njega zadaje. Vrednost kondukcioni gubitaka se prolazeći kroz prekidačke periode menja usled promene struje, ali je očekivano da se nakon osnovnog perioda struje oblik zavisnosti kondukcioni gubitaka od vremena ponavlja, zbog čega je u ovom bloku podešeno da se usrednjavanje vrši na 20 ms.

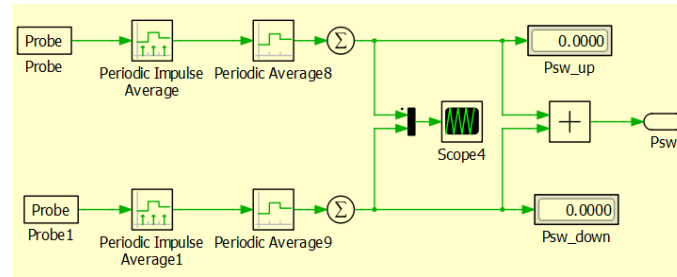


Slika 5 Podsystem za izračunavanje kondukcioni gubitaka

3.1.2 Proračun komutacionih gubitaka

U cilju proračunavanja komutacionih gubitaka može se koristiti blok *Periodic Impulse Average*, sa Slike 6, koji sa zadatim periodom vrši usrednjavanje Dirakovih impulsa, jer se komutacioni gubici u PLECS-u manifestuju kao impulsi. Izlaz bloka se ažurira svaki put po završetku

zadatog perioda. Period usrednjavanja impulsa podešava se tako da bude jednak periodu prekidanja $1/f_{sw}$. Zatim se vrši usrednjavanje dobijenih vrednosti sa periodom od 20 ms u okviru bloka *Periodic Average*.



Slika 6 Podsystem za izračunavanje komutacionih gubitaka

3.2 Proračun gubitaka na osnovu podataka proizvođača prekidačkih komponenti

U okviru specifikacija datih od strane proizvođača mogu se pronaći svi podaci potrebni za analitički proračun kondukcionih i komutacionih gubitaka komponenti u različitim uslovima rada (za različite vrednosti napona, struje, temperature itd). U narednim odeljcima objašnjen je način formiranja analitičkih izraza za proračun gubitaka koristeći raspoložive podatke. Proračun se temelji na primeni talasnih oblika struje i napona, koji su dobijeni kao rezultat PLECS simulacije sa idealnim prekidačkim komponentama. U skladu sa prirodom provođenja, analitički izrazi se razlikuju za MOSFET i IGBT, te su odgovarajući proračuni sprovedeni zasebno.

3.2.1 Proračun kondukcionih gubitaka MOSFET prekidača

Primena klasične kontrole obezbeđuje da u gotovo svakom trenutku N podmodula bude insertovano, a N premošćeno. Jedina situacija kada ovaj uslov nije ispunjen je u toku mrtvog vremena, jer tada podmodul nije niti insertovan niti premošćen, već provodi *body dioda*. Period mrtvog vremena nastupa po isključenju jednog prekidača i traje sve do uključenja drugog, kako bi se izbegla mogućnost da oba prekidača provode istovremeno.

MOSFET je bidirekcionni prekidač, odnosno ima sposobnost da provodi u oba smera. Nezavisno od smera struje, i kod insertovanih i kod premošćenih podmodula provodi kanal prekidača. Proračun kondukcionih gubitaka usrednjenih na 20 ms izvršen je za gornji polustub i pomnožen koeficijentom 2, kako bi se obuhvatio ceo stub. Za ovaj proračun je od značaja broj prekidačkih perioda sadržanih u jednoj osnovnoj periodi signala, čija vrednost u ovom slučaju iznosi:

$$n = \frac{f_{sw}}{f} = \frac{6000}{50} = 120 \quad (5)$$

Sada se vrednost kondukcionih gubitaka prekidača može izraziti kao:

$$P_{condMOSFET} = 2N \frac{\sum_{i=1}^n R_{dsON}(\langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}) \cdot \langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}^2}{n} \quad (6)$$

U (6) R_{dsON} predstavlja otpornost spoja drejn-sors prilikom vođenja prekidača, čija vrednost zavisi od struje drejna i temperature. Međutim, na osnovu ranije uvedenog pojednostavljenja, vrednost gubitaka se računa za jednu određenu vrednost temperature, tako da se za tu vrednost

otpornost spoja drejn-sors menja samo u zavisnosti od struje. Srednja vrednost struje na prekidačkom periodu označena je sa $\langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}$. Na (6) je potrebno dodati vrednost kondukcionih gubitaka *body* dioda u toku mrtvog vremena, usrednjenu na 20 ms

$$P_{deadtime}^{MOSFET} = f_{sw} \cdot t_d \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (V_{FD} + r_{FD} |\langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}|) \cdot |\langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}|}{n}, \quad (7)$$

gde su V_{FD} i r_{FD} su karakteristike vođenja *body* diode i zavise od temperature i napona gejt-sors.

3.2.2 Proračun kondukcionih gubitaka u slučaju primene IGBT prekidača

IGBT, za razliku od MOSFET-a, provodi samo u smeru od kolektora ka emiteru, dok struju suprotnog smera provodi povratna dioda. Iz tog razloga, analitička formula za izražavanje vrednosti kondukcionih gubitaka zavisi od smera struje polustuba i zahteva informaciju o broju insertovanih podmodula. Broj insertovanih podmodula gornjeg polustuba u toku prekidačkog perioda izražava se u funkciji srednje vrednosti reference izlaznog AC napona na prekidačkom periodu T_{swi} kao:

$$\langle n \rangle_{T_{swi}} = \left(\frac{1}{2} - \frac{\langle v_{ac}^{ref} \rangle_{T_{swi}}}{V_{dc}} \right) N. \quad (8)$$

Jednačina za broj insertovanih podmodula donjeg polustuba dobija se kada se znak minus u prethodnom zameni znakom plus.

Za pozitivan smer struje polustuba kod insertovanih podmodula ($i_{up} > 0$) provodi povratna dioda D1, dok kod premošćenih provodi prekidač Q2, po oznakama sa Slike 1. Od n elemenata niza struje, n_p odgovara pozitivnim elementima, a n_n negativnim, tako da važi:

$$n = n_p + n_n \quad (9)$$

Elementi matrice kondukcionih gubitaka koji su posledica pozitivne struje dobijaju se formulom (10):

$$P_{cond}^{pos}(i) = \langle n \rangle_{T_{swi}} (V_{FD} + r_{FD} \langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}) \cdot \langle i_{up} \rangle_{T_{swi}} + \\ + (N - \langle n \rangle_{T_{swi}}) (V_{FQ} + r_{FQ} \langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}) \cdot \langle i_{up} \rangle_{T_{swi}}, \quad i \in [1, n_p], \quad (10)$$

gde V_{FD} , r_{FD} , V_{FQ} i r_{FQ} predstavljaju karakteristike vođenja povratne diode, odnosno prekidača, i zavise od temperature i napona gejt-emiter.

Za negativnu vrednost struje ($i_{up} < 0$) situacija je obrnuta. Kod insertovanih podmodula provodi prekidač Q1, a kod premošćenih dioda D2, stoga jednačina za proračun vrednosti kondukcionih gubitaka ima sledeći oblik:

$$P_{cond}^{neg}(j) = \langle n \rangle_{T_{swj}} (V_{FQ} + r_{FQ} |\langle i_{up} \rangle_j|) \cdot |\langle i_{up} \rangle_{T_{swj}}| + \\ + (N - \langle n \rangle_{T_{swj}}) (V_{FD} + r_{FD} |\langle i_{up} \rangle_{T_{swj}}|) \cdot |\langle i_{up} \rangle_j|, \quad j \in [1, n_n]. \quad (11)$$

Vrednost kondukcionih gubitaka polustuba usrednjena na 20 ms dobija se formiranjem nove matrice, koja sadrži elemente matrica dobijenih pomoću (10) i (11) i izračunavanjem njene srednje vrednosti. Nova matrica sadrži n elemenata. Dobijenu vrednost neophodno je pomnožiti sa dva i na to dodati gubitke usled vođenja povratnih dioda tokom mrtvog vremena:

$$P_{deadtime}^{IGBT} = f_{sw} \cdot t_d \cdot \frac{\sum_{i=1}^n (V_{FD} + r_{FD} | \langle i_{up} \rangle_{T_{swi}} |) \cdot | \langle i_{up} \rangle_{T_{swi}} |}{n}. \quad (12)$$

3.2.3 Proračun komutacionih gubitaka

Ispostavlja se da se proračun komutacionih gubitaka sprovodi na isti način nezavisno od toga da li je tip prekidača MOSFET ili IGBT, iako se komutacije odvijaju na drugačiji način. U oba slučaja, u toku jednog prekidačkog perioda dva puta dolazi do promene stanja podmodula. Neka je struja i_{up} pozitivna i neka provodi prekidač Q1, koji je pritom MOSFET. Po završetku vođenja prekidača Q1 nastupa mrtvo vreme, tokom kog provodi *body* dioda D1. Gubici isključenja prekidača Q1 su zanemarljivo mali, jer se prekidač isključuje pri maloj vrednosti napona. Tokom uključanja prekidača Q2 javljaju se gubici oporavka diode (*reverse recovery*) D1 (E_{rr}) i gubici uključanja Q2 (E_{on}), koji su uvećani za gubitke usled oporavka diode [6]. Pri promeni stanja podmodula iz premošćenog u insertovan, javljaju se gubici isključenja Q2 (E_{off}). Gubici uključanja Q1 nisu značajni jer se uključivanje vrši pri malom naponu, pošto mu prethodi vođenje diode D1 tokom mrtvog vremena.

Pokazuje se da se, nezavisno od tipa prekidača i smera struje, vrednost komutacionih gubitaka stuba može izraziti formulom:

$$P_{comm} = (E_{on} + E_{off} + E_{rr}) \cdot f_{sw}, \quad (13)$$

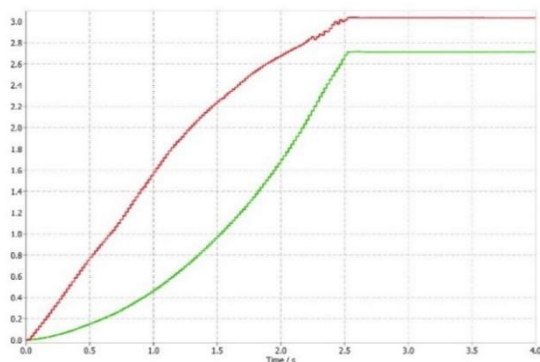
gde su E_{on} , E_{off} i E_{rr} vrednosti određene pomoću *Double Pulse Test*-a. [7]

4 REZULTATI

U softverskom paketu PLECS simuliran je rad pretvarača sa parametrima iz Tabele 1. Amplituda reference izlazne AC struje podešena je na 12 A. Gubici disipirani od strane realnih prekidačkih komponenti u opisanom modularnom višenivovskom pretvaraču određivani su na dva načina: u softverskom paketu PLECS i analitički, koristeći podatke date od strane proizvođača prekidačkih komponenti. Analiza je sprovedena za dva tipa prekidača: silicijum karbidni (SiC) MOSFET i IGBT.

4.1 Rezultati proračuna sa MOSFET prekidačima

Najpre su gubici silicijum karbidnih (SiC) MOSFET prekidača određeni pomoću PLECS simulacije. Kao što je i očekivano, nakon ulaska u ustaljeno stanje gubici usrednjeni sa periodom 20 ms imaju konstantnu vrednost. Na Slici 7, crvenom linijom prikazani su komutacioni gubici, a zelenom kondukcioni. Zatim je proračun izvršen na osnovu analitičkih izraza iz poglavlja 3.2. Kao što je ranije navedeno, za analitički proračun iskorišćeni su talasni oblici struje polustuba i reference izlaznog AC napona, koji su rezultat PLECS simulacije sa idealnim prekidačkim elementima. Vrednosti gubitaka prikazane u Tabeli 2 obuhvataju sve prekidačke elemente stuba.



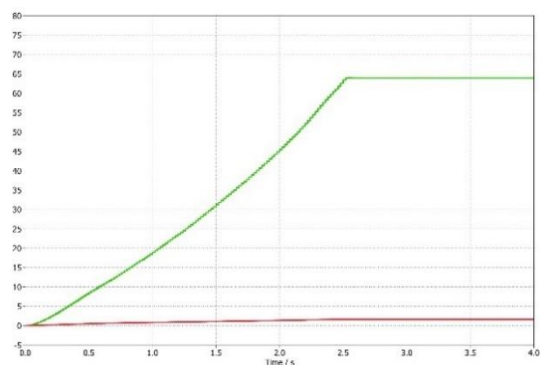
Slika 7 Gubici u MOSFET prekidačima

Tabela 2 Rezultati proračuna gubitaka u MOSFET prekidačima

	PLECS	Analitički proračun	Odstupanje [%]
Kondukциони gubici [W]	2.603	2.714	4.09
Komutacioni gubici [W]	3.108	3.035	-2.41
Ukupni gubici [W]	5.711	5.749	0.66

4.2 Rezultati proračuna sa IGBT prekidačima

U nastojanju da se odredi vrednost gubitaka za IGBT prekidače iskorišćen je isti PLECS model pretvarača, jedino su prekidači zamenjeni. Rezultati simulacije prikazani su na Slici 8, gde su zelenom bojom označeni kondukциони gubici, a crvenom komutacioni.



Slika 8 Gubici u IGBT prekidačima

U Tabeli 3 date su vrednosti gubitaka poluprovodničkih elemenata stuba. Primećuje se da su kondukциони gubici za red veličine veći nego u slučaju kada su korišćeni MOSFET prekidači. To se dešava jer sada veliki deo vremena provode povratne diode, koje kod razmatranog prekidača imaju znatno lošije karakteristike vođenja u odnosu na kanal.

Tabela 3 Rezultati proračuna gubitaka u IGBT prekidačima

	PLECS	Analitički proračun	Odstupanje [%]
Kondukcioni gubici [W]	63.882	60.263	-6.01
Komutacioni gubici [W]	1.647	1.608	-2.43
Ukupni gubici [W]	65.529	61.871	-5.91

5 ZAKLJUČAK

Zahtevi savremene industrije i sistema za prenos i distribucije električne energije za visokonaponskim pretvaračkim topologijama doveli su do pojave modularnih višenivovskih pretvarača. Na osnovu do sada pokazanih performansi s pravom se može reći da ovi pretvarači opravdavaju ulaganja u dalje proučavanje i razvoj. U okviru ovog rada sprovedena je analiza snage gubitaka modularnog višenivovskog pretvarača. Predstavljene su dve pojednostavljene metode za određivanje gubitaka u prekidačima modularnih višenivovskih pretvarača kod kojih je primenjena klasična kontrola. U prvom slučaju proračun se vrši u okviru softverskog paketa PLECS, dok se u drugom slučaju proračun bazira na informacijama o prekidačkim komponentama datim od strane proizvođača. Drugi pristup zahteva više angažovanja u cilju prikupljanja potrebnih podataka iz kataloga komponenti. Uprkos dodatnom naporu i vremenu potrebnom za pripremu podataka, primena analitičkog postupka je pogodna jer omogućava proračun gubitaka komponentata za koje termički modeli nisu dostupni. Pogodnost primene analitičkog proračuna ogleda se u tome što je potrebno svega jednom sprovesti proces pribavljanja podataka iz kataloga proizvođača da bi se dobile vrednosti gubitaka za veći broj režima. Kako ova tema nije dovoljno ispitana, pravci potencijalnih budućih istraživanja su brojni. Za početak, predloženi proračun bi mogao da se unapredi tako što će se uvažiti uticaj promene temperature u toku rada pretvarača, što bi doprinelo tačnijem određivanju vrednosti gubitaka. Od interesa bi bilo sprovesti i analizu uticaja kompenzacije mrtvog vremena na vrednost gubitaka. Rezultati jednog takvog istraživanja poslužili bi kao dobar pokazatelj koliki udeo mrtvo vreme ima u ukupnim gubicima modularnih višenivovskih pretvarača. Konačno, bilo bi vrlo značajno izvršiti poređenje snage gubitaka MMC pretvarača i dvonivovskog invertora sa transformatorom, s obzirom na veliku rasprostranjenost ovog rešenja na srednjem naponu.

6 LITERATURA

- [1] Kamran Sharifabadi, Lenart Harnefors, Hans-Peter Nee, *Design, Control, and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems*, First Edition (2016), John Wiley & Sons, str. 7-8.
- [2] Sixing Du, Apparo Dekka, Bin Wu, Navid Zargari, *Modular Multilevel Converters Analysis, Control, and Applications*, First edition (2017), John Wiley & Sons, str. xvii
- [3] Sixing Du, Apparo Dekka, Bin Wu, Navid Zargari, *Modular Multilevel Converters Analysis, Control, and Applications*, First edition (2017), John Wiley & Sons, str. 5
- [4] Sixing Du, Apparo Dekka, Bin Wu, Navid Zargari, *Modular Multilevel Converters Analysis, Control, and Applications*, First edition (2017), John Wiley & Sons, str. 52
- [5] Milovan Majstorovic, Marko Rivera, Leposava Ristic, Patrick Wheeler, *Comparative Study of Classical and MPC Control for Single-Phase MMC Based on V-HIL Simulations*, Energies 2021

- [6] Application note, *Calculation of turn-off power losses generated by an ultrafast diode*, 2017, str. 11-15.
- [7] Application note, *Calculation of turn-off power losses generated by an ultrafast diode*, 2017, str. 11.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.07)**B4.07****РЕКОНСТРУКЦИЈА НАПОЈНО УПРАВЉАЧКИХ ОРМАНА
ЕЛЕКТРОМАГНЕТНИХ ОТРЕСАЧА НА ЕЛЕКТРОФИЛТЕРУ БЛОКА Б1 У ТЕ
КОСТОЛАЦ Б****RECONSTRUCTION OF POWER CONTROL CABINETS OF ELECTROMAGNETIC
RAPPERS ON ELECTROSTATIC SEPARATOR OF BLOCK B1 IN TPP KOSTOLAC B****Срђан Перић, Никола Славковић, Благота Јовановић, Младен Остојић, Младен
Милошевић, Јелена Павловић, Мирослав Драгићевић, Илија Стевановић***

Кратак садржај: Исправан рад отресача, без обзира на њихов начин покретања, са техничко-технолошког аспекта је један од услова за што бољи рад електростатичког филтера (ЕФ), односно што мању емисију прашкастих материја у атмосферу. Укупан број електромагнетних отресача обе коморе ЕФ-а блока 1 у ТЕ Костолац Б је 670. Управљање је реализовано са по два напојно управљачка ормана по комори. Коморе имају по 6 зона, а сваки напојно управљачки орман контролише по 3 зоне. У односу на моторни погон отресача, електромагнетни пружа више могућности при избору начина подешавања рада отресача што директно утиче на сложеност напојно управљачке опреме. Примењена решења у софтверском и електро делу, након реконструкције погона електромагнетних отресача 2024. године, допринела су поузданијем раду како отресача, тако и ЕФ-а у целини.

Кључне речи: Електрофилтер - Електромагнетни отресач - Напајање - Управљање

Abstract: Proper operation of rappers, regardless of the way they are started, from a technical-technological point of view is one of the conditions for the best possible operation of the electrostatic precipitator (ESP), i.e. the least amount of powdery substances emitted into the atmosphere. The total number of electromagnetic rappers of both ESP chambers on thermal block 1 in TPP Kostolac is 670. Control is realized with two power control cabinets per chamber. The chambers have 6 zones each, and each power control cabinet controls 3 zones. In relation to the motor, the electromagnetic drive of rappers provides more options when choosing the way of setting the rappers, which directly affects the complexity of the power supply management equipment. The applied solutions in the software and energy part,

*Срђан Перић, Електропривреда Србије АД, ТЕ Костолац, srdjan.peric@eps.rs

Никола Славковић, Електропривреда Србије АД, ТЕ Костолац, nikola.slavkovic@eps.rsБлагота Јовановић, Институт Никола Тесла ад, Универзитет у Београду, blagota.jovanovic@iecent.orgМладен Остојић, Институт Никола Тесла ад, Универзитет у Београду, mladen.ostojic@iecent.orgМладен Милошевић, Институт Никола Тесла ад, Универзитет у Београду, mladen.milosevic@iecent.orgЈелена Павловић, Институт Никола Тесла ад, Универзитет у Београду, jelena.pavlovic@iecent.orgМирослав Драгићевић, Институт Никола Тесла ад, Универзитет у Београду, miroslav.dragicevic@iecent.orgИлија Стевановић, Институт Никола Тесла ад, Универзитет у Београду, ilija.stevanovic@iecent.org

after the reconstruction of the electromagnetic rappers drive in 2024, contributed to more reliable operation of both the rappers and the electrostatic precipitator as a whole.

Key words: *Electrostatic Precipitator - Electromagnetic Rapper- Power Supply - Control*

1 УВОД

У електростатичким филтерима издвајање прашкастих материја се врши помоћу високог негативног једносмерног напона [1]. Издвојене честице прашине се таложе на таложним електродама и у мањој мери на емисионим. Одвајање честица прашине од електрода врши се помоћу електромоторних или електромагнетних отресача који својим „чекићима“ ударају по носачима електрода и са њих отресају нагомилану прашину.

Класични начин одвајања нагомилане прашине са електрода је помоћу електромоторних отресача [2]. Електрични мотор, преко редуктора брзине, покреће вратило на коме се налазе „чекићи“. Они су спирално постављени на њему како не би истовремено ударили по електродама.

Последњих година се све више користе електромагнетни отресачи [3]. Они за погон појединог отресача користе електромагнет који подиже котву (чекић), а после искључења магнета, под утицајем гравитационе силе чекић удара о „наковањ“ и доводи до отресања електрода.

У ТЕ „Костолац Б“ на електрофилтеру блока Б1, произвођач електрофилтера је први пут у Србији, приликом замене електрофилтера 2014. године, применио електромагнетне отресаче електрода.

У претходном периоду је дошло до учесталих кварова на систему напајања и управљања електромагнетним отресачима иако сами електромагнети нису имали веће кварове. Због тога је 2024. године развијен уређај домаће производње за напајање и управљање електромагнетним отресачима електрода. Овај уређај је поред обавезних функција које омогућују основни рад отресача омогућио и додатне могућности у алгоритмима управљања.

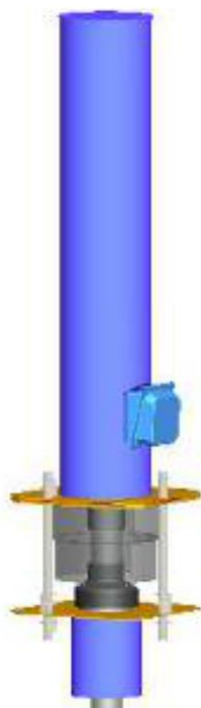
2 КРАТКО ПОРЕЂЕЊЕ ЕЛЕКТРОМОТОРНОГ ПОГОНА ОТРЕСАЧА СА ЕЛЕКТРОМАГНЕТНИМ

Предности електромагнетног система отресања електрода у односу на моторни са спирално постављеним чекићима на осовини су:

- Могућност промене силе деловања сваког чекића на наковањ електрода,
- Режији отресања по секцијама или зонама,
- Независност отресања електрода, 2 електромагнета по електроди,
- С обзиром да су отресачи постављени на крову електрофилтера значи да се налазе ван високонапонског поља што омогућава једноставнији преглед уређаја, његову замену и поправку без заустављања електрофилтера, а самим тим и једноставније одржавање,
- Један покретни део.

3 ОПИС СИСТЕМА ЕЛЕКТРОМАГНЕТНОГ ОТРЕСАЊА

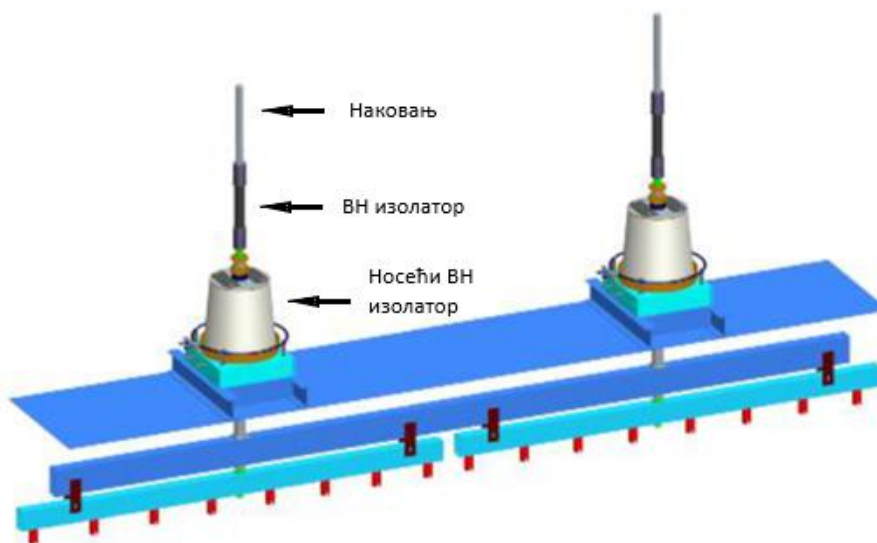
Електромагнетни отресач има облик вертикалног цилиндра у коме се налазе: намотај електромагнета, котва (чекић) и наковањ. Наковањ је повезан директно са таложним електродама, а преко високонапонског изолятора са емисионим електродама. Изглед електромагнетног отресача дат је на слици 1, док је систем преноса силе вибрације на електроде преко наковања дат на слици 2 за таложне електроде и на слици 3 за емисионе електроде.



Слика 1: Изглед електромагнетног отресача



Слика 2: Таложне електроде са наковњем



Слика 3: Носећи изолатори емисионих електрода са наковњем

4 УПРАВЉАЊЕ И НАПАЈАЊЕ ЕЛЕКТРОМАГНЕТНИХ ТРЕСАЧА

Систем напајања и управљања електромагнетним отресачима мора да задовољи поуздан рад како у нормалном раду тако и у специфичним стањима погона. Уграђена опрема са изведеним идејним решењима у управљању, надзору и заштити система задовољава постављене захтеве.

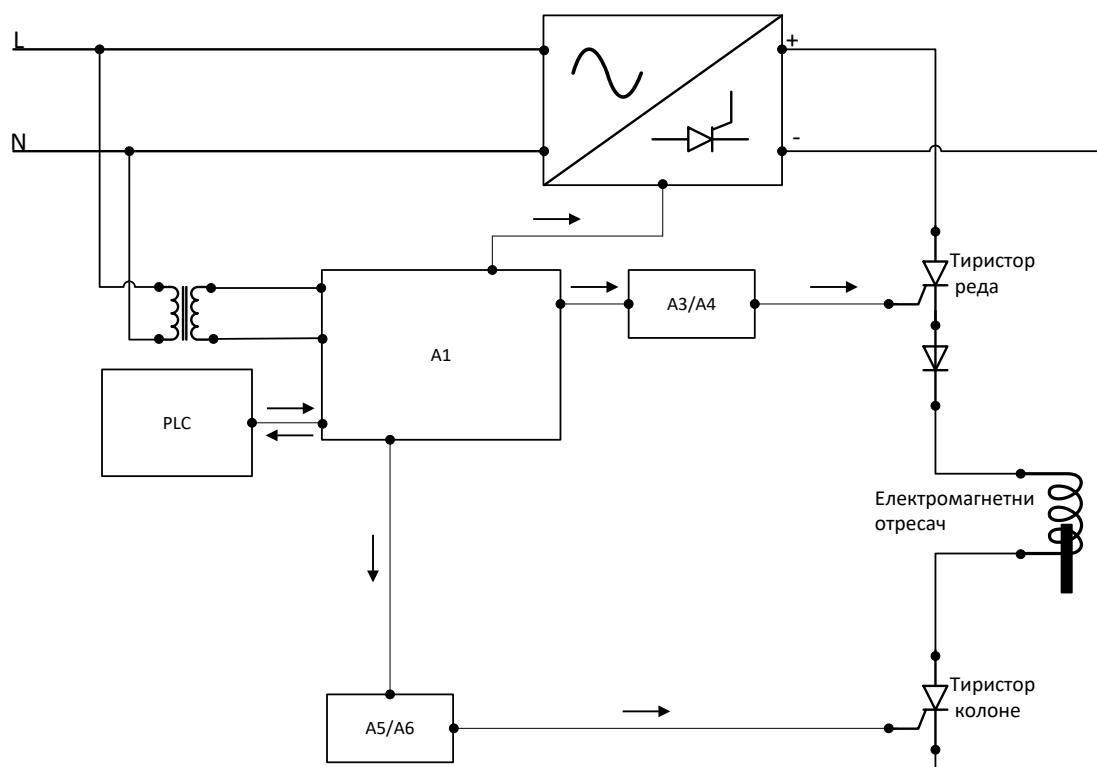
4.1 Напајање и управљање

Управљање је реализовано у микропроцесорској техници са 5 управљачких картица, и то:

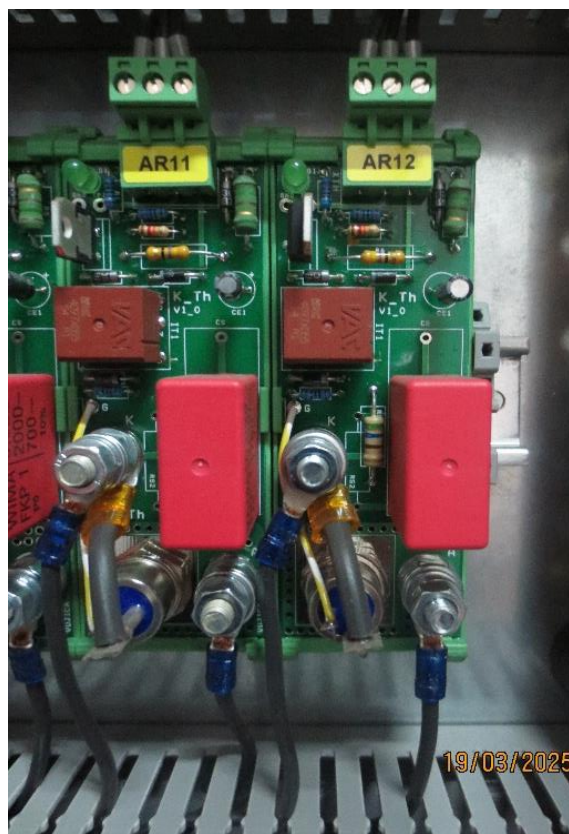
- A1 – главна картица електронике,
- A3 и A4 – осмочаналне картице за управљање тиристорима редова и
- A5 и A6 – осмочаналне картице за управљање тиристорима колоне.

Поред горе поменутих управљачких картица електронике у сваком од уређаја се налази укупно по 28 упаљачких картица тиристора редова/колоне.

Напајање електромагнетних отресача остварено је са једнофазним пуноталасним полууправљивим мосним исправљачем. Упрошћена блок шема управљања и напајања приказана је на слици број 4, док је изглед уграђене опреме приказан на слици број 5 - пуноталасни полууправљиви мосни исправљач, главна картица електронике, картице за управљање тиристорима реда/колоне, комуникациони switch, картице тиристора са упаљачком електроником, осигурачи електромагнетних отресача. Тиристор са заштитним и упаљачким електричним колом је модуларног типа што омогућава лакшу и бржу интервенцију службе одржавања у случају кvara. Модули тиристора су приказани на слици број 6.



Слика 4: Упрошћена блок шема управљања и напајања електромагнетним отресачима



Слика 5: Изглед уграђене опреме у орману Слика 6: Модули тиристора са заштитним и упаљачким електричним колима

4.2 Побуђивање електромагнета отресача

Група отресача која се напаја из једног управљачког ормана формира матрицу према којој се врши управљање. Побуђивање одређеног електромагнетног отресача је реализовано синхроним (истовременим) побуђивањем:

- тиристора полууправљивог мосног исправљача,
- тиристора колоне и
- тиристора реда.

Задавањем угла паљења тиристора исправљача регулише се снага електромагнета отресача, т.ј. привлачна сила која делује на чекић (покретни део) електромагнета која одређује висину до које се чекић подиже. По престанку побуђивања електромагнета отресача, чекић под дејством силе гравитације пада и удара на наковањ електрода чиме се ствара вибрација, а са њом и сила која је већа од привлачне силе измеђе електрода и наталоженог пепела, па прикупљене прашкасте материје бивају одвојене/смакнуте са електрода.

Нагомилана магнетна енергија у намотају електромагнета празни се преко замајних диода инверзно поларисаних.

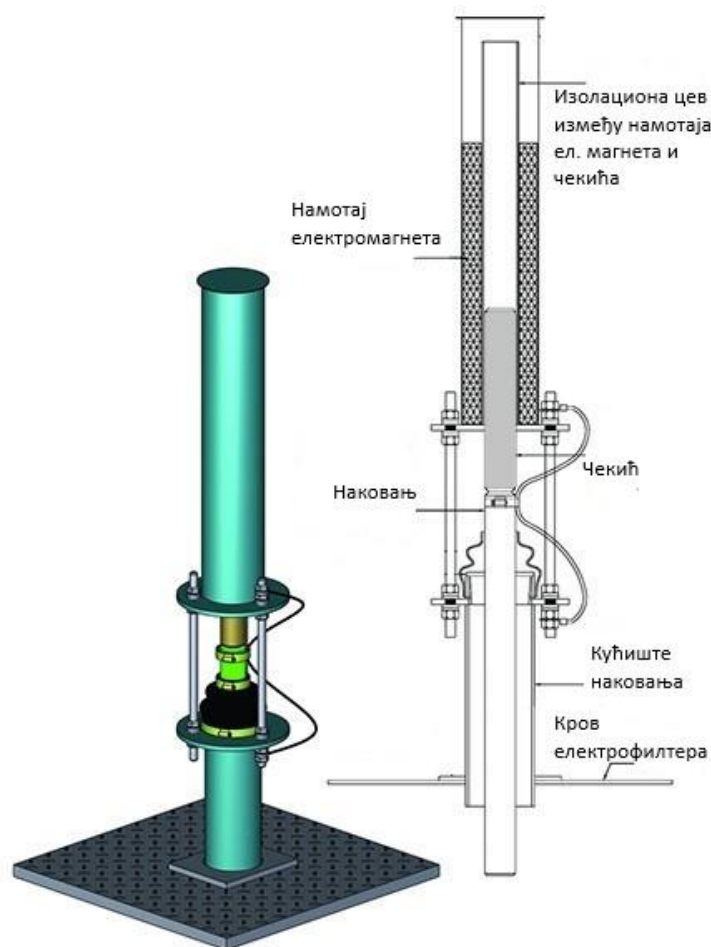
Редно везана диода намотају електромагнета отресача обезбеђује додатни пад напона од 0,6VDC да би смо били сигурни да ће струју електромагнета након престанка побуђивања преузети инверзно поларисане замајне диоде, а не тиристор – диода моста исправљача. Тиме се постиже сигурна инверзна поларизација тиристора моста, т.ј. његово гашење при паду струје на нулу.

У матрици управљања један тиристор реда се истовремено побуђује са различитим тиристорима колоне.

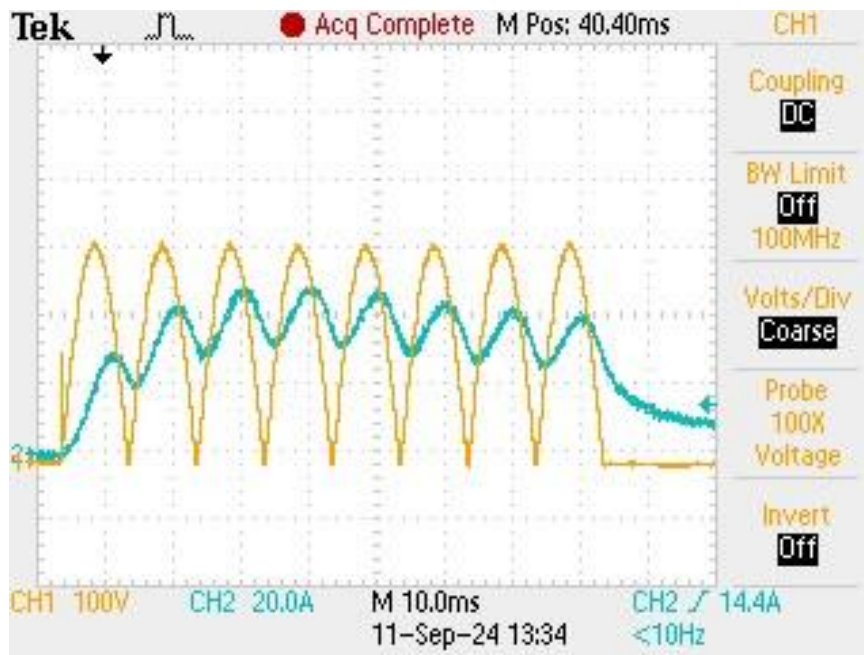
На слици број 7 је приказана илустрација електромагнетног отресача [4].

Побуђивање електромагнета траје укупно 4 периода, односно 80ms. У овом временском интервалу тиристори исправљача воде под задатим углом и у синхронизму су са тиристором реда и колоне. Снимак побуђивања тиристора исправљача у реалном времену је приказан на слици број 8.

На слици број 8 жути траг представља напон моста за случај када је угао паљења тиристора нула степени, док плави траг представља струју електромагнетног отресача.



Слика 7: Илустрација електромагнетног отресача



Слика 8: Снимак побуђивања тиристора исправљача у реалном времену

Управљање електромагнетним отресачима се остварује подешавањем угла паљења тиристора исправљача (угао отресања), иницијалним кашњењем, интервалом отресања и периодом отресања.

Угао отресања се задаје у процентима од 50 до 100% (од 90 до 0 степени). Експериментално је утврђено да углови паљења испод 50% не изазивају подизање чекића електромагнета.

Подаци о номиналним величинама електромагнетних отресача нису дати у техничком пројекту електрофилтера.

У раду отресача при углу паљења тиристора од 63° степена измерена вредност напона је 146VDC и струје од 21A у периоду од 80ms побуђивања електромагнета отресача.

Иницијално кашњење служи за померање почетка отресања по зонама како би се избегао истовремени рад отресача у више зона.

Интервал отресања је временски период у коме се врши отресање, односно у коме се укључује одређени електромагнетни отресач.

Период отресања је временски период након кога се понавља циклус отресања.

4.3 Модови рада отресача

Програм по коме тресачи раде се подешава на главном PLC-у који служи за управљање електрофилтером. Изглед екрана PLC-а за подешавање рада тресача прве три зоне у комори Б електрофилтера који се напајају из управљачког ормана LV1 приказан је на слици број 9. Ознаке на слици Sek1 и Sek2 се односе на прву зону, Sek3 и Sek4 на другу зону, а Sek5 и Sek6 на трећу зону.

Аналогно овоме, управљачки орман LV2 напаја четврту, пету и шесту зону Б коморе електрофилтера.

Такође, за напајање отресача у А комори електрофилтера постоје управљачки ормани LV1 и LV2.

Постоје следећи модови рада и подешавања отресача:

Мод 1:

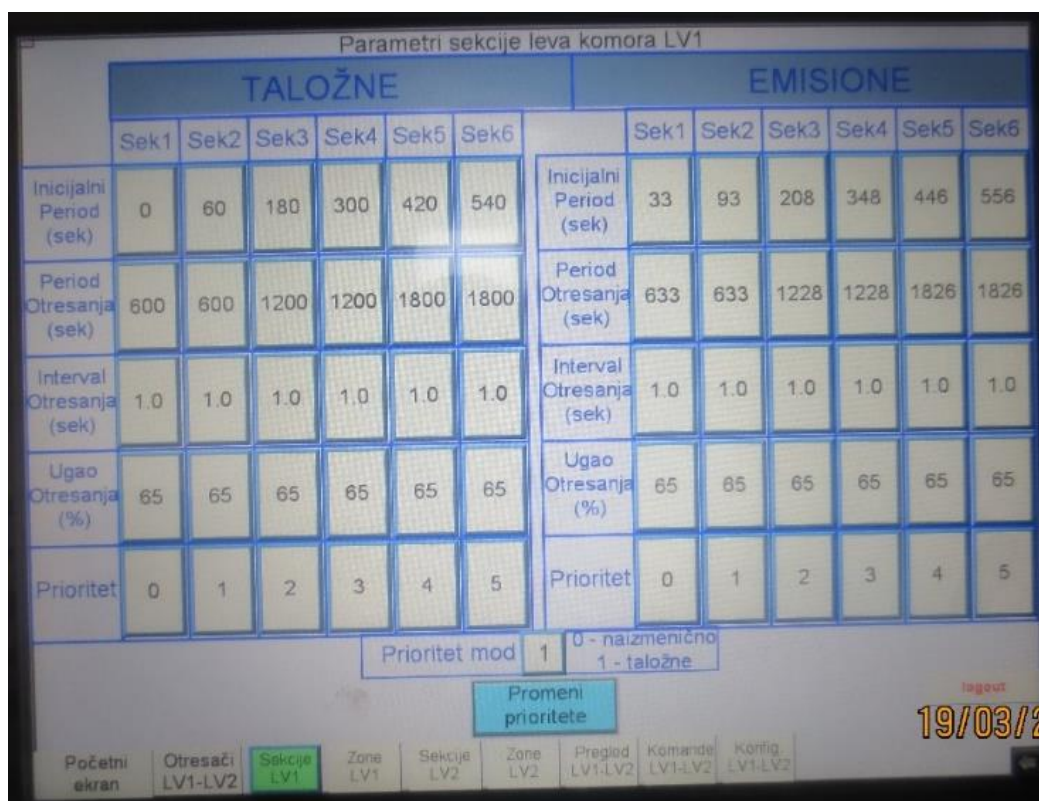
Отресање по зонама: подешавање иницијалног кашњења, периода отресања, интервала отресања и угла отресања је исто за обе секције зоне (иницијално време кашњења за десну секцију леве коморе (комора Б) и леву секцију десне коморе (комора А) је „0“).

Мод 2:

Отресање по секцијама: могућност подешавања иницијалног кашњења, периода отресања, интервала отресања и угла отресања независно по секцијама.

Неопходан елемент приликом подешавања рада електромагнетних отресача је временска синхронизација управљачких ормана LV1 и LV2, како по једној комори, тако и обе коморе.

Ово је неопходно због једновременог одбројавања до тренутка одраде отресача по зонама/секцијама након унетих подешавања. Екран PLC-а са опцијама старт/стоп режима и синхронизације отресања за леву комору приказан је на слици број 10.



Слика 9: Изглед екрана PLC-а за подешавање рада отресача



Слика 10: Екран са опцијама старт/стоп режима и синхронизације отресања

5 ЗАШТИТЕ И МЕРЕЊА УРЕЂАЈА

Примењене су следеће заштите:

- 1) Заштите које доводе до привременог заустављање рада комплетног уређаја:
 - поднапон/пренапон мреже,
 - подфреквентна/надфреквентна мреже.

Треба напоменути да ове заштите нису тренутног дејства, већ са временском задршком. Ово је урађено због тога што постоји могућност пролазних поремећаја у мрежи који се дешавају приликом покретања снажних 6kV мотора, да би се осигурала аутономија рада уређаја, без константних надгледања и интервенције од стране особља електране.

- 2) Заштите – Аларми које доводе до привременог заустављање рада исправљача или одређеног отресача:
 - Поднапон моста исправљача,
 - Пренапон моста исправљача,
 - Подструја моста исправљача,
 - Прекоструја моста исправљача.

Прве две заштите се користе за аутодијагностику полууправљивог исправљача, док се друге две заштите односе на стања електромагнетних отресача. На пример, подструја моста би значила отворено електрично коло електромагнета, јер као што је раније речено, исправљачки мост ради само када побуђује електромагнет отресача, док

прекоструја моста би значила механичку блокаду електромагнета. Заштите раде тако што се мерена електрична величина упоређује са одговарајућом очекиваном величином.

Стање сваког електромагнета је приказано на и екрану за визуелизацију рада PLC-а који верно приказује и стварни физички положаје електромагнета. Пример аларма прекострујног деловања (црвена боја отресача: LV1-R0:13, LV2-R2:6, LV2-R2:11 и LV2-R3:1) и распоред електромагнетних отресача по зонама и секцијама, као и начин на који је реализовано управљање по напојно/управљачким орманима је приказан на слици број 11.

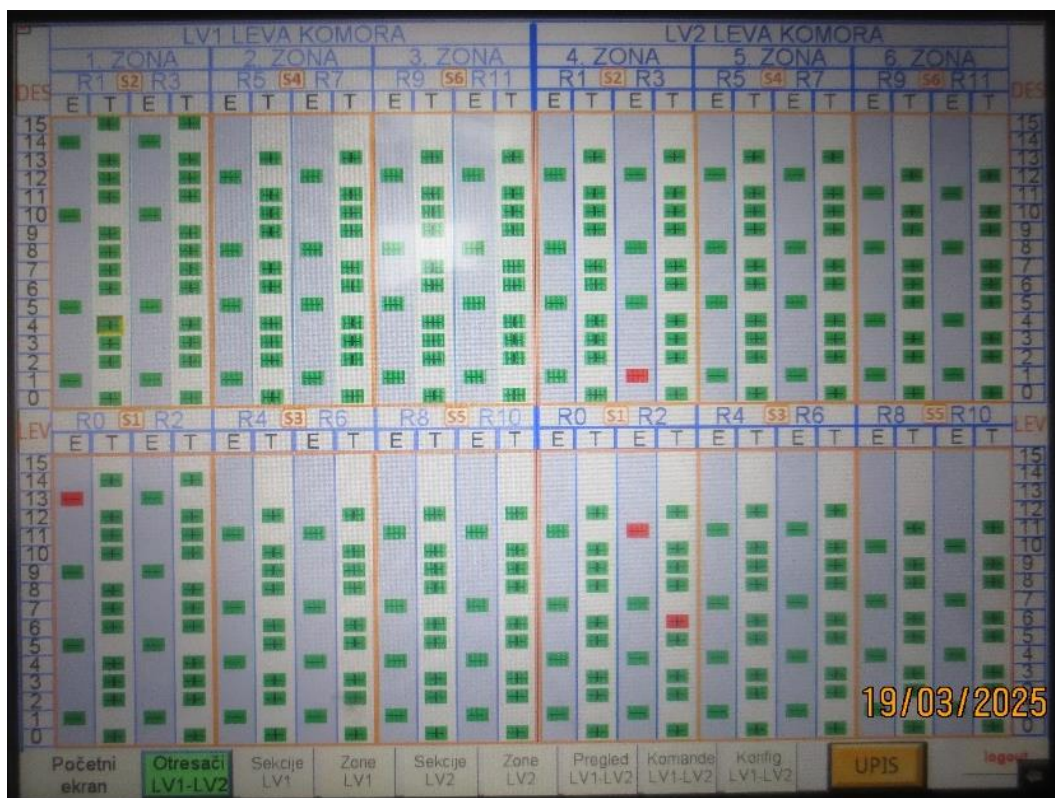
Деловање заштите-аларм доводи до престанка побуђивања конкретног електромагнета док се не отклони квар и ресетује грешка.

Такође, омогућено је софтверско искључење/блокада рада појединачних отресача у случају интервенције, а и могућност укључења и подешавања угла отресања само једног електромагнета отресача, т.ј. форсирани рад отресача у сврху тестирања отресача након квара.

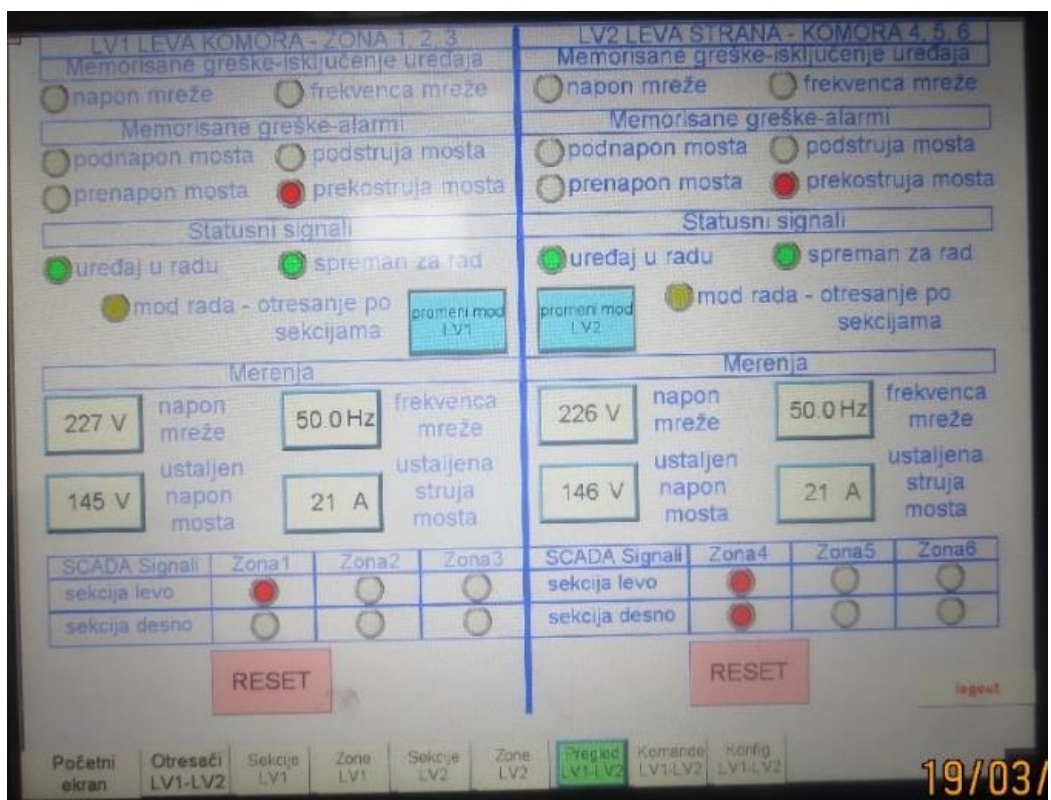
У сваком тренутку на екрану за визуелизацију рада PLC-а могу се очитати вредности напона мреже напајања уређаја, устаљени напон и струја исправљача.

На слици број 12 приказан је екран заштита, стања уређаја и мерења леве коморе.

Са ове слике се види да постоји деловање заштите прекоструја моста у орману LV1, зона 1, секција лево и у орману LV2, зона 4, секција лево и секција десно. Те информације, уз помоћ екрана са слике 11, су довољне за прецизно детектовање који отресач је у квару.



Слика 11: Пример деловања аларма прекострује и распоред електромагнетних отресача по зонама и секцијама, као и начин на који је реализовано управљање по напојно/управљачким орманима (зелена боја означава исправан отресач, црвена боја означава деловање заштите-аларм)



Слика 12: Екран зашита, стања уређаја и мерења леве коморе

6 КОМУНИКАЦИЈА PLC – ГЛАВНА КАРТИЦА ЕЛЕКТРОНИКЕ

Комуникација локалног програмабилног логичког контролера, PLC-а, са управљачком електроником у управљачком орману отресача реализована је локалном ethernet мрежом, преко modbus TCP/IP протокола.

Реализација целокупног управљања отресачима остварена је употребом савременог микроконтролера са три управљачка језгра од којих два језгра извршавају операције брзином од 200MHz, а треће језгро, које се користи за комуникације, ради на 125 MHz. На овај начин остварен је висок проток информација између PLC-а и свих микроконтролера на мрежи који управљају свим отресачима. Сви подаци од интереса који су прикупљени од стране PLC-а доступни су кориснику преко локалног екрана (HMI-human machine interface).

Подржана је и комуникација са даљинским надзорним системом (SCADA) преко независне оптичке мреже која подразумева надзор (Грешка отресача) и даљинско командовање отресачима (Старт/Стоп).

7 ЗАКЉУЧАК

Реконструкција напојно управљачких ормана електромагнетних отресача на електрофилтеру блока Б1 у ТЕ Костолац 2024. године допринела је поузданијем раду система отресања, омогућила више могућности у избору подешавања, као и стабилнији и безбеднији рад система уопште.

Могућност „финог“ усаглашавања периода отресања и силе отресања са јачином електричног поља између електрода пружа не само ефикасније прикупљање прашкастих материја, већ и поузданији рад система за отпепељивање, што као крајњи резултат даје мању емисију прашкастих материја у атмосферу.

ЗАХВАЛНИЦА

Овај рад је подржало Министарство науке, технолошког развоја и иновација Републике Србије кроз Уговор о реализацији и финансирању научноистраживачког рада НИО у 2025. години (број уговора 451-03-136/2025-03).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Parker, K. R.: Electrical operation of electrostatic precipitators, The Institution of Engineering and Technology, London, UK, 2007.
- [2] I. Stevanović, R. Prole, M. Ostojić, D. Jevtić, S. Dobričić, D. Arnautović, B. Radojičić: Optimizacija upravljanja otresачима elektroda u elektrostatичким filterima, Elektrane 2014, Zlatibor, 2014.
- [3] <https://powertronic.co/service/rapping-system>
- [4] <https://recaust.com/product/electromagnetic-rapping-systems>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.08)**B4.08****ALGORITAM ZA BRZU REGULACIJU IZLAZNOG NAPONA U PRISUSTVU
POREMEĆAJA KOD VIŠEFAZNOG PRETVARAČA SPUŠTAČA NAPONA****ALGORITHM FOR FAST OUTPUT VOLTAGE REGULATION IN THE PRESENCE OF DISTURBANCES
IN AN INTERLEAVED BUCK CONVERTER****Andela Tomašević, Aleksandar Milić^{1*}**

Kratak sadržaj: Rastuća rasprostranjenost računarskih sistema sa visokim performansama postavlja nove izazove na polju stabilnosti napajanja u prisustvu poremećaja izazvanih naglim promenama u potrošnji električne energije. Nesmetan rad ovakvih sistema zahteva potiskivanje poremećaja u isporuci električne energije koje je u mikrosekundnom opsegu, što iziskuje visok propusni opseg regulacionih petlji. U radu je iznet predlog realizacije algoritma za brzu regulaciju izlaznog napona u prisustvu strujnog poremećaja na primeru pretvarača višefaznog spuštača napona koji obezbeđuje stabilan i robustan rad krajnjeg potrošača. Predloženi algoritam je zasnovan na dve naponske petlje i u postizanju željenih performansi se oslanja na tehniku plasiranja polova. Pokazano je da precizno modeliranje oscilatorne dinamike pretvarača omogućava oblikovanje odziva prema specifikacijama koje se očekuju u ovoj oblasti primene. Učinak predstavljenog algoritma u potiskivanju poremećaja dinamike 500 A/ms pri izlaznom naponu u opsegu od 20 V do 150 V je verifikovan na platformi za razvoj i ispitivanje kompleksnih ugrađenih sistema u realnom vremenu (eng. hardware-in-the-loop - HIL) i eksperimentalnim putem. Predloženi algoritam omogućava lokalno potiskivanje poremećaja i sprečava njihovo dalje prostiranje u elektroenergetski sistem, dok implementacija na digitalnom signalnom procesoru (DSP) pruža uštedu prostora, smanjenje troškova proizvodnje i veću energetska efikasnost u odnosu na alternativna rešenja.

Ključne reči: digitalno upravljanje, brz tranzijent, plasiranje polova, jednosmerni pretvarač

Abstract: The growing prevalence of high-performance computer systems presents new challenges in power supply stability in the presence of disturbances caused by rapid changes in energy consumption. The seamless operation of such systems requires the suppression of voltage delivery disturbances in the microsecond range, which demands a high bandwidth for closed-loop control. This paper proposes an algorithm for fast regulation of the output voltage in the presence of current disturbances which ensures stable and robust operation of the end consumer, using an interleaved buck converter as an example. The proposed algorithm is based on two voltage control loops and relies on pole-placement techniques to achieve the desired

^{1*} Andela Tomašević, University of Belgrade, School of Electrical Engineering, andjela.m.tomasevic@gmail.com
Aleksandar Milić, Elektrotehnički fakultet, Univerziteta u Beogradu, milic.aleksandar@etf.rs

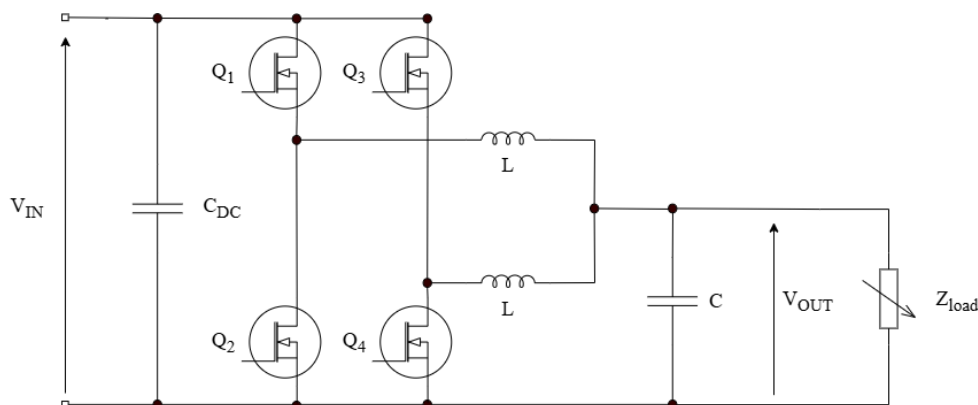
performance. It is shown that precise modelling of the converter's oscillatory dynamics enables shaping the response according to the specifications expected in this application domain. The effectiveness of the proposed algorithm in suppressing 500 A/ms dynamic disturbances on the output voltage in the range from 20 V to 150 V has been verified through hardware-in-the-loop (HIL) simulation and experimentally. The proposed algorithm enables the local suppression of disturbances and prevents their further spread into the power system, while the implementation on a digital signal processor (DSP) provides high-power density and efficiency with reduction of production cost compared to alternative solutions.

Key words: digital control, fast transient, pole placement, dc-dc converter

1 UVOD

U savremenim primenama jednosmernih prekidačkih izvora napajanja, brz odziv na promenu struje potrošača i precizno praćenje naponske reference su među najvažnijim zahtevima kako bi se zadovoljili zahtevi potrošača [1]. Sa stanovišta sinteze algoritma za regulaciju, definisanje željenih karakteristika zatvorene sprege koje se mogu dovesti u vezu sa ovim performansama je ključan korak [2]. Shodno tome, za metod projektovanja regulacionog sistema je poželjno da na uravnotežen način uzima u obzir više takvih karakteristika [3].

U radu je predstavljen algoritam za regulaciju izlaznog napona višefaznog spuštača napona koji je sa ciljem postizanja tranzijenata u opsegu do 100 μ s projektovan prema željenom propusnom opsegu i maksimumu funkcije senzitivnosti [3]. Parametri projektovanog regulacionog sistema sačinjenog od dve naponske petlje su sa tim karakteristikama dovedeni u vezi i određeni metodom plasiranja polova. Algoritam je uspešno implementiran na DSP i testiran u opsegu izlaznog napona od 20 V do 150 V u prisustvu poremećaja dinamike 500 A/ms. Verifikacija algoritma u prisustvu opisanih poremećaja je sprovedena eksperimentalnim putem na skaliranom prototipu snage 1.5 kW. Bez gubitka opštosti, za potrebe testiranja algoritma je usvojena topologija dvofaznog sinhronog spuštača napona, prikazana na Slici 1.1. Hardverski parametri projektovanog energetskog pretvarača dati su u Tabeli 1.1.



Slika 1.1. Dvofazni sinhroni spuštač napona.

Tabela 1.1. Hardverski parametri analiziranog sistema.

Parametar	Vrednost
Broj faza	2
Fazni pomeraj	180°
Prekidačka učestanost	100 kHz
Učestanost odabiranja	200 kHz
Ulazni napon (V_{IN})	180 V
Opseg izlaznog napona (V_{OUT})	20 - 150 V
Kapacitivnost jednosmernog međukola (C_{DC})	150 μ F
Induktivnost filtra (L)	33 μ H
Kapacitivnost filtra (C)	33 μ F

Postupak modeliranja objekta upravljanja u prostoru stanja opisan je u Sekciji 2. U Sekciji 3. je predstavljen postupak sinteze algoritma za regulaciju koji je predmet rada. Eksperimentalni rezultati su dati u Sekciji 4. Konačno, u Sekciji 5. su izneti zaključci rada i potencijalni pravci daljeg istraživanja.

2 MODELIRANJE OBJEKTA UPRAVLJANJA

Za potrebe modeliranja pretvarača usvojen je pristup impulsno invarijantne diskretizacije modela izvedenog usrednjavanjem u prostoru stanja. S obzirom na to da je analizirana topologija vremenski invarijantna, rezultujući model precizno oslikava dinamiku pretvarača u diskretnom vremenu [4]. Na osnovu postupka opisanog u [1], za elemente vektora stanja su odabrane struje koje postoje u namotajima izlaznih filtera i napon kondenzatora izlaznog filtra. Za elemente vektora ulaza odabran je napon jednosmernog međukola i struja potrošača. Rezultujuće matrice stanja i izlaza su invarijantne u odnosu na prekidačko stanje, što potvrđuje polaznu pretpostavku vremenske invarijantnosti. U skladu sa brojem mogućih prekidačkih stanja, polazni skup matrica ulaza broji četiri člana. Kao što je navedeno u Tabeli 1.1, razlika između faza analiziranog pretvarača iznosi 180°, čime je omogućena ravnomerna raspodela struje kroz prekidačke komponente i smanjenje talasnosti izlaznog napona [1]. Zbog lakšeg izračunavanja, na fazno pomešane polumostove je primenjen princip superpozicije, čime je broj matrica ulaza smanjen sa četiri na dva. Nakon usrednjavanja u okolini radne tačke određene faktorom ispunjenosti, određena je matrica funkcija prenosa. Za dalje razmatranje, koje je dato u kontekstu korišćene impulsno-širinske modulacije, relevantna je funkcija prenosa od faktora ispunjenosti do izlaznog napona:

$$G_P(s) = \frac{b_0}{s^2 + a_1s + a_0} e^{-st_d}. \#(2.1.)$$

U skladu sa realizovanom prekidnom rutinom na DSP, za digitalno kašnjenje t_d je usvojena jedna perioda odabiranja upravljačkog signala [4]. Konačno, diskretizovana funkcija prenosa ima formu:

$$G_P(z) = \frac{d_1 z + d_0}{z^2 + c_1 z + c_0} z^{-1}. \#(2.2.)$$

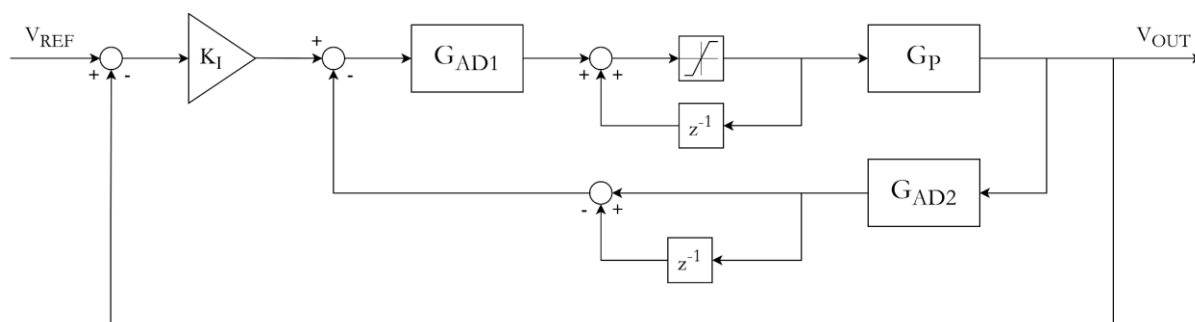
Vrednosti koeficijenata navedenih kontinualnih i diskretnih funkcija prenosa date su u Tabeli 2.1.

Tabela 2.1. Vrednosti koeficijenata izvedenih funkcija prenosa.

Koeficijent	Vrednost
a_0	$1.250 \cdot 10^9$
a_1	$1.562 \cdot 10^3$
b_0	$1.875 \cdot 10^{11}$
c_0	0.992
c_1	-1.961
d_0	2.327
d_1	2.336

3 SINTEZA ALGORITMA ZA REGULACIJU

Sa ciljem potiskivanja oscilatorne dinamike prisutne u izvedenom modelu energetskog pretvarača, u strukturu regulacionog sistema je pored glavne naponske petlje uključena i unutrašnja naponska petlja sa ulogom aktivnog prigušivanja. Na Slici 3.1. prikazan je blok dijagram opisanog sistema u inkrementalnoj formi.



Slika 3.1. Blok dijagram regulacionog sistema.

Strukturu unutrašnje regulacione petlje čine dva kompenzatora, i to kompenzator $G_{AD1}(z)$ u direktnoj grani i $G_{AD2}(z)$ u povratnoj grani, kao što je prikazano na Slici 3.1. Struktura ovih kompenzatora je izabrana tako da rezultujuća funkcija komplementarne osetljivosti unutrašnje

petlje ima minimalan broj polova. Kao rezultat, struktura navedenih kompenzatora je opisana sa:

$$G_{AD1}(z) = \frac{z(z - \sigma)}{z^2 + a_1z + a_0}, \#(3.1.)$$

$$G_{AD2}(z) = \frac{b_1z + b_0}{(z - \sigma)}. \#(3.2.)$$

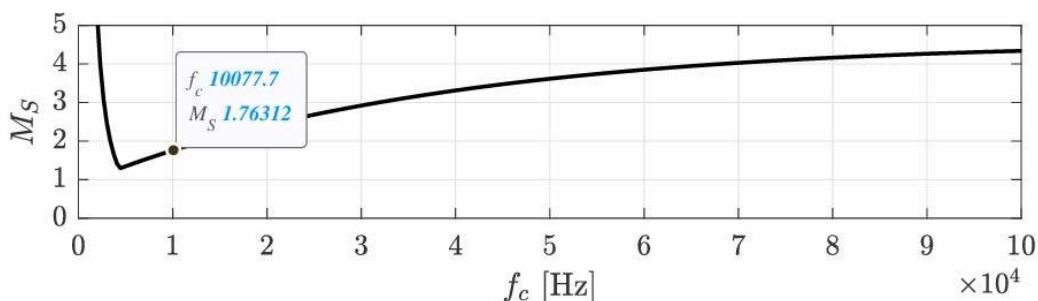
Na ovaj način se obezbeđuje jednostavno opisivanje dinamičkog ponašanja energetskog pretvarača i regulacionog sistema u funkciji jednog parametra σ . Sa ciljem podešavanja parametara u skladu sa željenim karakteristikama regulacionog sistema, upotrebljena je tehnika plasiranja polova funkcije spregnutog prenosa. Željeni karakteristični polinom te funkcije ima formu:

$$P(z) = z^2(z - \sigma)^3, \#(3.3.)$$

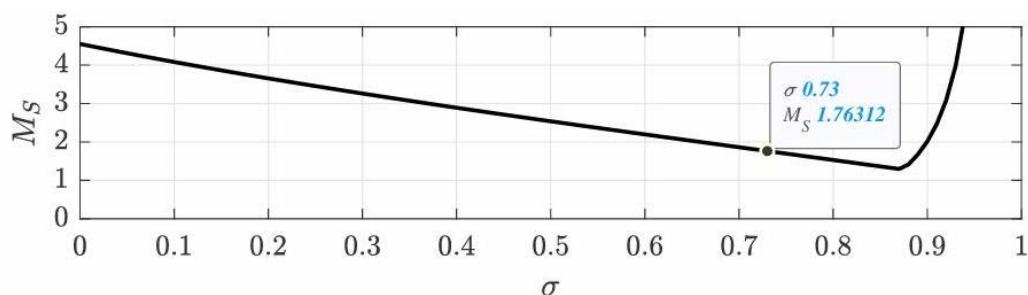
gde je σ preostali slobodni parametar koji se bira u skladu sa željenim ponašanjem sistema pri radu u zatvorenoj sprezi. Slika 3.2. pokazuje maksimum funkcije senzitivnosti M_s u funkciji propusnog opsega f_c za posmatrani sistem. Dalje je je odabir slobodnog parametra σ ograničen po robusnosti. Uzimajući u obzir željeno vreme postizanja naponske reference i potiskivanja poremećaja od 100 μ s, adekvatan odabir za propusni opseg zatvorene sprege je 10 kHz, odnosno 10 puta ispod prekidačke učestanosti pretvarača [4]. Ovaj izbor rezultuje sa $M_s = 1.8$, iz opsega od 1.3 do 2, koji se često uzima za poželjan sa stanovišta robusnosti [3]. Na osnovu relacije

$$\sigma = e^{-2\pi f_c T_s}, \#(3.4.)$$

izvedene u [5], ove specifikacije se postižu za $\sigma = 0.73$, što je pokazano i na Slici 3.3. Izjednačavanjem karakterističnog polinoma funkcije komplementarne osetljivosti izražene u opštim brojevima sa (3.3.), formiran je sistem jednačina koji rezultuje parametrima sistema datim u Tabeli 3.1.



Slika 3.2. Uticaj propusnog opsega zatvorene sprege f_c na maksimum funkcije senzitivnosti M_s .

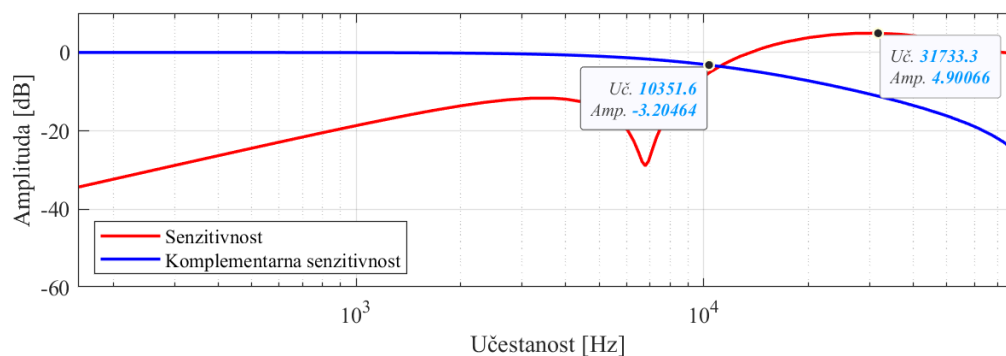


Slika 3.3. Uticaj slobodnog parametra σ na maksimum funkcije senzitivnosti M_S .

Tabela 3.1. Vrednosti parametara regulacionog sistema.

Parametar	Vrednost
a_0	0.1883
a_1	0.5284
b_0	-0.09253
b_1	0.1012
K_i	0.0091

Frekventne karakteristike funkcija senzitivnosti i komplementarne senzitivnosti za odabrano σ koje rezultuje željenim karakteristikama zatvorene sprege prikazani su na Slici 3.4.

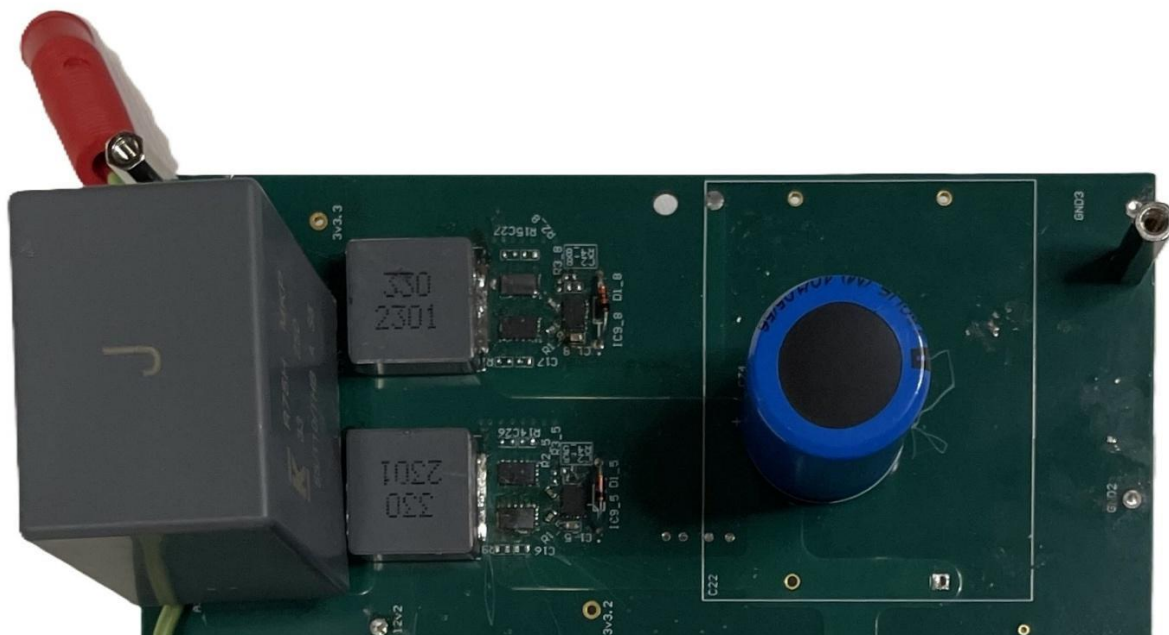


Slika 3.4. Frekventne karakteristike funkcija senzitivnosti i komplementarne senzitivnosti.

4 EKSPERIMENTALNI REZULTATI

Izvedeni regulacioni algoritam je realizovan i verifikovan na prototipu dvofaznog spuštača napona snage 1.5 kW prikazanog na Slici 4.1, čiji su ključni hardverski parametri navedeni u Tabeli 1.1. Algoritam je pritom implementiran digitalno na TMS320F28379DPTPS DSP proizvođača *Texas Instruments*, u okviru prekidne rutine čija je učestanost 200 kHz. Ispitivanja razvijenog algoritma su sprovedena pri Laboratoriji za digitalno upravljanje pretvaračima i pogonima Elektrotehničkog fakulteta Univerziteta u Beogradu. Izvršeni eksperimenti

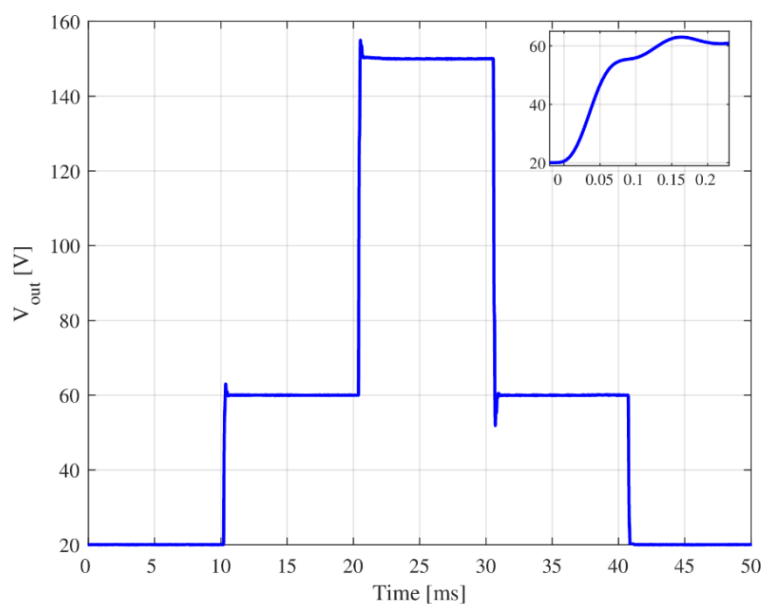
obuhvataju ispitivanje ponašanja izlaznog napona pretvarača prilikom postizanja nominalnog naponskog nivoa i prilikom promene struje potrošača.



Slika 4.1. Prototip dvofaznog spuštača napona.

Kao izvor jednosmernog napona za pretvarač je korišćeno *ITECH* IT6525D programabilno napajanje. Pri testiranju interakcije sa potrošačem korišćeno je *Chroma* 63202A-600-140 jednosmerno elektronsko opterećenje u režimu konstantne struje. Za merenja su korišćene *MicSig* DP10013 diferencijalne visokonaponske sonde sa opsegom od 100 MHz i *Testec* TT-CC70 strujne sonde. Rezultati prvog eksperimenta su očitani iz memorije korišćenog DSP, dok su merenja koja se odnose na drugi eksperiment očitana uz pomoć *Rigol* MSO5104 digitalnog osciloskopa sa propusnim opsegom 100 MHz.

Testovi prikazani na Slici 4.2. su sprovedeni sa ciljem analize ponašanja regulacionog sistema pri odsustvu potrošača na izlazu, i pri odskočnim promenama reference u celom radnom naponskom opsegu pretvarača. Prikazan je odziv izlaznog napona pretvarača pri odskočnoj promeni reference između tri naponska nivoa (20 V, 60 V i 150 V) u oba smera. Izmerene vrednosti vremena uspona i pada napona predstavljene su u Tabeli 4.1. Može se videti da su željene naponske karakteristike tokom tranzijenata uspešno ostvarene, kao i da je napon stabilno regulisan u ustaljenom stanju uz zanemarivo prisustvo viših harmonika.

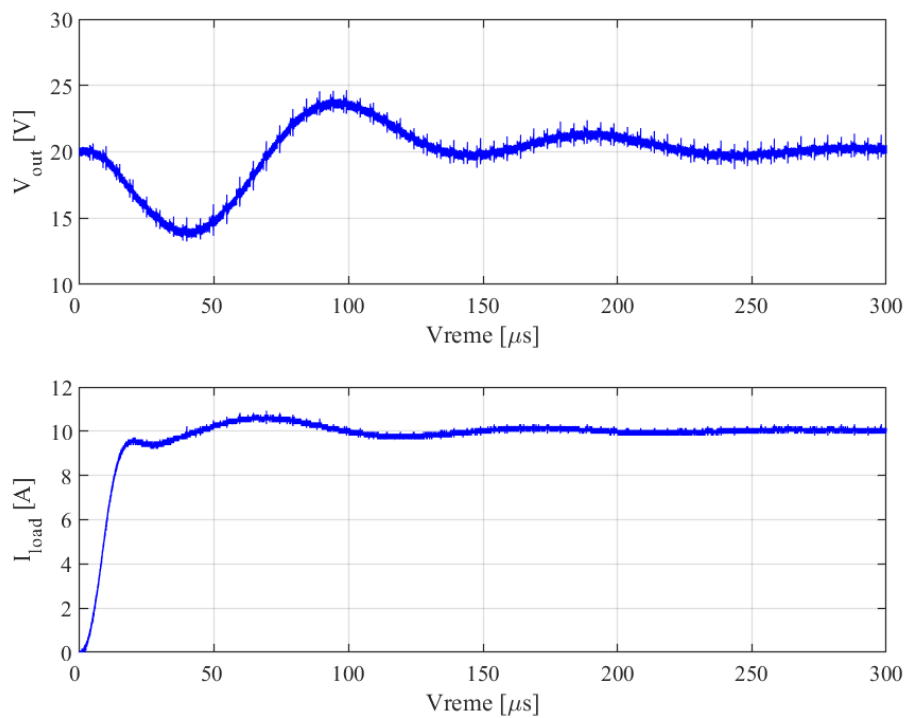


Slika 4.2. Dinamički odziv regulacionog sistema pri odskočnoj promeni reference u režimu praznog hoda.

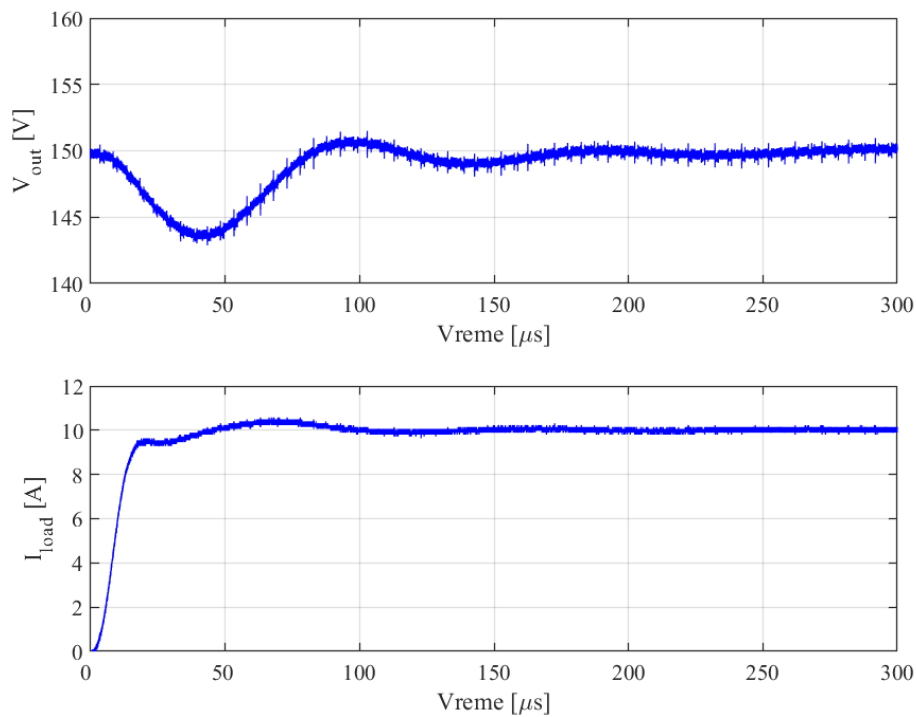
Tabela 4.1. Vremena uspona i pada napona prilikom promene reference.

Tranzijent	20 V ↔ 60 V	60 V ↔ 150 V
Vreme uspona [μs]	84.49	99.40
Vreme pada [μs]	89.46	94.43

Na Slici 4.3. i Slici 4.4. prikazani su eksperimentalni rezultati ponašanja izlaznog napona pri promeni struje potrošača od 0 do 10 A, dinamikom 500 A/ms. Od interesa je ispitati potiskivanje poremećaja na naponskim nivoima od 20 V i 150 V, odnosno na granicama usvojenog radnog opsega pretvarača. Stabilna isporuka izlaznog napona pri struji potrošača od 10 A na naponskim nivoima od 20 V i 150 V je postignuta za manje od 150 μs i 100 μs, redom. Može se videti da stabilnost u regulaciji izlaznog napona nije ugrožena i da sistem uspešno i brzo potiskuje poremećaje.



Slika 4.3. Tranzijent pri promeni struje potrošača od 0 do 10 A dinamikom 500 A/ms pri izlaznom naponu od 20 V.



Slika 4.4. Tranzijent pri promeni struje potrošača od 0 do 10 A dinamikom 500 A/ms pri izlaznom naponu od 20 V.

5 ZAKLJUČAK I DALJI RAD

U radu je predstavljen algoritam za brzu regulaciju izlaznog napona kod višefaznog spuštača napona zasnovan na dve naponske petlje i projektovan prema željenim karakteristikama zatvorene sprege u pogledu propusnog opsega i maksimuma funkcije senzitivnosti. Postupak modeliranja objekta upravljanja i projektovanja regulacionog sistema su detaljno obrazloženi. Metod projektovanja i teorijski očekivane performanse digitalno implementiranog algoritma su verifikovani eksperimentalno na prototipu višefaznog spuštača napona snage 1.5 kW.

U pogledu odziva na promenu reference, potvrđene su hipoteze postavljene prilikom odabira strukture regulacionog sistema i definisanja željenih karakteristika zatvorene sprege prema kojima je projektovan. Ostvareno je uspešno potiskivanje poremećaja u periodu do 150 μ s nezavisno od naponskog nivoa, kao i potstizanje proizvoljne naponske refence u periodu do 100 μ s sa prihvatljivim preskokom. Izmerena vremena smirenja nakon promene struje potrošača ukazuju na potencijalni pravac daljeg istraživanja u vidu razmatranja dinamike interakcije potrošača sa pretvaračem prilikom projektovanja regulacionog sistema.

LITERATURA

- [1] R. Erickson and D. Maksimovic. *Fundamentals of Power Electronics*. 2nd ed. Springer, 2001. ISBN: 9780792372707.
- [2] K. J. Åström and R. M. Murray. *Feedback Systems*. 2nd ed. Princeton University Press, 2021. ISBN: 978-0691193984.
- [3] K. J. Åström and T. Haggund. *PID Controllers: Theory, Design and Tuning*. 2nd ed. ISA - The Instrumentation, Systems and Automation Society, 1995. ISBN: 1-55617-516-7.
- [4] L. Corradini et al. *Digital Control of High-Frequency Switched-Mode Power Converters*. Wiley-IEEE Press, 2015. ISBN: 9781118935101.
- [5] M. Č. Bošković et al. *A New Analytical Design Method of Resonant Controllers in Digital Domain under Robustness Constraints*. 2024. DOI: 10.1109/INFOTEH60418.2024. 10495990.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.09)**B4.09****ОПТИМАЛНИ ДИЗАЈН МАГНЕТСКОГ КОЛА СПРЕГНУТИХ ПРИГУШНИЦА ЗА
ВИШЕФАЗНЕ DC/DC ПРЕТВАРАЧЕ****OPTIMAL COUPLED INDUCTOR MAGNETIC CORE DESIGN FOR INTERLEAVED
DC/DC POWER CONVERTERS****Marko Lazarević, Nikola Mirković, Aleksandar Milić***

Кратак садржај: Вишефазни DC/DC претварачи се често користе у применама великих снага због своје способности да смање таласност струје, побољшају ефикасност, као и транзијентни одзив претварача. Интеграција спрегнутих пригушница побољшава перформансе додатним смањивањем таласности струје, смањењем губитака у језгру и минимизирањем величине пригушнице, чиме се значајно повећава укупна густина снаге. Овај рад представља методологију пројектовања спрегнутих пригушница за вишефазне претвараче користећи симулације методом коначних елемената и узимајући у обзир кључне параметре дизајна као што су међусобна индуктивност, одабир материјала језгра, zasiћење језгра и расподела губитака. Сprovedена је свеобухватна анализа како би се одредила оптимална геометрија, конфигурација намотаја, положај ваздушног зазора, величина магнетног језгра, као и жељени транзијентни одзив. Анализа и дизајн магнетских и електричних кола је спроведен путем симулационих модела спрегнутих пригушница номиналне снаге 4 kW начињених у програмским алатима заснованим на методи коначних елемената. Резултати потврђују тачност развијених аналитичких модела и показују значајна побољшања у перформансама претварача у поређењу са конвенционалним дискретним индуктивним филтрима.

Кључне речи: *спрегнута пригушница, вишефазни претварач, DC/DC конверзија снаге, смањење таласности струје, оптимизација губитака у језгру*

Abstract: Interleaved DC/DC converters are widely used in high-power applications due to their ability to reduce current ripple, improve efficiency, and enhance transient response. The integration of coupled inductors further enhances performance by increasing ripple cancellation, reducing core losses, and minimizing inductor size, thus greatly increasing overall power density. This paper presents a design methodology for coupled inductors in interleaved converters using Finite Element Analysis (FEA) simulations and considering key design parameters such as mutual inductance, core material selection, core saturation and loss distribution. A comprehensive analysis is done in order to determine the optimal geometry,

* Marko Lazarević, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, laz.marko2001@gmail.com

Nikola Mirković, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, nikola.mirkovic@ieent.org

Aleksandar Milić, Elektrotehnički fakultet, Univerziteta u Beogradu, milic.aleksandar@etf.rs

winding configuration, air gap placement and magnetic core size based on desired inductance and transient response. Analysis and design for the 4 kW inductor is performed using a coupled inductor simulation model using finite element analysis software. Simulation results validate analytical models and show significant improvements in comparison to conventional discrete inductors.

Key words: *coupled inductor, interleaved converter, DC/DC power conversion, ripple reduction, core loss optimization*

1 УВОД

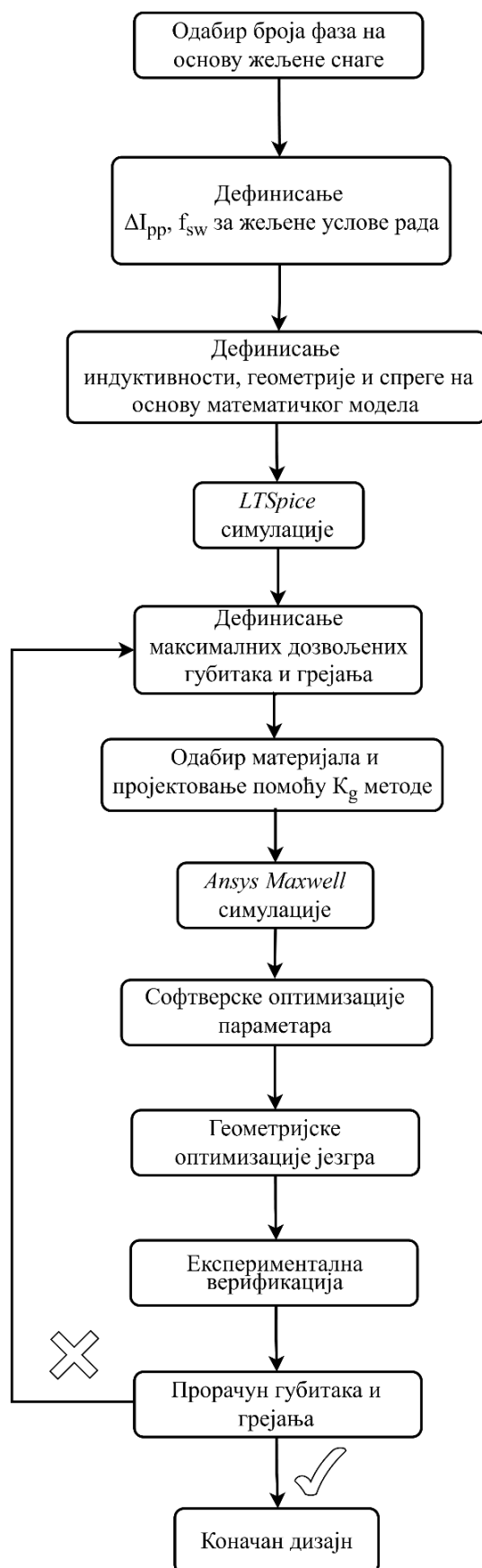
Развој полупроводничке технологије и све строжији захтеви у погледу густине снаге за уређаје енергетске електронике намећу нове изазове у пракси. Захтеви у погледу волумена енергетског претварача и смањења утрошка материјала често доводе до увећања радних прекидачких учестаности [1]. Последиčno, запремина реактивних компоненти, које представљају највећи део оваквих уређаја се смањује [1]. Поред повећања учестаности, постоји више начина за повећање густине снаге. Главни од њих је коришћење већег броја фаза, односно паралелно везивање оваквих уређаја, како би се повећала номинална снага и напрезања полупроводника ограничила на напоне и струје које тренутно подржавају решења на тржишту [2]. Допринос смањењу запремине може проистећи и паметним коришћењем магнетског материјала од ког су сачињени енергетски филтри у претварачима. Наиме, могуће их је магнетски спрегнути и адекватном спрегом омогућити значајно смањење њихове запремине, те увећати густину снаге уређаја. Поред мање запремине, спрежање омогућава и смањење валовитости струје, што позитивно утиче на енергетску ефикасност уређаја, као и побољшање транзијентног одзива [3].

У овом раду представљена је методологија пројектовања спрегнутих пригушница за вишефазне претвараче користећи развијене аналитичке и симулационе моделе засноване на методи коначних елемената. Методологија се заснива на кључним параметрима у дизајну магнетских кола као што су међусобна индуктивност, одабир материјала магнетског кола, засићење магнетског кола и просторна расподела губитака. У трећем Поглављу представљен је математички модел спрегнутих пригушница, неопходан за потребе симулације електричног кола у неком од софтвера попут софтвера *LTSpice*. У четвртм Поглављу, дефинисан је аналитички модел пригушнице који даје почетне вредности индуктивности за даље оптимизације у софтверу. На крају, у петом Поглављу, оптимизације су вршене употребом софтвера *Ansys Maxwell* и добијене су коначни параметри анализиране спрегнуте пригушнице.

2 АЛГОРИТАМ ЗА ПРОЈЕКТОВАЊЕ СПРЕГНУТИХ ПРИГУШНИЦА

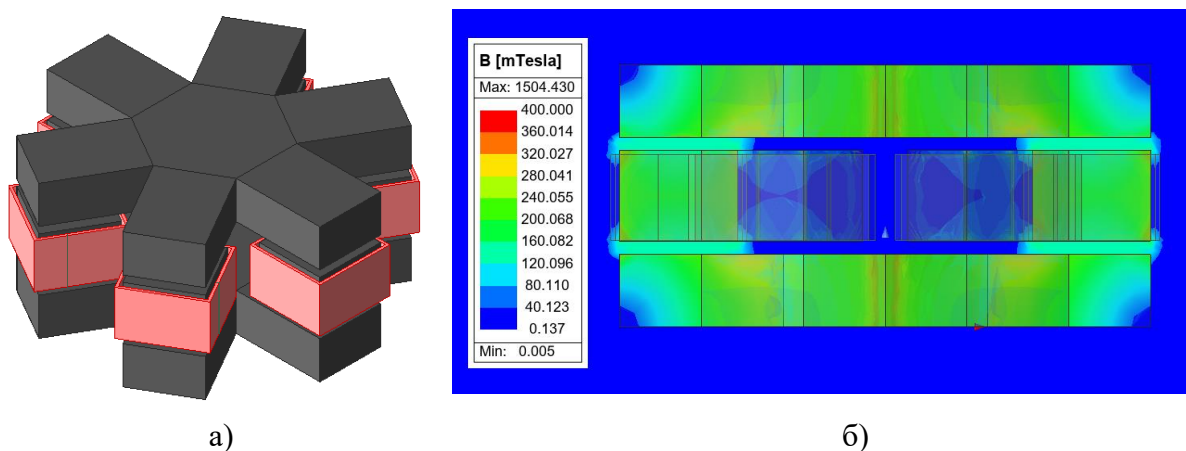
У овом Потпоглављу биће дат методолошки преглед свих корака за пројектовање објашњених у раду. Резултат представља алгоритам, који се може пратити како би се одредили почетни параметри, који се коначно оптимизују употребом софтвера.

На Слици 2.1 приказан је алгоритам за пројектовање спрегнуте пригушнице са произвољним бројем фаза. У наредним поглављима објашњени су појединачни делови алгоритма који за циљ имају пројектовање пригушнице на основу максималне дозвољене снаге губитака .



Слика 2.1 Алгоритам пројектовања спрегнуте пригушнице.

Пример шестофазне пригушнице пројектоване употребом предложеног алгоритма дат је на Слици 2.2. Расподела вектора магнетске индукције у магнетском колу добијена је помоћу софтвера *Ansys Maxwell*.



Слика 2.2 Шестофазна пригушница а) 3D модел, б) расподела флукса у језгру.

На основу предложеног алгоритма могуће је у извршити пројектовање спрегнуте пригушнице произвољне топологије. Приступ остаје исти у случају произвољног броја фаза. Акценат је на употреби софтвера, будући да основни аналитички модел није увек задовољавајућ. Са повећањем ваздушног зазора долази до све већих одступања модела од стварног понашања. Из тог разлога је употреба софтвера неопходна, како би се осигурала минимална одступања. Предност оваквог приступа је прецизно подешавање параметара пригушнице, постизање магнетске симетрије по фазама, увећање густине снаге и енергетске ефикасности претварача док су већа цена производње језгра и ограничења у погледу механичке асемблеје.

За потребе појашњења алгоритма у наставку рада, биће пројектована пригушница за потребе четворофазног спуштача напона снаге 4 kW, учестаности прекидања од 150 kHz који ради на граници прекидног режима за потребе меког комутовања. У Табели 2.1 дата су ограничења попут жељене индуктивности, максималних димензија језгра, као и вршне вредности очекиване струје које би одговарале нисконапонској примени. Ова ограничења добијена су симулацијом претварача у софтверу *LTSpice* и представљају почетне параметре за даље пројектовање.

Табела 2.1 Улазни параметри за пројектовање спрегнуте пригушнице

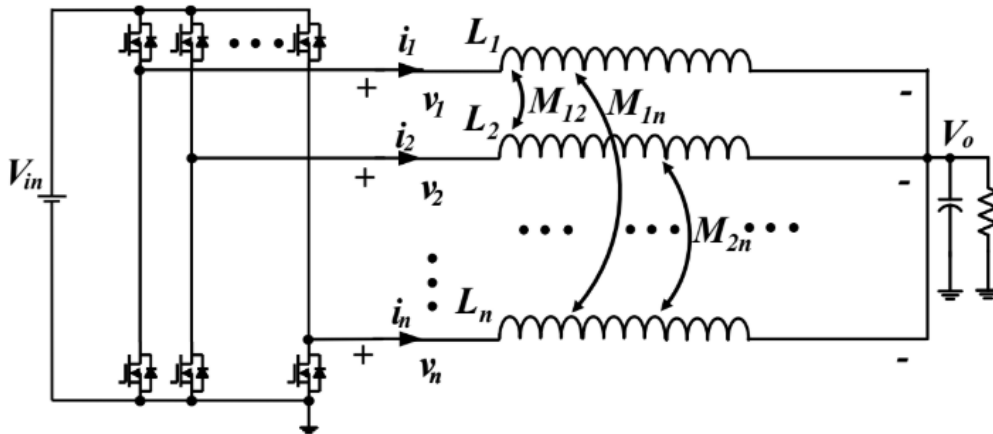
Ограничења	Вредност
B_{max}	200 mT
I_{max}	65A
f_{sw}	150 kHz
h_{max}	30 mm
D_{zice}	2.5 mm

3 МАТЕМАТИЧКИ МОДЕЛ СПРЕГНУТИХ ПРИГУШНИЦА

У овом Потпоглављу дат је математички модел за описивање индуктивности спрегнутих пригушница. Математички модел омогућава анализу произвољне структуре спренутих пригушница у погледу спреге, број фаза и сл. Као резултат, биће дефинисане транзијентна и индуктивност устаљеног стања, које диктирају транзијентни одзив претварача, као и валовитост струје пригушнице.

Из модела могу се изразити параметри потребни за формирање симулационог модела у софтверском алату *LTSpice*. У општем случају, за вишефазни (n -фазни) претварач спуштач напона са n спрегнутих пригушница приказан на Слици 3.1, могуће је написати симетричну матрицу индуктивности која повезује напоне и струје свих пригушница као

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \\ \dots \\ v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_1 & M_{12} & M_{13} & \dots & M_{1n} \\ M_{21} & L_2 & M_{23} & M_{2(n-1)} & M_{2n} \\ M_{31} & M_{32} & L_3 & M_{3(n-1)} & M_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ M_{n1} & M_{n2} & \dots & M_{n(n-1)} & L_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{di_1}{dt} \\ \frac{di_2}{dt} \\ \frac{di_3}{dt} \\ \dots \\ \frac{di_n}{dt} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$



Слика 3.1 Претварач спуштач напона са n -фаза и са спрегнутим пригушницама [3].

L_x у матрици индуктивности представља сопствену индуктивност посматране фазе x , док је са M_{xy} означена међусобна индуктивност између две произвољне фазе x и y . Полазећи од матрице индуктивности, могу се одредити аналитички изрази за одређивање индуктивности n -фазног филтра који описују понашање филтра током прелазних процеса, али и у устаљеном стању [3]. Ови изрази у функцији броја фаза n и у зависности од вредности и опсега индекса модулације D дати су у Табели 3.1.

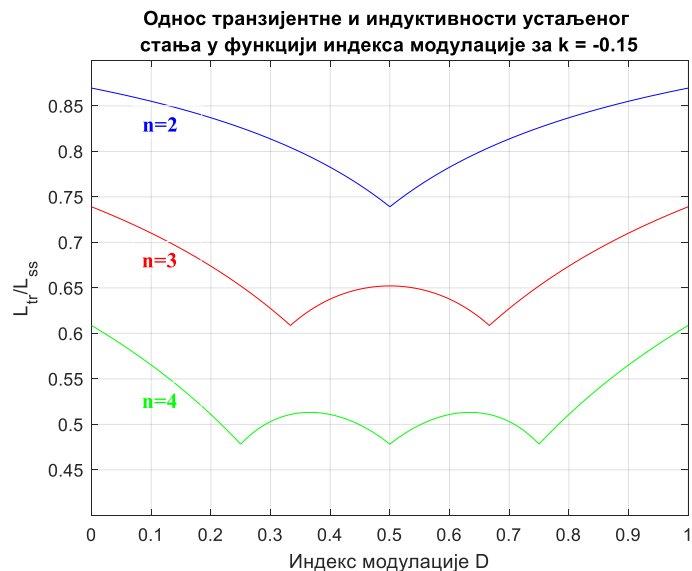
Еквивалентна индуктивност устаљеног стања представља индуктивност која диктира вредност валовитости струје по фази ΔI_{pp} . У Табели 3.1 означена је са L_{ss} и може се приметити да у зависности од вредности и опсега индекса модулације D мења своју вредност, где M представља међусобну индуктивност између две произвољне фазе, а L представља сопствену индуктивност фазе. Приликом пројектовања, битно је уважити ову чињеницу, будући да када нема спреге, понашање пригушнице је једнозначно одређено њеном сопственом индуктивношћу. Транзијентна индуктивност L_{tr} одређује на који начин се мења излазна струја ΔI када дође до пертурбације индекса модулације.

Односно, ова индуктивност описује динамичко понашање претварача и синтезу регулатора. За разлику од еквивалентне индуктивности устаљеног стања, транзијентна индуктивност не мења своју вредност у функцији D и константна је у свим радним опсезима претварача.

Табела 3.1 Изрази за транзијентну и еквивалентну индуктивност устаљеног стања за случај n -фазног чопера спуштача напона са спрегнутим пригушницама [3].

ОПСЕГ	L_{ss}	L_{tr}
$0 \leq D < \frac{1}{n}$	$\frac{(L - M)(L + (n - 1)M)}{L + \left[(n - 2) + \frac{(n - 1)D}{D'}\right]M}$	$L + (n - 1)M$
...	...	...
$\frac{i}{n} \leq D < \frac{i + 1}{n}$	$\frac{(L - M)(L + (n - 1)M)}{L + \left[(n - 2i - 2) + \frac{i(i + 1)}{nD} + \frac{nD(n - 2i - 1) + i(i + 1)}{nD'}\right]M}$	$L + (n - 1)M$
...	...	...
$\frac{n - 1}{n} \leq D < 1$	$\frac{(L - M)(L + (n - 1)M)}{L + \left[(n - 2) + \frac{(n - 1)D'}{D}\right]M}$	$L + (n - 1)M$

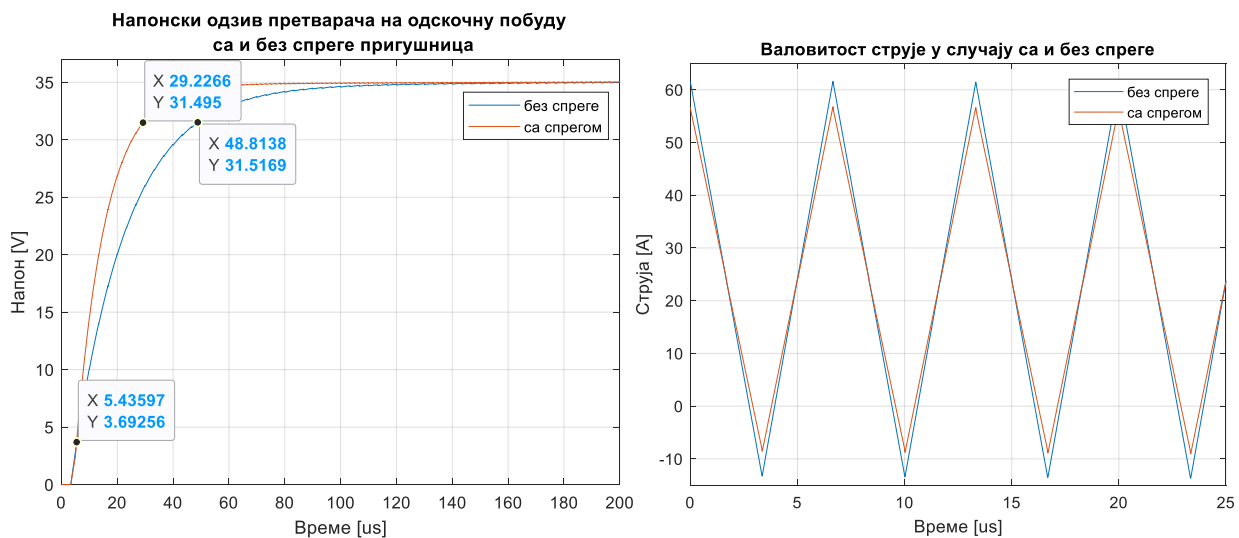
Дељењем израза за израчунавање транзијентне и еквивалентне индуктивности устаљеног стања, могуће је добити функцију која дефинише промену валовитости струје при различитим вредностима индекса модулације, Слика 3.2.



Слика 3.2 Однос транзијентне и еквивалентне индуктивности устаљеног стања за различит број фаза при коефицијенту спреге $k = -0.15$

Полазећи од израза датих у Табели 3.1. формиран је симулациони модел четворофазног претварача спуштача напона у програмском пакету *LTspice*. Симулациони модел је

испитан у отвореној спрези са дискретним и спрегнутим пригушницама по фази како би се анализирао утицај обе индуктивности на рад претварача током прелазних процеса и у устаљеном стању. На Слици 3.3. резултати приказани плавим кривама представљају понашање претварача са дискретним пригушницама, док резултати приказани црвеним кривама представљају понашање претварача са спрегнутим пригушницама. На Слици 2.1.4 а) приказано је поређење транзијентног напонског одзива претварача, док је на Слици 2.1.4 б) приказана валовитост струје у устаљеном стању у случајевима са и без спреге. Симулиран је четворофазни претварач са вредностима сопствених индуктивности од $L_s = 1.7\mu H$ и у случају спрегнутих пригушница са свим једнаким коефицијентима спреге између фаза $k = -0.15$. Може се приметити да већи број фаза позитивно утиче на смањење валовитости струје, као и на њену униформнију вредност при различитим вредностима индекса модулације. Разлог смањењу валовитости је чињеница да се променом индекса модулације мења еквивалентна индуктивност устаљеног стања, док транзијентна остаје константна.



Слика 3.3 Резултати анализе симулационог модела: а) Транзијентни одзив излазног напона, б) Валовитост струје једне фазе четворофазног претварача спуштача напона са и без спрегнутих пригушница при $D = 0.5$

Може се приметити да спрезање доводи до драстично бржег одзива напона око $25\mu s$ у случају са спрегом наспрам око $45\mu s$ у случају без спреге. Поред бржег одзива, постоји приметно смањење валовитости струје ΔI_{pp} са $75A$ на $65A$, што потврђује предности овакве спреге у поређењу са распрегнутим фазама.

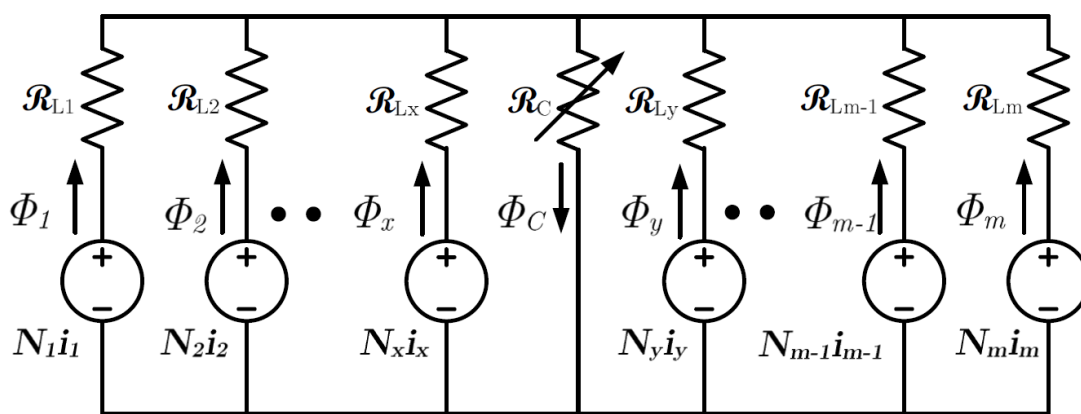
4 АНАЛИТИЧКО МОДЕЛИРАЊЕ МАГНЕТСКОГ КОЛА

Програмски пакети засновани на методи коначних елемената (енг. *Finite element analysis - FEA*) попут *Ansys Maxwell* софтвера омогућавају моделирање и пројектовање

магнетских компоненти попут пригушница и трансформатора. За употребу оваквих софтвера пожељно је имати аналитички модел који описује везу између параметара од значаја као и њихове почетне вредности за потребе пројектовања. У случају спрегнутих пригушница, за параметре од интереса могу се усвојити индуктивности и димензије. Даље се полазећи од усвојених почетних вредности може приступити процесу пројектовања, када се кроз *FEA* алате могу уважити и нелинеарни феномени попут засићења и ивичних ефеката које је тешко описати линеарним моделима. У овом Поглављу биће дато објашњење општег линеарног аналитичког модела магнетског кола коришћеног за потребе одређивања почетних параметара за потребе пројектовања спрегнутих пригушница. Уз то, биће дати аналитички изрази за прорачун губитака у магнетском колу, као и у бакарном проводнику пригушнице, на основу којих ће K_g методом бити вршено пројектовање пригушнице параметара датих у Поглављу 2.

4.1 Линеарни релуктансни модел спрегнуте пригушнице

У овом раду се аналитички модел заснива на моделирању магнетских кола електричним еквивалентом. Релуктансе, магнетске отпорности, постају електрични еквиваленти, док се магнетомоторне силе побуде моделирају напонским генераторима са побудама једнаким броју ампер-навојака. Слика 4.1 приказује заменску шему којом се магнетско коло са $m+1$ стубова (m спрегнутих пригушница/фаза и једним стубом за усмеравање расипног флуksа) може представити као електрично коло. Ово значајно упрошћава анализу и омогућавају аналитички прорачун флуksева у магнетском колу и даље димензија језгра које одређује вредности релуктанси. Овај модел се заснива на неколико апроксимација и то да се претпоставља хомогена расподела флуksа по попречном пресеку стубова, занемарују се ивични ефекти и закривљење линија флуksа на местима где у језгру постоји зазор и претпоставља се да је магнетски материјал у потпуности линеаран. Наведена занемарања могу довести до значајних одступања у пракси, па је представљени модел прихватљив за добијање почетних параметара док се наведени феноменти морају уважити даље у фази пројектовања кроз *FEA* софтверске алате.



Слика 4.1 Електрични еквивалент магнетског кола са m спрегнутих пригушница [5]

4.2 Аналитички прорачун губитака у пригушници

Најчешће коришћена метода пројектовања пригушница је такозвана K_g метода [4]. Она подразумева пројектовање пригушнице према губицима у бакру, уз дефинисање максималне дозвољене амплитуде магнетске индукције у језгру. Метода се заснива на релацијама

$$B_{max} = \frac{\mu_0 \mu_r N I_{max}}{l_{mag} + \mu_r l_{gap}} \quad (4.2.1)$$

$$L = \frac{\mu_0 \mu_r N^2 A_e}{l_{mag} + \mu_r l_{gap}} \quad (4.2.2)$$

до којих се долази полазећи од модела приказаног на Слика 4.1. и које представљају основу за прорачун параметара пригушница. На основу жељених вредности индуктивности и zasiћења магнетског кола, могуће је израчунати параметре A_e и l_{gap} , који представљају попречни пресек језгра и дужину ваздушног зазора. Ове величине највећим делом диктирају димензије и параметре пригушнице и представљају добар почетак за симулационе оптимизације.

Како би се укупни губици оптимизовали према губицима у бакру, неопходно је дефинисати максималну вредност укупних губитака и на основу ње прорачунати вредност максималних дозвољених губитака у бакру. Препорука је тежити равномерној расподели губитака у бакру у језгру, те ће тај приступ и овде бити примењен. У општем случају, губици у бакру једне фазе могу се израчунати према релацији (4.2.3), где N представља број навојака, A_e представља квадратни попречни пресек једног магнетског стуба пригушнице и D_{zice} представља пречник жице коришћен за намотавање пригушнице.

$$P_{Cu} = \frac{1}{\sigma_{Cu}} \frac{16N \sqrt{A_e}}{D_{zice}^2 \pi} I_{rms}^2 \quad (4.2.3)$$

Релација представља губитке у бакарној жици уз претпоставку да до изражаја не долазе површински ефекат (енгл. - *skin effect*) и ефекат близине (енгл. *proximity effect*). У пракси то наравно није случај и ови ефекти могу довести до значајног повећања губитака. Како би се ово спречило, користи се лицнаста жица, која омогућава боље искоришћење проводника и сузбијање ових ефеката. Површински ефекат и ефекат близине се могу аналитички уважити на основу [6] и у даљем тексту ће бити претпостављено да је број лицни жице довољно велик, да за учестаности прекидања од интереса пораст губитака износи мање од 3%, те се могу занемарити. Губици у магнетском материјалу, могу се израчунати употребом Штајнмецове једначине [7] (4.2.4)

$$P_{Fe} = k f_{sw}^a B_{ampl}^b V, \quad (4.2.4)$$

где k , a и b представљају Штајнмецове коефицијенте који се одређују на основу криве губитака из техничке спецификације магнетског материјала. Будући да је струја пригушнице сложено периодична, може се апроксимирати троугаоном поворком импулса у случају потпуно негативне спреге и на основу Фуријеовог низа разложити на простопериодичне величине. Након тога, за првих n хармоника могуће је срачунати губитке и на основу њихове суме добити укупне запреминске губитке у језгру. Запремина

језгра V може се изразити преко линеарних димензија језгра и попречног пресека његових стубова, као и броја фаза. За дискретан број навојака $N \geq 1$, уз помоћ једначина (4.2.1)-(4.2.4) и дефинисане максималне амплитуде струје, могу се израчунати вредности губитака у бакарном проводнику и феромагнетском језгру. Максималан број навојака дефинисан је навојним прозором.

5 ПРОЈЕКТОВАЊЕ СПРЕГНУТИХ ПРИГУШНИЦА ЗАСНОВАНО НА ОПТИМИЗАЦИЈИ УКУПНИХ ГУБИТАКА

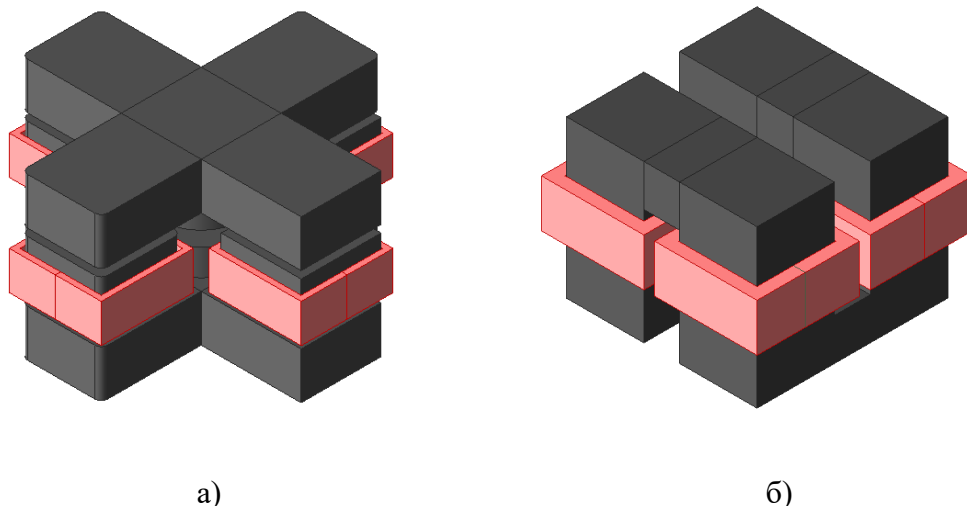
Линеарни аналитички модели су најчешће погодни за брзу процену димензија магнетских компоненти и грубе прорачуне када други алати нису доступни. Ипак, када је реч о пројектовању ових компоненти, овај приступ није задовољавајућ. Услед већ поменутих нелинеарних појава, неопходно је прецизније моделирање. У пракси се најчешће користе *FEA* софтвери који методом коначних елемената пружају поуздано симулацију понашања магнетских кола чак и код најсложенијих геометрија, где је аналитичко решење веома сложено и непрактично. У овом раду је пројектовање спроведено помоћу *Ansys Maxwell* софтвера који омогућава 3D моделирање магнетских појава, те представља моћан алат приликом решавања оваквих проблема.

У овом Поглављу биће приказан поступак моделовања пригушнице са четири спрегнуте фазе. Као резултат биће дати оптимална геометрија, димензије целог језгра, магнетски материјал, као и оптимална спрега, у циљу што бољег искоришћења материјала. Пројектовање пригушнице биће вршено на основу аналитичког модела дефинисаног у претходном Поглављу, док ће геометријске оптимизације језгра, као и оптимизације губитака бити вршене помоћу софтвера *Ansys Maxwell*. На крају биће дато поређење по запремини и губицама у случају спрегнутих и дискретних излазних филтара.

5.1 Одабир оптималне геометрије и спреге намотаја

Приликом извођења математичког модела у Поглављу 3, уведена је претпоставка да су међусобне индуктивности међу фазама једнаке. Ово је урађено како би се добили једноставнији аналитички изрази, али и зато што је то тежња у пракси. Симетричност са собом повлачи једнаку расподелу струје по фазама, што доводи до равномерне расподеле губитака на транзисторима. Магнетска симетричност изискује просторну симетричност, што није увек једноставно постићи. За више од два намотаја, често је неопходно пројектовати језгро са осом симетрије око z -осе, што изискује производњу нестандардног облика језгра – Слика 5.1.

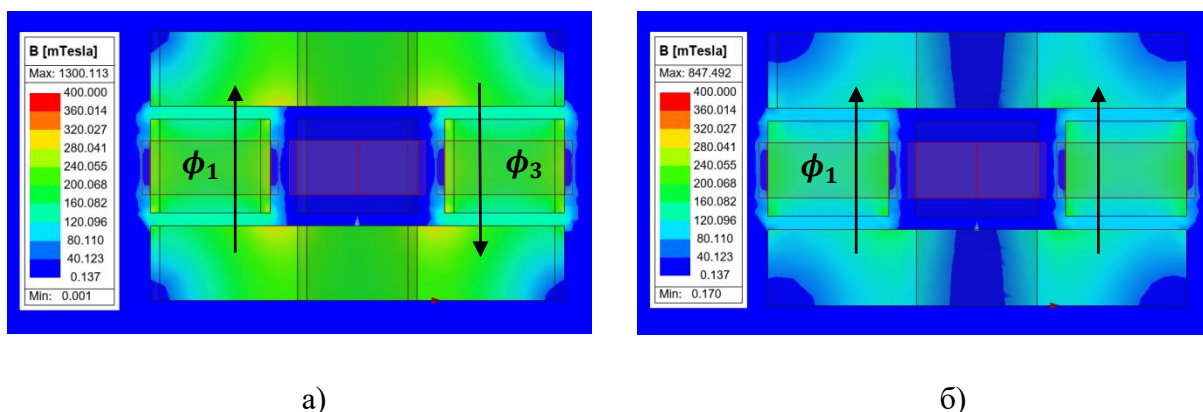
Када је реч о спрези намотаја, у општем случају намотаји не морају сви имати коефицијент спреге истог знака. То може бити корисно у одређеним случајевима како би се постигло поништавање флуксева у језгру. Ипак, за овде разматране геометрије различит знак спреге уводи нежељене више хармонике, те ће се овде избећи. Пригушница са Сlike 5.1 а) омогућава постизање спреге негативног знака међу свим намотајима, док због геометрије намотаји на Слици 5.1 б) само могу бити спрегнути тако да је међу њима спрега позитивна.



Слика 5.1 Врсте симетричног магнетског кола: а) слаба спрега, б) јака спрега

Будући да је једна од предности негативне спреге бржи транзијентни одзив, на основу релације за L_{tr} (Табела 3.1), следи закључак да уколико је жеља очувати ову предност, неопходно је користити геометрију са Сlike 5.1 а). Из тог разлога ће она надале бити разматрана. Такође, сходно одабиру радне прекидачке учестаности претварача, у наставку разматраће се материјал 3F3 који је погодан за опсег учестаности до 400 kHz и који обезбеђује линеарно понашање до вредности магнетске индукције од 300 mT.

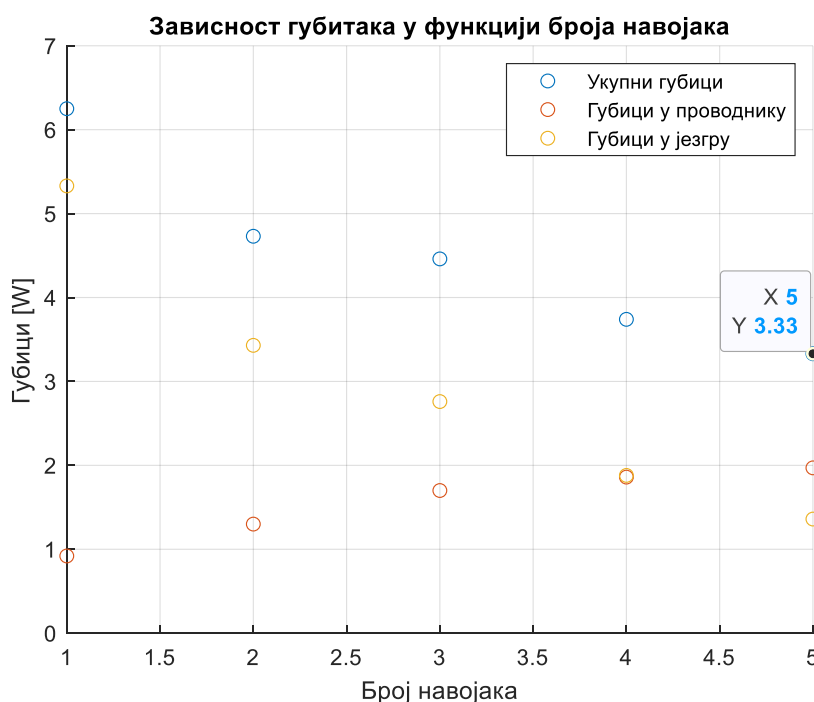
Слика 5.2 приказује расподелу флуksа у језгру са Сlike 5.1 а) за случај позитивне и негативне спреге приказане четворофазне пригушнице. Флуksеви ϕ_1 и ϕ_3 су фазно померени за 180° . Ово чини да се у случају негативне спреге ова два флуksа не поништавају, док у случају позитивне спреге долази до поништавања ових флуksева у централном делу језгра. Са становишта искоришћења језгра, повољнији је случај под б). Ипак, он онемогућава негативну спрегу међу фазама, те је из раније поменутих разлога овде непожељан. Случај под а) је са становишта искоришћења језгра сличан случају распрегнутих пригушница, будући да су „потенцијали“ централних делова горње и доње плоче једнаки. Ово омогућава независно пројектовање магнетских стубова кола за случај четворофазне пригушнице.



Слика 5.2 Расподела флуksа у језгру у случају: а) негативне спреге, б) позитивне спреге међу навојцима две фазе

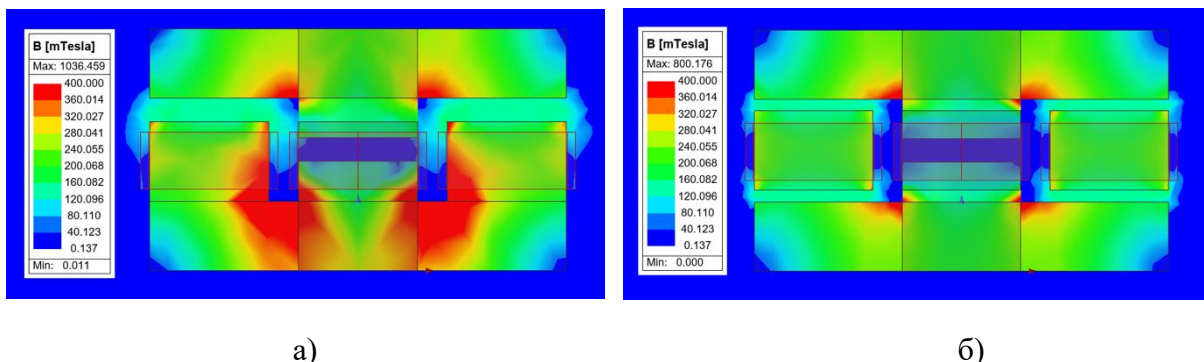
5.2 Оптимизације магнетског кола употребом *Ansys Maxwell* софтвера

На основу дефинисаних ограничења (Табела 2.1) и прорачуна употребом математичког модела итеративним поступком и коришћењем софтвера *Ansys Maxwell*, могуће је добити график укупних губитака у језгру у функцији броја навојака, као на Слици 5.2.1. Са Сlike се може уочити да се најмањи укупни губици имају за $N = 5$ навојака. Уколико је жеља имати минималне губитке, у посматраном случају, оптимална пригушница би имала 5 навојака по фази. Ипак, у пракси се често тежи једнакој расподелом губитака у проводнику и у језгру, што се у овом случају има за $N = 4$ навојка. Параметри пројектоване пригушнице дати су у Табели 5.2.1. и укупни губици приказани на графику губитака за тачку $N = 5$.



Слика 5.2.1 Зависност губитака пригушнице у функцији броја навојака

Употреба софтвера омогућава анализу појаве засићења језгра у свим његовим деловима. На основу 3D расподеле флуksа, могуће је пројектовати језгро тако да магнетска индукција у свим деловима буде унутар дозвољених граница. Уз то, могућ је и прорачун Штајнмецових коефицијената на основу параметара материјала, који су неопходни за прорачун губитака у језгру. Услед непоништавања флуksа, проблем засићења може бити знатно изражен, што показује Слика 5.2.2 а), на којој се примећују велике области у којима је језгро засићено. Њихово отклањање је могуће након мањих измена геометрије/расподеле намотаја, у овом случају дељењем ваздушног зазора, као на Слици 5.2.2 б). Може приметити да је постављање зазора дупло мањих димензија изнад и испод фазног намотаја готово у потпуности отклонило проблем засићења језгра. Применом описаног алгоритма, добијају се параметри пригушнице на основу ограничења дефинисаних у Поглављу 2. Коначне вредности дате су у Табели 5.2.1.



Слика 5.2.2 Засићење језгра са а) нерасподељених зазором, б) расподељених зазором

Табела 5.2.1. Параметри пројектоване пригушнице

Параметри	Вредност
A_e	169 cm^3
l_{gap}	3.2 mm
L	$1.66 \mu\text{H}$
h_{mag}	29.8 mm
N	5
Материјал језгра	3F3

На Слици 5.2.3 приказана је грешка аналитичког линеарног релуктансног модела у односу на симулационе резултате из софтвера *Ansys Maxwell*. Постоји јасно изражена зависност по којој се са повећањем зазора увећава и релативна грешка. Као што је раније напоменуто, разлог овоме је велика промена релуктансе зазора са његовим повећањем, коју линеарни модел не узима у обзир.

Занимљиво је упоредити запремину једне спрегнуте четворофазне пригушнице и запремину четири дискретне пригушнице. Спрезање доводи до смањења укупне запремине магнетског материјала и његово боље искоришћење. На Слици 4.2.3 приказане су разматрана четворофазна пригушница и једна дискретна, која је ради лакшег поређења исте геометрије као једна фаза спрегнуте пригушнице. Уз то, магнетска индукција у оба језгра је једнака и износи $B_{max} = 200 \text{ mT}$ и индуктивност по фази износи $L = 1.66 \mu\text{H}$.

Прорачуном се може установити да је спрезањем могуће смањити укупну запремину све четири пригушнице за 21.2%, те будући да је $B_{max} = \text{const.}$ и једнако у оба случаја, смањити и губитке за исти проценат.

малог зазора, али драстично губи тачност са његовим повећањем. Прецизнијим моделирањем ивичних ефеката могуће је унапредити модел и добити боље поклапање са симулационим резултатима. Из тог разлога, у даљем истраживању акценат ће бити на унапређењу и прецизнијем моделирању наведених појава, како би резултати аналитичког прорачуна брже довели до жељених резултата.

У раду је показано да је представљена методологија обезбеђује прецизно подешавање параметара пригушнице за потребе рада током прелазних процеса и у устаљеном стању, постизање магнетске симетрије по фазама, увећање ефикасности и густине снаге енергетског претварача. Као резултат, испројектована је четворофазна пригушница за потребе претварача спуштача напона снаге 4 kW, густине снаге приближно 180 W/cm³, омогућујући значајно смањење запремине оваквог уређаја у поређењу са дискретним пригушницама на тржишту.

7 ЛИТЕРАТУРА

- [1] B. Riegler and A. Mütze, "Volume Comparison of Passive Components for Hard-Switching Current- and Voltage-Source-Inverters," *2021 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Vancouver, BC, Canada, 2021, pp. 1902-1909, doi: 10.1109/ECCE47101.2021.9595392.
- [2] S. Yadav, K. Namrata, N. Kumar and A. Samadhiya, "Multiphase Buck Converters for Power Delivery Using Neural Network Control Scheme," *2022 4th International Conference on Energy, Power and Environment (ICEPE)*, Shillong, India, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEPE55035.2022.9798089.
- [3] Yan Dong, "Investigation of Multiphase Coupled-Inductor Buck Converters in Point-of-Load Applications", Doctoral dissertation in Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, 2009
- [4] Robert W. Erickson and Dragan Maksimović, "Fundamentals of Power Electronics" Second Edition, 2004, University of Colorado Boulder, Colorado
- [5] M. Chen and C. R. Sullivan, "Unified Models for Coupled Inductors Applied to Multiphase PWM Converters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 12, pp. 14155-14174, Dec. 2021, doi: 10.1109/TPEL.2021.3088083.
- [6] R. P. Wojda and M. K. Kazimierczuk, "Winding Resistance and Power Loss of Inductors With Litz and Solid-Round Wires," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 4, pp. 3548-3557, July-Aug. 2018, doi: 10.1109/TIA.2018.2821647.
- [7] J. Reinert, A. Brockmeyer and R. W. A. A. De Doncker, "Calculation of losses in ferro- and ferrimagnetic materials based on the modified Steinmetz equation," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, no. 4, pp. 1055-1061, July-Aug. 2001, doi: 10.1109/28.936396.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.10](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.10)**B4.10****ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА АУТОМАТСКЕ СИНТЕЗЕ ПИД РЕГУЛАТОРА ПРИМЕНОМ
ДИГИТАЛНОГ РЕЛЕЈНОГ ЕКСПЕРИМЕНТА КОД ВИШЕФАЗНОГ СПУШТАЧА
НАПОНА****DIGITAL IMPLEMENTATION OF A RELAY EXPERIMENT BASED PID AUTOTUNING
ALGORITHM FOR CURRENT MODE CONTROL OF A MULTIPHASE BUCK CONVERTER****Душан Бижић, Александар Милић, Никола Мирковић^{1*}**

Кратак садржај: У претходним годинама постоји велика експанзија система који раде у острвском раду без прикључења на електроенергетски систем. Код ових система који се често користе у осетљивим применама, попут навигационих и радарских система, као и код лакших електричних возила, кључно је обезбедити потребну аутономију и рад робустан на поремећаје и промену номиналних параметара система. По правилу се код оваквих система користе уређаји енергетске електронике, као актуатори напона или струје, који су дигитално управљани због знатно веће флексибилности при раду са непознатим потрошачима и изворима електричне енергије. Тада се захтеви за стабилним и ефикасним напајањем, који представљају изазове у дизајну система аутоматског управљања (САУ), могу остварити новим софтверским решењима намењеним за примену у реалном времену. У овом раду је представљена методологија развоја софтвера за аутоматску синтезу регулатора струје. Аутоматска синтеза је заснована на принципу дигиталног релејног експеримента и обавља се током иницијализације система при којој није потребно познавање параметара објекта управљања и додатну активност крајњег корисника. Користе се исте математичке операције као у алгоритму ПИД регулатора, што не захтева додатан хардвер или надоградњу већ постојећег дигиталног сигналног процесора (ДСП). Предложена методологија омогућава да се смањи утрошак времена при примени оваквих система у пракси, нарочито у фазама пројектовања и верификације остварених перформанси затворене спреге. Валидација предложене методологије извршена је симулацијама на Hardware In the Loop (HIL).

Кључне речи: дигитално управљање претварачима, HIL, вишефазни спуштач напона, аутоматска синтеза регулатора

^{1*} Душан Бижић, Електротехнички факултет у Београду, dusanbizic1337@gmail.com
Никола Мирковић, Електротехнички институт Никола Тесла, nikola.mirkovic@ieent.org
Александар Милић, Електротехнички факултет у Београду, milic.aleksandar@etf.rs

Abstract: In recent years, there has been a significant expansion of systems operating in islanded mode without connection to the power grid. For these systems, which are often used in sensitive applications such as navigation and radar systems, as well as in light electric vehicles, it is crucial to ensure the necessary autonomy and robust operation in the presence of disturbances and changes in the system's nominal parameters. These systems mostly utilize power electronics devices, acting as voltage or current actuators, which are digitally controlled due to significantly greater flexibility when dealing with load-side and power source uncertainties. In such cases, the demands for stable and efficient power supply posing challenges in the design of control systems can be met with new software solutions designed for real-time applications. This paper presents a methodology for developing software that performs autotuning of current regulators. The autotuning algorithm is based on the principle of a digital relay experiment and is carried out during system initialization, eliminating the need for prior knowledge of the controlled system's parameters or additional user intervention. The same mathematical operations used in PID controller algorithms are employed, meaning no additional hardware or upgrades to the existing digital signal processor (DSP) are required. The proposed methodology reduces the time required for implementing such systems in practice, particularly in the design and verification phases of closed-loop performance. Validation of the proposed methodology was conducted through simulations on a Hardware-In-the-Loop (HIL) platform.

Key words: *regulator autotuning, HIL, multiphase buck converter,, digital control of power converters*

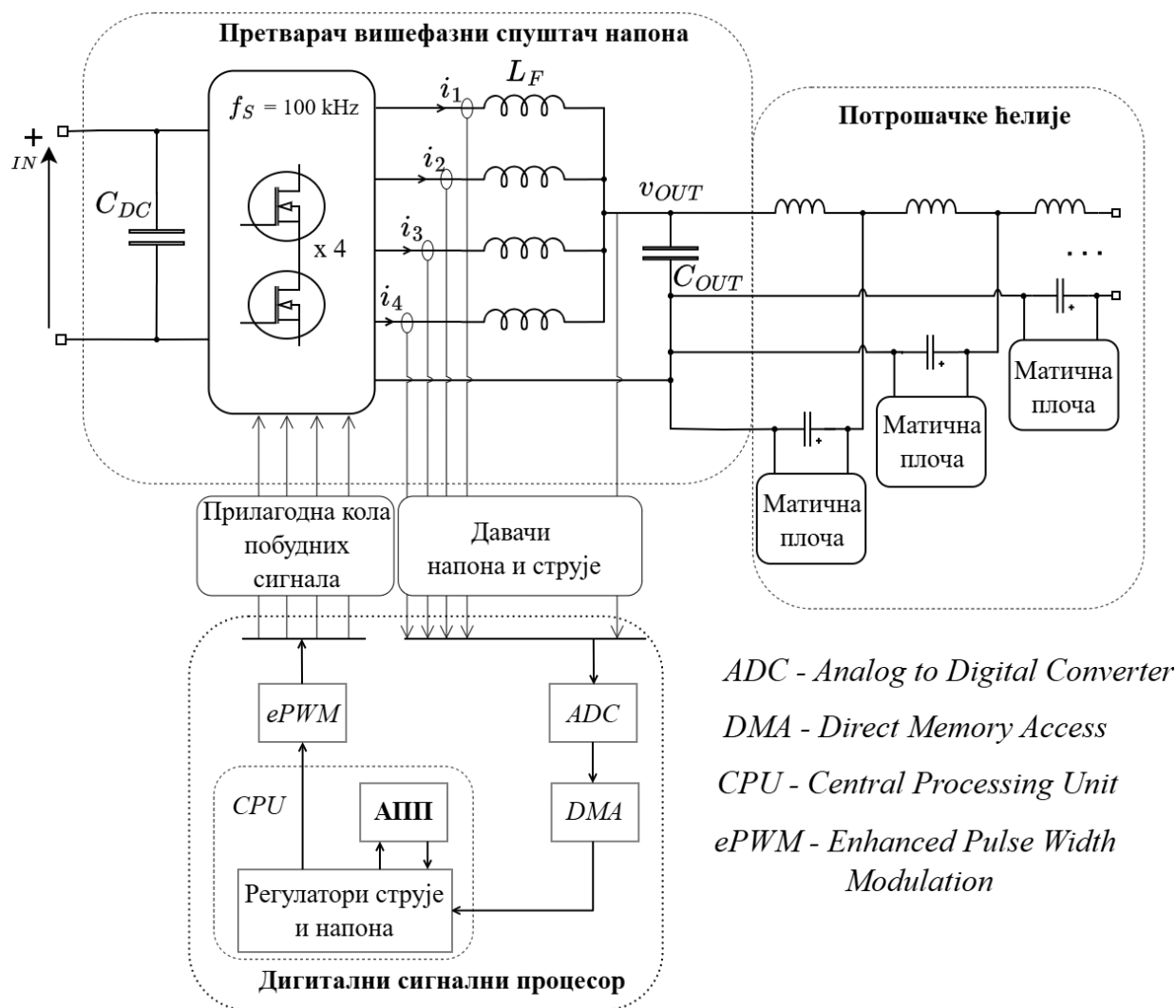
1 УВОД

Прецизно и енергетски ефикасно напајање процесорских јединица (енгл. *CPU – Central Processing Unit*, *GPU – Graphics Processing Unit*) постиже се модулима за регулацију напона који се непосредно уграђују уз потрошач. Велики центри за дигитално складиштење података и тренирање неуралних мрежа захтевају све више процесорских ресурса, што изискује већу потрошњу електричне енергије са непредвидивом динамиком прикључења потрошача. У овим применама се истичу топологије претварача које могу обезбедити мале вредности излазног напона, велики струјни капацитет и аутономију рада у случају кvara [1], [2].

Топологија вишефазног спуштача напона (VCH) са три до четири фазе испуњава претходне захтеве због могућности дељења струје по фазама и беспрекидне промене активног броја активних фаза [2], [3], [7]. Повратна спрега у овим системима се реализује у каскадној форми [2], [3]. Дигиталним регулаторима напона и фазних струја се обезбеђује жељени напон на потрошачу и поништавање циркуларних струја током прелазних режима у којим средња вредност струје оптерећења надмашује вредност максималне валовитости [7]. Ова својства доприносе брзини динамичког одзива струје током преласка микропроцесора из режима ниске потрошње у активан режим рада. Један од проблема у системима регулације VCH је присуство паразитних индуктивности великих кондензатора (енгл. *Bulk capacitor*) на улазу потрошача које уносе резонантне ефекте у режимима брзе динамике промене струје потрошача [2].

У овом раду је предложена надоградња конвенционалног регулатора фазних струја VCH у виду алгоритма за аутоматско подешавање појачања регулатора (АПП) који је претходно испитан у применама са монофазним спуштачима напона [5], [6]. Предност АПП је у могућности потпуне синтезе дигиталног регулатора на основу оцењених динамичких својстава прикљученог потрошача. Од корисника се захтева само превођење жељених својстава у фреквентно подручје, тј. у жељену пресечну учестаност ω_1^* и претек фазе φ_{PF}^* .

На Слици 1.1. је приказана принципијелна блок дијаграм шема прототипа четворофазног VCH који је развијен при Лабораторији за дигитално управљање претварачима и погонима на Електротехничком факултету у Београду. У складу са претходно описаном применом VCH и приложеном литературом, прототип је пројектован према спецификацијама у табели 1.1. Повратна спрега је имплементирана користећи ДСП TMS320F28379D. Модел потрошачке ћелије представља матичне плоче са великим бројем микропроцесора и другим помоћних електронским компонентама који захтевају напон у опсегу до 12 V и струју у устаљеном стању и преко 50 A [4].



Слика 1.1. Блок дијаграм шема развијеног прототипа BCH.

Табела 1.1. Параметри прототипа BCH.

Спецификације претвараача [Јединица]	Бројчане вредности
Улазни напон v_{IN} [V]	72
Излазни напон v_{OUT} [V]	од 5 до 48
Учестаност прекидања f_s [kHz]	100
Филтарска капацитивност C_{OUT} [mF]	50
Филтарска индуктивност L_f [μ H]	1.5
Улазна капацитивност C_{IN} [μ F]	40
Максимална излазна струја [A]	100 A

Циљеви и принципи функционисања АПП, са кратким теоријским приказом, су дати у другом поглављу овог рада. Истакнуте су основне спецификације прототипа и ДСП платформе које су коришћене за потребе испитивање алгоритма. Дат је алгоритам за реализацију АПП као и погодни концепт хардверског извршавања на ДСП у циљу постизања већих перформанси у погледу динамичког понашања. У трећем поглављу су представљени кључни експериментални резултати остварени на *ННЛ* платформи који верификују понашање алгоритма при извршавању у реалном времену.

2 АЛГОРИТАМ АУТОМАТСКОГ ПОДЕШАВАЊА ПОЈАЧАЊА РЕГУЛАТОРА

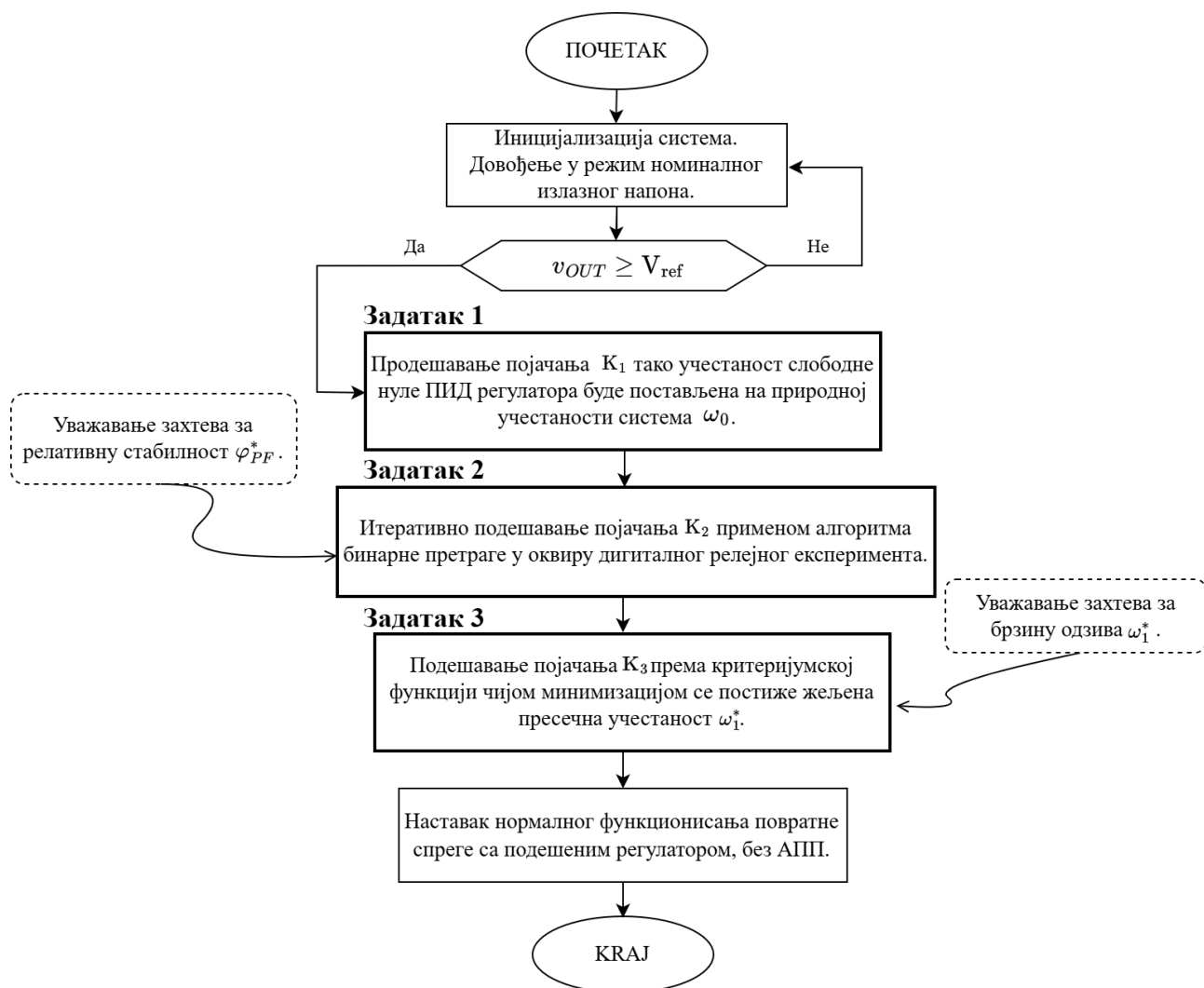
У овом поглављу су описани основни принципи функционисања АПП и дат је предлог организације извршавања алгорита на ДСП која обезбеђује минимизацију дигиталних кашњења, а притом и боље динамичко понашање система. Крајњи исход алгоритма је скуп од три параметара $\{ K_1, K_2, K_3 \}$ који представљају аутоматски подешена појачања ПИД регулатора фазних струја, дат изразом (2.1) .

$$PID(K_1, K_2, K_3, z) = \frac{K_3(1 - K_1 + K_1 z^{-1})(1 - K_2 + K_2 z^{-1})}{(1 - z^{-1})} \quad (2.1)$$

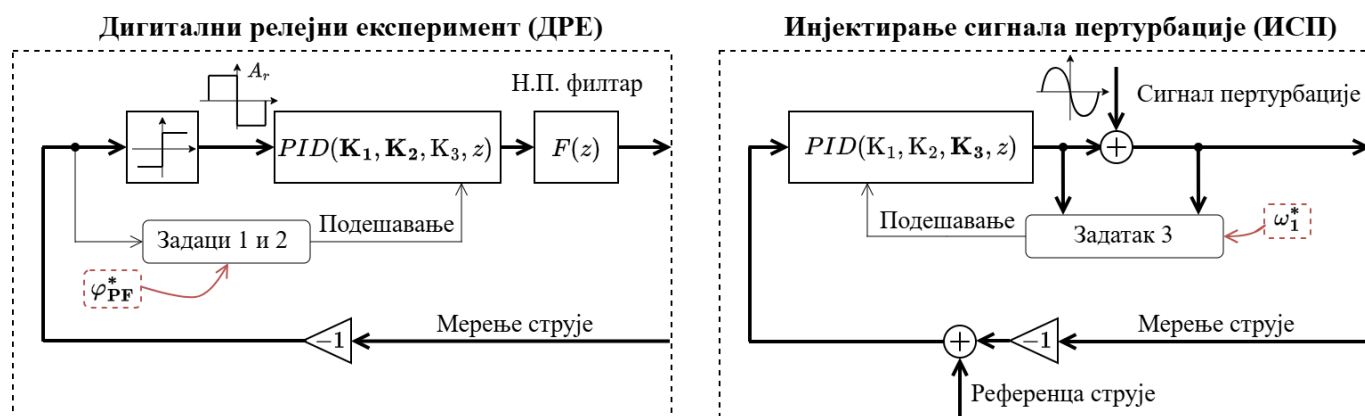
2.1 Програмска организација задатака на нивоу АПП и основни принципи рада

На Слици 2.1. је дат ток извршавања АПП који је сачињен од три задатака и извршава се за трајање једне ДСП прекидне рутине $T_s = 10 \mu s$. Циљ сваког задатка је израчунавање једног од појачања, из скупа $\{ K_1, K_2, K_3 \}$, у зависности од жељене пресечне учестаности ω_1^* или претека фазе φ_{FF}^* . Претходно је постигнуто коришћењем принципа дигиталног релејног експеримента (ДРЕ) и инјектирањем сигнала пертурбације (ИСП) који су, у облику модификације регулатора фазних струја, илустровани на Слици 2.2.

У задатку 1 се постиже поправка пада фазне фреквентне карактеристике функције спрегнутог преноса система ВСН која настаје услед деловања резонантних полова излазног *LC* филтра [6]. Резонантни полови се појављују на природној учестаности система ω_0 која се може оценити на основу учестаности самоосцилација које се јављају деловањем двоположајног релејног дејства амплитуде A_R у оквиру модификације дигиталног релејног експеримента. Параметар A_R се подешава тако да се испуне услови постојања самоосцилација и услова њихови стабилности. У литератури [5], [6], [12] су претходна својства самоосцилација емпиријски испитана у различитим применама и показују да је гарантована појава стабилних самоосцилација избором $A_R = 0.1 V_{IN}/V_{OUT}$.



Слика 2.1. Програмска организација задатка АПП.



Слика 2.2. Модификације повратне регулатор у оквиру АПП.

Коначна вредност првог појачања K_1 рачуна према (2.2) користећи информацију о извршеном броју прекидних рутина N_{DRE} и пролаза кроз нулу сигнала на излазу релејног дејства N_{ZRO} , чиме се поставља прва слободна нула ПИД регулатора.

$$K_1 = \frac{1}{\pi} \frac{N_{DRE}}{N_{ZRO}} \quad (2.2)$$

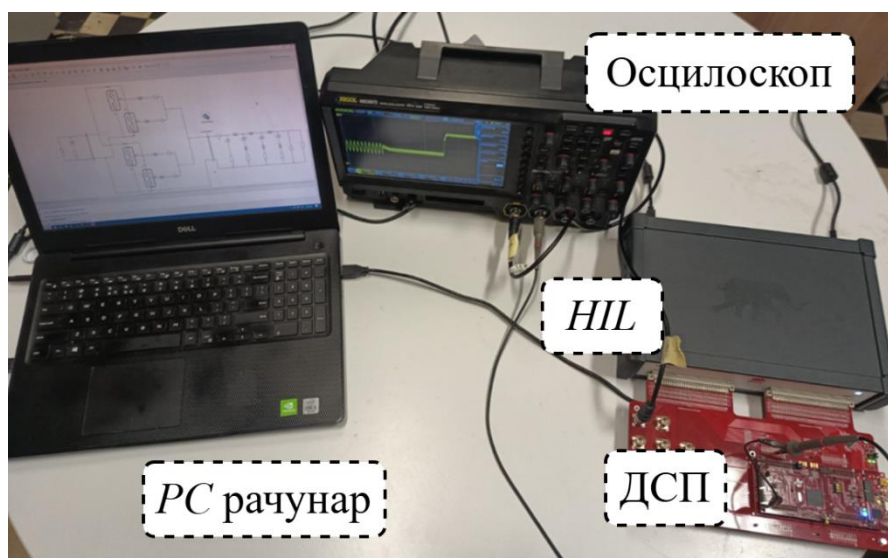
У задатку 2 је циљ извршити поправку постојећег претека фазе регулационог система фазних струја $W^*(z)$ који је садржан у изразу (2.3). Члан $G(z)$ је непознати објекат управљања, док је $F(z)$ нископроусни филтар са познатим фазним кашњењем $-\varphi_{PF}^*$ на жељеној пресечној учестаности ω_1^* . Увођењем $F(z)$ и итеративним подешавањем појачања K_2 , док се не испуни услов хармонијског баланса нелинеарног система са релејним дејством [8], постиже се поправка претека фазе регулационог система $W^*(z)$. Искоришћени алгоритам бинарне претраге је дат у литератури [5], [6], [12].

$$W(z) = W^* F(z) = PID(z)G(z)F(z) \quad (2.3)$$

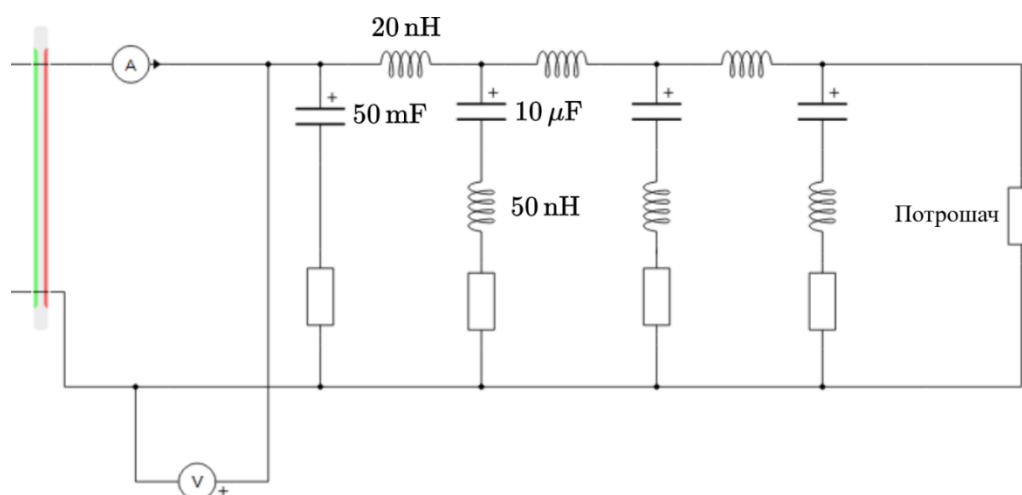
У задатку 3 је циљ постигнути јединичну вредност амплитудне фреквентне карактеристике (АФК) функције $W(z)$ на захтеваној пресечној учестаности ω_1^* . Оцена АФК се врши применом инјектираног сигнала пертурбације на излазу ПИД регулатора. Предност овог приступа је у робусној оцени АФК на произвољној учестаности инјектираног сигнала, без естимације мале амплитуде самоосцилација у мерењима фазних струја. Уместо тога, врши се минимизација средње вредности критеријумске функције сигнала пре и после тачке инјекције, $d_1[k]$ и $d_2[k]$ са Слике 2.2, прилагођењем појачања ПИД регулатора K_3 . Ови сигнали су већ доступни у меморији ДСП и показано је да комплексна функција њиховог односа садржи информацију о претходно постигнутом претеку фазе $\varphi_{PF} = \varphi_{PF}^*$ и тренутној пресечној учестаности ω_1^* [6], [12]. Избором да учестаност сигнала пертурбације буде једнака жељеној пресечној учестаности гарантовано је изједначење амплитуда сигнала $d_1[k]$ и $d_2[k]$, што је довољан услов за испуњење захтева $\omega_1 = \omega_1^*$.

3 РЕЗУЛТАТИ СИМУЛАЦИЈЕ У РЕАЛНОМ ВРЕМЕНУ НА HIL УРЕЂАЈУ

На слици 3.1. је представљена поставка за експериментално испитивање рада АПП над моделом прототипа ВСН. Експериментални резултати су снимљени коришћењем *Typhoon HIL 404* уређаја за испитивање рада контролних алгорита у реалном времену. Резултатима треба потврдити делотворност АПП у постизању постављених захтева $\omega_1 = \omega_1^*$ и $\varphi_{PF} = \varphi_{PF}^*$. Робусност алгорита је додатно испитана моделирањем паразитних индуктивности и капацитивности потрошачких ћелија, што је показано моделом потрошача на Слици 3.2. На крају поглавља је дата дискусија о постигнутим резултатима.



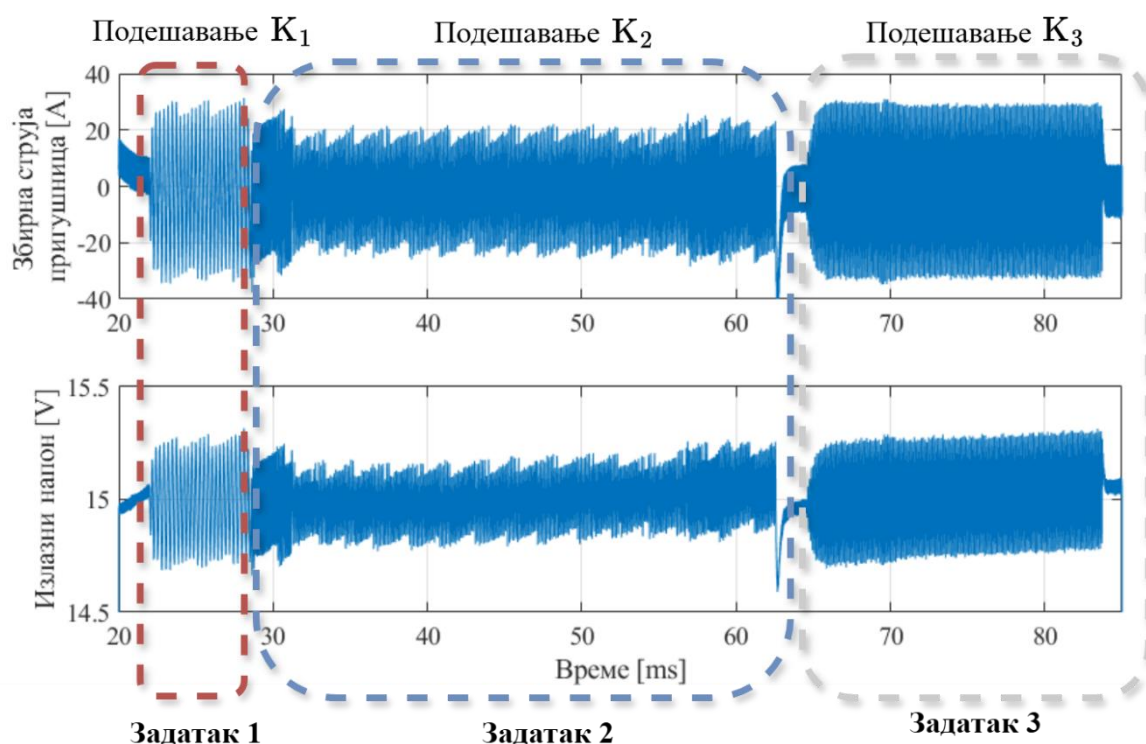
Табела 3.1. Параметри претварача ВСН и конфигурација ДСП.



Слика 3.2. Модел излазног степена претварача ВСН са паразитним елементима потрошача .

3.1 Резултати симулације АПП са задатим скупом спецификација

У експерименту су изабрани захтеви за пресечну учестаност и претек фазе система $\omega_1^* = 2\pi \cdot 8680 \text{ rad/s}$ и $\varphi_{PF}^* = 60^\circ$, што одговара честом пројектном захтеву у складу са изабраном учестаности прекидне рутине [12]. Симулациони резултат који показује извршавање свих задатака АПП је дат на слици 3.1. За изабране спецификације ω_1^* и φ_{PF}^* јављају се стабилне самоосцилације чија амплитуда у излазном напону не прелази 4 %, што показује да се током извршавања АПП одржава прецизна регулација референтног напона на потрошачу.

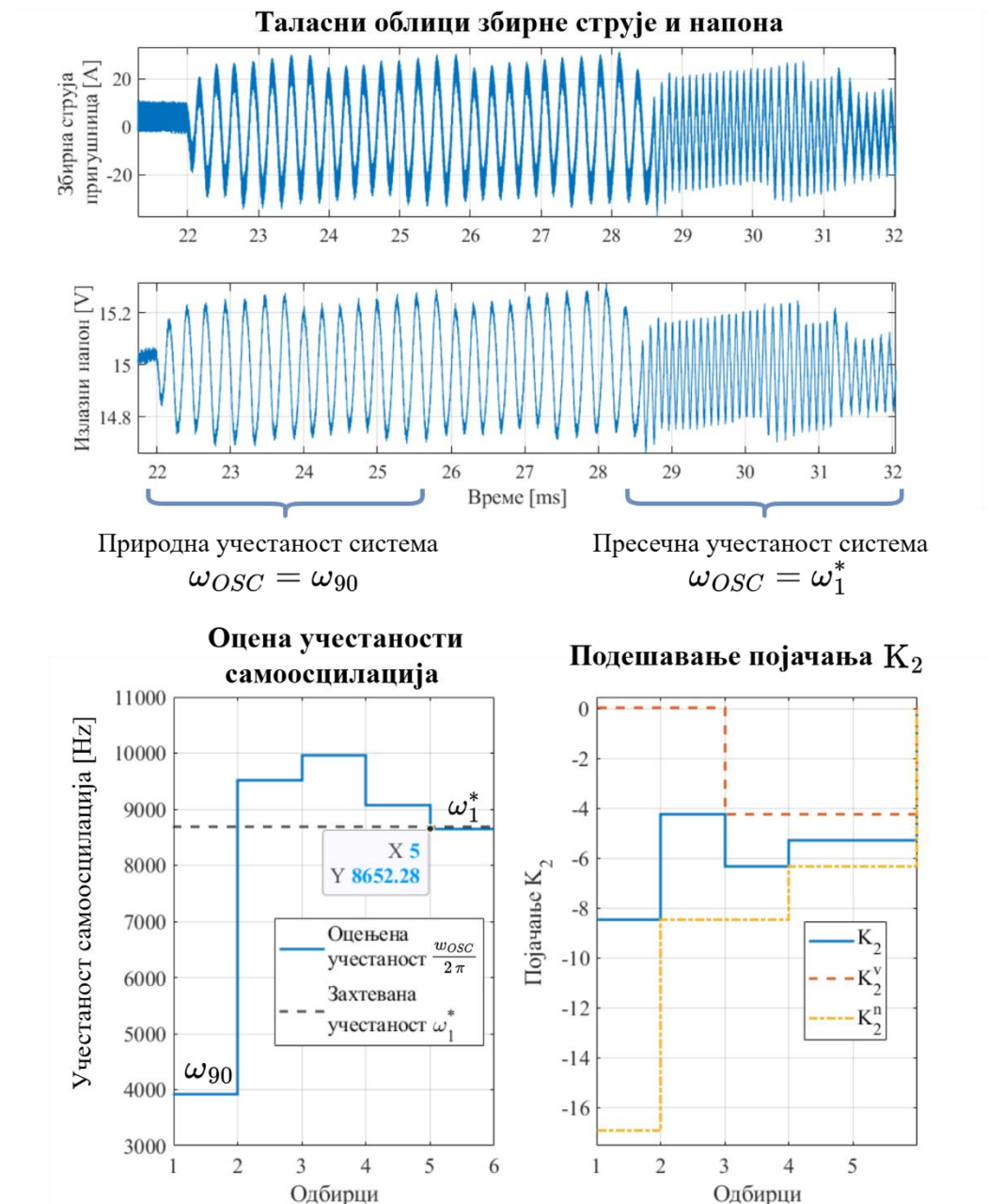


Слика 3.1. Таласни облици излазног напона и струје која тече у филтарски кондензатор током извршавања свих задатака ААП.

На Слици 3.2. је дат приказ извршавања задатака 1 и 2. У првом кораку је оцењена природна учестаност $\omega_{90} = 2\pi \cdot 4000 \text{ rad/s}$ и израчунато појачање $K_1 = 3.9789$. У другом кораку је подешено појачање $K_2 = -5.2896$ тако да се остварује пресечна учестаност $\omega_1 = 2\pi \cdot 8652 \text{ rad/s}$ са претеком фазе $\varphi_{PF} = 60^\circ$. На доњем графику са слике 3.2. се види да је жељена пресечна учестаност ω_1^* постигнута са релативном грешком -0.33 % после пет итерација дигиталног релејног експеримента.

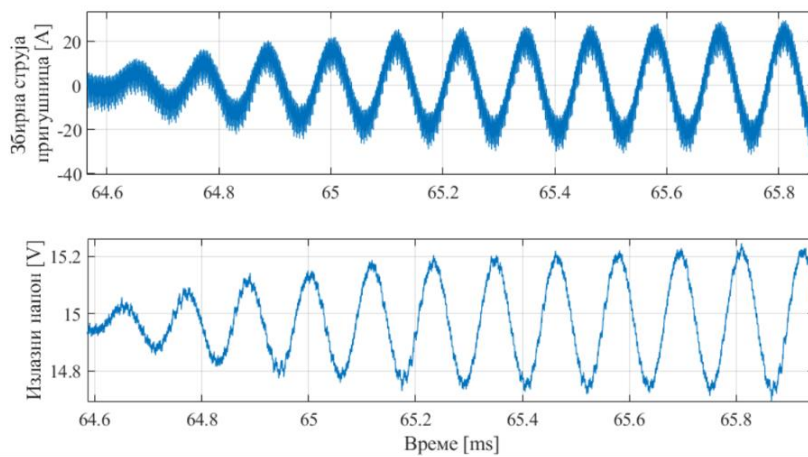
На Слици 3.3. је дат приказ извршавања задатака 3. На доњем графику је показана конвергенција појачања $K_3 = 2.42512 \cdot 10^{-4}$. Сигнали око тачке инјекције осцилују у фази са изједначеним амплитудама, што кориснику показује да је постигнуто да $\omega_1 = \omega_1^*$ и $\varphi_{PF} = \varphi_{PF}^*$.

На Слици 3.4. је испитан одскочни одзив фазних струја када је задата референца пуњења филтарског кондензатора $i_{REF} = 100$ А. Оценом одскочног одзива је измерено време смирења $T_{SET} = 60$ μs без прескока. Својство самобалансирања фазних струја је одржано, што се види на горњем графику на Слици 3.4. Овим резултатом је закључена верификација АПП којим се врши потпуна синтеза ПИД регулатора фазних струја ВСН у режиму када потрошачке ћелије захтевају велику амплитуду струје напајања са динамиком која одговара захтевима за микропроцесорка напајања [2], [3], [4].

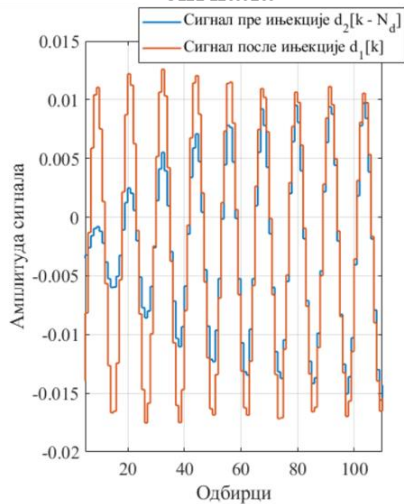


Слика 3.2. Приказ извршавања задатака 1 и 2 са истакнутим кључним сигнаlima.

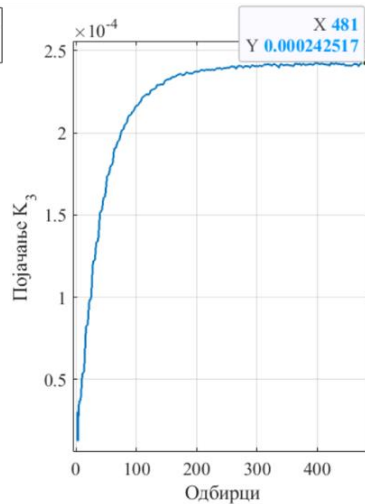
Таласни облици збирне струје и напона



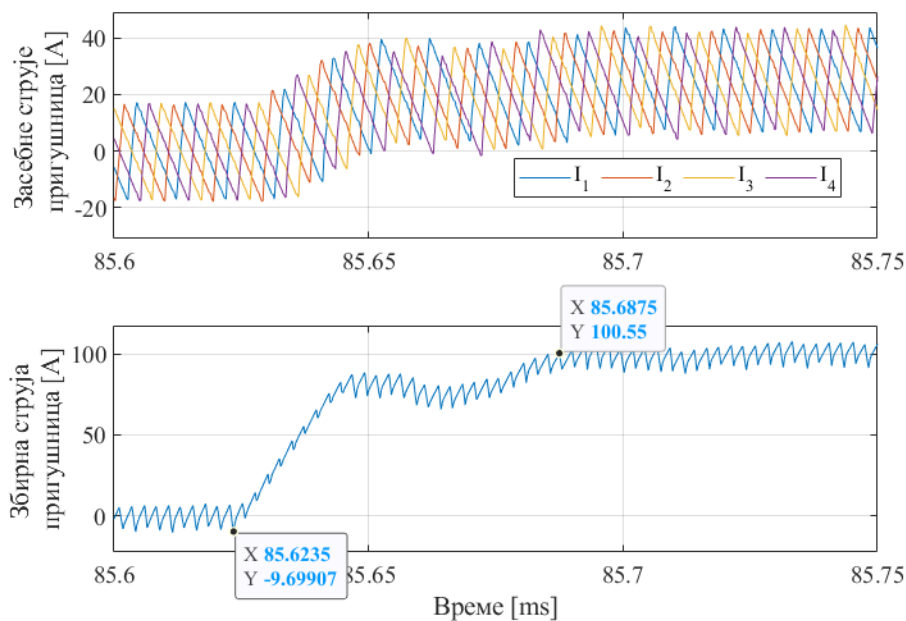
Конвергенција инјектираних сигнала



Конвергенција појачања K_3



Слика 3.3. Приказ извршавања задатак 3 са истакнутим кључним сигнаlima.



Слика 3.4. Одскочни одзив фазних струја и збирне струје за $i_{REF} = 100$ A.

4 ЗАКЉУЧАК И БУДУЋИ РАД

Представљен је алгоритам за аутоматско подешавање појачања ПИД регулатора на основу два корисничка захтева за својства динамичког одзива фазних струја претварача ВСН: пресечна учестаност ω_1^* и претек фазе φ_{PF}^* . На почетку рада су формулисане спецификације претварача ВСН и произвољно изабраног ДСП на основу којих су извршене две модификације регулатора фазних струја.

АПП је имплементиран на једном језгру ДСП у виду комбинације ДРЕ и ИСП чији се параметри могу прилагодити ограничењу максимално дозвољене амплитуде осцилација излазног напона претварача. Време извршавања АПП, заједно са четири регулатора фазних струја, не прелази трајање једне периоде прекидне рутине $T_s = 10 \mu s$. Кориснику је омогућена провера о постигнуим ω_1 и φ_{PF} анализом сигнала пертурбације који се аутоматски снимају у меморији ДСП.

Симулацијама у реалном времену на *Typhoon HIL 404* је показано да АПП успешно врши синтезу регулатора фазних струја са којим се постиже постављени пројектни захтев за $\omega_1^* = 2\pi \cdot 8680 \text{ rad/s}$ и $\varphi_{PF}^* = 60^\circ$. Резултати су показали да релативна грешка постављене пресечне учестаности износи -0.33% при чему валовитост излазног напона не прелази 4% . Модел претварача ВСН у симулацији садржао је паразитне елементе, присутне у потрошачу, чиме је показана робусност АПП.

У будућем раду је планирано унапређење АПП у виду додатог подешавања појачања регулатора излазног напона, који је за потребе овог рада био имплементиран са фиксним појачањима. Биће уведена опција потпуне верификације резултата АПП користећи инјекцију сигнала великог степена перзистивности заједно са алгоритмом за непараметарску идентификацију фреквентних карактеристика ДСУ [13].

5 ЗАХВАЛНИЦА

Захвалница за пружену лабораторијску опрему, простор рада и менторство је упућена Лабораторији за дигитално управљање претварачима и погонима на Електротехничком факултету у Београду, у сарадњи са Електротехничким институтом Никола Тесла у Београду. Експериментални резултати у реалном времену омогућени су захваљујући доприносу *HIL 404* уређаја, компаније *Typhoon HIL*.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Maksimović, Zane and Erickson, "Impact of digital control in power electronics," *2004 International Symposium on Power Semiconductor Devices and ICs*, Japan, 2004
- [2] Xunwei Zhou *et al.*, "Investigation of candidate VRM topologies for future microprocessors", *APEC '98 Thirteenth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition*, Anaheim, CA, USA, 1998.
- [3] J. Gordillo and C. Aguilar, "A Simple Sensorless Current Sharing Technique for Multiphase DC–DC Buck Converters" in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 5, pp. 3480-3489, May 2017.
- [4] Y. Panov and M. M. Jovanović, "Design considerations for 12-V/1.5-V, 50-A voltage regulator modules," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 16, no. 6, pp. 776-783, Nov. 2001.
- [5] W. Stefanutti, P. Mattavelli, S. Saggini and M. Ghioni, "Autotuning of Digitally Controlled DC–DC Converters Based on Relay Feedback," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 1, pp. 199-207, Jan. 2007.
- [6] L. Corradini, P. Mattavelli and D. Maksimović, "Robust Relay-Feedback Based Autotuning for DC-DC Converters," *2007 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, USA, 2007.
- [7] O. García, P. Zumel, A. de Castro, P. Alou and J. A. Cobos, "Current Self-Balance Mechanism in Multiphase Buck Converter," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 6, pp. 1600-1606, June 2009.
- [8] K.J. Åström, T. Hägglund, "Automatic tuning of simple regulators with specifications on phase and amplitude margins", in *Automatica*, vol. 20, no. 5, 1984.
- [9] S. Moon, L. Corradini and D. Maksimović, "Auto-tuning of digitally controlled boost Power Factor Correction rectifiers operating in continuous conduction mode," in *IEEE 12th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics*, USA, 2010.
- [10] Tomislav B. Šekara, Miroslav R. Mataušek, "Relay-based critical point estimation of a process with the PID controller in the loop" in *Automatica*, vol. 47, no. 5, 2011.
- [11] Stojić, Milić R. "Kontinualni sistemi automatskog upravljanja", Naučna knjiga, Beograd, 1980.
- [12] Luca Corradini, Dragan Maksimović, Paolo Mattavelli, Regan Zane "Digital Control of High-Frequency Switched-Mode Power Converters", John Wiley & Sons, Inc, 2015.
- [13] B. Miao, R. Zane and D. Maksimovic, "Practical on-line identification of power converter dynamic responses," *Twentieth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, 2005.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.11](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.11)**B4.11****UPOREDNA ANALIZA JEDNOFAZNOG I VIŠEFAZNIH SINHRONIH PRETVARAČA
SPUŠTAČA NAPONA****COMPARATIVE ANALYSIS OF SINGLE-PHASE AND INTERLEAVED SYNCHRONOUS
BUCK CONVERTERS****Luka Božić, Antonije Jeremić, Todor Aleksandrović, Aleksandar Milić***

Kratak sadržaj: U poslednjoj deceniji, usled rastuće potrebe za energijom i sve većom brigom za klimatske promene, podstaknuta su istraživanja na temu efikasnog upravljanja električnom energijom. Potreba za električnom energijom raste usled novih potrošača na mreži, kao što su električni automobili, centri za obradu podataka itd. Veći udeo obnovljivih izvora energije i baterijskih skladišta menja postojeću dinamiku ponašanja sistema, i postavlja nove zahteve za dizajn uređaja energetske elektronike. Poznato je iz literature da su DC/DC pretvarači ekonomski i energetski efikasne opcije koje imaju široku primenu u industriji i kao takvi su sastavni deo mnogih rešenja. Zbog toga se danas za dizajn DC/DC pretvarača definišu novi zahtevi u pogledu statičkog i dinamičkog ponašanja, energetske efikasnosti i kvaliteta izlaznog napona. U radu je, polazeći od osnovnih koncepata, data analiza ponašanja DC/DC pretvarača spuštača napona, zasnovanih na GaN poluprovodničkoj tehnologiji, u funkciji broja pretvarača koji rade u jednovremenom radu sa zajedničkim jednosmernim međukolom. Analiza se zasniva na ključnim parametrima koji opisuju ponašanje pretvarača u ustaljenom stanju i tokom prelaznih procesa. Na osnovu razvijenih simulacionih modela u softverskom paketu LTspice i za definisan opseg izlaznog napona, izvedeni su zaključci i sugestije za potrebe dizajna kako bi se obezbedio željeni kompromis između talasnosti izlaznih veličina, efikasnosti i gustine snage. Rezultati razvijenih modela verifikovani su eksperimentalnim merenjima nad prototipom pretvarača sa jednom i dve faze snage 1.5 kW.

Ključne reči: *Spuštač napona, Višefazni spuštač napona, GaN tehnologija, Gustina snage, Energetska efikasnost, Talasnost napona*

Abstract: In the last decade, rising global energy demands and urgent climate change concerns have prompted extensive research in efficient energy management. The need for electricity is growing due to new consumers on the power grid, such as electric vehicles, data centers, etc. In addition, the application of renewable energy sources and battery storage systems in the power grid changes the dynamic behavior of the system, and sets new requirements for the

* Luka Božić, School of Electrical Engineering, University of Belgrade, lukabozeic07@gmail.com
Antonije Jeremić, University of Belgrade, School of Electrical Engineering, antonijejeremic.hbridges@gmail.com
Todor Aleksandrović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, todor.aleksandrovic02@gmail.com
Aleksandar Milić, Elektrotehnički fakultet, Univerziteta u Beogradu, milic.aleksandar@etf.rs

design of power electronics devices. It is known from literature that DC/DC converters represent cost-effective and energy-efficient options that have a wide range of applications in the industry and as such are an integral part of many solutions. Consequently, new criteria for DC/DC converters are being defined, focusing on dynamic and steady state performance, energy efficiency and quality of the output voltage. In this paper, starting from fundamental concepts, a behavioral analysis of buck converters based on GaN semiconductor technology is given, as a function of the number of interleaved phases operating simultaneously with a shared DC link. The analysis is based on key parameters that describe the behavior of the converter in steady state operation and during transients. Based on simulation models developed in the LT-Spice software package and for the defined output voltage range, conclusions and design suggestions are drawn, so as to achieve a compromise between output ripple, efficiency and power density. Results of the developed simulation models are verified through experimental measurements on a 1.5-kW single-phase and two-phase converter prototype.

Key words: *Buck converter, Interleaved Buck converter, GaN technology, Power density, Energy efficiency, Voltage ripple*

1 UVOD

Trendovi u razvoju uređaja energetske elektronike su takvi da se nameće potreba za razvojem novih ili evaluaciju postojećih hardverskih rešenja kako bi se ostvarila veća gustina snage uz manji utrošak materijala. Nove tehnologije postaju sve više zastupljene u elektroenergetskom sistemu sa strane potrošnje, proizvodnje i u prenosu električne energije [1]. Rastuća potreba za električnom energijom je rezultat pojave novih vrsta potrošača na mreži, što stvara veliki broj izazova i sve više podstiče istraživanja na temu efikasnog upravljanja električnom energijom. Napredak poluprovodničke tehnologije dodatno pomera granice na polju energetske elektronike i omogućava da se postignu sve bolje performanse uređaja, posebno upotrebom SiC i GaN tehnologije [2]. Primena ovih tehnologija omogućava rad na većim prekidačkim učestanostima, dalje upotrebu novih materijala za potrebe proizvodnje energetskih filtara i znatno uvećanje gustine snage uređaja [3]. Trenutno upotreba ovih tehnologija kod primena na većim radnim snagama i naponima zahteva jednovremen rad većeg broja energetskih pretvarača, povezanih redno ili paralelno, kako bi se obezbedilo adekvatno deljenje napona i struje opterećenja [4].

Iz navedenog razloga, predmet ovog rada je analiza ponašanja većeg broja pretvarača spuštača napona, povezanih na zajedničko jednosmerno međukolo i zasnovanih na GaN tehnologiji i visoko-frekventnim magnetskim jezgrima, u jednovremenom radu. Analiza se zasniva na posmatranju ponašanja pretvarača po kriterijumu talasnosti napona i energetske efikasnosti. U radu će biti predstavljena metodologija dizajna ovakvog pretvarača i smernice za odabir optimalnog broja faza i učestanosti prekidanja po parametru energetske efikasnosti. Razmatrajući trenutno dostupne prekidače snage na tržištu zasnovane na GaN tehnologiji, iz ugla otpornosti kanala, parazitnih kapacitivnosti i dozvoljenog inverznog napona, i uzimajući u obzir konkretne zahteve za realizaciju, analiza u radu je ograničena na pretvarače čiji ulazni radni napon ne prelazi vrednost od 200 VDC. Na osnovu teorijskih razmatranja i analitičkog modela za opisivanje gubitaka snage u trećem poglavlju je formiran simulacioni model u softverskom paketu LTSpice u cilju analize ponašanja i projektovanja pretvarača. Rezultati simulacionog modela prikazani su u četvrtom poglavlju za sinhronu spuštače napona sa jednom, dve i tri faze. Ove pretpostavke su eksperimentalno potvrđene u petom poglavlju, na razvijenom prototipu jednofaznog i dvofaznog sinhronog spuštača napona snage 1.5 kW.

2 MODELIRANJE GUBITAKA SNAGE I TALASNOSTI KOD N-FAZNOG SPUŠTAČA NAPONA

U okviru ovog poglavlja izvršeno je teorijsko modeliranje N-faznog sinhronog spuštača napona. Rezultat su analitički izrazi koji opisuju zavisnost efikasnosti u funkciji talasnosti izlaznog napona i broja faza, pri čemu se promena talasnosti posmatra kao posledica promene učestanosti prekidanja za prethodno zadate parametre izlaznog filtra. Cilj ove analize je da se istaknu prednosti koje donosi određeni broj faza, kako bi se obezbedile smernice za dizajn pretvarača u zavisnosti od zahteva aplikacije.

Pre nego što se pristupi uporednoj analizi neophodno je postaviti početne uslove na kojima se zasnivaju dalji rezultati. Pretpostavlja se da sve faze analiziranog pretvarača rade sa konstantim naponom na jednosmernom međukolu, konstantom učestanošću prekidanja i simetričnim faznim pomerajem između pojedinačnih faza. Fazni pomeraj susednih faza zavisi od njihovog broja i za N-fazni pretvarač iznosi $360^\circ/N$. Ovim je omogućena ravnomerna raspodela struje kroz prekidačke komponente kao i smanjenje talasnosti izlaznog napona [5].

Odabrana topologija podrazumeva sinhrono ispravljanje i koristi dva tranzistora po fazi, umesto tranzistora i diode kao tradicionalni spustač napona. Sinhroni spuštač napona izabran je zbog veće efikasnosti jer zamena diode tranzistorom eliminiše gubitke usled pada napona na diodi pri provođenju koji su izraženi pri visokim strujama i niskim naponima [6]. Kontrola ovakvog pretvarača i upravljačko kolo se veoma malo razlikuju od onog za standardni spustač napona, što dodatno pojednostavljuje implementaciju u sistemima sa višefaznim upravljanjem.

Upotreba tranzistora umesto dioda omogućava korišćenje savremenih poluprovodničkih tehnologija kao što su galijum-nitrid (GaN) tranzistori, koji imaju značajno nižu parazitnu otpornost u provodnom stanju, $R_{DS,ON}$, kraće vreme uključenja t_{ON} i isključenja t_{OFF} kao i odsustvo parazitne diode, doprinoseći značajnom smanjenju gubitaka pri provođenju i pri prekidanju u odnosu na konvencionalne metal-oksidne (MOSFET) ili silicijum-karbidne (SiC) tranzistore [2].

3 ANALITIČKI MODEL N-FAZNOG SPUŠTAČA NAPONA

Ukoliko se posmatra N-fazni pretvarač talasnost struje na njoj diktira uslov za izbor induktivnosti [5]

$$L \geq \frac{V_{IN}}{\Delta I_0 \cdot f_{sw}} \cdot D \cdot N \cdot \frac{\prod_{i=1}^N \left| \frac{i}{N} - D \right|}{\prod_{i=1}^{N-1} \left(\left| \frac{i}{N} - D \right| + \frac{1}{N} \right)} \quad (1)$$

gde su V_{IN} - ulazni napon invertora, ΔI_0 - talasnost struje prigušnice, f_{sw} - prekidačka učestanost jedne faze i D - faktor ispunje periode.

Željena vrednost talasnosti izlaznog napona postavlja uslov za izbor izlaznog kondenzatora i određena je prema [5]

$$C \geq \frac{\Delta I_0}{16 \cdot f_{sw} \cdot \Delta V} \quad (2)$$

gde je ΔV - talasnost izlaznog napona. Vidi se da se povećanjem broja faza spuštača smanjuje talasnost izlaznog napona i da su kao posledica potrebni manji prigušnica i kondenzator u izlaznom filtru.

Izjednačavanjem (1) i (2) po ΔI_0 moguće je izraziti f_{sw} kao funkciju vrednosti izlaznog filtra i talasnosti izlaznog napona. Ovo omogućava da se za jedan određen par vrednosti L i C i jednu vrednost D , kojim je određena željena vrednost izlaznog napon, frekvencija predstavi kao

$$f_{sw} \sim \frac{k}{\sqrt{\Delta V}} \quad (3)$$

gde je k promenljiva po broju faza N .

Pre nego što se pristupi proračunu gubitaka na prekidačkim komponentama i izlaznom filtru neophodno je definisati efektivnu i maksimalnu trenutnu vrednost struje prigušnice koja se prekida. Ove vrednosti date su kao [5]

$$I_{L_{RMS}} = \sqrt{I_{L_{AVG}}^2 + \frac{1}{12} \Delta I_L^2} \quad (4)$$

$$I_{L_{MAX}} = I_{L_{AVG}} + \frac{1}{2} \Delta I_L \quad (5)$$

$$I_{L_{AVG}} = \frac{D \cdot V_{IN}}{N \cdot R} \quad (6)$$

$$\Delta I_L = \frac{(V_{IN} - V_{OUT}) \cdot D}{L \cdot f_{sw}} \quad (7)$$

Gubici u pretvaraču mogu se predstaviti gubicima na ulaznom filtru, izlaznom filtru i na prekidačkim komponentama. Gubici na ulaznom filtru su zanemareni u ovoj analizi zbog male vrednosti parazitne otpornosti ulaznog kondenzatora. Bitno je napomenuti da ovi gubici ne mogu biti zanemareni kada je vrednost parazitne otpornosti kondenzatora (ESR) velika i kod pretvarača sa ulaznim EMI filtrom, što je često slučaj u realnim primenama. Glavni gubici na izlaznom filtru ispoljavaju se u najvećoj meri na prigušnici. Oni se mogu se izraziti kao gubici usled jednosmerne i usled naizmjenične komponente struje kao

$$P_L = R_{DC} \cdot I_{L_{AVG}}^2 + R_{AC} \Delta I_L^2 \quad (8)$$

Ukoliko vrednost R_{AC} prigušnice nije poznata moguće je odrediti je iz Dowell-ove jednačine [7].

Gubici na izlaznom kondezatoru, iako mali usled male vrednosti ESR , stvaraju značajne gubitke kada je vrednost talasnosti izlaznog napona velika, odnosno kada je frekvencija veoma niska, i dati su kao

$$P_C = \frac{\Delta V_{OUT}^2}{ESR} \quad (9)$$

Gubitke na prekidačima čine gubici pri prekidanju i pri provodjenju. Na osnovu podataka o vrednostima struje prigušnice moguće je izraziti gubitke na tranzistorima pri prekidanju urpošćenom jednačinom [8].

$$P_{ON} = \left((I_{LRMS} + I_{LMAX}) \cdot \frac{t_{ON}}{2} + I_{LMAX} \cdot \frac{t_{ON}}{3} + I_{LAVG} \cdot \frac{t_{ON}}{2} \right) \cdot V_{IN} \cdot f_{sw} \quad (10)$$

$$P_{OFF} = I_{LRMS} \cdot \frac{t_{OFF}}{6} \cdot V_{IN} \cdot f_{sw} \quad (11)$$

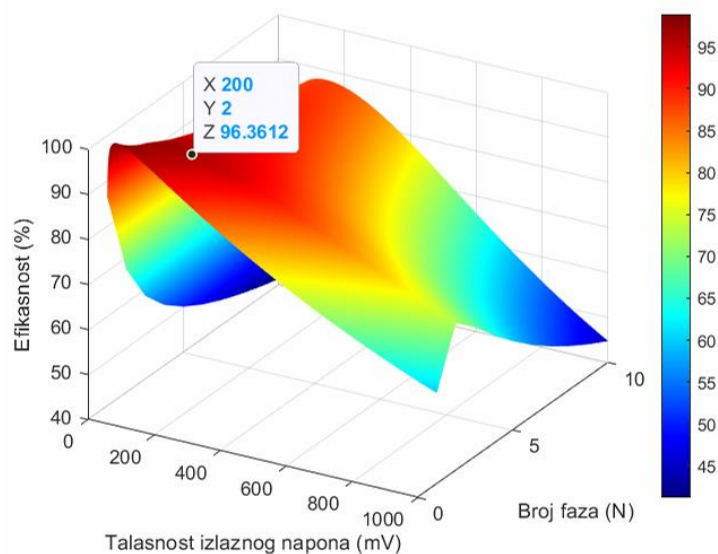
Gde su t_{ON} - vreme paljenja, t_{OFF} - vreme gašenja. Gubici pri provođenju ispoljavaju se kao Džulovi gubici na unutrašnjoj otpornosti tranzistora $R_{DS,ON}$ [8]

$$P_{COND} = R_{DS,ON} \cdot I_{LRMS}^2 \quad (12)$$

Polazeći od sistema jednačina (4)-(12) efikasnost N-faznog pretvarača spuštača napona u funkciji broja faza i talasnosti izlaznog napona se može opisati kao

$$EFF(\%) = \frac{P_{IN} - 2 \cdot N \cdot \left(P_{ON} + P_{OFF} + P_{COND} + P_L + \frac{P_C}{2} \right)}{P_{IN}} \quad (13)$$

Na Slici 3.1. prikazana je efikasnost u funkciji broja faza pretvarača i dozvoljene talasnosti izlaznog napona. Svaka tačka u prostoru je opisana za jedinstvenu vrednost LC filtra i faktora ispune, pa je moguće dobiti očekivanu efikasnost za dozvoljenu vrednost talasnosti izlaznog napona. Nakon ovoga se na osnovu (1) ili (2) može odrediti za koju učestanost prekidanja se ima ta radna tačka. Može se videti da jednofazni sinhroni spustač napona obezbeđuje najveću efikasnost, dok trofazni pruža najmanju talasnost izlaznog napona. Zbog toga je kao kompromis između ova dva parametra eksperimentalno realizovan pretvarač sa dve faze, čija radna tačka je istaknuta na grafiku. Može se videti da je povećanjem učestanosti moguće postići poboljšanje performansi u vidu povećanja efikasnosti i smanjenja talasnosti izlaznog napona za isti broj faza. Ovakva poboljšanja važe za pretvarač do tri faze sa korišćenim parametrima izlaznog filtra, jer daljim povećanjem broja faza, bez izmena vrednosti izlaznog filtra, efikasnost značajno opada kao posledica gubitaka na poluprovodničkim komponentama i njihovim upravljačkim kolima, što se može videti i na Slici 3.1.



Slika 3.1. Efikasnost pretvarača kao funkcija talasnosti izlanog napona i broja faza

4 SIMULACIONI REZULTATI

U cilju validacije teorijske analize i analitičkog modela kroz talasnost izlaznog napona i energetske efikasnost, formiran je simulacioni model topologija od interesa u softverskom paketu LT-Spice. Simulacioni model koristi realne modele komponenti koji su korišćeni pri eksperimentalnim merenjima. Realni modeli uvažavaju parazitne otpornosti, kapacitivnosti i induktivnosti svih komponenti u kolu, i na taj način približnije oslikavaju realno ponašanje pretvarača.

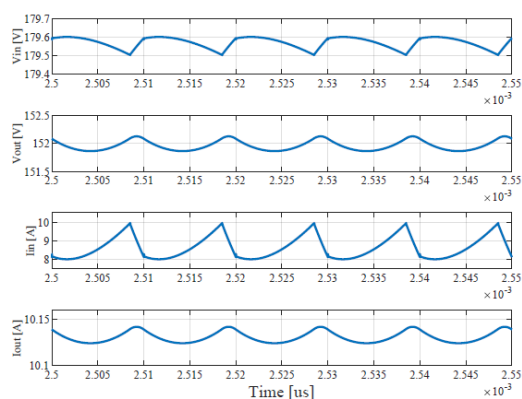
Simulacije su sprovedene pri nazivnim vrednostima za pretvarač koje su prikazane u Tabeli 4.1, pri učestanosti prekidanja od 100 kHz, i važe za sinhroni spuštač napona sa jednom, dve i tri faze. Sve simulacije su sprovedene sa jednakim naponom jednosmernog međukola, konstantnom učestanošću prekidanja i faznim pomerajem, kako bi se omogućila verodostojna i uporediva analiza na osnovu zavisnosti prikazane na Slici 3.1.

Tabela 4.1.

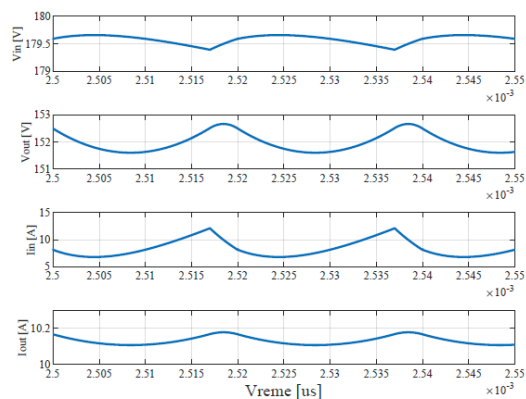
Opis	Nominalne vrednosti
Ulazni napon	180 V
Izlazni napon	150 V
Izlazna struja	10 A
Induktivnost po fazi	33 uH

Kapacitivnost	33 uF
Nazivna snaga	1500 W

Talasni oblici relevantnih veličina jednofaznog, dvofaznog i trofaznog sinhronog spuštača napona prikazani su redom na Slikama 4.1, 4.2. i 4.3. Dodatno, slike pod (a) prikazuju ponašanje ulaznih i izlaznih napona i struja u ustaljenom stanju pri učestanosti prekidanja od 100 kHz, dok slike pod (b) prikazuju iste veličine pri sniženoj učestanosti prekidanja od 50 kHz, uvažavajući parametre iz Tabele 1.

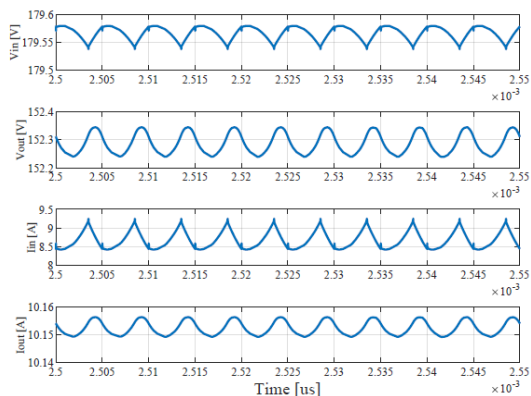


(a)

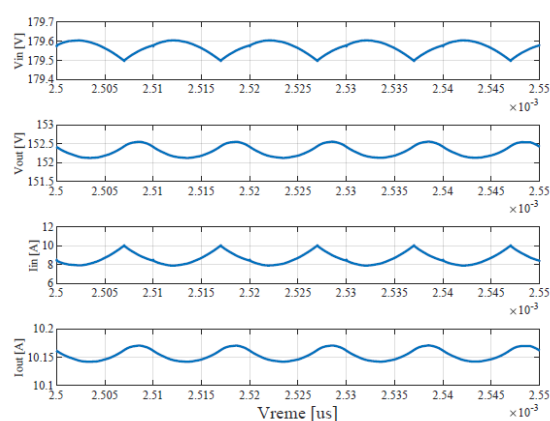


(b)

Slika 4.1. Prikaz ulaznih i izlaznih veličina u jednofaznom sinhronom spuštaču napona pri učestanosti prekidanja: a) od 100 kHz , i b) od 50 kHz.

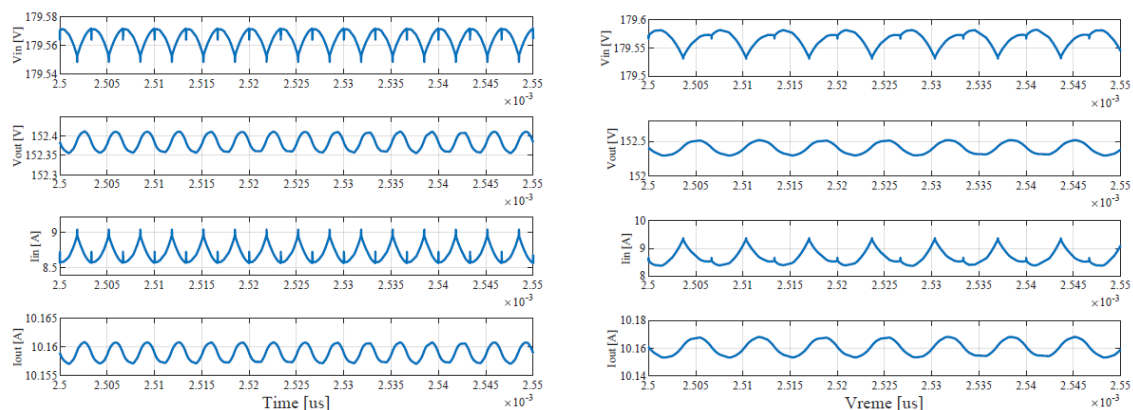


(a)



(b)

Slika 4.2. Prikaz ulaznih i izlaznih veličina u dvofaznom sinhronom spuštaču napona pri učestanosti prekidanja: a) od 100 kHz , i b) od 50 kHz.



(a)

(b)

Slika 4.3. Prikaz ulaznih i izlaznih veličina u trofaznom sinhronom spuštaču napona pri učestanosti prekidanja: a) od 100 kHz , i b) od 50 kHz.

Iz simulacija za istaknuti nazivni režim rada pretvarača u ustaljenom stanju izmereni su efikasnost i talasnost izlaznog napona za jednofazni, dvofazni i trofazni sinhroni spuštač napona, pri dve različite učestanosti prekidanja. Ovi rezultati potvrđuju teorijski model i zavisnosti iz Slike 3.1. o odnosu broja faza, efikasnosti i talasnosti.

Efikasnost opada sa rastom broja faza zbog povećanja prekidačkih gubitaka, što je i očekivano zbog većeg broja prekidača. Talasnost izlaznog napona smanjuje se rastom broja faza, jer se uvećava efektivna učestanost izlazne struje i samim tim smanjuje talasnost, što je i pretpostavljeno kroz teorijski model. Najveću efikasnost postiže jednofazni sinhroni spuštač napona, dok se najmanja talasnost napona ima kod trofaznog sinhronog spuštača napona.

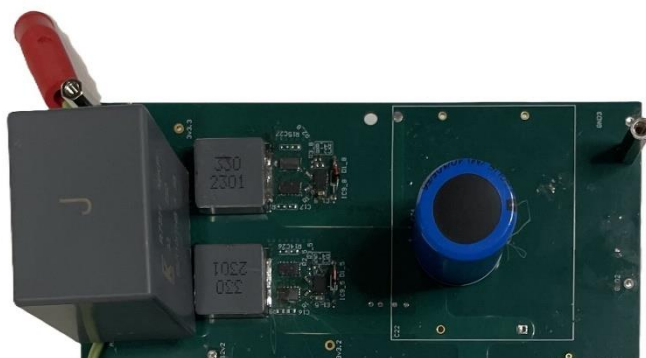
Tabela 4.2.

Broj faza	Efikasnost [%]	Talasnost [mVpp]
1	99.5	300
2	99.2	100
3	97.9	50

U narednom poglavlju će se simulacioni model ispitati eksperimentalnim merenjima.

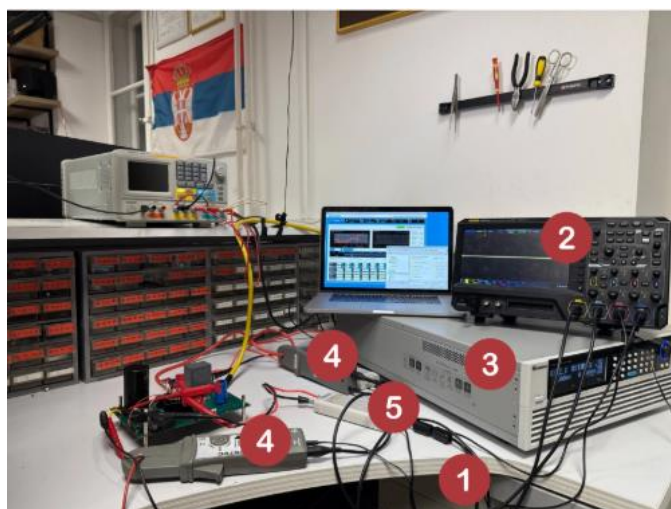
5 EKSPERIMENTALNI REZULTATI

Za potrebe eksperimentalne validacije prethodno postavljenih pretpostavki realizovan je prototip sinhronog spuštača napona nazivne snage 1500 W sa dve faze prikazanom na Slici 5.1.



Slika 5.1.

Na slici 5.2. prikazana je eksperimentalna postavka sa istaknutom mernom opremom izlistanom u Tabeli 5.1.



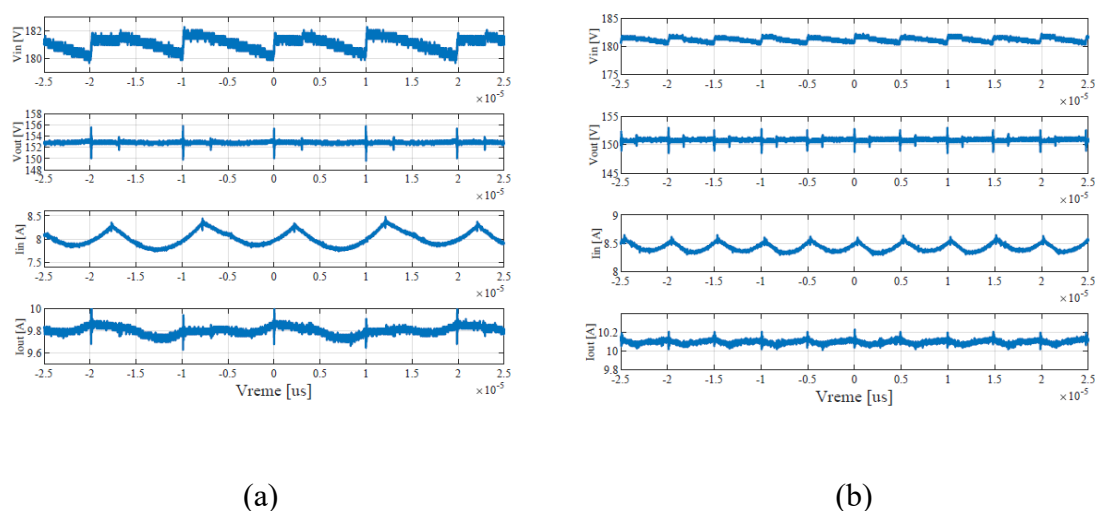
Slika 5.2.

Tabela 5.1.

Redni br.	Komponenta
1	ITECH IT6525D programabilan izvor jednosmernog napona
2	Rigol MSO5104 digitalni osciloskop
3	Chroma 63202A-600-140 jednosmerno elektronsko opterećenje u režimu konstantne otpornosti
4	Testec TT-CC70 strujne sonde
5	MicSig DP10013 diferencijalne naponske sonde

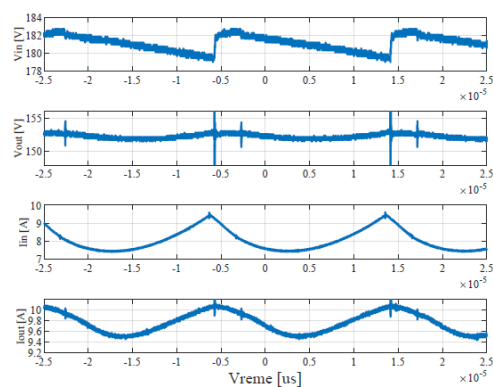
Eksperimentalna merenja sprovedena su u 6 tačaka od interesa koje služe da potvrde simulacione rezultate i teorijske zaključke. Tačke od interesa predstavljene su radom pretvarača u nazivnom režimu, u režimu sa 50% nižom učestanošću prekidanja i u radu sa 20% nazivnog opterećenja, kako bi se verodostojno uporedile radne tačke od interesa sa Slike 3.1. Talasni oblici ulaznih i izlaznih veličina pri nominalnom režimu rada prikazani su na Slici 5.3. Može se uočiti da se talasnost izlaznog napona nalazi u pretpostavljenim granicama dok je kroz trenutne vrednosti velična potvrđena pretpostavka o efikasnosti.

Na osnovu veličina sa Slike 5.3, koji prikazuju nazivni režim rada od 1500W, vidi se da je efikasnost jednofaznog pretvarača od 99.2% za 0.1% veća od dvofaznog od 99.1% pri istoj učestanosti prekidanja 100kHz. Talasnost izlaznog napona jednofaznog iznosi 1000 mVpp, i veća je od talasnosti dvofaznog od 700 mVpp za 300mVpp. Kako je efikasnost neznatno različita, zaključuje se da se za nazivni režim rada bolje performanse postižu primenom dvofaznog pretvarača.

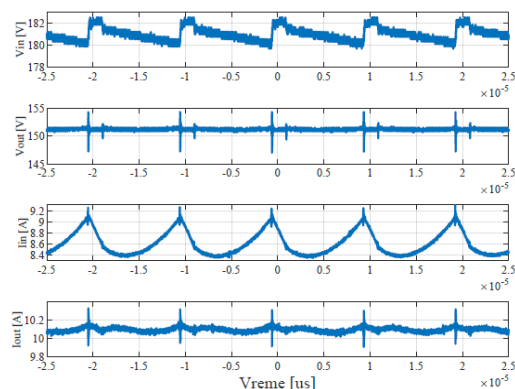


Slika 5.3. Eksperimentalni rezultati: (a) jednofazni spuštač napona pri izlaznoj snazi od 1500 W, pri učestanosti prekidanja 100 kHz, (b) dvofazni spuštač napona pri izlaznoj snazi od 1500 W, pri učestanosti prekidanja 200 kHz

Slika 5.4. (a) i (b), prikazuju talasne oblike veličina pri prekidačkoj učestanosti sniženoj na 50 kHz. Efikasnost jednofaznog pretvarača od 98.6% je za 0.4% veća od dvofaznog koji postiže 98.2% pri istoj učestanosti prekidanja. Talasnost izlaznog napona iznosi 1200 mVpp za jednofazni, i veća je od talasnosti dvofaznog od 800mVpp za 400 mVpp. U ovom slučaju je dvofazni pretvarač očigledno bolje rešenje po pitanju talasnosti izlaznog napona (33% manja talasnost), uz neznatno manju efikasnost (0.4%).



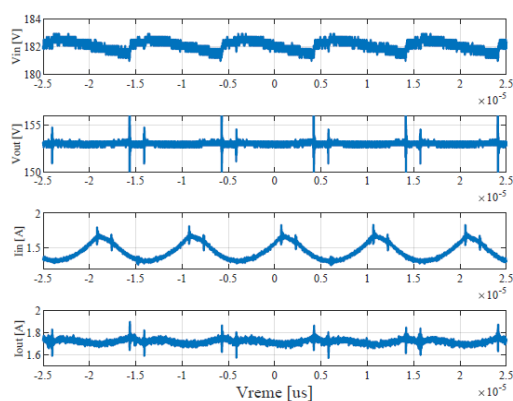
(a)



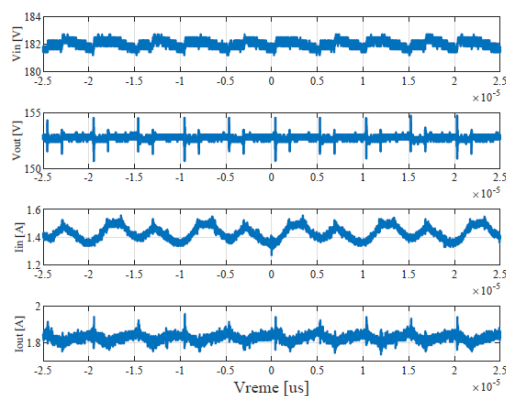
(b)

Slika 5.4. Eksperimentalni rezultati: (a) jednofazni spuštač napona pri izlaznoj snazi od 1500 W, pri učestanosti prekidanja 50kHz, (b) dvofazni spuštač napona pri izlaznoj snazi od 1500 W, pri učestanosti prekidanja 100 kHz

Na Slici 5.5. (a) i (b), prikazani su talasni oblici veličina pri 20% nazivnog opterećenja, odnosno na 300 W. Efikasnost jednofaznog pretvarača na ovoj snazi iznosi 95.3%, i za 0.2% je veća od efikasnosti dvofaznog od 95.1%. Talasnost izlaznog napona iznosi 400 mVpp za jednofazni, i veća je za 200 mVpp od talasnosti dvofaznog. Jasno se vidi da, kao i u prethodnim slučajevima, bolje performanse pruža dvofazni pretvarač, sa 50% manjom talasnošću izlaznog napona uz 0.2% nižu efikasnost.



(a)



(b)

Slika 4.5. - (a) jednofazni spuštač napona na izlaznom naponu 150V pri 20% opterećenja (b)dvofazni spuštač napona na izlaznom naponu 150V pri 20% opterećenja

Iz eksperimentalnih rezultata zaključuje se da je po parametru talasnosti izlaznog napona dvofazni sinhroni spuštač superiorna opcija, dok je efikasnost neznatno niža. Ovo je tačno za nazivni radni režim kao i za radne režime sa većim opterećenjem. Ovim merenjima se potvrđuje da dvofazni pretvarač pruža dobar kompromis između kvaliteta izlaznog napona i energetskih performansi.

Tabela 5.2.

Broj faza	Režim rada	Efikasnost [%]	Talasnost napona [mVpp]
1	Nazivni (100 kHz)	99.2	1000
2	Nazivni (100 kHz)	99.1	700
1	Nazivni (50 kHz)	98.6	1200
2	Nazivni (50 kHz)	98.2	800
1	20% opterećenja	95.3	400
2	20% opterećenja	95.1	200

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu data je detaljna uporedna analiza sinhronih spustača napona sa jednom i više faza, bazirana na efikasnosti i talasnosti izlaznog napona kao ključnim pokazateljima performansi i primena shodno broju faza. Razvijen je teorijski model koji povezuje učestanost prekidanja, broj faza i karakteristike izlaznog filtra sa efikasnošću i talasnošću izlaznog napona. Prikazano je da povećanjem broja faza dolazi do značajnog smanjenja talasnosti izlaznog napona, što omogućava rad pri nižim učestanostima bez degradacije kvaliteta napona. Time se dodatno smanjuju gubici pri prekidanju, što pozitivno utiče na ukupnu efikasnost sistema. Sprovedena analiza ukazuje da jednofazni sinhroni spustač napona obezbeđuje najveću efikasnost, dok trofazni pruža najmanju talasnost izlaznog napona. Kao kompromis između efikasnosti i kvaliteta izlaznog napona izabran je dvofazni sinhroni spustač napona. Simulacioni rezultati dobijeni u LT-Spice softverskom alatu potvrđuju teorijske pretpostavke i ukazuju na optimalne režime rada za ove konfiguracije. Eksperimentalna testiranja sprovedena na prototipu snage 1,5 kW sa jednom i dve faze dodatno potvrđuju validnost teorijskog modela i prednost dvofazne konfiguracije. Eksperimentalnim merenjima na razvijenom prototipu ostvareni su sledeći rezultati: efikasnost 99.2% za jednofazni spuštač napona u nazivnom režimu, dok je najmanja talasnost izlaznog napona, 700 mVpp, ostvarena sa dvofaznim spuštačem napona pri nazivnom opterećenju. Oba rezultata su postignuta pri učestanosti prekidanja od 100 kHz. Predloženi metod može da posluži kao osnova za dizajn višefaznih pretvarača u industrijskim i visokoefikasnim primenama. U daljem istraživanju, ponašanje pretvarača usled različitih vrednosti izlaznog filtra će biti ispitano, kao i njihov uticaj na odabir broja faza.

7 LITERATURA

- [1] W. Qian, J. Lu, H. Bai and S. Averitt, "Hard-Switching 650-V GaN HEMTs in an 800-V DC-Grid System With No-Diode-Clamping Active-Balancing Three-Level Topology,". In: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, no. 2, June 2019

- [2] P. Palmer et al. "An experimental comparison of GaN, SiC and Si switching power devices". In: *IECON 2017- 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Beijing, China* (2017), DOI: 10.1109/IECON.2017.8216135.
- [3] D. A. P. Fernandez, R. A. G. Jimenez, A. Rahouma and J. C. Balda, "High-Frequency Effects on Magnetics and Converter Performance: Implications for Power Electronic Converter Design," 2024 *IEEE 15th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Luxembourg, Luxembourg* (2024)
- [4] J. Wu and X. Wu, "FoM Based Optimal Frequency and Voltage Level Design for High efficiency High density Multilevel PFC with GaN Device," 2020 *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), New Orleans, LA, USA* (2020)
- [5] R. Erickson and D. Maksimović. *Fundamentals of Power Electronics*. 2nd ed. Springer, 2001. ISBN: 9780792372707.
- [6] R. Nawakowski and N. Tang "Efficiency of synchronous versus nonsynchronous buck converters", *Texas Instruments: Analog Applications Journal* (2009)
- [7] A.R. Milić K. B. Obradović J.J. Plavšić. "Design Procedure for High-Frequency Transformer in LLC Resonant Topology". In: (2021), DOI: 10.1109/Ee53374.2021.9628384.
- [8] R. Georgious R.A. Mdanat S. Saeed and J. Garcia. "Analytical Power Loss Model for GaN transistors". In: *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Gijon, Spain* (2021), DOI: 10.1109/VPPC53923.2021.9699229.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B4.12](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B4.12)**B4.12****REALIZACIJA DVANAESTOPULSNOG ISPRAVLJAČA BEZ INTERFAZNE
PRIGUŠNICE ZA NAPAЈANJE ELEKTROLIZERA ZA PROIZVODNJU VODONIKA****Nikola Kovačević*, Sava Dobričić****ELEKTROTEHNIČKI INSTITUT NIKOLA TESLA, BEOGRAD, SRBIJA**

Kratak sadržaj - U radu je prikazana realizacija dvanaestopulsnog ispravljača bez interfazne prigušnice, napajanog putem transformatora sa dva sekundara različitih amplituda napona, namenjenog za napajanje elektrolizera za proizvodnju vodonika, izlazne snage 40kW. Data je analiza topologije pretvarača, teorijska razmatranja i praktična merenja prilikom puštanja uređaja u rad. Izabrano rešenje je upoređeno sa drugim, trenutno popularnim, rešenjima sa aspekta pouzdanosti, otpornosti na mrežne smetnje i stepena iskorišćenja. Analizirane su i fizičko-hemijske karakteristike alkalnih elektrolitičkih ćelija za dobijanje vodonika. Kao značajan energent budućnosti, predviđa se da će proizvodnja vodonika postati široko rasprostranjena u našoj zemlji narednih godina, stoga je razmotrena i mogućnost za široku primenu pretvarača namenjenih elektrolizi kao i načini njihove realizacije.

Ključne reči- Dvanaestopulsni ispravljač - Elektroliza- Vodonik - Kvalitet električne energije - Specijalni pretvarači - Zelena energija

1 UVOD

Poslednje dve decenije zeleni izvori energije privlače značajnu pažnju, kako stručne tako i šire javnosti. Zelenim izvorima energije obično se smatraju svi izvori energije i goriva koja potiču iz prirodnih izvora (sunčeva svetlost, vetar, voda...), a svojom upotrebom ne narušavaju životnu sredinu. Vodonik je u javnosti često smatran zelenim izvorom energije, pre svega zbog činjenice da svojim sagorevanjem sem energije proizvodi samo vodenu paru kao nusprodukt. Ipak 96 % trenutne svetske proizvodnje vodonika potiče iz naftne i hemijske industrije. Nešto manje od 1 % ukupno proizvedenog vodonika, dobijeno procesom elektrolize vode, je zapravo "zeleni vodonik" u pravom smislu i to samo ukoliko se struja za njene potrebe dobija iz obnovljivog izvora električne energije [1]. Vodonik se može dobiti na više načina, a neki od njih su: piroliza ugljovodonika, elektroliza vode, parna reformacija prirodnog gasa itd.

Sam proces elektrolize vode, predstavlja elektrohemijski postupak kojim se voda razlaže na vodonik i kiseonik, dejstvom električne struje koja kroz nju prolazi. Jedan od tipova

* Koste Glavinića 8a, Beograd, nikola.kovacevic@ieent.org

elektrolize, koji je od interesa za ovaj rad, jeste alkalna elektroliza. Podrazumeva propuštanje jednosmerne struje između anode i katode, koje su uronjene u alkalni rastvor. Tada se molekuli vode razdvaja na molekule kiseonika i vodonika, pri čemu se vodonik izdvaja na katodi, a kiseonik na anodi. Uređaji koji sadrže redno naslagane setove anoda i katoda, namenjeni za proizvodnju vodonika procesom alkalne elektrolize, nazivaju se alkalni elektrolizeri, slika 1. Pored elektrolizera sa alkalnim rastvorom (AEC) postoje i elektrolizeri sa jonsko-izmenjivačkom membranom (AEM), sa proton-izmenjivačkom membranom (PEM) kao i elektrolizeri sa čvrstim oksidom (SOEC) [2]. Prva tri tipa funkcionišu na nižim temperaturama (do 100°C), a elektrolizeri sa čvrstim oksidom rade na temperaturama od tipično 900 °C. U ovom radu su analizirani samo alkalni elektrolizeri u kojima se nalazi vodeni rastvor kalijum-hidroksida.

U savremenoj energetskej tranziciji koja ide ka potpunoj dekarbonizaciji i upotrebi zelenih izvora energije vodonik zauzima značajno mesto. Smatra se da će biti jedan od najznačajnijih energenata budućnosti. Takođe, očekuje se da elektroliza vode, bude način za dobijanje 60% ukupno proizvedenog vodonika, do 2050. godine [2]. Mana ovog procesa jeste visoka cena, što predstavlja trenutno glavnu prepreku za njeno intenzivno omasovljenje.

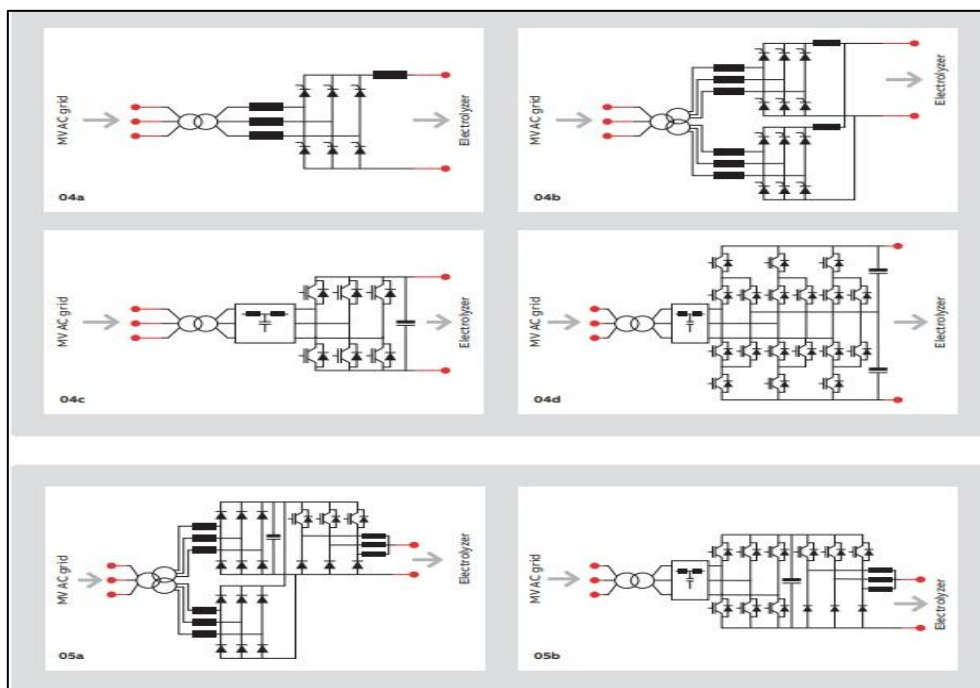


Slika 1. Izgled alkalnog elektrolizera.

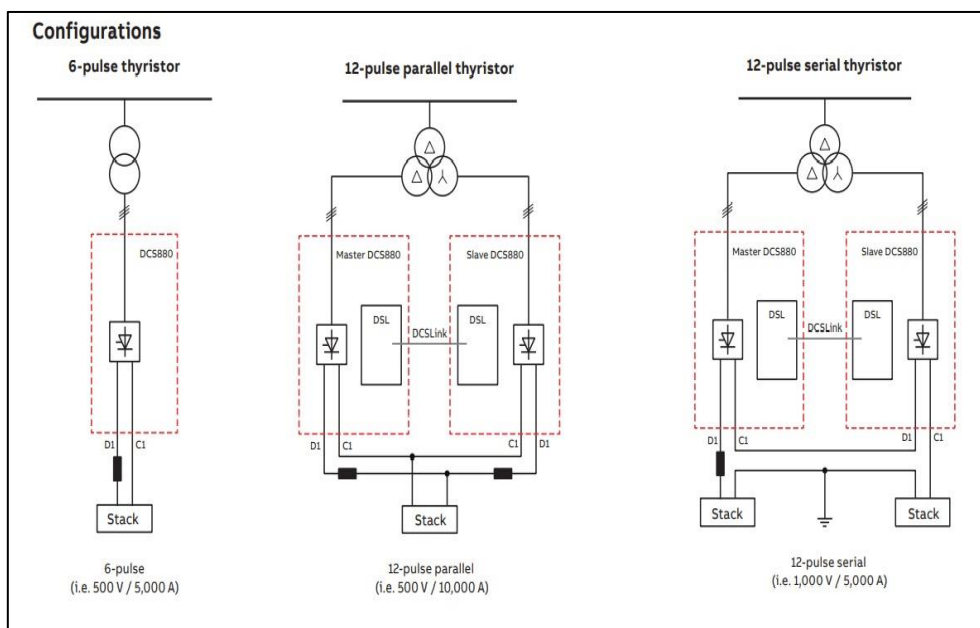
2 ENERGETSKI PRETVARAČI ZA ELEKTROLIZU VODE

U dosadašnjoj praksi, postoji više različito primenjenih topologija pretvarača, a neke od njih su prikazane na slici 2, [2]. U upotrebi su i tranzistori i tiristori kao prekidački elementi. U opštem slučaju pretvarači mogu biti realizovani kao jednostepeni (AC-DC) i dvostepeni (AC-DC/DC-DC). U širokoj upotrebi, ovakvi pretvarači rade sa velikim strujama, stoga je upotreba tiristora povoljnija, jer oni mogu biti realizovani za veće struje od tranzistora. Takođe, prednost tiristorske topologije u odnosu na tranzistorsku je i u njenoj robusnosti i većoj pouzdanosti. Na slici 3, prikazane su neke od tiristorskih topologija koje se danas koriste [3]. U upotrebi su šestopulsni, dvanaestopulsni redni i paralelni pretvarači, kao i dvadesetčetvoropulsni pretvarači. Prema informacijama koje su dostupne autorima, topologija koja je u radu prikazana nije u široj upotrebi. Izborom dvanaestopulsnog ispravljača bez interfazne prigušnice, dobija se na robusnosti i pouzdanosti uređaja, što se u konkretnom

zadatku očekivalo i time presudno uticalo na izbor topologije pretvarača. U opštem slučaju, važi da, što je izlazna struja sa manjim riplom to su gubici u samom elektrolizeru manji, te je odabrana topologija bolja od šestopulsnog pretvarača, dok su od nje bolji visokofrekventni pretvarači. Takođe, visokofrekventni pretvarači poseduju i veći stepen korisnog dejstva i bolji harmonijski spektar mrežne struje. Današnji pretvarači koji se koriste za elektrolizu vode, najčešće su snage od nekoliko megavata i mogu biti povezani na niski ili srednji napon mreže [2].



Slika 2. Topologije pretvarača za elektrolizu vode.



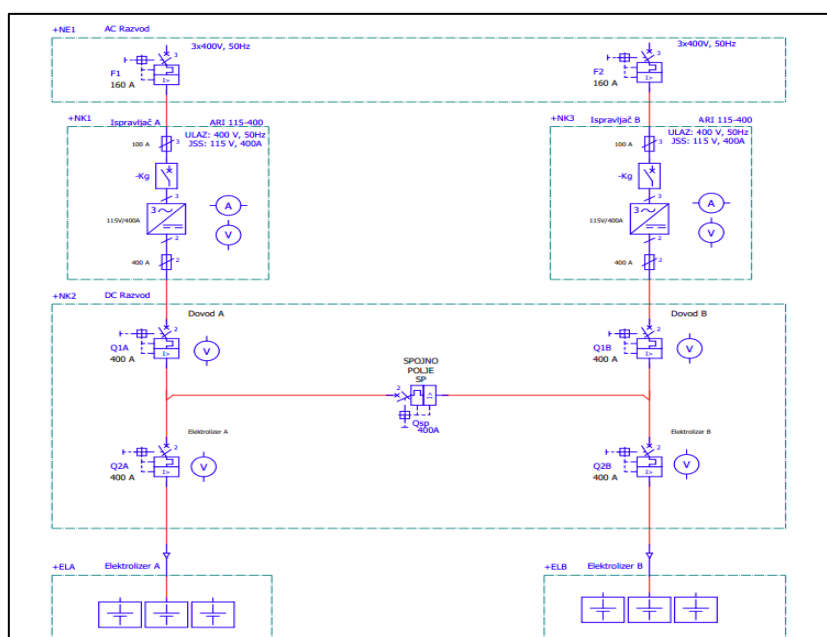
Slika 3. Tiristorske topologije pretvarača za elektrolizu vode.

3 TOPOLOGIJA DVANAESTOPULSNOG ISPRAVLJAČA BEZ INTERFAZNE PRIGUŠNICE

Za potrebe proizvodnje vodonika, namenjenog za hlađenje generatora u termoelektrani, izrađeno je elektropostrojenje za napajanje elektrolizera jednosmernom strujom. Sastoji se od naizmeničnog razvoda, dva identična ispravljača i jednosmernog razvoda, preko koga se napajaju dva alkalna elektrolizera (slike 4 i 5) . Svaki od elektrolizera se sastoji od 30 ćelija. Time je izvršena zamena starih motor-generatorskih grupa novim statičkim pretvaračima. Ispravljači su dvanaestopulsni, bez interfazne prigušnice, snage po 40 kW svaki od njih. Maksimalni napon je $U=115\text{ Vdc}$ dok je maksimalna struja $I=400\text{ A}$.



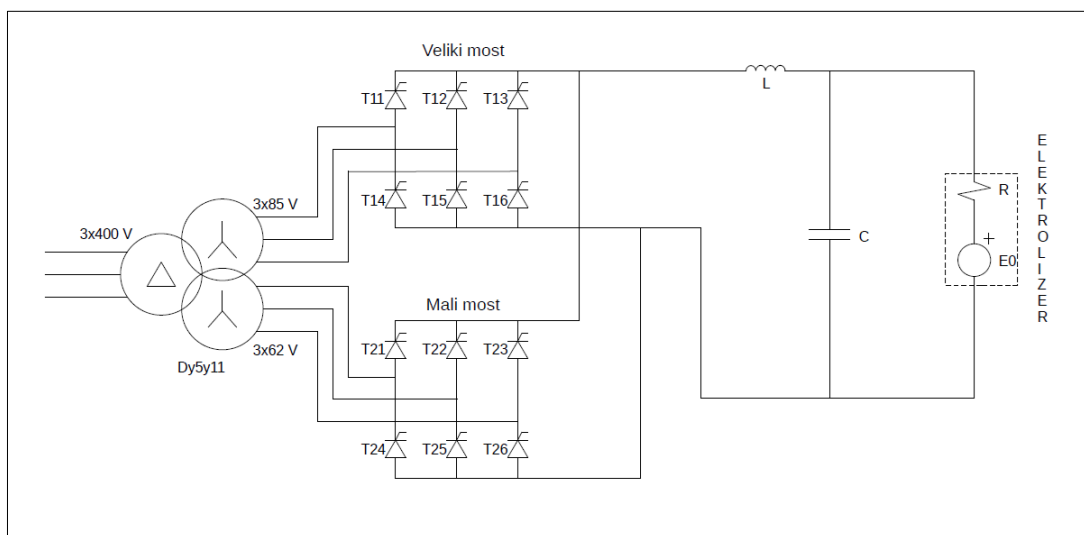
Slika 4. Novo postrojenje za napajanje elektrolizera.



Slika 5. Jednopolna šema postrojenja za napajanje elektrolizera.

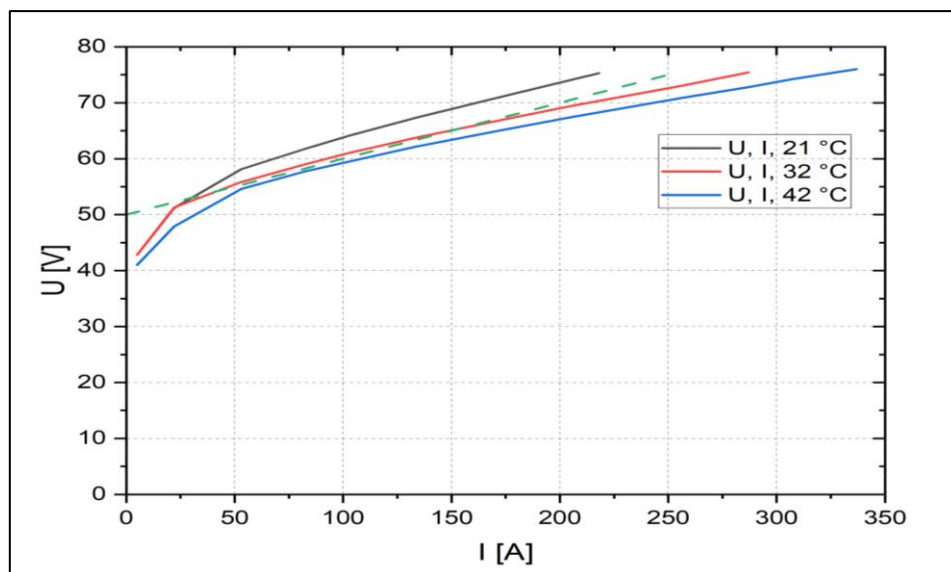
Naizmenični razvod (AC Razvod, slika 5) se sastoji od dva prekidača naizmenične struje koji dovode napon 3×400 V na pripadajući ispravljač. Jednosmerni razvod se sastoji od pet prekidača jednosmerne struje (DC Razvod, slika 5). Svaki ispravljač i svaki elektrolizer ima svoj prekidač, dok peti prekidač predstavlja spojno polje, koje ostavlja mogućnost ukrštanja ispravljača i elektrolizera. U slučaju upotrebe spojnog polja, u radu može biti samo jedan ispravljač i jedan elektrolizer. Za potrebe nesmetanog rada postrojenja, dovoljno je da radi samo jedan par ispravljač-elektrolizer.

Energetski deo ispravljača se sastoji od tronamotnog transformatora sprege Dy5y11, malog i velikog tiristorskog mosta, i izlaznog LC filtra. Principijelna šema ispravljača prikazana je na slici 6. Pored toga, pretvarač poseduje i rasklopnu opremu, komandno-signalne elemente, mikroprocesorski regulator sa zaštitama, kao i ekran osetljiv na dodir. Napon primara transformatora je 400 V. Međufazni napon sekundara, sa koga se napaja veliki tiristorski most, je 85 V dok je međufazni napon tercijara 62 V i sa njega se napaja mali tiristorski most. Dakle transformator na izlazu ima dve amplitudski nejednake "zvezde". Takođe, nije implementirana interfazna prigušnica, kao kod većine dvanaestopulsnih topologija. U kolu postoji redna prigušnica, koja sa izlaznim kondenzatorima obrazuje LC filter i smanjuje ripl napona. Odgovarajućom sekvencom paljenja tiristora malog i velikog mosta na izlazu se dobija regulisani talasni oblik napona svojstven dvanaestopulsnim ispravljačima (u diodnom režimu se ima dvanaest jednakih kalota). Odabirom sprege transformatora i njegovih napona sekundara i tercijara, kao i adekvatnim paljenjem tiristora, postiže se da je vektorski zbir dva fazna napona velike zvezde (sekundar transformatora) jednak vektorskom zbiru faznih napona velike i male zvezde (tercijer transformatora). Ovakvom topologijom i sekvencom paljenja tiristora, postiže se eliminacija petog i sedmog harmonika struje, sa strane mreže. Takođe izostanak interfazne prigušnice (ili tranformatora) predstavlja prednost ovakve topologije.



Slika 6. Topologija pretvarača sa modelom alkalnog elektrolizera.

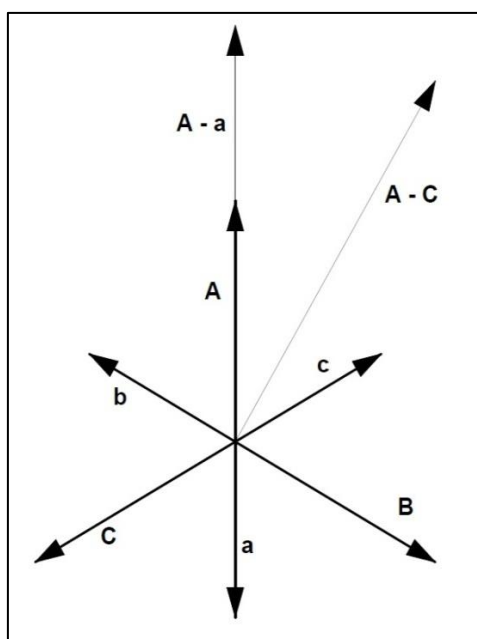
Elektrolitzer je modelovan kao redna veza kontraelektromotorne sile (E_0) i rednog otpornika (R). Ta karakteristika, koja liči na diodnu, dobijena je linearizacijom statičke karakteristike elektrolizera, (isprekidana linija na slici 7) i predstavlja najprostiji model, dovoljno dobar za dimenzionisanje energetske opreme pretvarača. Statička karakteristika je temperaturno zavisna, ali je moguće istu usrednjiti i time dodatno uprostiti model. Sa slike 7 se može videti da je korišćen model gde je $E_0 = 50$ V a $R = 0.1 \Omega$. U opštem slučaju, otpornost koja figuriše u modelu je temperaturno zavisna i opada sa porastom temperature i obrnuto.



Slika 7. Statička karakteristika elektrolizera sa linearizovanom karakteristikom modela.

Na slici 8 je prikazan vektorski dijagram faznih napona na ulazu malog mosta (**a**, **b** i **c**), i na ulazu velikog mosta (**A**, **B** i **C**). Vektori će biti označavani boldovanim slovima. Dakle, vrednosti napona sekundara i tercijera transformatora (ulazni naponi velikog i malog mosta, respektivno) su tako odabrane da je moguće adekvatnim paljenjem tiristora u granama malog i velikog mosta dobiti dvanaestopulsni oblik napona na jednosmernoj strani ispravljača. Kada provode tiristori T11 i T21, tada je napon na jednosmernoj strani ispravljača jednak razlici vektora napona **A-a**, nakon čega komutuju i struju provode tiristori T11 i T16 i tada je izlazni napon jednak razlici vektora **A-C**. Daljim odgovarajućim paljenjem tiristora malog i velikog mosta, obrazuje se sistem od dvanaest identičnih vektora, koji čine izlazni napon ispravljača. Uslov rada ovakve topologije je sledeća jednakost po modulu:

$$|\mathbf{A} - \mathbf{a}| = |\mathbf{A} - \mathbf{C}| \quad (1)$$



Slika 8. Vektorski dijagram napona ispravljača.

Jednakost (1) predstavlja suštinu rada ovakvog pretvarača, i kroz nju se može uvideti princip rada ove topologije. Takođe, kao i kod drugih dvanaestopulsnih topologija, iz mreže se eliminišu peti i sedmi harmonik struje. Kada se na izlazu formira dvanaestopulsnni signal, isti se filtrira izlaznim LC filtrom i time dodatno ispravlja. Veličina izlaznog filtra zavisi od željenog ripla napona i struje na elektrolizeru. U konkretnom slučaju, odabrana je induktivnost prigušnice $L=0.1$ mH i kapacitivnost kondenzatora $C=9400$ μ F, što omogućava da ripl izlazne struje bude ispod zahtevanih 3 %. Na slikama 9 i 10 dat je izgled ispravljača sa prednje i zadnje stranje. Na prednjoj strani (slika 9) se uočavaju ulazni AC osigurači sa kontaktorom, i izlazni DC osigurači, u dnu slike. U gornjem delu slike se nalazi upravljačka elektronika, a iznad nje je mali tiristorski most. Na slici 10, sa zadnje strane uređaja je postavljen transformator na dnu, na srednjoj "polici" su izlazna prigušnica i kondenzatori (LC filter), dok je u gornjem delu veliki tiristorski most.



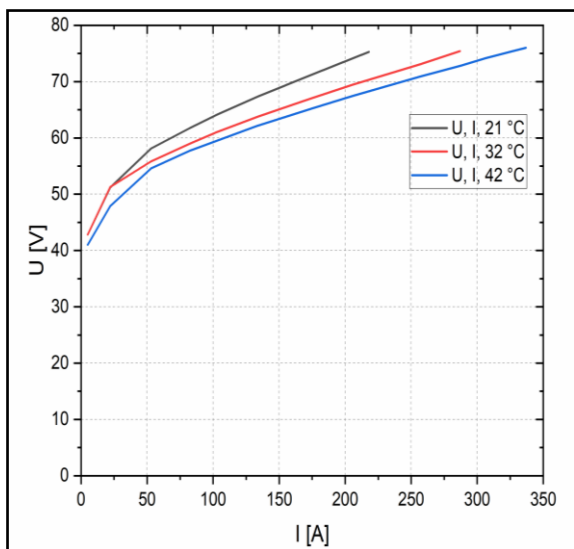
Slika 9. Izgled ispravljača - prednja strana.



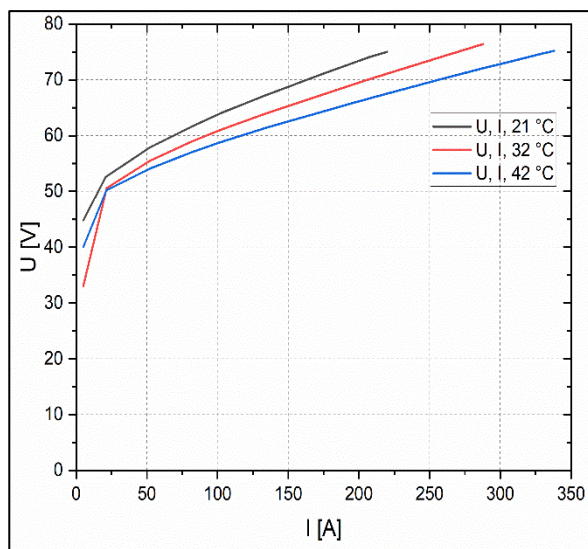
Slika 10. Izgled ispravljača - zadnja strana.

4 MERENJA ULAZNO-IZLAZNIH VELIČINA I ANALIZA RADA ISPRAVLJAČA

Prilikom puštanja uređaja u rad izvršena su merenja ulazne fazne struje, ulaznog faznog napona, izlazne jednosmerne struje i izlaznog jednosmernog napona. Merenja su vršena merno-akvizicionim sistemom sa frekvencijom odabiranja od 5 kHz. Oba elektrolizera su pokrenuta iz hladnog stanja, a merenja su vršena sve vreme, do postizanja optimalne radne tačke, za koju se ima struja od približno 320 A i napon manji od 75 V. Tada čistoća vodonika na izlazu, iznosi 99.5%. Prvo su snimljene statičke karakteristike oba elektrolizera, pri različitim temperaturama (slike 11 i 12). Ove statičke karakteristike govore da se najprostiji model elektrolizera može napraviti kao redna veze elektromotorne sile i otpornosti koja predstavlja strminu karakteristike.

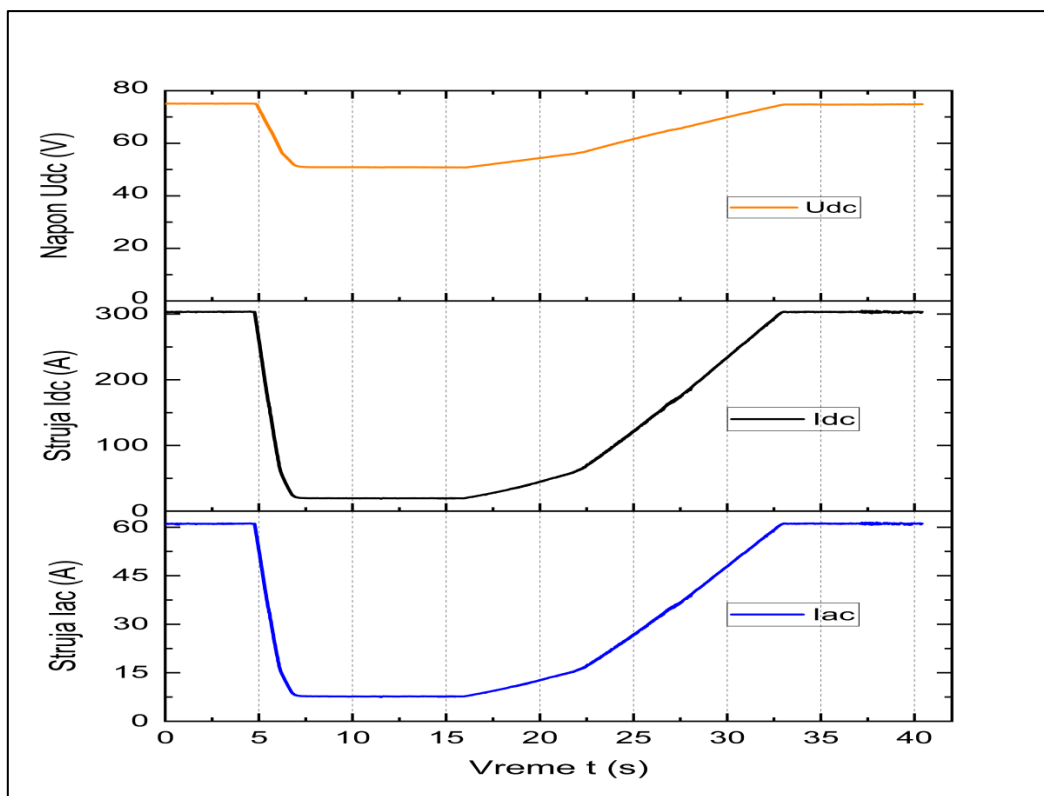


Slika 11. Statička karakteristika elektrolizera 1.



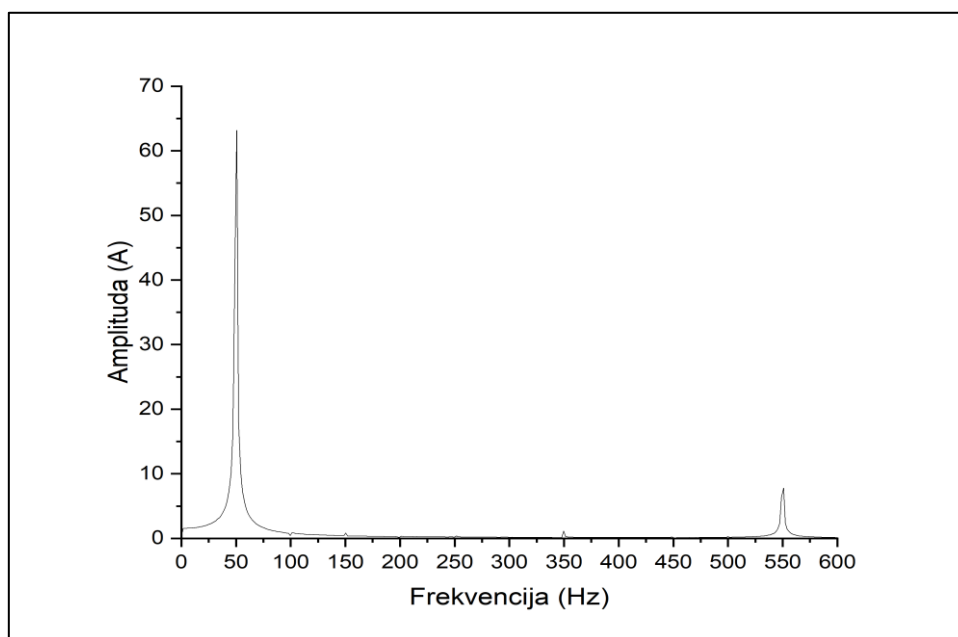
Slika 12. Statička karakteristika elektrolizera 2.

Konstruisana je namenska mikrokontrolerska ploča koja generise upaljačke impulse za tiristorski most, reguliše izlazne parametre i ima HMI funkciju. Regulacija izlazne veličine se vrši primenom PID regulatora. Uzimajući specifičnosti rada postrojenja za elektrolizu, formiran je i program regulacije izlaznih veličina. Obzirom da zbog tehnološke izvedbe ne postoji predgrevanje elektrolizera već je, naprotiv, od starta prisutno hlađenje rashladnom vodom, kao i činjenice da se u startu postrojenja (sve dok se ne postignu radni parametri) proizvedeni vodonik ne skladišti (veći udeo nečistoća), program regulacije je definisan kroz UI stepene. Dok je elektrolizer hladan, pri nominalnim naponskim karakteristikama struja je relativno mala, i u tom delu se vrši naponska regulacija ("U" režim), tako da se ne pređe maksimalno dozvoljeni napon (75V u slučaju konkretnih elektrolizera, što je preporuka proizvođača) a istovremeno ostvari najveća moguća struja (najbrže moguće zagrevanje elektrolizera, tj. najkraći ulazak u radni režim). U tom delu nelinearnost UI karakteristike nije od značaja, u smislu regulacije, jer dinamika samog regulatora sa dinamikom ispravljača daleko nadmašuje dinamiku samog procesa elektrolize. Vremenom elektrolizer se zagreva i struja prirodno raste, iako je aktivan naponski režim regulacije. Kada se postignu uslovi, regulator prelazi u mod regulacije struje ("I" režim), dok U regulacija ostaje aktivna kao sigurnosna mera, u slučaju proboja neke ćelije elektrolizera, poremećaja u gustini elektrolita i sl. Sa statickih karakteristika (slike 11 i 12) se vidi da je u širokom opsegu većih struja U-I karakteristika praktično linearna što znači da u pogledu regulacije dominira rezistivan karakter elektrolizera. Nagib karakteristike određen je radnom temperaturom elektrolizera. Dinamika njene promene je izuzetno spora u poređenju sa dinamikom pretvarača jer zavisi od više parametara (temperatura ambijenta, protok i temperatura rashladne vode itd.). Na slici 13 su prikazane srednja vrednost napona (U_{dc}) i struje (I_{dc}) jednog elektrolizera i efektivna vrednost mrežne struje (I_{ac}) pri promeni izlazne struje elektrolizera sa 300A na 20A i nazad na 300A, pri temperaturi elektrolizera od 42 °C.



Slika 13. Napon i struje ispravljača pri promeni izlazne struje u opsegu 300A-20A-300A.

Napon napajanja ispravljača je bio konstantan (3×400 Vac), i nije grafički prikazan. Sa slike 13 se može uočiti i rezistivni karakter opterećenja elektrolizera. Spektralnom analizom struje mreže koja se ima pri struji elektrolizera od 300 A, može se videti da su peti i sedmi harmonik zaista potisnuti (slika 14). Ostvareni ripl struje pri 300 A na elektrolizeru je oko 2%, dok je ripl napona 0.2 %. Stepenn korisnog dejstva ispravljača je 86 %.



Slika 14. Spekatar struje sa strane mreže pri struji elektrolizera od 300 A.

5 ZAKLJUČAK

Uspešno je realizovano postrojenje za napajanje dva elektrolizera sa dva dvanaestopulsna ispravljača bez interfazne prigušnice. Specifičnost topologije pretvarača, gde se komutacije tiristora obavljaju kako unutar jednog mosta tako i između tiristora malog i velikog mosta, predstavlja kvalitet topologije koja do sada nije bila široko dostupna. Većina dvanaestopulsnih ispravljača predstavlja ili rednu ili paralelnu vezu tiristorskih mostova i uglavnom sadrži interfaznu prigušnicu ili transformator. Iskustva stečena u radu sa elektrolizerima predstavljaju dodatni kvalitet, imajući u vidu da u Srbiji gotovo da ne postoje elektrolizne stanice ili su malih snaga, pretežno laboratorijskog tipa. Vodonik koji je dostupan na našem tržištu je većinski uvezen iz inostranstva ili je dobijen u hemijskoj industriji kao nusprodukt. Može se slobodno konstatovati da u Srbiji postoji značajan prostor za bavljenje elektrolizom sa aspekta pretvaračkih jedinica, koji će se zasigurno u budućnosti sve više povećavati. Kao gorivo budućnosti, vodonik predstavlja šansu za energetske tranziciju. U našoj zemlji ne postoji dovoljan broj stručnjaka iz te oblasti kako bi ispratili svetske trendove rasta potreba za vodonikom. Primena pretvarača u ove svrhe tek treba da doživi svoju ekspanziju i omogući dodatni razvoj energetske elektornike u Srbiji.

6 LITERATURA

- [1] Hydrogen production, https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_production
- [2] State of the art power supplies for electrolyzers - Hydrogen production, ABB, 2022.
- [3] ABB DC power supplies DCS880, 20 A to 5200 A/ 19600 A, ABB, 2022.

IMPLEMENTATION OF A TWELVE-PULSE RECTIFIER WITHOUT AN INTERPHASE TRANSFORMER FOR SUPPLYING HYDROGEN GENERATING ELECTROLYZER

Nikola Kovačević*, Sava Dobričić

NIKOLA TESLA INSTITUTE, BELGRADE, SERBIA

Abstract - The paper presents the realization of a twelve-pulse rectifier without an interphase transformer, powered by a transformer with two secondaries with different voltage amplitudes, intended for supplying an electrolyzer for hydrogen production, with an output power of 40kW. The analysis of the topology of the converters, theoretical considerations and practical measurements during commissioning of the device, are given. The chosen solution was compared with other currently popular solutions from the aspects of reliability, resistance to network interference and efficiency. The physicochemical characteristics of alkaline electrolytic cells for obtaining hydrogen were also analyzed. As an important energy source of the future, it is predicted that the production of hydrogen will become widespread in our country in the coming years, therefore the possibility for the wide application of converters intended for electrolysis as well as the ways of their implementation, were considered.

Key words - Twelve-pulse rectifier, Electrolysis, Hydrogen, Power quality, Special converters, Green energy

* Koste Glavinića 8a, Belgrade, nikola.kovacevic@ieent.org

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.01)**B5.01****POBOLJŠANJE PERFORMANSI NAKON MODERNIZACIJE TURBINSKOG
REGULATORA PARNE TURBINE U FABRICI ŠEĆERA „PEĆINCI“****IMPROVEMENT OF PERFORMANCE AFTER MODERNIZATION THE STEAM
TURBINE GOVERNOR IN THE "PEĆINCI" SUGAR FACTORY****Miroslav Dragičević, Jelena Pavlović, Dragan Nauparac, Dejan Širgić, Ognjen Drljan***

Kratak sadržaj: U Fabrici šećera „Pećinci“ na QnP parnoj turbini izvršena je modernizacija turbinskog regulatora, kako hidrauličnog, tako i električnog dela. Uz to, u cilju većeg stepena automatizacije, ugrađen je sistem upravljanja pokretanja i zaustavljanja agregata. U ovom sistemu od najvećeg značaja su parametri pare na izlazu iz energane koja se zatim koristi u procesu proizvodnje šećera. U radu su prikazani rezultati proizvodnje električne energije parne turbine uz konstantno održavanje optimalnih parametara izlazne pare i uz minimalni broj zastoja.

Ključne reči: turbinski regulator, parna turbina, sistem upravljanja

Abstract: In the "Pećinci" Sugar Factory, the steam turbine governor on the QnP steam turbine was modernized, including both the hydraulic and electrical part. Additionally, to achieve a higher level of automation, a control system for starting and stopping the unit was implemented. In this system, the most critical parameters are those which determine the steam quality at the power plant's outlet, which is subsequently used in the sugar production process. This paper presents the results of the steam turbine's electricity production while maintaining optimal outlet steam parameters and minimizing downtime.

Key words: turbine governor, steam turbine, control system

1 UVOD

Tehnološki proces obrade šećerne repe u proizvodnji šećera uključuje značajnu količinu vodene pare određene temperature i pritiska.

* Miroslav Dragičević, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, Srbija, miroslav.dragicevic@ieent.org

Jelena Pavlović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, jelena.pavlovic@ieent.org

Dragan Nauparac, PPT Inženjering, dragan.nauparac@ppt-inzenjering.rs

Dejan Širgić, Sunoko, Dejan.Sirgic@sunoko.rs

Ognjen Drljan, Sunoko, Ognjen.Drljan@sunoko.rs

Budući da se u kotlu može proizvesti samo para neodgovarajućih parametara, potrebno je njihovo prilagođenje putem redukcionih ventila ili prolaskom kroz turboagregate. Time se ostvaruje i značajna ušteda električne energije koja se kupuje iz distributivne mreže. Energana fabrike šećera u Pećincima poseduje dva turboagregata: generator 1 od 7,5 MW i generator 2, QnP, od 1,7 MW, pri čemu je generator 2 od ključnog značaja za prilagođenje parametara vodene pare procesu proizvodnje šećera. Izlazna para iz agregata QnP se direktno dovodi u postrojenje za sušenje. Ukoliko parametri pare nisu zadovoljavajući oni se moraju korigovati putem redukcionog ventila.

Potreba za modernizacijom turbinskog regulatora agregata 2 proistekla je iz pojave nedovoljno precizne regulacije vodene pare na ulazu u turbinu. Naime, dolazilo je do naglih i značajnih porasta i propada brzine obrtanja u praznom hodu i aktivne snage u radu agregata na mreži za koje se uspostavilo da su posledica niza kvarova u mehaničkom regulacionom krugu. Takođe, dodatnom analizom ustanovljena je nepristupačnost pojedinih delova električnog dela turbinskog regulatora. Stoga je predložena kompletna modernizacija kako hidrauličnog, tako i električnog dela turbinskog regulatora na agregatu QnP.

U radu je opisana modernizacija turbinskog regulatora agregata QnP u Fabrici šećera „Pećinci“. U Poglavlju 2 opisana je rekonstrukcija i standardizacija mehaničkog dela turbinskog regulatora. U Poglavlju 3 opisana je modernizacija električnog dela turbinskog regulatora uz razvoj i implementaciju novog sistema upravljanja agregatom i sistema za podmazivanje i upravljanje hidrauličnim agregatom. U Poglavlju 3 su prikazani rezultati rada energane šećerane pre i nakon modernizacije turbinskog regulatora, dok su u Poglavlju 4 predstavljeni zaključci rada

2 MODERNIZACIJA HIDRAULIČNOG DELA TURBINSKOG REGULATORA

Rekonstrukcija hidrauličnog dela turbinskog regulatora obuhvatila je zamenu elektrohidrauličnog pretvarača i hidraulično-mehaničkog sklopa zbog nedostatka preporuka za održavanje, rezervnih delova i nepouzdanosti rada. Pre modernizacije, regulator je koristio elektrohidraulični pretvarač i hidraulično-mehanički sistem za upravljanje regulacionim i STOP ventilima. Hidraulični sistem je bio povezan sa sistemom podmazivanja.

Modernizacija se sastoji u eliminaciji hidraulično-mehaničkog dela regulatora. Potpuno je uklonjen horizontalni polužni sistem i izvršena je direktna integracija hidrauličkog aktuatora za regulacioni ventil za paru. Time je omogućeno direktno vertikalno translatorno kretanje poluge sa ventilskim pečurkama. Poziciona povratna sprega više nije mehanička, sada se realizuje preko magnetostriktivnog davača hoda koji je integrisan u cilindru visoke tačnosti.

Modernizacijom je obezbeđeno nekoliko novih konfiguracijskih i konceptualnih promena koje čine osnovu modernizacije i unapređenja performansi hidrauličkog dela turbinskog regulatora (slika 1). Obezbeđena su dva upravljačka razvodnika za izvršni organ akcionog sistema, hidraulični cilindar koji je direktno spregnut sa regulacionim ventilom za paru. Prvi upravljački razvodnik je realizovan u tehnici proporcionalnog-servo razvodnika direktnog dejstva sa linearnim motorom, visokih dinamičkih performansi (propusni opseg za $\pm 5\%$ promene upravljačkog signala je oko 70 Hz) koji u sklopu sa cilindrom obezbeđuje ponovljivost pozicije izvršnog organa akcionog sistema od $\pm 0,05$ mm. Drugi upravljački razvodnik je 4/3 on-off razvodnik koji u slučaju otkaza prvog, na osnovu signala dijagnostike ispravnosti na prvom, preuzima upravljanje u grubljoj ponovljivosti od 0,7 mm, ali se zadržava radna sposobnost turbinskog regulatora.

Originalni regulator turbine nije imao ovu opciju dubliranja, kao ni start-stop logiku zaštite u slučaju otkaza, posebno sistema podmazivanja izvedenu sa razvodnicima 3/2 sa hidrauličkim i elektro magnetnim upravljanjem, koje je omogućilo i zaštitu sistema sa dva naponska nivoa, 24 VDC i 220 VAC.

Originalni STOP ventili su rekonstruisani: ugrađena je nova opruga i pojednostavljen unutrašnji mehanizam brzog zatvaranja. Time je povećana funkcionalna sigurnost uz takođe dubliranje upravljačke hidraulične konture i obezbeđenje ručne opcije upravljanja STOP ventilima, kao i u originalnom projektnom rešenju. Hidraulički agregat je izveden tako da je napajanje energijom hidrauličnog dela turbinskog regulatora realizovano preko hidrauličkih akumulatora i ventila koji hidrauličkim impulsom iz akumulatora rasterećuju pumpu, što je energetske optimalno rešenje za neprekidno napajanje energijom dok radi turbina.



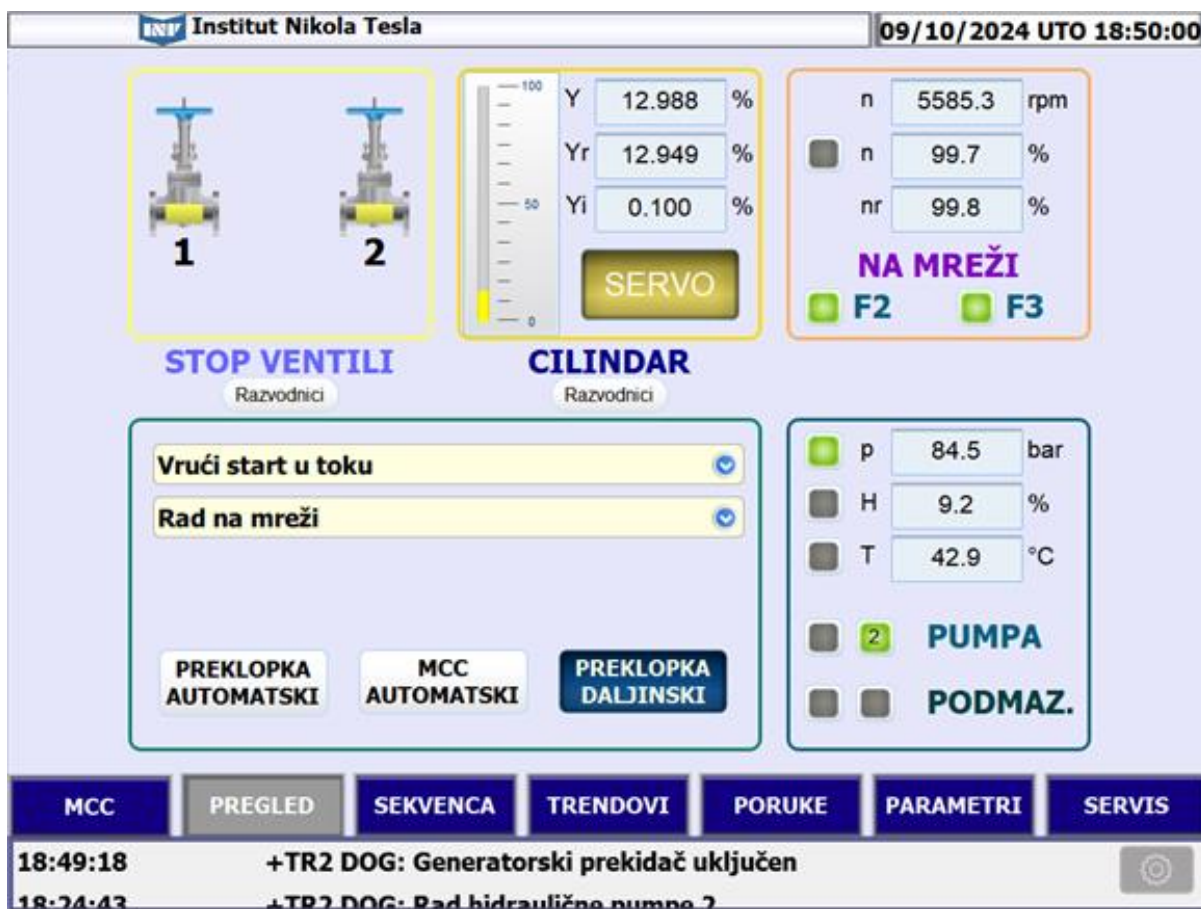
Slika 1: Izgled novog hidrauličnog agregata posle rekonstrukcije

3 MODERNIZACIJA ELEKTRIČNOG DELA TURBINSKOG REGULATORA

Stari električni deo turbinskog regulatora se sastojao iz specijalizovanog uređaja u rekovskoj izvedbi sa spoljašnjim regulacionim petljama i brzinskim releom. Unutrašnja regulaciona petlja turbinskog regulatora bila je u uskoj sprezi sa starim mehaničkim sklopom, bez mogućnosti pristupa i prekonfiguracije. To ograničenje, kao i potreba za većim stepenom automatizacije kompletne procedure pokretanja i zaustavljanja agregata, predstavljalo je ognovu potrebe za kompletnom zamenom električnog dela turbinskog regulatora. Uz to, novi regulator vrši upravljanje i nadzor novog sistema za pripremu ulja i sistema za podmazivanje.

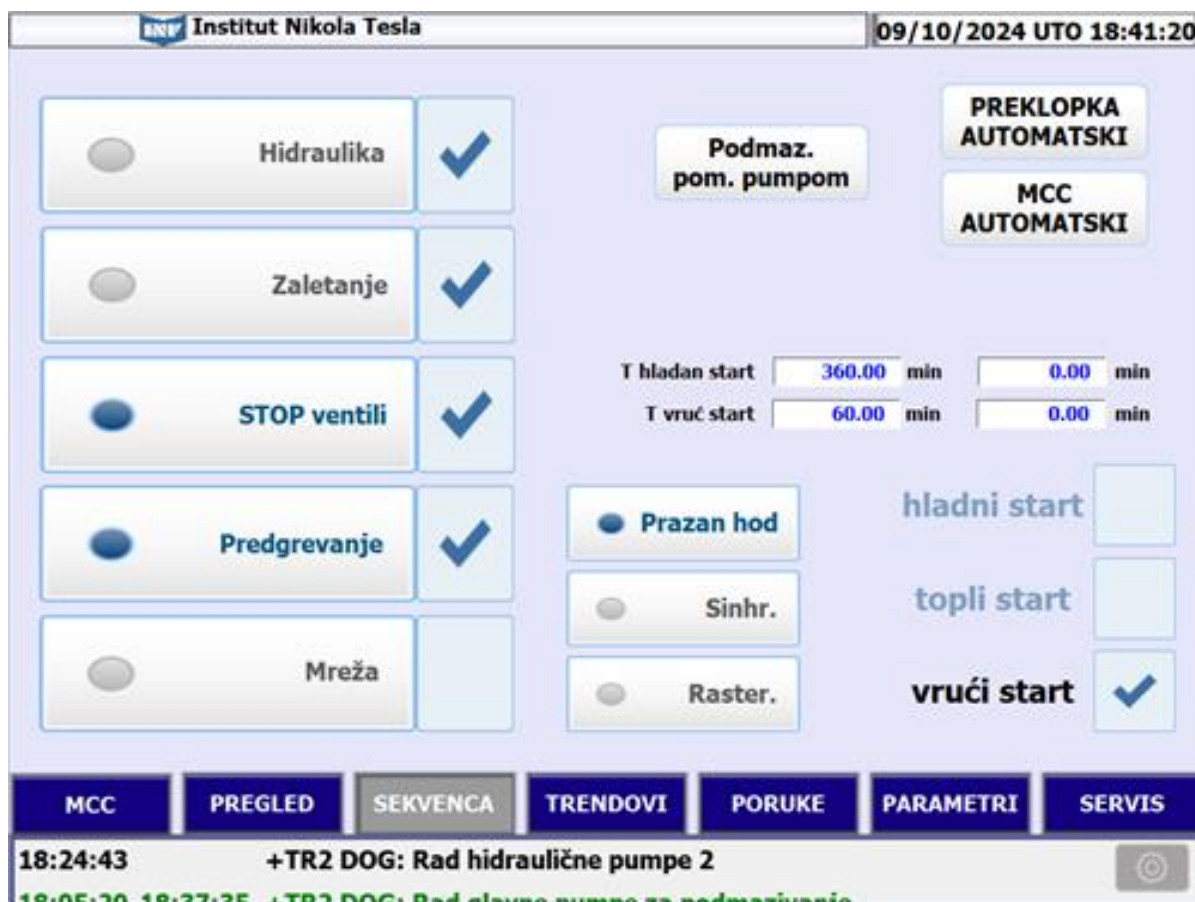
Novi turbinski regulator je zasnovan na PLC tehnologiji, što ga čini modularnim, proširivim i prilagodljivim novim potrebama korisnika. Specifičnost turbinskog regulatora agregata QnP je imperativ održavanja parametara izlazne pare iz turbine za potrebe samog tehnološkog procesa. Proizvodnja aktivne snage agregata, bilo u izolovanom radu, bilo u sprezi sa drugim agregatom energane, ili na mreži, prilagođava se potrebama za izlaznom parom. Stoga turbinski regulator poseduje poseban režim rada regulacije pritiska gde u sprezi sa nadređenim grupnim regulatorom pritiska [1] održava količinu i kvalitet izlazne pare. Dve unutrašnje regulacione petlje su formirane i parametrisane nezavisno za svaki upravljački razvodnik. Uz to on poseduje i zaštitne funkcije u vidu nadzora i ograničenja otvaranja ventila za regulaciju protoka pare u različitim režimima rada, kao i nadzor rada STOP ventila.

Na istom hardveru, uz turbinski regulator, realizovan je sistem upravljanja za automatizaciju pokretanja i zaustavljanja agregata, kao i pomoćni sistemi za podmazivanje i pripremu ulja (slika 2). Sistem upravljanja poseduje izbor između hladnog, toplog i vrućeg starta agregata, što znatno olakšava i ubrzava ponovni start agregata u slučaju prethodnog zaustavljanja pre dostizanja brzine praznog hoda. Dozvoljene vrste starta i parametri toplog starta zavise od poslednje postignute faze predgrevanja i vremena proteklog od poslednjeg zaustavljanja. Automatizovano je uključanje i isključanje motora za inicijalno pokretanje agregata, kao i glavne i rezervne pumpe za podmazivanje. Definisano je pet zona predgrevanja sa podesivim parametrima, kao i kritična oblast brzine obrtanja agregata koja zahteva poseban tretman i pojačan nadzor. Za potrebe testiranja omogućen je izbor starta do određene faze (slika 3).



Slika 2: Glavni prozor turbinskog regulatora i sistema upravljanja

Ovaj uređaj je takođe opremljen ručnim i servisnim režimima rada za podsisteme od interesa pogodnih za dijagnostiku, testiranje i puštanje u rad. Opremljen je nizom merenja i zaštitnih funkcija za sve podsisteme, što osigurava njegov efikasan i bezbedan rad u svim okolnostima.



Slika 3: Prozor za pregled sistema upravljanja

4 PRIKAZ RADA MODERNIZOVANOG TURBINSKOG REGULATORA

Rad modernizovanog turbinskog regulatora zajedno sa novim sistemom upravljanja i pomoćnim sistemima praćen je u toku dve sezone rada šećerane. Rezultati rada QnP agregata u toku dve kampanje su sistematizovani i upoređeni sa rezultatima rada u godini pre modernizacije turbinskog regulatora.

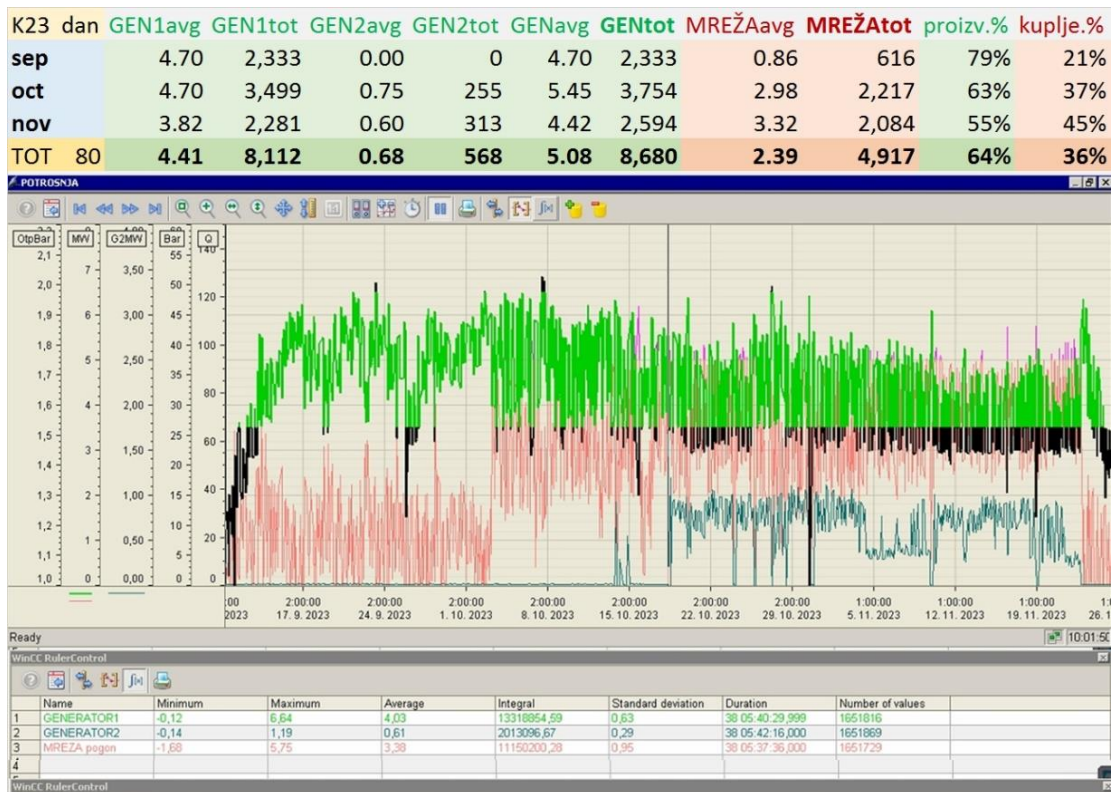
Na slici 4 prikazana je proizvodnja električne energije za oba agregata, kao i količina električne energije koja je preuzeta iz distributivne mreže u toku cele sezone. Može se uočiti kontinuirana i relativno ujednačena proizvodnja električne energije na oba agregata, koja je posledica održavanja otvora ventila i aktivne snage oba agregata konstantnim. U toku 43 dana kampanje prosečna proizvodnja električne energije generatora 1 iznosila je 4,28 MW, generatora 2 (QnP) 0,61 MW, a iz mreže je dnevno preuzimano u proseku 3,18 MW. To je zajedno činilo 61% proizvedene i 39% kupljene električne energije u toj sezoni.

Slika 5 predstavlja pregled proizvodnje električne energije energane u godini ugradnje modernizovanog turbinskog regulatora. Na slici se jasno uočava početak rada QnP agregata (Generator 2), kao i prilagođenje rada agregata tehnološkim potrebama za parom u različitim fazama proizvodnje šećera. Time je smanjena potreba za upotrebom redukcionog ventila za smanjenje pritiska pare, pa samim tim i njena ušteda.

Prosečna proizvodnja električne energije generatora 1 iznosila je 4,41 MW, generatora 2 (QnP) 0,68 MW, a iz mreže je dnevno preuzimano u proseku 2,39 MW. To je zajedno činilo 64% proizvedene i 36% kupljene električne energije u toj sezoni. Kampanja je trajala 80 dana.

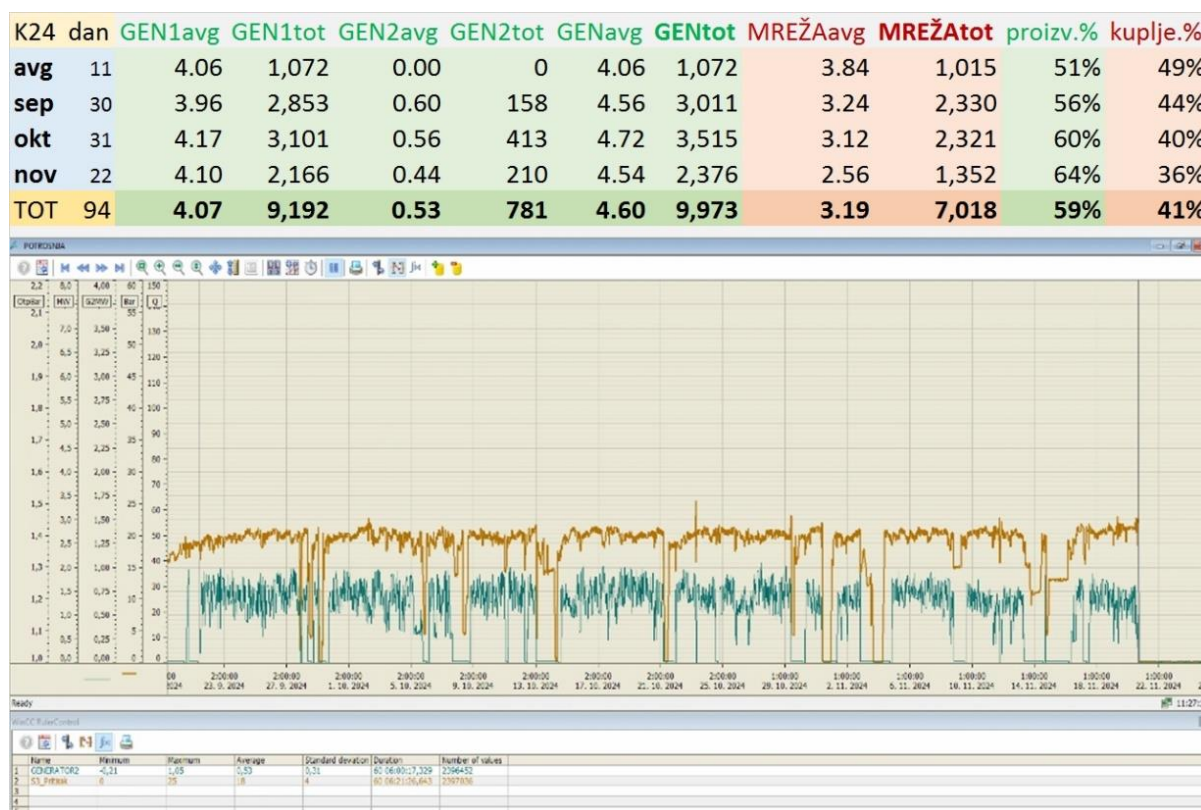


Slika 4: Pregled proizvodnje električne energije u toku kampanje pre modernizacije turbinskog regulatora



Slika 5: Pregled proizvodnje električne energije u toku kampanje u godini modernizacije turbinskog regulatora

Slika 6 predstavlja pregled proizvodnje električne energije QnP agregata i pritiska vodene pare na izlazu iz agregata godinu dana nakon ugradnje modernizovanog turbinskog regulatora. Prosečna proizvodnja električne energije generatora 1 iznosila je 4,07 MW, generatora 2 (QnP) 0,53 MW, a iz mreže je dnevno preuzimano u proseku 3,19 MW. To je zajedno činilo 59% proizvedene i 41% kupljene električne energije u toj sezoni. Kampanja je trajala 94 dana. Na slici se može uočiti dobro održavanje vrednosti pritiska pare uz prilagođenje proizvedene aktivne snage agregata QnP.



Slika 6: Pregled proizvodnje električne energije QnP agregata i pritiska vodene pare na izlazu iz agregata u toku kampanje godinu dana nakon modernizacije turbinskog regulatora

Ukupna proizvodnja električne energije prevashodno zavisi od potreba tehnoloških postrojenja za vodenom parom. Potreba sušare za parom zavisi od kvaliteta šećerne repe koji se iz godine u godinu razlikuje. To je razlog smanjene proizvodnje električne energije u energani dve godine nakon modernizacije turbinskog regulatora. Sa druge strane, kvalitet šećerne repe je bio sličan u godini pre modernizacije i u godini modernizacije turbinskog regulatora. Stoga su prosečne potrebe za vodenom parom poredive, i samim tim se prosečne proizvodnje u tim periodima mogu porediti.

5 ZAKLJUČAK

Modernizacija turbinskog regulatora agregata QnP poboljšala je tačnost, stabilnost i pouzdanost rada kako samog agregata, tako i celokupnog postrojenja omogućivši veću pouzdanost u obezbeđivanju vodene pare željenih parametara.

Eliminisanjem složenih mehaničkih komponenti i standardizacijom novog elektrohidrauličnog sistema obezbeđeni su svi neophodni uslovi za tehnologiju rada turbinskog regulatora.

Modernizovani električni deo turbinskog regulatora dopunjen je novim sistemom upravljanja agregatom i pomoćnim sisteima za upravljanje hidrauličnim agregatom i podmazivanje. To je doprinelo poboljšanju regulacije izlazne pare, manjem broju zastoja i skraćanju vremena pokretanja agregata uz veću preglednost i udobnost korisnika.

U toku rada modernizovanog turbinskog regulatora u periodu od dve godine pokazalo se da je primena novog sistema rezultirala značajnim smanjenjem broja kvarova i odstupanja u radu, bržim i efikasnijim startovanjem agregata, te povećanjem energetske efikasnosti i pouzdanosti celokupnog postrojenja.

Ukupno, modernizacija turbinskog regulatora ne samo da je unapredila tehničke performanse, već je doprinela održivosti i konkurentnosti postrojenja, postavljajući nove standarde u primeni elektrohidrauličnih sistema u energetici i industriji. Ovi rezultati čine postrojenje primerom dobre prakse u modernizaciji ključnih sistema za podršku procesu proizvodnje šećera.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije kroz Ugovor o realizaciji i finansiranju naučnoistraživačkog rada NIO u 2024. godini (broj ugovora 451-03-136/2025-03).

6 LITERATURA

- [1] Z. Ćirić, P. Ninković, V. Stanojčić, N. Miložić, Đ. Stojić, D. Džepčeski, J. Pavlović, D. Arnautović, V. Drljan - Realizacija sistema upravljanja snagom industrijske energane sa više proizvodnih agregata – Međunarodna konferencija Elektrane 2014, Zlatibor, 28-31. oktobar 2014, ISBN 978-86-7877-024-1

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.02)**B5.02****РЕВИТАЛИЗАЦИЈА ПОСТОЈЕЋЕГ СИСТЕМА РЕЛЕЈНЕ ЗАШТИТЕ У ОБЈЕКТИМА
ЕМС****REVITALIZATION OF THE EXISTING RELAY PROTECTION SYSTEM IN EMS
FACILITIES****Vuk Vidović, Vladan Milanović, Tamara Damljanović***

Кратак садржај: У раду укратко је приказан поједностављен процес од планирања до ревитализација постојећих система РЗЛУ (релејна заштита и локално управљање) у објектима: ТС Сремска Митровица 2, ТС Јагодина 4, ТС Сомбор 3. Кроз рад наведене су дефиниције: животног циклуса, оперативног радног века IED уређаја (енг. „Intelligent Electronic Device“) као и начин одређивања вероватноће квара на IED уређајима. Описан је процес замене застарелих система РЗЛУ у наведеним трафостаницама чији је период уградње оквирно у периоду од 2005-2006 године. Имајући у виду оперативни радни век IED уређаја, ревитализацијом у 2023 години предвиђено је задржавање постојећег система РЗЛУ (из 2005-2006 године) уз доградњу нових мултифункционалних IED уређаја релејне заштите. Након ревитализације повећана је редунданса и поузданост РЗЛУ система у наведеним трафостаницама.

Кључне речи: IED, релејна заштита, ревитализација

Abstract: The paper briefly presents a simplified process from planning to revitalization of existing relay protection and local control systems (RZLU) in substations: TS Sremska Mitrovica 2, TS Jagodina 4, TS Sombor 3. The paper presents definitions of the life cycle and operational life of IED (Intelligent Electronic Device), as well as a method for determining the probability of failure of IED. The process of replacing outdated RZLU systems with the listed substations, whose installation period is between 2005-2006 is described. Considering the operational life of the IED, the reconstruction in 2023 predicts to retaining the existing RZLU system with the addition of new multifunctional IED relay protection devices. After the revitalization, the redundancy and reliability of the RZLU system have increased.

Key words: IED, Relay protection, Revitalization

* Vuk Vidović, Elektrozapad, vuk.vidovic@elektrozapad.rs
Vladan Milanović, EMS, vladan.milanovic@ems.rs
Tamara Damljanović, tamara.damljanovic@siemens.com

1 УВОД

Оперативни радни век кључних елемената система релејне заштите и локалног управљања је око 20 до 25 година на основу искустава више ТСО (енг. Transmission system operator). У ЕМС АД на 9 објеката: ТС Сремска Митровица 2, ТС Јагодина 4, ТС Сомбор 3, ТС Београд 8, ТС Нови Сад 3, ТС Ниш 2, ТС Београд 3, ТС Београд 5, ТС Лесковац 2 испоручени су и уграђени системи РЗЛУ где је опрема производње датира између 2005 и 2007 године. Од стране произвођача IED уређаја добијено је обавештење о гашењу производње фамилије уређаја као и пружање подршке. У предметним објектима уграђено је више од 600 уређаја која припада овој фамилији. На основу анализе кварова уочено је да више од 4% уређаја предметног типа је било у квару, од којих су већином били уређаји јединица поља сабирничке заштите. Од стране испоручиоца система затражен је технички елаборат за предлоге продужења оперативног радног века система и повећања поузданости система. Испоручилац је дао две опције које предвиђају повећање постојеће поузданости и расположивости система, при чему је од стране стручних служби ЕМС АД закључено да је најприхватљивија опција она која предвиђа задржавање постојећег система заштите уз доградњу савремених заштитних уређаја у постојеће ормане заштите, чиме се повећава поузданост и добија редундантност система у погледу функција главне заштите и заштите сабирница. У елаборату се предвиђа доградња комуникационе инфраструктуре која укључује инсталацију нових оптичких влакана и switch уређаја. Постојећа оптичка влакна која су уграђена у предметне објекте за потребе система РЗЛУ имају декларисани радни век од стране произвођача од 25 година. Предложеним техничким решењем се добија редунданса у погледу заштитних функција како сета главних заштита тако и у погледу сабирничке заштите, док би се модернизацијом комуникационе инфраструктуре поред повећања поузданости стекли услови за лакша будућа проширења и интеграције савремене опреме. Опрема за управљање на станичном нивоу – SCADA сервери, радне станице, switch-еви и сл., је на предметним објектима релативно скоро замењена и у потпуности компатибилна са предложеним проширењима.

На почетку рада укратко су сагледани: животни циклус опреме, оперативни радни век микропроцесорских IED уређаја (кроз примену стандарда IEC 61850-4), принцип анализе кварова на IED уређајима и поузданост система РЗЛУ (релејна заштита и локално управљање). Такође приказан је кратак осврт на модернизацију РЗЛУ система трафостаница ТС Сремска Митровица 2, ТС Јагодина 4 и ТС Сомбор 3 током прве фазе ревитализације система .

2 ЖИВОТНИ ЦИКЛУС ОПРЕМЕ И ОПЕРАТИВНИ РАДНИ ВЕК

Гледано кроз доступну литературу термин животни циклус и оперативни радни век може се дефинисати на више начина: зависно од предметне опреме, да ли се гледа из угла произвођача или корисника, да ли се узима у обзир развојни период итд. У овом поглављу сагледане су генералне дефиниције ових термина и дефиниције према IEC 61850-4 стандарду.

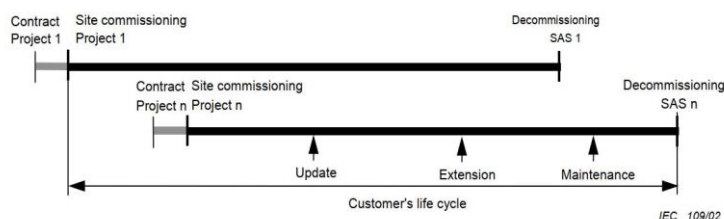
Оперативни радни век је очекивани век трајања опреме (у оквирима прописаних услова коришћења од стране произвођача) у периоду од тренутка набавке до тренутка расходовања. Гледано из угла корисника подразумева период када се може сматрати да ће опрема бити „у раду“. На дужину оперативног радног века утиче (гледано из угла корисника):

- Дужина трајања техничке подршке и развоја за одређену фамилију IED уређаја. Представља период од тренутка набавке опреме до обавештења о прекиду технолошког развоја и подршке од стране произвођача. Одлука о прекиду пружања техничке подршке може бити узрокована само прекидом производње или прекидом производње ради преласка на нову генерацију уређаја.
- Подложност кваровима и „замору“ материјала IED уређаја. Већина кварова у току оперативног радног века опреме може се преписати следећим факторима: топлота, прашина, влага, вибрације и екстерни кварови. Поштовање услова уградње и експлоатације прописаних од стране произвођача и редовно одржавање знатно могу да продуже век трајања опреме.

Оперативни радни век IED уређаја на основу доступних података из литературе варира од 20 до 25 година. Овај статистички податак се односи на животни век уређаја као склоп компоненти (CPU, штампану матичну плочу, I/O, HMI, напајање уређаја,... итд.).

Животни циклус опреме генерално представља период почев од развоја опреме (одређене фамилије или типа) до прекида производње и техничке подршке од стране произвођача. Такође према IEC 61850-4 (који сагледава животни циклус целог система РЗЛУ (енг. SAS) у оквиру трафостанице) разликујемо животни циклус система РЗЛУ гледано из угла произвођача и гледано из угла корисника (купца):

- Животни циклус система РЗЛУ гледано из угла произвођача подразумева период од почетка производње фамилије уређаја до њеног повлачења из производње.
- Животни циклус система РЗЛУ гледано из угла корисника подразумева период између пуштања првог РЗЛУ система из фамилије у рад до расходања задњег РЗЛУ система из предметне фамилије.



Слика 2.1: животни циклус система РЗЛУ (гледано из угла корисника) према IEC 61850-4 стандарду.

3 ПЛАНИРАЊЕ РЕКОНСТРУКЦИЈЕ РЗЛУ СИСТЕМА

У току експлоатације електроенергетских објеката један од изазова је планирање повољног тренутка за делимичну или потпуну реконструкцију трафостаница у оквиру преносног система. Примарна опрема има просечан животни век од приближно 40 година, међутим животни век опреме као што су IED уређаји, управљачки уређаји и комуникациона опрема имају знатно краћи животни век који је приближно према претходној констатацији 20 до 25 година. Сходно томе, наведена опрема у коју спада и РЗЛУ требала би бити замењена једном током животног века трафостанице.

Како би се систематизовали и дефинисали захтеви у погледу реконструкције система РЗЛУ у ЕМС је донесено техничко упутство „Критеријуми за оцењивање стања система релејне заштите и локалног управљања и одређивање приоритета за реконструкцију“. Техничко упутство дефинише критеријуме при оцењивању стања система релејне заштите и локалног управљања. На основу њих одређује се фактор стања појединачног уређаја или целог система релејне заштите и локалног управљања, меродаван приликом израде плана одржавања или плана инвестиција у преносном систему за наредни период. Техничко упутство се односи на утврђивање критеријума за оцену стања уређаја релејне заштите и система локалног управљања на основу којих се одређују приоритети за делимичну или потпуну реконструкцију система релејне заштите и локалног управљања постројења.

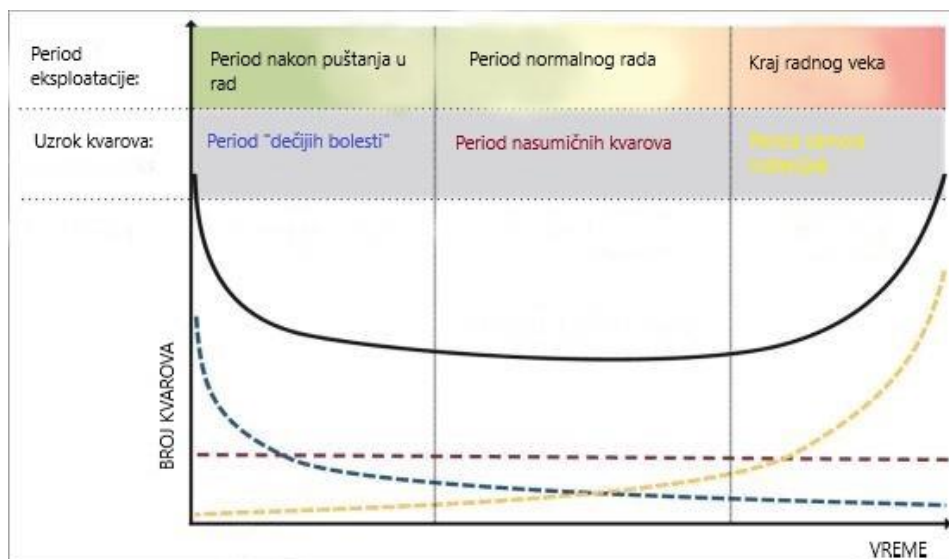
Дефинисано је 5 група оцена на основу којих се одређује укупна оцена уређаја. За IED уређаје уводи се још један додатни критеријум који дефинише поузданост електронске опреме. Уређаји се бодују према оценама приказаним у Табели 3.1.

Табела 3.1: Процена стања уређаја за релејну заштиту

	O1	O2	O3	O4	O5	OMTBF
ОЦЕНА уређаја релејне заштите – број бодова	конструкција заштитног уређај	број година у експлоатацији	техничка подршка	доступност резервних делова	софтверски критеријум - доступна верзија софтвера и фирмвера, компатибилност са ОС.	умањење на основу MTBF
0		преко 20 година	ништа од наведеног	ништа од наведеног	не	за сваки микропроцесорски уређај се на основу MTBF израчунава умањење
5	електромеханички или електростатички	16 до 20 година		демонтирана опрема	да	
10		11 до 15 година	уговор о одржавању	БРД –доступан у магацин у РЗЛУ		
15		6 до 10 година	у гарантном року			
20	микропроцесорски	1 до 5 година				
40	IED (edition 1)					
50	IED (edition 2)					
максимум	50	20	15	10	5	

Оцена O5 се искључиво односи на микропроцесорске уређаје и одређује могућности реализације унапређења интерног софтвера у уређају (upgrade firmware) или инсталирање софтвера за конфигурисање на различитим врстама оперативног система. Оцена вероватноће квара уређаја OMTBF добија се рачунским путем. Наиме, сваки произвођач микропроцесорских уређаја за своју серију уређаја истог типа објављује параметар MTBF – (енг. Mean Time between Failures), то јест средње време између два узастопна квара. Овај број се изражава у годинама и представља средње време између два квара уређаја и односи се на просечно време за које уређај функционише исправно, пре него што дође до квара. Поузданост производа дефинише способност неке јединице да извршава своју функцију уз дате радне услове у датом временском интервалу. Функција поузданости $P(t)$ одређује вероватноћу да конкретни уређај функционише исправно у временском интервалу од 0 до T.

У разним литературама популаран је приказивање поузданости система као функције времена „Bathtub curve“ (слика 3.2) приказану кроз животног век система тј. од пуштања у рад до демонтаже.



Слика 3.1: Поузданост система као функција времена.

Крива се састоји од три периода експлоатације опреме (тј. три функције зависне од времена):

- Период након пуштања у рад карактерише повећане вероватноће кварова који експоненцијално опадају са временом. За овај период је теже предвидети кварове ако је фамилија уређаја уграђена у периоду пласирања уређаја на тржиште (након развојне фазе) у односу на серије уређаја који су проверени (фаза раста и зрела фаза). У оба случаја процењује се адекватан број резервне опреме.
- Период „нормалног рада“ са малом вероватноћом кварова који су релативно предвидљиви (приказано кроз MTBF).
- Период „крај оперативног радног века“ кварови експоненцијално расту услед „замора материјала“.

„Bathtub curve“ се користи као визуелни модел за илустрацију три кључна периода и није довољно прецизна да прикаже график очекиваног понашања кварова за одређену фамилију уређаја пошто често нема довољно улазних података за прецизно моделирање криве. Обично се упоређује са подацима на терену, након чега се усвајају корективни фактори. Према техничком упутству укупна оцена сваког појединачног уређаја се добија према формули (1):

$$O_{\text{уређаја}} = \sum_{k=1}^5 O_i - O_{MTBF}$$

Оцене O1 до O5 у табели 3.1. су пондерисане тако да је максималан збир ових оцена једнак 100. Након добијања коначне оцене уређаја ($O_{\text{уређаја}}$)-примењује се Табела 3.2, према којој се уређај класификује и одређује се да ли је потребна делимична реконструкција тј. његова замена.

Табела 3.2: Коначне оцене уређаја

О уређаја	
100	Потпуно нов и исправан уређај релејне заштите
70 -100	Исправни уређаји који и даље успешно функционишу
35 - 70	Уређаји исправно функционишу, али треба планирати замену
0 - 35	Уређај је потребно заменити

На основу поменутог упутства постојећи уређаји у ТС Јагодина 4, ТС Сремска Митровица 2 и ТС Сомбор 3 имају оцену у максималном распону 45, што према Табели 3.2 значи да уређаји исправно функционишу али је потребно планирати замену.

Као пример можемо узети дистантни релеј за било које далеководно поље који је уграђен у неку од трафостаница наведених у пасусу изнад. Према табели 3.1 и формули (1) оцена тог уређаја је следећа:

$$O_{\text{уређаја}} = O_1 + O_2 + O_3 + O_4 + O_5 - O_{MTBF}$$

$$O_{\text{уређаја}} = 40 + 5 + 0 + 0 + 0 - O_{MTBF}$$

$$O_{\text{уређаја}} = 45 - O_{MTBF}$$

Из ове једначине закључујемо да је максимална оцена уређаја 45, ово важи и за остале типове уређаја који су уграђени у горе наведеним трафостаницама.

4 ПРИМЕЊЕН СИСТЕМ РЗЛУ ИЗ 2005 ГОДИНЕ ЗА ТРАФОСТАНИЦЕ: ТС 400/220/110KV СРЕМСКА МИТРОВИЦА 2, ТС 400/110KV ЈАГОДИНА 4 И ТС 400/110KV СОМБОР 3

Током изградње предметних објеката (између 2005-2006 године) примењен је дистрибуиран систем релејне заштите и локалног управљања са тежњом да се искористе предности микропроцесорских уређаја. Модеран концепт стандардизоване градње релејних кућица предвиђао је засебне ормане управљања и заштите са освртом на будуће реконструкције. Систем релејне заштите и локалног управљања се састоји:

- једног или два ормана релејне заштите -R (број зависи од напонског нивоа)
- једног управљачког -S ормана.

У -S орману налази се управљачки уређај у коме су сконцентрисане контролне и функције мерења. У -R орману налазе се уређаји релејне заштите: уређај главне заштите и посебан уређај јединица поља сабирничке заштите (ANSI 87BB и 50BF) који такође има функцију резервне прекострујне заштите.

4.1 Систем релејне заштите и управљања који је коришћен у предметним објектима

- 400kV далеководна и трафо поља:
 - Један микропроцесорски IED уређај за управљање пољем.
 - Два главна микропроцесорска IED уређаја релејне заштите (различитих произвођача).
 - Један микропроцесорски уређај који је део дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница (Bay unit) и има улогу резервне заштите поља.
- 220kV и 110kV далеководна и поља:
 - Један микропроцесорски IED уређај за управљање пољем.
 - Један главни микропроцесорски IED уређаја релејне заштите.
 - Један микропроцесорски уређај који је део дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница (Bay unit) и има улогу резервне заштите поља.
- 400kV, 220kV и 110kV спојна поља:
 - Један постојећи микропроцесорски IED уређај за управљање пољем.
 - Један главни микропроцесорски IED уређаја релејне заштите.
 - Један микропроцесорски уређај који је део дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница (Bay unit) и има улогу резервне заштите поља.
 - Једна централна јединица дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница (ANIS 87BB) и отказа прекидача (ANSI 50BF).

Треба напоменути да примењени систем заштите пре свега за 110 kV далеководна поља садржи главну заштиту која по типу може бити дистантна или подужна диференцијална и резервну заштиту која је уједно јединица поља сабирничке заштите. Као функција резервне заштите користи се класична прекострујна функција. Током експлоатације уочено је да при квару или нерасположивости главне заштите, постојећа резервна заштита не може да испуни потребан ниво функционалности односно селективности. Због тога је у наредним фазама као резервна заштита коришћена усмерена земљоспојна док последњих година користи се принцип да главна и резервна заштита имају исти скуп заштитних функција и једна другој чине потпуну редундансу.

4.2 Опис комуникационих инфраструктура система за релејну заштиту и управљање из периода реконструкција 2005-2006 године

- Процесна (Station bus) мрежа (за брзину преноса података од 100Mbit/s) се састоји од оптичког прстена између релејних кућица и ормана станичних рачунара који се налази у командној згради, кратких комуникационих веза изведених Ethernet бакарним кабловима унутар релејне кућице и комуникационих switch-ева.

Комуникациони switch-еви су уграђени у свакој релејној кућици – типично 1 switch по кућици док се на станичном нивоу налазе редундантни процесни switch-еви у орману станичних рачунара.

- Специјализованом процесном мрежом (мрежа сабирничке заштите) се остварује комуникација између централне јединице сабирничке заштите, која се налази у орману заштите R1 спојног поља, и јединица поља сабирничке заштите које се налазе у орманима заштите R1 спојног, далеководних и трансформаторских поља датог напонског нивоа. Мрежа се састоји од оптичких влакана у топологији „звезда“ која се сва завршавају у централној јединици сабирничке заштите без припадајућих switch-ева.

5 ОПИС МОДЕРНИЗАЦИЈЕ СИСТЕМА РЗЛУ ИЗ 2023 ЗА ТРАФОСТАНИЦЕ: ТС 400/220/110KV СРЕМСКА МИТРОВИЦА 2, ТС 400/110KV ЈАГОДИНА 4 И ТС 400/110KV СОМБОР 3

Као што је дефинисано у претходним поглављима, корисник је од стране произвођача унапред обавештен о гашењу производње фамилије IED уређаја уграђених у оквиру изградње објеката између 2005-2006. године. Такође најављен је и престанак пружања подршке у оквиру договореног временског периода од гашења производње. Паралелно, на основу спроведене интерне анализе установљен је тренд благог пораста кварова поменуте фамилије IED уређаја. Како би се једноставније сагледала планирана реконструкција РЗЛУ система извршена је подела потребних радова на неколико засебних целина:

- Замена постојећег система релејне заштите.
- Замена постојећег система локалног управљања.
- Замена опреме управљачке опреме станичном нивоу.
- Замена локалне комуникационе инфраструктуре.
- Замена остале нисконапонске опреме чији се животни век ближи крају.

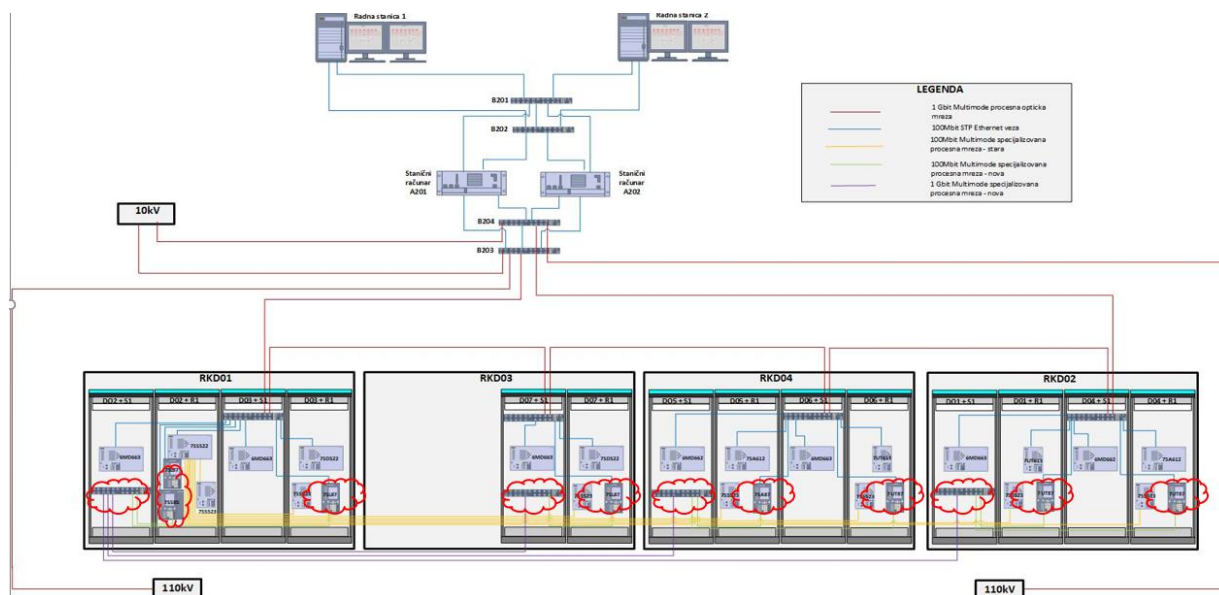
Имајући у виду важност поменутих трафостаница и време које је потребно за замену наведене опреме одлучено је да се постепено крене у реконструкцију чиме би се период искључења поља свео на минимум. Елаборатом обрађени су детаљи реконструкције.

5.1 Планирање модернизације система РЗЛУ

Елаборатом обрађено је више варијанти решења за постепену замену опреме, која укључује техничко – економске анализе и процењено време искључења појединих поља за имплементацију новог система. Након усаглашавања са инвеститором изабрана је опција која предвиђа постепени прелаз на нову генерацију IED уређаја и замену комуникационе инфраструктуре чиме се повећава поузданост система. Предложено је да се уградња опреме врши током искључења поља које је годишњим планом предвиђено за редовно одржавање и испитивање опреме.

Укратко елаборатом предвиђено је следеће:

- Задржавање постојећег РЗЛУ система уграђених у оквиру изградње објеката између 2005-2006 уз доградњу савремених микропроцесорских IED релејне заштите у постојеће ормане, чиме се повећава поузданост и добија редундантност система у погледу функција постојеће главне релејне заштите и релејне заштите сабирница. Нови IED уређај у погледу функционалности има потпуни сет заштитних функција предвиђених за главну заштиту предметног поља и потпуну функцију јединице поља нове диференцијалне заштите сабирница тј. IED уређај нове генерације мења два IED уређаја претходне генерације. Нови IED уређаји се уграђују у постојеће ормане релејне заштите користећи слободан монтажни простор.
- Замена IED управљачког уређаја поља (BCU) планирана је за будуће реконструкције РЗЛУ система. Акценат реконструкције у 2023. години је систем релејне заштите као кључна компонента електроенергетског система.
- Опрема за управљање на станичном нивоу – SCADA сервери, операторске радне станице, инжењерске станице, switch-еви у орманима станичних рачунара и сл. на предметним објектима реконструисани су у претходној фази (2016 године) и потпуности компатибилни са планираним проширењима.
- Доградња комуникационе инфраструктуре за брзину преноса података од 1000 Mbit/s укључује инсталацију нових оптичких каблова и пратеће пасивне опреме за нову процесну и специјализовану процесну мрежу. Комуникациона инфраструктура за постојећу сабирничку заштиту остаје функционална и непромењена. Модернизацијом комуникационе инфраструктуре поред повећања поузданости стекли су се услови за лакша будућа проширења и интеграцију савремене опреме.
- Предвиђена је замена свих постојећих индустријских switch-ева за процесну (Station bus) мрежу (прелазак са 100 Mbit/s на 1000 Mbit/s; IEEE 802.3ab)
- Предвиђена је уградња нових индустријских switch-ева за специјализовану процесну мрежу. Нови switch-еви за специјализовану процесну мрежу се уграђују за потребе новог система дистрибуиране диференцијалне сабирничке заштите и заштите од отказа прекидача (ANSI 87BB и 50BF).
- Предвиђена је (према потреби) замена секундарне опреме у систему релејне заштите као што су: брзи искључни релеји, уређаји за контролу искључних кругова, испитне утичнице, командни и сигнални каблови и сл.



Слика 5.1: Блок дијаграм усвојеног решења.

5.2 Припрема документације и пријемно фабричко испитивање новог система РЗЛУ

У фази прикупљања потребне документације извршене су следеће активности:

- Одобрени пројекти за извођење (свеска бр.4 и свеска бр.5) од стране наручиоца за поменуте објекте.
- Добијени параметри за заштитне функције IED уређаја од наручиоца.
- Припремљена иницијална конфигурација која обухвата израду конфигурације и параметризације за сваки IED уређај за поменуте објекте.
- Усаглашена сигнализације сваког IED заштитног уређаја према типичној листи сигнала наручиоца.
- Одобрени испитни протоколи за пријемно фабричко испитивање према интерним стандардима наручиоца за поменуте објекте.

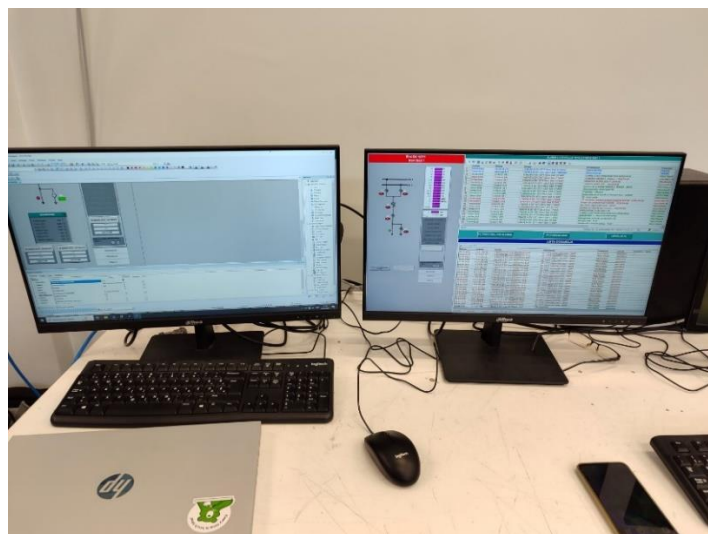
У оквиру припреме за пријемно фабричко испитивање (енг. factory acceptance test - FAT) према уговореним обавезама извршене су следеће активности:

- IED заштитни уређаји су уграђени на привремену носећу конструкцију, ожичени према одобреном пројекту за извођење, напојени привременим извором једносмерног напајања и повезани на симулаторе примарне расклопне опреме.



Слика 5.2.1: IED уређаји и симулатори примарне расклопне опреме на привременој носећој конструкцији.

- За потребе испитивања switch-еви процесне (Station bus) мреже и switch-еви за специјализовану процесну мрежу су привремено уграђени у рековске ормане и повезани.
- Формирана је функционална реплика постојећег SCADA система за поменуте објекте како би се омогућила да се дограђени систем релејне заштите и управљања испитује истовремено. LAN опрема и опрема за временску синхронизацију повезани су са репликом SCADA система у идентичној конфигурацији каква се очекује на месту уградње.



Слика 5.2.2: Функционална реплика постојећег SCADA система

5.3 Пријемно фабричко испитивање новог система РЗЛУ

Пријемно фабричко испитивање новог система састојало се из:

- Визуелне провере, комплетности ожичења и усаглашености са важећим стандардима.
- Функционално испитивање уређаја релејне заштите, укључујући и функционално испитивање дистрибуиране сабирничке заштите и заштите од отказа прекидача.
- Функционално испитивање реплике локалног SCADA система. Испитивање је обухватило све аспекте и перформансе система, укључујући комуникацију са другим системима, комплетну обраду свих команди, догађаја, аларма и мерења.

5.4 Уградња новог система РЗЛУ у ТС 400/220/110kV Сремска Митровица 2, ТС 400/110kV Јагодина 4 и ТС 400/110kV Сомбор 3

Реконструкција на градилишту је кренула са искључењима по систему „поље по поље“, током којих се вршила уградња и испитивање система РЗЛУ. Предвиђено време када је неопходно да поље буде у безнапонском стању било је највише 5 дана (монтажа + SAT). Такође процењено је да се након неколико поља, време искључења могло бити смањено и на 3 дана (монтажа + SAT).



Слика 5.4.1: Слика уграђених заштитних уређаја у +R орман заштите ТС 400/110 kV Сомбор.

5.5 Принцип уградње и редундантност РЗЛУ система према напонским нивоима након реконструкције 2023 године

- 400kV далеководна и трафо поља:
 - Задржан је постојећи микропроцесорски IED уређај за управљање пољем.
 - Задржана су два главна микропроцесорска IED уређаја релејне заштите (различитих произвођача).

- Уграђен је нови главни микропроцесорски уређај са функцијом јединице поља сабирничке заштите.
- Задржан је постојећи микропроцесорски уређај који је део дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница (Bay unit) и има улогу резервне заштите поља.
- 220kV и 110kV далеководна и трафо поља:
 - Задржан је постојећи микропроцесорски IED уређај за управљање пољем.
 - Задржан је постојећи главни микропроцесорски IED уређај релејне заштите.
 - Уграђен је нови главни микропроцесорски уређај са функцијом јединице поља сабирничке заштите.
 - Задржан је постојећи микропроцесорски уређај који је део дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница (Bay unit) и има улогу резервне заштите поља.
- 400kV, 220kV и 110kV спојна поља:
 - Задржан је постојећи микропроцесорски IED уређај за управљање пољем.
 - Демонтиран је главни микропроцесорски уређаја релејне заштите и на његово место уграђен нови главни микропроцесорски уређај са функцијом јединице поља сабирничке заштите.
 - Задржан је постојећи микропроцесорски уређај који је део дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница (Bay unit) и има улогу резервне заштите поља.
 - Задржана је постојећа централна јединица дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница.
 - Уграђена је нова централна јединица дистрибуиране диференцијалне заштите сабирница и заштите од отказа прекидача.

6 ЗАКЉУЧАК

Унификација и проверена техничка решења примењена током изградње објеката 2005-2006 године поставила су темеље за даље планирање нових реконструкција у оквиру РЗЛУ система. Принцип унификације опреме захтевао је да управљачки уређаји, главни уређаји и уређаји заштите сабирница буду од истог произвођача. Из тог разлога скоро сви уређаји у предметним објектима припадају истом типу односно фамилији уређаја.

На основу искустава и праћења стања заштитних уређаја у објектима ЕМС, уочен је тренд повећавања кварова генерално свих уређаја који су погону више од 15 година тако и типова уређаја који су уграђени у предметним објектима. С друге стране произвођач система је најавио престанак производње и подршке за целу фамилију уређаја.

То је био главни фактор за разматрање начина како продужити оперативни радни век система релејне заштите. На основу анализе добијених елабората и оцена стања опреме (на основу критеријума ЕМС) изабрана је опција која предвиђа доградњу нових уређаја у постојеће заштитне ормане уз задржавање постојећих уређаја. Нови уређаји су мултифункционални који имају потпуни сет функција главне заштите и потпуни сет функција јединице поља сабрничке заштите. Уградњом нове опреме добијено је повећање поузданости система као и потпуна редундантан у погледу заштитних функција главне заштите и диференцијалне заштите сабирница. Пројектом је предвиђена и замена комуникационе опреме (switch-еви и оптичка мрежа) и доградња нове процесне мреже.

Кроз прву фазу пројекта показана је сама изводљивост предложеног решења која се пре свега огледала у релативномљ кратком периоду искључења поља, лакој и свеобухватној интеграцији нових уређаја у постојећи систем управљања, остваривању редундансе у погледу заштитних функција и самим тиме продужењу оперативног радног века система.

7 LITERATURA

[1] IEC 61850-4 ed.1 System and project management

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.03)**B5.03****ODREĐIVANJE ISPITNIH TAČAKA I PARAMETARA DISTANTNE ZAŠTITE ZA
JEDNOFAZNE KVAROVE 110 KV MREŽE U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU
BIH****DETERMINATION OF TEST POINTS AND SETTINGS OF DISTANCE PROTECTION
FOR SINGLE-PHASE FAULTS OF THE 110 KV NETWORK IN POWER SYSTEM OF BIH****Vladanko Tomaš***

Kratak sadržaj: Osnovna zaštita većine visokonaponskih dalekovoda u elektroenergetskom sistemu je distantna zaštita. Za pouzdan rad i djelovanje distance zaštite neophodno je dobro izračunati i podesiti odgovarajuće parametre distance zaštite, kao i ispitivanje navedene zaštite. Osnovni cilj rada ogleda se u kreiranju softverskog alata koji će automatizovati izračunavanje. Osim toga, zavisno od unešene tolerancije, odstupanja impedanase od podešene vrijednosti, softverski alat kao izlaz vraća ispitne tačke po zonama. Za ulaze softverski alat koristi parametre željenog dalekovoda, prenosni odnos naponskih i strujnih mjernih transformatora, kao i parametre za najkraći i najduži dalekovod u susjednoj transformatorskoj stanici. Izlaz iz softverskog alata su podešenja distance zaštite, te kreiranje grafika kvadrilateralne karakteristike distance zaštite po zonama. Softver će na osnovu impedansi kreirati vrijednosti napona i struja koje je neophodno injektirati da bi distantni relej mjerio tražene impedanse. Svrha kreiranja softverskog alata ogleda se u ispitivanju distance zaštite u situacijama kada nije dostupna ispitna kutija koja na osnovu rio fajla automatski generiše granice distance zaštite ili kada je dostupna obična monofazna kutija. Vrijednosti koje generiše softverski alat će biti ispitane na nekom od digitalnih distantnih releja.

Ključne reči: dalekovod, distantna zaštita, naponski i strujni mjerni transformatori, elektroenergetski sistem, kvadrilateralna karakteristika

Abstract: The basic protection of most high-voltage transmission lines in the power system is distance protection. For reliable operation and work of distance protection, it is necessary to properly calculate and set the appropriate parameters of distance protection, as well as testing of the specified protection. The main goal of the publication is reflected in the creation of a software tool that will automate the calculation. In addition, depending on the entered tolerance, the deviation of the impedance from the set value, the software tool will return test points by zone as an output. For inputs, the software tool uses the parameters of the desired transmission line, the ratio of the voltage and current measuring transformers, as well as the parameters for the shortest and longest transmission line in the neighboring substation.

* Vladanko Tomaš, Elektroprenos BiH a.d. Banja Luka, vladanko.tomas@elprenos.ba

The outputs from the software tool are the settings of distance protection, and the creation of graphs of the quadrilateral characteristics of distance protection by zones. Based on the impedances, the software will create voltage and current values that must be injected in order for the distance relay to measure the required impedances. The purpose of creating the software tool is to test distance protection in situations where there is no available test box that automatically generates test points based on the rio file, or when there is an ordinary single-phase box is available. The values generated by the software tool will be tested on one of the digital distance relays.

Key words: *transmission line, voltage and current measuring transformers, power system, quadrilateral characteristic*

1 UVOD

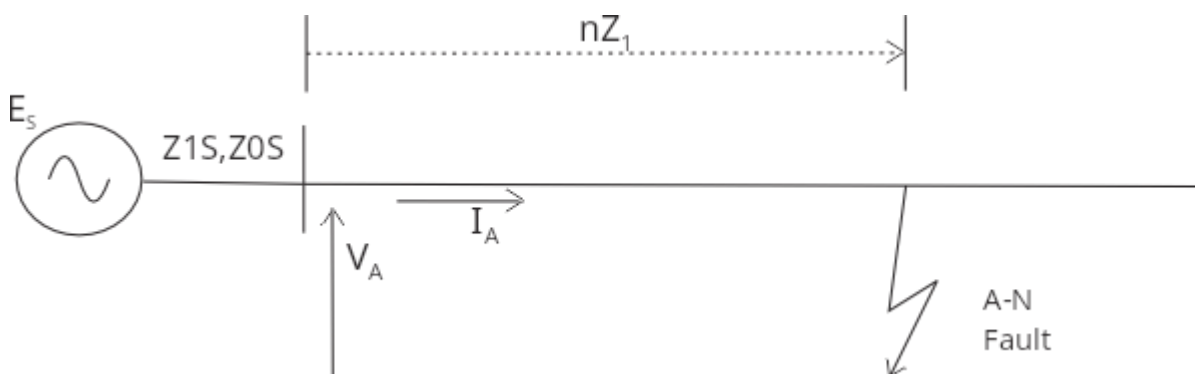
Za rad distantne zaštite neophodno je mjeriti fazne struje i napone. Na osnovu tih parametara relej estimira impedansu od mjesta ugradnje releja do mjesta kvara, na osnovu čega određuje u kojoj zoni se desio kvar i kad treba da reaguje. Rad obrađuje samo jednofazne kvarove, kojih je preko 70% od ukupnog broja kvarova na visokonaponskim dalekovodima. Karakteristike releja mogu biti raznih oblika od kojih se najčeće bira kvadrilateralna karakteristika. U radu će biti opisan i korišćen relej REL 670, proizvođača *Hitachi*.

2 DISTANTNA ZAŠTITA

Jedan od najvažnijih faktora pri izboru zaštite je pouzdanost koja definiše stepen izvjesnosti da će relej raditi. Drugi važan faktor je selektivnost. Selektivnost predstavlja sposobnost međusobne “saradnje” releja kako bi broj isključenih elemenata u mreži bio minimalan. Ekonomski faktor je takođe bitan, ali ne treba da bude presudan, s obzirom da je cijena releja zanemarljiva u odnosu na elemente koje štiti.

2.1 Mjerena impedansa pri jednofaznim kvarovima

Relej ne mjeri impedansu, već je estimira na osnovu faznih napona i struja. Razmatraće se sistem prikazan na slici 1, gdje Z_1 predstavlja fazor pozitivne komponente impedanse dalekovoda, I_A fazor struje u fazi A, V_A fazor napona u fazi A na mjestu ugradnje releja.



Slika 1: Sistem

Formule (1) i (2) se dobijaju primjenom *Fortescue*-ove transformacije [1].

$$\underline{V}_A = \underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_0 \quad (1)$$

$$\underline{I}_A = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0 \quad (2)$$

Razvijanjem formule (1) se dobija jednačina (3).

$$\underline{V}_A = n \cdot \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_1 + n \cdot \underline{Z}_2 \cdot \underline{I}_2 + n \cdot \underline{Z}_0 \cdot \underline{I}_0 \quad (3)$$

Za dalekovode se smatra da je pozitivna komponenta impedanse jednaka inverznoj. Daljim razvojem jednačine (3) i upotrebom formule (2) se dobija sljedeća jednačina:

$$\underline{V}_A = n \cdot \underline{Z}_1 \cdot \left(\underline{I}_A + \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{\underline{Z}_1} \cdot \underline{I}_0 \right) \quad (4)$$

Fazor $\underline{I}_0$ predstavlja nultu komponentu struje $\underline{I}_A$. Ako trostruku nultu struju (*residual current*) označimo sa $\underline{I}_N$ važi jednačina (5).

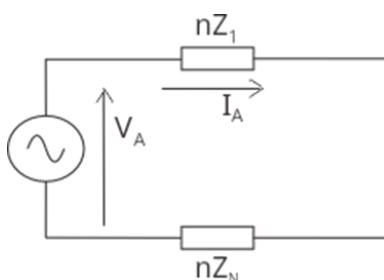
$$\underline{V}_A = n \cdot \underline{Z}_1 \cdot \left(\underline{I}_A + \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3\underline{Z}_1} \cdot \underline{I}_N \right) \quad (5)$$

Koeficijent kompenzacije nulte komponente k_0 se računa kao:

$$k_0 = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3\underline{Z}_1} \quad (6)$$

Impedansa koju estimira relej, slika 2, se računa pomoću obrasca u jednačini (7).

$$\underline{Z}_{relay} = n \cdot \underline{Z}_1 = \frac{\underline{V}_A}{\underline{I}_A + k_0 \cdot \underline{I}_N} \quad (7)$$



Slika 2: Kvar sa zemljom bez prelazne otpornosti

Bitno je napomenuti da impedansa koju estimira relej, predstavlja impedansu po fazi, konkretno u fazi A. Impedansa $\underline{Z}_N$ predstavlja impedansu povratnog puta (*ground return impedance*). Struja kvara se prema izvoru vraća kroz zemlju, te kroz zemljovodnu užad.

$$\underline{Z}_N = R_N + jX_N = \frac{R_0 - R_1}{3} + j \frac{X_0 - X_1}{3} = \underline{k}_0 \cdot \underline{Z}_1 \quad (8)$$

Impedansa petlje kvara $\underline{Z}_{Loop}$ predstavlja zbir fazora direktne komponente impedanse dalekovoda i impedanse povratnog puta. Releji REL 670 estimira impedansu petlje kvara, a ne impedansu po fazi. Impedansa petlje kvara se računa po formuli (9).

$$\underline{Z}_{Loop} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_N = (1 + \underline{k}_0) \cdot \underline{Z}_1 \quad (9)$$

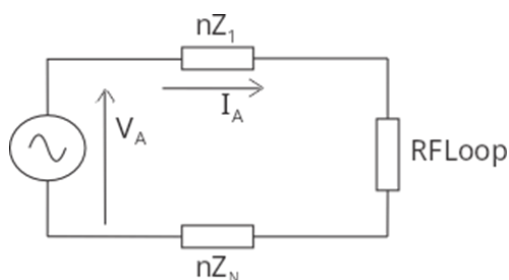
2.1.1 Impedansa pri uvažavanju otpornosti na mjestu kvara

Uvažavanjem otpornosti na mjestu kvara, slika 3, se usložnjava proračun impedanse. Impedansa petlje kvara poprima sljedeći izgled:

$$\frac{\underline{V}_A}{\underline{I}_A} = \underline{Z}_{Loop} + R_{F_{Loop}} \quad (10)$$

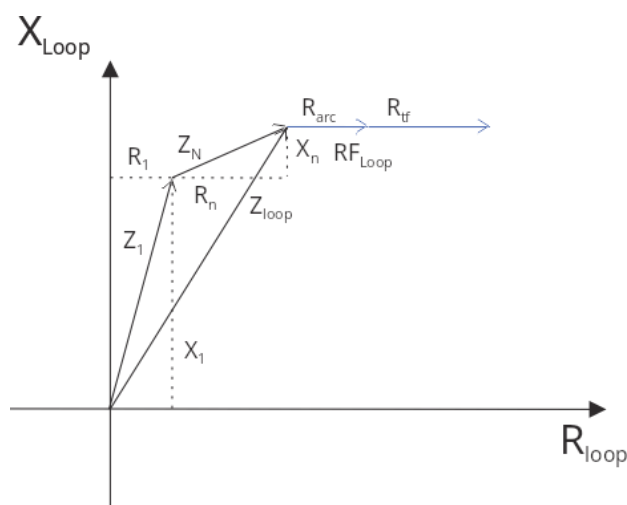
$R_{F_{Loop}}$ predstavlja otpornost petlje kvara, koja se sastoji iz otpornosti luka R_{arc} i otpornosti stuba R_{tf} .

$$R_{F_{Loop}} = R_{arc} + R_{tf} \quad (11)$$



Slika 3: Kvar sa zemljom sa prelaznom otpornošću

Fazorski dijagram impedansi prikazan je na slici 4.



Slika 4: Fazorski dijagram

2.2 Podešavanje distantne zaštite visokonaponskih dalekovoda

2.2.1 Podešavanje reaktansnog dosega prvog stepena

Kriterijum za podešavanje prvog stepena je da relej ne reaguje na kvarove na susjednim sabirnicama, pa samim tim proizilazi da prvi stepen ne može da štiti kompletan štićeni dalekovod. Shodno tome se usvaja koeficijent sigurnosti k_s čija vrijednost zavisi od dužine dalekovoda. Za kratke dalekovode koeficijent sigurnosti se uzima u opsegu 0,65-0,75, dok se za srednje i dugačke dalekovode uzima od 0,8-0,9. U radu je izabrana vrijednost 0,85. Prva zona se podešava prema obrascu (12).

$$\underline{Z_{ZONE1}} = k_s \cdot \underline{Z_1} \quad (12)$$

2.2.2 Podešavanje reaktansnog dosega drugog stepena

Drugi stepen distantne zaštite treba da štiti kompletan dalekovod, kao i sabirnice u susjednom postrojenju. To znači da drugi stepen zavisi od konfiguracije mreže u susjednom postrojenju. Ono što je bitno da se druga zona distantne zaštite ne preklapa sa drugim stepenom distantne zaštite u susjednom postrojenju u smjeru štićenja dalekovoda. Shodno tome se uzima dodatni koeficijent sigurnosti, čija vrijednost iznosi 0,85. Za podešenje druge zone distantne zaštite se koristi formula (13), gdje $\underline{Z_{1_najkraći_susjedni}}$ predstavlja impedansu direktnog redoslijeda susjednog dalekovoda. Ukoliko u susjednoj trafostanici ima više dalekovoda onda se uzima impedansa najkraćeg.

$$\underline{Z_{ZONE2}} = 0,85 \cdot (\underline{Z_1} + k_s \cdot \underline{Z_{1_najkraći_susjedni}}) \quad (13)$$

Da bi bili sigurni da će relej da zaštiti kompletan dalekovod uzima se odgovarajući koeficijent sigurnosti $k_{2,min}$. Vrijednost koja se najčešće uzima u elektroprenosnom sistemu Bosne i Hercegovine iznosi 1,2. Ukoliko je računsko podešenje druge zone manje od 120% impedanse štićenog dalekovoda onda se usvaja da je podešenje druge zone 120% impedanse štićenog dalekovoda, ali se produžava vrijeme reagovanja, da se ne preklope drugi stepeni distantnih zaštita.

$$\underline{Z_{ZONE2}} \geq k_{2,min} \cdot \underline{Z_1} \quad (14)$$

2.2.3 Podešavanje reaktansnog dosega trećeg stepena

Treći stepen distantne zaštite takođe zavisi od konfiguracije mreže. Praksa je da se trećim stepenom štiti kompletan susjedni dalekovod. Ako u susjednoj trafostanici ima više dalekovoda potrebno je za proračun uzeti najduži dalekovod. Takođe, da bi treći stepen zaštitio kompletan susjedni dalekovod uzima se odgovarajući koeficijent sigurnosti $k_{3,min}$ čija vrijednost iznosi 1,2. Za podešenje treće zone distantne zaštite se koristi formula (15), gdje $\underline{Z_{1_najduži_susjedni}}$ predstavlja impedansu direktnog redoslijeda najdužeg susjednog dalekovoda.

$$\underline{Z_{ZONE3}} = k_{3,min} \cdot (\underline{Z_1} + \underline{Z_{1_najduži_susjedni}}) \quad (15)$$

2.2.4 Podešavanje dosega u rezistivnom smjeru

Već je objašnjeno kako se računaju dosezi po zonama za realni dio impedanse dalekovoda. Međutim da bi distantna zaštita adekvatno pokrila sve kvarove, potrebno je proširiti dosege u rezistivnom smjeru.

Prva stavka predstavlja otpornost stuba R_{tf} čija vrijednost po standardnim preporukama treba biti manja od 10Ω .

Druga stavka predstavlja otpornost luka R_{arc} , otpornost nečega preko čega se desio jednofazni kratak spoj ili kombinacija tih faktora. Otpornost luka se može računati empirijskim formulama, pri čemu ta vrijednost zavisi od dužine luka i struje kvara.

Shodno otpornosti luka i stuba, za otpornost petlje kvara treba podesiti vrijednost iz jednačine (16).

$$RF_{Loop} = (1.1 \div 1.2) \cdot (R_{arc} + R_{tf}) \quad (16)$$

Ako se dodatno uvaži uticaj struje sa drugog kraja I_{remote} onda se kao posljedica ima da relej mjeri veću impedansu nego što je zapravo. Stoga je poželjno da se rezistivni doseg podesi tako da mjerena otpornost bude u granicama čak i pri najvećim doprinosima struje sa drugog kraja dalekovoda. Važi sljedeći obrazac:

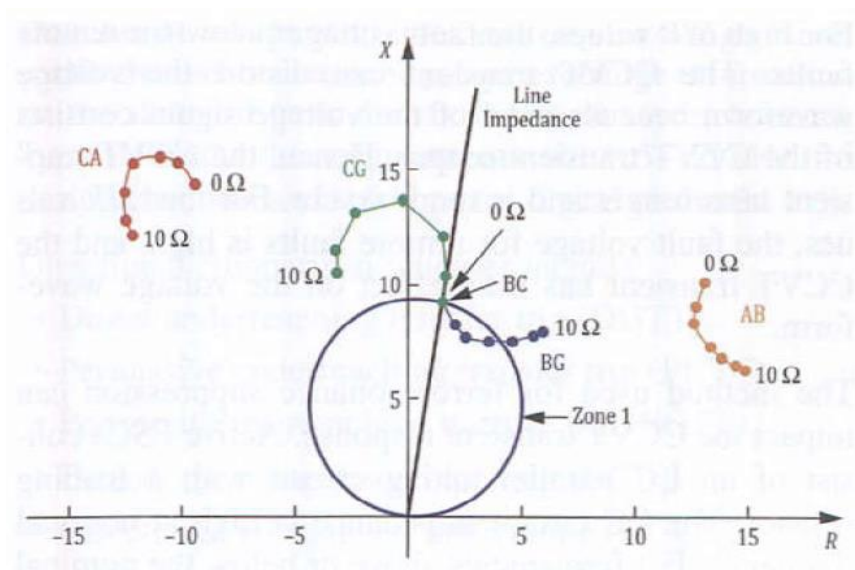
$$RF_{Loop} = (1.1 \div 1.2) \cdot (1 + I_{remote} / I_A) (R_{arc} + R_{tf}) \quad (17)$$

Za relej REL 670 korištena podešenja u elektroenergetskom sistemu Bosne i Hercegovine su 27,5, 36,77 i 50Ω , respektivno po zonama. Proizvođači releja imaju ograničenja u pogledu maksimalnih rezistivnih dosega u odnosu na podešenu vrijednost reaktanse X_1 te zone. Konkretno za relej REL 670 ograničenje iznosi:

$$RF_{Loop} \leq 3 \cdot X_1 \quad (18)$$

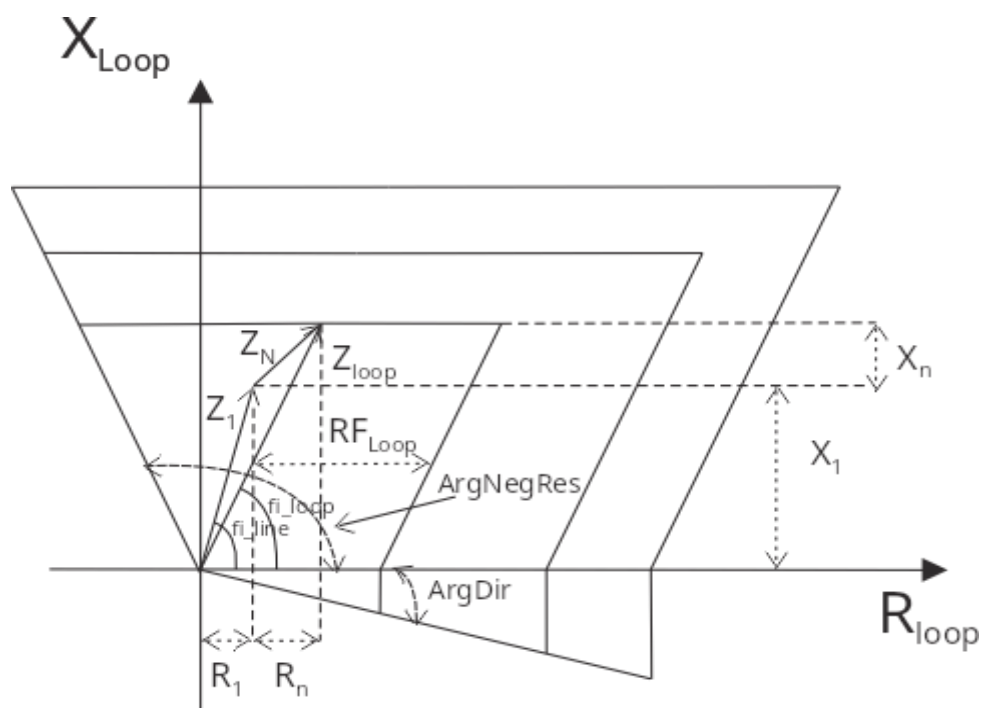
2.3 Kvadrilateralna karakterisitka dalekovoda

Distantni releji imaju mogućnost izbora karakterisitka od kojih se najčešće primjenjuju kvadrilateralna karakterisitka i karakteristika kružnog tipa (mho). Zbog boljih mogućnosti rezistivnih dosega kvadrilateralna karakterisitka se nameće kao očigledan izbor. REL 670 dozvoljava modifikovanje kvadrilateralne karakterisitke. Granice u prvom kvadrantu su određene podešenjima, koja su već spomenuta. Interesantno je da se sama karakteristika proteže takođe u drugom, te četvrtom kvadrantu. Karakteristika je takva jer za prave kvarove mjerene impedanse mogu biti čudne. Posebno dvofazni kvarovi sa zemljom, npr. B-C-Gnd, pri čemu jednofazne petlje u dvije faze u kvaru (B-Gnd i C-Gnd) mogu da mjere impedanse dalekovoda prikazane na sljedećoj slici.



Četvrti kvadrant se upotrebljava zbog mjerne greške. Zbog nehomogenosti sistema, struja kvara i struja koju mjeri relej nisu u fazi, pa mjerena impedansa sadrži imaginarni dio, što za posljedicu ima reaktansnu grešku. Ovo se često zove podbacivanje ili prebacivanje distantnog člana za jednofazne kvarove.

U podešenjima releja ugao koji karakteristika u drugom kvadrantu gradi sa pozitivnim smjerom x ose se označava kao ArgNegRes, čija vrijednost se može podesiti od 90 do 175 stepeni. Default vrijednost iznosi 115 stepeni. Podešenje karakterisitke za četvrti kvadrant se postiže uglom ArgDir, čija vrijednost se može podesiti od 5 do 45 stepeni. Default vrijednost iznosi 15 stepeni. U radu su korištene default vrijednost prilikom crtanja karakterisitike. Kvadrilateralna karakteristika sa tri zone prikazana je na slici ispod.



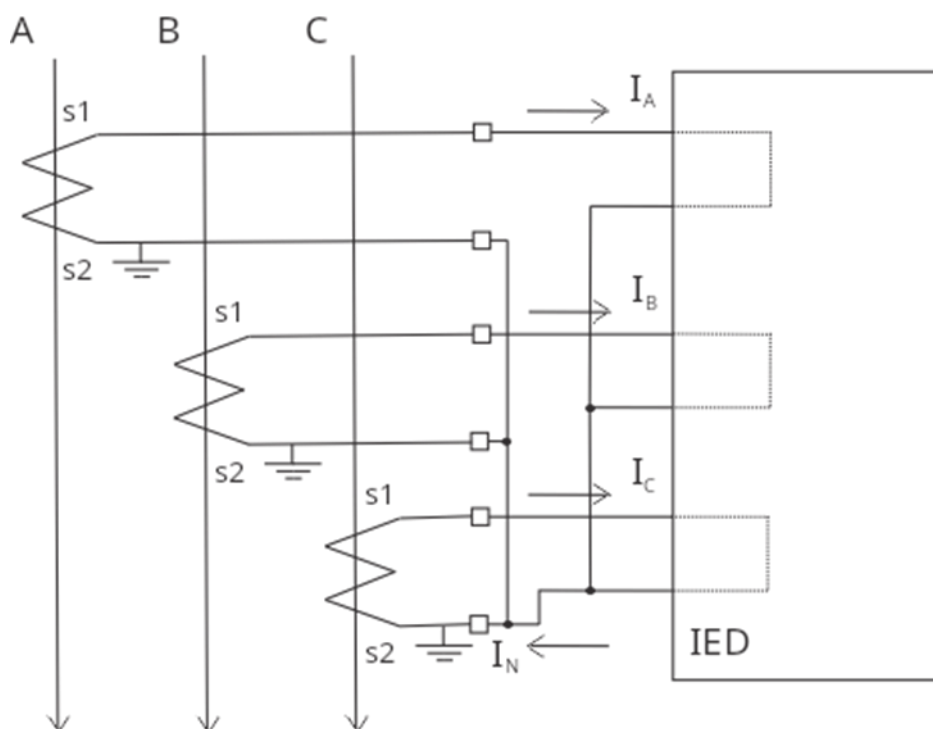
Slika 6: Kvadrilateralna karakteristika

2.4 Uzemljenje strujnog mjernog transformatora

Uputstvo releja pod nazivom *Application manual* preporučuje četverožično vođenje struja. Shodno tome nije svejedno koji kraj sekundara strujnog mjernog transformatora se uzemljava. Ova informacija je bitna releju, te opcija gdje se to bira ima naziv *CTStarPoint* [2]. Mogući izbori su *ToObject* i *FromObject* [2]. Pravilan izbor je neophodan za ispravan rad distantne zaštite [2]. Pogrešan izbor bi doveo do pogrešnog usmjerenja, te neselektivnog reagovanja.

2.4.1 Uzemljenje strujnog mjernog transformatora ka šticeu objektu

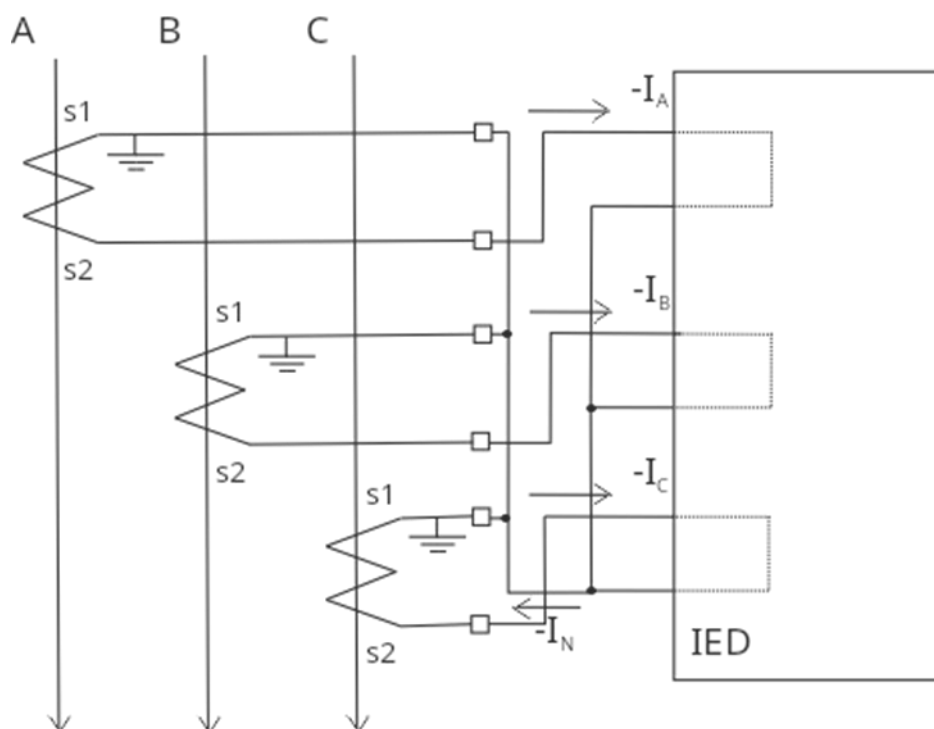
Ako je strujni mjerni transformator uzemljen ka šticeu objektu onda se bira opcija *ToObject* [3]. Tada su fazne struje koje mjeri relej I_A , I_B , I_C . Ovo utiče i na fazor trostruke nulte struje koja je neophodna za algoritam releja.



Slika 7: Raspored struja kad je uzemljenje ToObject

2.4.2 Uzemljenje strujnog mjernog transformatora ka sabirnicama

Ako je strujni mjerni transformator uzemljen ka sabirnicama onda se bira opcija *FromObject* [3]. Tada su fazne struje koje mjeri relej $-I_A$, $-I_B$, $-I_C$. Ovo utiče i na fazor trostruke nulte struje koja je neophodna za algoritam releja.



Slika 8: Raspored struja kada je uzemljenje FromObject

3 M-FAJL I REZULTATI

Za rad je korišćen program *Matlab*, tj. skripta *m-fajl*. Cilj *m-fajla* je da na osnovu unešenih podataka, skripta kao rezultat vraća dvije slike. Jedna slika predstavlja kvadrilateralnu karakteristiku, dok druga predstavlja raspored ispitnih tačaka. U radu su kreirane 24 ispitne tačke i to 6 tačaka koje se nalaze na pravoj petlje kvara, 6 tačaka za provjeru maksimalnih rezistivnih dosega, te po 6 tačaka za drugi i četvrti kvadrant. Osim toga, pokretanjem skripte se formiraju dvije txt datoteke pod nazivima *PODEŠENJA DISTANTNE ZAŠTITE.txt* i *ISPITNE TAČKE ZONA 1,2,3.txt*. Fajl za podešenja vraća vrijednosti parametara koje treba unijeti u softver *PCM600 3.1* za uređaj REL 670. Fajl *ISPITNE TAČKE ZONA 1,2,3.txt* generiše vrijednosti napona i struja koje trebati injektirati ispitnom kutijom da bi se dobile tražene vrijednosti impedansi.

3.1 Dalekovod 110 kV Čelinac – Kotor Varoš

Za ogledni primjer se koristi dalekovod u TS 110/20 kV Čelinac. Dalekovod se zove DV 110 kV Čelinac – Kotor Varoš. Dužina dalekovoda iznosi 15,4 km. Parametri dalekovoda dati su u tabeli 1. Najkraći i najduži dalekovod u susjednoj trafostanici je DV 110 kV Kotor Varoš - Ukrina, čija je dužina 26,22 km.

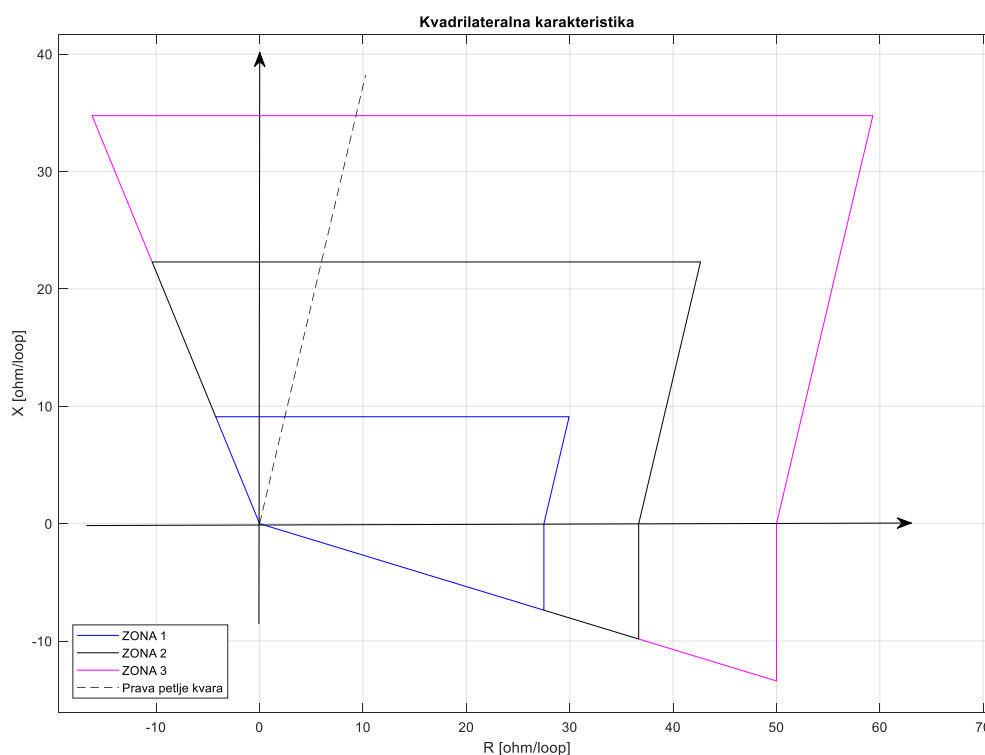
Smjer uzemljenja strujnog transformatora: ToObject

Tabela 1: Parametri dalekovoda DV 110 kV Čelinac – Kotor Varoš

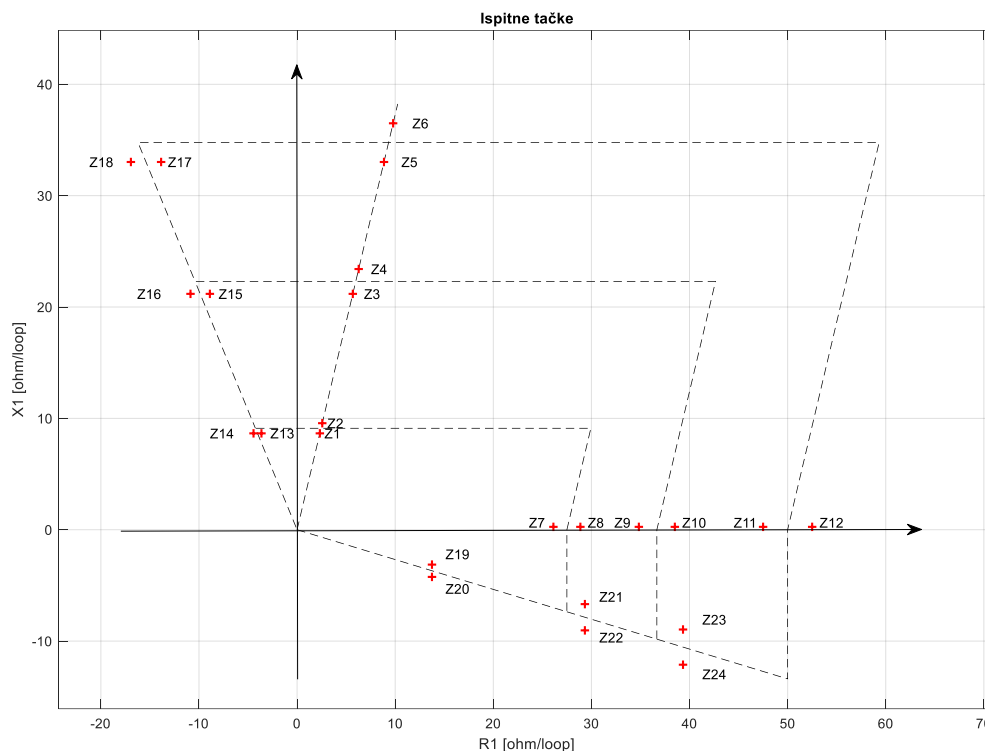
Opis	Oznaka	Vrijednost [Ω/km]
Podužna primarna vrijednost direktne komponente otpornosti	r_1	0,12
Podužna primarna vrijednost direktne komponente reaktanse	x_1	0,394
Podužna primarna vrijednost nulte komponente otpornosti	r_0	0,32
Podužna primarna vrijednost nulte komponente reaktanse	x_0	1,3

3.2 Startovanje fajla i kreiranje slike

Prva slika koja se kreira pokretanjem *Matlaba* iscrtava kvadrilateralnu karakteristiku za DV 110 kV Čelinac – Kotor Varoš, slika 9. Kvadrilateralna karakteristika dalekovoda ne predstavlja impedansu od releja do mjesta kvara, već impedansu kompletne petlje kvara. Impedanse su u primarnim vrijednostima. Sljedeća slika, slika 10, prikazuje ispitne tačke.



Slika 9. Kvadrilateralna karakteristika



Slika 10: Ispitne tačke

3.3 Startovanje fajla i kreiranje txt datoteka

Pokretanjem skripte se kreiraju dva txt fajla koja su već spomenuta.

Dio fajla *PODEŠENJA DISTANTNE ZAŠTITE.txt* dat je na slici 11. Svi neophodni parametri za podešenje zone 1 distantne zaštite su prikazani na slici. Isto je urađeno za zonu 2 i zonu 3.

ZONA 1

Za zonu 1 se preporučuje da distantna zaštita stiti 85% dalekovoda
Ako se radi o kratkom dalekovodu preporučuje se 70%

Direktna komponenta rezistivnog dosega zone 1: $R1PEZ1 = 1.57$ [Ohm]

Direktna komponenta reaktanskog dosega zone 1: $X1PEZ1 = 5.16$ [Ohm]

Nulta komponenta rezistivnog dosega zone 1: $R0Z1 = 4.19$ [Ohm]

Nulta komponenta reaktanskog dosega zone 1: $X0Z1 = 17.02$ [Ohm]

Doseg otpornosti kvara zone 1: $RFPEZ1 = 27.50$ [Ohm]

Vrijeme reagovanja zone 1: $tPEZ1 = 0$ [ms]

Slika 11: Podešenja zone 1

Dio fajla *ISPITNE TAČKE ZONA 1,2,3.txt* dat je na slici 12. Vrednosti fazora struja i napona za ispitivanje tačaka koje se nalaze na pravoj petlje kvara su prikazani na slici.

Slično se nalazi u fajlu za tačke sa maksimalnim rezistivnim dosegom, tačke za drugi kvadrant i tačke za četvrti kvadrant.

```
-----  
STRUJA KVARA IA JE ISTA ZA SVE KVAROVE  
EFEKTIVNA VRIJEDNOST STRUJE KVARA IA=2.00 [A]  
FAZNI STAV STRUJE KVARA IA IZNOSI 0.00 [°]  
-----  
  
ISPITNE TACKE KOJE SE NALAZE NA PRAVOJ PETLJE KVARA  
  
Z1  
VA_Z1=9.78*exp(i*74.99) [V]  
  
Z2  
VA_Z2=10.80*exp(i*74.99) [V]  
  
Z3  
VA_Z3=23.92*exp(i*74.99) [V]  
  
Z4  
VA_Z4=26.44*exp(i*74.99) [V]  
  
Z5  
VA_Z5=37.30*exp(i*74.99) [V]  
  
Z6  
VA_Z6=41.22*exp(i*74.99) [V]  
-----
```

Slika 12. Struje i naponi za ispitivanje tačaka koje sa nalaze na pravoj petlje kvara

3.4 Injektiranje električnih veličina

Nakon unošenja parametara u relej, spremno je sve za ispitivanje. Struja je ista za sve tačke i iznosi efektivno 2 A, sa uglom 0 °. U tabelama su dati parametri napona i željenih impedansi po zonama koji se iščitaju iz txt fajla *ISPITNE TAČKE ZONA 1,2,3.txt*. Željene impedanse izračunate u *Matlabu* su date u tabeli. Generisanjem struja i napona releju, relej estimira impedanse koje su takođe date u tabeli. Korišćenjem funkcije *Signal Monitoring* u *PCM600 3.1* se iščitaju vrijednosti impedansi. Napon i struja se naravno generišu sekundarno, ali je prikaz impedansi u primarnim vrijednostima. Relej ne mjeri impedansu, već je estimira na osnovu faznih napona i struja.

Takođe treba napomenuti da su uzimane tolerancije reda 5% od granica zona, tj. ispitne tačke su udaljene od granica zona za vrijednost tolerancije pomnoženu sa granicom zone.

Tabela 2: Rezultati ispitivanja za tačke koje se nalaze na pravoj petlje kvara

		Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
	Struja I_A [A]	2	2	2	2	2	2
Matlab	V_A [V]	9,78	10,80	23,92	26,99	37,3	41,22
	V_A angle [°]	74,99	74,99	74,99	74,99	74,99	74,99
	R_{Loop} [Ω]	2,32	2,57	5,68	6,28	8,86	9,79
	X_{Loop} [Ω]	8,66	9,57	21,18	23,41	33,02	36,5
	Z_{Loop} [Ω]	8,96	9,90	21,92	24,24	34,19	37,79
	Z_{Loop} angle [°]	74,99	74,99	74,99	74,99	74,99	74,99
Hitachi REL 670	R_{Loop} [Ω]	2,33	2,57	5,7	6,31	8,89	9,8
	X_{Loop} [Ω]	8,66	9,57	21,19	23,42	33,06	36,51
	Z_{Loop} [Ω]	8,97	9,91	21,95	24,26	34,23	37,8
	Z_{Loop} angle [°]	74,99	74,99	74,99	74,99	74,99	74,99
	Trip [ms]	78,8	373	373,7	678,3	675,2	no trip

Tabela 3: Rezultati ispitivanja za maksimalne rezistivne dosege

		Z7	Z8	Z9	Z10	Z11	Z12
	Struja I_A [A]	2	2	2	2	2	2
Matlab	V_A [V]	28,5	31,5	38	42	51,82	57,27
	V_A angle [°]	0,57	0,51	0,42	0,38	0,31	0,28
	R_{Loop} [Ω]	26,13	28,86	34,84	38,5	47,5	52,5
	X_{Loop} [Ω]	0,2579	0,2579	0,2579	0,2579	0,2579	0,2579
	Z_{Loop} [Ω]	26,13	28,88	34,84	38,5	47,5	52,5
	Z_{Loop} angle [°]	0,57	0,51	0,42	0,38	0,31	0,28
Hitachi REL 670	R_{Loop} [Ω]	26,15	28,91	34,88	38,55	47,57	52,56
	X_{Loop} [Ω]	0,24	0,256	0,261	0,253	2,251	0,21
	Z_{Loop} [Ω]	26,15	28,91	34,92	38,55	47,57	52,56
	Z_{Loop} angle [°]	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
	Trip [ms]	74,4	372,5	359,3	677,5	673	no trip

Tabela 4: Rezultati za drugi kvadrant

		Z13	Z14	Z15	Z16	Z17	Z18
	Struja I_A [A]	2	2	2	2	2	2
Matlab	V_A [V]	10,24	10,61	25,06	25,97	39,07	40,49
	V_A angle [°]	112,77	117,16	112,77	117,16	112,77	117,16
	R_{Loop} [Ω]	-3,63	-4,44	-8,89	-10,86	-13,86	-16,94
	X_{Loop} [Ω]	8,66	8,66	21,18	21,18	33,02	33,02
	Z_{Loop} [Ω]	9,39	9,73	22,97	23,8	35,81	37,11
	Z_{Loop} angle [°]	112,77	117,16	112,77	117,16	112,77	117,16
Hitachi REL 670	R_{Loop} [Ω]	-3,63	-4,44	-8,9	-10,85	-13,84	-16,94
	X_{Loop} [Ω]	8,67	8,68	21,21	21,22	33,06	33,06
	Z_{Loop} [Ω]	9,39	9,75	23	23,83	35,84	37,15
	Z_{Loop} angle [°]	112,7	117,1	112,7	117	112,7	117,1
	Trip [ms]	78,4	no trip	378,3	no trip	676,3	no trip

Tabela 5: Rezultati za četvrti kvadrant

		Z19	Z20	Z21	Z22	Z23	Z24
	Struja I_A [A]	2	2	2	2	2	2
Matlab	V_A [V]	15,38	15,7	32,82	33,49	44,01	44,9
	V_A angle [°]	-12,83	-17,13	-12,83	-17,13	-12,83	-17,13
	R_{Loop} [Ω]	13,75	13,75	29,33	29,33	39,34	39,34
	X_{Loop} [Ω]	-3,13	-4,24	-6,68	-9,04	-8,96	-12,12
	Z_{Loop} [Ω]	14,1	14,39	30,09	30,7	40,34	41,16
	Z_{Loop} angle [°]	-12,83	-17,13	-12,83	-17,13	-12,83	-17,13
Hitachi REL 670	R_{Loop} [Ω]	13,77	13,75	29,37	29,35	39,38	39,36
	X_{Loop} [Ω]	-3,14	-4,24	-6,71	-9,08	-8,97	-12,15
	Z_{Loop} [Ω]	14,12	14,39	30,13	30,72	40,39	41,19
	Z_{Loop} angle [°]	-12,8	-17,1	-12,8	-17,1	-12,8	-17,1
	Trip [ms]	86,7	no trip	387,5	no trip	686,2	no trip

Iz tabela je jasno da su impedanse koje se računaju u *Matlabu* skoro identične sa impedansama iščitanim sa releja REL 670, što potvrđuje tačnost algoritma u skripti. Vremena reagovanja su u skladu sa podešenjima.

4 ZAKLJUČAK

Algoritam iz skripte se pokazao kao tačan, te predstavlja jedan od načina za ispitivanje distantne zaštite. Distantna zaštita se najčešće ispituje upotrebom *Omicrona*, tako što se podešenja u obliku *rio* fajla importuju u biblioteke *Omicrona*, ALI ...

Možete da budete u situaciji da imate jeftiniju verziju *Omicrona* koja ne podržava napredno ispitivanje distantne zaštite, tj. verziju koja nema modul *Advanced Distance*.

Takođe, moguće je da imate više polja u različitim trafostanicama, koja treba da se ispituju istovremeno. U nedostatku ispitnih kutija, npr. *Omicrona*, moguće je uz ovaj algoritam koristiti najjednostavnije monofazne kutije.

Primjenom ovog algoritma, te upotrebom najobičnije monofazne kutije, npr. *Sverker 670*, moguće je generisati napon i struju, te zadati ugao između napona i struje. Ovo je dovoljno da se mogu ispitati distantne zaštite pri jednofaznim kvarovima.

Neki releji ne podržavaju eksport parametara u *rio* formatu, te se onda nailazi na problem da bez obzira što imate *Advanced Distance* modul, ne možete tako da ispitete distantnu zaštitu. Ti proizvođači imaju dodatne programe, gdje se podešenja iz releja izvoze u nekom drugom formatu, koji se importuje u taj program, te kao izlaz iz tog programa možete imati *rio* format. Zbog dosta konverzija se može često imati problem kada se taj *rio* fajl importuje u datoteke *Omicrona*. Pri dosta konverzija se mogu kao rezultat imati pogrešna podešenja.

Razlog za ovaj rad je da se temeljno izuči pozadina rada distantne zaštite. Često se prilikom ispitivanja generišu automatski ispitni protokoli, zbog mogućnosti upotrebe *rio* fajla i *Advanced Distance* modula, te se ispitivanje svede na čisto mehaničko generisanje protokola, bez nekog razmišljanja šta zapravo radimo.

Takođe, unošenjem parametara dalekovoda, računaju se automatski podešenja po zonama, te se ne mora pribjegavati ručnom računanju, upotrebi Excel-a i ostalo.

5 LITERATURA

- [1] Dr Željko V Despotović, 2018, “Simetrični i nesimetrično trofzni sistemi“
- [2] Hitachi Energy, 2025, “Technical manual, Revision T“
- [3] Hitachi Energy, 2024, “Application manual, Revision P“

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.04)**B5.04****DETEKCIJA MESTA KVARA KOD MEŠOVITIH VODOVA****DETECTION OF FAILURE SECTION ON MIXED LINES****Desimir Trijić, Vladan Milanović***

Kratak sadržaj: Razvojnim planovima visokonaponske mreže u EES Srbije na nekoliko mesta u sistemu planirana je izgradnja vodova koji se sastoje od nadzemne (dalekovod) i podzemne (kabl) deonice. Takav vod se u literaturi naziva „mixed“ (mešoviti) ili „hybrid“ (hibridni). U ovom radu uzet je termin mešoviti u skladu sa Cigre B5.23 [1] izveštajem. Prema tome, mešoviti vod se sastoji od minimalno dve sekcije i nameće se pitanje načina realizacije sistema relejne zaštite i automatike, odnosno implementacije tehnike APU (automatsko ponovno uključanje). Po dosadašnjoj tehničkoj regulativi EMS, pri kvaru na kablovskom vodu ponovno uključanje je dozvoljeno tek nakon ispitivanja kabla (visokonaponsko ispitivanje) i samim tim ne primenjuje se APU. Postavlja se pitanje kako tretirati mešoviti vod koji može imati i značajan deo nadzemne deonice, gde je velika verovatnoća prolaznih kvarova koji bi se primenom APU uspešno eliminisali. Da li mešoviti vod tretirati kao čisto kablovski vod i pri svakom ispadu razvezivati nadzemnu i podzemnu deonicu i sprovesti ispitivanja ili realizovati sistem koji bi mogao pouzdano da izvrši detekciju kvara na podzemnoj deonici i u zavisnosti od toga primenjivati tehniku APU. U radu je dat pregled nekih rešenja koja se primenjuju u svetskoj praksi kako bi se odredilo mesto kvara na deonici.

Ključne reči: mešoviti vod, lokator kvara, relejna zaštita

Abstract: The development plans of the high-voltage network in the EES of Serbia in several places in the system include the construction of lines consisting of an overhead (transmission line) and an underground (cable) section. Such a line is called mixed or hybrid in the literature. In this paper, the term mixed is used in accordance with the Cigre B5.23 [1] report. Therefore, the mixed line consists of at least two sections and the question arises of how to implement relay protection and automation, that is, the implementation of the AR (automatic reclosure) technique. According to the current EMS technical regulations, in the event of a cable line failure, reconnection is allowed only after cable testing (high-voltage testing) and therefore AR is not applied. It raises the question of how to treat a mixed line that may have a significant part of the above-ground section where there is a high probability of transient faults that could be successfully eliminated by applying AR.

* Desimir Trijić, EMS, desimir.trijic@ems.rs
Vladan Milanović, EMS, vladan.milanovic@ems.rs

Should the mixed line be treated as a purely cable line and at each outage disconnect the above-ground and underground section and conduct tests or implement a system that could reliably detect a fault on the section and, depending on that, apply the AR. The paper gives an overview of some solutions that are applied in world practice in order to determine failure on the section.

Key words: *mixed line, fault locator, relay protection*

1 UVOD

Termin mešoviti vod u ovom radu se odnosi na visokonaponski vod koji se sastoji od nadzemne (dalekovod) i podzemne (kabl) sekcije, odnosno deonice. Broj sekcija, odnosno konfiguracija može da bude različit, od na primer jedne kablovske sekcije na početku/kraju voda, jedne ili više kablovskih sekcije na trasi voda (sifon spoj), takozvane T veza, itd. Sa strane relejne zaštite mešoviti vod karakteriše činjenica da se podužne vrednosti impedanse značajno razlikuju od jedne do druge sekcije. Dalje, u slučaju kvara impedansa kvara je linearna funkcija udaljenosti mesta kvara na nadzemnoj deonici, ali je nelinearna funkcija u slučaju podzemne kablovske deonice. Shodno tome, korišćenje relejne zaštite zasnovane na impedantnim principima zahteva posebnu pažnju i pristup u odnosu na tradicionalne homogene vodove.

Uobičajena je praksa da se kod kablovskih vodova ne primenjuje tehnika APU, jer na osnovu iskustava tipovi kvarova su takvi da nije poželjno ili je i opasno da se uključi kablovski vod bez prethodnog ispitivanja i provere (visokonaponsko ispitivanje). Na nadzemnim vodovima veliki procenat kvarova je po prirodi prolazan i primenom APU se uspešno eliminiše. S obzirom da se mešoviti vod sastoji od nadzemne deonice, postavlja se pitanje kako u tom slučaju primeniti APU. Ukoliko se sublimiraju ova dva principa dolazi se do postavke da je najpoželjnije da se za kvarova na nadzemnoj deonici primenjuje APU dok za kvarove na kابلu blokira. To dalje iziskuje da primenjeni sistem relejne zaštite i automatike mešovitih vodova sa sigurnošću detektuje mesto kvara, što u praksi znači korišćenje unapređenih algoritama pojedinih funkcija, kao i ugradnju dodatne opreme i sistema.

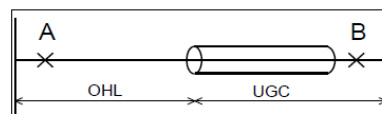
2 ISKUSTVA SA MEŠOVITIM VODOVIMA U SVETU

U svetu postoji mnogo različitih praksi u vezi sa izborom sistema zaštite i primene APU na mešovitim vodovima. Jedan od reprezentativnih primera je izveštaj radne grupe Cigre B.5 komiteta iz 2014. Da bi stekli uvid u različite prakse, radna grupa B5 Cigre komitet je sprovela upitnik između članova radne grupe. Rezultati su sublimirani u Cigre B.5. 23 izveštaju Short Circuit Protection of Circuits with Mixed Conductor Technologies in Transmission Networks [1]. Obradeni su rezultati iz 9 zemalja sa 3 kontinenta. U pogledu izbora tipa zaštite i politike APU za pojedine slučajeve rezultati su dati u tabeli 1.

Tabela 1: Izbor zaštite i primena APU u odnosu na konfiguraciju mešovitog voda

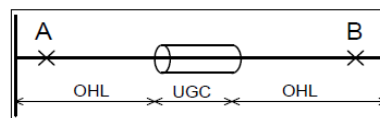
2-ended circuit with cable section at one end

	≤ 170 kV	> 170 kV
Differential protection on the cable section	33%	50%
Autoreclose with blocking for a fault on the cable	30%	50%
Autoreclose without blocking	50%	38%
No autoreclose	20%	13%



2-ended circuit with cable section between 2 overhead lines

	≤ 170 kV	> 170 kV
Differential protection on the cable section	17%	38%
Autoreclose with blocking for a fault on the cable	33%	50%
Autoreclose without blocking	50%	50%
No autoreclose	17%	0%



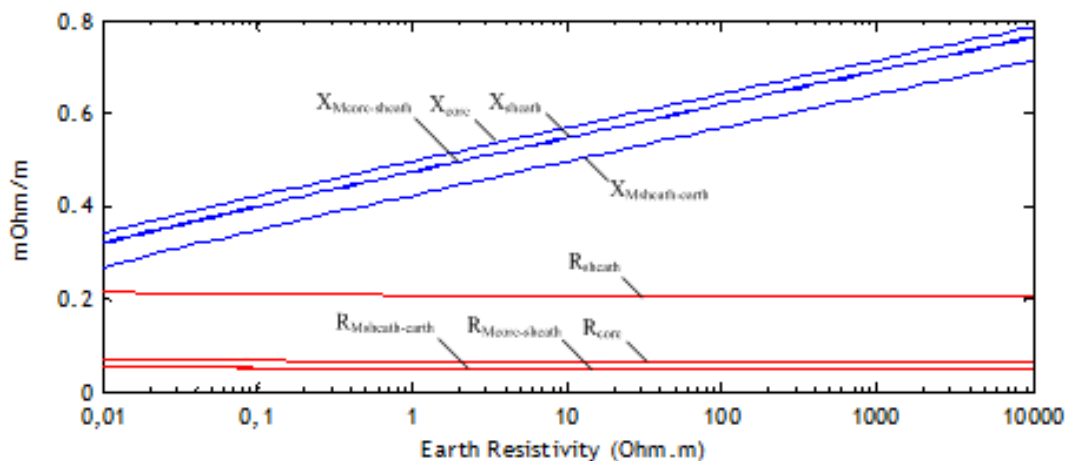
Na osnovu obrađenih rezultata može se videti da postoje različiti pristupi u pogledu korišćenja APU kao i načina detekcije kvara na sekciji. Za detekciju kvara na kablovskoj sekciji u dosta aplikacija se koristi podužna diferencijalna zaštita (Belgija, Portugalija). To zahteva da se na mestu prelaza kablovske u nadzemnu sekciju ugradi dodatna oprema, zaštitni uređaji, merni transformatori, obezbedi napajanje za rad zaštitne i telekomunikacione opreme. S druge strane, neki TSO (Španija, Danska) primenjuju princip zaštite i APU na mešovitim vodovima kao za klasične nadzemne vodove. Ovakvu praksu opravdavaju procenom rizika nastaka požara na kablovskoj sekciji koja ima čvrstu izolaciju odnosno ne povećavanjem bitnijeg oštećenja kabla i vremena za popravku nakon delovanja APU, pod uslovom da se ne prekoračuje dozvoljeni toplotni kapacitet omotača kabla. U Norveškoj je korišćen APU u režimu 1+3p, međutim nakon analize pogonskog događaja iz 2008. promenjena je praksa, odnosno blokirano je korišćenje APU na svim mešovitim vodovima. Pojedini TSO u slučaju da je kablovska deonica jako kratka u odnosu na nadzemni deo, na primer od same trafostanice do prvog stuba, smatraju vod kao čisto nadzemni i primenjuju principe za taj slučaj.

Na osnovu sprovedenog upitnika može se zaključiti sledeće:

- Mešoviti vodovi u različitim konfiguracijama se široko koriste;
- Većina aplikacija koristi APU na mešovitim vodovima:
 - Kada se koristi APU na mešovitim vodovima, ne postoji jasna tendencija da se APU blokira ili ne u slučaju kvara na delu podzemne deonice;
 - U većini aplikacija blokiranje APU se zasniva na namenskoj podužnoj diferencijalnoj zaštiti na kablovskom delu. Blokiranje APU korišćenjem distantnih funkcija se retko koristi.

3 ELEKTRIČNI PARAMETRI MEŠOVITIH VODOVA

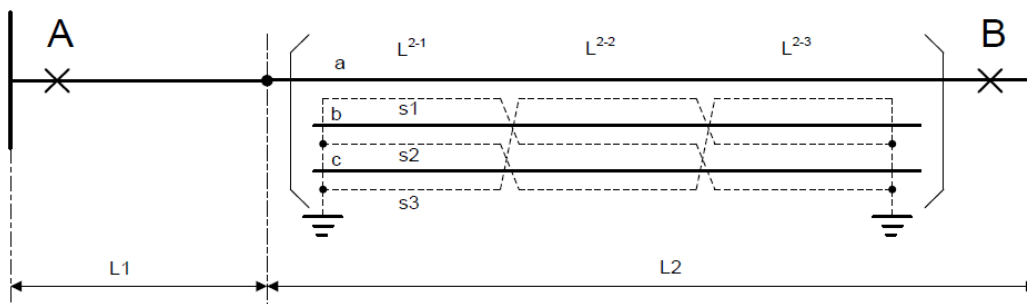
Kako bi se adekvatno izračunali parametri podešenja relejne zaštite neophodno je odrediti električne parametre šticeenog objekata. S obzirom da se mešoviti vod sastoji od više sekcija različitih električnih parametara potrebno je sa posebnom pažnjom pristupiti proračunima. Za proračune kao i za distantne algoritme potrebni su električni podaci direktnog, inverznog i nultog redosleda, koeficijenti zemljospoja, tačni podaci o dužini sekcija, način polaganja, uticaj drugih vodova i slično. Specifična otpornost tla na primer različito utiče na električne parametre nadzemnog voda i kabla. Kod nadzemnog voda specifična otpornost tla nema skoro nikakav uticaj na impedansu pozitivne sekvence, niti na otpornost pozitivne i inverzne sekvence. S druge strane, reaktansa nulte sekvence raste sa otpornošću tla i ima linearnu tendenciju. Kod kablovske deonice otpornost tla nema skoro nikakav uticaj na podužne otpornosti (rezistansa). Reaktanse su u velikoj meri zavisne od otpornosti tla i linearne su na logaritamskom prikazu, kao što se vidi na slici 1.



Slika 1: Uticaj reaktanse kabla u odnosu na specifičnu otpornost tla

Na određivanje parametara impedanse utiče otočna admitansa kao i efekat talasne propagacije ($\gamma = z \cdot y$). Prema [1], u zavisnosti od topologije mešovitog voda rezultujuća impedansa Z_{cc} za slučaj da je prva sekcija kablovska značajno je veća nego za slučaj da je prva sekcija dalekovod. Ovaj efekat je značajan za relativno duge nadzemne deonice (>250km) i podzemne (>30km). U praksi se sreću znatno kraće deonice tako da se ovaj uticaj može zanemariti, osim za slučaj da je podzemni deo udaljen od mesta kvara.

Određivanje impedanse za slučaj nadzemne i podzemne deonice koja se sastoji od 3 sekcije sa „cross bounding“ (slika 2) je izračunata za slučaj da su dužine deonica po 1 km [1].



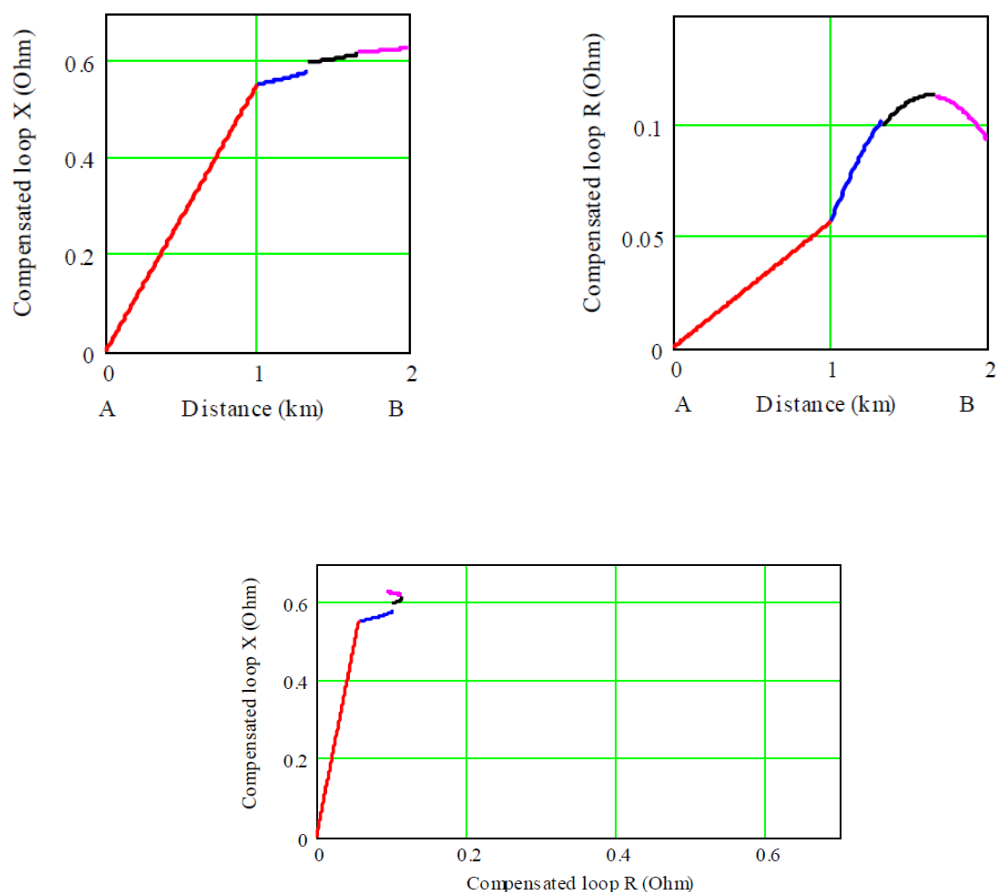
Slika 2: Mešoviti vod sa „cross bounding“ spojem

Parametri deonica dati su tabeli 1.

Tabela 1: Parametri mešovitog voda

deonica	$Z1 (\Omega/\text{km})$	$Z0 (\Omega/\text{km})$	$k0$
230 kV DV sa 2 zemljvodna užeta	0,078+0,417j	0,271+0,808j	0,330-0,093j
230 kV kabal - crossbonding	0,017+0,114j	0,170+0,075j	-0,047-0,457j

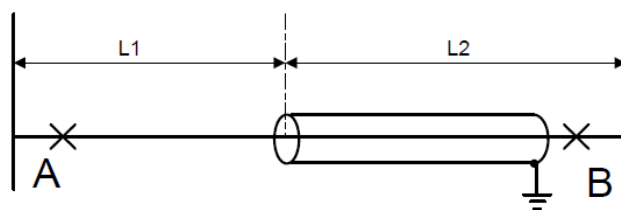
Kada se na osnovu polaznih parametara i gore pomenutih efekata koji utiču na jedinične veličine izračunaju impedanse mesta kvara koju vidi rele u tački A, dobijaju se grafici na slici 3.



Slika 3: Prikazi električnih parametara

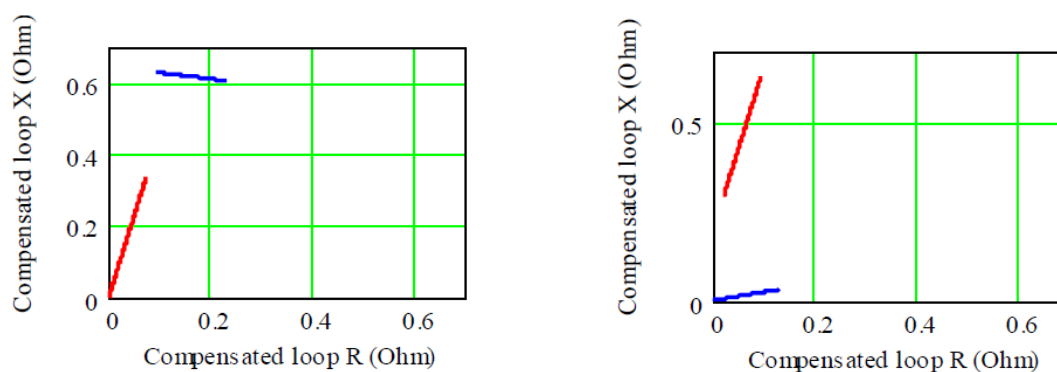
Vidi se da zbog efekta *cross bounidng* postoji diskontinuitet u impedansi kao i izražena nelinearnost za kvarove na kablovskoj deonici što se mora uzeti u obzir pri proračunu distantnih funkcija.

Diskontinuitet impedanse koju vidi rele u tački A i B je posebno izražen za slučaj da je kablovska deonica uzemljena u jednoj tački (tačka B), kao što je prikazano na slici 4.



Slika 4: Mešoviti vod sa uzemljenim jednim krajem

Grafička reprezentacija impedansi za slučaj mešovitog voda se parametrima navedenim u tabeli 3 je prikazana na slici 5.



Slika 5: Prikazi električnih parametara

Zbog činjenice da plašt kabla nije uzemljen na mestu prelaska na nadzemni deo, postoji značajan diskontinuitet u impedansi koji se može koristiti za određivanje mesta kvara korišćenjem posebnih stepena distantnih funkcija. Međutim, zbog pojave indukovanih napona na mestu prelaska sa podzemnog na nadzemni deo, pitanje je da li se ovaj način uzemljenja može primeniti u praksi.

4 REALIZACIJA RELEJNE ZAŠTITE I AUTOMATIKE MEŠOVITIH VODOVA

Pri izboru sistema relejne zaštite mešovityh vodova, pored uobičajenih zahteva za zaštitu vodova, treba obratiti pažnju na proračun podešenja i način detekcije mesta kvara pri korišćenju APU. Osnovni tip zaštite koji se koristi kod mešovityh vodova je distantna i podužna diferencijalna.

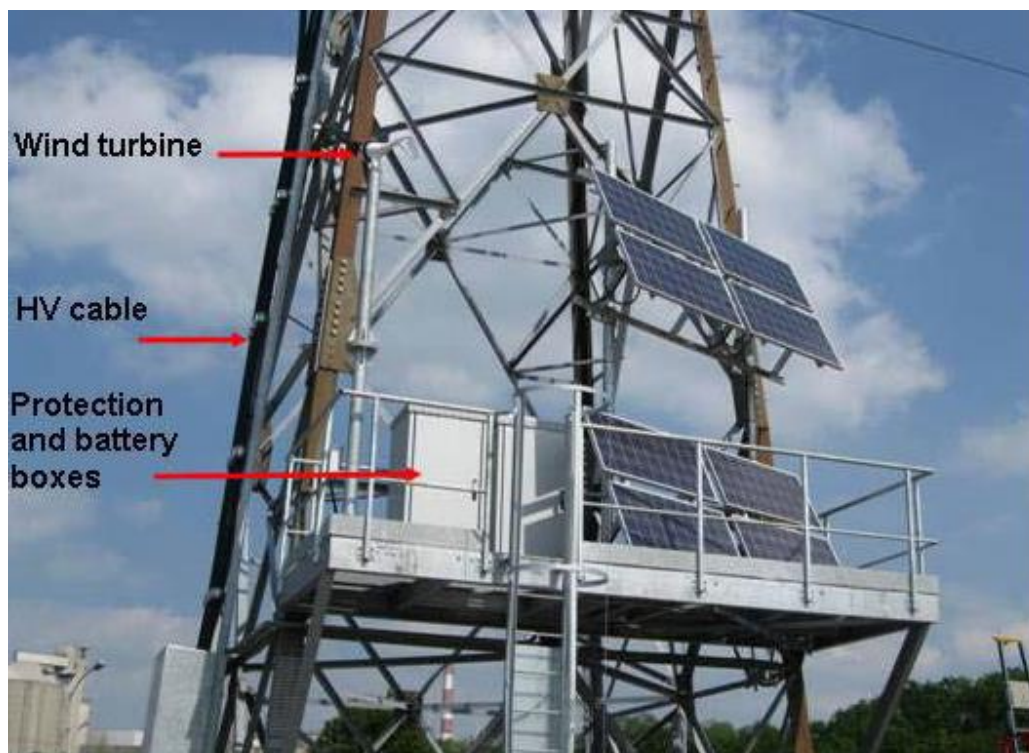
- Distantna zaštita

Korišćenje distantne zaštite se široko primenjuje kod svih tipova visokonaponskih vodova tako i mešovityh. Kod mešovityh vodova koji se sastoje od nadzemne i podzemne deonice koja je obostrano uzemljenja ima se diskontinuitet u profilu impedanse, impedansa je nelinearna funkcija udaljenosti kvara na podzemnoj deonici i izbor k_0 koeficijenta nije trivijalna.

Uzimajući u obzir gore navedene faktore primena distantne zaštite za određivanje kvara na podzemnoj deonici ne daje dovoljnu preciznost, naročito ako su deonice relativno kratke jer time se procenat greške značajno povećava (sama tačnost algoritma, odnosno releja, kao i uticaj tačnosti mernih transformatora). Povećavanje selektivnosti distantne zaštite može se povećati primenom telezaštitnih šema, što s jedne strane usložnjava sistem i zahteva ugradnju dodatne opreme.

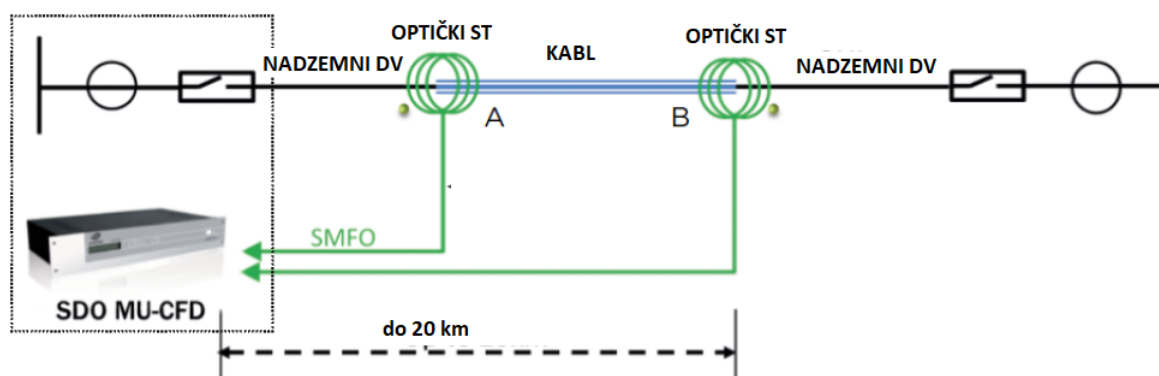
- Podužna diferencijalna zaštita

Primenom podužne diferencijalne zaštite uticaj različitih električnih parametara sekcija mešovityh vodova postaje irelevantan. Time se izbegavaju gore pomenuti problemi navedeni za distantnu zaštitu. Potpuna selektivnost kvara na kablovskoj deonici se postiže primenom podužne diferencijalne zaštite posebno određene za datu deonicu. Ovo zahteva da se na mestu prelaza nadzemne u podzemnu deonicu ugradi dodatna oprema, od mernih transformatora, sistema zaštite, telekomunikacione opreme, ispravljača i baterija, kontejner za smeštaj opreme kao i komunikacionih veza, odnosno optičkih kablova, kao što je prikazano na slici 6. Sve ovo utiče na povećanje troškova, kako prilikom ugradnje, tako i tokom eksploatacije i pri održavanju.



Slika 6: Instalacija dodatne opreme na prlasku nazdeme u kablovsku deonicu

Kako bi se smanjila ugradnja opreme i redukovala neophodna infrastruktura na mestu prelaska podzemne u nadzemni deo, poslednjih godina pojavile su se aplikacije sa korišćenjem takozvanih pasivnih optičkih strujnih transformatora (slika 7). Pasivni optički strujni transformatori koriste takozvani Faradejev efekt polarizacije svetlosti u odnosu na jačinu magnetskog polja i imaju prednost u pogledu tačnosti i otpornosti na zasićenje u odnosu na konvencionalne. Takođe ne zahtevaju nikakvo napajanje za rad na mestu prelaska deonice.



Slika 7: Princip instalacije „pasivnih“ optičkih strujnih

Merene vrednosti struje se putem optičkih vlakana prosleđuju do spreznog uređaja (Merging Unit) koji se ugrađuje na jednom od krajeva mešovitog voda, odnosno trafostanici (slika 8). Sprežni uređaj može da generiše merni signale, odnosno Sampled Values u skladu sa IEC61850 9-2 LE / IEC61869 9. Za detekciju kvara koristi se diferencijalni princip, ali su moguća i druge funkcije (zemljospojna), u zavisnosti od načina realizacije uzemljenja podzemne deonice.



Slika 8: Pasivni optički strujni i prateća oprema na početku kablovske deonice

Rešenje je lako za implementaciju, ali podrazumeva uvođenje novih tehnologija (optički strujni). Ograničenje je i u dužini jer optički strujni ne bi trebali da budu udaljeni više od 20 km od spreznog uređaja.

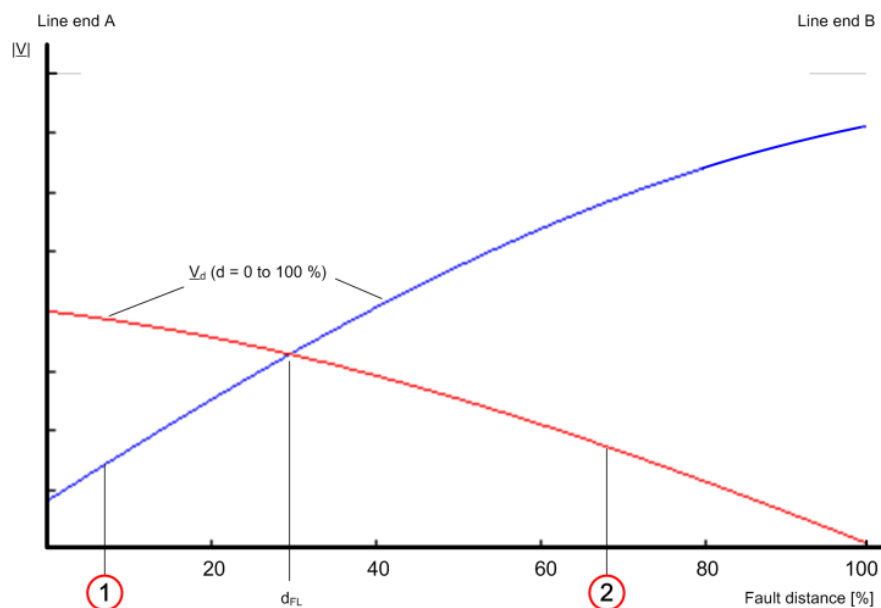
- Korišćenje posebnih funkcija razvijenih za primenu kod mešovityh vodova

Pojedini proizvođači relejne zaštite su ponudili unapređene funkcije koje se mogu primenjivati za mešovite vodove: funkcija lokatora kvara koja ima mogućnost podešavanja električnih parametara više sekcija mešovityog voda, adaptivni algoritam APU sa detekcijom sekundarnog luka, online određivanje mesta kvara razmenom informacija sa drugim krajem (two side) [2]. Za svaki vod gde je poznata struja i napon na oba kraja, može se putem jednačina telegrafičara izračunati napon na svakom mestu voda. Na mestu kvara izračunati napon na obe strane mora da bude isti. Ako se krive napona prikažu grafički presečna tačka određuje mesto kvara, kao što je prikazano na slici 9. Ovo je bazični princip takozvane „2- side“, odnosno dvostrane funkcije za određivanja lokacije kvara. Algoritam izračunava krive napona na osnovu merenih vrednosti u uređajima na krajevima A i B. Krive napona su nelinearne i mogu se prikazati preko pomenutih jednačina telgrafičara. Za rad algoritama potrebna je direktna komunikaciona veza dva uređaja u tački A i B i to je već raspoloživo u slučaju da se koristi podužna diferencijalna zaštita.

Jednačina telegrafičara: $\underline{V}_d(d) = \cosh(\gamma \cdot d) \cdot \underline{V} - \underline{Z} \cdot \sinh(\gamma \cdot d) \cdot \underline{I}$

konstanta talasne propagacije: $\underline{\gamma} = j\omega \cdot \sqrt{\underline{L} \cdot \underline{C}}$

karakteristična impedansa: $\underline{Z} = \sqrt{\frac{\underline{L}}{\underline{C}}}$



Slika 9: Određivanje mesta kvara

Gde je:

- 1 Kriva napona izračunata sa izmerenim vrednostima na kraju A
- 2 Kriva napona izračunata sa izmerenim vrednostima na kraju B

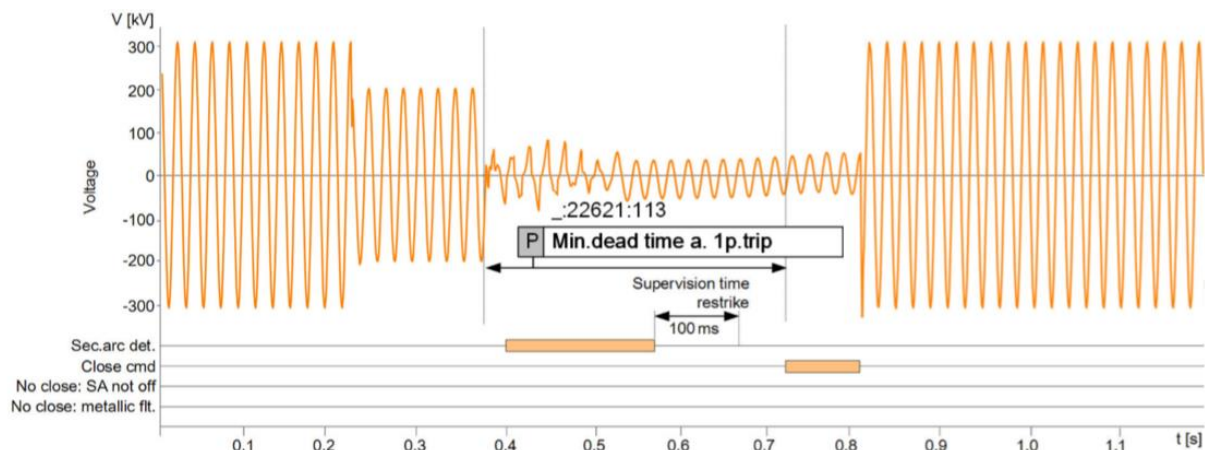
d_{FL} Lokacija kvara

Algoritam dvostranog određivanja lokacije kvara nudi sledeće prednosti u poređenju sa „1-side“ metodom:

- Tačno određivanje lokacije kvara je moguće bez uticaja trenutnih tokova snage na vodu, kao i uticaja dvostranog napajanja i visokih prelaznih otpornosti.
- Algoritam je nezavisan od vrednosti nulte sekvence, a samim tim i od uticaja drugih varijabli, kao što su međuinuktivnosti paralelnih vodova.
- Eventualno neprecizno podešavanje koeficijenta zemlsopoja (k_0 , k_x , k_r) nema uticaja na preciznost greške određivanja mesta kvara.

Jedan od izlaza iz funkcije, pored izračunatog mesta kvara prikazano sa oba kraja, je informacija na kojoj je sekciji kvar. Podešenjem se može blokirati ili dozvoliti rad APU za kvarove na svakoj sekciji.

Što se tiče funkcije za detekciju sekundarnog luka, tokom beznaponske pauze algoritam analizira talasne oblike mernog napona i odlučuje da li je kvar prolazni ili ne. U prikazanom primeru (slika 10) nakon otprilike 120ms nestaje sekundarni luk i javlja se indukovani napon od drugih faza i algoritam odlučuje da je kvar prolazni i daje nalog za APU.



Kvarovi su zadavani na različitim dužinama voda (sa korakom od 5%), a modul RelaySim Test je izračunavao vrednosti struje i napona za releje u tački A i B i prosleđivao u odgovarajuće ispitne uređaje Omicron 356 koji su simultano generisali kvarove u zaštitne uređaje. Praćena je reakcija uređaja i u event logovima uređaja očitavani signali i vrednosti za svaki kvar. Upoređivan je lokator kvara koji je zadavan u RelaySim Test sa onim koji su očitavali uređaji. Rad lokatora kvara je bio u dvostranom režimu „2 side“ i korišćena je postojeća komunikaciona veza za rad podužne diferencijalne zaštite. Takođe, na uređajima su bili povezani simulatori prekidača i praćeno je reagovanje APU. Izvršeno je više testova uključujući jednofazne i višefazne kvarove, sa i bez prelaznog otpora. Uočeno je da je greška ,odnosno razlika između zadate vrednosti i očitane vrednosti mesta kvara veća kod jednofaznih kvarova i u nastavku su prikazani sumirani rezultati.

Tabela 3: Električni parametri mešovitog voda

	Voltage level	Length	Z1 magnitude	Z1 phase	Z0 magnitude	Z0 phase	Z00 magnitude (optional)	Z00 phase (optional)	Mutual coupled line (optional)
Kabal 1 i 2	110kV	6.00 km	0.80 Ω	72.41 °	1.36 Ω	25.14 °			
OHL 1 i 2	110kV	1.40 km	0.62 Ω	74.25 °	1.77 Ω	78.16 °	0.69 Ω	81.63 °	da



Slika 12: Prikaz greške izračunavanja mesta kvara

Sa slike 12 se vidi da greška izračunavanja mesta kvara (razlika zadate i očitane vrednosti) iznosi maksimalno 400 m za kvarove na oko 4.4 km od A strane. Kako bi se proverio rad algoritma oko prelazne tačke na 1.4 km, izvršena je provera rada sa manjim korakom. Zadavani su kvarovi na početku kablovske deonice. Rezultati su dati u tabeli 4. Uočeno je da nakon 1.75km algoritam uvek prikazuje da je kvar na kablovskoj deonici dok do te dužine da je na dalekovodu. To znači da postoji margina od oko 350m do 400m metara koja bi se morala uzeti u obzir.

Tabela 4: Rezultati za kvarove oko mesta prelaska deonica

Line fault 1 - Fault location [%]	Line fault 1 - Fault type	Comment	L km voda	IED A		IED B	
				L km IED	Fault on section	L Km IED	Fault on section
0.00	L1-N	126 APU	1.40	1.34	OHL	6.06	OHL
0.00	L1-N	127 APU	1.40	1.36	OHL	6.04	OHL
5.00	L1-N	128 APU	1.70	1.34	OHL	6.06	OHL
5.00	L1-N	141 APU	1.70	1.32	OHL	6.08	OHL
6.00	L3-N	140 APU bez	1.76	1.70	KABAL	5.70	KABAL
7.00	L2-N	139 APU bez	1.82	1.66	KABAL	5.72	KABAL
8.00	L2-N	130 APU Bez	1.88	1.89	KABAL	5.51	KABAL
9.00	L3-N	131 APU bez	1.94	1.80	KABAL	5.60	KABAL

Ovu metodu je potrebno dodatno ispitati i verifikovati u realnom pogonu i za očekivati je da se nakon dodatnih analiza i povratnih informacija može postići daleko bolja tačnost.

6 ZAKLJUČAK

S obzirom da se u visoknaponskoj mreži Srbije u skorije vreme planira uvođenje mešovitih vodova u radu je dat pregled pojedinih aplikacija i rešenja za detekciju kvara na kablovskim deonicama. Sama realizacija sistema relejne zaštite u principu ne odstupa od koncepta zaštite klasičnog nadzemnog voda. Razlika je u tretmanu kvarova na podzemnoj deonici, odnosno primeni ili ne APU. U svetu postoje različiti koncepti, od blokade APU za kvarove na podzemnoj deonici do tretiranja mešovitog voda kao čist nadzemni ili čist podzemni i shodno tome primenu usvojenih principa APU za date slučajeve.

Pošto je mešoviti vod nehomogen u pogledu podužnih električnih parametara, kao i zbog uticaja uzemljenja plašta kablovske deonice, primena aplikacija koje koriste distantne funkcije nije dovoljno pouzdana za tačno određivanje mesta kvara.

Upotreba diferencijalne zaštite na kablovskoj sekciji omogućava da se sa dovoljnom sigurnošću detektuje kvar. Međutim ova rešenja zahtevaju dodatnu opreme što sve zajedno povećava kako investicione troškove tako i troškove tokom eksploatacije. Rešenja sa primenom pasivnih optičkih strujnih transformatora smanjuju količinu opreme u odnosu na klasična rešenja i trebalo bi da se detaljnije proverí pouzdanost i primenu aplikacije kroz pilot projekte.

U radu nisu obrađena sve moguća rešenja. Jedno od mogućih je upotreba sistema na principu putujućih talasa TW (traveling wave). Prema iskustvima kolega iz ENTSOe [3] koji su izučavali i primenjivali ovu tehnologiju, za kratke kablovske deonice ova metoda nije dovoljno pouzdana zbog velikih refleksija i tačnosti merenja.

Tema zaštite mešovitih vodova je pokrenuta i na ENTSOe radnoj grupi za Protection Equipment. Izveštaj koji obrađuje iskustva i primenu više TSO iz Evrope u momentu pisanja ovog rada nije još zvanično objavljen ali svakako će pružiti smernice kako i na koji način pristupiti u predmetnim slučajevima.

7 LITERATURA

- [1] Short Circuit Protection of Circuits with Mixed Conductor Technologies in Transmission Networks, Cigra B5.23 work group report, jun 2014, .
- [2] SIPROTEC 5 Distance Protection, Line Differential Protection, and Overcurrent Protection for 3-Pole Tripping 7SA82, 7SD82, 7SL82, 7SA86, 7SD86, 7SL86, 7SJ86, V9.8
- [3] USE OF TRAVELLING WAVES PRINCIPLE IN PROTECTION SYSTEMS AND RELATED AUTOMATIONS, Entsoe Protection Equipment workgroup, Publication 2021.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.05)**B5.05****RAZVOJ I LABORATORIJSKO TESTIRANJE APLIKACIJE ZA ESTIMACIJU
PARAMETARA DALEKOVODA NA OSNOVU SINHRFAZORSKIH MERENJA****DEVELOPMENT AND LABORATORY TESTING OF AN APPLICATION FOR
TRANSMISSION LINE PARAMETER ESTIMATION USING SYNCHROPHASOR
MEASUREMENTS****Miljana Todorović, Marko Medić, Marko Gostović***

Kratak sadržaj: U poslednjih desetak godina, sinhrofazorska merenja postala su široko primenjena u različitim aplikacijama za unapređenje rada elektroenergetskih sistema. Jedna od tih aplikacija omogućava estimaciju parametara dalekovoda u realnom vremenu, ali kako nije dostupna u komercijalnim softverskim paketima, aplikacija je razvijena i testirana u laboratoriji. Ova aplikacija omogućava estimaciju parametara dalekovoda direktnog redosleda - otpornosti, induktivnosti i kapacitivnosti. Pored toga, dodatni modul omogućava izračunavanje prosečne temperature voda, što bi u praktičnoj primeni doprinelo efikasnijem iskorišćenju kapaciteta prenosne mreže. Laboratorijsko testiranje aplikacije izvedeno je korišćenjem dva uređaja za merenje sinhrofazora, koji bi u stvarnim uslovima bili postavljeni na krajevima dalekovoda u transformatorskim stanicama. Pored njih, korišćeni su i uređaj za prikupljanje podataka u okviru koga je razvijen program za estimaciju parametara dalekovoda i temperature, GPS časovnik za preciznu sinhronizaciju vremena, Ethernet svič za povezivanje opreme, kao i platforma za testiranje uređaja u zatvorenoj petlji u realnom vremenu. Ova platforma uključuje digitalni simulator elektroenergetskog sistema u realnom vremenu i pojačavač signala, koji prilagođava izlazne napone i struje iz simulatora karakteristikama analognih ulaza uređaja za merenje sinhrofazora, a sam proces testiranja na ovaj način se uobičajeno zove RT-HIL testiranje (engl. Real-Time Hardware-In-the-Loop). Postupak verifikacije rada aplikacije, zajedno sa prikazom formiranih ekrana, detaljno je opisan u radu.

Ključne reči: aplikacija, estimacija parametara dalekovoda, estimacija temperature dalekovoda, sinhrofazorska merenja, RT-HIL

Abstract: Over the past decade, synchrophasor measurements have been widely used in various applications for improving power systems performance. One such application enables transmission line parameter estimation in real-time. However, since this functionality is not available in commercial software packages, a custom application has been developed and tested in a laboratory environment.

* Miljana Todorović, PowerGrid Engineering doo Beograd, miljana.todorovic@powergrid-e.com
Marko Medić, PowerGrid Engineering doo Beograd, marko.medic@powergrid-e.com
Marko Gostović, PowerGrid Engineering doo Beograd, marko.gostovic@powergrid-e.com

This application allows the estimation of positive-sequence transmission line parameters, including resistance, inductance, and capacitance. Additionally, an extra module enables the calculation of the average conductor temperature, that could contribute to a more efficient utilization of the transmission network's capacity. The laboratory testing of the application was conducted using two phasor measurement units (PMUs), which, in real-world conditions, would be installed in substations at both ends of the transmission line. Additionally, a phasor data concentrator (PDC) was used, which included a developed program for transmission line parameters and temperature estimation, then GPS clock for precise time synchronization, and ethernet switch. The testing platform included a real-time digital power system simulator and an amplifier, which adjusted output currents and voltages to match the characteristics of the phasor measurement units' analogue inputs. The application verification process using Real-Time Hardware-In-the-Loop testing platform, along with a display of available user interfaces, is described in detail in the paper.

Key words: *application, transmission line parameter estimation, transmission line temperature estimation, synchrophasor measurements, RT-HIL*

1 UVOD

Razvoj tehnologije sinhrofazorskih merenja je započet kasnih osamdesetih godina prošlog veka, dok su prve praktične primene otpočele neposredno posle toga, u ranim devedesetim godinama [1]. Njihov razvoj omogućio je značajan napredak u nadzoru i analizi elektroenergetskih sistema (EES). Ova tehnologija je našla široku primenu u različitim oblastima, kao što su detekcija oscilacija u EES-u, monitoring stabilnosti sistema, detekcija ostrvskog rada, praćenje brzine promene aktivne snage, upravljanje elektroenergetskim sistemom na širokim geografskim područjima (engl. *wide-area control*), upravljanje sistemom kroz RAS/SPS aplikacije (engl. *Remedial Action Schemes/Special Protection Schemes*), snimanje poremećaja, validacija modela sistema, estimacija stanja EES-a, estimacija parametara dalekovoda, ali i brojne druge, [1]-[5]. Sve ove primene omogućavaju poboljšanje efikasnosti, stabilnosti i sigurnosti elektroenergetskih sistema u realnom vremenu.

U ovom radu je detaljnije obrađena primena sinhrofazorskih merenja u estimaciji električnih parametara dalekovoda i temperature u realnom vremenu. Ova primena je od izuzetnog značaja za dobijanje preciznijih ulaznih podataka, a kasnije i preciznijih rezultata u različitim vrstama proračuna i simulacija elektroenergetskih sistema, kao što su analize tranzijentne stabilnosti, proračuni tokova snaga, analize kratkih spojeva, estimacija stanja mreže, kao i za precizno podešavanje distantnih zaštita i tačnu identifikaciju lokacije kvara. Konvencionalno se parametri prenosnih vodova proračunavaju na osnovu konfiguracije stubova i fizičkih osobina provodnika, ali i parametara koje je neophodno aproksimirati, kao što je na primer otpor tla, pa iako praktičan, ovaj pristup unosi određene greške prilikom proračuna. Dodatno, na osnovu estimacije temperature dalekovoda, moguće je u realnom vremenu korigovati maksimalno dozvoljeno opterećenje dalekovoda čime bi se povećala efikasnost upravljanja elektroenergetskim sistemom.

U okviru rada, predstavljena je razvijena aplikacija za estimaciju električnih parametara dalekovoda (otpornosti, induktivnosti i kapacitivnosti) i temperature u realnom vremenu, testirana u laboratorijskim uslovima. Dalekovod je modelovan unutar digitalnog simulatora elektroenergetskog sistema, dok je ostala oprema korišćena u skladu sa uslovima koji bi vladali u realnim okolnostima. U konkretnom slučaju, izabran je model dalekovoda sa skoncentrisanim parametrima, koji je najčešće korišćen u literaturi.

Iako je ovaj model najčešće razmatran, postoje radovi koji se bave složenijim modelima, poput modela vodova sa raspodeljenim parametrima [6], ili modeli netransponovanih vodova [7], koji mogu dati preciznije rezultate estimacije u zavisnosti od karakteristika realnog dalekovoda za koji bi se vršile pomenute estimacije u realnom vremenu.

2 TEHNOLOGIJA SINHROFAZORSKIH MERENJA

Sinhrofazori predstavljaju vremenski sinhronizovana merenja veličina koje se mogu opisati fazorima, dok fazore definišemo kao kompleksne veličine koje predstavljaju amplitudu i fazni ugao sinusoidalnog oblika napona i struja u određenom trenutku u vremenu. Prema IEEE standardu 60255-118-1 [8], definisan je referentni vektor koji je sinhronizovan prema UTC vremenu, a na početku svake sekunde uzima vrednost 1. U odnosu na ovaj referentni vektor, određuju se fazni uglovi merenih sinhfazora, što omogućava da merenja sa različitih lokacija budu vremenski sinhronizovana.

Sinhrofazorska merenja, odnosno vremenski sinhronizovana merenja električnih veličina u elektroenergetskom sistemu, omogućena su primenom uređaja poznatih kao PMU uređaji (engl. *Phasor Measurement Unit*). U poređenju sa široko korišćenom SCADA tehnologijom za nadzor i upravljanje, sinhfazorska tehnologija donosi brojne prednosti. Dok SCADA sistem pruža merenja efektivnih vrednosti napona i struja, kao i aktivne i reaktivne snage, PMU uređaji omogućavaju merenje sinhronizovanih fazora napona i struja, frekvencije, brzine promene frekvencije (ROCOF), kao i pomenutih snaga. Još jedna značajna prednost PMU tehnologije je njena visoka vremenska rezolucija, koja obično iznosi između 30 i 60 merenja u sekundi, dok SCADA sistemi podatke ažuriraju tipično na svakih 4 do 6 sekundi.

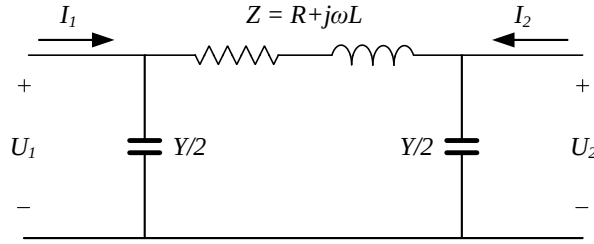
Sinhrofazorska merenja su vremenski sinhronizovana sa tačnošću do jedne mikrosekunde zahvaljujući vremenskoj sinhronizaciji putem GPS signala. Zbog toga su merenja sa različitih lokacija precizno usklađena u vremenu i mogu se međusobno porediti, što omogućava direktno izračunavanje razlike faznih uglova između različitih tačaka u mreži. Na ovaj način, a uz visoku vremensku rezoluciju sinhfazorskih merenja, omogućen je precizan uvid u sveobuhvatno stanje sistema, omogućavajući brzo otkrivanje pojava kao što su oscilacije i nestabilnosti napona, koje SCADA sistem nije u mogućnosti da detektuje. Kompleksne komunikacione mreže, zajedno sa naprednim analitičkim alatima i softverskim aplikacijama, omogućavaju da se podaci sa PMU uređaja pretvore u vredne informacije koje se koriste za svakodnevno upravljanje sistemom, ali i za dugoročno planiranje razvoja elektroenergetskog sistema [9].

3 MODEL ZA ESTIMACIJU PARAMETARA DALEKOVODA I TEMPERATURE

3.1 Model voda

Nadzemni vodovi se mogu klasifikovati na osnovu dužine kao kratki vodovi, vodovi srednje dužine i dugački vodovi. Za kratke vodove otočne kapacitivnosti su zanemarljive i vodovi se mogu aproksimirati samo rednom impedansom. Vodove srednje dužine je moguće modelovati zamenskom π -šemom (model sa koncentrisanim parametrima), dok se za dugačke dalekovode primenjuju modeli sa raspodeljenim parametrima.

Razvijeni algoritam koristi π -šemu za modelovanje dalekovoda, te se stoga može primeniti za slučaj kratkih i vodova srednje dužine. Zamenska π -šema voda se formira tako da redna grana predstavlja impedansu voda, dok se otočna grana, koja predstavlja admitansu voda, kao koncentrisani parametar u π -šemi voda deli na dve polovine, kao što je prikazano na slici 1.



Slika 1: Zamenska π -šema voda

Primenom Kirhofovih zakona, dolazi se do jednačina za računanje impedanse i admitanse voda na osnovu napona i struja direktnog redosleda na oba kraja voda:

$$\underline{Z} = \frac{U_1^2 - U_2^2}{I_1 \cdot U_2 - I_2 \cdot U_1} \quad (1)$$

$$\underline{Y} = 2 \cdot \frac{I_1 + I_2}{U_2 + U_1} \quad (2)$$

Otpornost i induktivnost voda se potom određuju na osnovu sledeće jednačine:

$$R = \operatorname{Re}\{\underline{Z}\}, L = \frac{\operatorname{Im}\{\underline{Z}\}}{2\pi f} \quad (3)$$

dok se kapacitivnost voda izračunava kao:

$$C = \frac{\operatorname{Im}\{\underline{Y}\}}{2\pi f} \quad (4)$$

3.2 Estimacija temperature voda

Zavisnost otpornosti voda od temperature voda se usvaja da je praktično linearna i predstavlja se na sledeći način:

$$R = R_{ref} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - T_{ref})) \quad (5)$$

gde su:

R – otpornost provodnika pri temperaturi T u Ω ;

R_{ref} – otpornost provodnika pri referentnoj temperaturi T_{ref} (najčešće se usvaja da je referentna temperatura 20°C) u Ω ;

α – temperaturni koeficijent električnog otpora za određeni materijal provodnika;

T – temperatura provodnika u $^\circ\text{C}$;

T_{ref} – referentna temperatura pri kojoj se definiše α za određeni materijal provodnika;

Ukoliko je poznata referentna otpornost provodnika, a na osnovu jednačine (5), se izračunava estimacija trenutne temperature provodnika:

$$T_{est} = T_{ref} + (R_{est}/R_{ref} - 1)/\alpha \quad (6)$$

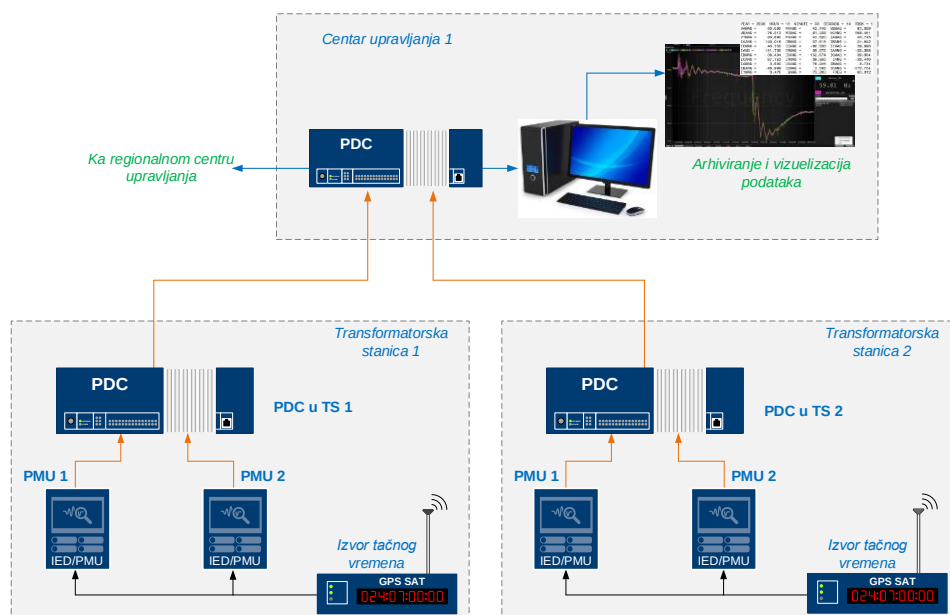
gde je R_{est} estimirana trenutna vrednosti otpornosti voda na osnovu sinhrofazorskih merenja.

4 REALIZACIJA SISTEMA ZA TESTIRANJE RAZVIJENE APLIKACIJE

4.1 Komponente sistema za sinhrofazorska merenja

Kako bi se formirao adekvatan i u potpunosti funkcionalan sistem za sinhrofazorska merenja, neophodno je obezbediti sledeće ključne elemente sistema, prikazane na slici 2:

- Izvor tačnog vremena
- Uređaje za sinhrofazorska merenja – PMU
- Uređaje za prikupljanje sinhrofazorskih podataka – PDC (engl. *Phasor Data Concentrator*)
- Sisteme za skladištenje i analizu podataka
- Korisnički interfejs i alate za vizualizaciju
- Mrežnu infrastrukturu i komunikacioni interfejs



Slika 2: Osnovne komponente sistema za sinhrofazorska merenja

Izvor tačnog vremena (GPS sat) predstavlja ključnu komponentu sistema za sinhrofazorska merenja. Precizan časovnik je bio direktan preduslov za realizaciju sinhrofazorskih merenja, jer omogućava vremensku sinhronizaciju podataka sa različitim lokacija. Bez ove komponente, podaci ne bi mogli biti vremenski usklađeni, što bi onemogućilo njihovu upotrebu i poređenje. Prema standardima IEEE/IEC, izvor tačnog vremena mora imati tačnost od ± 500 ns i biti kompatibilan sa standardima koji se odnose na sinhrono merenje vremena. GPS sat može biti nezavistan uređaj koji sinhronizuje više PMU uređaja istovremeno ili može biti integrisan u PMU uređaj.

Uređaji za sinhrofazorska merenja (PMU uređaji) su inteligentni elektronski uređaji (engl. *Intelligent Electronic Device* – IED) instalirani u različitim tačkama EES-a, koji imaju mogućnost merenja fazora struja i napona (amplitude i faznog stava) i predstavljaju osnovu svakog sinhrofazorskog sistema.

Podaci dobijeni od PMU uređaja moraju biti visokoprecizni, vremenski usaglašeni i koordinisani. Uređaji za sinhrofazorska merenja mogu biti realizovani kao samostalni uređaji ili kao funkcija unutar mikroprocesorskih zaštitnih uređaja, povezani na sekundarna kola naponskih i strujnih transformatora (bilo na zaštitna bilo na merna jezgra, poželjno je po mogućstvu i na oba). Ovi uređaji vrše monitoring amplituda i uglova napona i struja, kao i učestanosti i brzine promene učestanosti elektroenergetskog sistema.

Uređaji za prikupljanje podataka (PDC uređaji) predstavljaju centralnu tačku sistema za sinhrofazorska merenja. Osim osnovne funkcije prikupljanja podataka, PDC uređaji takođe mogu obavljati konverziju različitih komunikacionih protokola. Svaki paket sinhrofazorskih podataka koji dolazi od PMU uređaja sadrži vremensku referencu dobijenu od visokopreciznog izvora vremena (GPS sat). PDC uređaji agregiraju vremenski sinhronizovana merenja sa različitih PMU uređaja (ili drugih PDC jedinica) u koherentan skup podataka, koji može biti analiziran u realnom vremenu ili kasnije, ali i prosleđuju ove informacije nadređenom centru upravljanja ili drugim aplikacijama. Takođe, PDC uređaji pomažu u upravljanju velikom količinom podataka, obezbeđujući da se prosleđuju samo relevantni, filtrirani podaci.

Kako bi se bolje razumela potreba za postojanjem PDC uređaja, razmotrićemo situaciju u kojoj se PMU 1 nalazi na istoj lokaciji kao i PDC uređaj, dok je PMU 2 uređaj smešten na udaljenoj lokaciji (u pitanju mogu biti i stotine kilometara). Vreme potrebno da paket podataka od PMU 1 stigne do PDC uređaja biće značajno kraće nego vreme potrebno za paket podataka od PMU 2. Ključna uloga PDC uređaja je da prikupi pristigle pakete od svih PMU uređaja u sistemu i složi ih prema vremenima u kojima su podaci registrovani. Ovaj „superpaket“ omogućava precizno poređenje podataka dobijenih iz različitih delova elektroenergetskog sistema.

Sistemi za skladištenje i analizu podataka omogućavaju čuvanje prikupljenih podataka radi obrade u realnom vremenu ali i zarad istorijske obrade. Ovi sistemi obezbeđuju računarske kapacitete i algoritme neophodne za analizu stanja elektroenergetske mreže, detekciju poremećaja i generisanje korisnih informacija za operatere.

Korisnički interfejs i alati za vizualizaciju predstavljaju softversko okruženje za prikaz objedinjenih podataka u pristupačnom formatu za operatere. Operateri mogu koristiti različite vrste kontrolnih prikaza, grafičke prikaze i alarme za praćenje stanja mreže u realnom vremenu i brzo donošenje odluka.

Mrežna infrastruktura i komunikacioni interfejs predstavljaju ključne komponente u funkcionisanju sinhrofazorskog sistema merenja, jer omogućavaju prenos podataka od pojedinačnih PMU uređaja do centralnog PDC uređaja. Ova infrastruktura mora da obezbedi pouzdan prenos podataka sa minimalnim kašnjenjem između PMU uređaja, PDC jedinica i kontrolnog centra. Brza i robusna mrežna infrastruktura je od suštinskog značaja za efikasno praćenje prenosa podataka u realnom vremenu i očuvanje integriteta podataka. Propusna moć komunikacionog podsistema direktno utiče na količinu i učestanost prenosa podataka, što ima direktan uticaj na ukupnu efikasnost i pouzdanost sinhrofazorskog sistema. Komunikacija može biti ostvarena različitim tehnologijama, uključujući direktne optičke veze, radio veze, modeme, Ethernet ili Internet, u zavisnosti od specifičnih zahteva sistema i dostupne infrastrukture.

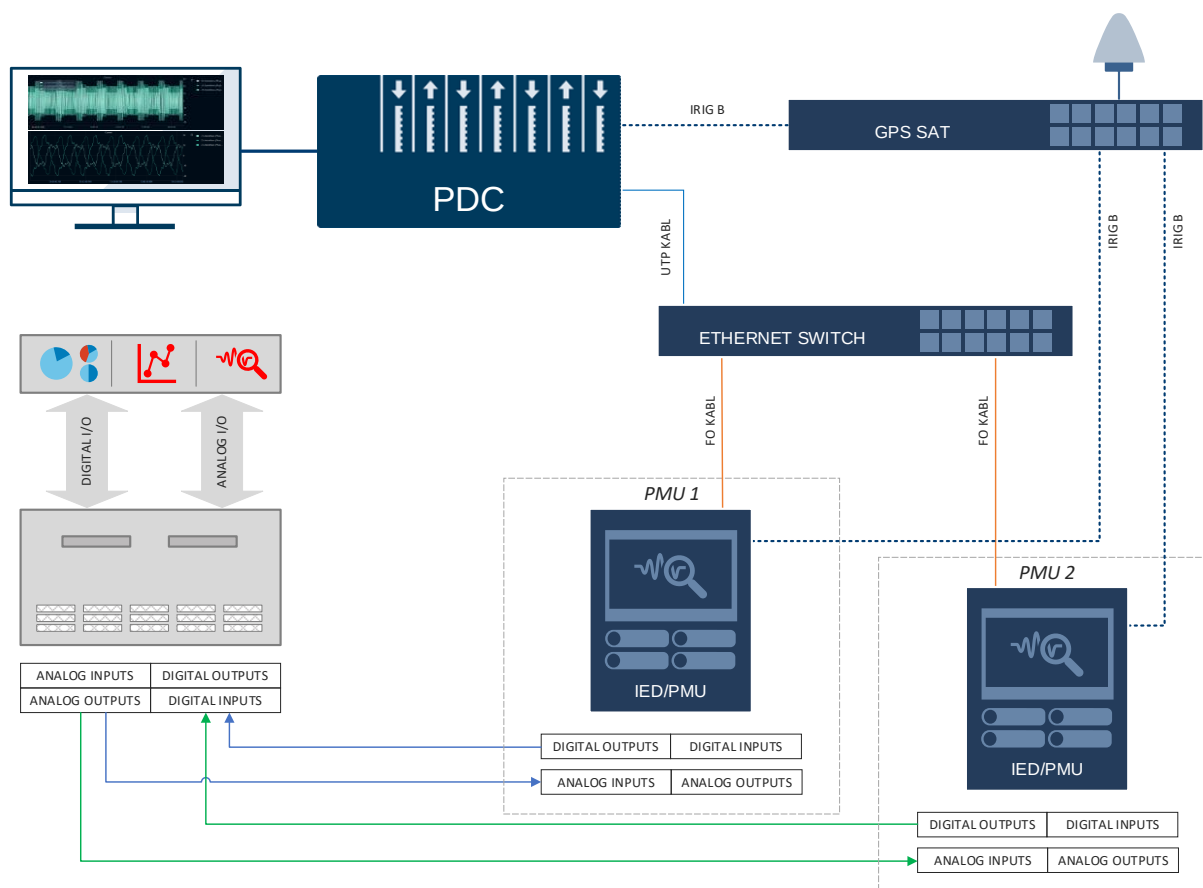
4.2 Opis sistema za testiranje aplikacije za estimaciju parametara dalekovoda

Za generisanje merenja napona i struja sa oba kraja voda, u cilju testiranja razvijene aplikacije za estimaciju parametara vodova, primenjena je RT-HIL (engl. *Real-Time Hardware-in-the-Loop*) metoda testiranja.

U tu svrhu korišćena su dva uređaja: digitalni simulator elektroenergetskog sistema u realnom vremenu i pojačavač signala, koji omogućava prilagođavanje izlaza iz simulatora analognim ulazima uređaja za sinhrofazorska merenja. Pored HIL opreme, korišćena su i dva IED uređaja u funkciji PMU uređaja, GPS sat za distribuciju tačnog vremena putem IRIG-B signala, kao i kontroler za automatizaciju u realnom vremenu (engl. *Real-Time Automation Controller* – RTAC), koji je služio kao PDC uređaj za prikupljanje sinhrofazorskih merenja. Uređaji su međusobno povezani putem upravljivog Ethernet sviča.

Aplikacija za estimaciju parametara vodova razvijena je korišćenjem IEC 61131 programabilne logike, koja je integrisana u PDC uređaj. Grafički prikaz rezultata estimacije ostvaren je korišćenjem web-baziranog HMI (engl. *Human Machine Interface*) sistema, koji je takođe sastavni deo PDC uređaja.

Blok-šema sistema korišćenog za testiranje aplikacije za estimaciju parametara dalekovoda i temperature u realnom vremenu, zasnovane na sinhrofazorskim merenjima, prikazana je na slici 3, dok je laboratorijska postavka testiranja prikazana na slici 4.



Slika 3: Blok šema realizovanog sistema za testiranje aplikacije za estimaciju parametara dalekovoda

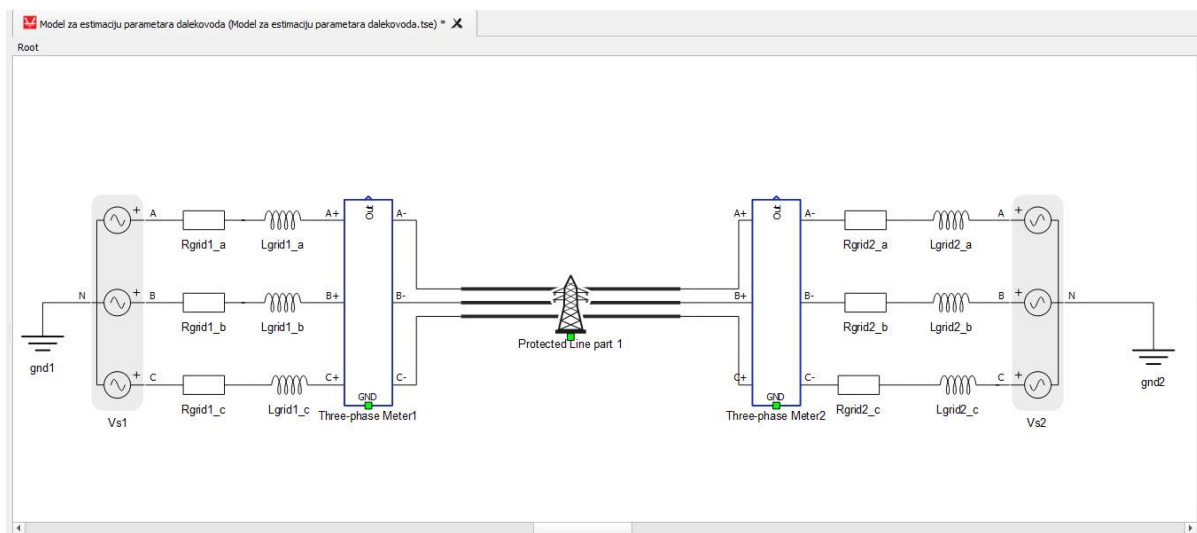


Slika 4: Laboratorijska postavka ispitivanja: **1.** SEL-787L zaštitni uređaj - PMU 1, **2.** SEL-787L zaštitni uređaj - PMU 2, **3.** Typhoon HIL 604, **4.** HIL Connect, **5.** SEL-2488 GPS sat, **6.** SEL-2730 Ethernet svič

5 TESTIRANJE APLIKACIJE I REZULTATI

5.1 Formiranje modela mreže

Kako bi se testirala aplikacija za estimaciju parametara dalekovoda pomoću sinhrofazorskih merenja, u okviru digitalnog simulatora sistema u realnom vremenu je razvijen matematički model dela EES-a, kao što je prikazano na slici 5. Dalekovod u modelu je modelovan pomoću zamenske π -šeme, sledećih parametara direktnog redosleda: $R=0,12 \Omega/\text{km}$ (na temperaturi od 20°C), $L=1,305 \text{ mH}/\text{km}$ i $C=10 \text{ nF}/\text{km}$. Dalekovod je povezan na 110 kV naponsku mrežu, nominalne učestanosti 50 Hz, a njegova dužina iznosi 50 km.



Slika 5: Matematički model dalekovoda i ekvivalenata EES-a sa oba kraja dalekovoda

5.2 Rezultati testiranja

Na osnovu sinhrofazorskih merenja struja i napona sa PMU uređaja, generisanih korišćenjem digitalnog simulatora elektroenergetskog sistema u realnom vremenu i dodatno prilagođenih pomoću uređaja za pojačavanje signala, a koji odgovaraju merenjima na oba kraja posmatranog dalekovoda, u okviru PDC uređaja su u realnom vremenu estimirane vrednosti parametara dalekovoda direktnog redosleda – otpornost (R), reaktansa (X) i susceptansa (B). Rezultati estimacije prikazani su na slikama 6, 7 i 8. Na njima su, pored procenjenih vrednosti, prikazane i referentne vrednosti koje su zadate u modelu ($R = 6 \Omega$, $X = 20,5 \Omega$, $B = 157 \mu S$), i granice koje označavaju odstupanja od $\pm 1\%$ u slučaju estimacije otpornosti i reaktanse, odnosno $\pm 10\%$ u slučaju estimacije susceptanse.

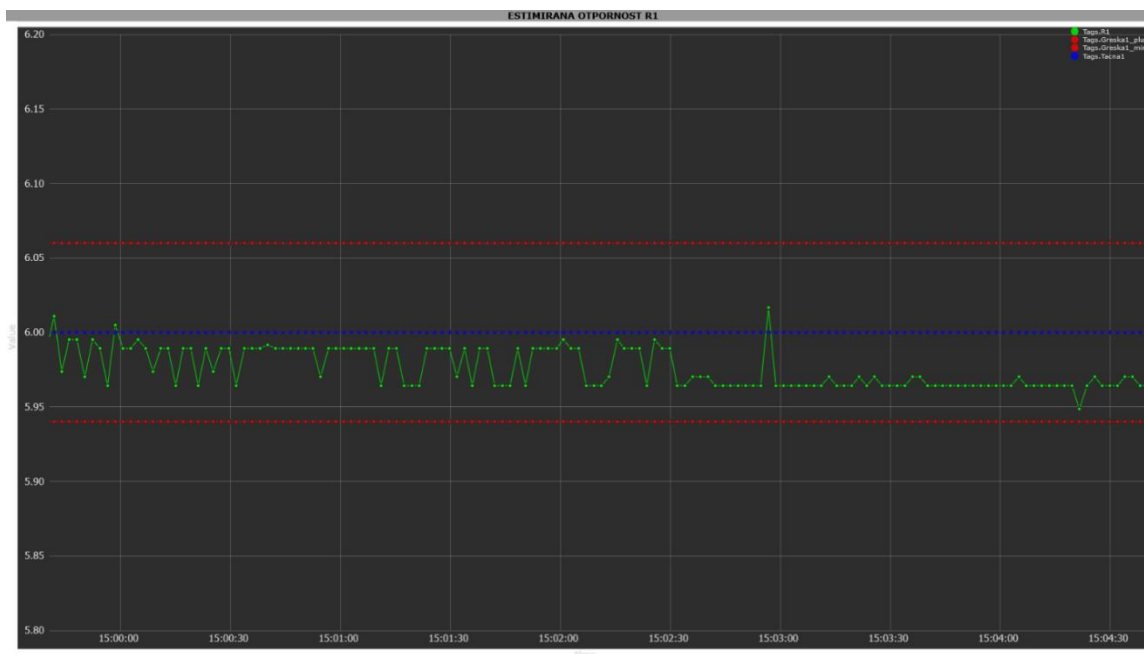
Sa slika 6 i 7 se može uočiti da su estimirane vrednosti parametara R i X unutar označenih granica odstupanja od $\pm 1\%$. S druge strane, estimacija parametra B pokazuje nešto veću grešku, što je očekivano imajući u vidu njegovu malu vrednost i samim tim veću osetljivost na promene u ulaznim veličinama za proračun, odnosno sinhrofazorskim merenjima napona i struja. Sa slike 8 vidimo da su odstupanja estimirane vrednosti susceptanse u okviru granica odstupanja $\pm 10\%$ u odnosu na zadatu vrednost parametra.

Važno je napomenuti da odstupanja u estimaciji parametara uglavnom potiču od grešaka u sistemu za generisanje ulaznih signala (posebno pojačavača), kao i grešaka estimacije fazora samih PMU uređaja. Ipak, uticaj pojedinačnih izvora grešaka na konačne rezultate nije detaljnije razmatran u okviru ovog rada. U realnim primenama, na tačnost estimacije bi, pored grešaka koje unose PMU uređaji, uticale i greške strujnih i naponskih mernih transformatora, kao i odstupanja usled razlika između idealizovanog matematičkog i stvarnog fizičkog modela dalekovoda.

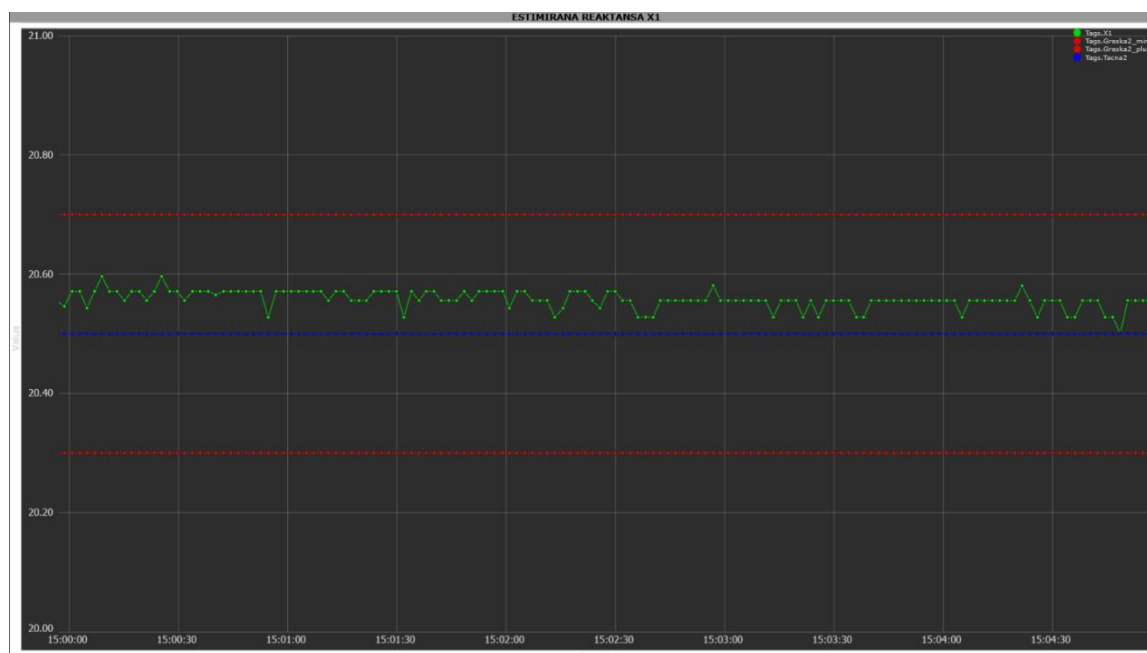
Dodatno, pored estimacije parametara dalekovoda, u okviru PDC uređaja implementiran je i proračun temperature provodnika, zasnovan na estimiranoj vrednosti otpornosti voda, prema zavisnosti definisanoj u jednačini (6). S obzirom na to da je odnos između temperature i otpornosti linearan, tačnost estimacije otpornosti direktno utiče na tačnost procene temperature.

Za potrebe jednostavnog testa, otpornost dalekovoda je zadata tako da odgovara otpornosti pri temperaturi provodnika od $70,0^\circ C$.

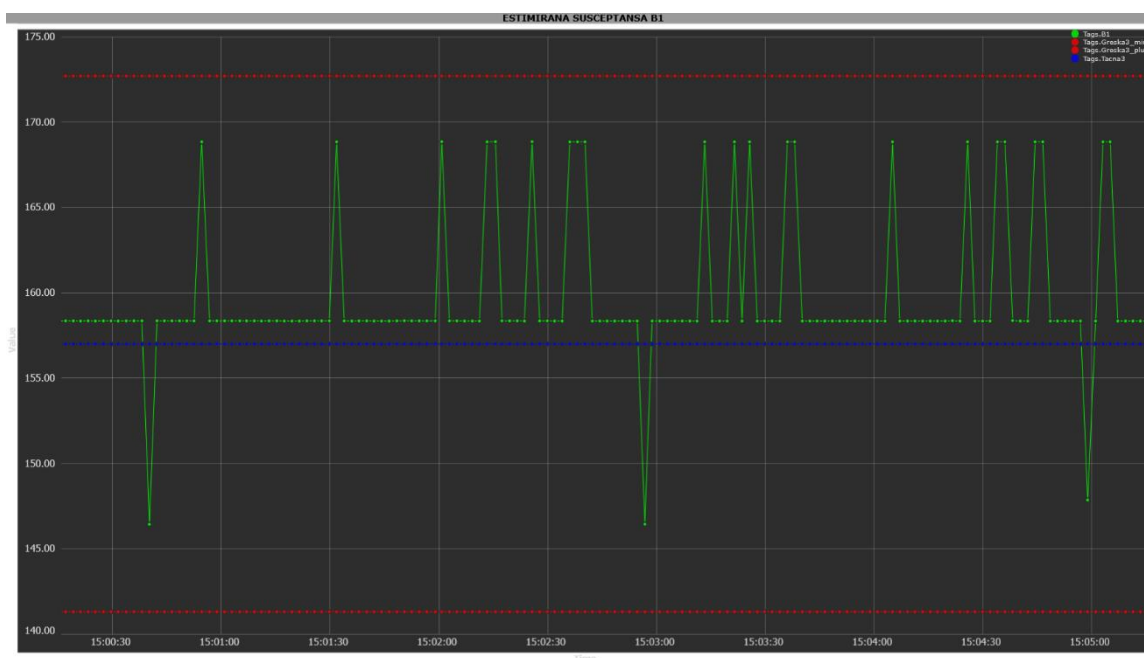
Na slici 9 prikazan je deo korisničkog interfejsa PDC uređaja, koji u jednom od trenutaka prikazuje estimiranu temperaturu provodnika od 70,9°C. Softver omogućava estimaciju temperature u realnom vremenu, što u praktičnoj primeni može imati značajnu ulogu u dinamičkom određivanju maksimalno dozvoljenog opterećenja dalekovoda, čime bi bilo omogućeno efikasnije iskorišćenje njegovog kapaciteta.



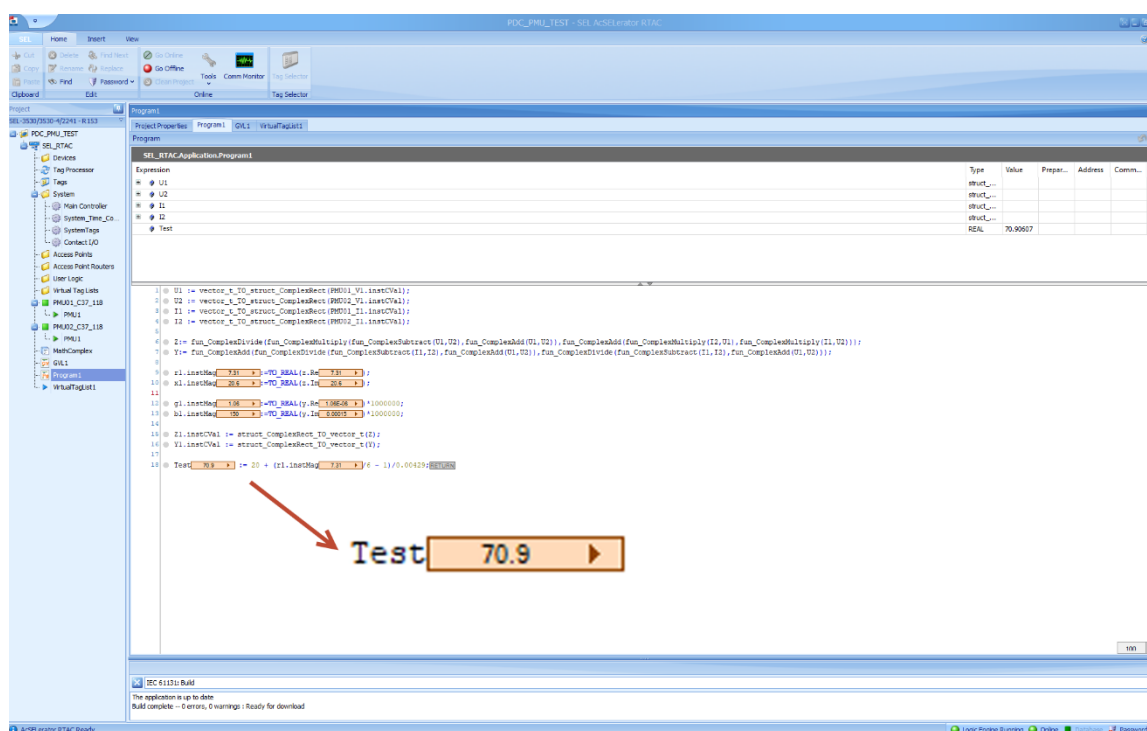
Slika 6: Estimacija otpornosti dalekovoda direktnog redosleda u realnom vremenu sa označenom referentnom vrednošću $R = 6 \, \Omega$ i granicama odstupanja $\pm 1\%$



Slika 7: Estimacija reaktanse dalekovoda direktnog redosleda u realnom vremenu sa označenom referentnom vrednošću $X = 20,5 \, \Omega$ i granicama odstupanja $\pm 1\%$



Slika 8: Estimacija susceptanse B dalekovoda direktnog redosleda u realnom vremenu sa označenom referentnom vrednošću $B = 157 \mu\text{S}$ i granicama odstupanja $\pm 10\%$



Slika 9: Estimacija temperature provodnika ($T_{\text{zad}}=70$ stepeni)

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu predstavljena je razvijena aplikacija za estimaciju parametara dalekovoda i temperature u realnom vremenu zasnovana na sinhrofazorskim merenjima, kao i rezultati njene verifikacije u HIL okruženju. Iako implementacija razvijene aplikacije nudi brojne prednosti, određeni izazovi ostaju prisutni, kao što su vrednost početne investicije u slučaju potrebe za potpunom realizacijom sinhrofazorskog sistema merenja, zavisnost od GPS signala i zahtev za

visokom stručnošću u obradi i analizi podataka, s obzirom da bi u realnim uslovima ulazna merenja bila opterećena većim prisustvom grešaka, te je stoga primena adekvatnih metoda za obradu i optimizaciju podataka od suštinskog značaja.

Ipak, sa sve većim brojem instaliranih PMU uređaja u elektroenergetskim sistemima, kao i uz kontinuirani napredak u razvoju analitičkih alata, može se očekivati šira i intenzivnija primena ovakvih metoda u praksi, što će doprineti pouzdanijem, preciznijem i efikasnijem upravljanju elektroenergetskim sistemima u budućnosti, kao i povećanju tačnosti analiza koje se oslanjaju na modele dalekovoda.

7 LITERATURA

- [1] Mladen Kezunovic, Sakis Meliopoulos, Vaithianathan Venkatasubramanian, Vijay Vittal, "Application of time-synchronized measurements in power system transmission networks", Springer, 2014
- [2] Edmund O. Schweitzer III, David Whitehead, Greg Zweigle, Krishnanjan Gubba Ravikumar, and Greg Rzepka, "Synchrophasor-Based Power System Protection and Control Applications", Originally presented at the 36th Annual Western Protective Relay Conference, October 2009
- [3] Husam Ahmed, "Catch the Next Dynamic Wave: Overview and References of Wide Area Monitoring Systems and Remedial Action Scheme (RAS) Solutions", Presented at the GCC Power 2022 Conference & Exhibition, Riyadh, Saudi Arabia, 2022
- [4] F. Iliceto, Ö. Akansel, M. Akdeniz, S. Erikci, Y. Z. Korkmaz and K. G. Ravikumar, "System Integrity Protection Schemes in the 400 kV Transmission Network of Turkey," in 7th International Conference on Power System Protection and Automation, New Delhi, 2018
- [5] Yan Du and Y. Liao, "Online estimation of power transmission line parameters, temperature and sag," 2011 North American Power Symposium, Boston, MA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS.2011.6024854.
- [6] Y. Liao and M. Kezunovic, "Online Optimal Transmission Line Parameter Estimation for Relaying Applications," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 1, pp. 96-102, Jan. 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2002875.
- [7] Di Shi, Daniel J. Tylavsky, Kristian M. Koellner, Naim Logic, David E. Wheeler, "Transmission line parameter identification using PMU measurements", European Transactions on Electrical Power, doi.org/10.1002/etep.522
- [8] IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements, IEEE/IEC 60255-118-1-2018
- [9] Philip Overholt, Kjetil Uhlen, Brian Marchionini and Olivia Valentine, Synchrophasor Applications for Wide Area Monitoring and Control, IECAN Discussion Paper

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.06)**B5.06****DETEKCIJA, KLASIFIKACIJA I LOKALIZACIJA KVAROVA U PRENOSNIM
VODOVIMA KORIŠĆENJEM VEŠTAČKIH NEURALNIH MREŽA****FAULT DETECTION, CLASSIFICATION AND LOCALIZATION IN POWER
TRANSMISSION LINES USING ANN****Živko Sokolović, Mileta Žarković***

Kratak sadržaj: Prenosni vod predstavlja ključnu opremu za siguran i pouzdan prenos energije u svakom elektroenergetskom sistemu. Da bi se povećala pouzdanost i sigurnost dalekovoda, potrebno je simulirati različite vrste kvarova kako bi se minimizirao njihov uticaj i otkrili i rešavali što je brže moguće. Cilj ovog rada je da pruži tačnu metodu za detekciju, klasifikaciju i lokalizaciju kvarova na prenosnim vodovima koristeći veštačke neuronske mreže (ANN). Prenosni sistem modelovan je u DIgSILENT PowerFactory, simulirajući kako normalne tako i režime sa kvarom. Tri vrste kvarova su razmatrane za simulaciju: jednofazni kvar sa zemljom, dvofazni kratki spoj i trofazni kratki spoj. Svaki kvar je simuliran na 110 kV prenosnim vodovima sa rezolucijom od 5%. Pored režima sa kvarom, izvršen je i normalni režim korišćenjem analize tokova snaga, pri čemu je opterećenje sistema variralo. Podaci o naponima i strujama iz ovih simulacija korišćeni su za obuku i testiranje ANN modela. Predloženi model postigao je tačnost od 100% u detekciji vrsta kvarova, tačnost od 94% u identifikaciji voda na kome je kvar nastao, i srednju apsolutnu grešku (MAE) od 1,15 u preciznom određivanju tačne lokacije kvara. Ovi rezultati pokazuju efikasnost modela u tačnom prepoznavanju i lokalizaciji kvarova na prenosnim vodovima, što značajno doprinosi pouzdanosti i stabilnosti rada elektroenergetskih sistema.

Ključne reči: *veštačke neuralne mreže, prenosni vod, DIgSILENT, klasifikacija i lokalizacija kvara*

Abstract: Power transmission line is key equipment in secure and reliable power flow in each power system. To enhance the reliability and security of transmission lines, it is essential to simulate various types of faults to minimize their impact and enable their rapid detection and resolution. The objective of this paper is to provide an accurate method for detection, classification and localization of faults occurring in power transmission lines using Artificial Neural Network (ANN). Power transmission system was modelled in DIgSILENT PowerFactory, simulating both normal and fault scenarios. Three types of faults were considered for simulation: single-phase-to-ground fault, two-phase short circuit, and three-phase short circuit.

*Živko Sokolović, Nikola Tesla Institute of Electrical Engineering, sokoloviczivko98@gmail.com
Mileta Žarković, Univerzitet u Beogradu -Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.rs

Each fault was simulated across the 110 kV power lines with a resolution of 5%. In addition to the fault scenarios, normal scenario was carried out using a load flow analysis, where the system's load was varied. Voltage and current data from these simulations were utilized to train and test the ANN model. The proposed model achieved an accuracy of 100% in detecting fault types, a fault classification accuracy of 94% for identifying the fault line, and a mean absolute error (MAE) of 1.15 in pinpointing the exact fault position. These results demonstrate the model's effectiveness in accurately identifying and localizing faults in power transmission lines, significantly contributing to the reliability and stability of power grid operations.

Key words: ANN, transmission line, DIGSILENT, fault classification and localization

1 UVOD

Elektroenergetski sistem sastoji se od tri ključna podsistema: proizvodnje, prenosa i distribucije. Električna energija se prenosi od proizvodnje do distribucije električne energije kroz visokonaponske vodove prenosnog elektroenergetskog sistema. Prenosni vod je sistem visokonaponskih provodnika koji omogućavaju prenos električne energije na velike udaljenosti od elektrana do transformatorskih stanica, odakle se energija distribuira krajnjim korisnicima. Zbog izloženosti spoljnim uslovima, termičkim i mehaničkim naprezanjima, prenosni vodovi su podložni različitim vrstama kvarova [1]. Pouzdano funkcionisanje elektroenergetskog sistema ima ključnu ulogu u održavanju stabilnosti industrije i svakodnevnog života. Kvarovi u elektroenergetskom sistemu mogu izazvati značajne poremećaje i finansijske gubitke. Stoga je obezbeđivanje nesmetanog i sigurnog prenosa energije od suštinskog značaja za očuvanje ekonomskih aktivnosti jedne zemlje [2].

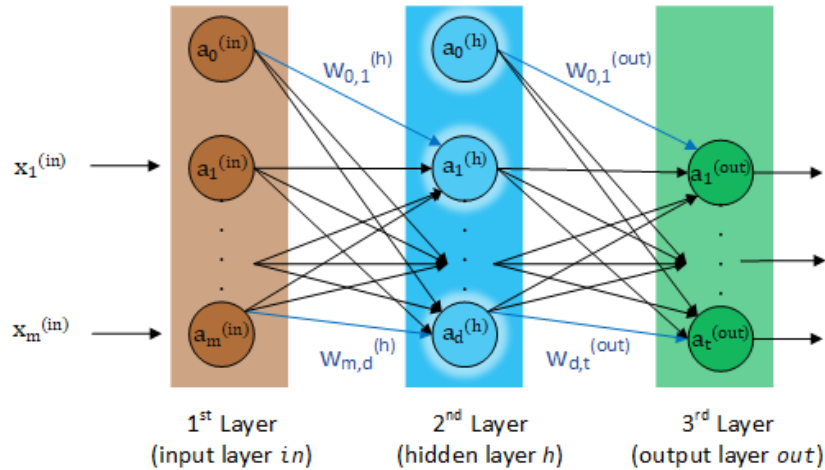
Za efikasnu zaštitu elektroenergetske mreže, neophodno je brzo detektovati i precizno locirati kvarove, a potom izolovati deo mreže u kvaru [3]. U praksi, ovu operaciju obavljaju releji i prekidač. Konvencionalne metode zaštite prenosnih vodova, poput distantne zaštite [4] i zaštite na bazi putujućih talasa [5], dugo su korišćene za detekciju i lokalizaciju kvarova u elektroenergetskim sistemima. Ove metode se oslanjaju na analizu struja, napona i impedansi kako bi identifikovale kvar i aktivirale odgovarajuće zaštitne mehanizme. Iako su pouzdane i efikasne u mnogim slučajevima, konvencionalne tehnike suočavaju se s određenim ograničenjima, poput problema sa detekcijom visokoimpedansnih kvarova [6], različitih problema koji se javljaju usled visoke integracije obnovljivih izvora energije [7], osetljivosti na intermitentne promene opterećenja i oscilacije sistema.

Sa napretkom tehnologije, sve više se istražuju i primenjuju metode zasnovane na veštačkoj inteligenciji (*Artificial Intelligence*), uključujući mašinsko učenje i duboko učenje [8-10]. AI algoritmi mogu značajno unaprediti zaštitu prenosnih vodova. Stoga, ovaj rad se fokusira na primeni veštačkih neuralnih mreža za brzu i pouzdanu detekciju, klasifikaciju i lokalizaciju kvarova u prenosnim vodovima elektroenergetskog sistema.

Ostatak ovog rada je organizovan na sledeći način. Poglavlje 2 izlaže teoretska objašnjenja o funkcionisanju neuralnih mreža. Poglavlje 3 obezbeđuje metodologiju. Poglavlje 4 se bavi analizom dobijenih rezultata. Poglavlje 5 zaključuje rad i daje potencijalne smernice za buduća istraživanja.

2 VEŠTAČKE NEURALNE MREŽE

Veštačke neuronske mreže (ANN) su računarski modeli inspirisani strukturom i funkcijama bioloških neuronskih mreža. One su osnovni gradivni element u razvoju AI. Model ANN obično se sastoji od tri glavna sloja: ulaznog, skrivenog i izlaznog. Ulazni sloj prima podatke ili signale iz spoljnog okruženja, kao što su struja ili napon u elektroenergetskim sistemima. Skriveni sloj obrađuje ulazne podatke izdvajajući obrasce povezane s analiziranim procesom ili sistemom. Na kraju, izlazni sloj generiše i prikazuje konačne prognoze ili rezultate modela. Ovi slojevi rade zajedno, pri čemu podaci prolaze i transformišu se kroz svaki sloj [3]. Slika 2.1 prikazuje osnovnu strukturu ANN, naglašavajući protok podataka kroz ove slojeve.



Slika 2.1: Veštačka neuralna mreža

Broj skrivenih slojeva može biti povećan formirajući „duboku neuralnu mrežu“ za učenje složenijih karakteristika. Na prethodnoj slici $x_1, x_2, \dots, x_m$ označavaju ulaze. Težinski koeficijenti su označeni sa $w_{i,j}^{(l)}$ ukazujući vezu između neurona (jedinica) i u sloju $l - 1$ i neurona j u sloju l . Dodatno, $a_i^{(l)}$ predstavlja aktivaciju neurona i u sloju l . Član $a_0^{(l)}$ se odnosi na “bias” jedinicu u sloju l i postavljena je na vrednost 1.

Operacija unapred (*forward propagation*) u svakom neuronu može biti napisana kao matematički izraz koji računa izlaz na osnovu ulaza, težina i aktivacione funkcije. Za jedan neuron u skrivenom sloju h , izlaz može biti proračunat na sledeći način [11]:

$$z_1^{(h)} = a_0^{(in)} w_{0,1}^{(h)} + a_1^{(in)} w_{1,1}^{(h)} + \dots + a_m^{(in)} w_{m,1}^{(h)} \quad (2.1)$$

$$a_1^{(h)} = \phi(z_1^{(h)}) \quad (2.2)$$

gde $z_1^{(h)}$ označava „net“ ulaz, doke je $\phi(\cdot)$ aktivaciona funkcija. Aktivacione funkcije su ključne komponente neuralnih mreža koje uvode nelinearnost u model, omogućavajući učenje složenih obrazaca i veza u podacima. Česte aktivacione funkcije uključuju *sigmoid*, *tanh*, *rectified linear unit (relu)*.

Nakon prolaska unapred kroz mrežu i dobijanja izlaza, sledeći korak je izračunavanje greške pomoću funkcije gubitka L , koja se potom minimizira. Dugo vremena istraživači su se borili da nađu adekvatan način treniranja neuralne mreže, ali bez uspeha.

Međutim, 1986. godine je objavljen algoritam propagacije greške unazad (*backpropagation*), koji omogućava mreži da prilagođava težine slojeva kako bi minimizovala ovu funkciju gubitka. Ovaj algoritam može biti opisan sledećim skupom jednačina:

$$\delta^{(out)} = \mathbf{a}^{(out)} - \mathbf{y} \quad (2.3)$$

$$\delta^{(h)} = \mathbf{W}^{(out)} \delta^{(out)} \odot \frac{\partial \phi(\mathbf{z}^{(h)})}{\partial \mathbf{z}^{(h)}} \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial}{\partial w_{i,j}^{(out)}} L(\mathbf{W}) = a_i^{(h)} \delta_j^{(out)} \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial}{\partial w_{i,j}^{(h)}} L(\mathbf{W}) = a_i^{(in)} \delta_j^{(h)} \quad (2.6)$$

$$w_{i,j}^{(l)} = w_{i,j}^{(l)} - \eta \frac{\partial}{\partial w_{i,j}^{(l)}} L(\mathbf{W}) \quad (2.7)$$

Kod propagacije greške, greška se prostire od izlaznog sloja sve do ulaznog sloja. Jednačina 2.3 računa vektor greške za izlazni sloj $\delta^{(out)}$, gde je $\mathbf{y}$ vektor stvarnih vrednosti. Jednačina 2.4 računa grešku za skriveni sloj $\delta^{(h)}$, gde $\mathbf{W}^{(out)}$ predstavlja matricu težina izlaznog sloja i član $\frac{\partial \phi(\mathbf{z}^{(h)})}{\partial \mathbf{z}^{(h)}}$ je izvod aktivacione funkcije. Simbol $\odot$ označava operaciju množenja. Jednačine 2.5 i 2.6 računaju parcijalne izvode funkcije gubitka L u odnosu na težine w . Konačno, težine su ažurirane u jednačini 2.7, gde je η stopa obučavanja.

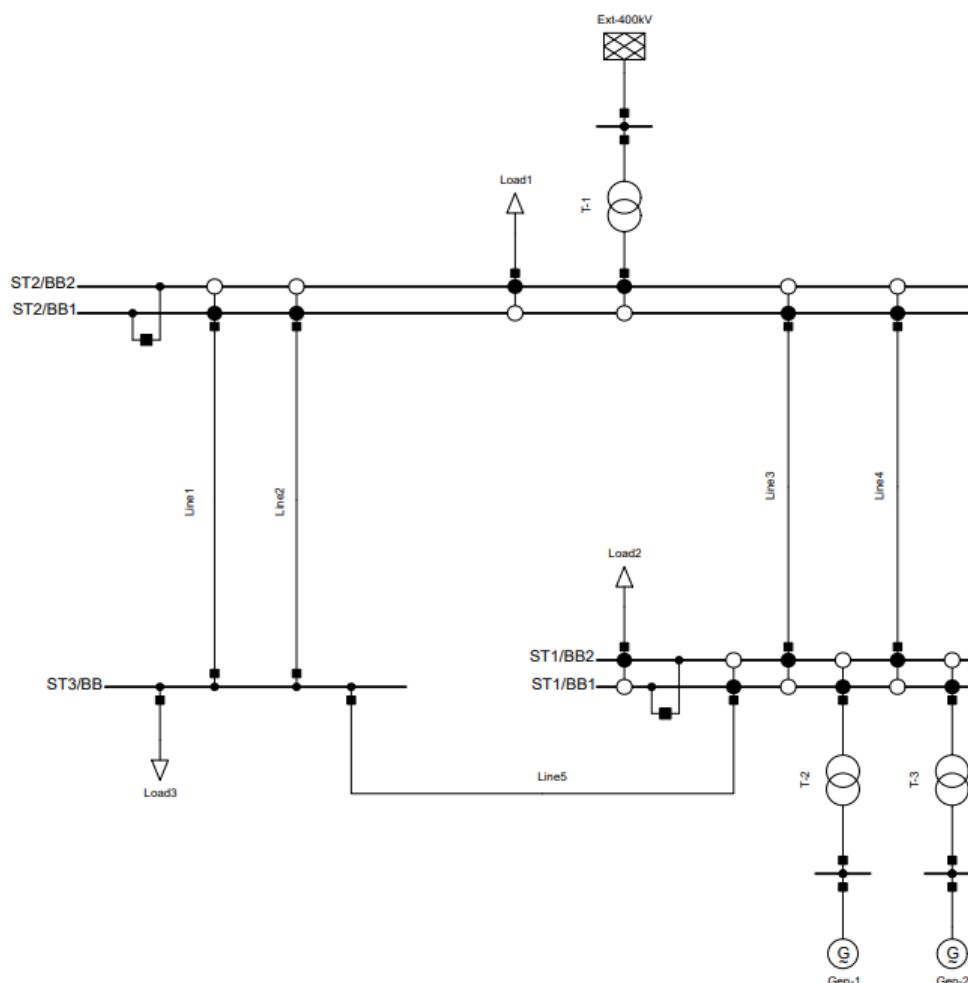
3 METODOLOGIJA

3.1 Model prenosne mreže

Prenosna mreža 110 kV je modelovana u *Digsilent PowerFactory* softveru koji služi kao alat za analizu elektrenergetskih sistema, kao što je prikazano na slici 3.1. Model uključuje sve neophodne komponente kao što su sabirnice, transformatori, generatori, opterećenja, prenosni vodovi i ekvivalent 400 kV mreže. Tabela 3.1 rezimira ključne električne parametre prenosnih vodova gde se kvarovi javljaju, uključujući podužnu direktnu i nultu rezistansu i reakstansu, kao i dužine vodova.

Tabela 3.1: Parametri vodova

Naziv	Dužina [km]	R_1 [Ohm/km]	X_1 [Ohm/km]	R_0 [Ohm/km]	X_0 [Ohm/km]
Line1	50	0.19	0.36	0.34	1.58
Line2	50	0.19	0.36	0.34	1.58
Line3	15	0.15	0.40	0.31	1.11
Line4	15	0.15	0.40	0.31	1.11
Line5	25	0.15	0.40	0.31	1.11



Slika 3.1: Model prenosne mreže

3.2 Generisanje podataka

U cilju treniranja i testiranja ANN za detekciju, klasifikaciju i lokaliziju kvarova u prenosnim vodovima, neophodni su podaci koji su formirani iz simulacija u Digsilent-u. Izvršeni su proračuni tokova snaga i proračun kratkih spojeva u cilju generisanja podataka. Tri tipa kvara su simulirana prilikom proračuna kratkih spojeva: jednofazni kvar sa zemljom (*spgf*), dvofazni kratki spoj (*2psc*), trofazni kratki spoj (*3psc*). Svaki od navedenih kvarova je simuliran duž prenosnih vodova, variranjem lokacije kvara od početka do kraja voda sa korakom od 5%. Ovaj pristup osigurava generisanje obimne baze podataka pokrivajući različite pozicije kvara duž vodova.

Pored scenarija sa kvarom, u razmatranje je uzet i normalni režim rada mreže. Ovaj normalni scenario je izvršen proračunom tokova snaga, gde je sistemsko opterećenje varirano u različitom opsegu kako bi se reflektovale tipične promene u zahtevima za električnom energijom. Ovakvi podaci pomažu ANN modelu da razlikuje normalna radna stanja i stanja sa kvarom. Za svaki od gore pomenutih scenarija, podaci o faznim naponima i strujama su detektovani i skladišteni u jedinstvenu bazu podataka. Baza podataka sadrži 24 ulazne promenljive koje opisuju stanje sistema u slučaju normalnih režima i režima sa kvarom. Pored toga, postoje tri izlazne promenljive koje daju informaciju o prisustvu i karakteristikama kvara, kao što je opisano u tabeli 3.2.

Ceo proces simulacije i izvlačenja podataka iz Digsilent modela bio je potpomognut adekvatnom skriptom napisanom u Python-u, jer Digsilent-ov interfejs omogućava komunikaciju sa Python interfejsom. Generisana baza podataka sadrži ukupno 618 primera, odnosno tačaka podataka, koja je onda korišćena za treniranje i testiranje neuralne mreže.

Tabela 3.2: Opis baze podataka

	Promenljiv a	Opis	Vrednost
Ulaz	Ua1, Ub1, Uc1	Fazne RMS vrednosti napona na sabirnici 1	Realan broj (kV)
	Ua2, Ub2, Uc2	Fazne RMS vrednosti napona na sabirnici 2	
	Ua3, Ub3, Uc3	Fazne RMS vrednosti napona na sabirnici 3	
	Ia1, Ib1, Ic1	Fazne RMS vrednosti struja na početku voda 1	Realan broj (kA)
	Ia2, Ib2, Ic2	Fazne RMS vrednosti struja na početku voda 2	
	Ia3, Ib3, Ic3	Fazne RMS vrednosti struja na početku voda 3	
	Ia4, Ib4, Ic4	Fazne RMS vrednosti struja na početku voda 4	
	Ia5, Ib5, Ic5	Fazne RMS vrednosti struja na početku voda 5	
Izlaz	Fault	Tip kvara	spgf, 2psc, 3psc, ili <i>no-fault</i>
	Line	Vod pogođen kvarom	Line1, Line2, ..., Line5, ili <i>NONE</i> ¹
	Position	Lokacija kvara kao procenat dužine voda	0% ,5%, ...,100%, ili <i>NONE</i> ¹

¹U slučaju normalnog režima bez kvara

3.3 Preprocesiranje podataka

U elektroenergetskim sistema, promenljive kao što su napon i struja mogu biti različitih magnituda. Promenljive sa velikim vrednostima mogu da dominiraju u procesu obučavanja, što potencijalno može da pogorša performanse modela. Stoga, navedeni podaci trebaju biti skalirani. Najčešće korišćeni metod za skaliranje podataka je *Z-score* normalizacija. Ovaj metod transformiše svaku ulaznu promenljivu tako da srednja vrednost bude 0, dok je standardno odstupanje jednako 1. Jednačina *Z-score* normalizacije je:

$$z = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (3.1)$$

gde je z standardizovana vrednost, x je originalna vrednost. Srednja vrednost ulazne promenljive je označena sa μ , dok je σ standardno odstupanje.

Baza podataka je podeljena u dva skupa: 70% podataka je upotrebljeno za obuku modela, dok je preostalih 30% rezervisano za testiranje, čime je osiguran dovoljan broj podataka za obučavanje modela i njegovu evaluaciju.

3.4 Modelovanje i optimizacija neuralne mreže

Neuralna mreža je konstruisana koršćenjem *TensorFlow* biblioteke u Python-u koja je specijalno opremljena za kreiranje različitih arhitektura neuralnih mreža. Ona obezbeđuje jednostavnost i fleksibilnost u izradi složenijih modela sa više izlaza, kao što je slučaj u ovom radu. Unapredna (*feed-forward*) neuralna mreža je dizajnirana da istovremeno rukuje sa zadacima klasifikacije i regresije sa tri izlazna sloja, po jedan za svaki zadatak. Izlazne promeljive poput tipa kvara i voda pogođenog kvarom predstavljaju zadatak klasifikacije, dok je tačna pozicija kvara regresioni zadatak.

U cilju što bolje generalizacije modela nad testirajućim skupom podataka izvršena je optimizacija ključnih hiperparametara. U tabeli 3.3 prikazane su vrednosti hiperparametara koji su istraženi tokom optimizacije ANN modela.

Tabela 3.3: Istraženi prostor hiperparametara

Hiperparametar	Istražene vrednosti
Broj slojeva	1, 2, 3
Broj neurona po sloju	32, 64, ..., 512
Aktivaciona funkcija	ReLU, tanh
Stopa obučavanja	0.01, 0.001, 0.0001

3.5 Indeksi evaluacije

Da bi smo procenili performanse modela, kao indeksi su razmatrani tačnost i srednja apsolutna greška (Mean Absolute Error). Tačnost i MAE su definisani na sledeći način:

$$Accuracy = \frac{\text{broj tačnih predviđanja}}{\text{ukupan broj predviđanja}} * 100 \% \quad (3.1)$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (3.2)$$

gde y_i , $\hat{y}_i$ i n označavaju stvarnu vrednost, predviđenu vrednost i ukupan broj tačaka podataka, respektivno.

4 REZULTATI

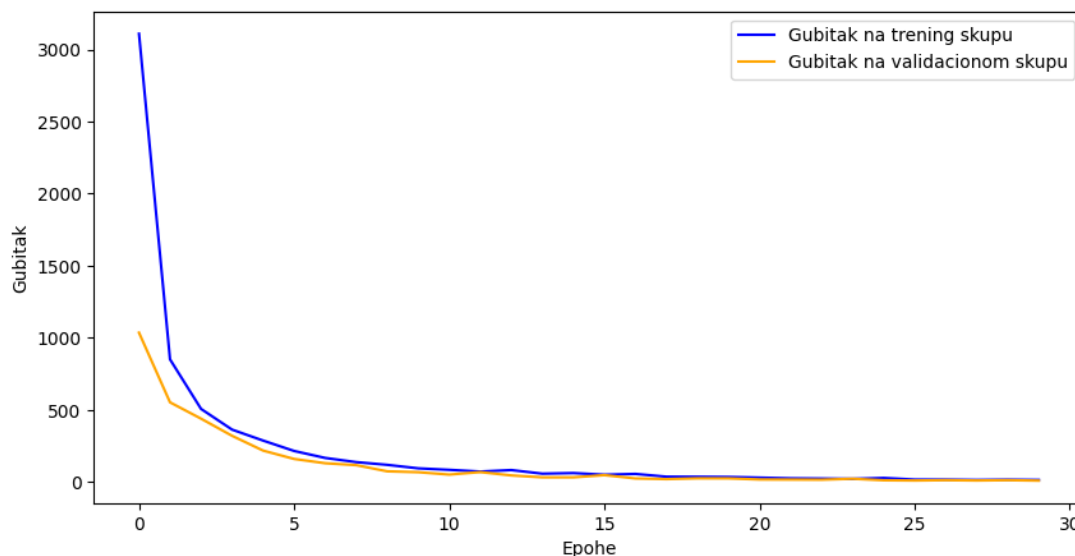
U tabeli 4.1 su prikazani rezultati dobijeni procesom optimizacije hiperparametara neuralne mreže. U procesu optimizacije za obuku modela korišćeno je 80 % celokupnog skupa podataka za obučavanje, dok je validacija izvršena na preostalih 20% ovog skupa u cilju procenjivanja performansi modela.

Podebljan red u tabeli odgovara najboljoj kombinaciji hiperparametara na osnovu funkcije gubtika na validacionom skupu čija vrednost iznosi 10,73, što je najmanja vrednost u poređenju sa ostalim kombinacijama hiperparametara.

Nakon određivanja optimalnih hiperparametara, finalni model neuralne mreže je formiran i ponovo treniran korišćenjem celog skupa podataka za obučavanje.

Za validaciju, skup podataka za testiranje je iskorišćen tokom procesa treniranja modela. Rezultati treniranja su prikazani na slici 4.1. Plavom bojom je označen gubitak trenirajućeg skupa, dok je žutom bojom označen gubitak testirajućeg skupa. Na horizontalnoj osi su označene epohe u procesu treniranja, pri čemu je maksimalan broj epoha postavljen na 30.

Konačno, evaluacija modela je izvršena preko dva ključna indeksa, rezultati su rezimirani u tabeli 4.2. Model postiže tačnost od 100% u klasifikaciji tipa kvara, 94 % tačnost po pitanju voda pogođenog kvarom i MAE od 1.15 za procenu tačne pozicije kvara. Vizuelni prikaz tačnih i predviđenih vrednosti modela na testirajućem skupu sa 20 nasumičnih uzoraka je ilustrovan na slici 4.2. Ovi rezultati ukazuju na visok stepen pouzdanosti modela.



Slika 4.1: Gubitak modela tokom treninga i validacije

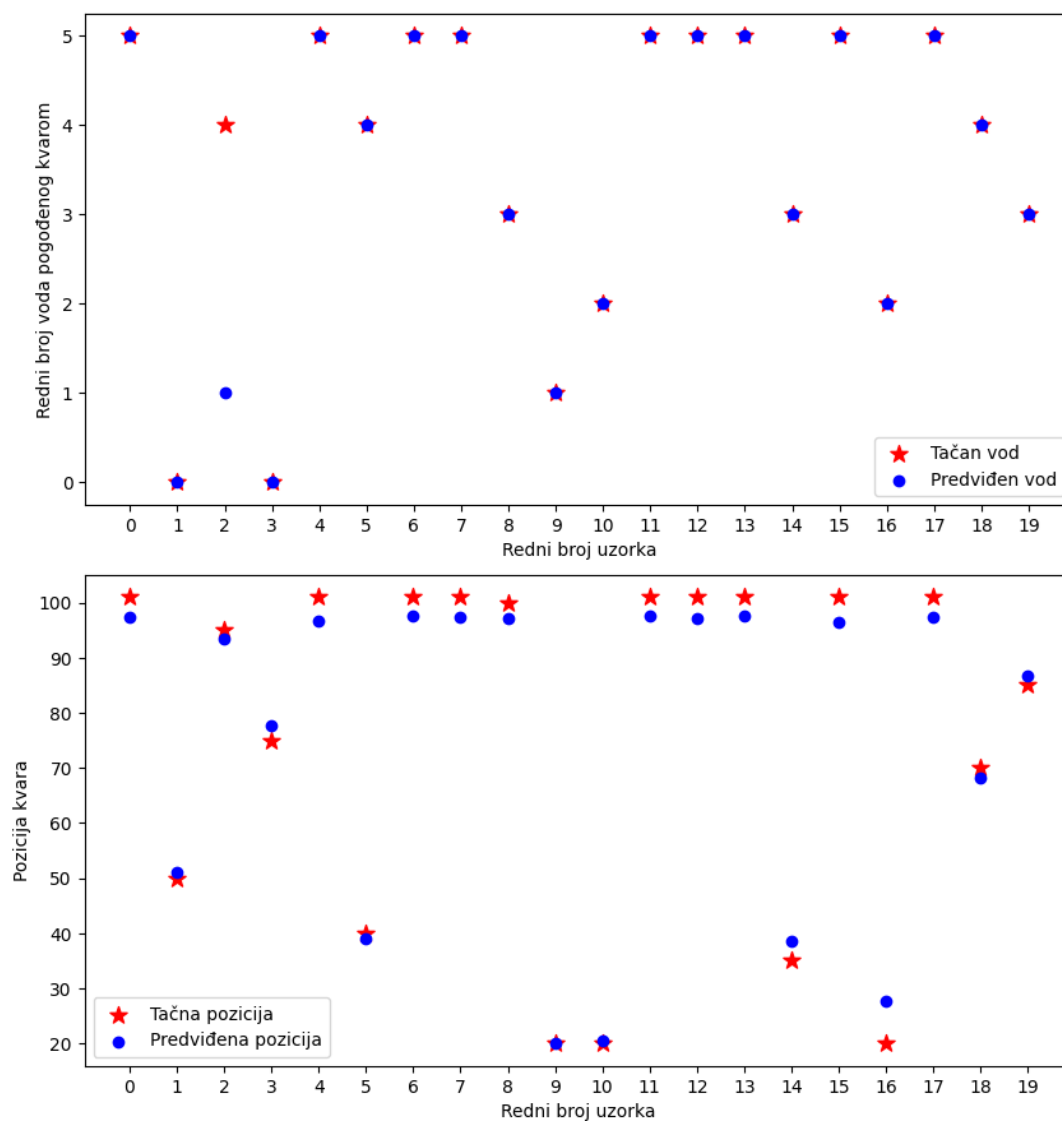
Tabela 4.1: Podešavanje hiperparametara

Broj skrivenih slojeva	Broj neurona u 1. sloju	Broj neurona u 2. sloju	Broj neurona u 3. sloju	Aktivaciona funkcija	Stopa obučavanja	Rezultat
2	96	32		tanh	0.01	157.41
1	416			tanh	0.001	601.21
2	160	32		relu	0.0001	5441.57
2	448	224		relu	0.0001	1405.16
3	256	192	32	tanh	0.0001	5658.48
2	256	192		relu	0.01	50.77
3	320	96	160	tanh	0.01	60.24
3	352	384	480	tanh	0.01	108.79
3	320	128	192	relu	0.01	12.5
3	480	480	320	tanh	0.001	810.42
2	288	384		relu	0.01	10.73
1	160			tanh	0.0001	6118.92
1	352			tanh	0.0001	5972.51
3	224	96	512	tanh	0.001	89.34

Broj skrivenih slojeva	Broj neurona u 1. sloju	Broj neurona u 2. sloju	Broj neurona u 3. sloju	Aktivaciona funkcija	Stopa obučavanja	Rezultat
3	320	448	32	relu	0.01	26.29
3	64	32	416	tanh	0.01	19.35
2	160	512		tanh	0.01	12.28
2	448	256		relu	0.0001	1611.64

Tabela 4.2: Rezultati evaluacije

Metod	Accuracy (tip kvara)	Accuracy (vod pogođen kvarom)	MAE (pozicija kvara)
ANN	100%	94%	1.15



Slika 4.2: Uporedni prikaz tačnih i predviđenih vrednosti za redni broj voda pogođenog kvarom i poziciju kvara

5 ZAKLJUČAK

Ovaj rad je uspešno primenio optimizovanu veštačku neuralnu mrežu za detekciju, klasifikaciju i lokalizaciju kvarova u dalekovodima. Model je treniran na vrednostima napona i struje izdvojenim iz DIgSILENT PowerFactory simulacija, pri čemu je pokazao značajne prednosti zahvaljujući svojoj jednostavnosti i smanjenim računarskim zahtevima, što ga čini idealnim za upotrebu u realnom vremenu i okruženjima sa ograničenim resursima. Optimizacija hiperparametara neuralne mreže značajno je poboljšala performanse modela.

Rezultati su pokazali visoku tačnost u klasifikaciji tipa kvara i identifikaciji pogođenog dalekovoda. Za predikciju tačne lokacije kvara, model je postigao MAE od 1,15, što potvrđuje njegovu preciznost i primenljivost u određivanju položaja kvara duž dalekovoda.

U budućem radu fokus bi mogao biti proširen na istraživanje upotrebe konvolucionih neuronskih mreža (CNN) i rekurentnih neuronskih mreža sa dugoročnim pamćenjem (LSTM) za detekciju, klasifikaciju i lokalizaciju kvarova u prenosnim vodovima.

6 LITERATURA

- [1] N. A. M. Leh, F. M. Zain, Z. Muhammad, S. A. Hamid and A. D. Rosli (2020). Fault Detection Method Using ANN for Power Transmission Line. 2020 10th IEEE International Conference on Control System, Computing and Engineering. <https://doi.org/10.1109/ICCSCE50387.2020.9204921>
- [2] Goni, M. O. F., Nahiduzzaman, M., Anower, M. S., Rahman, M. M., Islam, M. R., Ahsan, M., Haider, J., & Shahjalal, M. (2023). Fast and accurate fault detection and classification in transmission lines using extreme learning machine. e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy, 100107. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2023.100107>
- [3] Priyanka, K., & Deepa, K. (2024). Deep learning techniques for transmission line fault classification - A comparative study. Ain Shams Engineering Journal, 15(2), 102427. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2023.102427>
- [4] A. M. Abdullah and K. Butler-Purpy, "Secure transmission line distance protection during wide area cascading events using artificial intelligence," *Electric Power Systems Research*, vol. 175, p. 105914, Oct. 2019, doi: [10.1016/j.epsr.2019.105914](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105914).
- [5] M. Abdul Baseer, "Travelling Waves for Finding the Fault Location in Transmission Lines," *Journal Electrical and Electronic Engineering*, vol. 1, p. 1, Apr. 2013, doi: [10.11648/j.jeee.20130101.11](https://doi.org/10.11648/j.jeee.20130101.11).
- [6] El Sayed Tag Eldin, Doaa khalil Ibrahim, Essam M. Aboul-Zahab, and Saber M. Saleh, "High Impedance Faults Detection in EHV Transmission Lines Using the Wavelet Transforms," in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Jun. 2007, pp. 1–7. doi: [10.1109/PES.2007.385458](https://doi.org/10.1109/PES.2007.385458).
- [7] J. C. Quispe and E. Orduna, "Transmission line protection challenges influenced by inverter-based resources: a review," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 7, Dec. 2022, doi: [10.1186/s41601-022-00249-8](https://doi.org/10.1186/s41601-022-00249-8).

- [8] R. Fan, T. Yin, R. Huang, J. Lian, and S. Wang, "Transmission Line Fault Location Using Deep Learning Techniques," in 2019 North American Power Symposium (NAPS), Oct. 2019, pp. 1–5. doi: [10.1109/NAPS46351.2019.9000224](https://doi.org/10.1109/NAPS46351.2019.9000224).
- [9] M. Najafzadeh, J. Pouladi, A. Daghigh, J. Beiza, and T. Abedinzade, "Fault Detection, Classification and Localization Along the Power Grid Line Using Optimized Machine Learning Algorithms," *Int J Comput Intell Syst*, vol. 17, no. 1, p. 49, Mar. 2024, doi: [10.1007/s44196-024-00434-7](https://doi.org/10.1007/s44196-024-00434-7).
- [10] N. Q. Minh, N. T. Khiem, and V. H. Giang, "Fault classification and localization in power transmission line based on machine learning and combined CNN-LSTM models," *Energy Reports*, vol. 12, pp. 5610–5622, Dec. 2024, doi: [10.1016/j.egy.2024.11.061](https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.11.061).
- [11] Raschka, S., & Mirjalili, V. (2019). Machine Learning and Deep Learning with Python, scikit-learn, and TensorFlow 2. Packt.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.07)**B5.07****PODEŠAVANJE UREĐAJA ZA ZAŠTITU VISOKONAPONSKIH KONDENZATORSKIH
BATERIJA I VERIFIKACIJA RADA ZAŠTITNOG UREĐAJA KORIŠĆENJEM
DIGITALNOG SIMULATORA ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA U REALNOM
VREMENU****SETTING CALCULATIONS FOR HIGH VOLTAGE SHUNT CAPACITOR BANK
PROTECTION AND VERIFICATION OF RELAY PROTECTION OPERATION USING
REAL-TIME HARDWARE-IN-THE-LOOP TESTING****Miljana Todorović, Pavle Krička***

Kratak sadržaj: Kondenzatorske baterije se kao uređaji za kompenzaciju reaktivne energije često koriste u elektroenergetskim sistemima za korekciju faktora snage i poboljšanje naponskih prilika, čime utiču na povećanje efikasnosti elektroenergetskih sistema. U radu je predstavljena metodologija proračuna podešenja uređaja za zaštitu kondenzatorskih baterija na primeru iz prakse, gde su kondenzatorske baterije instalisane snage 140 MVar povezane na visokonaponsku 345 kV mrežu i izvedene u formi dvostruke uzemljene zvezde. Za zaštitu visokonaponskih kondenzatorskih baterija su korišćeni primarni i sekundarni sistem relejne zaštite. Kao osnovna zaštitna funkcija je korišćena naponska diferencijalna zaštita, dok su kao rezervne funkcije aktivirane fazna prekostrujna i zemljospojna zaštita kroz inverzni i element sa definisanim vremenom reagovanja, potom prenaponska i podnaponska zaštita, kao i prenaponski element u funkciji dozvole uključenja kondenzatorskih baterija. Kriterijumi za podešavanje navedenih zaštitnih funkcija za konkretnu izvedbu kondenzatorskih baterija su detaljno predstavljeni, kao i proračuni koji odgovaraju konkretnom slučaju. Kako je kao primarni zaštitni uređaj korišćen uređaj koji nema fabrički implementiranu naponsku diferencijalnu zaštitu, ali ima mogućnost slobodnog konfigurisanja programabilne logike, u okviru uređaja je programirana logika rada naponske diferencijalne zaštite. S obzirom na značaj šticećenih kondenzatorskih baterija, testiranje programirane zaštitne funkcije unutar zaštitnog uređaja obavljeno je pomoću digitalnog simulatora elektroenergetskog sistema u realnom vremenu, što se uobičajeno naziva RT-HIL način testiranja (engl. Real-Time Hardware-In-the-Loop). U radu su opisani postupak i rezultati testiranja koji su potvrdili ispravan rad u programabilnoj logici realizovane naponske diferencijalne zaštite kondenzatorskih baterija.

Ključne reči: kondenzatorske baterije, relejna zaštita, RT-HIL testiranje

Abstract: Capacitor banks are crucial for power factor correction and voltage stability improving the efficiency of the power system.

* Miljana Todorović, PowerGrid Engineering doo Beograd, miljana.todorovic@powergrid-e.com
Pavle Krička, PowerGrid Engineering doo Beograd, pavle.kricka@powergrid-e.com

This paper presents a methodology for setting calculations of protection devices for shunt capacitor banks using a practical example. In this example, capacitor banks with an installed capacity of 140 MVar are connected to a high-voltage 345 kV network and configured in a grounded double wye formation. For the high-voltage shunt capacitor bank protection, both primary and secondary relay protection systems were utilized. As the main protection function voltage differential protection has been used, while backup functions included phase and ground overcurrent protection with both inverse and definite-time elements, overvoltage and undervoltage protection, and an overvoltage element as permissive condition for power circuit breaker of capacitor bank to close. The criteria for setting these protection functions are presented in detail, along with calculations performed to this specific case. Since the primary protection device did not have factory-implemented voltage differential protection but supported protection free-form logic settings, the logic for voltage differential protection was programmed within the device. Considering the importance of the protected capacitor bank, the operation of the protection device was tested using real-time hardware-in-the-loop (RT-HIL). The paper describes the testing procedures and the results, which confirmed the correct operation of the capacitor bank voltage differential protection developed in freely programmable logic of the device.

Key words: *shunt capacitor bank, relay protection, RT-HIL testing*

1 UVOD

Efikasno upravljanje elektroenergetskim sistemom podrazumeva obezbeđivanje njegove sigurnosti i stabilnosti, uz maksimalan prenos aktivne snage i minimalne gubitke. Upravljanjem tokovima reaktivnih snaga utiče se na profile napona u elektroenergetskoj mreži, smanjenje gubitaka, kao i oslobađanje prenosnih kapaciteta vodova i transformatora, čime se dalje omogućava dodatni prenos energije. Kako potrošnja reaktivne energije smanjuje vrednosti napona u pojedinim čvorovima, dok ih proizvodnja povećava, u zavisnosti da li je zbog preopterećenja ili podopterećenja potrebno kompenzovati reaktivnu energiju, biraju se različiti uređaji za kompenzaciju.

Prema mogućnosti upravljanja proizvodnjom i/ili potrošnjom reaktivne energije, uređaji za kompenzaciju se dele na statičke i dinamičke. Najčešće korišćeni statički uređaji za kompenzaciju su visokonaponske prigušnice i visokonaponske kondenzatorske baterije, dok su najčešće korišćeni dinamički izvori reaktivne energije sinhroni generatori, sinhroni kompenzatori i FACTS uređaji, [1]. Kondenzatorske baterije, kao sistem za kompenzaciju reaktivne energije čiji je sistem zaštite obrađen u radu, su jedan od najčešće korišćenih i najjednostavnijih uređaja za kompenzaciju reaktivne energije na način da na mestu priključenja generišu reaktivnu energiju i time doprinose povećanju napona.

Zadaci sistema za zaštitu uređaja za kompenzaciju reaktivne energije jesu osetljivost na sve potencijalne kvarove unutar štice elementa, izolacija kvarova za što kraće vreme, stabilnost za kvarove van štice elementa, a sve to u slučajevima kada su prisutni i tranzijentni procesi. Kriterijumi i principi zaštite kondenzatorskih baterija zavise od konstrukcije samih baterija (da li unutar kondenzatorskih jedinica postoje osigurači ili ne, koja vrsta dielektrika se koristi, itd.), kao i načina na koji su te jedinice povezane kako bi oformile uređaj za kompenzaciju reaktivne energije (da li su u formi jednostruke ili dvostruke zvezde, uzemljene ili ne) i predstavljeni su u literaturi [2]-[4].

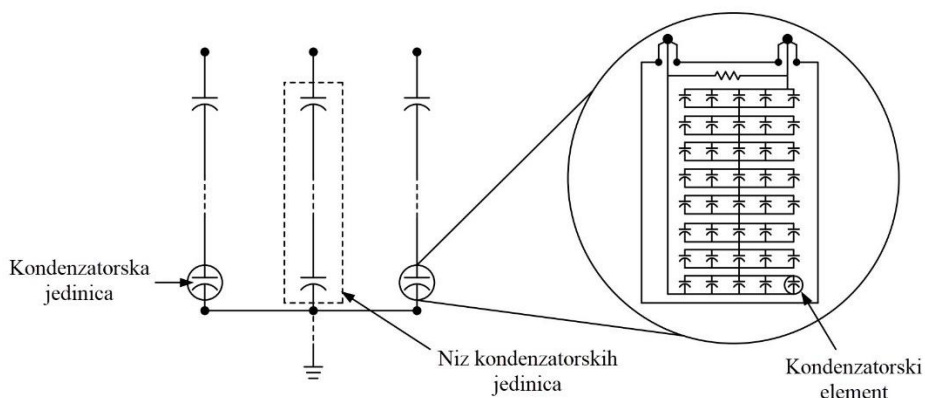
U radu je izdvojena i predstavljena metodologija izrade podešenja zaštite uređaja za kompenzaciju reaktivne energije na visokom naponu, sastavljenog od više paralelnih nizova kondenzatorskih jedinica vezanih u uzemljenu dvostruku zvezdu, ukupne instalisane snage 140 MVar. Dodatno je predstavljen način testiranja zaštitnih uređaja pomoću digitalnog simulatora elektroenergetskog sistema u realnom vremenu.

2 OPIS STRUKTURE VISOKONAPONSKIH KONDENZATORSKIH BATERIJA ZA KOMPENZACIJU REAKTIVNE ENERGIJE

Prema načinu sopstvene zaštite uređaja za kompenzaciju koji se sastoje od više kondenzatorskih jedinica, razlikuju se uređaji kod kojih nisu korišćeni osigurači (engl. *fuseless design*), zatim uređaji koji sadrže interno vezane osigurače (engl. *internally fused design*), kao i oni kod kojih su osigurači eksterno vezani (engl. *externally fused design*).

Kondenzatorski element je osnovni element koji se koristi u izradi kondenzatorskih baterija. Više kondenzatorskih elemenata vezanih u paralelno-rednu vezu čine kondenzatorsku jedinicu. Više kondenzatorskih jedinica vezanih redno čine niz kondenzatorskih jedinica, dok više kondenzatorskih jedinica vezanih u paralelu čine grupu kondenzatorskih jedinica.

Kondenzatorski element (engl. *capacitor element*), kondenzatorska jedinica (engl. *capacitor unit*) i niz kondenzatorskih jedinica (engl. *capacitor string*), na primeru kondenzatorskih baterija bez korišćenja osigurača, su prikazani na slici 1, [5]. U slučaju kondenzatorskih baterija bez korišćenja osigurača, koristi se samo jedna kondenzatorska jedinica u okviru grupe, tj. kondenzatorske jedinice se ne vezuju u paralelu.

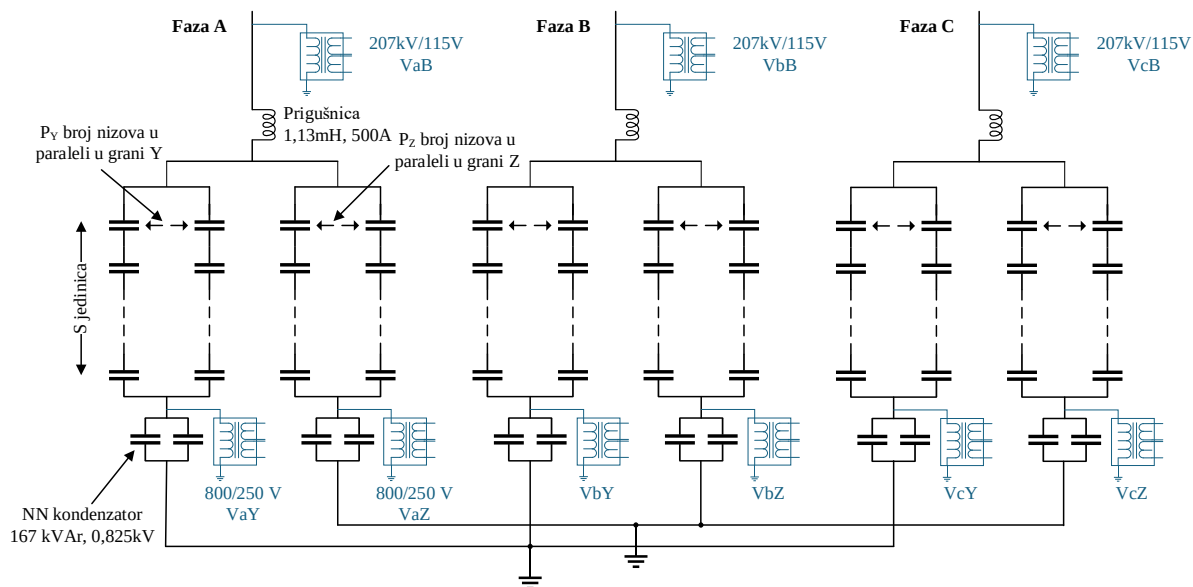


Slika 1: Prikaz kondenzatorskog elementa, kondenzatorske jedinice i niza kondenzatorskih jedinica na primeru kondenzatorske baterije bez korišćenja osigurača

Povezivanjem kondenzatorskih jedinica na red se povećava nominalni napon uređaja za kompenzaciju u celini, dok se dodavanjem takvih nizova kondenzatorskih jedinica u paralelu povećava njihov kapacitet. Kondenzatorske jedinice mogu biti različitog opsega nominalnih napona i snaga, gde naponi mogu biti u opsegu od 240 V do 24940 V, a snage od 2,5 kVar do 1000 kVar, [6]. Četiri najčešće konfiguracije kondenzatorskih baterija jesu u formi neuzemljene zvezde, neuzemljene dvostruke zvezde, zatim uzemljene zvezde i uzemljene dvostruke zvezde.

U radu je predstavljen postupak podešavanja zaštite VN kondenzatorskih baterija za kompenzaciju reaktivne energije instalisanog kapaciteta od 140 MVar.

Kompensacija je izvršena centralno u transformatorskoj stanici na 345 kV naponskom nivou u formi uzemljene dvostruke zvezde. Kondenzatorske baterije su realizovane bez upotrebe osigurača, a korišćene su kondenzatorske jedinice nominalnog napona 20,8 kV i snage 900 kVAr. Svaka kondenzatorska jedinica u analiziranom slučaju je sastavljena od 10 kondenzatorskih elemenata vezanih na red. Niz kondenzatorskih jedinica je sačinjen od 10 kondenzatorskih jedinica vezanih na red ($S=10$), a u svakoj grani su korišćena po 3 paralelna niza ($P_Y=3$ i $P_Z=3$, gde su Y i Z oznake dve grane dvostruke zvezde), kao što je prikazano na slici 2. Dodatno, u svakoj grani između kondenzatorskih baterija i zemlje su povezane u paraleli dve NN kondenzatorske jedinice nominalnog napona 825 V i snage 167 kVAr. Nominalna učestanost mreže je 60 Hz.



Slika 2: VN kondenzatorske baterije u formi uzemljene dvostruke zvezde

Prilikom projektovanja kondenzatorskih baterija, proizvođači su dužni da ispune zahteve definisane standardom, [6]. Sa aspekta podešavanja zaštitnih funkcija, potrebno je imati u vidu dva zahteva, a to je da kondenzatori moraju biti u mogućnosti trajnog rada pri naponima u vrednosti do 110% naznačenog napona, kao i da su u mogućnosti da trajno izdrže struju u vrednosti do 135% naznačene struje.

3 PODEŠAVANJE ZAŠTITE VISOKONAPONSKIH KONDENZATORSKIH BATERIJA

Za zaštitu visokonaponskih kondenzatorskih baterija u konkretnom slučaju su korišćeni primarni i sekundarni sistem relejne zaštite. Kao osnovna zaštitna funkcija je korišćena naponska diferencijalna zaštita, dok su kao rezervne funkcije aktivirane fazna prekostrujna i zemljospojna zaštita kroz inverzni i element sa definisanim vremenom reagovanja, potom prenaponska i podnaponska zaštita, kao i prenaponski element u funkciji dozvole uključivanja kondenzatorskih baterija. Kriterijumi za podešavanje nabrojanih zaštitnih funkcija za konkretnu konfiguraciju kondenzatorskih baterija, kao i proračuni koji odgovaraju konkretnom slučaju su predstavljeni u potpoglavljima od 3.1 do 3.6.

3.1 Naponska diferencijalna zaštita

Kondenzatorski elementi unutar kondenzatorskih jedinica se najčešće sastoje od dva ili tri sloja polipropilenske folije, koja se pri kvaru topi i stvara čvrst kratak spoj bez varničenja ili pražnjenja. Kao posledica ovakvog proboja, dolazi do preraspodele napona na jedan element manje u nizu tako što se povećava napon na preostalim „zdravim“ elementima, odnosno elementima koji nisu pogođeni kvarom. Ako pritom, dođe do kvara još jednog elementa, napon na preostalim „zdravim“ elementima se dodatno povećava. Što se više naponsko naprezanje preostalih „zdravih“ elemenata povećava, povećava se i šansa da veći broj elemenata bude u kvaru. Stoga je neophodno pratiti napone kako bi se na vreme izdao alarm ili isključenje kondenzatorskih baterija, u zavisnosti od veličine prenapona koji trpe preostale kondenzatorske jedinice, odnosno elementi unutar jedinica.

Za realizaciju naponske diferencijalne zaštite kondenzatorskih baterija u formi dvostruke uzemljene zvezde, neophodni su ulazi sa jednog trofaznog naponskog transformatora vezanog na visokonaponske sabirnice i dva trofazna naponska transformatora vezana na tačku spoja niskonaponskih kondenzatorskih jedinica (gde je definisana tačka odvajanja), jedan za granu Y, a drugi za granu Z. Na osnovu merenih napona, definiše se pojam diferencijalnog napona. Formula za računanje diferencijalnog napona za detekciju kvarova u grani Y je definisana sledećim izrazom:

$$dV\varphi = |V\varphi B| - k\varphi V \cdot |V\varphi Y| \quad (1)$$

gde su:

$V\varphi B$ – napon sabirnica u sekundarnim voltima (φ se odnosi na fazu a, b, i c);

$V\varphi Y$ – napon u tački odvajanja u sekundarnim voltima (φ se odnosi na fazu a, b, i c) u grani Y;

$k\varphi V$ – kompenzacioni faktor koji se podešava tako da je diferencijalni napon u normalnom radu 0 (φ se odnosi na fazu a, b, i c).

Za detekciju kvarova u grani Z, diferencijalni napon se računa tako što se u jednačini (1) umesto napona $V\varphi Y$ koriste naponi $V\varphi Z$.

Kada je jedan element u nizu u kvaru, smanjuje se ukupna impedansa, a samim tim dolazi do promene u merenom naponu $V\varphi Y$ (ukoliko je element u kvaru u grani Y). Ukoliko je u kvaru element iznad tačke odvajanja, $V\varphi Y$ raste, pa $dV\varphi$ ima negativnu vrednost. Ukoliko je međutim element u kvaru ispod tačke odvajanja, $V\varphi Y$ pada, pa je $dV\varphi$ u tom slučaju pozitivna vrednost. Kompenzacioni faktor $k\varphi V$ se za inicijalno podešenje izračunava pomoću sledeće formule:

$$k\varphi V = \frac{Z_{ekv}}{0,5 \cdot Z_{CAP_LVekv}} \cdot \frac{PTR_{LV_{CAP}}}{PTR_{BUS}} = 1,3989 \quad (2)$$

gde su:

Z_{ekv} – ekvivalentna impedansa kondenzatorske baterije uključujući i reaktor u jednoj fazi;

Z_{CAP_LVekv} – ekvivalentna impedansa dva niskonaponska kondenzatora vezana u paralelu;

PTR_{BUS} – Prenosni odnos naponskih mernih transformatora vezanih na VN sabirnice (207/0,115 kV/kV = 1800);

$PTR_{LV_{CAP}}$ – Prenosni odnos naponskih mernih transformatora vezanih u tački odvajanja ($800/250 \text{ V/V} = 3,2$).

Imajući u vidu tolerancije proizvođača na navedene podatke o kapacitivnosti kondenzatora, preporučuje se da se faktor kompenzacije odredi na osnovu realnih merenja napona nakon priključenja kondenzatorskih baterija na mrežu. Merenja je neophodno izvršiti pri stabilnim radnim uslovima i bez kvarova u okviru baterije, a faktor kompenzacije određen na taj način treba koristiti u radu naponske diferencijalne zaštite.

Za potrebe podešavanja naponske diferencijalne zaštite, neophodno je da se formira tabela gde se u zavisnosti od broja elemenata u kvaru unutar jednog niza kondenzatorskih jedinica upisuju vrednosti diferencijalnih napona, i napona na preostalim „zdravim“ kondenzatorima u nizu gde je element pogođen kvarom. U slučaju da su kvarom pogođeni elementi iznad tačke odvajanja, a za kondenzatorske baterije karakteristika datih u poglavlju 2, formirana je Tabela 1. Ukupan broj elemenata u nizu u analiziranom slučaju je 100, s obzirom da je u svakoj kondenzatorskoj jedinici po deset elemenata vezanih na red, a u okviru niza je vezano 10 kondenzatorskih jedinica. Nakon kvara, odnosno kratkog spoja jednog od elemenata, ekvivalentna impedansa niza se smanjuje, a samim tim se povećava struja kroz pomenuti niz kondenzatorskih jedinica. Povećanje struje prouzrokuje povećanje napona na svim preostalim kondenzatorskim elementima (i kondenzatorskim jedinicama) u nizu. Tabela se formira do broja elemenata u kvaru prilikom kog se beleži napon na „zdravim“ elementima preko 110% nominalnog, a što je vrednost propisana standardom koju kondenzatori moraju trajno podnositi. Kada naponi na kondenzatorskim elementima dostignu ovaj nivo, rizik od lančanog kvara značajno raste, pa je isključenje neophodno. Obično se koristi kratko vremensko kašnjenje od 1 do 3 periode kako bi se sprečilo isključenje usled prolaznih pojava. Takođe, prema internim pravilima nadležnog Operatora prenosnog sistema, usvaja se da napon sabirnica, pri kojem se vrše proračuni kvarova, odgovara zbiru naznačenih napona kondenzatorskih jedinica u nizu (konzervativan pristup).

Dodatno, određuje se vrednost diferencijalnog napona i u slučaju kvara ispod tačke odvajanja, tj. u slučaju kvara jednog od niskonaponskih kondenzatora. Vrednosti dobijene u tom slučaju su prikazane u Tabeli 2. Usvaja se da je napon sabirnica za ovaj proračun jednak nominalnom naponu mreže.

Tabela 1: Diferencijalni i naponi „zdravih“ elemenata za kvarove iznad tačke odvajanja

Broj elemenata u kvaru	Diferencijalni napon [V, sekundarno]	Napon na „zdravim“ elementima [x naznačeni napon kondenzatora]
0	0,00	1,000
1	-0,39	1,010
2	-0,79	1,019
3	-1,19	1,029
4	-1,60	1,043
5	-2,02	1,053
6	-2,46	1,063
7	-2,90	1,077
8	-3,35	1,087
9	-3,80	1,101
10	-4,27	1,111

Tabela 2: Diferencijalni i naponi „zdravih“ elemenata za kvarove ispod tačke odvajanja

Broj elemenata u kvaru	Diferencijalni napon [V, sekundarno]	Napon na „zdravim“ elementima [x naznačeni napon kondenzatora]
1 (NN kondenzator)	110,66	0,958

Vrednosti u tabeli se dobijaju rešavanjem električnih kola primenom Kirhofovih zakona. Takođe, u literaturi se mogu naći izvedene formule za proračune, ali i softverski paketi koji proračunavaju ove vrednosti automatski, za uobičajene konfiguracije kondenzatorskih baterija, [5]. Takođe, moguće je modelovati kondenzatorske baterije i u nekom od softvera za analizu elektroenergetskih sistema i na taj način verifikovati proračune. Vrednosti u tabelama 1 i 2 su dobijene izvođenjem proračuna, a kasnije verifikovane korišćenjem softvera.

U okviru naponske diferencijalne zaštite VN kondenzatorskih baterija, aktivirani su alarm i dva isključna stepena naponske diferencijalne zaštite sa definisanim vremenom reagovanja. U opštem slučaju, prag alarmnog stepena se podešava tako da se omogući detekcija kvarova koji mogu trajati duži vremenski period. Cilj je da se kvar u kondenzatorskoj bateriji detektuje što je moguće ranije, kako bi se omogućilo planiranje prekida rada radi popravke pre nego što dodatni kvarovi prouzrokuju prinudno isključenje. Prag treba da se podesi tako da se izbegne njegova pobuda zbog promena kapacitivnosti usled varijacija u temperaturi.

U konkretnom slučaju, a prema definisanim internim pravilima nadležnog Operatora prenosnog sistema, alarmni stepen je podešen na vrednost razlike napona koja se meri u slučaju kvara šest kondenzatorskih elemenata (2,46 V), sa vremenom odlaganja delovanja od 5 sekundi, kako bi se izbegli lažni alarmi zbog prolaznih poremećaja u sistemu. Prvi stepen isključenja je podešen na vrednost razlike napona koja se meri u slučaju kvara osam kondenzatorskih elemenata (3,35 V), dok je drugi, brži stepen, podešen na vrednost koja se dobija za slučaj kvara deset kondenzatorskih elemenata (4,27 V). Vreme odlaganja delovanja prvog stepena isključenja je podešeno na 3 periode, dok je vreme odlaganja delovanja drugog stepena podešeno na 1 periodu. Iz tabele 1 se može videti da je napon na „zdravim“ elementima veći od dozvoljenih 110% tek nakon kvara na više od 9 elemenata.

U svim prethodno navedenim slučajevima, gde su analizirani kvarovi na elementima iznad tačke odvajanja, diferencijalni napon je negativnog predznaka. U slučaju kvara ispod tačke odvajanja, meri se pozitivna vrednost diferencijalnog napona, a detekcija kvara jednog niskonaponskog kondenzatora se alarmira. Podešenje pobude alarma se određuje na osnovu vrednosti diferencijalnog napona proračunatog za taj slučaj sa usvojenom marginom. U konkretnom slučaju je alarmni stepen za kvarove ispod tačke odvajanja podešen na 50% vrednosti diferencijalnog napona u slučaju kvara na NN kondenzatoru, tj. na 55 V.

3.2 Prenaponska zaštita

Zaštita kondenzatorskih baterija od povišenog napona je realizovana pomoću jednog stepena sa definisanim vremenom reagovanja. Podešena je na vrednost od 110% nominalnog napona sabirnice, sa vremenom odlaganja delovanja od 1 sekunde ili 60 perioda u analiziranom sistemu učestanosti od 60 Hz. Ukoliko je u zaštitnom uređaju izabran prenaponski element prema merenim linijskim naponima, podešenja su sledeća:

$$59P(L - L)_{PU1(PRI)} = 1,1 \cdot 345 \text{ kV} = 379,5 \text{ kV, primarno} \quad (3)$$

$$59P(L - L)_{PU1(SEC)} = 379,5 \text{ kV}/1800 = 210,83 \text{ V, sekundarno} \quad (4)$$

$$59P(L - L)_{delay1} = 60 \text{ cyc} \quad (5)$$

3.3 Prenaponski element u funkciji dozvole uključenja kondenzatorskih baterija

Nakon svakog isključenja kondenzatorskih baterija, uključenje je blokirano u narednih 5 minuta, a dodatni uslov je prisustvo napona na sabirnicama. U tu svrhu se koristi još jedan prenaponski element, podešen na vrednost od 90% nominalnog napona mreže, sa vremenskim odlaganjem od 10 sekundi. Ukoliko je u zaštitnom uređaju izabran prenaponski element prema merenim linijskim naponima, podešenja su sledeća:

$$59P(L - L)_{PU2(PRI)} = 0,9 \cdot 345 \text{ kV} = 310,5 \text{ kV, primarno} \quad (6)$$

$$59P(L - L)_{PU2(SEC)} = 310,5 \text{ kV}/1800 = 172,5 \text{ V, sekundarno} \quad (7)$$

$$59P(L - L)_{delay2} = 600 \text{ cyc} \quad (8)$$

3.4 Podnaponska zaštita

Zaštita kondenzatorskih baterija od sniženog napona je realizovana pomoću jednog stepena sa definisanim vremenom reagovanja. Podešena je na vrednost od 70% nominalnog napona mreže, sa vremenom odlaganja delovanja od 45 sekundi ili 2700 perioda. Ukoliko je u zaštitnom uređaju izabran podnaponski element prema merenim linijskim naponima, podešenja su sledeća:

$$27P(L - L)_{PU1(PRI)} = 0,7 \cdot 345 \text{ kV} = 241,5 \text{ kV, primarno} \quad (9)$$

$$27P(L - L)_{PU1(SEC)} = 241,5 \text{ kV}/1800 = 134,17 \text{ V, sekundarno} \quad (10)$$

$$27P(L - L)_{delay1} = 2700 \text{ cyc} \quad (11)$$

3.5 Prekostrujna zaštita

Prekostrujna zaštita VN kondenzatorske baterije je realizovana pomoću jednog elementa sa inverznim vremenom reagovanja i drugog, sa definisanim vremenom reagovanja.

Podešenje praga reagovanja prekostrujnog elementa inverzne karakteristike se podešava prema naznačenoj struji kondenzatorske baterije, uz uvaženju marginu. Osetljivost podešenja se proverava prema struji dvofaznog kratkog spoja, takođe uz uvaženju marginu.

Naznačena struja kondenzatorske jedinice se određuje prema vrednosti naznačene snage i napona.

$$I_{CAP_rated} = 900\text{kVAr}/20,8\text{kV} = 43,27 \text{ A, primarno} \quad (12)$$

Naznačena struja kondenzatorske baterije je šestostruko veća, jer postoje po tri paralelna niza u svakoj od dve grane.

$$I_{CAP_BANK_rated} = 6 \cdot 43,27 \text{ A} = 259,62 \text{ A, primarno} \quad (13)$$

Ukoliko se usvoji sigurnosna margina od 25%, podešenje praga reagovanja prekostrujnog elementa inverznog člana je:

$$51P_{PU1(PRI)} = 1,25 \cdot 259,62 \text{ A} = 324,5 \text{ A, primarno} \quad (14)$$

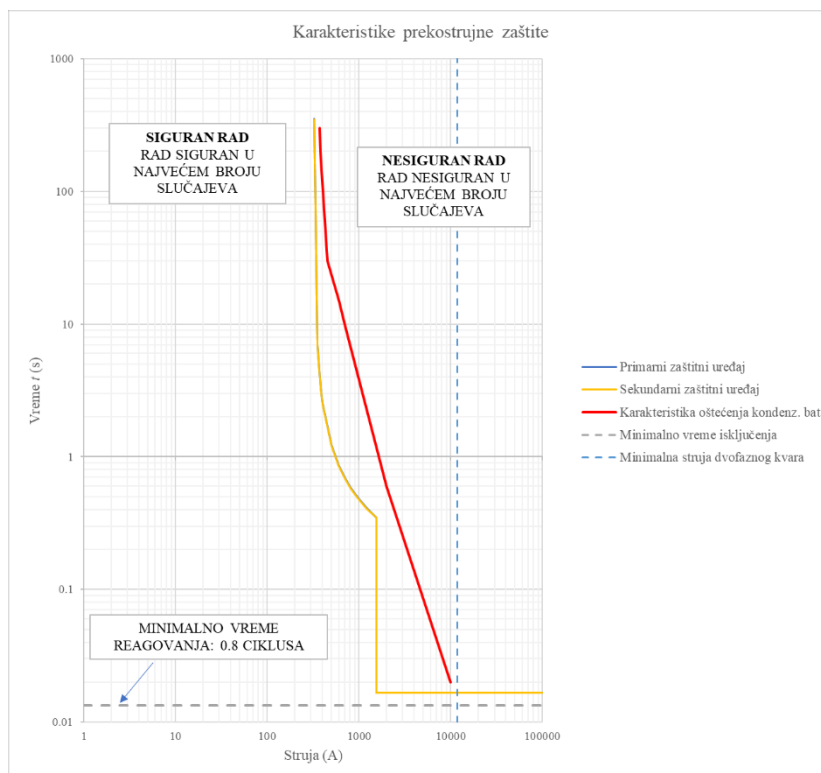
Kako je prenosni odnos strujnih mernih transformatora $CTR=3000/5A/A=600$, podešenje praga reagovanja prekostrujnog elementa inverznog člana u sekundarnim amperima je:

$$51P_{PU1(SEC)} = 324,5A/600 A = 0,54 A, \text{ sekundarno} \quad (15)$$

Osetljivost je proverena i prema struji kvara i ispunjava uslove da je manja od vrednosti minimalne struje dvofaznog kratkog spoja podeljene koeficijentom sigurnosti od 1,5. Tip karakteristike i vremenski multiplikator se biraju tako da karakteristika bude koordinisana sa zadatom krivom oštećenja kondenzatorske baterije, definisane od strane proizvođača opreme. Izabran je tip krive „IEEE Moderately Inverse“, a vremenski multiplikator je podešen na 0,2.

Prag reagovanja prekostrujnog elementa sa definisanim vremenom reagovanja se podešava na šestostruku vrednost naznačene struje kondenzatorske baterije i takođe se proverava prema struji kvara, tj. da li je manji od vrednosti minimalne struje dvofaznog kratkog spoja podeljene sa koeficijentom sigurnosti od 1,5, što je u konkretnom slučaju ispunjeno. Vreme odlaganja delovanja ovog elementa se podešava na 1 periodu.

Prikaz karakteristike reagovanja prekostrujne zaštite podešene u okviru primarnog i sekundarnog uređaja (podešenih na isti način), minimalna struja dvofaznog kratkog spoja, kao i karakteristika oštećenja kondenzatorske baterije su dati na slici 3.



Slika 3: Prikaz podešenja prekostrujne zaštite i karakteristike oštećenja kondenzatorske baterije

3.6 Zemljospojna zaštita

Zemljospojna zaštita VN kondenzatorske baterije je realizovana pomoću jednog elementa sa inverznim vremenom reagovanja i drugog sa definisanim vremenom reagovanja.

Podešenje praga reagovanja prekostrujnog elementa inverzne karakteristike se podešava na 20% vrednosti naznačene struje kondenzatorske baterije ili na minimalnu dozvoljenu vrednost zaštitnog uređaja, koja god od te dve vrednosti da je veća. Osetljivost podešenja se proverava prema struji jednofaznog kratkog spoja uz uvaženju marginu.

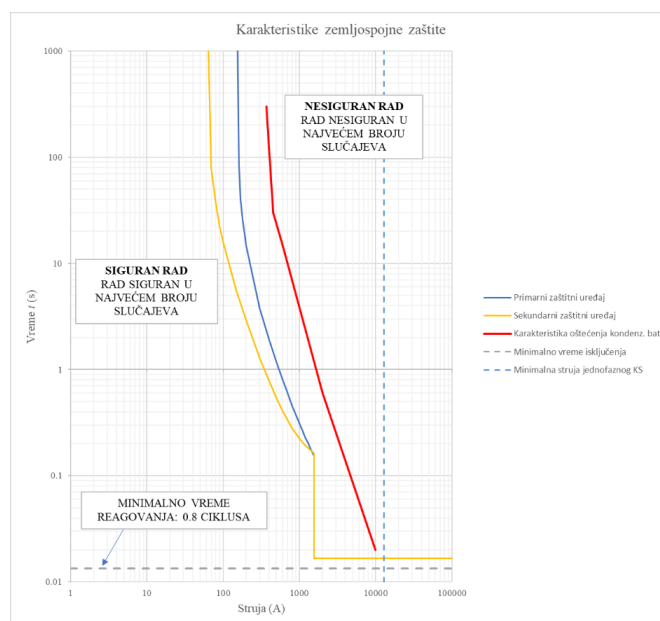
$$51G_{PU1(PRI)} = 0,2 \cdot 259,62A = 51,92 A, \text{ primarno} \quad (16)$$

$$51G_{pickup(SEC)} = 51,92A/600 = 0,09 A, \text{ sec, sekundarno} \quad (17)$$

Kako je ova vrednost manja od minimalno dozvoljenog podešenja u primarnom zaštitnom uređaju od 0,25 ampera sekundarno, proradna vrednost prekostrujnog člana zemljospojne zaštite u primarnom zaštitnom uređaju se podešava na 0,25 sekundarnih ampera, a u sekundarnom zaštitnom uređaju na vrednost izračunatu u (17). Tip karakteristike i vremenski multiplikator se biraju tako da karakteristika bude koordinisana sa zadatom krivom oštećenja kondenzatorske baterije, definisane od strane proizvođača opreme. Izabrani tip karakteristike je „IEEE Extremely Inverse“, dok je vremenski multiplikator u primarnom zaštitnom uređaju podešen na 0,4, a u sekundarnom na 1.

Prag reagovanja zemljospojnog elementa sa definisanim vremenom reagovanja se podešava na šestostruku vrednost naznačene struje kondenzatorske baterije i takođe se proverava prema struji kvara, tj. da li je manji od vrednosti minimalne struje jednofaznog kratkog spoja podeljene sa koeficijentom sigurnosti od 1,5, što je u konkretnom slučaju ispunjeno. Vreme odlaganja delovanja ovog stepena se podešava na 1 periodu.

Prikaz karakteristike reagovanja zemljospojne zaštite podešene u okviru primarnog i sekundarnog uređaja, minimalna struja jednofaznog kratkog spoja sa zemljom, kao i karakteristika oštećenja kondenzatorske baterije su dati na slici 4.



Slika 4: Prikaz podešenja zemljospojne zaštite i karakteristike oštećenja kondenzatorske baterije

4 ISPITIVANJE ZAŠTITNOG UREĐAJA POMOĆU SIMULATORA ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA U REALNOM VREMENU

4.1 Opis sistema za testiranje

Za zaštitu VN kondenzatorskih baterija, realizovana su dva sistema zaštite: primarni i sekundarni. Primarni sistem zaštite čine dva zaštitna uređaja, svaki sa po 6 naponskih ulaza. Naponska diferencijalna zaštita nije fabrički ugrađena funkcija u ovim uređajima, međutim, oba uređaja sistema primarne zaštite imaju mogućnost slobodnog konfigurisanja programabilne logike. Ta mogućnost je iskorišćena, pa je na taj način realizovana naponska diferencijalna zaštita prema uputstvima rada naponske diferencijalne zaštite u okviru diferencijalnog releja za zaštitu kondenzatorskih baterija istog proizvođača, iz iste serije, [7], [8]. Jedan od dva zaštitna uređaja primarnog sistema zaštite poredi napone na sabirnicama i tački odvajanja u jednoj grupi, dok drugi uređaj poredi napone na sabirnicama sa naponima u tački odvajanja u drugoj grupi. Zaštitni uređaj u sekundarnom sistemu zaštite ima fabrički realizovanu diferencijalnu naponsku zaštitu namenjenu za realizaciju zaštite kondenzatorskih baterija.

Pored programiranja naponske diferencijalne zaštite, programirana je i procedura za određivanje kompenzacionog faktora napona, koja se u praksi koristi kako bi se izbegla greška usled definisanih i stvarnih kapacitivnosti kondenzatora u okviru kondenzatorskih baterija. Kako naponska diferencijalna zaštita, kao što je navedeno, nije fabrički realizovana u sistemu primarne zaštite, a imajući u vidu i vrednost i značaj štice opreme, rad naponske diferencijalne zaštite u okviru zaštitnog uređaja je testiran pomoću RT-HIL platforme. Pored pomenute funkcije, koristeći RT-HIL platformu je moguće ispitati i rad preostalih aktiviranih zaštitnih funkcija (prekostrujne, zemljospojne, podnaponske i nadnaponske), međutim ta ispitivanja nisu predmet ovog rada.

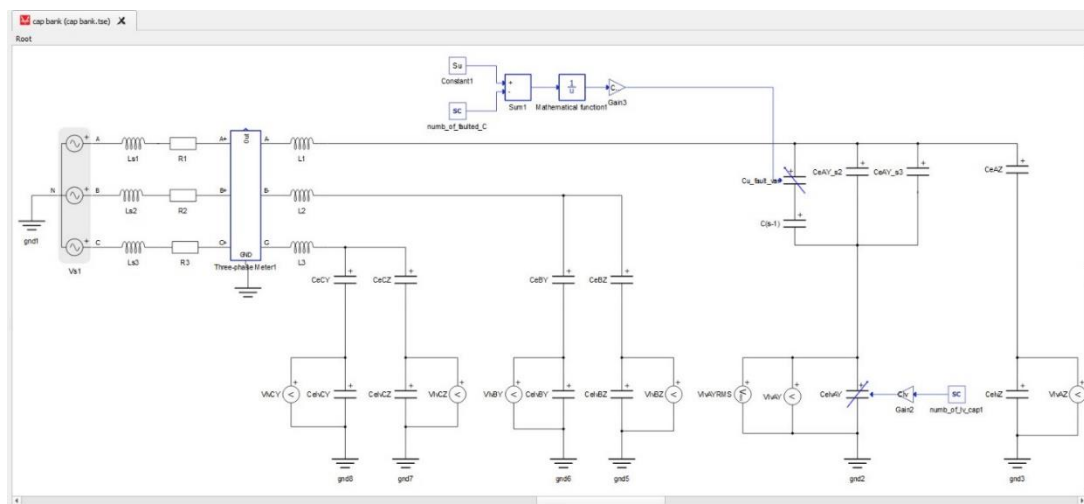
Laboratorijska postavka ispitivanja je uključivala zaštitni uređaj, digitalni simulator elektroenergetskog sistema u realnom vremenu, kao i pojačavač signala iz digitalnog simulatora, prikazane na slici 5.



Slika 5: Laboratorijska postavka ispitivanja: 1 - SEL-451 zaštitni uređaj, 2 – Typhoon HIL 604, 3 - HIL Connect)

4.2 Matematički model sistema

Matematički model VN kondenzatorskih baterija je realizovan u okviru softverskog paketa koji se koristi uz digitalni simulator elektroenergetskog sistema u realnom vremenu i prikazan je na Slici 6. Parametri modela odgovaraju karakteristikama VN kondenzatorskih baterija datih u poglavlju 2, a zbog preglednosti su korišćeni ekvivalenti za određene grupe kondenzatorskih elemenata.



Slika 6: Matematički model VN kondenzatorskih baterija

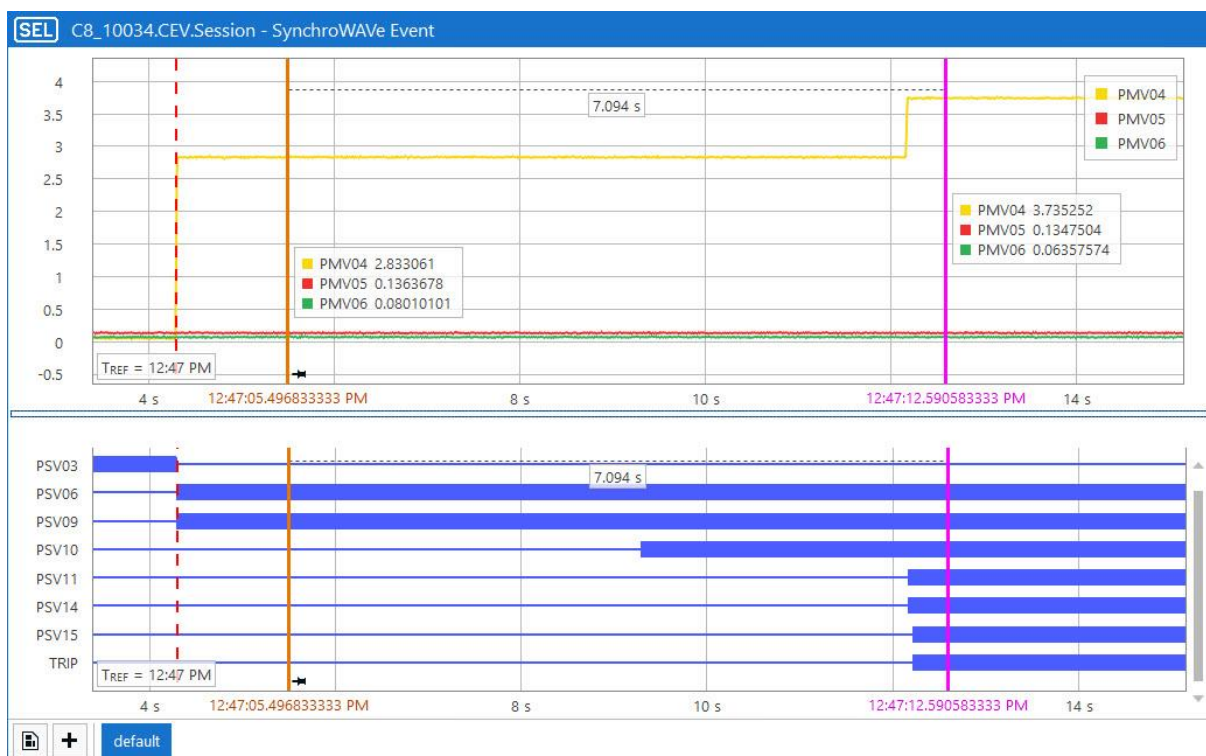
U okviru alata za grafičko modelovanje sistema, korišćeni su elementi promenljive kapacitivnosti. Time je ostavljena mogućnost da se kasnije kroz SCADA modul (grafički alat za interakciju i upravljanje samim radom simulatora i modela tokom rada simulacije) zadaje broj elemenata u jednom nizu kondenzatorskih jedinica koji su u kvaru. Takođe je ostavljena mogućnost iniciranja kvara NN kondenzatora u toku rada simulacije.

4.3 Rezultati testiranja zaštitnog uređaja

Kroz mogućnost slobodnog konfigurisanja programabilnih jednačina za funkcije zaštite, definisana su po tri stepena naponske diferencijalne zaštite za detekciju kvarova iznad (kada je diferencijalni napon negativan) i ispod tačke odvajanja (kada je diferencijalni napon pozitivan), i to odvojeno za sve tri faze. Za detekciju kvarova iznad tačke odvajanja, prvi stepen je korišćen kao alarmni i podešen je da signalizira ukoliko je broj elemenata u kvaru veći od 6, sa vremenom odlaganja delovanja od 5 sekundi. Drugi i treći stepen naponske diferencijalne zaštite se koriste za isključenje. Prvi stepen isključenja je podešen da reaguje ukoliko je broj elemenata u kvaru veći od 8, sa vremenskim odlaganjem delovanja od 3 periode, dok je drugi stepen isključenja podešen da reaguje ukoliko je broj elemenata u kvaru veći od 10 (čime naponska opterećenja preostalih elemenata prelaze 110% naznačenih), a vreme odlaganja delovanja u tom slučaju je 1 perioda.

Kako bi bio potvrđen rad naponske diferencijalne zaštite, urađeni su testovi korišćenjem HIL platforme. U okviru jednog testa je proveravan rad alama i prvog stepena isključenja. Sekvenca testiranja je uključivala tri različita režima. U prvoj sekvenci je zadat režim bez kvara, potom je u drugoj sekvenci zadat kvar 7 kondenzatorskih elemenata u fazi A gde je očekivana pobuda alarma, dok je u trećoj sekvenci zadat kvar 9 elemenata u fazi A gde je očekivan rad sporijeg stepena za isključenje. Na slici 7 je prikazan snimak iz zaštitnog uređaja tokom zadatog događaja.

Na gornjem delu prikaza događaja iz zaštitnog uređaja su prikazane vrednosti matematičkih varijabli za zaštitu (engl. Protection Math Variable, PMV) – PMV04, PMV05 i PMV06. Vrednosti ovih varijabli su definisane kao apsolutne vrednosti diferencijalnog napona $dV\varphi$ u fazama A, B i C, respektivno. Na donjem delu prikaza su izdvojene vrednosti zaštitnih varijabli (engl. Protection SELogic Variable, PSV) koje su od interesa za praćenje rada naponske diferencijalne zaštite. Prva promenljiva, PSV03, je varijabla koja uzima vrednost 0 ukoliko je detektovan kvar u fazi A, u delu iznad tačke odvajanja. Varijabla PSV06 uzima vrednost 1 ukoliko je došlo do pobude alarma zbog kvara u fazi A, dok varijabla PSV09 predstavlja „zbirnu“ pobudu alarma, tj. uzima vrednost 1 ukoliko je došlo do pobude alarma bilo u fazi A, B ili C. Varijabla PSV10, je izlaz iz alarmne funkcije nakon isteka podešenog vremena odlaganja delovanja, što je u ovom slučaju 5 sekundi. Dodatan set varijabli je prikazan i za proveru rada sporijeg stepena za isključenje. Varijabla PSV11, analogno varijabli PSV06, predstavlja pobudu sporijeg stepena isključenja za kvar u fazi A, PSV14 „zbirnu“ pobudu, a PSV15 izlaz nakon isteka vremena odlaganja delovanja. Dodatno je prikazan i bit za isključenje, TRIP, koji je aktivan od istog trenutka kao i varijabla PSV15. Najčešće se, prilikom ispitivanja sistema zaštite pomoću HIL platforme, binarni izlaz zaštitnog uređaja koji se koristi za isključenje prekidača (TRIP signal) fizički povezuje sa digitalnim simulatorom tako da isključuje odgovarajući prekidač u okviru modela. Kako je fokus ovog ispitivanja bila potvrda ispravnog rada programirane naponske diferencijalne zaštite, a ne funkcionalnost uređaja u celini, nije realizovano prosleđivanje signala ka digitalnom simulatoru i iz tog razloga je i nakon izdavanja signala za isključenje vrednost PMV04 ostala nepromenjena.



Slika 7: Izveštaj iz zaštitnog uređaja prilikom ispitivanja

5 ZAKLJUČAK

Prilikom podešavanja uređaja za zaštitu, neophodno je jasno definisati kriterijume i prema njima, a na osnovu modela sistema, proračunati konkretna podešenja. Dodatno, postoji mogućnost da se neki delovi podešenja dodatno ispituju koristeći RT-HIL okruženje.

U radu je predstavljen postupak kreiranja podešenja zaštitnog uređaja kondenzatorskih baterija definisanih karakteristika, od postavljanja kriterijuma i proračuna, do testiranja podešenja u HIL okruženju. Stoga, rad može poslužiti kao konkretno uputstvo za podešavanje uređaja za zaštitu kondenzatorskih baterija, ali i kao uvid u jednu od mogućnosti za testiranje zaštitnih uređaja u HIL okruženju.

6 LITERATURA

- [1] Goran Levačić, Ivo Uglešić, Alan Župan, Božidar Filipović-Grčić, „Problematika ugradnje kompenzacijskih uređaja u prijenosnoj elektroenergetskoj mreži“, 13. savjetovanje HRO CIGRE, Šibenik, 2017.
- [2] Satish Samineni, Casper Labuschagne, and Jeff Pope, „Principles of Shunt Capacitor Bank Application and Protection“, 64th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, Georgia, 2010
- [3] Roy Moxley, Jeff Pope, and Jordan Allen, „Capacitor Bank Protection for Simple and Complex Configurations“, 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, Texas, 2012
- [4] Gustavo Brunello, Bogdan Kasztenny, Craig Wester, „Shunt Capacitor Bank Fundamentals and Protection“, 2003 Conference for Protective Relay Engineers - Texas A&M University, College Station (TX), 2003
- [5] Ariana Amberg and Jason Young, „Protecting a Grounded Fuseless Capacitor Bank With the SEL-487V“, SEL Application Guide, Volume IV, AG2010-08
- [6] "IEEE Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks," in IEEE Std C37.99-2012 (Revision of IEEE Std C37.99-2000) , vol., no., pp.1-151, 8 March 2013, doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6482148.
- [7] SEL-451 Protection, Automation, and Bay Control System, Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories, 20250214
- [8] SEL-487V Capacitor Bank Protection, Automation, and Control, Instruction Manual, Schweitzer Engineering Laboratories, 20250214

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.08)**B5.08****PRIMENA TEHNIKE KONTROLISANOG UKLJUČENJA PREKIDAČA („POINT ON WAVE”) NA PRIMERU KOMPENZACIONE PRIGUŠNICE U 400 kV MREŽI****APPLICATION OF CONTROLLED (POINT ON WAVE) SWITCHING FOR 400 kV SHUNT REACTOR****Uroš Njegovan, Zoran Stojanović, Aleksandar Marjanović***

Kratak sadržaj: Podopterećena prenosna mreža, odnosno vodovi opterećeni ispod svoje prirodne snage, značajan su izvor reaktivne snage sa posledicom lokalnog povećanja napona. Kao sredstvo regulacije naponskih prilika operatorima prenosnog sistema širom sveta nametnula se upotreba paralelno priključene prigušnice (engl. Shunt Reactor) u kombinaciji sa konvencionalnim visokonaponskim prekidačem. Implementacija ovakvog rešenja dovodi do značajnog porasta broja sklopnih tranzijenata. Primenom tehnike kontrolisanih operacija prekidača (engl. Point on Wave), kroz pojedinačno uključenje/isključenje svakog pola prekidača u najpovoljnijem trenutku, u velikoj meri se mogu ograničiti vrednosti udarne struje uključanja prigušnice i povratnog napona pri isključenju. U radu su predstavljeni negativni efekti nekontrolisanog priključenja paralelnih prigušnica na prenosni sistem. Opisana je tehnika kontrole trenutka uključanja prekidača kao mera ograničavanja negativnih uticaja sklopnih tranzijenata. Funkcija kontrole prekidača i potencijalni efekti primene u prenosnoj mreži su testirani u laboratorijskim uslovima. Laboratorijska postavka se sastoji od mikroprocesorskog uređaja za zaštitu i upravljanje kao kontrolera i HIL uređaja, na kome je realizovan model 400 kV paralelne prigušnice i prekidača. Uređaji komuniciraju korišćenjem IEC 61850 Sampled Values i GOOSE protokola. Dobijeni rezultati potvrđuju skoro potpunu eliminaciju udarnog perioda prilikom uključanja kompenzacione prigušnice.

Ključne reči: Kontrolisano uključanje prekidača - Hardware-in-the-loop simulacija - Udarana struja prigušnice - Kompenzaciona prigušnica

Abstract: Transmission lines loaded below their surge impedance present a significant source of reactive power in network, that can lead to local voltage increase. Transmission system operators around the world turn to shunt reactors in combination with a conventional high voltage circuit breakers to cope with voltage issues. Implementation of such solution introduces a significant increase in the number of switching transients.

* Uroš Njegovan, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Siemens Energy doo Beograd, uros.njegovan@siemens-energy.com

Zoran Stojanović, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, stojanovic@etf.rs

Aleksandar Marjanović, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Siemens doo Beograd, aleksandar.marjanovic@siemens.com

Using controlled switching technology (Point on Wave), through individual switching of each breaker pole at optimal time, it is possible to limit reactor inrush current when shunt reactor is energized and the recovery voltage when it is deenergized. The paper presents the negative effects of uncontrolled switching of shunt reactor on transmission system. The technique of controlling the timing of circuit breaker switching is presented as a tool to mitigate the negative effects of switching transients. Algorithm for controlled switching of the circuit breaker has been tested in laboratory. Test setup is made of Point on Wave Intelligent Electronic Device (IED) and HIL device used to simulate 400 kV shunt reactor and circuit breaker. The devices exchange information using IEC 61850 Sampled Values and GOOSE protocol. Experimental results confirm limitation of inrush current magnitude when shunt reactor is energized by controlled switching device.

Key words: Controlled switching - Point on Wave - Reactor inrush - Hardware-in-the-loop - Shunt reactor

1 UVOD

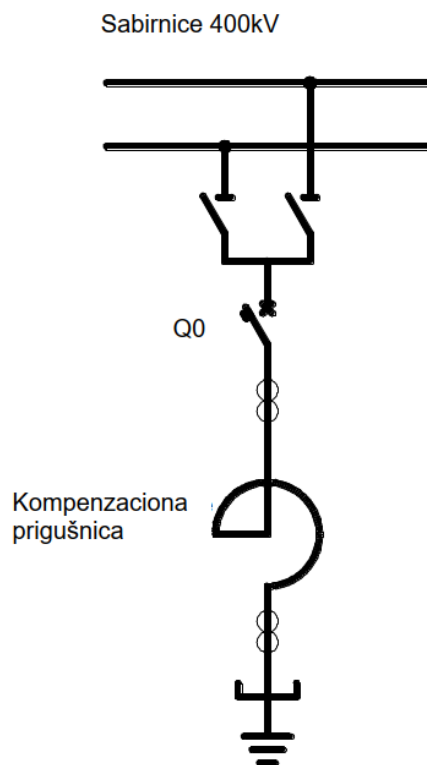
Naponi potrošačkih čvorova su, uz frekvenciju i besprekidnost napajanja, jedni od osnovnih pokazatelja kvaliteta električne energije. Kod podopterećenih prenosnih mreža do izražaja dolaze kapacitivnosti dugačkih visokonaponskih vodova koji postaju značajan izvor reaktivne snage sa posledicom lokalnog povećanja napona iznad maksimalno dozvoljenih vrednosti. Podopterećeni 400 kV i 220 kV vodovi česta su pojava kako u Srbiji, tako i u regionu. Posmatrano sa aspekta elektroenergetskog sistema (EES) u celini, naponske prilike su lokalnog karaktera pa se u velikom broju slučajeva ne mogu regulisati sistemski, odnosno bez upotrebe dodatnih kompenzacionih elemenata. Trenutno postoji širok spektar dostupnih tehnologija kompenzacije reaktivne snage poput sinhronih kompenzatora, kompenzacionih prigušnica (engl. Shunt Reactor), statičkih VAR kompenzatora (SVC) i statičkih sinhronih kompenzatora (STATCOM).

Paralelno priključena kompenzaciona prigušnica predstavlja jedno od najzastupljenijih sredstava kompenzacije reaktivne snage koje danas primenjuju operatori prenosnog sistema širom sveta. Koristi se u pojedinim čvorištima mreže kako bi se održao željeni naponski profil u EES-u. Grade se kao monofazne ili trofazne jedinice sa regulacionim otcepima ili bez regulacionih otcipa (neupravljive). Na mrežu se priključuju direktno na sabirnice visokonaponskog (VN) postrojenja preko konvencionalnih prekidača (slika 1) ili preko tercijera mrežnih transformatora.

U periodima visokih opterećenja u EES-u i povećanog prenosa električne energije visokonaponskim vodovima, prigušnice je najčešće potrebno odvojiti sa mreže. U zavisnosti od varijacija napona i učestalosti sklopnih operacija VN prekidača kompenzacione prigušnice može doći do značajnog porasta broja sklopnih tranzijenata na mestu njenog priključenja. Ovakvi tranzijenti predstavljaju jedan od glavnih uzroka prekomernog naprezanja opreme prenosnog sistema, pre svega prekidača, dok dodatno imaju negativan uticaj na kvalitet električne energije i mogu dovesti do nepotrebnih regovanja zaštitnih uređaja.

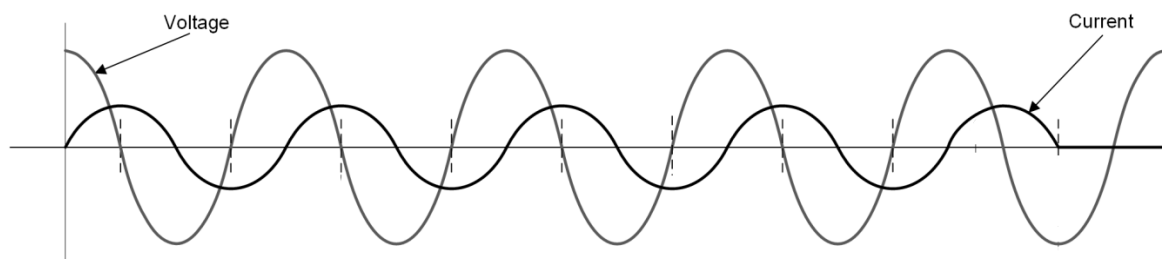
2 TEHNIKA KONTROLE TRENUTKA UKLJUČENJA PREKIDAČA

U slučaju idealne kompenzacione prigušnice, talasni oblik struje zaostaje približno 90° u odnosu na napon na njenim priključcima [1]. Na taj način trenutna vrednost napona dostiže maksimum u trenutku prolaska struja kroz nulu, kao što je prikazano na slici 2.



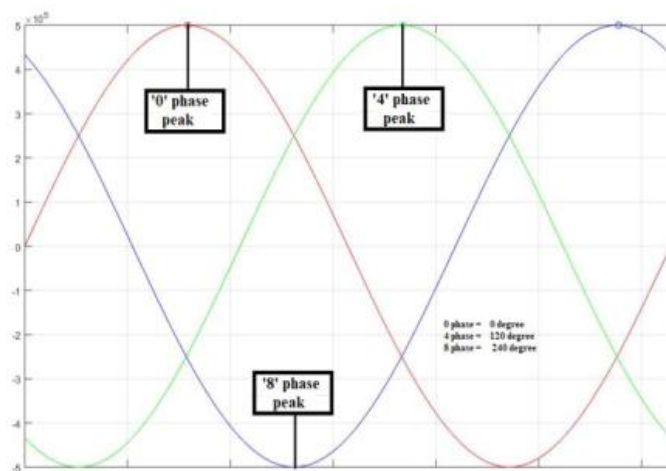
Slika 1: Direktno priključenje kompenzacione prigušnice na sabirnice VN postrojenja

Amplituda udarne struje prigušnice i stepen izobličenja naponskog talasa zavise od vrednosti napona mreže u trenutku izdavanja naloga za uključanja i operativnog vremena prekidača. Konvencionalno uključanje kompenzacione prigušnice u nasumičnom trenutku dovodi do pojave nesimetričnih struja, povećanja elektromehaničkih naprezanja prekidača i namotaja prigušnice, dok u ekstremnim slučajevima može dovesti do zasićenja strujnih transformatora i nepotrebnog reagovanja zemljospojne zaštite (50N/51N), koja je zasnovana na merenju struje provodnika neutralne tačke prigušnice. Ukoliko do uključanja dođe u trenutku kada je vrednost napona u jednoj od faza bliska nuli, sklopni tranzijent će biti najizraženiji. Gorenavedeni neželjeni efektri predstavljaju razlog zbog čega se sve češće pribegava upotrebi neke od dostupnih tehnika kontrolisanog uključanja prekidača. Jedna od najzastupljenijih tehnika je zasnovana na odabiru optimalnog trenutka na naponskom talasu („Point on Wave“).



Slika 2: Talasni oblik struje i napona kompenzacione prigušnice

U slučaju trofaznih sistema maksimumi vrednosti signala faznih napona su uvek inverznog redosleda (0-8-4) u odnosu na fazni redosled napona mreže (0-4-8) i međusobno pomereni za trećinu periode, odnosno 6,66 ms (slika 3).



Slika 3: Talasni oblik tri fazna napona i njihovi maksimumi

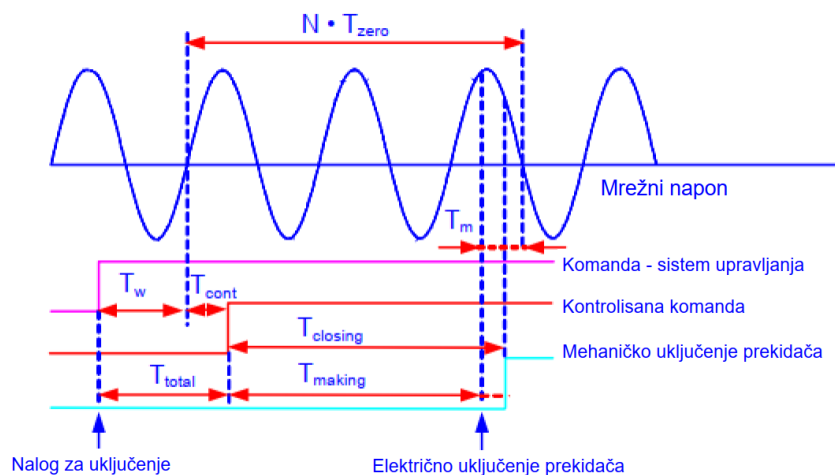
Algoritam koji određuje najpovoljniji momenat uključenja svake od faza na osnovu ulaznih veličina implementiran je u kontroleru prekidača, koji je po svojim karakteristikama sličan savremenim mikroprocesorskim uređajima za zaštitu i upravljanje. Njegova uloga se ogleda u tome da nakon prijema naloga za uključenje prekidača dobijenog od sistema upravljanja proceni optimalan trenutak uključenja na osnovu merenog naponskog talasa i shodno tome izračuna potrebno vremensko kašnjenje izvršenja komande kako bi se prvi pol prekidača uključio pri maksimalnoj vrednosti napona. Pošto je prigušnica induktivan element, prilikom uključenja prekidača pri maksimalnoj vrednosti napona nivo magnetskog fluksa je teorijski minimalan pa se samim tim ograničava i vrednost udarne struje. Potom se preostale dve faze uključuju sukcesivno sa definisanim vremenskim kašnjenjem, odnosno pomerajem u odnosu na prvi pol. Algoritam kontrolera proverava sva odstupanja u frekvenciji referentnog napona detekcijom prolaska signala napona kroz nulu (engl. zero crossing) i na osnovu toga donosi konačnu odluku o trenutku izvršenja komande.

Princip kontrolisanog uključenja sa svim ključnim vremenskim trenucima od interesa prikazan je na slici 4 [2]. Može se uočiti da, pre uspostavljanja mehaničkog kontakta polova prekidača ($T_{CLOSING}$), dolazi do dielektričnog proboja izalacionog medijuma kada se kontakti prekidača dovoljno približe i uspostavlja se luk što predstavlja električni kontakt polova (T_{MAKING}). Vreme mehaničkog kontakta polova ($T_{CLOSING}$) je karakteristika prekidača i može se izmeriti. Vreme paljenja luka (T_m) predstavlja ulazni parametar kontrolera na osnovu koga se izračunava ukupno vreme koje je potrebno da prođe od trenutka izdavanja komande do uspostavljanja struje, odnosno električnog kontakta polova prekidača (T_{MAKING}).

Ukupno vremensko kašnjenje koje kontroler unosi od momenta detekcije naloga za uključenje do izvršenja komande (T_{total}) predstavlja zbir vremena detekcije prolaska signala napona kroz nulu (T_w) i sinhronog kašnjenje koje računa kontroler (T_{cont}). Sinhrono vremensko kašnjenje se uvodi sa ciljem uspostavljanja struje u optimalnom trenutku u odnosu na naponski talas, odnosno uzima se u obzir računato vreme električnog uključenja prekidača (T_{MAKING}).

Stoga, uloga kontrolera je iniciranje uspostavljanja električnog, a ne mehaničkog kontakta polova prekidača u optimalnom trenutku, koje se računa kao (1):

$$T_{MAKING} = T_{CLOSING} - T_m \quad (1)$$



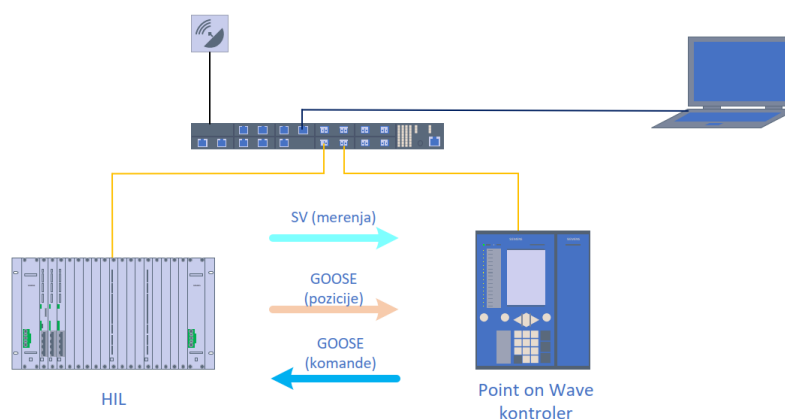
Slika 4: Ključni vremenski trenuci kontrolisanog uključanja prekidača

Važno je napomenuti, iako nije predmet ovog rada, da isključenje prekidača prigušnice takođe može predstavljati izazov. Uzrok tome nije amplituda struje koja se prekida već energija akumulirana u prigušnici. “Odsecanje” struje pre njenog prolaska kroz nulu može dovesti do izraženih visokofrekventnih oscilacija uzrokovanih energijom u prigušnici kao induktivnom elementu i parazitnih kapacitivnosti. Nagli porast povratnog napona na kontaktima prekidača može dovesti do ponovnog paljenja luka. Neophodno je istaći da su savremeni SF6 prekidači konstruisani tako da je verovatnoća “odsecanja” struje minimalna.

Uloga kotrolera prilikom isključenja prekidača prigušnice ogleda se u iniciranju mehaničkog odvajanje kontakata neposredno nakon prolaska struje kroz nulu. Nakon mehaničkog odvajanja kontakata prekidača, dolazi do razvlačenja luka i struja nastavlja da teče sve dok dielektrična čvrstoća ne bude dovoljna da prilikom narednog prolaska struje kroz nulu uguši luk. Kada se luk ugasi kontakti prekidača bi trebali biti dovoljno udaljeni jedan od drugog da dielektrična čvrstoća nadjača povratni napon i ne dođe do ponovnog paljenja luka.

3 LABORATORIJSKI MODEL

Efekti primene tehnike kontrolisanog uključanja prekidača ispitani su u laboratorijskim uslovima, na primeru 400 kV kompenzacione prigušnice. U tu svrhu formirana je laboratorijska postavka (slika 5) koju čine: mikrop procesorski uređaj za zaštitu i upravljanje kao kontroler prekidača, mrežni svič i Hardware-in-the-loop (HIL) uređaj, na kome je realizovan model 400 kV kompenzacione prigušnice, VN prekidača i dela ostatka mreže.



Slika 5: Blok šema laboratorijske postavke

Procesna mreža na modelu je uprošćena i sastoji se od mrežnog sviča u „zvezda“ topologiji bez korišćenja PRP i HSR redundatnih protokola. Svič ima ulogu i izvora vremenske sinhronizacije po protokolu IEEE 1588 „Precise Time Protocol – PTP“ koji je neophodan za generisanje validnih odbiraka mernih veličina – „Sampled Values“.

3.1 Model kompenzacione prigušnice

U okviru HIL uređaja modelovano je 400 kV polje koje se sastoji od kompenzacione prigušnice, prekidača, strujnih mernih transformatora i ostale VN opreme. Kompenzaciona prigušnica je nelinearna, spregnuta u zvezdu, sa direktno uzemljenom neutralnom tačkom. Tehničke karakteristike prikazane su u tabeli I. Magnetsko kolo je sa vazдушnim zazorom i sastoji se od pet stubova.

Tabela I: Tehničke karakteristike kompenzacione prigušnice

Nazivni napon	420 kV
Nazivna frekvencija	50 Hz
Reaktivna snaga	250 MVar
Nazivna struja	343,66 A
Sprega	Y_n
Kapacitivnost namotaja	8,4 mH (po fazi)

Prekidač prigušnice modelovan je kao rasklopni element sa nezavisno upravljivim polovima tehničkih karakteristika datih u tabeli II.

Tabela II: Tehničke karakteristike prekidača

Vreme mehaničkog uključanja prekidača	50 ms
Vreme mehaničkog isključenja prekidača	30 ms

Model primarne opreme na HIL uređaju realizovan je uz uvažavanje određenih ograničenja:

- Ne postoje međusobne varijacije u operativnim vremenima polova prekidača, ona uvek odgovaraju zadatim vrednostima u sve tri faze
- Postavka uvodi kašnjenje komande od trenutka izdavanja sa kontrolera do njene registracije od strane HIL uređaja. Kako se razmena informacija između kontrolera i HIL uređaja odvija GOOSE porukama, maksimalno kašnjenje je ograničeno na 1 ms
- Nulta vremenska razlika između trenutka uspostavljanja električnog i mehaničkog kontakta polova prekidača, što potvrđuje izostanak luka na oscilografskim zapisima

3.2 Kontroler prekidača

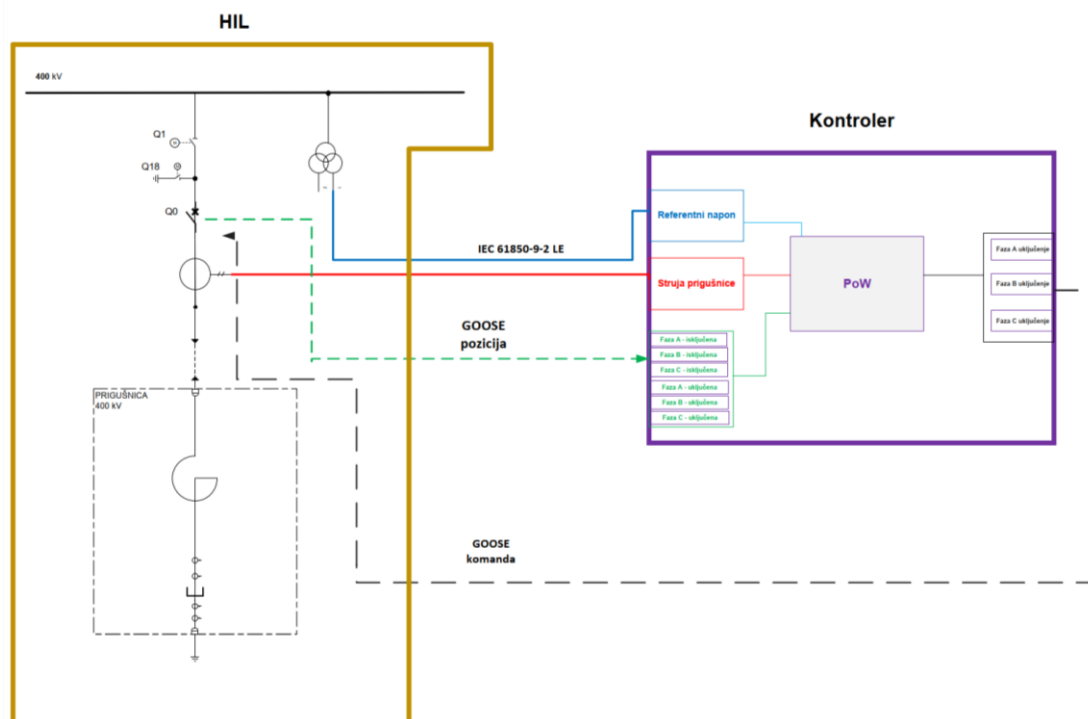
Funkcija kontrolera implementirana je u okviru mikroprocesorskog uređaja za zaštitu i upravljanje. Na osnovu analize referentnog naponskog talasa, uzimajući u obzir podešene parametare, kao što su strategija uključanja i vremenske karakteristike prekidača, kontroler računa i uvodi optimalnu vremensku zadržku aktiviranja kalema za uključanje prekidača.

Referentni signal se dobija sa naponskog transformatora priključenog na 400 kV sabirnicama. Njega generiše HIL uređaj kao „Publisher“ a kontroler preuzima kao „Subscriber“ u okviru formirane Process Bus mreže. Trenutne vrednosti napona se šalju u formi paketa odbiraka definisanih kao IEC 61850-9-2 „Sampled Value“ strimovi. Sadržaj paketa prikazan je u tabeli III. U svakom paketu merenja, pored odbiraka tri fazna i nultog napona, nalaze se i vrednosti faznih struja merenih na priključcima kompenzacione prigušnice, kao i računsa vrednost nulte struje.

Informacije o položaju rasklopne opreme generiše HIL uređaj kao „GOOSE“ poruke, dok kontroler šalje „GOOSE“ pakete HIL-u sa nalogom za komandovanje pojedinačnim polovima prekidača (slika 6).

Tabela III: Sadržaj paketa odbiraka merenja

IEC 61850-9-2 „Sampled Value“ strim							
Napon sabirnica				Struja prigušnice			
U_A	U_B	U_C	$3U_0$	I_A	I_B	I_C	$3I_0$
Poz 1	Poz 2	Poz 3	Poz 4	Poz 5	Poz 6	Poz 7	Poz 8



Slika 6: Logički dijagram razmene informacija HIL uređaja i kontrolera

U kontroleru su implementirane funkcije nadzora. Nakon svakog izvršenog uključenja kontroler prikuplja podatke, analizira ih i po potrebi alarmira uočenu neispravnost. Implementirane su sledeće funkcije nadzora:

- Beleži se vrednost izmerene udarne struje i poredi sa podešenim limitom, što na našem primeru odgovara vrednosti dvostruke nazivne struje prigušnice
- Meri mehaničko vreme uključenja prekidača na osnovu položaja pomoćnih kontakata i registruje njegovo odstupanje u odnosu na podešenu vrednost
- Meri električno vreme uključenja prekidača na osnovu detekcije uspostavljanja struje i registruje njegovo odstupanje u odnosu na računatu vrednost

4 REZULTATI ISPITIVANJA

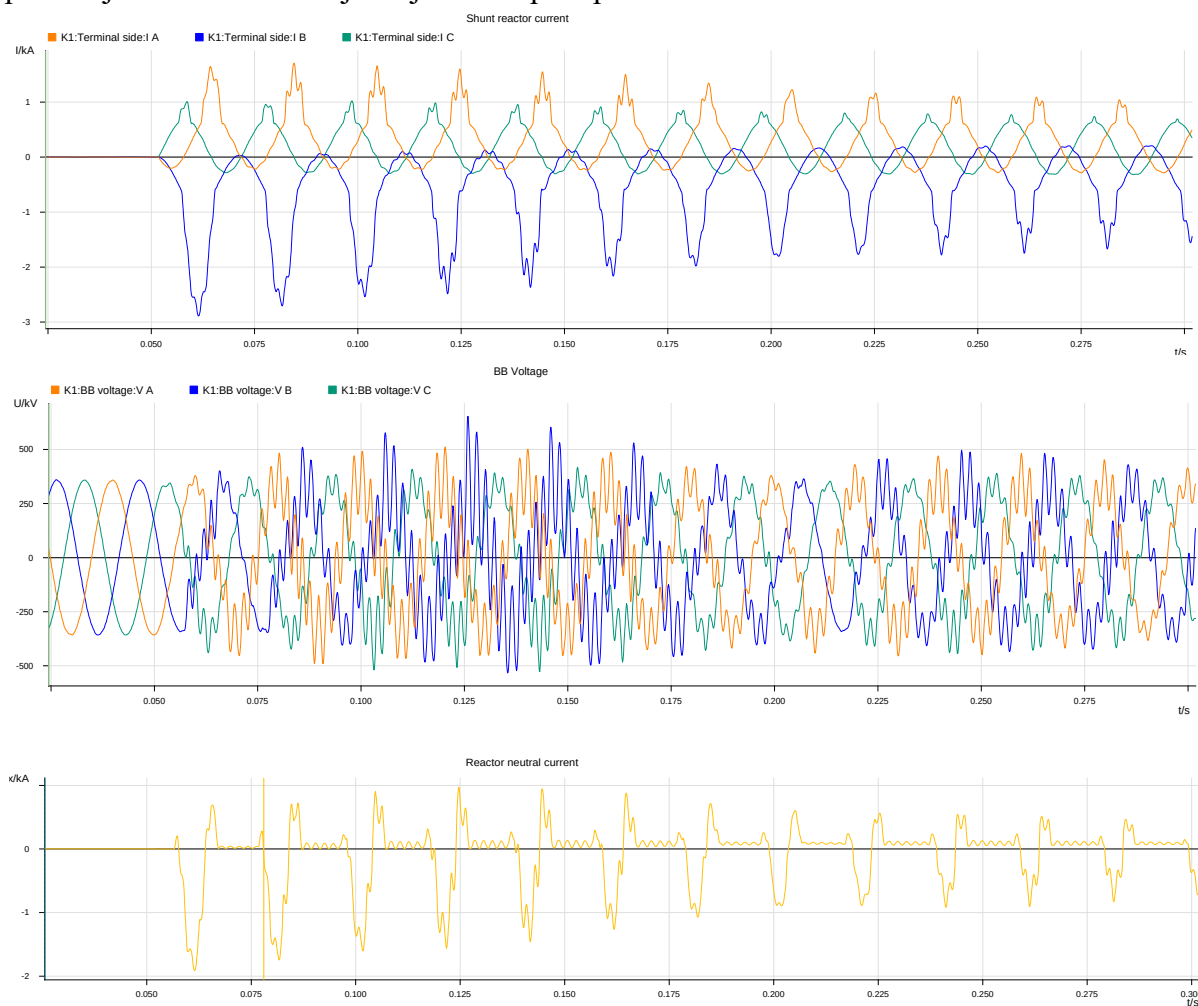
Kako bismo sagledali efikasnost primene opisane tehnike izvršeno je uporedno ispitivanje tri različite strategije uključenja prekidača prigušnice na laboratorijskom modelu, i to:

1. Konvencionalno – nasumično istovremeno uključenje sva tri pola prekidača
2. Kontrolisano uključenje svakog pola prekidača u najnepovoljnijem trenutku
3. Kontrolisano uključenje svakog pola prekidača u optimalnom trenutku

Nakon svakog uključenja sa kontrolera su preuzeti oscilografski zapisi i liste događaja. Na osnovu njih se mogu očitati vrednosti i uporediti talasni oblici napona i struja prigušnice, kao i statusi pomoćnih kontakata prekidača.

4.1 Konvencionalno uključenje prekidača

Konvencionalno uključenje karakteriše istovremeno generisanje komande uključenja sva tri pola prekidača. Kontroler se u ovom slučaju ponaša kao pasivan element koji ne uvodi vremensku zadržku na registrovan nalog od sistema upravljanja. Kako je trenutak izdavanja komande nasumičan, stepen nesimetrije kao i amplituda udarnih struja prigušnice zavise od trenutka izdavanja naloga, kao i operativnog vremena prekidača. Oscilografski zapis (slika 7) potvrđuje istovremeno uključenje sva tri pola prekidača.



Slika 7: Talasni oblici struje i napona pri konvencionalnom uključenju

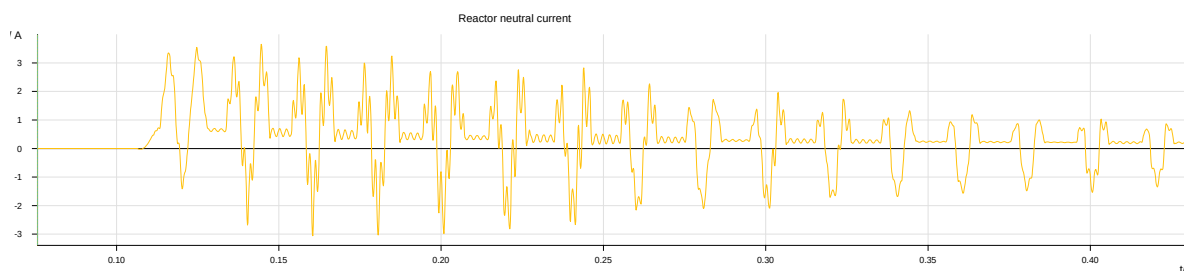
Na njemu je uočljiva zavisnost vrednosti udarne struje od trenutne vrednosti napona u trenutku uključenja. Izražen je udarni period velike vremenske konstante, tj. dužine trajanja. Pomenuto dovodi do приметnog izobličenja talasnih oblika napona i struja, ali i velikih vrednosti udarnih struja. U ovom slučaju vršne vrednosti su iznosile $I_{AMAX} = 1,63 \text{ kA}$, $I_{BMAX} = -2,88 \text{ kA}$ i $I_{CMAX} = 955 \text{ A}$. Vrednost udarne struje provodnika neutralne tačke iznosi $I_N = -1,86 \text{ kA}$.

4.2 Kontrolisano uključenje svakog pola prekidača u najnepovoljnijem trenutku

Kako je prigušnica element induktivne prirode, kontrolisano uključenje svakog pola prekidača u trenutku prolaska napona kroz nulu u svakoj od faza predstavlja najnepovoljniji slučaj. Tada je izobličenje talasnih oblika najizraženije. Premda upotreba kontrolera teži da ograniči tranzijent uključenja, pogrešnim odabirom parametara može doći do uključenja pri kome su negativni efekti najizraženiji. Talasni oblici napona prikazani su na slici 11, a struja na slici 12.

Ovakvo uključenje praćeno je izuzetno visokim vrednostima udarnih struja $I_{AMAX} = 3,47 \text{ kA}$, $I_{BMAX} = 3,64 \text{ kA}$ i $I_{CMAX} = -3,80 \text{ kA}$. Do izražaja dolazi nesimetrija udarnih struja pa vrednost struje provodnika za uzemljenje prigušnice dostiže svoj maksimum od $I_N = 3,33 \text{ kA}$ (slika 8). S obzirom na dužinu trajanja udarnog perioda, u zavisnosti od vremenskog zatezanja zemljospojne zaštite, može doći do njene nepotrebne prorade.

Takođe, zbog odnosa X/R parametara jednosmerna (DC) komponenta struje sporo opada, što povećava šansu da dođe do zasićenja strujnih transformatora.

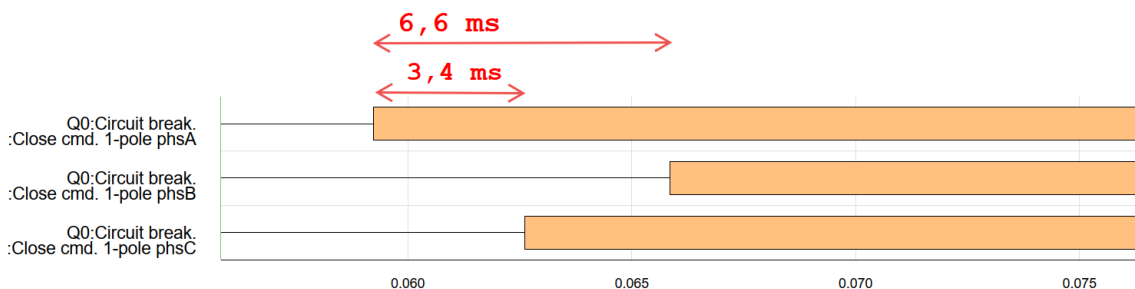


Slika 8: Talasni oblik nulte struje prigušnice

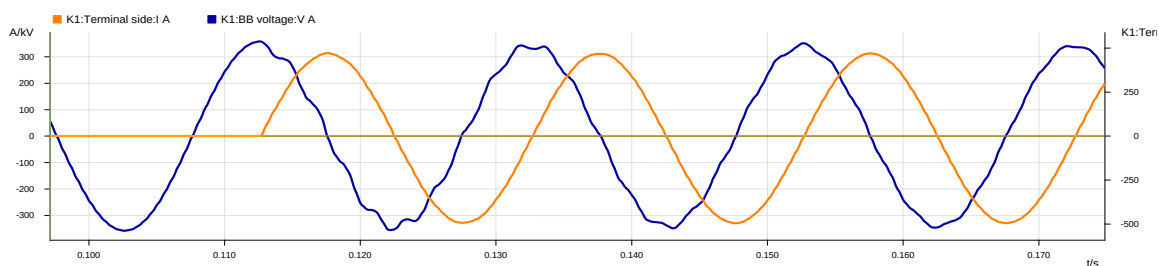
4.3 Optimalno uključenje prekidača

Optimalna strategija uključenja prigušnice se zasniva na uključenju svakog pola prekidača pri maksimalnoj vrednosti napona. Referentni trenutak je prolazak talasnog oblika napona faze A kroz nulu (eng. zero crossing). Cilj kontrolera je da obezbedi uključenje pola A sa faznim pomerajem od 90° u odnosu na referentni trenutak, odnosno u momentu kada vrednost napona faze A dostigne svoj maksimum [3]. Sledeća svoj maksimum (sa negativnim predznakom) dostiže faza C za $90^\circ + 60^\circ = 150^\circ$ odnosno sa kašnjenjem od 3,33 ms u odnosu na fazu A. Poslednji korak je uključenje faze B, i to sa teorijskom zadržkom od $90^\circ + 120^\circ = 210^\circ$ odnosno 6,66 ms. Na slici 9 je prikazano sekvencionalno izdavanje komandi uključenja polova, dok se analizom događaja može ustanoviti da nema odstupanja tajminga kontrolera od teorijski idealnih vremena.

Analizom oscilografskih zapisa uočeno je pravovremeno uključenje svakog pola. To potvrđuje primer faze A (slika 10) gde se može videti uspostavljanje struje pri maksimalnoj vrednosti napona.

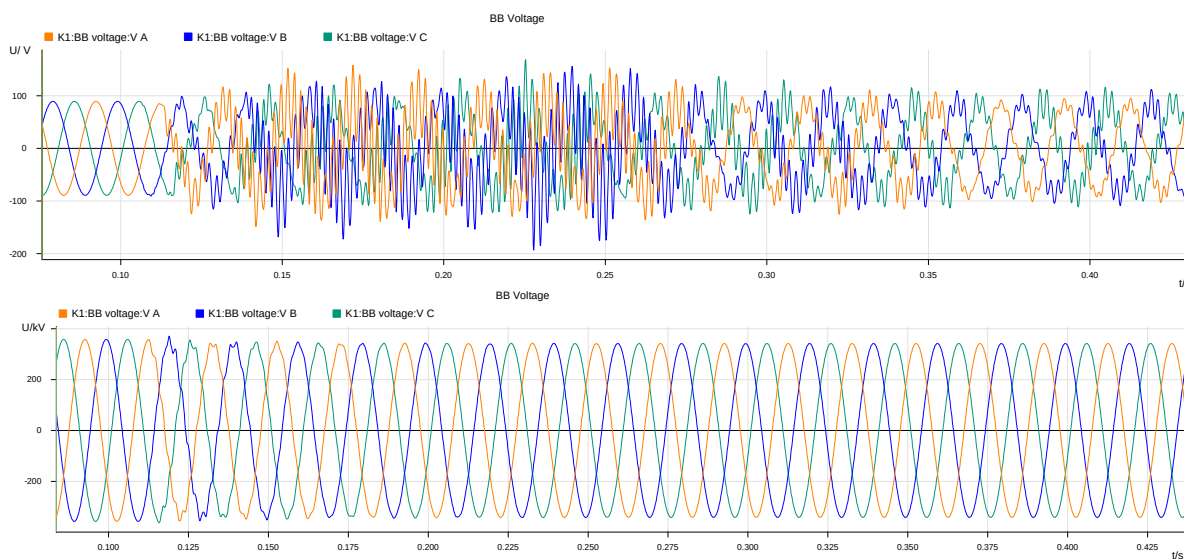


Slika 9: Redosled izdavanje komandi uključenja polova prekidača



Slika 10: Trenutak uspostavljanja struje u odnosu na talasni oblik napona

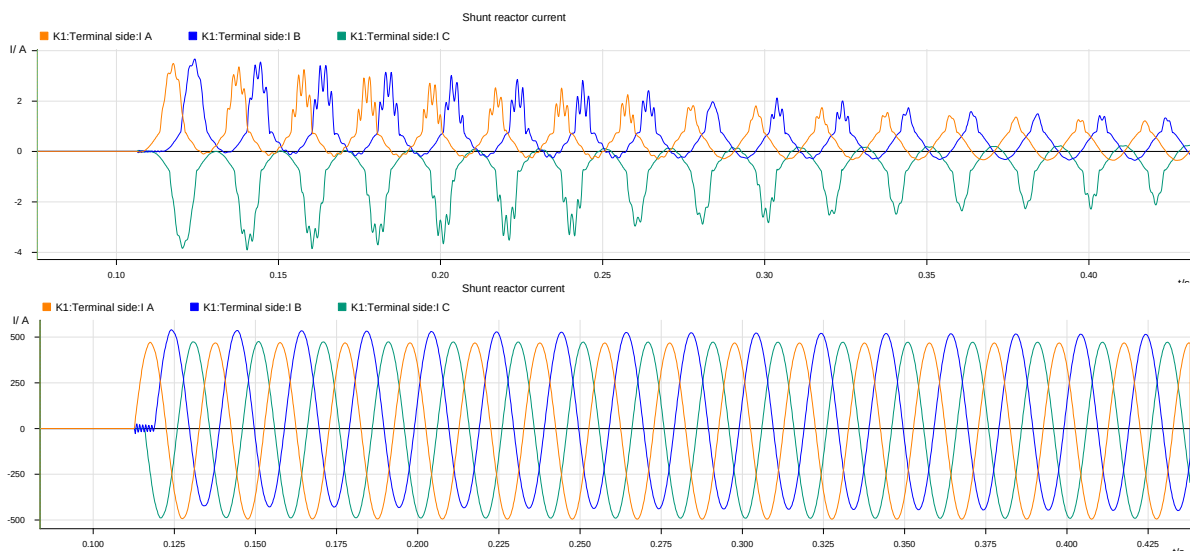
Poređenjem talasnih oblika napona (slika 11) i struje (slika 12) može se zaključiti da se primenom tehnike kontrolisanog uključenja potpuno eliminiše udarni period. Optimalnim uključenjem izobličenje talasnog oblika napona je gotovo neprimetno uz eliminaciju viših harmonika.



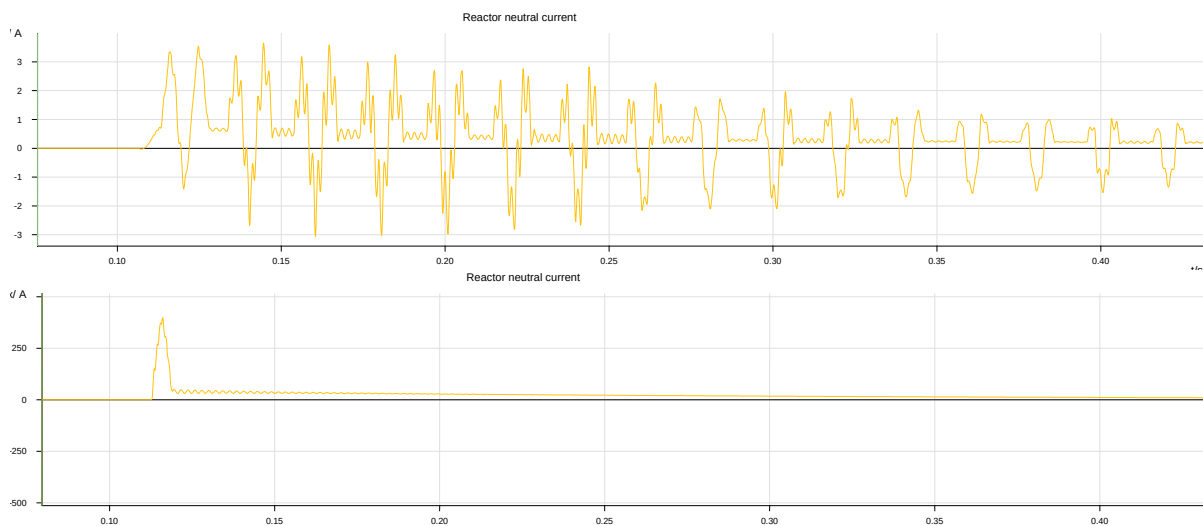
Slika 11: Talasni oblici napona najnepovoljnijeg (gore) i optimalnog (dole) uključenja prigušnice

Kontrolisanim uključenjem prekidača prigušnice ograničavaju se amplitude udarnih struja na $I_{AMAX} = 469 \text{ A}$, $I_{BMAX} = 523 \text{ A}$ i $I_{CMAX} = -488 \text{ A}$. Efektivna vrednost („RMS“) struje uključenja u prvoj periodi iznosi približno 340 A što odgovara nazivnoj struji prigušnice. Kontrolisano uključenje potvrđuje simetrične talasne oblike struja i odsustvo DC komponente. Eliminacijom tranzijentnog perioda ograničava se vrednost udarne struje provodnika za uzemljenje prigušnice na $I_N = 358 \text{ A}$ (slika 13).

Sa oscilografskog zapisa se može primetiti da je impuls tranzijenta nulte struje trajao približno 6 ms u slučaju optimalnog dok je na primeru najnepovoljnijeg uključenja trajao duže od 500 ms. Tačno vreme nije izmereno jer je trajanje zapisa ograničeno.



Slika 11: Talasni oblici struje najnepovoljnijeg (gore) i optimalnog (dole) uključanja prigušnice



Slika 13: Talasni oblik nulte struje prigušnice najnepovoljnijeg (gore) i optimalnog (dole) uključanja

Uticaj primene kontrolisanog uključanja na ograničavanje vrednosti udarne struje prigušnice može se sagledati poređenjem izmerenih vrednosti sve tri strategije ispitane na laboratorijskom modelu (tabela IV).

Tabela IV: Vrednosti udarnih struja prigušnice

Udarne struja prigušnice	Faza A [kA]	Faza B [kA]	Faza C [kA]	I_N [kA]
Konvencionalno - nekontrolisano uključanje	1,63	2,88	0,95	1,86
Kontrolisano - najnepovoljnije uključanje	3,47	3,64	3,80	3,33
Kontrolisano - optimalno uključanje	0,47	0,52	0,42	0,36

Maksimalna vrednost udarne struje je 3,80 kA dok se kontrolisanim uključanjem ona ograničava na maksimalno izmerenih 0,52 kA. Takođe, suzbijanje nesimetrije struja dovodi do ograničavanja vrednosti udarne struje provodnika za uzemljenje prigušnice sa $I_N = 3,33$ kA na $I_N = 0,36$ kA.

5 ZAKLJUČAK

Konvencionalno (nekontrolisano) uključenje prekidača je nasumične prirode, odnosno talasni oblici zavise od vrednosti napona u trenutku uključjenja. Generalno posmatrano, nekontrolisano uključenje dovodi do značajnog izobličenja talasnih oblika napona praćenog dugotrajnim prelaznim procesom i visokim vrednostima udarnih struja koje dostižu desetostruku vrednost nazivne struje. Uočene su vrednosti struja provodnika neutralne tačke od 1,86 kA koje usled dugačkog trajanja udarnog perioda mogu dovesti do nepotrebnog reagovanja zaštite.

Od velikog značaja pokazala su se ispitivanja kontrolisanog uključjenja u najnepovoljnijem trenutku. Time su dobijeni dosledni rezultati koji pružaju mogućnost analize uticaja primene optimalnog („Point on Wave“) uključjenja. Rezultati ispitivanja naveli su autore da steknu uvid u ključnu ulogu precizne koordinacije parametara kontrolera i vremena prekidača. Svaka razlika podešenog i stvarnog vremena uključjenja prekidača od 1 ms reflektuje se kao odstupanje od 18° u odnosu na optimalni trenutak uključjenja. Upotreba kontrolera sa pogrešno podešenim parametrima rezultuje izraženijim sklopnim tranzijentom u odnosu na nasumično uključjenje.

Analizom oscilografskih zapisa tri različite strategije uključjenja prekidača 400 kV prigušnice, odnosno poređenjem talasnih oblika i vrednosti udarnih struja, potvrđena je potpuna eliminacija udarnog perioda primenom tehnike kontrolisanog uključjenja. Kako tehnologija napreduje, fleksibilnost, pouzdanost, jednostavnost korišćenja i ukupni trošak implementacije se poboljšava, donoseći korist sve većem delu EES-a.

Na kraju treba istaći da isključenje prekidača prigušnice takođe donosi izazove kao što su „odsecanje“ induktivne struje, ograničavanje povratnog napona i ponovno paljenja luka. Upravo će ovi problemi biti predmet istraživanja autora u narednom periodu.

6 ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržan od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije, br. ugovora: 451-03-137/2025-03/200103.

7 LITERATURA

- [1] Muzamil Faiz, Abdul Qadir Chang, Baqir Ali Mirjat, Nosheen Memon: The Simulation Analysis of Shunt Reactor Controlled Switching at 500 kV Network, International Journal of Electrical Engineering & Emerging Technology, Vol. 05, No. 02, DEC 2022, pp 31-37
- [2] Dan Goldsworthy and Tom Roseburg: Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Application Examples and Benefits, 34th Annual Western Protective Relay Conference, October 2007
- [3] Ajay Kumar, Rehana Perveen, Urmil Parikh: Controlled Switching of Power Transformer and Shunt Reactors or Minimization of Switching Transients: A Review, The Institution of Engineers (India) 2021
- [4] European Network of Transmission System Operators for Electricity: Controlled Switching Device: Application, Use And Maintenance Problems, Final |16 November 2022

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.09)**B5.09****SISTEMSKO MERENJE KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE U PRENOSNOJ MREŽI**
SYSTEMATIC MEASUREMENT OF THE POWER QUALITY ON THE TRANSMISSION
POWER SYSTEM**Dorđe Jeremić, Jelena Car, Vladimir Ristić, Andrej Stojković ***

Kratak sadržaj: Otvaranje tržišta električne energije, tretiranje električne energije kao robe, sve veći broj distribuiranih izvora električne energije priključenih na prenosni sistem, daju nam obavezu da je kvalitet električne energije, pored kontinuirane isporuke, veoma važan za krajnjeg kupca. Praćenje parametra kvaliteta u prenosnoj mreži je prepoznato i pored postojećih merila kvaliteta, u radu ćemo prikazati način i odabir mesta postavljanja novih uređaja za kontinuirano praćenje parametra kvaliteta električne energije. Predstavljani su kriterijumi za izbor mesta ugradnje merila kvaliteta, kao i karakteristike novougrađenih uređaja. Detaljno je dat način povezivanja i smeštaja merila kvaliteta na postojeću opremu za merenje električne energije. Za prenos podataka sa merila kvaliteta u prenosnoj mreži, koristimo postojeću komunikacionu infrastrukturu sa implementacijom novog softverskog alata. U radu je predstavljena implementacija softverskog paketa i način prenošenja podataka odnosno odabir komunikacionih puteva.

Ključne reči: merila kvaliteta električne energije, komunikacija, softver

Abstract: The opening of the electricity market, treating electricity as a commodity, and the increasing number of distributed energy sources connected to the transmission system impose an obligation on us that the power quality, in addition to continuous supply, is very important for the end customer. Monitoring power quality parameters in the transmission network is recognized, and alongside existing power quality standards, this paper will present the method and selection of locations for the installation of new devices for continuous monitoring of power quality parameters. Criteria for selecting installation sites for power quality meters, as well as characteristics of the newly installed devices, are presented. The method of connecting and placing power quality meters onto the existing electricity measurement equipment is detailed. For data transmission from power quality meters in the transmission network, we utilize existing communication infrastructure with the implementation of a new software tool. The paper presents the implementation of the software package and the method of data transmission, i.e., the selection of communication pathways."

* Đorđe Jeremić, EMS AD Beograd, djordje.jeremic@ems.rs
Jelena Car, IMP – Automatika, jelena.car@pupin.rs
Vladimir Ristić, EMS AD Beograd, vladimir.ristic@ems.rs
Andrej Stojković, EMS AD Beograd, andrej.stojkovic@ems.rs

Key words: *power quality meters, communications, software*

1 UVOD

Kvalitet električne energije se može posmatrati u širem smislu, odnosno može se govoriti o upotrebnom kvalitetu, ekološkom kvalitetu, komercijalnom kvalitetu i tehničkom kvalitetu električne energije[1]. Električna energija mora biti raspoloživa u potrebnim količinama 24/7, proizvedena prema svim ekološkim standardima po ekonomski najpovoljnijim cenama, sa pouzdanom i kontinuiranom isporukom i sa kvalitetom napona koji odgovara standardima kvaliteta. Prema pravilima o radu prenosnog sistema[2], parametre kvaliteta električne energije ocenjujemo na osnovu sledećeg: prekida isporuke, kvaliteta napona i kvaliteta frekvencije.

Kvalitet napona na mestu priključenja, odnosno povezivanja na elektroenergetski sistem definišu: efektivna vrednost napona, trenutna vrednost napona, nesimetrija, viši harmonici i flikeri u skladu sa standardom SRPS EN 50160 (za najviši naponski nivo uređen ovim standardom).

Kvalitet frekvencije odnosno njena varijacija mora biti u skladu sa standardom SRPS EN 50160.

Prekidi isporuke električne energije koji nastaju zbog uzroka unutar prenosnog sistema, u ukupnom trajanju tokom jedne kalendarske godine, mogu biti najviše dva sata za mesta priključenja generatorskih jedinica, četiri sata za ostala mesta priključenja ili povezivanja na naponskim nivoima 400 kV, 220 kV i 110 kV, šest sati za ostala mesta priključenja ili povezivanja na naponskim nivoima nižim od 110 kV.

2 IZBOR MESTA POSTAVLJANJA SISTEMA ZA KONTINUIRANO PRAĆENJE PARAMETRA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Kvalitet električne energije možemo posmatrati sa strane korisnika prenosnog sistema odnosno kupca odnosno sa strane prenosnog sistema kao pružaoca usluge isporuke električne energije. Na kvalitet električne energije u prenosnom sistemu utiču proizvođači električne energije i kupci električne energije koji koriste poluprovodničke komponente, pretvarače i ispravljače, koji mogu da dovedu do pojave izobličenja sinusoidnog oblika napona (flikeri, harmonici). Nagli ispadi velikih kupaca i proizvođača sa prenosnog sistema mogu uzrokovati propade napona ili pojavu povišenog napona.

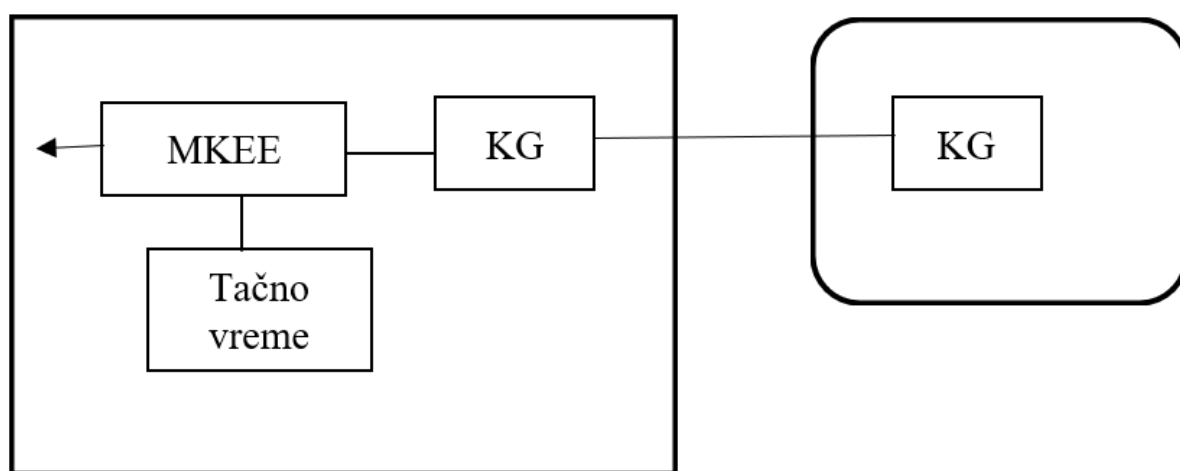
Sa stanovišta kupaca koji su sve više sofisticirani, pojave poremećaja - povišenog napona ili propada napona, u tački priključenja kupca mogu dovesti do ispadanja proizvođačkog pogona što za posledicu ima određene finansijske gubitke kupca. Obaveza operatora prenosnog sistema je, da na zahtev korisnika prenosnog sistema, dostavi podatke o poremećajima u prenosnom sistemu koji su uticali na kvalitet prenosa električne energije.

Posmatrajući konfiguraciju prenosnog sistema uočavamo sledeća mesta na kojima je potrebno praćenje kvaliteta: tačke povezivanja prenosnog sistema sa susednim prenosnim sistemima, odnosno tačke interkonekcije, tačke povezivanja sa distributivnim elektroenergetskim sistemom, mesta priključenja proizvođača električne energije i mesta priključenje kupaca električne energije u prenosnom sistemu. Sva ova mesta priključenja su od podjednake važnosti za kontinuirano praćenje kvaliteta električne energije. Za postavljanje uređaja za kontinuirano praćenje parametra kvaliteta električne energije izabrane su sledeće lokacije: tačke

interkonekcije sa susednim prenosnim sistemima, tačke priključenja proizvođača električne energije i tačke priključenja velikih industrijskih kupaca električne energije. Mesto ugradnje uređaja je orman merenja električne energije, a uređaji su povezani na sekundarna kola strujnih i naponskih transformatora. Sistem za merenje kvaliteta električne energije se sastoji od:

- Merila kvaliteta električne energije (MKEE)
- GPS uređaja za sinhronizaciju vremena
- Koncentratora Atlas Hydra
- Komunikacionih *gateway*-a (KG)
- Platforme za prikupljanje, skladištenje, analizu i prezentaciju rezultata na lokaciji glavnog nacionalnog dispečerskog centra (PSAP)

Konceptualna šema mesta ugradnje uređaja za praćenje kvaliteta električne energije je prikazana na slici 1



Slika 1: Konceptualna šema mesta ugradnje uređaja za praćenje kvaliteta električne energije

3 KARAKTERISTIKE MERILA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Merilo kvaliteta električne energije, koje se koristi za praćenje parametara kvaliteta u prenosnom sistemu, zadovoljava sve uslove za analizu kvaliteta električne energije prema standardima SRPS EN 50160 [3], SRPS EN IEC 61000-4-30 [4] i IEEE 519 [5]. U tabeli 1 prikazane su tehničke karakteristike uređaja za merenje kvaliteta električne energije [6]

Tabela 1: Tehničke karakteristike merila kvaliteta električne energije

Karakteristike merila kvaliteta	
Klasa tačnosti	0,1S
Stopa uzoraka	1024 uzoraka/ciklusa
Memorija skladištenja	2 GB
Komunikacioni portovi	Dupli Ethernet + 2 x RS485 + USB + Optički

Karakteristike merila kvaliteta	
Opcioni komunikacioni portovi	Četvorožični RS 485 + port za optički konektor (jedno po merilu)
Komunikacioni protokoli	Modbus RTU I TCP, ION, DNP3, IEC 61850, DLMS
Sinhronizacija vremena	PTP, GPS, IRIG-B, NTP/SNTP
Integrirani I/O Input Output moduli	8DI, 4DO, 2RO
I/O moduli za proširenje	6DI, 2 RO ili 2 AO / 4AI (do četiri modula mogu raditi istovremeno)
Merenje kvaliteta	THD, individualni harmonici (63), DDD, flikeri, prelazni procesi, propadanje napona, snimanje talasnog oblika
Standardi merenja kvaliteta	IEC 61000-4-30, IEC 62586-1, IEC 62586-2, Klasa A/ Ispunjava / Ispunjava
Hardware lock	Posедује
Cyber security	(HTTPS, SFTP, SSH) sigurnosni protokoli, sposobnost da se uključe/isključe fizički komunikacioni portovi, TCP portovi, digitalni potpis

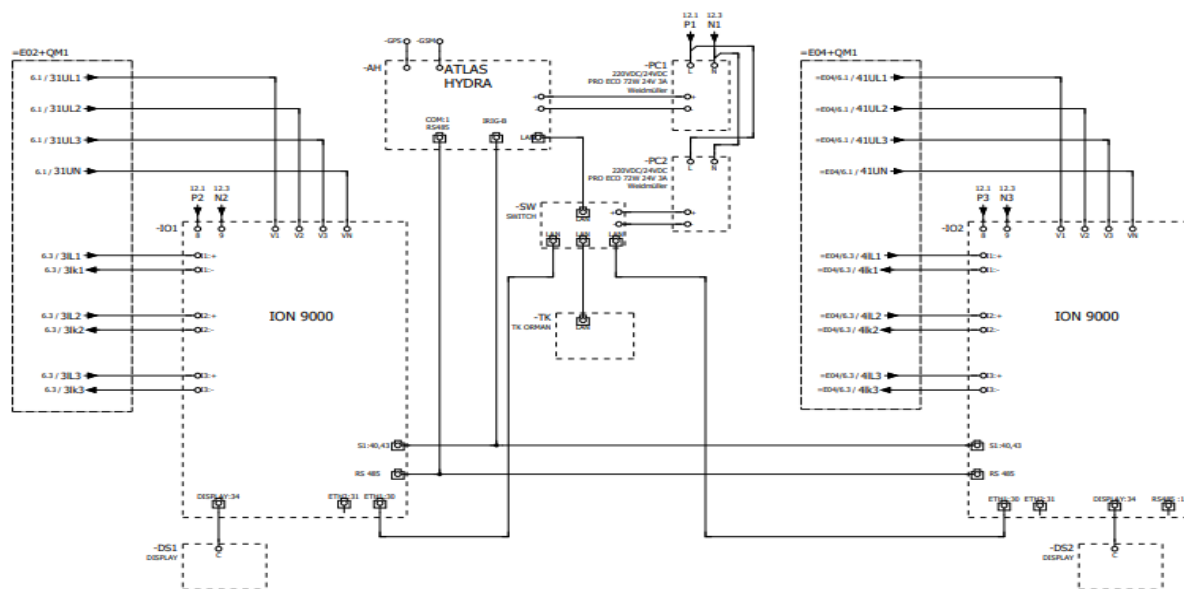
4 MONTAŽA MERILA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE I KOMUNIKACIONE OPREME

Merila kvaliteta električne energije ugrađuju se u orman merenja. Povezuju se u sekundarna strujna i naponska kola strujnih i naponskih transformatora.

Na mestima ugradnje merila na kojima su strujni transformatori sa četiri jezgra, za povezivanje merila se koristi prvo jezgro (klase 0.2), dok se na mestima ugradnje merila kod kojih imamo strujne transformatore sa pet jezgara, koristi drugo jezgro strujnog transformatora (klase 0.2). Za povezivanje strujnih kola koriste se provodnici površine poprečnog preseka 2,5 mm². Strujna kola se povezuju na merno priključnu kutiju koja se nalazi u ormanu merenja.

Za priključenje naponskih kola merila kvaliteta, koristi se prvo jezgro naponskog transformatora (klase 0.2). Za povezivanje naponskih kola koriste se provodnici površine poprečnog preseka $2,5 \text{ mm}^2$. Naponska kola se povezuju na merno priključnu kutiju koja se nalazi u ormanu merenja.

Šema priključenja merila kvaliteta električne energije i komunikacione opreme prikazana je na slici 2.



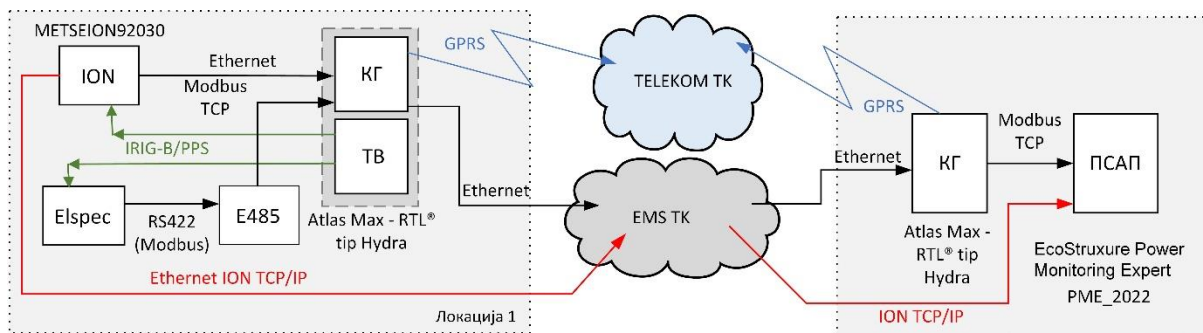
Slika 2: Šema priključenja merila kvaliteta električne energije i komunikacione opreme

Komunikacija između merila kvaliteta električne energije i platforme za prikupljanje, skladištenje, analizu i prezentaciju rezultata (PSAP) ostvaruje se preko glavnog i redundantnog prenosnog puta.

Glavni prenosni put se ostvaruje preko optičke korporativne mreže direktno sa merila kvaliteta električne energije, preko serijskog porta RS 485 po ION TCP/IP protokolu.

Redundantni prenosni put se ostvaruje preko lokalnog koncentratora tipa „Atlas Hydra“ (koji se nalazi u ormanu merenja), koji uspostavlja komunikaciju sa centralnim koncentratorom tipa „Atlas Hydra“ (koji se nalazi u server sali EMS AD). Prenos podataka se realizuje preko optičke korporativne mreže i mobilne GSM/GPRS mreže što povećava sigurnost prenosa podataka. Ova komunikacija se ostvaruje preko serijskog porta RS 485, po MODBUS TCP protokolu.

Blok dijagram sistema za kontinuirano praćenje parametra kvaliteta električne energije prikazan je na slici 3.



Slika 3: Blok dijagram sistema za kontinuirano praćenje parametra kvaliteta električne energije

Izgled opreme sistema za kontinuirano praćenje parametra kvaliteta električne energije postavljene u ormanu merenja u postrojenju prikazano je na slici 4.



Slika 4: Izgled opreme postavljene u ormanu merenja

5 IZVEŠTAJI SISTEMA ZA MERENJE KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Platforma za prikupljanje, skladištenje, analizu i prezentaciju rezultata merenja može generisati više tipova izveštaja u zavisnosti od vrste analize. Rezultati merenja parametara kvaliteta električne energije mogu se posmatrati na dnevnom, nedeljnom i mesečnom nivou. Takođe, ove rezultate možemo posmatrati i u drugim vremenskim okvirima, zavisno od tipa analize, za poremećaj koji je uticao na kvalitet električne energije. Izveštaji se formiraju pomoću softvera za obradu podataka Power Monitoring Expert. Izgled sumarnog dela izveštaja dat je na slici 5.

Measurement and Observation Period Compliance Table

Complete Compliance in this Summary?							No				
Proizvodnja.RHE_Bajina_Basta_DV_292_A		Power Frequency	Supply Voltage Magnitude	Flicker	Supply Voltage Dips	Short And Long Interruptions	Supply Voltage Swells	Supply Voltage Unbalance	Harmonic Voltage	Interharmonic Voltage	
		Yes	No	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	
Observation 1	22.3.2025.	Yes	No	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes	Yes	

Slika 5: Sumarna tabela nedeljnog izveštaja

Sumarna tabela, sa slike 5 prikazuje sve izmerene parametre, kako one koji jesu tako i one koji nisu u skladu sa standardom SRPS EN 50160. Ovi rezultati se posmatraju u tački merenja na dalekovodu DV 292A na kome se meri proizvedena električna energija jednog bloka u RHE Bajina Bašta. Izveštaj je generisan iz sistema Power Monitoring Expert i odnosi se na period od 19.03.2025. do 25.03.2025. godine.

Na slici 6 je prikazan deo izveštaja koji se odnosi na naponska odstupanja u odnosu na nominalnu vrednost. Može se videti da su se naponska odstupanja kretala od 27,98% do 30,26% izvan dozvoljenih granica za posmatrani period.

Supply Voltage Magnitude				
Phase 1				
N	N1	N2	N1 Eval	
1.008	290	290	28,77%	
Phase 2				
N	N1	N2	N1 Eval	
1.008	305	305	30,26%	
Phase 3				
N	N1	N2	N1 Eval	
1.008	282	282	27,98%	
Legend - Number of evaluation periods where				
N: number of intervals				
N1: voltage outside limits				
N2: count of intervals exceeding outer limits				
N1 Eval: N1 / N				

Slika 6: Deo nedeljnog izveštaja koji se odnosi na naponska odstupanja

Na slici 7, prikazan je deo nedeljnog izveštaja koji se odnosi na broj prenapona na dalekovodu DV 292A. Vidi se da je zabeleženo 8 slučajeva prenapona između 110% i 120% nominalnog napona.

Supply Voltage Swells				
Supply Voltage Swells				
Swell Voltage u(%)	$10\text{ms} \leq t \leq 500\text{ms}$	$500\text{ms} < t \leq 5\text{s}$	$5\text{s} < t \leq 60\text{s}$	$t > 60\text{s}$
S ($u \geq 120$)	0	0	0	0
T ($110 < u < 120$)	0	0	0	8

Slika 7: Deo nedeljnog izveštaja koji se odnosi na broj prenapona

6 ZAKLJUČAK

Obaveza operatora prenosnog sistema je obezbeđenje pouzdanog snabdevanja kvalitetnom električnom energijom. Da bi operater mogao da obezbedi kvalitetno snabdevanje električnom energijom, mora da ima pravovremenu informaciju o kvalitetu električne energije na mestima priključenja, kako potrošača električne energije tako i proizvođača i distributera električne energije.

Upravo je ugradnja uređaja za merenje kvaliteta električne energije, uređaja za komunikaciju i implementacija softvera za prikupljanje i obradu podataka u realnom vremenu jedini način obezbeđivanja kvalitetnog snabdevanja električnom energijom korisnika prenosnog sistema.

Podaci prikupljeni na ovaj način omogućavaju kvalitetno planiranje razvoja prenosnog sistema kao i pravovremeno održavanje opreme, što će dovesti do ekonomske isplativosti uložених sredstava na implementaciji sistema za merenje kvaliteta električne energije.

7 LITERATURA

- [1] Kvalitet električne energije V.Katić; A.Tokić; T.Konjić (Novi Sad, Jun, 2007.)
- [2] Pravila o radu prenosnog sistema (EMS mart 2020)
- [3] SRPS EN 50160 – Karakteristike napona isporučene električne energije iz javnih električnih mreža, decembar 2023.
- [4] SRPS EN IEC 61000 – 4-30 – Elektromagnetska kompatibilnost (EMS) – Deo 4-30: Tehnike ispitivanja i merenja – Metodi merenja kvaliteta napajanja, decembar 2021.
- [5] IEEE 519 – IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems
- [6] Tehnička specifikacija proizvođača uređaja za merenje kvaliteta električne energije

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.10](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.10)**B5.10****ПРЕДНОСТИ ПРИМЕНЕ ПАМЕТНИХ БРОЈИЛА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ
ВИСОКИХ КЛАСА ТАЧНОСТИ ЗА ПРИКУПЉАЊЕ ПОДАТАКА О КВАЛИТЕТУ
ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОМ СИСТЕМУ****ADVANTAGES OF APPLYING SMART ENERGY METERS OF HIGH ACCURACY
CLASSES TO COLLECT DATA ON POWER QUALITY IN ELECTRIC POWER SYSTEM****Ђорђе Дуканац***

Кратак садржај: У оператору преносног система (ОПС-у) АД Електромрежа Србије (ЕМС АД) дошло је до наглог пораста набавки уређаја за мерење квалитета електричне енергије (КЕЕ-а) (за 146 уређаја у последње две године) за слање података у национални диспечерски центар преко система предвиђеног за прикључење више од 200 мерних уређаја. С друге стране, паметна бројила електричне енергије у власништву ЕМС АД-а такође имају, мада скромније, али код нових модела све напредније могућности за бележење података о КЕЕ-у. Она су уграђена, према подацима из 2023. године, на 330 обрачунских и контролних мерних места у мрежама 110 kV, 220 kV и 400 kV и 77 осталих, као и на 585 мерних места у АД-у Електропривреда Србије и 88 осталих у објектима корисника електроенергетског система. У погледу учинка и исплативости, у овом раду биће упоређене могућности и значај примене паметних бројила у погледу бележења података о КЕЕ-у у поређењу са знатно скупљим уређајима за мерење КЕЕ-а. Биће наведена искуства ОПС-а Transeletrica из Румуније.

Кључне речи: *Квалитет електричне енергије (КЕЕ), мерно место, оператор преносног система (ОПС), паметно бројило електричне енергије, уређај за мерење КЕЕ-а*

Abstract: The transmission system operator (TSO) JSC Elektromreza Srbije (EMS JSC) has seen a sharp increase in the procurements of power quality (PQ) measuring devices (by 146 devices in the last two years) to send data to the national dispatch centre via a system designed to connect more than 200 measuring devices. On the other hand, the smart electricity meters owned by EMS JSC also have, albeit more modestly, but with new models increasingly advanced capabilities for recording PQ data. According to data from 2023, they are installed at 330 billing and control metering points in the 110 kV, 220 kV, and 400 kV networks and 77 others, as well as at 585 metering points in JSC Elektroprivreda Srbije and 88 others in the facilities of electric power system users. In terms of performance and cost-effectiveness, this paper will compare the possibilities and importance of implementing smart meters in terms of recording PQ data compared to significantly more expensive PQ measuring devices. It will present the experiences of the Romanian TSO Transeletrica.

* Ђорђе Дуканац, Акционарско друштво "Електромрежа Србије" Београд, djordje.dukanac@ems.rs.

Key words: *Power quality (PQ), metering point, transmission system operator (TSO), smart energy meter, device for PQ measuring*

1 УВОД

У овом раду говори се о особинама паметних бројила електричне енергије монтираних на мерним местима у електроенергетским (ЕЕ) постројењима, у власништву оператора преносног система (ОПС-а) АД Електромрежа Србије (ЕМС АД) [1], у погледу надзирања и бележења измерених података о квалитету електричне енергије (КЕЕ-у), како би се број знатно скупљих фиксних уређаја за мерење КЕЕ-а [2–5] свео на разумну меру. Сврсисходност и економичност садашњег броја монтираних фиксних уређаја за мерење (тј. мерила) КЕЕ-а, чији је број у последње две године повећан за 146 нових уређаја [6], биће размотрена са више тачака гледишта. Биће наведена искуства ОПС-а Transelectrica из Румуније у погледу развоја њиховог система за надзирање КЕЕ-а и извршена поређења у погледу економичног броја мерила КЕЕ-а у ОПС-у ЕМС АД из Србије.

1.1 Утицаји на КЕЕ

КЕЕ се описује преко многих параметара о којима ће бити речи у потпоглављу 1.2. На параметре квалитета напона у мрежи утичу [7]:

- 1) Нелинеарни потрошачи електричне енергије који представљају значајан изазов, попут засићених електричних машина, електролучних и индукционих пећи, као и великих енергетских претварача (који се, на пример, користе за управљање електромоторним погонским системима);
- 2) Дејство природних чинилаца (као што су: атмосферске непогоде (нпр. удари грома у ваздушне водове), гране дрвећа, птице, ситне животиње и друго) који изазивају земљоспојеве и међуфазне кратке спојеве, пренапоне, поднапоне и сл.;
- 3) Нагле динамичке промене оптерећења или покретање електромоторних погона, флуоресцентно осветљење итд., који изазивају промене ефективне вредности напона, пропаде напона и сл.;
- 4) Прелазне појаве које настају током неопходних манипулација са прекидачима у електричној мрежи, као што су прикључивање и искључивање електричне опреме (на пример, неоптерећених трансформатора или кондензаторских батерија), а које могу да изазову склопне пренапоне;
- 5) Рад ЕЕС-а на граници издржљивости, што доводи до лоших напонских прилика (поднапона).

Због рада нелинеарних потрошача јавља се сложени облик струје који није линеарно повезан с напонам. Због својих прекидачких особина или нелинеарног режима рада, ови потрошачи троше несинусоидалну струју, што доводи до изобличења мрежног напона. То може да доведе до стварања виших хармоника, треперења, рупа и уреза у напону, као и до појаве шума. Највећи проблеми у преносној мрежи произлазе из динамичких нелинеарних оптерећења, као што су она у железничкој и металуршкој индустрији. При непосредном прикључењу нелинеарних потрошача на преносну мрежу, као што су енергетски претварачи великих снага (на пример, исправљачи снаге реда MW-а за напајање вучних мотора у електричним локомотивама) или дистрибуирани извори електричне енергије, могу да се појаве виши хармоници струје. Ови хармоници могу озбиљно да угрозе функционисање ЕЕС-а, што, на пример, код синхроних машина може да доведе до прегревања површина полова ротора [8].

Последице нарушеног КЕЕ-а укључују оштећење опреме, замор очију и, у крајњим случајевима, опасност од пожара. Сходно томе, велика већина ОПС-ева националних мрежа или је већ монтирала системе за надзирање КЕЕ-а, или су у различитим фазама планирања таквих система.

1.2 Три примера удела појављивања параметара КЕЕ-а

Пример 1: Према првом извору [9], показало се да је 56 % укупних финансијских губитака због лошег КЕЕ-а у 25 земаља Европске Уније резултат пропада напона и прекида напона (од тога напонски пропади чине 24 %, краткотрајни прекиди чине 19 %, а дуготрајни прекиди чине 13 %), док је 28 % трошкова последица прелазних процеса (транзијентних пренапона – импулсног напона грома и склопних пренапона). Остали финансијски губици (преосталих 16 %) су: због хармоника (5 %), као и треперења („фликера“), уземљења и проблема везаних за електро-магнетску компатибилност (11 %).

Пример 2: Према другом извору [10], на поремећаје КЕЕ-а утичу: хармоници – 34 %, прелазни процеси (удари грома и склопни пренапони) – 19%, пропади напона – 17 %, дуготрајни прекиди – 13 %, краткотрајни прекиди – 9 % и други проблеми са КЕЕ-ом – 8%.

Пример 3: Према трећем извору [11], узроци лошег КЕЕ-а су: пропади напона – 48 %, хармоници – 22 %, уземљење – 15 %, прелазни процеси – 5 %, фликери – 5 % и остало – 4 % од свих узрока лошег КЕЕ-а.

Према првом извору [9], у 25 земаља Европске Уније финансијски губитак био је већи од 150 милијарди евра сваке године због проблема са КЕЕ-ом. Ово истраживање вршено је од 2003. до 2004. године у 62 предузећа из различитих индустрија и услужних сектора. Такође, утврђено је да 90 % укупних финансијских губитака због лошег КЕЕ-а отпада на индустрију. Према другом извору [10], проблеми са КЕЕ-ом Европску Унију коштају 200 милијарди долара сваке године, док САД троше 30 милијарди долара годишње да реше та питања.

Различитим мерним и сигналним уређајима који се уграђују у преносне мреже могу да се мере одређени параметри КЕЕ-а. С обзиром на релативно високу цену наменских фиксних уређаја за надзирање КЕЕ-а [2], није исплативо да се уграђују свуда, него само у кључним тачкама преносног система [12]. На другим, мање значајним мерним местима могу да се користе подаци о појединим параметрима КЕЕ-а са осталих уређаја, као што су, пре свега, паметна бројила електричне енергије, затим мултифункционални дигитални заштитни релеји итд. [13]. Код савремених мултифункционалних дигиталних релејних заштита омогућено је и мерење одређених параметара КЕЕ-а, као што су прекиди напона, пропади напона, надвишења напона и THD-ови струје и напона (од 2. до 20. реда хармоника струје и напона) [14,15]. У односу на примере у овом потпоглављу, они покривају око [61–66,5] %, око [65–69] % и 90 % свих случајева нарушавања КЕЕ-а, респективно, ако се претпостави да фликери покривају 50 % „осталих проблема“ са КЕЕ-ом према примерима 1 и 2 из овог потпоглавља.

2 МОГУЋНОСТИ ПАМЕТНИХ БРОЈИЛА ЗА ОБРАЧУН И КОНТРОЛУ ОБРАЧУНА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ОПС-у ЕМС АД У ПОГЛЕДУ ПРАЋЕЊА КЕЕ-а

За обрачунско мерење и контролно мерење електричне енергије у преносној мрежи ОПС-а ЕМС АД у Србији користе се „паметна“ вишефункционална бројила, за индиректно прикључење, „А“, „Б“, „В“ и ускоро „Г“ и „Д“. Сва ова бројила имају и могућности регистровања одређених параметара КЕЕ-а који су описани у овом раду. Она су знатно јефтинија од уређаја за мерење КЕЕ-а „Б“, класе тачности 0,1S за мерење активне електричне енергије, који је описан у поглављу 3 [2–5].

Према правилима о раду преносног система [16], ЕМС АД редовно читава мерне податке у сваком објекту у одређеним временским размацима. Временски интервал читавања је један дан. У овом поглављу биће детаљно описане особине бројила електричне енергије „А“, „Б“, „В“ и ускоро „Г“ и „Д“ у погледу мерења КЕЕ-а, а која су у власништву ОПС-а ЕМС АД. Она су класе тачности 0,2S. У поглављу 5 биће процењено колико је процената проблема због КЕЕ-а покривено појединачно са овим бројилима, у погледу: 1) финансијске штете које ти проблеми изазивају (према примеру 1 потпоглавља 1.2), 2) учесталости појављивања поремећаја КЕЕ-а (према примеру 2 потпоглавља 1.2) и 3) узрока лошег КЕЕ-а (према примеру 3 потпоглавља 1.2).

2.1 Могућности „паметног“ бројила „А“ у мерењу КЕЕ-а

На слици 1а приказано је бројило „А“, класе тачности 0,2S за активну електричну енергију и класе тачности 2 за реактивну електричну енергију. Ових бројила има доста у власништву ЕМС АД-а, скоро искључиво су за индиректно прикључење, а назначени фазни напон је 57,74 V. Користе се као бројила за обрачун или контролу обрачуна електричне енергије. Ово су статичка, трофазна, четвороквадрантна бројила са више тарифа [17], са резолуцијом регистра енергије на највише три децимална места и без испитног режима за привремено подешавање резолуције регистра енергије на четири децимална места. Имају деветоцифрени екран. Бројило је предвиђено за комерцијалну и индустријску примену у трансформаторским станицама и разводним постројењима. Високом тачношћу и линеарношћу бројила обезбеђени су обрачунски подаци високог квалитета. Капацитет дневника свих записа у овом бројилу је 500. Оно се користи за потребе ЕМС АД-а још од године производње 2004.

Ако се то посебно захтева од произвођача бројила, ова бројила у четворожичној спрези могу да се подесе за надзирање различитих параметара квалитета напона у електричној мрежи, као што су:

- 1) прекиди напона по фазама (енгл. voltage cuts) (са почетком на 75 % назначеног напона, а завршетком на 85 % назначеног напона) (постоји 10 записа догађаја);
- 2) пропади напона по фазама (са почетком на 90 % назначеног напона, а завршетком на 95 % назначеног напона) (постоји 10 записа догађаја);
- 3) надвишења напона по фазама (са почетком на 110 % назначеног напона, а завршетком на 100 % назначеног напона) (постоји 10 записа догађаја).

Овим бројилом се откривају недостаци у квалитету напона помоћу непрекидног узимања узорака и анализирања ефективних напона по фазама, као и поређењем ових напона према низу унапред одређених вредности. Обично за сваки поремећај постоји виша и нижа вредност прага, чијим прекорачењем започиње догађај.

Величина недостатка се израчунава као просечна вредност током трајања догађаја. При свим израчунавањима величине недостатка, првих и последњих 40 ms периода трајања недостатка се не узимају у обзир, а ако недостатак не траје барем 120 ms, величина недостатка се сматра нулом, без обзира на врсту недостатка.

За сваки догађај недостатка у квалитету напона, овим бројилом се бележи:

- присутна фаза;
- трајање у десетинама милисекунди (са фиксном тачношћу од ± 80 ms);
- просечна вредност напона (са тачношћу од 0,5 % у 1/100 волти, ограничено на прва 2 сата);
- време почетка и време завршетка догађаја недостатка (са резолуцијом од једне секунде).

Одређени параметри сваког типа недостатка (пропада напона, надвишења напона и прекида напона) снимају се као историјски подаци бројила за накнадну анализу, као што су:

- број поремећаја по фази (повећавајући);
- укупно трајање недостатка по фази;
- најдуже и најкраће трајање поремећаја по фази (са временском ознаком);
- 10 последњих недостатака (са трајањем, временском ознаком, величином, фазом).

Тренутни подаци са бројила „А“ подељени су у неколико група: укупна енергија, регистри енергија по тарифама, тренутна снага, фактор снаге (по фазама и средњи), ефективне вредности напона и струја, напон и струја нултог редоследа, фазни угао и укупно хармонијско изобличење. THD (енгл. total harmonic distortion) се израчунава у пуном опсегу хармоника од 2. до 13. реда за учестаност 50 Hz. Подаци о THD-у се израчунавају у позадинском задатку да се не би ометао општи начин рада бројила. Пошто се за израчунавање THD-а захтева много обраде од стране процесора, подаци се ажурирају сваких 20 секунди, али су расположиви после 1 минута, јер се израчунавање врши са клизним филтером (за 3 вредности) да би се обезбедила стабилна вредност THD-а и избегла вредност краткотрајне промене THD-а. Догађаји услед THD-ова јављају се када се прекораче вредности унапред одређених прагова THD-ова за фазне вредности напона и струја.

Бројилом „А“ снимају се следећи параметри догађаја услед овог недостатка:

- 1) број догађаја THD-ова,
- 2) трајање THD-а,
- 3) величина THD-а.

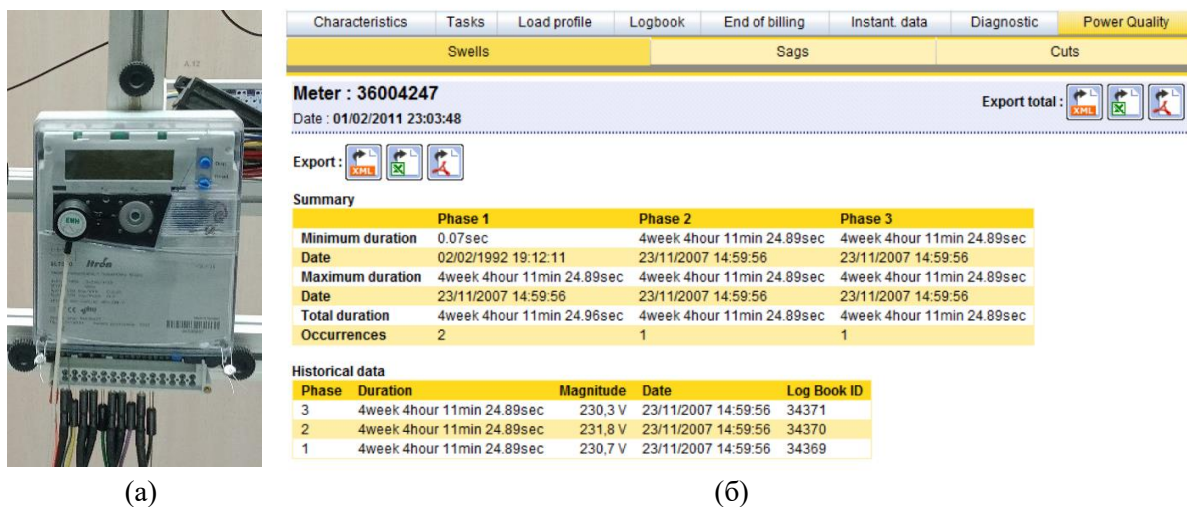
За THD-ове по фазама од ефективних вредности напона и струја, бројило има по 10 записа догађаја.

Бројилом „А“ открива се губитак напајања када су све три фазе напона у мрежи нестале. Бројило може да се подеси са вредношћу прага дуготрајног губитка напајања (енгл. long power failure) између 0 и 255 секунди. Изнад подешеног прага су дуготрајни губици напајања. Овим бројилом снимају се следећи параметри догађаја губитка напајања:

- 1) број краткотрајних/дуготрајних губитака напајања,
- 2) укупно трајање дуготрајних губитака напајања,
- 3) трајање најдуже/најкраће губитка напајања (са ознаком времена почетка),
- 4) последњих 10 дугих губитака напајања (са ознаком времена почетка и временом трајања).

Појаве нулте струје (која је последица асиметричних оптерећења) и нултог напона (која је последица асиметричних оптерећења или кварова у фази) сигнализирају се као аларми [17].

Помоћу одговарајућег софтвера за читавање бројила „А“, на слици 1б приказани су подаци за снимљена надвишења напона бројилом „А“ [18]. Слично се представљају и подаци за пропаде напона и прекиде напона.



Слика 1: (а) Статичко, трофазно, четвороквадрантно бројило „А“ са две тарифе, класе тачности 0,2S за активну електричну енергију, снимљено при овери у КТ-у ЕМС АД. (б)

Помоћу одговарајућег софтвера за аутоматско читавање бројила „А“ приказани су подаци за снимљена надвишења напона бројилом „А“ [18].

2.2 Могућности „паметних“ бројила „Б“ у мерењу КЕЕ-а

На слици 2а приказана су два бројила „Б“, серије 4, класе тачности 0,2S за активну електричну енергију и класе 2 за реактивну електричну енергију у раду у разводном постројењу РП 400 kV Ђердап 1. Има их доста у власништву ЕМС АД-а, скоро искључиво су за индиректно прикључење, а назначени фазни напон је 57,74 V. Користе се као бројила за обрачун или контролу обрачуна електричне енергије.

Ово су статичка, трофазна, четвороквадрантна бројила са више тарифа [19], са могућношћу подешавања резолуције регистара енергије на екрану бројила на четири децимална места, и у радном режиму и у испитном режиму бројила (за привремено подешавање резолуције регистара енергије на четири децимална места, ако су у радном режиму подешени на мању резолуцију). Бројила овог типа користе се за потребе ЕМС АД-а још од године производње 2006. и имају осмоцифрени екран.

За бројило „Б“ [20], на слици 2а, догађаји којима се описује квалитет мреже могу да се чувају у наменском дневнику догађаја, који се састоји од три групе дневника, под називима:

- 1) Догађаји губитка напона;
- 2) Догађаји пренапона;
- 3) Догађаји поднапона.

Постоји могућност надгледања напона (тј. пренапона и поднапона) [20].

У наменским евиденцијама догађаја, важни подаци могу да буду сачувани по упису, као што су:

- 1) тренутне вредности;
- 2) трајање догађаја;
- 3) екстремне вредности догађаја (не за напон који недостаје);
- 4) највише три регистра енергије.

Додатне информације могу да се прочитају из заглавља евиденције догађаја, као што су најдужи унос, најкраћи унос, укупан број појављивања и укупно трајање догађаја. Мери се и нулта струја.

Подаци о стварном (енгл. true) укупном хармонијском изобличењу (TTHD-у) израчунавају се на основу поређења вредности садржаја хармоника и вредности основног хармоника, као:

- 1) TTND напона (збир);
- 2) TTND-ови фазних напона (за фазе 1, 2 и 3);
- 3) TTND струје (збир);
- 4) TTND-ови фазних струја (за фазе 1, 2 и 3);
- 5) TTND активне енергије (збир).

Због коришћења сигнала у различитим регистрима, микропроцесором се читавају мерене величине сваке секунде да би се, између осталог, одредиле и вредности TTND-ова активне електричне енергије, напона и струје. Капацитет дневника свих догађаја је највише 1000.

2.3 Могућности „паметних“ бројила „В“ у мерењу КЕЕ-а

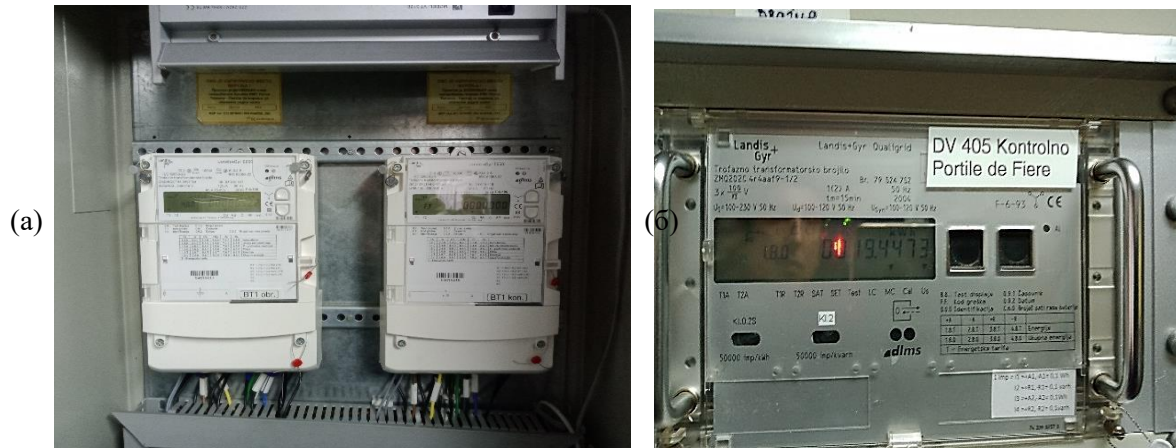
На слици 26 приказано је бројило „В“, класе тачности 0,2S за активну електричну енергију и класе 2 за реактивну електричну енергију, у раду у разводном постројењу РП 400 kV Ђердап 1. Има их знатно мање него бројила „А“ и „Б“ у власништву ЕМС АД-а, а искључиво су за индиректно прикључење, при чему је назначени фазни напон 57,74 V. Користе се као бројила за међудржавну размену енергије за обрачун или контролу обрачуна електричне енергије. Ово су статичка, трофазна, четвороквадрантна бројила са више тарифа [21], са радном резолуцијом регистара енергије на екрану бројила и на четири децимална места, као и са испитним режимом за привремено подешавање резолуције регистара енергије на четири децимална места (ако су у радном режиму подешени на мању резолуцију). Имају осмоцифрени екран. Ово се бројило користи за потребе ЕМС АД-а још од године производње 2004.

За бројило „В“ [21], на слици 26, у дневнику догађаја могу да се чувају следећи догађаји којима се описује квалитет мреже:

- 1) Догађаји пренапона или поднапона;
- 2) Догађаји прекида напајања;

- 3) Прекиди по фазама;
- 4) Несиметрија напона и струја.

Постоји могућност надгледања напона (тј. пренапона и поднапона) [22].



Слика 2: (а) Два статичка, трофазна, четвороквадрантна бројила „Б“, серије 4 [19], снимљена у разводном постројењу РП 400 kV Ђердап 1. (б) Статичко, трофазно, четвороквадрантно бројило „В“ [22], снимљено у разводном постројењу РП 400 kV Ђердап 1.

Омогућено је мерење и бележење следећих параметара КЕЕ-а:

- 1) Пренапона или поднапона;
- 2) Табеле пропада напона;
- 3) THD-а/THD-ова напона (сума/по фазама);
- 4) THD-а/THD-ова струја (сума/по фазама);
- 5) THD-а активне енергије (сума).

THD се одређује у процентима или kWh-има од активне енергије. Капацитет дневника свих догађаја је најмање 256.

2.4 Могућности „паметних“ бројила „Г“ у мерењу КЕЕ-а

На слици 3а приказано је бројило „Г“, класе тачности 0,2S за активну електричну енергију и класе 2 за реактивну електричну енергију, као и са унапређеним могућностима у погледу мерења КЕЕ-а у односу на бројила „А“, „Б“ и „В“, а које је купљено од стране ЕМС АД-а (49 комада). Ово су бројила за индиректно прикључење, са назначеним фазним напонем 57,74 V и користиће се као бројила за обрачун или контролу обрачуна електричне енергије. Имају профиле за чак једанаест видова КЕЕ-а. Ово су статичка, трофазна бројила, са радом у четири квадранта енергије, са више тарифа, са радном резолуцијом регистара енергије на екрану бројила и на четири децимална места, као и са испитним режимом за привремено подешавање резолуције регистара енергије на четири децимална места (ако су у радном режиму подешени на мању резолуцију) [23]. Имају десетоцифрени екран. Ово бројило, са знатно унапређеним могућностима у погледу надзирања КЕЕ-а, биће на располагању ОПС-у ЕМС АД већ од 2025. године. Ово бројило има период интеграције 100 ms и открива догађаје трајања 10 ms.

У овом напредном бројилу у погледу мерења КЕЕ-а постоји расположивост следећих вредности КЕЕ-а у периодима од 10 минута (од чега 11 параметара има и профил) [23], а то су:

- 1) Учестаност (има профил);
- 2) Фазни напони (постоје профили и дневник догађаја квалитета напона (са 100 записа));
- 3) THD напона (збир) (постоји профил и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 4) THD-ови напона по фазама (постоје профили и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 5) Напонска неравнотежа нултог редоследа (постоји профил и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 6) Напонска неравнотежа негативног редоследа (постоји профил и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 7) Струјна неравнотежа нултог редоследа (постоји профил и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 8) Струјна неравнотежа негативног редоследа (постоји профил и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 9) Фазне струје, I_n (постоји и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 10) THD струја (збир) (постоји профил и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 11) THD-ови струја по фазама (постоје профили и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 12) THD-ови активне енергије у позитивном и негативном смеру (постоји и дневник догађаја КЕЕ-а);
- 13) Фликери (треперења напона) (могу да се јаве као краткотрајни фликери и 2-часовне вредности дуготрајних фликера и дати су по фазама) (постоје профили и дневник догађаја фликера (са 50 записа));
- 14) Пропади и надвишења напона (постоји дневник догађаја пропада и надвишења напона (са 50 записа));
- 15) Прекиди напона (краткотрајни и дуготрајни) (енгл. interruptions) (постоји дневник догађаја прекида (са 50 записа));
- 16) Губитак напајања (енгл. power failure) (по фазама) (постоји дневник догађаја губитака напајања (са 50 записа));
- 17) Брза промена напона (постоји дневник брзих промена напона (са 50 записа)).

Ово бројило има следеће показатеље владања напона:

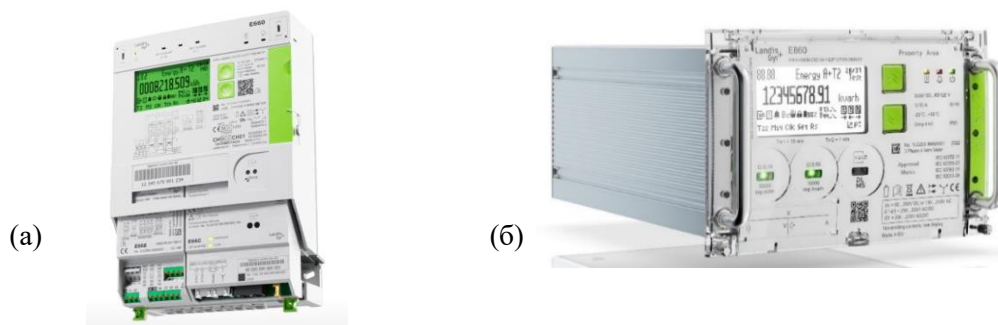
- 1) Споропроменљиви напон;
- 2) Изобличење напона;
- 3) Асиметрија напона;
- 4) Колебање (флуктуација) напона.

Региструју се хармоници и за тренутне међухармонике и последње средње међухармонике. Постојана flash меморија садржи, између осталог, и податке о записима и профилима КЕЕ-а. Профилом сачуваних вредности управља се као са кружним бафером, тј. најкаснији унос ће бити замењен по последњем уносу.

2.5 Могућности „паметних“ бројила „Д“ у мерењу КЕЕ-а

На слици 36 приказано је бројило „Д“ [24], класе тачности 0,2S за активну електричну енергију и класе 2 за реактивну електричну енергију, као и са унапређеним могућностима у погледу мерења КЕЕ-а у односу на бројила „А“, „Б“ и „В“, а које је купљено од стране ЕМС АД-а (24 комада).

Користиће се за обрачун енергије у међудржавној размени енергије, дакле, баш на оним местима где се иначе најчешће постављају посебни уређаји за мерење КЕЕ-а. Имају назначени фазни напон 57,74 V и назначену струју 1 А.



Слика 3: Бројила са унапређеним могућностима за мерење КЕЕ-а: (а) Паметно бројило „Г“ за индиректно прикључење [11]; (б) Паметно бројило „Д“ за индиректно прикључење [24].

Постоје следећи записи догађаја КЕЕ-а: 100 за квалитет напона, 50 за напонске пропаде и надвишења, 50 за прекиде напона, 50 за губитак напајања, 100 за квалитет напајања, 50 за брзе напонске промене и 50 за фликере. Расположиве су следеће вредности КЕЕ-а у периоду од 10 min са профилем квалитета напајања: учестаност, фазни напони, THD напона (збир), THD-ови напона по фазама, напонска неравнотежа нултог редоследа, напонска неравнотежа негативног редоследа, фазне струје I_n , THD струја (збир), THD-ови струја по фазама, THD-ови активне енергије у позитивном и негативном смеру, фликери (треперења напона) (краткотрајни фликери и дуготрајни фликери), пропади и надвишења напона, прекиди напона (краткотрајни и дуготрајни), губитак напајања и брза промена напона. Мери се и неутрална струја [24].

За бројила „Б“, „В“, „Г“ и „Д“, која су од истог произвођача, постоји заједнички систем за аутоматско читавање бројила (AMR) [25]. Помоћу AMR-а омогућава се читавање измерених података са бројила електричне енергије на основу захтева, при посебним догађајима или према унапред одређеним плановима. AIM је аутоматски систем паметног мерења. Њиме се складиште и припремају подаци мерења ради прегледања, извештавања или коришћења у другим наменским софтверима. Резултати се чувају у бази података из које могу да се прегледају, праве извештаји или пренесу даље до других система. Подаци о КЕЕ-у су лако доступни у систему. Могу да се прикупљају и приказују подаци о КЕЕ-у са бројила, укључујући записе о, нпр., пренапону и поднапону, прекидима напајања и укупном хармонијском изобличењу. Постоји и посебан софтвер као сучеље између бројила и AMR-а преко интернета (iMEGA). На слици 4а приказан је пример прегледа измерених података у претраживачу података софтвера AIM за прикупљање и руковођење подацима о мерењима бројила „Б“, „В“, „Г“ и „Д“.

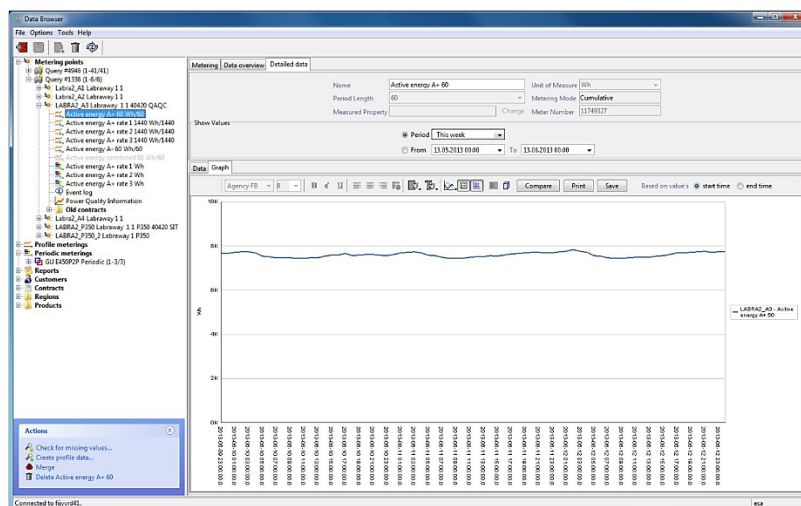
3 НАДЗИРАЊЕ КВАЛИТЕТА ЕЛЕКТРИЧНЕ МРЕЖЕ ПРЕКО САВРЕМЕНОГ МЕРИЛА КЕЕ-а „Б“ КОЈЕ СЕ КОРИСТИ У ЕМС АД-у

У погледу мерења КЕЕ-а, што је главна улога овог мерила у преносној ЕЕ мрежи, највеће додатне могућности уређаја „Б“ на слици 4б, у односу на поменута бројила „А“, „Б“ и „В“, су подаци о величини и трајању транзијентних поремећаја дужих од 20 μs и фликера напона, а у односу на бројила „Г“ и „Д“ само подаци о величини и трајању транзијентних поремећаја дужих од 20 μs .

Уопштено гледано, мерила КЕЕ-а „Б“ имају могућности мерења: 1) пропада/надвишења напона и струја по фазама (100 записа), 2) краткотрајних/дуготрајних прекида напона, 3) неравнотеже напона, 4) транзијентних пренапона дужих од 20 μ s по фазама, 5) брзих промена напона (100 записа), затим анализе: појединачних хармоника напона и струја до 63. хармоника, укупног парног и укупног непарног хармонијског изобличења и међухармоника (850 записа за 35 дана, на сат времена). Постоје аларми за превелике вредности THD-ова напона по фазама, као и за пропаде/надвишења напона и струја по фазама.

Израчунавају се: вршни фактори напона и струје (тј. однос вршне и ефективне вредности напона и однос вршне и ефективне вредности струје, респективно), К-фактор (којим се описује способност трансформатора да поднесе нелинеарна оптерећења без прекорачења назначених ограничења пораста температура и представља количник суме квадрата производа хармоника струја и реда хармоника и суме квадрата хармоника струја) и укупно изобличење потрошње (TDD (енгл. total demand distortion)) (тј. количник укупног изобличења хармоника струје и максималне струје потрошње). Овим уређајем врши се одређивање степена вероватноће смера одакле долази поремећај и има GPS (енгл. Global Positioning System) пријемник којим може да се синхронизује време мерила до ± 1 ms, ради унапређења часовника мерила. Овај уређај има капацитет меморије 2 GB [26].

Поред претходно наведених могућности за мерење КЕЕ-а на мерним местима у ЕЕ постројењима, уређај „Б“ може да служи, поред обрачунског и контролног бројила електричне енергије (која могу да буду бројила „А“, „Б“, „В“, „Г“ или „Д“), а која се за потребе ЕМС АД-а оверавају, и као „редундантно“ показно бројило електричне енергије са деветоцифреним екраном, јер се не оверава. Има класу тачности 0,1S за активну електричну енергију и 0,5S за реактивну електричну енергију.



(a)



(б)

Слика 4: (а) Преглед потрошње активне електричне енергије која тече у позитивном смеру на свака 2 сата у фасцикли под називом „тачке мерења“ (енгл. metering points) у претраживачу података софтвера АИМ за прикупљање и руковођење подацима о мерењима за бројила „Б“, „В“, „Г“ и „Д“ од истог произвођача. Једна од могућности прегледа мерених података у фасцикли „тачке мерења“ су обавештења о КЕЕ-у [25]. (б)

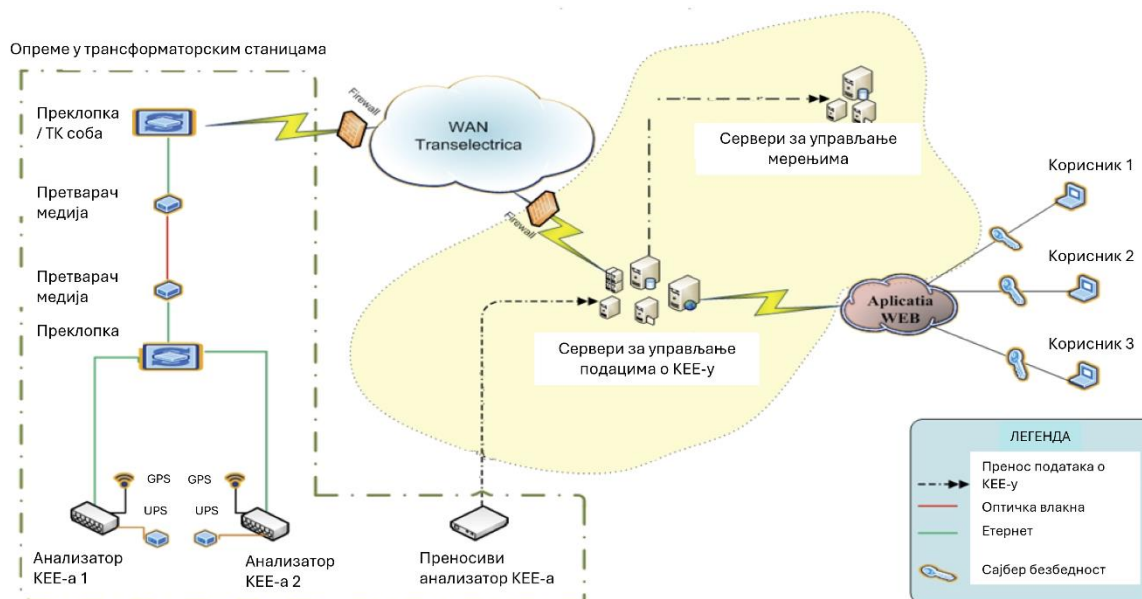
Приказ савременог уређаја за мерење КЕЕ-а „Б“, са могућношћу мерења активне електричне енергије са класом тачности 0,1S [26].

4 РАЗВОЈ СИСТЕМА ЗА ПРАЋЕЊЕ КЕЕ-а У РУМУНСКОМ ОПС-у TRANSELECTRICA

Део румунског ОПС-а – одсек за мерење „ОМЕРА“ (рум. Operatorul de Masurare a Energiei pe Piața Anglo – Оператор за мерење енергије на велетржишту) почео је са надгледањем КЕЕ-а са преносивим уређајима (2003. и 2008. године) [27]. Почев од 2006. године, ОМЕРА је започела процес сталног праћења КЕЕ-а, са два пилот (пробна) система са стационарним анализаторима у 23 тачке надзирања за сучеље ОПС–ОДС (оператор дистрибутивног система) и сучеље са тада највећим индустријским потрошачима електричне енергије у земљи. Подаци снимљени од стране анализатора КЕЕ-а пилот система локално су читани са laptop-а или даљински читани преко серијских модемских међусклопова са сервера који су се налазили у ОМЕРА Сибиу. Анализатори КЕЕ-а нису имали GPS пријемник за временску синхронизацију.

Да би се испунили захтеви прописа „Електрична мрежа за пренос електричне енергије – Стандард за радне особине“ и да би се испунили захтеви 2. издања IEC стандарда 61000-4-30 и првог издања EN стандарда 50160, постало је неопходно да се изгради систем за надзирање КЕЕ-а, са хардвером и софтвером нове генерације, који омогућава интеграцију анализатора КЕЕ-а више произвођача и са могућношћу проширења. Сврха система била је стално праћење параметара КЕЕ-а, online пренос података коришћењем комуникације оптичким влакнима за достављање података до централне тачке, управљање подацима и складиштење података на наменској опреми, као и пружање могућности извештавања о подацима путем web-претраживача за кориснике система. Систем за надзирање КЕЕ-а на слици 5 интегрисао је више типова (фиксних и преносивих) анализатора КЕЕ-а класе А (према IEC-у 61000-4-30), од различитих произвођача. Стари анализатори КЕЕ-а замењени су анализаторима нове генерације, сертификованим класе А. Да би се испунили захтеви стандарда IEC 61000-4-30, они су синхронизовани са индустријским GPS пријемницима којима се обезбеђује несигурност мерења времена од ± 20 ms.

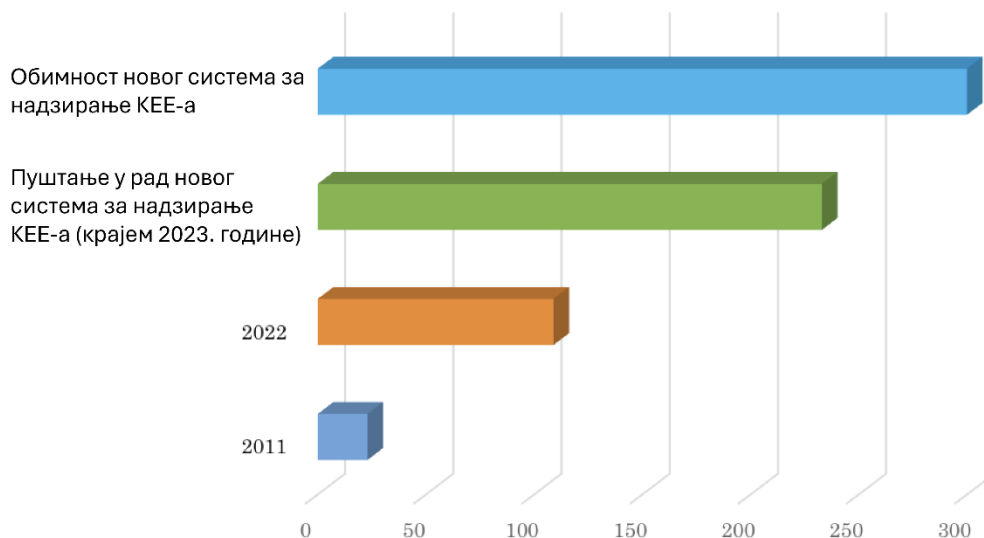
У централној тачки, систем је имао сервере и чворна складишта инсталирана у два потпуно редувантна сталка опремљена UPS-евима (енгл. uninterruptible power supply), како би се обезбедио непрекидни рад. На хардверским серверима покретани су виртуелни сервери намењени за сваки тип анализатора КЕЕ-а и управљање системом. Комуникацијом преко оптичких влакана омогућаван је аутоматски пренос параметара КЕЕ-а и других електричних параметара са анализатора КЕЕ-а на сервере, уз добру брзину, за велику количину података. ОМЕРА је 2011. године издала прво издање Интерног техничког правилника, са поглављем посвећеним фиксним анализаторима КЕЕ-а и њиховој пратећој опреми, и започела набавку нових анализатора за проширење система за надзирање КЕЕ-а. У 2012. години у систем је интегрисано 15 нових анализатора КЕЕ-а. ANRE (рум. Autorităţii Naţionale de Reglementare în domeniul Energiei – Румунски енергетски регулаторни орган) је 2016. године издао нову верзију прописа „Електрична мрежа за пренос електричне енергије – Стандард за радне особине“. Ова ревизија укључивала је нове показатеље радних особина за параметар КЕЕ-а – фликер (треперење) и то показатељ краткотрајног треперења 0,8 за најмање 95 % недеље, за 110 kV-ну и високонапонску (ВН) мрежу, и показатељ дуготрајног треперења 0,6 за најмање 95 % недеље, за 110 kV-ну и ВН мрежу.



Слика 5: Прва архитектура система за надзирање КЕЕ-а у ОПС-у Transselectrica из Румуније [27].

Како је време пролазило, систем се ширио захваљујући интеграцији нових анализатора КЕЕ-а. Они су били монтирани током реновирања или осавремењивања електрана ОПС-а, као и због уклапања електрана на обновљиве изворе енергије у национални ЕЕС. Компанија је 2021. године купила четири преносива анализатора КЕЕ-а, а ОМЕРА је обезбедила привремене програме за праћење КЕЕ-а за потребе ОПС-а. Такође, како је време одмицало, стари систем за надзирање КЕЕ-а бивао је застарео због брзог развоја технике (хардвера и софтвера). Узимајући ово у обзир, одржавање компоненти старог система постајало је све теже. С обзиром на то да се будућност гради у садашњости, Компанија је започела процедуре неопходне за куповину новог система за надзирање КЕЕ-а. Овом одлуком је узето у обзир старење хардверске опреме, престанак трајања подршке за инсталиране софтверске апликације, као и брз развој технологије у области информационих технологија и надзирања КЕЕ-а. Циљ Компаније био је надзирање КЕЕ-а у свим ЕЕ постројењима, којих има 81-но у ОПС-у Transselectrica, и на свим интерконективним водовима са суседним ЕЕС-има.

У 2022. години само се у 46,78 % тачака од значаја за Компанију надзирао КЕЕ са 109 анализатора. У процесу пуштања у рад, крајем 2023. године, било је 233 нових анализатора КЕЕ-а [27]. Током монтаже новог система за надзирање КЕЕ-а, застарели анализатори КЕЕ-а били су замењени новим, опремљеним GPS пријемницима за временску синхронизацију (± 20 ms) према актуелном издању стандарда IEC 61000-4-30. Анализатори који нису испуњавали услове за крај века трајања били су интегрисани у нови систем. У тренутку пуштања у рад, сви анализатори су испуњавали тада актуелне захтеве прописа о КЕЕ-у. Нови систем за надзирање КЕЕ-а омогућава уклапање до 300 анализатора, а такође обједињује старе системске базе података. Изградњом новог система за надзирање КЕЕ-а, Transselectrica је повећала број тачака за надзирање и добила преглед КЕЕ-а у свим трансформаторским станицама и на свим интерконективним водовима са суседним ЕЕС-има. Развој надзирања КЕЕ-а током времена у ОПС-у Transselectrica представљен је на слици 6.



Слика 6: Развој надзирања КЕЕ-а у ОПС-у Transelectrica из Румуније [27].

Нови систем омогућио је румунском ОПС-у да контролише квалитет криве напона у сопственој електричној мрежи и да извештава ANRE о показатељима КЕЕ-а. Такође, помоћу електричних параметара забележених од стране анализатора КЕЕ-а обезбеђени су улазни подаци за потребе интерне техничке анализе коју захтева Компанија. Све наведено обезбеђује поверљивост, целовитост и доступност измерених података и у складу је са законима о сајбер безбедности. Развој надзирања КЕЕ-а ОПС-а Transelectrica представља важан напредак с обзиром на посебне особине румунског ЕЕС-а последњих година, као што су већа интерконекција, већи удео електричне енергије произведене из обновљивих извора енергије (ветроелектрана и фотонапонских електрана), као и широко распрострањено увођење енергетске електронике. Све наведено је довело до веће важности надзирања КЕЕ-а, јер су ефикасности свих делатности у којима се користи електрична енергија (као што су индустрија, услуге и сектор домаћинстава) зависне од њеног квалитета [27].

5 ЗАКЉУЧАК

Монтирање уређаја за надзирање КЕЕ-а повезано је са високим улагањима и радним трошковима. У идеалном случају, уређаји за надзирање КЕЕ-а требало би да буду уграђени на сваку сабирницу. Међутим, потпуна покривеност овим уређајима тешко се спроводи пошто се појављује основни економски проблем: неслагласност између оскудице средстава и неограничених потреба. Дакле, треба одредити стратегију одабира чворова преносне мреже за уградњу мерила КЕЕ-а у циљу постизања најбољег могућег надзирања КЕЕ-а са ограниченим ресурсима.

У погледу мерења КЕЕ-а, у овом раду дате су могућности пет типова паметних бројила електричне енергије „А“, „Б“, „В“, „Г“ и „Д“, од два позната светска произвођача, која су у власништву ОПС-а ЕМС АД и служе за обрачун или контролу обрачуна електричне енергије у ЕЕ постројењима. Посебно треба поменути бројила „Г“ и „Д“ са унапређеним мерењем КЕЕ-а, којима могу да се мере и фликери, а која (49 бројила „Г“ и 24 бројила „Д“) треба да буду расположива за монтажу током 2025. године на мерним местима у ЕЕ постројењима која покрива ОПС ЕМС АД.

При томе, бројила „Д“ треба да буду монтирана управо у критичним тачкама за мерење КЕЕ-а, а то су места међудржавне размене електричне енергије.

Такође, дате су особине много скупљег фиксног уређаја за мерење КЕЕ-а „Ђ“ у власништву ЕМС АД-а од светски познатог произвођача, чији је број порастао за 146 нових уређаја у последње две године, са могућношћу слања података у национални диспечерски центар преко система предвиђеног за прикључење више од 200 мерних уређаја. Наведена су искуства у развоју система за надзирање КЕЕ-а у ОПС-у Transelectrica у Румунији ради поређења са системом за надзор КЕЕ-а у ОПС-у ЕМС АД у Србији.

Закључује се следеће:

- Пошто уградња скупих фиксних уређаја за мерење КЕЕ-а „Ђ“ на свим мерним местима није економична, неопходан је развој метода за избор оптималног броја уређаја и надзираних мерних места да би се број оваквих уређаја свео на најмању могућу меру без пропуштања било каквог битног обавештења, нпр. о пропаду напона. Употреба фиксних скупих мерила КЕЕ-а „Ђ“ може да се оправда, нпр. мерењем фликера напона на мерним местима где је њихова појава веома изражена, нпр. код железара са електролучним пећима, али само у случају да тамо није монтирано бројило „Г“ или „Д“ са напредном анализом КЕЕ-а.
- Нуде се на тржишту и други анализатори КЕЕ-а сличне цене (са екраном) који имају напреднију анализу (појединих, парних, непарних и укупних) хармоника струја и напона (до 511. хармоника) и већу унутрашњу меморију (16 GB) од уређаја за мерење КЕЕ-а „Ђ“ [28]. Такође су опремљени GPS синхронизацијом и могућностима мерења: фликера напона, (краткотрајног и дуготрајног) прекида напајања, међухармоника, пропада напона и надвишења напона, транзијентних пренапона трајања преко $19,5 \mu s$, нулте, позитивних и негативних компоненти асиметрија напона и струја, као и прорачуна: вршних фактора, К-фактора и TDD-а. Мере и електричну енергију са тачношћу $\pm 0,2 \%$, али то није од пресудног значаја, јер не би служили за обрачун или контролу обрачуна електричне енергије.
- У ЕЕ постројењима такође могу да се користе и преносиви анализатори КЕЕ-а са GPS синхронизацијом [29]. Привременим монтирањем овог преносивог анализатора КЕЕ-а на неком мерном месту, по потреби могу да се провере и одређено време прате параметри КЕЕ-а у било ком ЕЕ постројењу (трансформаторској станици или разводном постројењу) (нпр. пропади напона, надвишења напона, (краткотрајни и дуготрајни) прекиди напајања, асиметрије напона и струја, фликери напона, хармонијска изобличења струја и напона (појединачни, парни, непарни и укупни THD-ови) (до 511. хармоника), међухармоници и транзијентни пренапони трајања преко $19,5 \mu s$). Имају и прорачун вршних фактора, К-фактора и TDD-а и унутрашњу меморију од чак 32 GB.
- Узевши у обзир процентуална учешћа догађаја који угрожавају КЕЕ из потпоглавља 1.2, у погледима: 1) укупних финансијских губитака (према примеру 1), 2) поремећаја КЕЕ-а (према примеру 2) и 3) узрока лошег КЕЕ-а (према примеру 3) [9–11], и под претпоставком да фликери представљају 50 % категорије осталих поремећаја према примерима 1 и 2 из потпоглавља 1.2, може се рећи да:

- Паметно бројило „А“ (из потпоглавља 2.1) и паметна бројила „Б“ и „В“ (из потпоглавља 2.2 и 2.3) покривају најмање око [61–66,5] %, око [65–69] % и 90 % свих случајева КЕЕ-а, респективно;
- Паметна бројила „Г“ (из потпоглавља 2.4) и „Д“ (из потпоглавља 2.5) покривају 72 %, односно 73 % и 95% свих случајева КЕЕ-а, респективно, укључујући краткотрајне и дуготрајне фликере.
- Уређаји за мерење КЕЕ-а „Б“ из поглавља 3, у односу на паметна бројила „А“, „Б“ и „В“, могу да бележе величину и трајање транзијентних пренапона преко 20 μ s и фликере, а у односу на паметна бројила „Г“ и „Д“ могу да бележе величину и трајање транзијентних пренапона преко 20 μ s. Међутим, уређајима за мерење КЕЕ-а „Б“ не могу да се бележе осцилаторни прелазни процеси високе учестаности и средње учестаности, као ни импулсни прелазни процеси: високе учестаности (нпр. удари грома) и средње учестаности у интервалу од 50 ns до 20 μ s.

С друге стране, у ЕЕ постројењима постоје пренапонске заштите које се примењују на свим изводима, а врше се одводницима пренапона који се монтирају што ближе трансформатору. На изолаторима далековода, пренапонска заштита се изводи помоћу варничара у облику рогова или прстенова. И у постројењу се користе варничари, с тим што се за заштиту енергетских трансформатора првенствено користе одводници пренапона. Одводницима пренапона ограничавају се велики атмосферски и склопни пренапони. Пренапонским зашитама смањује се значај, односно сврсисходност мерења амплитуда и трајања транзијентних пренапона у ограниченом опсегу са скупим мерилима КЕЕ-а „Б“ у ОПС-у ЕМС АД.

- Критичну инфраструктуру од националног и европског значаја у националној ЕЕ мрежи чине ЕЕ постројења и далеководи 400 kV и 220 kV, без којих економија и национално благостање не би могли да буду одрживи [30]. У овом раду су описана искуства ОПС-а Transelectrica из Румуније [27], која ће даље да буду образложена. Прво треба истаћи да при куповини додатне најсавременије опреме за мерење КЕЕ-а за потребе неког ОПС-а, поред постојеће већ уграђене опреме, треба имати у виду:

- 1) Број ЕЕ постројења којима располаже ОПС;
- 2) Финансијске могућности са којима једна држава располаже.

1. Што се тиче броја ЕЕ постројења, у власништву ОПС-а ЕМС АД у Србији постоје 43 постројења за највише напоне: 400 kV (20 постројења), 220 kV (14 постројења) и 110 kV (9 постројења) са 75 трансформатора [31]. С друге стране, у ОПС-у Transelectrica у Румунији постоји 81-но ЕЕ постројење за највише напоне: 750 kV (1 постројење), 400 kV (38 постројења) и 220 kV (42 постројења) са 216 трансформатора [32]. То значи да у румунском ОПС-у има 1,88 пута више ЕЕ постројења, и то 1,95 пута више њих за највиши напон 400 kV и 750 kV, 3 пута више њих за највиши напон 220 kV и нема 9 постројења на 110 kV као у ОПС-у ЕМС АД, али има 2,88 пута више трансформатора.

2. Што се тиче финансијских могућности са којима једна држава располаже, у Румунији се, према процењеним подацима за 2025. годину, очекује бруто домаћи производ (БДП) по глави становника 160 % већи него у Србији, док је у 2023. години био 150 % већи [33–34].

У раду је описано да је број анализатора КЕЕ-а у румунском ОПС-у у последње две године, са 109 у 2022. години, повећан према слици 6 на око 275, уградњом нових 233 анализатора КЕЕ-а и заменом технолошки застарелих уређаја. С друге стране, у српском ОПС-у је у последње две године број мерила КЕЕ-а нагло повећан за 146 нових уређаја. 1,6 пута је било више монтирано посебних мерила КЕЕ-а у румунском ОПС-у него у српском ОПС-у, при чему румунски ОПС Transelectrica има 1,88 пута више ЕЕ постројења и 2,88 пута више трансформатора него српски ОПС ЕМС АД.

Судећи према броју ЕЕ постројења, румунски ОПС би требало да има 1,88 пута више анализатора КЕЕ-а, па тако, ако румунски ОПС има 275 анализатора КЕЕ-а (са планом до 300 анализатора), српски ОПС би требало да има 146 анализатора (са планом до 160 анализатора КЕЕ-а или преко 20 % мање од планираног броја преко 200 анализатора). Када би се узео у обзир и БДП по глави становника, који је 1,5–1,6 пута већи у Румунији, број фиксних уређаја за мерење КЕЕ-а у ОПС-у ЕМС АД у Србији могао би да буде до 92–98 (са планом до 100–107 мерила КЕЕ-а или преко 87–100 % мање од планираног броја од преко 200 мерила КЕЕ-а у ОПС-у ЕМС АД). Ако се узме у обзир 2,88 пута већи број трансформатора и много већа ЕЕ постројења у румунском ОПС-у Transelectrica (једно највишег напона од 750 kV, 1,9 пута више њих највишег напона 400 kV и 3 пута више њих највишег напона 220 kV), број ових фиксних уређаја за мерење КЕЕ-а у ОПС-у ЕМС АД могао би да буде још мањи.

Дакле, сразмерно броју ЕЕ постројења и из економских разлога, ради смањења трошкова куповине и одржавања посебних скупих уређаја за мерење КЕЕ-а „Ђ“, а опет уз разумно и довољно поуздано откривање места са лошим КЕЕ-ом, у српском ОПС-у ЕМС АД запослени би требали што је могуће више:

1. да се ослањају на мерења КЕЕ-а са других уређаја као што су многобројна монтирана обрачунска и контролна паметна бројила „А“, „Б“ и „В“, а посебно ускоро монтирана бројила „Г“ и „Д“ са унапређеним мерењима КЕЕ-а (чији се подаци тренутно читавају аутоматски сваког дана у години преко система SRAAMD у ЕМС АД-у) (видети поглавље 2);
2. да постављају посебне скупе фиксне уређаје за мерење КЕЕ-а „Ђ“ само на стварно критичним местима у ЕЕ мрежи, према пажљиво припремљеном плану и процени;
3. да се користе искуствима других већих ОПС-ева као што је Transelectrica из Румуније и да сразмерно томе користе разуман број посебних фиксних уређаја за мерење КЕЕ-а;
4. да по потреби врше мерења КЕЕ-а помоћу преносивих анализатора КЕЕ-а [29];
5. да омогуће да се подаци са свих уређаја који могу да дају податке о КЕЕ прикупљају и анализирају у обједињеном систему за надзирање параметара КЕЕ-а.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Годишњи технички извештај Акционарског друштва „Електромрежа Србије“, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2024/05/GTI-EMS-AD-za-2023.pdf>, 2023.
- [2] Schneider Electric, PowerLogic ION9000. <https://www.se.com/rs/sr/product-range/64241-ion9000/#products>.
- [3] Itron ACE SL7000 Energy Meter. <https://www.ebay.com>.
- [4] LANDIS + GYR (SIEMENS) Converter Counter ZMQ202C .8R4AF6-1/2 with Measurement Protocol. <https://www.ebay.com/itm/113817320474>.
- [5] LANDIS+GYR E650 Transducer Meter for Effect and Blind Energy ZMD405CT44.0457 S3, <https://www.ebay.com>.
- [6] Портал јавних набавки: <https://jnportal.ujn.gov.rs/tender-eo/199580> ; <https://jnportal.ujn.gov.rs/tender-eo/131546>.
- [7] V. Katić, A. Tokić, T. Konjić, „Kvalitet električne energije“, Novi Sad, Jun, 2007.
- [8] Ž. S. Janda, „Pregled standarda i preporuka za kontrolu viših harmonika u električnim mrežama“, Zbornik radova, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla“, 2004.
- [9] Electrical engineering design and tutorial resources; Financial impact of poor power quality to the customers, <https://electricalengineeringdesigns.blogspot.com/2012/02/financial-impact-of-poor-power-quality.html>.
- [10] M. M. Mahmoud, B. S. Atia, Y. M. Esmail, S. A. El M. Ardjoun, N. Anwer, A. I. Omar, F. Alsaif, S. Alsulamy, S. A. Mohamed, "Application of Whale Optimization Algorithm Based FOPI Controllers for STATCOM and UPQC to Mitigate Harmonics and Voltage Instability in Modern Distribution Power Grids," *Axioms* 2023, 12(5), 420, 2023.
- [11] E660: High-precision industrial Grid Edge Sensor, LandisGyrOfficial, <https://www.youtube.com/watch?v=YiT6Hf3MAa4>.
- [12] A. Kazemi, A. Mohamed, H. Shareef, H. Zayandehroodi, “A Review of Power Quality Monitor Placement Methods in Transmission and Distribution Systems”, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 89 NR 3a/2013.
- [13] N. Hasanspahić, D. Aganović, A. Bosović, E. Bećirović, S. Avdaković, M. Musić, „Mogućnosti monitoringa kvaliteta električne energije na odabranom dijelu elektrodistributivne mreže“, 11. Savjetovanje bosanskohercegovačkog komiteta, NEUM, 15.–19.09.2013.
- [14] PowerLogic™ P7 Protection and Control Platform, User Manual, Schneider Electric Industries SAS, April 2024.

- [15] Easergy P3G30 and P3G32 – Generator protection with machine differential protection, User Manual, P3G/en M/J006, Schneider Electric, 11/2022.
- [16] Правила о раду преносног система, 2023, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2023/11/Pravila-o-radu-prenosnog-sistema-07.11.2023-1.pdf>.
- [17] SL7000 IEC7 User Guide, Itron S.A.S, France, 2010.
- [18] ACE VISION, From Automatic Meter Reading To Network and Individual Management, User Guide version 7.5.1, Itron, 2016.
- [19] E650 Series 4 – ZMD400AT/CT, ZFD400AT/CT – User Manual, Landis+Gyr, Switzerland, Date: 11.09.2017.
- [20] Landis+Gyr E650 Brochure, Electricity Meters Industrial & Commercial, 04-2018.
- [21] ZMQ200, ZFQ200, ZCQ200 – User Manual, Landis+Gyr, Switzerland, Date: 10.04.2014.
- [22] Landis+Gyr E850 Brochure, Electricity Meters Grid metering, 09-2017.
- [23] E660 Series 2, User manual, Landis+Gyr, 6.2.2024.
- [24] E860 Series 1, User manual, Landis+Gyr, 23.11.2022.
- [25] Landis+Gyr AIM, Product Description, 15.1, Gridstream Solution, Landis+Gyr AG, Switzerland. Date: 08.10.2021.
- [26] PowerLogic™ ION9000 series, User manual, 7EN02-0390-04, Schneider Electric, France, 11/2020.
- [27] C. Diaconu, "Power Quality System within Romanian TSO", 4th SEERC CIGRE, Türkiye, 2023.
- [28] Elspec G4430, Power Quality Analyzer. <https://www.elspec-ltd.com/elspec-shop/power-quality-analyzer/permanently-installed-power-quality-analyzers/g4430-fixed-blackbox-power-quality-analyzer/>.
- [29] Power quality analyzer Elspec BlackBox G4500. <https://www.elspec-ltd.com/elspec-shop/power-quality-analyzer/portable-power-quality-analyzer/g4500-portable-power-quality-analyzer/>.
- [30] D. N. Fîţăl, D. C. Petrilean, I. L. Diodiu, "Analysis of the National Power Grid from Romania in the context of identifying vulnerabilities and ensuring energy security", 22nd International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'24), Bilbao (Spain), 2024.
- [31] Електромрежа Србије – EMC АД, Пренос, <https://ems.rs/opis-i-kapaciteti/>.

- [32] Transelectrica, The Power Transmission Grid,
https://www.transelectrica.ro/en/web/tel/home/-/journal_content/56/10179/25087?p_p_auth=ddLkXe8Y.
- [33] Economy of Romania, https://en.wikipedia.org/wiki/Economy_of_Romania.
- [34] Economy of Serbia, https://en.wikipedia.org/wiki/Economy_of_Serbia.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.11](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.11)**B5.11****ИЗАЗОВИ ПРИ ПРОВЕРИ РЕГИСТАРА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ПОСТУПКУ
ОВЕРАВАЊА ПАМЕТНИХ БРОЈИЛА У ПОГЛЕДУ ДОМАЋИХ ПРОПИСА И
МОГУЋНОСТИ МЕРЕЊА И УЗ ПОРЕЂЕЊА СА МЕЂУНАРОДНИМ
СТАНДАРДИМА И ПРОПИСИМА****CHALLENGES IN VERIFYING ELECTRICAL ENERGY REGISTERS IN THE PROCESS
OF VERIFYING SMART METERS IN TERMS OF DOMESTIC REGULATIONS AND
MEASUREMENT CAPABILITIES AND BY COMPARISON WITH INTERNATIONAL
STANDARDS AND REGULATIONS****Ђорђе Дуканац***

Кратак садржај: У поступку овере паметних бројила, у домаћим правилницима предвиђено је и испитивање регистара енергије. Тако су уведене чак четири различите дефиниције за класе тачности 0,2S, 0,5S, 1, 2, А, В и С за бројила активне енергије, као и 2 и 3 за бројила реактивне енергије, чије строго поштовање није увек технички изводљиво. У Међународној препоруци OIML R 46-1/-2 за бројила активне електричне енергије прописана је провера регистара бројила у поступку овере бројила на сличан начин као за испитивање константи бројила, преко уређаја за скенирање импулса. У Контролном телу ЕМС АД, провера регистра енергије вршена је другом методом, тако да релативна разлика енергије на регистру испитиваног бројила и енергије мерене еталон бројилом буде мања од највеће дозвољене грешке бројила, уз истовремено уважавање услова за време испитивања из OIML прописа, које је непотребно превелико. У овом раду биће описани сви ови изазови при провери регистара електричне енергије у поступку оверавања паметних бројила.

Кључне речи: електрична енергија, испитни (импулсни) излаз, константа бројила, највећа дозвољена грешка (НДГ), паметно бројило, провера регистра.

Abstract: Domestic regulations also provide for the testing of energy registers during the verification procedure of smart meters. Thus, four different definitions have been introduced for accuracy classes 0.2S, 0.5S, 1, 2, A, B, and C for active energy meters, as well as 2 and 3 for reactive energy meters, the strict observance of which is not always technically feasible. The International Recommendation OIML R 46-1/-2 for active electricity meters prescribes the meter registers check in the meter verification procedure in a similar way as for the testing of meter constants via a pulse scanning device.

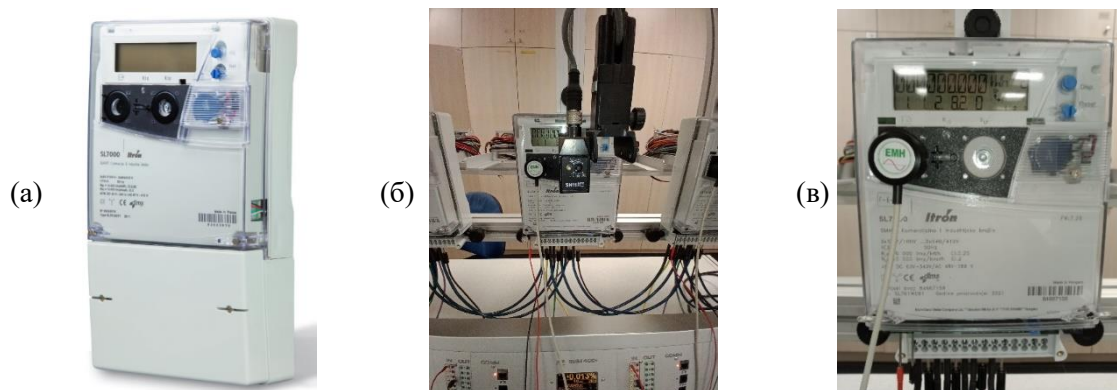
* Ђорђе Дуканац, Акционарско друштво "Електромрежа Србије" Београд, djordje.dukanac@ems.rs

In the Inspection Body of EMS AD, the energy register was checked using a different method so that the relative difference between the energy on the register of the meter under test and the energy measured by the reference standard was less than the maximum permissible error of the meter, while at the same time respecting the condition for the test time from the OIML regulation, which is unnecessarily large. This paper will describe all these challenges when verifying the electricity registers in the smart meter verification process.

Key words: *electrical energy, test (pulse) output, meter constant, maximum permissible error (MPE), smart meter, register check.*

1 УВОД

У поступку (прве, редовне или ванредне) овере паметних бројила, у домаћим правилницима, за различите класе тачности бројила предвиђена је и провера регистара електричне енергије бројила, при чему постоји много различитих одређења за ово испитивање, па чак и контрадикторних, што ће бити образложено у овом раду. Разматрају се статичка (електронска) бројила електричне енергије следећих класа тачности за које је Контролно тело АД „Електро mreжа Србије“ (КТ ЕМС АД) акредитовано: 0,2S, 0,5S, 1, В и С за бројила активне енергије, као и 2 и 3 за бројила реактивне енергије. За бројила активне електричне енергије сертифицикована према MID-у (енгл. Measurement Instrument Directive), према Европским стандардима EN50470-1/-3 [1] одређене су три посебне класе тачности: А, В и С. Ове класе су упоредиве са класама тачности 2, 1 и 0,5S за бројила активне електричне енергије која нису сертифицикована према MID-у, а одређена су стандардима IEC62053-21/-22 [2,3]. Тако, при назначеној струји, класама А и 2 одговара 2 % НДГ, класама В и 1 – 1 % НДГ, а класама С и 0,5S – 0,5 % НДГ бројила.



Слика 1: (а) Бројило „А“ електричне енергије класе тачности 0,2S, за назначену струју 1 А, назначену највећу струју 2 А, назначени фазни напон 57,74 V, за индиректно прикључење на мрежу, које је секундарно подешено са резолуцијом на највише три децимална места (у kWh-има) и нема испитни режим. (б) Провера тачности бројила „А“ у КТ-у ЕМС АД. (в) Провера регистра енергије бројила „А“ у КТ-у ЕМС АД.

У власништву ЕМС АД-а су готово искључиво бројила класе 0,2S за активну енергију и класе 2 за реактивну енергију, назначеног фазног напона 57,74 V, за индиректно прикључење на мрежу преко мерних трансформатора и веома претежно за назначену струју 1 А и највећу струју 2 А, и углавном су секундарно подешена. На слици 1а приказано је најпроблематичније бројило „А“ с гледишта провере регистра енергије, које се узима за угледни пример у овом раду, а које то не би било да се најчешће не подешава на секундарни начин са резолуцијом на три децимална места (у kWh-има).

Оно је са подацима из претходног пасуса, али нема испитни режим са могућношћу подешавања резолуције регистра енергије на четири децимална места, док у радном режиму може да приказује енергије на највише три децимална места. Претпоставиће се у овом раду да је уобичајено подешено да има приказ секундарне енергије (у kWh-има) са том радном резолуцијом. На слици 1б приказано је бројило „А“ при одређивању тачности бројила за различите мерне тачке (тј. комбинације трофазних напона, струја и фактора снаге) помоћу скенирајуће главе за оптичке импулсе постављене испред оптичког испитног излаза бројила у КТ-у ЕМС АД. На слици 1в приказано је бројило „А“ при провери регистра енергије на бројилу у КТ-у ЕМС АД, помоћу оптичке комуникационе главе којом се читава почетно и крајње стање регистра енергије, ако за то постоји одговарајући комуникациони модул (тј. скрипта), а ако она не постоји, та се стања читавају ручно са екрана бројила.

2 ЗАХТЕВИ ЗА ПРОВЕРОМ КОНСТАНТИ И/ИЛИ ПРОВЕРОМ РЕГИСТРА ЕНЕРГИЈЕ ЕЛЕКТРИЧНОГ БРОЈИЛА ПРЕМА МЕЂУНАРОДНОЈ ПРЕПОРУЦИ OIML R 46-1/-2, МЕЂУНАРОДНИМ СТАНДАРДИМА И ЧЕШКОМ ПРОПИСУ

Важећи домаћи правилници за проверу регистра енергије бројила би требали да се ослањају на: 1) међународну препоруку OIML R 46-1/-2 [4] и 2) међународне стандарде за одговарајуће класе тачности бројила и тип енергије (активне енергије или реактивне енергије).

2.1 Провера константи и провера регистра према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 за бројила активне електричне енергије класа тачности А, В и С

Према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], утврђују се метролошки и технички захтеви који се примењују на бројила електричне енергије која подлежу законским метролошким контролама. Ови захтеви се примењују током одобрења типа, овере и поновне овере бројила. OIML R 46-1/-2 је међународни пропис који је једини наведен за бројила активне електричне енергије у „Списку нормативних докумената из области мерила“ („Службени гласник РС“, број 30/2022) који је саставио Министар привреде [5], иако се односи само на бројила сертифицивана према MID-у. У овој препоруци, провера константи се изједначава са провером регистра, која се под тим именом одређује као обавезна приликом овере бројила у свим домаћим правилницима за бројила активне електричне енергије класа тачности 0,2S, 0,5S, 1, 2, А, В и С и за бројила реактивне енергије класа тачности 2 и 3.

2.1.1 Провера мерних константи бројила према међународној препоруци OIML R 46-1/-2

Прво је потребно да се објасне појмови мерне константе, испитног излаза, показног уређаја и регистра према препоруци OIML R 46-1/-2 [4]. Тако је мерна константа вредност која представља однос између енергије коју је регистровало мерило и одговарајуће вредности испитног излаза. Испитни излаз је уређај који може да се користи за испитивање мерила, обезбеђујући импулсе или средства за обезбеђење импулса који одговарају енергији измереној помоћу мерила. Даље, показни уређај (дисплеј) је део мерила којим се приказују мерени резултати, било стално или на захтев. Показни уређај може такође да се користи за приказ других важних обавештења. И на крају, регистар је електронски уређај статичког бројила у коме се складиште мерене вредности и може да буде део показног уређаја [4].

Према препоруци OIML R 46-1/-2 [4], ради провере да ли однос између основног регистра енергије и коришћених испитних излаза задовољава спецификације произвођача, релативна разлика не сме да буде већа од једне десетине основне НДГ. Ово испитивање је једино применљиво ако се испитни (импулсни) излази користе за испитивање захтева за тачношћу бројила. Сви регистри и импулсни излази који су под законском контролом морају бити испитани, осим ако је успостављен систем који гарантује идентично понашање свих константи бројила. Испитивање треба да се изврши пропуштањем износа енергије E кроз мерило, где је E бар:

$$E_{min} = \frac{1000 \cdot R}{b [\%]} [Wh] \quad (1)$$

где су:

R – очигледна резолуција основног регистра енергије изражена у [Wh];

b [%] – основна НДГ изражена у [%].

Треба да се прорачуна релативна разлика између регистроване енергије и енергије пропуштене кроз мерило, дате бројем импулса са испитног излаза, да не буде већа од једне десетине НДГ. Испитивање се изводи при једној произвољној струји $I \geq I_{tr}$ (где је I_{tr} – прелазна струја изнад које је мерило одређено да буде у оквиру најмање НДГ која одговара класи тачности бројила и 20 пута је мања од назначене струје бројила за прикључење преко мерних трансформатора).

Било који начин може да се користи да се повећа очигледна резолуција R основног регистра, под условом да се води рачуна да се осигура да резултати одсликавају стварну резолуцију базног регистра. Вредност b се бира према изабраној испитној тачки (према изабраној јачини струје при мерењу) [4].

2.1.2 Провера регистра бројила према међународној препоруци OIML R 46-1/-2

Према препоруци OIML R 46-1/-2 [4], ако се испитни (импулсни) излази користе за испитивања захтева за тачношћу, испитивање мора да буде извршено да би се осигурало да однос између основног регистра енергије и битног испитног (битних испитних) излаза одговара оном који је одредио произвођач.

Испитивање се изводи пропуштањем износа енергије E кроз мерило, где је $E \geq E_{min}$, а E_{min} одређено једначином (1). Енергија пропуштена кроз мерило се прорачунава коришћењем броја импулса са испитног излаза. Одређује се релативна разлика између ове енергије и регистроване енергије. Ова релативна разлика не сме да буде већа од једне десетине основне НДГ. Испитивање се изводи при једној произвољној струји $I \geq I_{tr}$ [4].

Ради појашњења, треба нагласити да испитни (импулсни) излаз бројила може да буде оптички и електрични. Међутим, ради бројања импулса са оптичког испитног излаза и електричног испитног излаза, што је неопходно при провери мерних константи ових испитних излаза, потребни су респективно спољни хардвери за бројање оптичких и електричних импулса.

2.1.3 Доказ да је једначина (1) према препоруци OIML R 46-1/-2 само приближна

Према одељку 2.1.2 пореди се енергија израчуната преко броја импулса са испитног излаза E_{ii} и енергија из регистра бројила E_r .

Обе ове енергије садрже исту апсолутну мерну несигурност мерног система $\Delta\epsilon_{ms}$ и апсолутну случајну грешку самог бројила $\Delta\epsilon_{br}$. Када се нађе апсолутна грешка ове две енергије $\Delta\epsilon_1$ остаје само грешка услед ограничене резолуције измерене вредности енергије у регистру (на екрану бројила), тј. систематска грешка бројила $\Delta\epsilon_R$, што је представљено у једначини (2):

$$\Delta\epsilon_1 = |E_r - E_{ii}| = (E_i + \Delta\epsilon_{ms} + \Delta\epsilon_{br} + \Delta\epsilon_R) - (E_i + \Delta\epsilon_{ms} + \Delta\epsilon_{br}) = \Delta\epsilon_R \quad (2)$$

где је E_i – идеална вредност енергије. Применом методе мерења према препоруци OIML R 46-1/-2 добија се најмања дозвољена енергија која треба да се пропусти кроз електрично бројило:

$$\frac{|E_r - E_{ii}|}{E_{ii}} \leq \frac{b}{10} \Rightarrow \frac{\Delta\epsilon_R}{E_{ii}} \leq \frac{b [\%]}{1000} \Rightarrow E_{iimin} = \frac{1000 \cdot \Delta\epsilon_R}{b [\%]} \quad (3)$$

где је $\Delta\epsilon_R$ једнако очигледној резолуцији регистра екрана бројила R из једначине (1) или резолуцији $R/2$ ако се врши заокруживање вредности енергије, под условом да је оптичка мерна константа бројила довољно велика [6–10].

За разлику од једначине (1), према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], у једначини (3) је на левој страни најмања енергија на испитном излазу бројила E_{iimin} , док је у једначини (1) са леве стране најмања енергија на улазу бројила E_{min} , тј. она која се мери еталоном и пропушта кроз бројило. Разлика ове две најмање енергије $\Delta\epsilon_2$ једнака је апсолутној случајној грешци самог бројила $\Delta\epsilon_{br}$, као у једначини (4):

$$\begin{aligned} \Delta\epsilon_2 = E_{iimin} - E_{min} &= (E_{imin} + \Delta\epsilon_{ms} + \Delta\epsilon_{br}) - (E_{imin} + \Delta\epsilon_{ms}) = \Delta\epsilon_{br} \Rightarrow \\ &\Rightarrow E_{iimin} = E_{min} + \Delta\epsilon_{br} \end{aligned} \quad (4)$$

где апсолутна случајна грешка самог бројила $\Delta\epsilon_{br}$ зависи од класе тачности бројила. Измерена релативна случајна грешка самог бројила треба да буде мања од НДГ бројила:

$$\epsilon_{br} = \frac{\Delta\epsilon_{br}}{E_{min}} < b \quad (5)$$

Касније, у једначини (8), видеће се шта је релативна случајна грешка бројила ϵ_{br} , у општем случају. Сменом E_{iimin} из једначине (4) у једначину (3) добија се:

$$E_{min} = \frac{1000 \cdot \Delta\epsilon_R}{b [\%]} - \Delta\epsilon_{br} \Rightarrow E_{min} = \frac{1000 \cdot \Delta\epsilon_R}{b [\%] \cdot (1 + \epsilon_{br})} \quad (6)$$

Из једначина (1) и (6) види се да је једначина (1) само приближна, јер се добија из једначине (6) када се у имениоцу количника други члан производа $b [\%] \cdot (1 + \epsilon_{br})$ приближно изједначи са 1.

2.1.4 Расправа у вези дефиниција повере мерних константи и провере регистра према међународној препоруци OIML R 46-1/-2

Из дефиниција провере мерних константи и провере регистра према препоруци OIML R 46-1/-2 [4], види се да је примењена мерна метода иста, тј. поређењем релативне грешке показивања регистра енергије и енергије добијене коришћењем броја импулса са испитног излаза да резултат буде мањи од 1/10 НДГ.

Такође, критеријум за избор најмање дозвољене енергије испитивања (према једначини (1)) је исти. Значи да су те две врсте провера у ствари исте с обе тачке гледишта.

2.2 Провере мерних константи и једна „овера регистра“ бројила према важећим међународним стандардима за бројила активне електричне енергије класа тачности 2, 1, 0,5S, 0,2S, A, B и C, као и бројила реактивне енергије класа тачности 2 и 3

За разлику од препоруке OIML R 46-1/-2 [4], међународни стандарди обухватају бројила у читавом опсегу класа тачности, било да су она за активну или реактивну енергију. Биће разматрана 4 међународна стандарда која упућују на проверу мерне константе дефинисане у 5. међународном стандарду, као и 6. међународни стандард у коме је дефинисана „овера регистра“.

2.2.1 Провере мерних константи бројила према међународним стандардима: SRPS EN IEC 62053-21:2022, SRPS EN IEC 62053-22:2022, SRPS EN IEC 62053-23:2022, SRPS EN 50470-3:2022 и SRPS EN IEC 62052-11:2022

У следећим стандардима налази се провера мерне константе у њиховим поглављима 7 под истим називом: „Захтеви за тачношћу“: 1) SRPS EN IEC 62053-21:2022 [2], 2) SRPS EN IEC 62053-22:2022 [3], 3) SRPS EN IEC 62053-23:2022 [11] и 4) SRPS EN 50470-3:2022 [1]. Провера мерне константе у напред наведеним стандардима није непосредно наведена, већ се на њу упућује да се налази у 5. међународном стандарду: SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12].

У поглављу 7 стандарда: SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12], под називом: „Метролошки захтеви и испитивања метролошких особина“, одређује се провера мерне константе. Однос између испитног излаза и показивања на показном дисплеју, ако је присутан, и/или садржај регистра енергије мерила прочитан преко комуникацијског међусклопа треба да буде у сагласности са вредношћу мерне константе. Разлика између вредности одређене (или прорачунате) са испитног излаза и вредности на показном дисплеју, или садржаја регистра прочитаног преко комуникацијског прикључка за податке не треба да пређе $\pm 1/10$ -ину од ограничења унутрашње грешке бројила за битну класу тачности, осим за мерила класе тачности 0,1S. За бројила са класом тачности 0,1S ова разлика може да буде већа, али не треба да превазиђе $\pm 0,02$ %. У документацији произвођача и извештају о испитивању треба да се наведе број импулса потребан за потврду овог захтева. Усаглашеност треба да буде проверена помоћу мерења са довољним износом енергије, праћењем испитног излаза и читавањем екрана [12].

Може да се закључи да се у наведеним међународним стандардима, поменутих у овом одељку, и према међународној препоруци OIML R 46-1/-2, поменутој у потпоглављу 2.1, за проверу мерне константе тражи исто, тј. да релативна разлика између садржаја регистра енергије и вредности испитног излаза не буде већа од $1/10$ НДГ бројила.

2.2.2 Овера регистра према међународном стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011

Овде се описује шести стандард који се односи на бројила активне електричне енергије свих класа тачности за које је КТ ЕМС АД акредитован, а то је SRPS EN IEC 62058-31:2011. Опремена за мерење електричне енергије (наизменичне струје) — Контрола пријема — Део 31: Посебни захтеви за статичка бројила активне енергије (класа 0,2S, 0,5S, 1 и 2 и индекса класа A, B и C) [13].

У поглављу 5 овог стандарда под називом „Процедура испитивања“ одређује се и провера регистра. Описано је да ово испитивање треба да буде изведено мерењем довољног износа енергије, да би се оверило да је тачност прираштаја очитавања регистра боља од $\pm 1 \%$.

Према литератури [14], доведена енергија бројилу се бележи референтним еталоном испитне станице, а очитавање регистра може да се обави ручно или помоћу оптичке главе. Дозирана енергија се прорачунава као $110 \cdot R$, где је R – резолуција регистра енергије. Тако је, нпр., за резолуцију енергије на три децимална места довољно да се доведе енергија од 0,11 kWh. Уочава се да провера регистра уопште не зависи од класе тачности бројила.

2.3 Провера бројача бројила електричне енергије према чешким „Општим мерама број 0111-ООР-С0221-18“ за бројила електричне енергије

У Чешкој Републици, сталној чланици OIML-а и Европске уније, важе „Опште мере број 0111-ООР-С022-18“ којима се утврђују метролошки и технички захтеви за законски контролисане мерне уређаје, укључујући методе испитивања ради одобрења типа и оверу следећих законски контролисаних мерних инструмената: „мерила електричне енергије“ [15]. У овом пропису налаже се „провера бројача“ у његовом поглављу 7 „Каснија овера“. Наводи се и да свако електрично бројило мора да буде опремљено са метролошки контролисаним бројачем који може да буде електронски екран.

Прво је задат услов да се провера бројача изводи само ако је испитивање тачности спроведено коришћењем методе снимања импулса са испитиваног бројила електричне енергије. Провера бројача се изводи при фактору снаге једнаком 1 и при једној струји између назначене и највеће струје. Ако највећа струја није наведена на етикети бројила електричне енергије, за сврхе овог прописа, она је једнака 1,2 пута назначеној струји која је дата на етикети.

Даље се објашњава да бројило електричне енергије задовољава испитивање ако је, при истој струји, примећена разлика између грешке када се користи метода снимања импулса са испитиваног бројила електричне енергије и оне када се користи метода очитавања података са бројача испитиваног бројила мања од 1/10 ограничења грешке при референтним условима.

2.4 Расправа у вези дефиниција повере мерних константи и провере регистра према OIML R 46-1/-2, IEC 62053-21:2022, IEC 62053-22:2022, IEC 62053-23:2022, EN 50470-3:2022, IEC 62052-11:2022, IEC 62058-31:2011 и чешким општим мерама

Дефиниција провере мерне константе према стандарду IEC 62052-11:2022 [12] (на коју се позивају и стандарди IEC 62053-21:2022 [2], IEC 62053-22:2022 [3], IEC 62053-23:2022 [11] и EN 50470-3:2022 [1]) је иста као и у међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4]. Према чешким „Општим мерама број 0111-ООР-С0221-18“ [15] назив мерења је другачији, тј. „провера бројача“, али се дефиниција „провере бројача“ поклапа са дефиницијом мерне константе у документима из претходне реченице.

Једина разлика је за бројила класе тачности 0,2S, где се у чешком пропису дозвољава да буде 2,5 пута већа релативна разлика енергије добијене помоћу импулса са испитног излаза и енергије очитане из регистра бројила него у међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4] и у стандарду IEC 62052-11:2022 [12]. То значи и 2,5 пута мање време провере регистра (тј. „бројача“).

Међутим, одређење „овере регистра“ при пријемним испитивањима дато у стандарду IEC 62058-31:2011 [13] је потпуно различито у односу на одређење провере регистра у међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4] и одређење „провере мерне константе“ у стандарду IEC 62052-11:2022 [12]. Разлика је како у методи испитивања, тако и у критеријуму за најмање време испитивања.

3 РАЗНОВРСНОСТ ЗАХТЕВА ЗА ПРОВЕРУ РЕГИСТРА БРОЈИЛА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ДОМАЋИМ ПРАВИЛНИЦИМА У ПОСТУПКУ ОВЕРЕ БРОЈИЛА

Док су у међународним стандардима којима се одређују посебни захтеви за електрична бројила разних класа тачности (SRPS EN IEC 62053-21:2022 [2], SRPS EN IEC 62053-22:2022 [3], SRPS EN IEC 62053-23:2022 [11], SRPS EN 50470-3:2022 [1]), међународном стандарду којим се одређују општи захтеви за бројила (SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12]) и међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4] задате исте дефиниције за проверу мерних константи/проверу регистра, у важећим домаћим правилницима за електрична бројила разних класа тачности постоје различите дефиниције (чак четири) за проверу регистра, од којих је једна чак и противречна.

3.1 Расправа у вези контрадикторне „провере регистра“ према „Правилнику о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2S“

У односу на дефиницију провере мерне константе према стандарду SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12], стандардима који се на њега позивају и међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], у „Правилнику о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2S“ [16] иста је дефиниција најмање дозвољене енергије која се пропушта кроз бројило (према једначини (1)) при провери регистра (тј. мерне константе). Међутим, у погледу методе провере регистра дати су контрадикторни искази.

У првом пасусу одељка 7, Прилога 3 „Оверавање бројила“, овог Правилника [16], пише: „Провера регистра врши се тако што се у бројило доведе енергија да би се утврдила једнакост импулсног излаза и регистра енергије.“ У другом пасусу се наводи критеријум за најмању дозвољену енергију за проверу регистра из једначине (1). Међутим, контрадикторно првом пасусу, у трећем пасусу Правилника [16] пише: „Разлика између задате енергије и очитане енергије на регистру не може бити већа од једне десетине дозвољене грешке при номиналним вредностима.“ Ово је контрадикторно и међународним стандардима SRPS EN IEC 62053-21:2022 [2], SRPS EN IEC 62053-22:2022 [3], SRPS EN IEC 62053-23:2022 [11], SRPS EN 50470-3:2022 [1] и SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12] и међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], јер се уместо енергије са испитног излаза бројила (излазне енергије бројила) помиње улазна (задата) енергија бројилу. Показано је у раније наведеној једначини (4) да се ове две енергије разликују за апсолутну случајну грешку бројила.

Додатно о контрадикторности дефиниције за „проверу регистра“ бројила из поменутог Правилника [16] и њеним последицама биће расправљано у потпоглављу 4.1, посебно у погледу прописаног знатно строжег услова за најмање време испитивања које не одговара изабраној методи испитивања у КТ-у ЕМС АД, па се провера регистра претерано дуго обавља за бројила класе тачности 0,2S за сваки регистар активне електричне енергије бројила.

3.2 Провера регистра енергије бројила према „Правилнику о бројилима реактивне електричне енергије класе тачности 2 и 3“

Одређење за проверу регистра енергије бројила према овом Правилнику [17] је у потпуности исто као одређење за провере мерних константи, односно проверу регистра, према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4] како у погледу методе провере регистра, тако и у погледу времена провере регистра према једначини (1).

Из међународне препоруке OIML R 46-1/-2 [4], јасно се изводи закључак да су провере мерних константи и провера регистра иста испитивања међусобно условљена. У првом случају, за проверу једне од мерних константи (електричне или оптичке) захтева се провера одговарајућег испитног излаза (електричног или оптичког) релативним поређењем енергије забележене у регистру енергије и енергије добијене са одговарајућег испитног излаза у односу на задати критеријум да резултат не прелази 1/10 НДГ бројила. У другом случају захтева се провера регистра енергије, али на исти начин као провера неке од мерних константи.

3.3 Неусклађеност „провере бројчаника“ према раније важећем „Метролошком упутству за оверавање електронских (статичких) вишефункцијских бројила електричне енергије“ са међународном препоруком OIML R 46-1/-2, као и друге недоследности

Ово Метролошко упутство [18] (које је било у употреби до 31.12.2024. године за бројила класа тачности 0,5S, 1 и 2) објашњава се да би се схватио „Правилник о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5S“ [19] описан у потпоглављу 3.4, који се примењује од 1.1.2025. године. У поменутом Метролошком упутству [18] не прави се разлика између бројача на електромеханичким бројилима и регистара енергије на електронским бројилима. Регистри енергије се нигде не помињу, већ само бројчаници, иако се у наслову прописа помињу електронска (статичка) бројила која имају регистре енергије.

Испитивање бројчаника наводи се у потпоглављу „3.4. Испитивање додатних функција“ и одељку „3.4.1. Испитивање бројчаника и давача импулса за даљинско мерење и комуникационих излаза (комуникациони порт)“. Наведено је да се испитивањем бројчаника бројила и давача импулса за даљинско мерење утврђује да ли је тачан податак о константи бројила и податак о константи давача импулса за даљинско мерење. Испитивање се врши поступком непрекидног оптерећења назначеном (основном) струјом бројила. Написано је и да време трајања овог испитивања треба изабрати тако да се однос вредности енергије коју региструје бројчаник бројила и вредности енергије која се добије множењем константе давача импулса и броја импулса које је регистровао бројач импулса прикључен на давач импулса за даљинско мерење може одредити са тачношћу која је најмање 4 пута већа од класе тачности испитиваног бројила, за сваки бројач [18].

Из овог услова добија се 2,5 пута мања најмања потребна енергија на испитном излазу бројила него према једначини (3) која се изводи према препоруци OIML R 46-1/-2 [4], а то значи 2,5 пута мање најмање време провере бројчаника. Према дефиницији из Метролошког упутства [18], најмања енергија на испитном излазу бројила E_{iimin} добија се на следећи начин:

$$\frac{|E_r - E_{ii}|}{E_{ii}} \leq \frac{b}{4} \Rightarrow \frac{\Delta \varepsilon_R}{E_{ii}} \leq \frac{b[\%]}{400} \Rightarrow E_{iimin} = \frac{400 \cdot \Delta \varepsilon_R}{b[\%]} \quad (7)$$

Друге недоследности су:

1) Прво, у Метролошком упутству [18] у тачки 3.4.1. говори се о критеријуму за избор времена трајања провере бројчаника, али се не наводи метода испитивања непосредно, већ само посредно, и то са задатом назначеном струјом, што није случај према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], где се метода мерења наводи непосредно, а време испитивања задаје преко најмање доведене енергије из једначине (1), која може да се приближно изведе на основу одређења методе испитивања (видети једначине (3) и (6)).

2) Друго, у ранијој тачки 3.2.5.3. овог Метролошког упутства [18] пише да се испитивање приказивача врши при оптерећењу $100\% I_n, \cos \varphi = 1$ или $I_m, \cos \varphi = 1$ чиме се демантују каснији наводи у тачки 3.4.1. о испитивању назначеном струјом. (Време провере регистра бројила је обрнуто сразмерно струји оптерећења.)

3) Треће, у дефиницији времена трајања испитивања у тачки 3.4.1. [18] помиње се само давач импулса за даљинско мерење, што није случај према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4] и стандарду SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12], где се у дефиницијама провере регистра/мерне константе помиње испитни излаз који може да буде оптички излаз бројила или давач импулса за даљинско мерење (електрични излаз бројила). Такође, познато је да је мерна константа електричног испитног излаза бројила обично мања од мерне константе оптичког испитног излаза бројила.

3.4 Расправа у вези са различитим дефиницијама за „проверу регистра“ зависно од класе тачности бројила у најновијем „Правилнику о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5S“ (који је на снази од 1.1.2025.)

У овом правилнику [19] има доста разноврсности у погледу провере регистра енергије екрана бројила, зависно од класе тачности бројила. Тако се у Прилогу 2, у табели 5, дају описи услова под којима се врше провере регистара за бројила класа тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5S. Заједничка особина ових описа је да, при свим проверама регистара за поменуте класе тачности бројила, може да се користи највећа струја датог бројила и да је прописан фактор снаге 1.

Међутим, дата су три различита услова за провере регистара активне енергије за електронска бројила различитих класа тачности: 1) први услов за бројила класа тачности А, В и С, 2) други услов за бројила класа тачности 2 и 1 и 3) трећи услов за бројила класе тачности 0,5S. У првој дефиницији провере регистра енергије (за бројила класа тачности А, В и С) наводи се само метода мерења, а у преостале две дефиниције само услови за времена провера регистара енергије, тј.:

▪ У табели 5, за бројила класа тачности А, В и С, одређење за проверу регистара енергије бројила је у потпуности исто као у међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4] и међународним стандардима SRPS EN IEC 62053-21:2022 [2], SRPS EN IEC 62053-22:2022 [3], SRPS EN IEC 62053-23:2022 [11], SRPS EN 50470-3:2022 [1] и SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12], ако се претпостави једнакост провере мерне константе и провере регистра као према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4]. Наведена је непосредно метода мерења, док време за извршење овог мерења може посредно да се изведе, да приближно одговара једначини (1) (видети једначине (3) и (6)).

▪ У табели 5, за електронска бројила класа тачности 1 и 2 одређује се да се испитивање приказивача врши у временским интервалима који нису краћи од 20 секунди. Ово личи на дефиницију у тачки 3.2.5.4 „Метролошког упутства за оверавање електронских (статичких) вишефункцијских бројила електричне енергије“ [18] која гласи: „Испитивање тачности мора се вршити у временским интервалима који нису краћи од 20 s.“ Међутим, према тачкама овог Метролошког упутства 3.3 „Метода испитивања тачности“ и 3.3.1 „Метода поређења са еталон бројилом“, види се да та дефиниција важи при испитивању тачности бројила методом поређења са еталон бројилом.

Релативна грешка испитиваног бројила ε_{br} у [%], изражена преко енергије измерене еталоном, израчунава се при провери тачности бројила по обрасцу:

$$\varepsilon_{br} = \frac{C_{ii} \cdot N_{ii} - C \cdot N}{C \cdot N} \cdot 100 \quad [\%] \quad (8)$$

где су:

C_{ii} – константа испитиваног бројила;

C – константа еталона;

N_{ii} – број импулса које даје испитивано бројило на испитном излазу;

N – број импулса које даје еталон бројило.

Дакле, према једначини (8), не ради се о поређењу енергије са испитног излаза бројила са енергијом очитаном са екрана и забележеном у регистру бројила, као према препоруци OIML R 46-1/-2 [4] и стандарду SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12], што је прописано при провери регистра и/или провери мерне константе.

▪ У табели 5, за електронска бројила класе тачности 0,5S, пише: „Време трајања испитивања регистра треба да се изабере тако да се однос вредности енергије, која је добијена множењем константе давача импулса и броја импулса које је регистровао бројач импулса прикључен на давач импулса за даљинско мерење, може одредити са тачношћу најмање 2%“. Овде је испуштено да се нагласи са чим се енергија са електричног давача импулса пореди, али може да се претпостави да се поређење врши са енергијом забележеном у регистру бројила.

У напмени 4 после табеле 5 наводи се дефиниција из одељка 3.4.1. „Метролошког упутства за оверавање електронских (статичких) вишефункцијских бројила електричне енергије“ [18]. Међутим, пошто се у Правилнику [19] из наслова овог потпоглавља (који је од 1.1.2025. године за класе бројила 2, 1 и 0,5S заменио Метролошко упутство [18] описано у потпоглављу 3.3) прави јасна разлика у односу на Метролошко упутство [18] између бројача на електромеханичким бројилима и регистара енергије на електронским бројилима, онда ће се одређење за проверу бројчаника бројила у напмени 4 сматрати да се односи само на електромеханичка бројила.

4 ВРЕМЕНА ПРОВЕРЕ РЕГИСТРА И ПРОВЕРЕ КОНСТАНТИ ЕЛЕКТРИЧНОГ БРОЈИЛА ПРЕМА ПРОПИСИМА И СА ПРАКТИЧНЕ ТАЧКЕ ГЛЕДИШТА У КТ-У ЕМС АД

Све досад наведене дефиниције за проверу регистра и/или проверу мерних константи бројила у поглављима 2 и 3, према међународним и домаћим прописима, респективно, наведене су да би се направило поређење са стварном методом мерења која се примењује у пракси у КТ-у ЕМС АД. Метода која се примењује у КТ-у ЕМС АД (сигурно још од краја 2016. године, од када је аутор овог рада прешао у КТ ЕМС АД) налази се у софтверу (CamCal или Calegration) за управљање испитном станицом за бројила и зове се „испитивање регистра“ (енгл. „Register test“). (Иначе, потпуно аутоматизована испитна станица „Б“ са софтверским управљањем, од две у КТ-у ЕМС АД од истог произвођача, набављена је још 1998. године.)

Према поменутој методи, прорачунава се грешка регистра енергије ε_{re} као релативна разлика енергије која се добија из разлике енергија очитаних на екрану из регистра бројила на крају, E_{ok} , и на почетку испитивања, E_{op} , и енергије која се измери преко еталона, $C \cdot N$, на следећи начин:

$$\varepsilon_{re} = \frac{(E_{ok} - E_{op}) - C \cdot N}{C \cdot N} \cdot 100 \quad [\%] \quad (9)$$

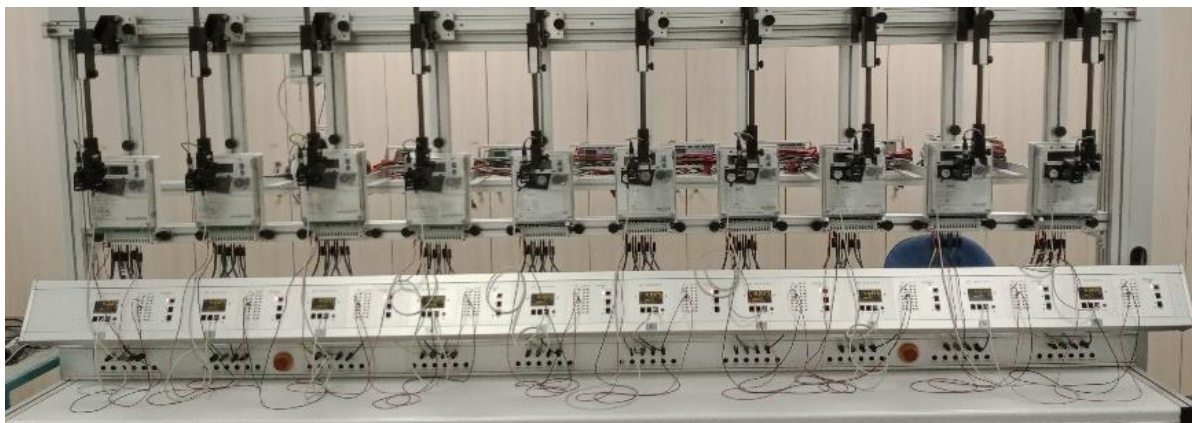
За ово мерење обично се користи оптичка комуникациона глава на испитиваном бројилу која је прикључена на испитну станицу, када постоји комуникациони модул (скрипта) за аутоматско очитавање вредности енергије из регистра екрана бројила. У супротном, очитавање регистра енергије врши се ручно, претраживањем менија са екрана бројила и уносом вредности у управљачки софтвер испитне станице.

Насупрот овој методи која се примењује у КТ-у ЕМС АД, методом задатом према препоруци OIML R 46-1/-2 [4] и међународним стандардима SRPS EN IEC 62053-21:2022 [2], SRPS EN IEC 62053-22:2022 [3], SRPS EN IEC 62053-23:2022 [11], SRPS EN 50470-3:2022 [1] и SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12], било би потребно да се провера регистра (односно провера мерне константе) сваког бројила у низу врши помоћу обезбеђене засебне скенирајуће главе, нпр. за оптичке импулсе. Спољашњи хардвери, тј. скенирајуће главе за истовремено бројање електричних импулса на више бројила, нису обезбеђени. На слици 2 приказано је 10 бројила „А“ (са слике 1) на испитној станици „Б“ у КТ-у ЕМС АД, на којима су, помоћу засебних скенирајућих глава за оптичке импулсе, истовремено мерене њихове тачности за задате мерне тачке. Вршење провера регистара енергије сваког бројила обављено је помоћу оптичких комуникационих глава, очитавањем почетних и крајњих стања регистара енергије бројила.

4.1 Поређење методе провере регистра активне енергије у КТ-у ЕМС АД са захтевима „Правилника о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2 S“

Једначина (9) за грешку регистра која се примењује у КТ-у није у складу са првим пасусом Прилога 3 „Оверавање бројила“, тачком 7 „Провера регистра“ „Правилника о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2 S“ [16], где пише: „Провера регистра врши се тако што се у бројило доведе енергија да би се утврдила једнакост импулсног излаза и регистра енергије.“ Према једначини (9), пореде се у ствари вредности енергије очитане на екрану бројила и енергије измерене помоћу еталона.

У другом пасусу Правилника [16] наведена је иста једначина као једначина (1) из међународне препоруке OIML R 46-1/-2 [4], за коју је у одељку 2.1.3 показано да је приближна (видети једначину (6)), јер да би се добила једначина (1), други члан производа $b[\%] \cdot (1 + \varepsilon_{br})$ у имениоцу количника једначине (6) мора приближно да се изједначи са 1.



Слика 2: Испитна станица „Б“ у КТ-у ЕМС АД на којој се налази 10 бројила „А“ и где је вршено мерење тачности бројила помоћу скенирајућих глава за оптичке импулсе на 10 мерних места истовремено за неку од изабраних мерних тачака у склопу овере бројила (2022. године). Вршене су и провере регистара енергије сваког бројила помоћу оптичких комуникационих глава.

Контрадикторно првом пасусу, у трећем пасусу Правилника [16] пише: „Разлика између задате енергије и очитане енергије на регистру не може бити већа од једне десетине дозвољене грешке при номиналним вредностима.“ Разлика ове две енергије $\Delta\varepsilon_3$ једнака је збиру апсолутне грешке самог бројила $\Delta\varepsilon_{br}$ и апсолутне грешке услед ограничене резолуције регистра енергије бројила $\Delta\varepsilon_R$, као у једначини (10):

$$\Delta\varepsilon_3 = |E_r - E| = |(E_i + \Delta\varepsilon_{ms} + \Delta\varepsilon_{br} + \Delta\varepsilon_R) - (E_i + \Delta\varepsilon_{ms})| = |\Delta\varepsilon_{br} + \Delta\varepsilon_R| \quad (10)$$

где су: E_r – енергија која се очитава из регистра на екрану бројила и

E – енергија која се мери еталоном.

Применом услова провере регистра из трећег пасуса Правилника [16] добија се критеријум за најмању дозвољену енергију која треба да се пропусти кроз бројило на следећи начин:

$$\frac{|E_r - E|}{E} \leq \frac{b}{10} \Rightarrow \frac{|\Delta\varepsilon_{br} + \Delta\varepsilon_R|}{E} \leq \frac{b[\%]}{1000} \Rightarrow E_{min} = \frac{1000 \cdot |\Delta\varepsilon_{br} + \Delta\varepsilon_R|}{b[\%]} \quad (11)$$

где је $\Delta\varepsilon_R$ једнако очигледној резолуцији R бројила, уз претпоставку да нема заокруживања резултата. Једначина (11) се не слаже са једначином (1). Отуда и потиче противречност трећег пасуса са првим и другим пасусом тачке 7 у Прилогу 3 „Оверавање бројила“ из Правилника.

Пример 1: Када се примени једначина (1), која се наводи у другом пасусу Правилника [16] из наслова овог потпоглавља, на електрично бројило класе тачности 0,2S са резолуцијом на три децимална места (у kWh-има), уз претпоставку да нема заокруживања резултата, најмања енергија која треба да се пропусти кроз бројило је 5 kWh.

Када се прорачуна потребно време за проверу једног регистра поменутог бројила, секундарно подешеног, индиректно прикљученог, са назначеном струјом $I_n = 1$ А, назначеном највећом струјом $I_{max} = 2$ А, назначеним фазним напоном $U_n = 57,74$ V и без могућности пребацивања резолуције регистра на 4 децимална места у испитном режиму (као код бројила „А“ на сликама 1 и 2), добија се најмање време за проверу једног регистра активне електричне енергије од 14 h 26 min како је мерено од 1.1.2017. године до 10.9.2021. године у КТ-у ЕМС АД.

Пример 2: Међутим, провера регистра као у КТ-у ЕМС АД, где се грешка регистра енергије прорачунава према једначини (9), примењује се и према међународном стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13] при „овери регистра“, што је већ поменуто у одељку 2.2.2. Међутим, према овом стандарду, најмања потребна улазна енергија бројила прорачунава се као $110 \cdot R$ [14], где је R – очигледна резолуција регистра енергије, без претпоставке о заокруживању резултата. Тако је, на пример, за резолуцију регистра енергије на три децимална места довољно да се доведе енергија од 0,11 kWh. При томе, најмање време за проверу једног регистра активне електричне енергије је 19,05 минута.

Дакле, за исто бројило „А“ као на сликама 1 и 2, најмања потребна енергија која се доводи бројилу у овом примеру је 45,45 пута мања него у примеру 1 (при прорачуну према једначини (1) из „Правилника о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2 S“ [16]).

4.2 Поређење методе провере регистра у КТ-у ЕМС АД са захтевима „Правилника о бројилима реактивне електричне енергије класе тачности 2 и 3“

Што се тиче „Правилника о бројилима реактивне електричне енергије класе тачности 2 и 3“ [17] (из 2014. године), одређење за проверу регистра бројила је исто као у међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], и у погледу методе провере регистра и у погледу најмање енергије која се доводи бројилу према једначини (1), без обзира на то што се међународна препорука OIML R 46-1/-2 [4] односи на бројила активне електричне енергије класе тачности А, В и С, према MID-у. У погледу методе провере регистра, одређење из Правилника [17] одговара провери мерне константе према стандардима: SRPS EN IEC 62053-23:2022 [11] и SRPS EN IEC 62052-11:2022 [12].

Пошто примењивана метода провере регистра у КТ-у ЕМС АД не одговара методи према препоруци OIML R 46-1/-2 [4], већ методи према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13], за замишљена бројила истих особина и подешавања као за бројила „А“ на слици 1, али класе тачности 2 и 3, за времена провере једног регистра енергије добијају се респективно 1 сат и 26,6 минута и 57,73 минута, што је 4,55 пута и 3,03 пута дуже у односу на време од 19,05 минута добијено применом стандарда SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13,14].

4.3 Поређење методе провере регистра према захтевима ранијих прописа и према садашњем „Правилнику о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5S“

Пре ступања на снагу „Правилника о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5S“ [19] за бројила класе тачности А, В и С, до 31.12.2024. године примењивао се Правилник о мерилима [20], Прилог 5, у коме није била непосредно наведена провера регистра бројила. У КТ-у ЕМС АД примењивало се интерно „Упутство за оверавање бројила активне електричне енергије класе тачности В и С“ у коме су метода провере регистра и образац за најмању дозвољену енергију (1) били узети из препоруке OIML R 46-1/-2 [4]. Према томе, за замишљена бројила истих особина и подешавања као за бројила „А“ на слици 1, али класа тачности В и С, времена провере регистра енергије била су прописана респективно 2 сата и 53,2 минута и 5 сати и 46,41 минут, што је било 9,09 пута и 18,18 пута дуже од времена овере једног регистара енергије од 19,05 минута према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13,14].

Пре ступања на снагу „Правилника о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5S“ [19], за бројила класе тачности 2, 1 и 0,5S примењивало се „Метролошко упутство за оверавање електронских (статичких) вишефункцијских бројила електричне енергије“ [18]. У потпоглављу 3.3 овог рада детаљно је описана провера бројчаника из поглавља 3.4 Метролошког упутства [18]. У суштини, било је непосредно задато време испитивања које је 2,5 пута краће него према једначини (1) из препоруке OIML R 46-1/-2 [4], али је метода била посредно задата исказом о времену трајања провере регистра, а ради се о истој методи као у препоруци OIML R 46-1/-2 [4], само уз поређење са 2,5 пута већом грешком при највећој струји испитивања (узетој према тачки 3.2.5.3. овог Метролошког упутства [18]). Према томе, за замишљена бројила истих особина и подешавања као за бројила „А“ на слици 1, али класа тачности 1 и 0,5S, времена провере регистра енергије била су прописана респективно од 1 сата и 9,28 минута и 2 сата и 18,56 минута, што је било веће 3,64 и 7,27 пута од времена овере регистра од 19,05 минута према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13,14].

Што се тиче „Правилника о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5 S“ [19] (који је на снази од 1.1.2025. године), важи следеће:

- У Прилогу 2, у Табели 5, само се за бројила А, В и С одређује метода провере регистра, док се за остала бројила у Табели 5 одређује само време провере регистра. Одређење методе провере регистара електронских бројила класе тачности А, В и С одговара оној из стандарда IEC 62052-11:2022 [12], тј. релативна разлика енергије из регистра бројила и енергије са испитног излаза бројила не сме да буде већа од 1/10 НДГ, при чему се помиње неодређено „испитни излаз“ који може да буде оптички или електрични за даљинско мерење. У КТ-у ЕМС АД користи се неодговарајуће, претерано дуго време провере регистра, прорачунато преко најмање потребне доведене енергије из једначине (1) према препоруци OIML R 46-1/-2 [4], које посредно произилази из дефиниције методе провере мерне константе из стандарда IEC 62052-11:2022 [12] и које не одговара практично примењиваној методи провере регистра у КТ-у ЕМС АД, тако да релативна разлика енергије из регистра и енергије која се мери еталоном буде мања од НДГ бројила.

Због тога су, применом највеће струје, за замишљена бројила истих особина и подешавања као за бројило „А“ са слике 1, али класа тачности В и С, респективно, израчуната времена провере регистра 2 сата и 53,2 минута и 5 сати и 46,41 минут, што би било 9,09 и 18,18 пута веће од времена овере једног регистара од 19,05 минута према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13,14].

- У Прилогу 2, у Табели 5, одређење за време трајања провера регистара електронских бројила класа тачности 1 и 2 је да се испитивање приказивача врши у временским интервалима који нису краћи од 20 секунди. Ово време нема никакве везе ни са једним међународним прописом за те класе бројила. За бројила класе 1, са резолуцијом на три децимална места у kWh-има, ово време је краће 57,16 пута од 19,05 минута, тј. времена за проверу регистра, према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13]. Оно је краће 207,84 пута од времена провере регистра према старом „Метролошком упутству за оверавање електронских (статичких) вишефункцијских бројила електричне енергије“ [18], за замишљена бројила истих особина и подешавања као за бројило „А“ са слике 1, али класе тачности 1.

- У Прилогу 2, у Табели 5, одређење за време провере регистра електронског бројила класе тачности 0,5S је некомплетно, јер се не наводи са чим се пореди енергија са давача импулса за даљинско мерење. Али, ако се претпостави да се ова енергија пореди са енергијом из регистра бројила, пише да тај однос треба да буде најмање 2 %. То је 40 пута већи критеријум него при услову да тај однос не би требало да буде већи од 1/10 класе тачности бројила, што би износило 0,05 % према препоруци OIML-а R 46-1/-2 [4]. Ово значи и 40 пута мање време провере регистра у односу на препоруку OIML R 46-1/-2 [4]. То је 8,66 минута за замишљена бројила истих особина и подешавања као за бројило „А“ са слике 1, али класе тачности 0,5S. Ово је 16 пута краће време провере регистра него према старом Метролошком упутству [18] и нема везе ни са једним међународним прописом. Оно је краће 2,2 пута од времена провере регистра од 19,05 минута према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13,14].

5 ЗАКЉУЧАК

У овом раду проучено је како се провера регистра бројила електричне енергије дефинише према међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], међународним стандардима, чешком пропису, а како према домаћим прописима. Затим је наведено у којој мери је према наведеним прописима усаглашена провера регистра при овери бројила у КТ-у ЕМС АД. Дат је пример електричног бројила „А“ (са слике 1) секундарно подешеног, индиректно прикљученог, са назначеном струјом $I_n = 1\text{A}$, назначеном највећом струјом $I_{max} = 2\text{A}$, назначеним фазним напоном $U_n = 57,74\text{ V}$, са резолуцијом на три децимална места (у kWh-има) и без могућности пребацивања резолуције регистра на 4 децимална места у испитном режиму, при чему се закључује следеће:

1) Велика је разноврсност дефиниција (чак четири) у домаћим правилницима за методе и времена провере регистара бројила електричне енергије класе тачности 0,2S, 0,5S, 1, В и С за бројила активне енергије, као и 2 и 3 за бројила реактивне енергије, чак и противречних у „Правилнику о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2 S“ [16].

2) У Међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4] која је међународни пропис који је једини наведен за бројила активне електричне енергије у Списку нормативних докумената из области мерила [5], при провери регистра енергије, релативна разлика енергије из регистра и енергије са испитног излаза не сме да буде већа од 1/10 НДГ. Најмања енергија која се пропушта кроз бројило, а према којој се одређује време трајања испитивања према овој методи, може да се изведе из услова ове методе, а што је показано у једначинама (3) и (6). Иначе, ова енергија је дата приближном једначином (1) из препоруке OIML R 46-1/-2 [4], која зависи од подешене резолуције бројила и класе тачности бројила. Показано је да се услови провере регистра и провера мерних константи поклапају. У међународном стандарду IEC 62052-11:2022 [12] за сва поменута бројила постоји јединствена дефиниција методе за проверу мерне константе, која је иста као она из препоруке OIML R 46-1/-2 [4]. Домаћи правилници би требали да следе међународну препоруку OIML R 46-1/-2 [4], као и одговарајуће међународне стандарде; међутим, за електронска бројила активне електричне енергије класа тачности 0,2 S, 1, 2 и 0,5S није тако.

3) У КТ-у ЕМС АД примењује се провера регистра енергије која је задата у софтверу којим се управља испитном станицом, приказаном на слици 2. Грешка регистра одређује се као релативна разлика енергије која се добија разликом очитаног крајњег и почетног стања регистра енергије и енергије измерене еталоном, која не сме да буде већа од НДГ бројила (видети једначину (9)). На ову методу мерења односи се међународни стандард SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13]. Према том стандарду, најмања потребна доведена енергија прорачунава се као $110 \cdot R$, па је за секундарно подешено бројило „А“ (са слика 1 и 2) са резолуцијом регистра на три децимална места (у kWh-има) једнака 0,11 kWh и њен прорачун не зависи од класе тачности бројила [14], па би време провере регистра енергије износило 19,05 минута за било коју класу тачности бројила. Међутим, иако не одговара примењиваној методи провере регистра релативним поређењем енергије из регистра и измерене енергије еталоном да резултат не буде већи од НДГ бројила, у КТ-у ЕМС АД користи се једначина (1) која одговара другој методи релативног поређења енергије из регистра и енергије са испитног излаза (електричног или оптичког) да резултат не буде већи од 1/10 НДГ бројила, што нема смисла, јер је време провере регистра изведено према једначини (1) огромно, а не најмање дозвољено за случај провере регистра у КТ-у ЕМС АД.

Према једначини (1) за бројило класе 0,2S описано у првом пасусу Закључка, најмања доведена енергија бројилу је 5 kWh, тј. 45,45 пута је већа него према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13]. Томе одговара трајање испитивања од 14 сати и 26 минута по 1 регистру активне електричне енергије. Овако се у КТ-у ЕМС АД мерило чак преко 4,5 године у прерасподели радног времена од 7 до 15 часова и од 18 до 22 часа, почев од дана ступања на снагу „Правилника о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2S“ [16] 1.1.2017. године. При томе не треба сметнути с ума да се обавезно бар једном годишње, у КТ-у ЕМС АД, између осталог, врше и провере примењених метода контролисања и извештаја о контролисању бројила електричне енергије од стране: 1) Акредитационог тела Србије у поступцима акредитације, обнављања акредитације, редовних надзорних оцењивања или поновних оцењивања и 2) Дирекције за мере и драгоцене метале (ДМДМ) у поступцима Метролошког надзора и овлашћивања тела за обављање послова оверавања мерила. После објављеног рада аутора на спорну тему на конференцији одржаној крајем јуна 2021. године [6], као и примедби наведених у том раду, у захтеву ЕМС АД-а број 900-00-OPP-1566/2021 од 20.7.2021. године упућеном ДМДМ-у наведена је једна од примедби из тог рада да се Закон о раду не поштује у погледу гарантованог дневног одмора запослених од 11 сати непрекидно током 24 часа.

После е-поште аутора ДМДМ-у, са нагласком и на смањено време провере регистра 2,5 пута према чешком пропису за бројила класе 0,2S и његовог објављеног рада на ту тему на конференцији одржаној почетком септембра 2021. године [7], упутством ДМДМ-а од 10.9.2021. године, број 393-4/0-05-2947/2, време изведено помоћу најмање доведене енергије из једначине (1) смањено је 2,5 пута за бројила „А“ класе 0,2S са слика 1 и 2, као у чешком пропису [15] наведеном у потпоглављу 2.3 овог рада. Ако је бројило „А“ активне електричне енергије предвиђено за две тарифе и два смера енергије, потребно је да се испитају чак четири регистра активне енергије при овери бројила, што тренутно може у КТ-у ЕМС АД да траје 23 сата и 6 минута, што опет знатно поскупљује цену овере (иако је пре 10.9.2021. укупно време провере тих регистара било чак 57 сати и 44 минута).

У овом раду се, у случају даље примене у КТ-у ЕМС АД, методе провере регистра тражењем релативне разлике протекле енергије из регистра и протекле енергије измерене еталоном, тако да она не буде већа од НДГ бројила, предлаже смањење времена провере регистра на 19,05 минута према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13]. Пре свега, то се односи на бројила класа тачности 0,2S активне енергије и 2 реактивне енергије, која увелико преовладавају у власништву ЕМС АД-а, јер су према погрешно тумаченим важећим домаћим прописима [16] и [17] та времена тренутно сувише велика (18,18 пута и 4,55 пута су већа него према стандарду [13], респективно). Такође, то се односи и на бројила класа тачности 1 и 0,5S јер су према важећем домаћем пропису [19] та времена можда сувише мала (57,16 пута и 2,2 пута су мања него према стандарду [13], респективно). Према методи провере регистра примењиваној у КТ-у ЕМС АД, превелика су и времена испитивања бројила класа тачности В и С (9,09 и 18,18 пута су већа него према стандарду [13], респективно). За усвајање времена провере регистра од 19,05 минута, као при методи према стандарду SRPS EN IEC 62058-31:2011 [13], за бројила свих разматраних класа тачности, посебно за она која су секундарно подешена, са резолуцијом на три децимална места (у kWh-има), потребна је сагласност ДМДМ-а.

Друга могућност је прелазак у КТ-у ЕМС АД на оригиналну задату методу провере регистра према препоруци OIML R 46-1/-2 [4], поређењем енергије из регистра екрана бројила и енергије са оптичког испитног излаза, пошто испитне станице у КТ-у ЕМС АД имају потребан број скенирајућих глава за истовремено бројање оптичких импулса са оптичких излаза бројила. Тако се проверавају и тачности бројила за разне мерне тачке (као на слици 2). У софтверу за испитне станице такође постоји мерење константе мерила (енгл. „Constant test“) које се обавља са поменутом методом. Тек тада би имало смисла одређивање најмање задате енергије (и преко ње времена испитивања) при провери регистра у КТ-у ЕМС АД према једначини (1) која је директно задата у: 1) међународној препоруци OIML R 46-1/-2 [4], 2) „Правилнику о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2 S“ [16], за активна бројила класе 0,2S (уважавајући и упутство ДМДМ-а за бројила „А“ са слика 1 и 2) и 3) „Правилнику о бројилима реактивне електричне енергије класе тачности 2 и 3“ [17] за реактивна бројила класа 2 и 3, а која је посредно задата у „Правилнику о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5S“ [19] за активна бројила класа А, В и С (видети једначине (1), (3) и (6)).

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] SRPS EN 50470-3:2022 Опрема за мерење електричне енергије – Део 3: Посебни захтеви – Статичка бројила активне енергије наизменичне струје (индекси класа А, В и С), Институт за стандардизацију Србије, 31. 10. 2022.
- [2] SRPS EN IEC 62053-21:2022 „Опрема за мерење електричне енергије – Посебни захтеви – Део 21: Статичка бројила активне енергије наизменичне струје (класа 0,5, 1 и 2), Институт за стандардизацију Србије, 31. 10. 2022.
- [3] SRPS EN IEC 62053-22:2022 „Опрема за мерење електричне енергије – Посебни захтеви – Део 22: Статичка бројила активне енергије наизменичне струје (класа 0,1S, 0,2S и 0,5S), Институт за стандардизацију Србије, 31. 10. 2022.
- [4] OIML R 46-1/-2: Active electrical energy meters. Part 1: Metrological and technical requirements Part 2: Metrological controls and performance tests, 2012.
- [5] Списак нормативних докумената из области мерила, „Службени гласник РС“, број 30/2022.
- [6] Ђ. Дуканац, „Analiza vremena ispitivanja i greške očitavanja pametnih brojila električne energije u zavisnosti od njihovog podešenja“, XXXVI Međunarodno savetovanje „ENERGETIKA 2021“, Zlatibor, Srbija, 22–25. jun 2021., strane 226–232, ISBN 978-86-86199-03-4.
- [7] Ђ. Дуканац, „Анализа времена провере регистара активне електричне енергије и грешке очитавања електричних бројила при различитим начинима подешавања преносних односа мерних трансформатора у бројилима“, XIII саветовање о електро-дистрибутивним мрежама Србије, Врњачка Бања, Србија, од 30.8. до 3.9. 2021. године.
- [8] Ђ. Дуканац, „Optimalno podešavanje rezolucije registra električne energije pametnog brojila“, Energija, ekonomija, ekologija 24 (2), 75-85, 2022.
- [9] Ђ. Дуканац, „Analiza ispunjenosti uslova za mernu nesigurnost sistema za kontrolu pametnih brojila i smanjenje vremena provere registra“, Energija, ekonomija, ekologija 26 (2), 61–70, 2024.
- [10] Harrison, D., Harlow, J., "Introduction to Uncertainty in Physical Measurements", the University of Toronto, Kanada, 2015.
- [11] SRPS EN IEC 62053-23:2022 „Опрема за мерење електричне енергије – Посебни захтеви – Део 23: Статичка бројила реактивне енергије (класа 2 и 3)“, Институт за стандардизацију Србије, 31. 10. 2022.
- [12] SRPS EN IEC 62052-11:2022 „Опрема за мерење електричне енергије – Општи захтеви, испитивања и услови испитивања – Део 11: Мерна опрема“, Институт за стандардизацију Србије, 31. 10. 2022.

- [13] SRPS EN 62058-31:2011 Опрема за мерење електричне енергије (наизменичне струје) — Контрола пријема — Део 31: Посебни захтеви за статичка бројила активне енергије (класа 0,2S, 0,5S, 1 и 2 и индекса класа А, В и С), Институт за стандардизацију Србије, 31.3.2011.
- [14] The Energy Meter Register Resolution, CLOU GLOBAL Technology Co LTD, <https://clouglobal.com/the-energy-register-resolution-for-electronic-meters/>.
- [15] Draft General Measure number: 0111-OOP-C02218 laying down the metrological and technical requirements for legally controlled measuring instruments, including test methods for the type approval and verification of the following legally controlled measuring instruments: ‘electricity meters’, Czech Metrology Institute, 2019.
- [16] Правилник о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2 S, "Службени гласник РС", бр. 104/16.
- [17] Правилник о бројилима реактивне електричне енергије класе тачности 2 и 3, "Службени гласник РС", бр. 118/2013 и 86/2014.
- [18] Метролошко упутство за оверавање електронских (статичких) вишефункцијских бројила електричне енергије, „Гласник ЗМДМ“, бр. 1/07.
- [19] Правилник о оверавању бројила активне електричне енергије класе тачности А, В, С, 2, 1 и 0,5 S, “Службени гласник РС”, бр. 14/2024.
- [20] Правилник о мерилима, „Службени гласник РС“, бр. 3/2018.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.12](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.12)**B5.12****НЕДОСТАЦИ КОРИШЋЕЊА ПАМЕТНИХ БРОЈИЛА КЛАСЕ ТАЧНОСТИ 0,2S,
ФАЗНЕ СТРУЈЕ 1 А И ФАЗНОГ НАПОНА 58 V У ВИСОКОНАПОНСКИМ
ПОСТРОЈЕЊИМА СА ПРИКАЗОМ СЕКУНДАРНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ С
РЕЗОЛУЦИЈОМ НА ТРИ ДЕЦИМАЛНА МЕСТА****DRAWBACKS OF USING SMART METERS OF ACCURACY CLASS 0.2S, PHASE
CURRENT 1 A, AND PHASE VOLTAGE 58 V IN HIGH-VOLTAGE STATIONS THAT
DISPLAY SECONDARY ELECTRICAL ENERGY WITH A RESOLUTION OF THREE
DECIMAL PLACES****Ђорђе Дуканац***

Кратак садржај: Први недостатак употребе бројила из наслова овог рада је читавање секундарне електричне енергије на екрану бројила, која представља кључни податак за наплату електричне енергије. Други недостатак је што ће читана енергија да садржи додатну грешку, приметну при прорачуну техничких губитака енергије у елементима електроенергетског преносног система. Трећи недостатак је повећање времена и цене овере бројила после 1.1.2017. године, посебно у случају када она немају могућност рада у испитном режиму са резолуцијом већом од три децимална места. Биће размотрено упутство Дирекције за мере и драгоцене метале, помоћу којег је, после више од 4,5 године, дошло до смањења времена провере регистра активне енергије ових бројила 2,5 пута, као и зашто је оно и даље превелико. У овом раду биће предложени начини за решавање четири детаљно анализирана недостатака коришћења паметних бројила из његовог наслова.

Кључне речи: електрична енергија, највећа дозвољена грешка (НДГ), читавање секундарне електричне енергије, овера бројила, паметно бројило, резолуција на три децимална места.

Abstract: The first disadvantage of using the meters from the title of this paper is the reading of secondary electrical energy on the meter screen, which is key data for electricity billing. The second disadvantage is that the energy read will contain an additional error, noticeable when calculating technical energy losses in the elements of the electric power transmission system. The third disadvantage is the increase in time and cost of verifying meters after January 1, 2017, especially in cases where they cannot operate in test mode with a resolution greater than three decimal places. The instruction of the Directorate for Measures and Precious Metals will be discussed, with the help of which, after more than 4.5 years, the time for checking the active energy register of these meters was reduced by 2.5 times, as well as why it is still too long.

* Ђорђе Дуканац, Акционарско друштво "Електромрежа Србије" Београд, djordje.dukanac@ems.rs

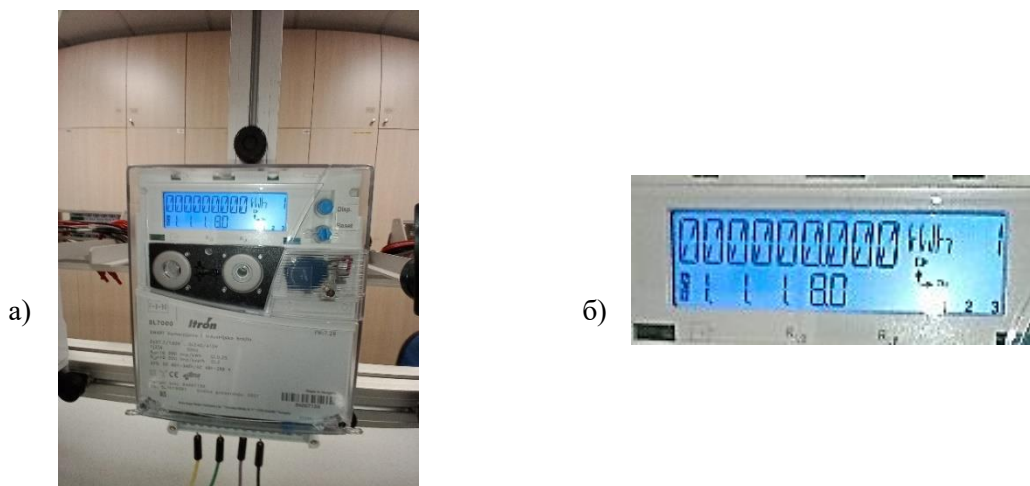
This paper will propose ways to address the four thoroughly analysed shortcomings of using smart meters from its title.

Key words: *electrical energy, maximum permissible error (MPE), secondary electrical energy reading, meter verification, smart meter, resolution to three decimal places*

1 УВОД

У овом раду износе се разлози против подешавања индиректно прикључених бројила активне електричне енергије класе 0,2S у електроенергетским (ЕЕ) постројењима у Србији на секундаран начин (са читавањем електричне енергије са секундара мерних трансформатора), с резолуцијом читавања електричне енергије на три децимална места у kWh-има, и нуде се повољнија решења.

Пре свега, разматраће се електрична бројила код којих не постоји могућност пребацивања на испитни режим рада за привремени приказ активне електричне енергије са резолуцијом већом од три децимална места. Пример таквог бројила „А“, које се већ дуго користи у оператору преносног система Акционарског друштва „Електромрежа Србије“ (ОПС-у ЕМС АД), приказан је на слици 1а. На многим мерним местима у различитим ЕЕ постројењима у Републици Србији, у власништву ОПС-а ЕМС АД, има још доста монтираних, и старих и новијих, електричних бројила „А“, са највећом могућом резолуцијом регистара енергије на три децимална места на екрану бројила, као на слици 1б. Први пут су коришћена у ЕМС АД-у са годином производње из 2004. године.



Слика 1: а) Бројило „А“, класе тачности 0,2S активне енергије, за индиректно прикључење, секундарно подешено у kWh-има, са назначеним подацима: фазни напон 57,74 V, струја 1 A, највећа струја 2 A и константа бројила 10000 imp./kWh. Највећа резолуција регистра енергије екрана овог бројила је на 3 децимална места у радном режиму. Оно нема испитни режим за повећање резолуције регистра енергије при његовој провери. Снимак је из КТ-а ЕМС АД са испитне станице „Б“. б) Увећани 9-цифрени екран бројила „А“.

2 ПРВИ НЕДОСТАТАК У ОЧИТАВАЊУ СЕКУНДАРНО ПОДЕШЕНОГ БРОЈИЛА НА ТРИ ДЕЦИМАЛНА МЕСТА У КИЛОВАТЧАСОВИМА, КЛАСЕ ТАЧНОСТИ 0,2S, У ПОГЛЕДУ ПОУЗДАНОСТИ ОБРАЧУНА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Према „Правилима о раду преносног система“ [1], обрачунска константа се одређује као неименовани број који се добија множењем преносних односа напонских и струјних мерних трансформатора на мерном месту, а која се користи да би се секундарне вредности енергије и снаге, измерене на бројилу, превеле у стварне примарне вредности енергије и снаге. Обрачунске константе за електричну енергију и снагу су на одговарајући начин унете у апликације за обрачун и могу се мењати само преко посебног писменог налога који издаје ЕМС АД на основу записника о промени обрачунске константе, сачињеног између овлашћених представника ЕМС АД-а и корисника преносног система. Даље се наводи да је ЕМС АД одговоран за чување, односно ажурирање конфигурације мерне опреме, тако да она увек буде компатибилна са карактеристикама места прикључења. ЕМС АД писмено обавештава корисника преносног система о променама конфигурације бројила. Радну конфигурацију бројила ЕМС АД доставља кориснику преносног система као документ на његов захтев.

2.1 Расправа у вези са коришћењем података за обрачун електричне енергије са екрана секундарно подешених бројила у ЕМС АД-у

У ЕМС АД-у се прибегава подешавању бројила на секундарни начин са преносним односом 1:1 за преносне односе и струјних и напонских мерних трансформатора. Ово повлачи за собом уношење обрачунских константи, као што је наведено у уводу Поглавља 2, у одговарајуће корисничке програме за обрачун електричне енергије.

У Сектору за обрачунско и контролно мерење, у коме се врши подешавање параметара бројила пре њихове овере (што подразумева и стављање државних жигова на бројила), лакше је у свим бројилима да се унесе преносни односи 1:1, него да се разматра који су посебни преносни односи струјних и напонских мерних трансформатора на сваком мерном месту у ЕЕ постројењима.

С друге стране, у Сектору за обрачун електричне енергије и приступ преносном систему, ради обрачуна, мора да се зна да ли је правилно унета обрачунска константа у апликацијама за обрачун електричне енергије за свако мерно место посебно. При томе, приступ тим корисничким софтверима није физички обезбеђен, као што је то случај са законски релевантним софтвером бројила, где је одређеним параметрима физички онемогућен приступ помоћу жигова постављених на кућиште бројила. Да би били промењени, код бројила је за одређене параметре, међу којима спадају преносни односи струјних и напонских мерних трансформатора, потребно извршити и физичку манипулацију с хардвером који се налази испод заштићеног кућишта бројила.

Ако се бројила секундарно подешавају, није доследно испуњена реченица из „Правила о раду преносног система“: „ЕМС АД је одговоран за чување, односно ажурирање конфигурације мерне опреме, тако да она увек буде компатибилна са карактеристикама места прикључења.“ Конфигурација бројила није компатибилна са карактеристикама места прикључења ако се у њој задају преносни односи 1:1 који не одговарају стварним преносним односима мерних трансформатора на месту прикључења.

Пошто се најчешће на бројилима у власништву ЕМС АД-а читава секундарно измерена енергија и накнадно множи са обрачунском константом задатом у корисничким програмима за обрачун електричне енергије, за њу не постоји физичка заштита као за унете преносне односе у сваком бројилу. Уместо тога, поузданије би било да се бројила примарно подешавају са унетим стварним преносним односима мерних трансформатора у законски релевантном софтверу бројила, тако да електрична енергија може непосредно да се читава са екрана бројила као стварна енергија која се троши на мерном месту у ЕЕ постројењу. Законски релевантан софтвер бројила је физички заштићен државним жиговима постављеним на бројило од накнадних преправки критичних параметара, као што су преносни односи.

Када би се читавала примарна енергија из регистра екрана бројила у ЕЕ постројењу, кориснику преносног система било би довољно да се достави доказ о подешавањима параметара (тј. радној конфигурацији) бројила, са примењеним нивоима заштите кључних података, једном у 8 година за индиректно прикључена бројила, а ако има ванредних овера, и чешће, као и доказе о правилно читаној примарној енергији са мерног места у сваком обрачунском периоду. Преносни односи мерних трансформатора (тј. обрачунска константа за енергију) били би физички заштићени у сваком бројилу помоћу државних жигова, тј. ником не би могао да буде омогућен приступ тим подацима без насилног скидања државних жигова.

3 ДРУГИ НЕДОСТАТАК У ОЧИТАВАЊУ СЕКУНДАРНО ПОДЕШЕНОГ БРОЈИЛА НА ТРИ ДЕЦИМАЛНА МЕСТА У КИЛОВАТЧАСОВИМА, КЛАСЕ ТАЧНОСТИ 0,2S И НАЗНАЧЕНЕ СТРУЈЕ 1 А, У ПОГЛЕДУ ГРЕШКЕ У ПРОРАЧУНУ ТЕХНИЧКИХ ГУБИТАКА НА ПРЕНОСНИМ ЕЛЕМЕНТИМА ЕЕС-а

Неусаглашеност сатне вредности производње и сатне вредности потрошње електричне енергије саставни је део рада ЕЕС-а. Зато је важно да се раде прецизне прогнозе губитака електричне енергије у преносном систему. На тај начин би се правовремено прорачунао очекивани мањак, односно вишак електричне енергије, и осмислио начин како да се мањак електричне енергије надокнади, односно вишак електричне енергије потроши или прода.

Укупна грешка бројила састоји се од случајне грешке бројила, грешке услед мерне опреме и грешке услед ограничене резолуције регистра енергије екрана бројила. На прве две грешке не може да се утиче, јер респективно зависе од унутрашњих особина самог бројила и мерне опреме, али на трећу грешку може да се утиче другачијим подешавањем резолуције и јединице енергије у регистру екрана бројила, што ће да буде објашњено у 5. поглављу.

3.1 Прорачун релативне грешке техничких губитака за различите преносне елементе ЕЕС-а услед ограничене резолуције регистара укупне активне енергије и регистара енергије по тарифама на три децимална места у kWh-овима на екранима бројила

Претпоставља се уобичајено трофазно бројило електричне енергије у ЕЕ постројењима 110 kV, 220 kV и 400 kV, за индиректно прикључење, секундарно подешено, за назначени међуфазни напон 100 V, назначену струју 1 А, назначену највећу струју 2 А и класу тачности 0,2S.

При секундарном подешавању бројила на три децимална места у kWh-има и мерној константи бројила од најмање 10000 imp./kWh (која се увек јавља у бројилима у власништву ОПС-а ЕМС АД), релативна грешка услед ограничене резолуције, нпр. регистра укупне активне електричне енергије (e_{rs1}), добија се дељењем апсолутне грешке услед ограничене резолуције регистра активне електричне енергије (Δe_{rs1}) у односу на укупну секундарну електричну енергију која је протекла кроз електрично бројило за месец дана (30 дана) (E_{1m}^S), при $\cos \varphi = 0,97$, тј.:

$$e_{rs1} = \frac{\Delta e_{rs1}}{E_{1m}^S} = \frac{s \cdot e_{min}}{\sqrt{3} \cdot U_{l1}^S \cdot I_{f1}^S \cdot \cos \varphi \cdot T} = \frac{\frac{1}{2} \cdot 0,001 \cdot 10^3 Wh}{\sqrt{3} \cdot 100 V \cdot 1 A \cdot 0,97 \cdot 720 h} = 4,133 \cdot 10^{-4} \% \quad (1)$$

где су:

s – коефицијент којим се множи резолуција регистра енергије екрана бројила, и који је једнак $\frac{1}{2}$ за вредност мерне константе бројила 2000 imp./kWh и више, за очигледну резолуцију R на 3 децимална места у kWh-овима;

e_{min} – најмања резолуција регистра енергије бројила на три децимална места у kWh-овима;

U_{l1}^S – секундарни линијски напон [V];

I_{f1}^S – секундарна фазна струја [A];

T – период мерења у [h] за месец дана (30 дана).

За назначене секундарне вредности трофазних струја и напона, при једном читавању бројила за 1 месец на једном мерном месту, релативна грешка при секундарном подешавању бројила услед ограничене резолуције регистра укупне активне електричне енергије је иста као и дата релативна грешка сведена на примарну страну и износи $\pm 4,13 \cdot 10^{-4} \%$. Ако се тражи протекла електрична енергија кроз бројило на једном мерном месту за месец дана, тада се претходна релативна грешка удвостручава и износи $\pm 8,27 \cdot 10^{-4} \%$.

Ако се разматра разлика у укупним активним електричним енергијама на крајевима преносног вода назначеног напона 400 kV, 220 kV или 110 kV, или енергетског трансформатора преносног односа 400/220 kV, 400/110 kV или 220/110 kV, тада се удвостручује и претходна релативна грешка. Према томе, услед секундарног подешавања бројила у kWh-има и ограничене резолуције на три децимална места регистра укупних активних електричних енергија бројила на оба краја датог преносног елемента ЕЕС-а, релативна грешка техничких губитака на неком од тих елемената, сведена на примарну страну, износи $\pm 1,653 \cdot 10^{-3} \%$ примарне месечне укупне активне електричне енергије протекле кроз разматрани преносни елемент ЕЕС-а.

Узимајући у обзир главне делове уобичајене мреже за пренос електричне енергије, просечне вредности губитака електричне енергије у различитим преносним елементима ЕЕС-а су:

(1 – 2) % – за енергетски трансформатор подизач напона од генератора до преносног вода или енергетски трансформатор спуштач напона са преносног вода на дистрибутивну мрежу;

(2 – 4) % – за преносни вод (преносни далековод или кабл).

У односу на просечне вредности губитака електричне енергије, разматрана релативна грешка техничких губитака на неком преносном елементу ЕЕС-а, због секундарног подешавања бројила и ограничене резолуције регистара енергије екрана бројила на три децимална места у kWh-овима, биће:

1. (50 – 100) пута већа од претходно израчунате за енергетски трансформатор подизач напона од генератора до преносног вода или спуштач напона са преносног вода на дистрибутивну мрежу, односно износиће $\pm(0,0827 - 0,1653) \%$ просечних губитака активне енергије, претпостављајући средње оптерећење бројила од 100 % назначене вредности снаге;
2. (25 – 50) пута већа од претходно израчунате за преносни вод, односно износиће $\pm(0,0413 - 0,0827) \%$ просечних губитака активне електричне енергије, претпостављајући средње оптерећење бројила од 100 % назначене вредности снаге.

Ако се претпостави просечно оптерећење бројила од 50 % назначене вредности снаге током века трајања трансформатора [2] или преносног вода [3], биће двоструко већа разматрана релативна грешка техничких губитака на неком преносном елементу ЕЕС-а, због секундарног подешавања бројила и ограничене резолуције регистара укупне енергије екрана на три децимална места у kWh-има за бројила на крајевима датог преносног елемента ЕЕС-а, тј.:

1. за енергетски трансформатор подизач напона од генератора до преносног вода или спуштач напона са преносног вода на дистрибутивну мрежу износиће $\pm(0,1653 - 0,3307) \%$ просечних губитака активне енергије на трансформатору;
2. за преносни вод износиће $\pm(0,0827 - 0,1653) \%$ просечне активне енергије губитака на датом преносном воду.

Последње две наведене разматране релативне грешке техничких губитака израчунате су на појединим преносним елементима ЕЕС-а за регистре укупне активне електричне енергије, нпр. за једнотарифна бројила (где је прво бројило постављено, нпр. на првом мерном месту енергије на излазу из електране). Међутим, пошто су при обрачуна цене губитака енергије битне вредности активних енергија из регистара, посебно за вишу и нижу тарифу, због секундарног подешавања бројила и ограничене резолуције тарифних регистара у kWh-има на три децимална места, релативне грешке техничких губитака ће да буду двоструко веће, под претпоставком да у просеку тарифни регистри деле оптерећење по пола (тј. мере по пола електричне енергије потрошене у току једног дана).

3.2 Расправа у вези с коришћењем података за прогнозу губитака електричне енергије у преносном ЕЕС-у, са екрана секундарно подешених бројила, са резолуцијом на три децимална места, у kWh-има у ЕМС АД-у

Може да се закључи да су, за енергетске трансформаторе и преносне водове, релативне грешке техничких губитака услед ограничене резолуције тарифних регистара електричне енергије секундарно подешених бројила, са резолуцијом на три децимална места у kWh-има, у добијеним опсезима чак и много веће од НДГ-а код електричних бројила за класу тачности 0,2S на крајевима датог преносног елемента ЕЕС-а.

4 ТРЕЋИ НЕДОСТАТАК У ПОГЛЕДУ ПРЕДУГАЧКОГ ТРАЈАЊА ПРОВЕРЕ РЕГИСТРА ЕКРАНА СЕКУНДАРНО ПОДЕШЕНОГ БРОЈИЛА „А“ НА ТРИ ДЕЦИМАЛНА МЕСТА У КИЛОВАТ-САТИМА, У ПОГЛЕДУ ИЗАБРАНЕ МЕТОДЕ И КРИТЕРИЈУМА ПОД КОЈИМ СЕ ТА ПРОВЕРА ВРШИ У КТ-у ЕМС АД

У овом поглављу биће описани проблеми са предугачким временом трајања провере регистра активне електричне енергије екрана секундарно подешеног бројила „А“, са резолуцијом на три децимална места у kWh-има, на основу података са слике 1.

У другом пасусу „Правилника о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2S“ [4] наводи се критеријум за минималну енергију за проверу регистра према једначини (2):

$$E_{min} = \frac{1000 \cdot R}{b} [Wh] \quad (2)$$

где су:

R – резолуција регистра енергије изражена у [Wh];
 b – највећа дозвољена грешка (НДГ) изражена у [%].

У трећем пасусу домаћег Правилника [4] пише: „Разлика између задате енергије и очитане енергије на регистру не може бити већа од једне десетине дозвољене грешке при номиналним вредностима.“

Друга, али исправна метода из које се стварно изводи једначина (2) за најмању дозвољену енергију која се доводи бројилу, прописана је у препоруци OIML R 46-1/-2 [5] и стандарду SRPS EN IEC 62052-11:2022 [6], а односи се на тражење релативне разлике енергије из регистра енергије екрана бројила и енергије са испитног излаза бројила, тако да она буде мања од 1/10 НДГ-а. Чешки пропис [7] задаје исту методу „провере бројача“ као наведени документи, али је критеријум 2,5 пута блажи (тј. 1/4 НДГ-а) за бројила класе 0,2S.

Према методи провере регистра у КТ-у ЕМС АД примењиваној до 10.9.2021. године, за секундарно подешено бројило „А“ са радном резолуцијом регистра енергије на три децимална места, са подацима на слици 1, применом једначине (2) добија се за најмању дозвољену енергију 5 kWh, а за најмање непрекидно време провере једног регистра 14 сати и 26 минута, не узимајући у обзир заокруживање резултата у регистру енергије (тј. за $R = 0,001 kWh$). Када постоје две тарифе и два смера енергије (што је најчешћи случај), провера свих регистара активне енергије трајала је укупно 57 сати и 44 минута. На слици 2 приказана је „грешка у укупној активној електричној енергији у регистру екрана бројила“ добијена приликом оверавања једног бројила „А“ 2018. године.

На слици 3 приказано је упутство које је Дирекција за мере и драгоцене метале (ДМДМ) послала ЕМС АД-у 10.9.2021. године (после објављеног рада аутора [8] и званичног захтева из ЕМС АД-а), број 393-4/0-05-2947/2, према коме је време провере регистра активне енергије, изведено помоћу најмање доведене енергије из једначине (2), смањено 2,5 пута за бројила „А“ класе 0,2S са слике 1, као у чешком пропису [7], али уз доказивање које се односи на потребну проширену мерну несигурност мерног система за преглед бројила.

Ukupna energija	P+	
1.8.0 Pocetak	000000,008	kWh
1.8.0 Kraj	000005,021	kWh
Greska	+0,112 %	OK

Слика 2: Исечак из извештаја о контролисању бројила из 2018. године, где се види задавана енергија од 5 kWh за проверу регистра укупне активне електричне енергије бројила у КТ-у ЕМС АД. Задавање енергије од 5 kWh код бројила „А“ трајало је од 1.1.2017. до 10.9.2021.

У вези са скраћењем времена тестирања регистара активне електричне енергије бројила произвођача ITRON, тип SL7000, са следећим основним карактеристикама: референтни напон 57,7 V, референтна струја 1 A, максимална струја 2 A, класа тачности 0,2S, формат бројчаника 6 целих и 3 децимална места и резолуција бројчаника 0,001 kWh, због поштовања одредби Закона о раду („Службени гласник РС”, бр. 24/05, 61/05, 54/09, 32/13, 75/14, 13/17 – одлука УС, 113/17 и 95/18 – аутентично тумачење) које се односе на право запосленог на дневни одмор у оквиру 24 часа непрекидном трајању од најмање 11 часова, могуће је скратити време тестирања, а да се не наруши тачност мерења електричне енергије.

Наиме, у члану 1. Прилога 3 ОВЕРАВАЊЕ БРОЈИЛА Правилника о бројилима електричне енергије класе тачности 0,2S („Службени гласник РС”, број 104/16) прописано је да еталони и мерна опрема који чине мерни систем за преглед бројила имају одговарајућу тачност тако да проширена мерна несигурност мерног система за преглед бројила буде најмање три пута мања од највеће дозвољене грешке бројила.

Задавањем минималне електричне енергије у износу од 2 kWh (добија се четири пута већа тачност од дозвољене грешке бројила, тиме је задовољен наведен услов) скраћује се време испитивања регистара енергије, тако да износи 5,77 h.

Слика 3: Снимак из упутства ДМДМ-а, број 393-4/0-05-2947/2, послатог КТ-у ЕМС АД, са датумом 10.9.2021. године.

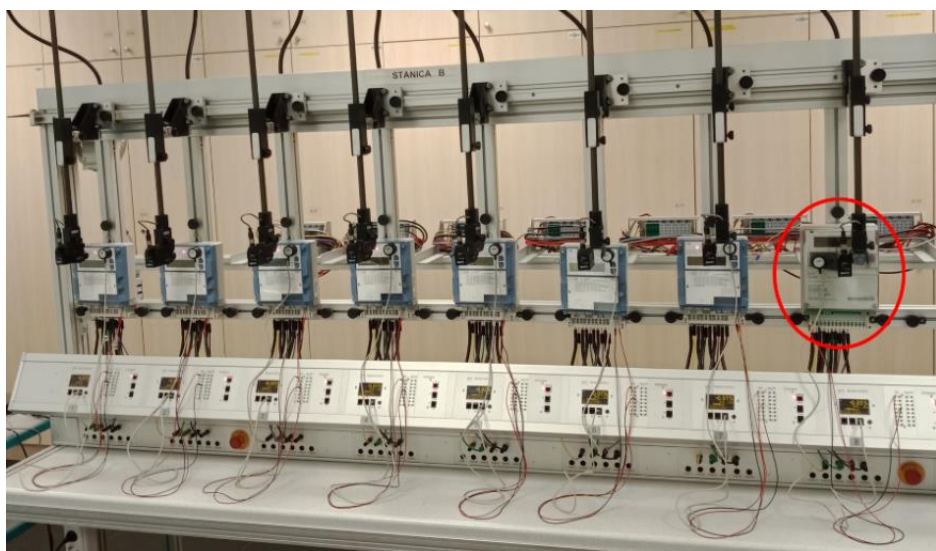
Непотпуност овог образложења ДМДМ-а са слике 3 огледа се у томе што се не помиње метода провере регистра која се примењује у КТ-у ЕМС АД, а која одговара 3. пасусу из Правилника [4], јер када би се та метода узела у обзир, предложено време провере би и даље било нерационално велико. У правој методи према OIML R 46-1/-2 пореде се величине енергије које мери само бројило, тј. енергије добијене у његовом регистру екрана и енергије добијене на његовом испитном излазу, што нема непосредне везе са мерним системом, јер се пореди измерена вредност енергије са бројилом на два његова излаза, тј. екрану бројила и испитном излазу. У [9] је доказано да проширена мерна несигурност мерног система испитне станице „Б“ (при чему је испитна станица „А“ од истог произвођача) у КТ-у ЕМС АД не прелази 12,7 % НДГ-а бројила за разне мерне тачке, што је за 20,6 % мање од највећег услова за проширену мерну несигурност мерног система, којим је дозвољено одступање до 33,3 % НДГ-а бројила.

Иначе, метода мерења у КТ-у ЕМС АД је непрецизна јер, у односу на методу мерења задату према препоруци OIML R 46-1/-2 [5] и стандарду SRPS EN IEC 62052-11:2022 [6], садржи велику неодређеност у погледу случајне грешке бројила. Ова неодређеност је утолико већа што је време мерења дуже.

Проблематичне су у погледу трошкова прва, периодична (на осам година) и ванредна овера бројила „А“ са слике 1, јер су оне, према „Ценовнику бр. 10“ из августа 2023. године, који је издао ЕМС АД, 1,53 пута скупље него овере бројила „Б“, „В“, „Г“ и „Д“, са истом константом бројила 10000 imp./kWh, назначеним подацима, са секундарним подешавањем и резолуцијом регистра енергије на три децимална места у kWh-има у радном режиму.

4.1 Пример истовременог испитивања седам бројила „Б“ и једног бројила „А“ везаних редно на испитној станици у истом мерном колу са истим назначеним вредностима и спрегом

На слици 4 приказан је низ бројила где је првих 7 бројила „Б“ (серије 3), а 8. је бројило „А“ (описано већ на слици 1) испред којих су постављене скенирајуће главе за оптичке импулсе коришћене за проверу тачности бројила за разне мерне тачке (комбинације струја, фактора снаге и броја фаза при назначеном напону напајања). На њих су постављене оптичке комуникационе главе за читавање почетних и крајњих стања на регистрима бројила у посебном мерењу „провери регистра“ задатом у управљачком софтверу SAMACAL (ако постоје комуникациони модули, тј. скрипте). Бројила „Б“ су секундарно подешена са резолуцијом на три децимална места и са истим назначеним величинама (класом тачности, назначеним напонам, назначеном струјом и назначеном највећом струјом) и спрегом као бројило „А“ на слици 1, али имају могућност пребацивања на режим на четири децимална места при провери регистра подешеног у радном режиму на три децимална места. Због тога имају и 10 пута краће време провере регистра енергије екрана него бројило „А“, које нема испитни режим за привремено подешавање на већу резолуцију. Везивање ових бројила у један низ урађено је ради уштеде укупног времена испитивања свих ових бројила, које је вршено 2023. године.



Слика 4: Низ од 8 бројила, где је првих 7 бројила „Б“, а 8. је бројило „А“ (уоквирено црвеном линијом). Бројила „Б“ су истих назначених величина и спреге као бројило „А“, али имају могућност пребацивања на режим са четири децимална места при провери регистра енергије подешеног у радном режиму на три децимална места, па тако и 10 пута краће време провере.

5 РАЗЛОЗИ ЗА ПРИМАРНО ПОДЕШАВАЊЕ БРОЈИЛА „А–Д“, ИЛИ СЕКУНДАРНО ПОДЕШАВАЊЕ БРОЈИЛА „Б–Д“, СА РЕЗОЛУЦИЈОМ РЕГИСТРА ЕНЕРГИЈЕ НА БАР ЈЕДНОМ ИЛИ ПРЕКО ТРИ ДЕЦИМАЛНА МЕСТА, РЕСПЕКТИВНО, РАДИ УБЛАЖАВАЊА ДРУГОГ И ТРЕЋЕГ НЕДОСТАТКА ИЗ ПОГЛАВЉА 3 И 4

Постоји други начин да резултат измерене активне електричне енергије буде приказан на екрану електричног бројила, тј. као тражена енергија са примарних страна струјних и напонских мерних трансформатора.

У самом бројилу требало би да се подешавају стварни преносни односи мерних трансформатора, као што постоје на мерном месту где је уграђено бројило, чиме би се решио и први недостатак из поглавља 2. Приказана енергија на екрану бројила представљала би стварно измерену „примарну“ енергију, тј. „секундарну“ енергију помножену у самом бројилу са преносним односима мерних трансформатора на мерном месту, унапред унетим у законски релевантни софтвер бројила, тако да се преносним односима не може приступити без нарушавања државних жигова. Стварно протекла примарна активна електрична енергија на мерном месту, добијена као разлика два стања очитана у регистру енергије екрана бројила у периоду од месец дана, директно би се користила за потребе месечног обрачуна електричне енергије и губитака електричне енергије, као и прогнозу губитака. Јединица мерења активне електричне енергије у овом случају била би подешена у MWh-има.

5.1 Решавање дилеме о томе да ли регистри активне енергије примарно подешених бројила „Б“ и „В“ са осам цифара у власништву ЕМС АД-а могу да прикажу најмању потребну енергију за 1500 сати рада бројила са највећом дозвољеном струјом, назначеним напоном и фактором снаге 1

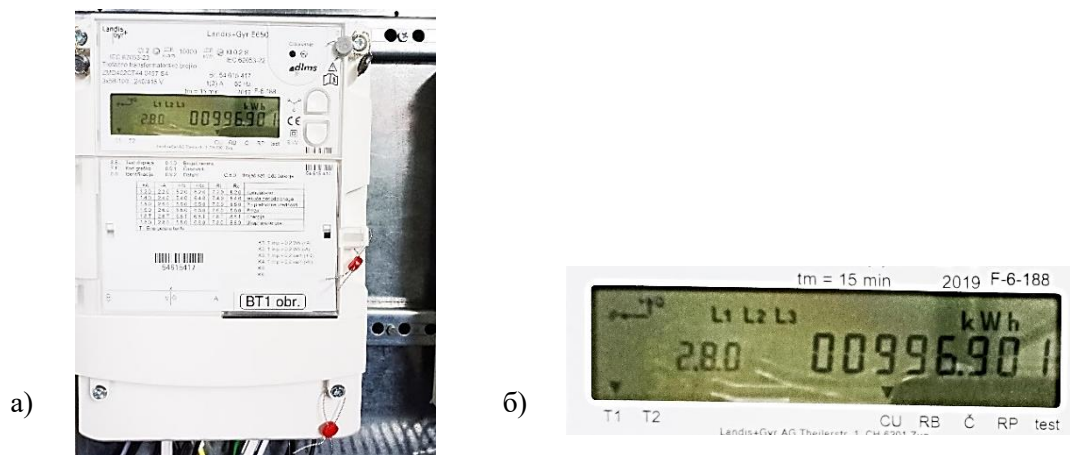
Према „Правилнику о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2S“ [4] у подтачки 3.2., тачке 3. „Технички захтеви“, Прилога 1 „Захтеви за бројила“, пише: „Регистар бележи и приказује, почевши од нуле, најмање 1500 сати вредности енергије која одговара максималној електричној струји на референтном електричном напону и $\cos \varphi = 1$.“

Да не би било сумње, у овом раду провериће се на неколико примера преносних односа струјних и напонских мерних трансформатора за напоне 400 kV, 220 kV и 110 kV да ли је испуњен напред наведени захтев из Правилника [4] за сва бројила у власништву ЕМС АД-а, са назначеним подацима: класе тачности 0,2S активне енергије, струје 1 А, највеће струје 2 А и линијског напона 100 V.

Као угледни узорци, узеће се бројила „Б“ и „В“ јер имају осмоцифрени регистар енергије, са назначеним подацима као у претходном пасусу, која су секундарно подешена са резолуцијом регистара активне енергије на три децимална места у kWh-има. Ова бројила имају испитни режим за привремено пребацивање рада са резолуцијом на 4 децимална места при провери тачности показивања регистара енергије на екрану бројила. Такође, имају могућност подешавања регистара енергије да у радном режиму буде са резолуцијом на 4 децимална места. Бројило „Б“ је приказано на слици 5 (серије 4, са белим кућиштем), а бројило „В“ је приказано на слици 6а.

Први пример је мерење електричне енергије на примарној страни трофазног енергетског трансформатора (нпр. TP2 300 MVA, 400/115±8*1,25%/10,5 kV у ТС 400/110 kV Сомбор) или на далеководу 400 kV, при чему је преносни однос напонских мерних трансформатора $400/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}$ kV, а преносни однос струјних мерних трансформатора $2 \cdot 500\text{A}/1\text{A}$.

Други пример је мерење електричне енергије на примарној страни трофазног енергетског трансформатора (нпр. TP6 250 MVA, 220/110/10 kV у ТС 220/110/35 kV Београд 5) или на далеководу 220 kV, при чему је преносни однос напонских мерних трансформатора $\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV, а преносни однос струјних мерних трансформатора $2 \cdot 600\text{A}/1/1/1\text{A}$.



Слика 5: а) Бројило „Б“ (серије 4, са белим кућиштем) снимљено у раду у разводном постројењу РП 400 kV Ђердап 1 (у децембру 2022. године). б) Увећани 8-цифрени екран бројила „Б“ у радном режиму, где је резолуција регистра укупне активне енергије у негативном смеру подешена на 3 децимална места.

Трећи пример је мерење електричне енергије на секундарној страни трофазног енергетског трансформатора (нпр. TP6 250 MVA, 220/110/10 kV у TC 220/110/35 kV Београд 5) или на далеководу 110 kV (нпр. ДВ 110 kV, бр.151/5, ПРП Алибунар – TC Алибунар) или на секундарној страни трофазног енергетског трансформатора (нпр. TP2 300 MVA, 400/115±8*1,25%/10,5 kV у TC 400/110 kV Сомбор), при чему је преносни однос напонских мерних трансформатора $110/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}$ kV, а преносни однос струјних мерних трансформатора 2·750A/1/1/1A.

Најмања енергија коју треба да забележи примарно подешени регистар активне енергије за 1500 сати, која одговара максималној електричној струји на референтном електричном напону и $\cos\varphi=1$, је:

1) $2078461,0 \text{ MWh} < 9999999,9 \text{ MWh}$ код бројила „Б“ и „В“ (са форматом регистра енергије 7.1). Према томе, 4,81 пута је већи капацитет регистра активне енергије бројила у односу на најмању енергију која треба да се забележи, односно бројило би могло да ради са највећом струјом 7215 сати или 9,88 месеци. Са 50 % оптерећења, значи да би бројило радило 3,29 година до попуне капацитета регистра укупне активне енергије, односно до поновног бројања од нуле.

2) $1371784,2 \text{ MWh} < 9999999,9 \text{ MWh}$ код бројила „Б“ и „В“ (са форматом регистра енергије 7.1). Према томе, 7,29 пута је већи капацитет регистра активне енергије бројила у односу на најмању енергију која треба да се забележи, односно бројило би могло да ради са највећом струјом 10935 сати или 1,25 година. Са 50 % оптерећења, значи да би бројило радило 5 година до попуне капацитета регистра укупне енергије, односно до поновног бројања од нуле.

3) $857365,15 \text{ MWh} < 9999999,9 \text{ MWh}$ код бројила „Б“ и „В“ (са форматом регистра енергије 7.1). Према томе, 11,66 пута је већи капацитет регистра активне енергије бројила у односу на најмању енергију која треба да се забележи, односно бројило би могло да ради са највећом струјом 17490 сати или 2 године. Са 50 % оптерећења, значи да би бројило радило 8 година до попуне капацитета регистра укупне енергије, односно до поновног бројања од нуле.

Бројила „Г“ и „Д“ на сликама 6б и 6в, респективно, су од истог произвођача као бројила „Б“ и „В“, са могућношћу приказа резултата у регистрима енергије са радном резолуцијом на 4–5 децималних места и са испитним режимом за привремено подешавање резолуције на 4–5 децималних места (ако су у радном режиму подешена на мању резолуцију). У односу на бројила „Б“ и „В“, на сликама 5 и 6а, респективно, која имају 8-цифрене регистре активне енергије на екрану бројила, бројила „Г“ и „Д“ имају 10-цифрене регистре активне енергије на екрану. Ова бројила су ове године набављена (49 бројила „Г“, од којих су 39 за назначену струју од 1 А и 24 бројила „Д“ за назначену струју од 1 А) и предвиђена су да буду монтирана на мерним местима која контролише ОПС ЕМС АД. Бројила „В“ и „Д“ се користе за међудржавну размену енергије. Бројило „Д“ сматра се бројилом за производњу и пренос електричне енергије са изузетном прецизношћу и испуњава захтеве за квалитет електричне енергије за сертификацију класе А (према стандарду IEC 61000-4-30).

5.2 Грешка услед ограничене резолуције регистра енергије екрана примарно подешених бројила „Б–Д“ на једно децимално место у мегават-сатима

Могуће унутрашње константе за електрично бројило „Б“ на слици 5 су из скупа [500; 1000; 2000; 5000; 10000; 20000; 40000; 50000; 100000; 200000] imp./kWh (импулса по киловат-часу). Могуће унутрашње резолуције бројила су, респективно, из скупа [0,002; 0,001; 0,0005; 0,0002; 0,0001; 0,00005; 0,000025; 0,00002; 0,00001; 0,000005]. Трофазно бројило „А“ за индиректни прикључак на слици 1 прави се увек за константу 10000 imp./kWh, а за директни прикључак и класу 1 увек за константу 1000 imp./kWh. Ако је константа електричног бројила већа или једнака 2000 imp./kWh, стварна мерна грешка услед ограничене резолуције регистара енергије екрана секундарно подешеног електричног бројила на три децимална места у kWh-овима је $(0,5 \cdot 0,001) \text{ kWh} = 0,0005 \text{ kWh}$.



(а)



(б)



(в)

Слика 6: (а) Бројило „В“ снимљено у разводном постројењу РП 400 kV Ђердап 1 (у децембру 2022. године) са 8-цифреним регистром енергије на екрану. (б) Бројило „Г“ са 10-цифреним регистром на екрану снимљено 2025. године у КТ -у ЕМС АД. (в) Бројило „Д“ са 10-цифреним регистром на екрану снимљено 2025. године у КТ -у ЕМС АД.

У ЕЕ постројењима за назначени напон од 110 kV и више, због величине постројења и великих дужина електричних каблова, како би се смањили губици електричне енергије на њима, сразмерни квадрату електричне струје, за мерење електричне енергије у мрежи обично се користе бројила високе класе тачности за индиректни прикључак, са назначеном струјом од 1 А и назначеним међуфазним напонем од 100 V.

У пракси се, у поменутих ЕЕ постројењима, користе трофазна, углавном секундарно подешена, бројила у власништву ЕМС АД-а за индиректни прикључак, са константама бројила углавном 10000 imp./kWh или више и за класу тачности 0,2S.

Према примерима 1)–3) из потпоглавља 5.1, јасно је да, без икакве сумње, регистар енергије екрана примарно подешеног бројила („Б“ или „В“) са осам цифара (у формату 7.1) у власништву ЕМС АД-а може да прикаже најмању потребну енергију за 1500 сати, која одговара максималној електричној струји на референтном електричном напону и $\cos\varphi=1$, задату „Правилником о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2S“ [4].

У 1) првом, 2) другом и 3) трећем примеру из потпоглавља 5.1, производи преносних односа напонских и струјних мерних трансформатора су, респективно: 1) $4 \cdot 10^6$, 2) $2,64 \cdot 10^6$ и 3) $1,65 \cdot 10^6$. При „примарно“ подешеном електричном бројилу („Б“ или „В“) са јединицом енергије регистра екрана у MWh-овима, грешке услед ограничене резолуције регистра активне енергије, за константу мерила 2000 imp./kWh и више, у 1) првом, 2) другом и 3) трећем примеру из потпоглавља 5.1 износе, респективно: 1) 2 MWh, 2) 1,32 MWh и 3) 0,825 MWh. Али пошто се у власништву ЕМС АД-а налазе бројила са константом 10000 imp./kWh и више, око пет пута би биле мање грешке услед ограничене резолуције регистра активне енергије на екрану бројила, сведене у бројилу на примарну страну. У примерима 1)–3), оне би респективно износиле: 1) 0,4 MWh, 2) 0,264 MWh и 3) 0,165 MWh, а за константу 40000 imp./kWh биле би респективно: 1) 0,1 MWh, 2) 0,066 MWh и 3) 0,041 MWh, што би и даље било релативно читљиво уз заокруживање резултата у регистрима енергије са форматом 7.1 на екранима бројила „Б“ и „В“. Могло би се рећи да се примарним подешавањем у MWh-овима (у формату 7.1), зависно од константе бројила, могу респективно да добију до око: 1) 20 пута, 2) 13 пута и 3) 8 пута мање грешке услед ограничене резолуције регистра активне енергије на екранима бројила „Б“ и „В“ у односу на секундарно подешавање ових бројила са радном резолуцијом на три децимална места у kWh-овима (тј. са форматом регистра енергије 5.3).

У случају секундарних подешавања бројила „Б“, „В“, „Г“ и „Д“ са радном резолуцијом на 4 децимална места у kWh-овима, која имају ту могућност, њихове грешке услед ограничене резолуције регистра енергије на екранима тих бројила биле би мање 10 пута него када би радна резолуција регистра енергије тих бројила била подешена на три децимална места у kWh-овима.

6 ЧЕТВРТИ НЕДОСТАТАК У ОЧИТАВАЊУ СЕКУНДАРНО ПОДЕШЕНОГ БРОЈИЛА НА ТРИ ДЕЦИМАЛНА МЕСТА КЛАСЕ 0,2S И НАЗНАЧЕНЕ СТРУЈЕ 1 А У ПОГЛЕДУ НЕИСКОРИШЋЕНОСТИ КАПАЦИТЕТА РЕГИСТРА АКТИВНЕ ЕНЕРГИЈЕ ЕКРАНА БРОЈИЛА

У случају „секундарно“ подешеног трофазног електричног бројила „А“, „Б“, „В“, „Г“ или „Д“ за посредни прикључак преко мерних трансформатора, са мерењем активне електричне енергије на три децимална места у kWh-овима, при назначеној струји бројила од 1 А, назначеном међуфазном напону 100 V и фактору снаге $\cos\varphi=0,97$, и ако се узме да 1 година има 8760 часова, добија се да је протекла енергија кроз бројило за 12 месеци: 1471,758 kWh. При томе, за 1 месец протекла „секундарна“ активна електрична енергија је: 122,647 kWh. Електрична енергија из услова наведеног у првом пасусу потпоглавља 5.1 која је једнака 519,615 kWh, достигла би се за око 4 месеца и 7 дана.

При наведеним особинама бројила из првог пасуса, на крају осме године, колики је период периодичне овере бројила, у осмоцифреном регистру енергије екрана бројила „Б“ или „В“, достигла би се енергија од свега 11774,066 kWh. Дакле, за осам година процентуално се достигне на осмоцифреном екрану: 11,77 % целог опсега регистра енергије бројила, што је 0,98 % годишње. У ствари у регистрима енергије бројила „Б“ и „В“, (приказаних на сликама 5 и 6а, респективно), са резолуцијом на три децимална места у kWh-овима, достигла би се највећа могућа вредност од 99999,999 kWh за 67,95 година. Када би се бројила „Б“ и „В“ подесила секундарно са резолуцијом на 4 децимална места (што је могуће и у радном и у испитном режиму), вредност од 9999,9999 kWh би се у регистру активне енергије екрана бројила достигла за 6,8 година при назначеној вредности струје.

При наведеним особинама бројила из првог пасуса, за деветоцифрени екран електричног бројила „А“ на слици 1, највећа могућа вредност од 999999,999 kWh би се достигла за 679,5 година, тј. за 10 пута веће време него код бројила „Б“ и „В“ при подешавању регистра енергије екрана бројила на три децимална места у kWh-има. За осам година процентуално се достигне на деветоцифреном екрану: 1,177 %, што је 0,098 % годишње од највеће могуће вредности енергије на регистру екрана бројила „А“ при назначеним условима.

7 ЗАКЉУЧАК

У овом раду циљ је био да се објасне четири недостатка коришћења паметних бројила „А“, „Б“, „В“, „Г“ и „Д“, назначених величина: класе тачности 0,2S, фазне струје 1 А, највеће струје 2 А и фазног напона 57,74 V у високонапонским постројењима, са приказом секундарне активне електричне енергије са резолуцијом на три децимална места у kWh-овима. У вези са четири недостатка подешавања регистара активне енергије екрана ових бројила, закључује се следеће:

Први недостатак је у погледу поузданости обрачуна електричне енергије. Са бројила у власништву ЕМС АД-а најчешће се читава секундарно измерена енергија, која се накнадно множи са обрачунском константом задатом у корисничким програмима за обрачун електричне енергије, за коју не постоји физичка заштита од њене могуће промене. Да би се превазишао овај недостатак, предлаже се да се бројила примарно подешавају са унетим стварним преносним односима струјних и напонских мерних трансформатора у законски релевантном софтверу бројила, тако да тим критичним параметрима буде и физички онемогућен приступ државним жиговима постављеним приликом овере бројила.

1) Други недостатак је у прорачуну техничких губитака на преносним елементима ЕЕС-а. У односу на просечне вредности губитака електричне енергије, разматране релативне грешке техничких губитака на појединим преносним елементима ЕЕС-а, због ограничене резолуције регистара активне енергије екрана бројила на три децимална места у kWh-овима, биће:

1. за енергетски трансформатор подизач напона од генератора до преносног вода или спуштач напона са преносног вода на дистрибутивну мрежу: $\pm(0,3307 - 0,6613) \%$ просечне енергије губитака на трансформатору у односу на средње оптерећење од 50 % назначене вредности снаге и за тарифне регистре;

2. за преносни вод (преносни далековод или кабл): $\pm(0,1653 - 0,3307) \%$ просечне активне енергије губитака на датом преносном воду у односу на средње оптерећење од 50 % назначене вредности снаге и за тарифне регистре.

Други недостатак може да се реши на више начина:

- i. Први начин је секундарним подешавањем бројила „Б“, „В“, „Г“ и „Д“ са резолуцијом на четири децимална места у kWh-има, чиме би се, за уобичајену константу бројила од 10000 (imp.)/kWh, горе наведене грешке смањиле 10 пута, а за константе бројила преко 20000 (imp.)/kWh и 20 пута.
- ii. Други начин је секундарним подешавањем бројила „Г“ и „Д“ на пет децималних места у kWh-има, чиме би се, за константе бројила од 40000 (imp.)/kWh, 50000 (imp.)/kWh, 100000 (imp.)/kWh и 200000 imp./kWh, горе наведене грешке смањиле 40 пута, 50 пута, 100 пута и 200 пута, респективно;
- iii. Трећи начин је примарним подешавањем бројила „А“, „Б“, „В“, „Г“ и „Д“ у MWh-има и то на два до три децимална места за бројила „Г“ и „Д“, најмање на једно до два децимална места за бројило „А“ и најмање на једно децимално место за бројила „Б“ и „В“ (а по могућности и више, ако може да се задовољи услов из првог пасуса потпоглавља 5.1), чиме би се грешке смањиле $(2000)/C_{ii}$ пута (где је C_{ii} – константа испитиваног бројила у [kWh]).

2) Трећи недостатак је у дужини провере регистара активне енергије екрана бројила описаних у првом пасусу овог поглавља (пре свега бројила „А“), према најмањој задаваној енергији из једначине (2).

Предлажу се следећи начини отклањања трећег недостатка:

I. Ако се остане на примени исте методе у КТ-у ЕМС АД, онда је потребно:

1. да се примене исти начини за отклањање овог недостатка, као што је предложено за други недостатак у тачки 2) овог поглавља. Предложени методи у тачки 2) за смањивање грешке читавања регистара енергије екрана бројила поклапају се са методима за смањење времена провере регистара енергије за исти број пута.
2. да се примени стандард SRPS EN IEC 62058-31:2011 [10], којим се као критеријум узима 1 %, а не НДГ/10 (према једначини (2)) или НДГ/4 (према упутству ДМДМ-а од 10.9.2021. године и чешком пропису [7]). За примену ове методе са другим критеријумом од оног у домаћем Правилнику [4], у најмањем дозвољеном трајању од 19,05 минута [11], потребно је ново упутство ДМДМ-а.

II. Најисправнији начин провере регистра био би поређењем енергије из регистра екрана бројила и енергије која се добија бројањем импулса са испитног излаза бројила (нпр. оптичког), уз примену једначине (2) за задавану најмању дозвољену енергију, као према препоруци OIML R 46-1/-2 [5] и стандарду SRPS EN IEC 62052-11:2022 [6].

Тада би то било чисто утврђивање грешке регистра енергије екрана бројила, јер нема утицаја случајне грешке бројила на коначни резултат. Скенирајуће главе за оптичке импулсе постоје у КТ-у ЕМС АД на сваком мерном месту испитних станица.

3) Четврти недостатак је у погледу неискоришћености капацитета регистра активне електричне енергије екрана секундарно подешеног бројила на три децимална места у kWh-има, које је описано у првом пасусу овог поглавља. Ако се претпостави назначено оптерећење на мерном месту (уз $\cos\varphi = 0,97$ и 8760 часова у години), да би се достигла највећа могућа вредност регистра енергије екрана, потребно је време од:

1. 679,5 година за секундарно подешено бројило „А“ са 9-цифреним екраном са резолуцијом на три децимална места у kWh-има, што је за просечни радни век бројила „А“ од нпр. 20 година – 34 пута више. Очигледно су бројила „А“ са деветоцифреним регистрима енергије екрана предодређена за њихово примарно подешавање, јер не могу у радном режиму да се ти регистри подесе са резолуцијом већом од три децимална места;
2. 68 година за секундарно подешена бројила „Б“ и „В“ с осмоцифреним екраном са резолуцијом на три децимална места у kWh-има, односно 6,8 година за ова бројила са резолуцијом на четири децимална места у kWh-има;
3. 6795 година за секундарно подешена бројила „Г“ и „Д“, ако би се подесило приказивање регистра енергије екрана ових бројила на свих 10 могућих цифара, али са резолуцијом регистра енергије на три децимална места, односно 679,5 година за ова бројила са резолуцијом на четири децимална места у kWh-има, односно 67,95 година за ова бројила са резолуцијом на пет децималних места у kWh-има (за константу бројила 20000 imp./kWh и више).

Пошто 24 бројила „Д“, назначене струје од 1 А, назначене највеће струје од 2 А, назначеног фазног напона од 57,74 V и класе тачности 0,2S, која су набављена 2025. године за потребе ЕМС АД-а, имају константу 50000 imp./kWh, било би боље да су та бројила (као на слици 6в) била подешена са радном резолуцијом регистра активне енергије на 5 децималних места у kWh-има, из разлога веће тачности читавања података за активну електричну енергију.

За средње оптерећење на мерном месту од 50 % назначеног оптерећења, била би двоструко већа претходно израчуната времена за попуну капацитета регистра енергије бројила за разне резолуције регистра у kWh-има.

Четврти недостатак може да се ублажи на први начин и скоро потпуно елиминише на други начин који су описани испод:

- 1) Први начин је секундарно подешавање бројила „Б“, „В“, „Г“ и „Д“ са резолуцијом на четири децимална места у kWh-има, чиме би се бројеви година до достизања највеће вредности регистра енергије екрана ових бројила смањили 10 пута. Код бројила „Г“ и „Д“ треба резолуција регистра енергије екрана бројила да се подеси на пет децималних места кад год је константа бројила преко 10000 imp./kWh (нпр. 20000 imp./kWh и више).

- 2) Други, ефикаснији начин (при чему би се решио и први недостатак) је примарно подешавање бројила „А“, „Б“, „В“, „Г“ и „Д“ у MWh-има, и то на два до три децимална места за бројила „Г“ и „Д“, најмање на једно до два децимална места за бројило „А“ и најмање на једно децимално место за бројила „Б“ и „В“ (а по могућности и више ако може да се задовољи услов из првог пасуса потпоглавља 5.1), чиме би се број година до достизања максималне вредности регистара активне енергије екрана бројила неупоредиво више смањено у односу на секундарно подешавање бројила са резолуцијом на три децимална места у kWh-има. Време досизања максималне вредности активне енергије у регистру екрана зависиће од производа преносних односа струјних и напонских мерних трансформатора на датом мерном месту, што је описано у потпоглављу 5.1.

8 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила о раду преносног система, новембар 2023. године.
- [2] Environmental Product Declaration, Power Transformer TrafoStar 500 MVA, ABB Power Transmission, ABB Transformer AB, Ludvika, Sweden, 2003.
- [3] Study on the comparative merits of overhead electricity transmission lines versus underground cables, Ecofys Germany GmbH, 2008.
- [4] Правилник о бројилима активне електричне енергије класе тачности 0,2 S, "Службени гласник РС", бр. 104/16.
- [5] OIML R 46-1/-2: Active electrical energy meters. Part 1: Metrological and technical requirements, Part 2: Metrological controls and performance tests, 2012.
- [6] SRPS EN IEC 62052-11:2022 „Опрема за мерење електричне енергије – Општи захтеви, испитивања и услови испитивања – Део 11: Мерна опрема“, Институт за стандардизацију Србије, 31. 10. 2022.
- [7] Draft General Measure number: 0111-OOP-C02218 laying down the metrological and technical requirements for legally controlled measuring instruments, including test methods for type approval and verification of the following legally controlled measuring instruments: ‘electricity meters’, Czech Metrology Institute, 2019.
- [8] Đ. Dukanac, „Analiza vremena ispitivanja i greške očitavanja pametnih brojila električne energije u zavisnosti od njihovog podešenja“, XXXVI Međunarodno savetovanje „ENERGETIKA 2021“, Zlatibor, Srbija, 22–25. jun 2021., strane 226–232, ISBN 978-86-86199-03-4.
- [9] Đ. Dukanac, „Analiza ispunjenosti uslova za mernu nesigurnost sistema za kontrolu pametnih brojila i smanjenje vremena provere registra“, Energija, ekonomija, ekologija, 2, XXVI (2024) (str. 61–70).
- [10] SRPS EN 62058-31:2011 Опрема за мерење електричне енергије (наизменичне струје) — Контрола пријема — Део 31: Посебни захтеви за статичка бројила активне енергије (класе 0,2S, 0,5S, 1 и 2 и индекса класе А, В и С), Институт за стандардизацију Србије, 31.3.2011.
- [11] The Energy Meter Register Resolution, CLOU GLOBAL Technology Co LTD, <https://clouglobal.com/the-energy-register-resolution-for-electronic-meters/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.13](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.13)**B5.13****ISKUSTVA U KORIŠTENJU PODATAKA IZ BAZE SISTEMA DALJINSKOG NADZORA
I UPRAVLJANJA I SISTEMA ZA DALJINSKI PRISTUP STANIČNIM LAN-OVIMA****EXPERIENCE IN USING DATA FROM THE REMOTE MONITORING AND CONTROL
SYSTEM DATABASE AND FROM THE SYSTEM FOR REMOTE ACCES TO STATION
LANS.****Branislav Koprena, Zoran Blažić, Marko Babić***

Kratak sadržaj: Mikroprocesorski zaštitni i upravljački uređaji u trafo stanicama Elektroprenosa BiH integrisani su u sisteme staničnog nadzora i upravljanja. Ovi sistemi povezani su na sistem daljinskog nadzora i upravljanja, realizovan u četiri dispečerska centra Operativnih područja i dispečerski centar NOS-a (Nezavisni Operator Sistema). U ovom radu prikazan je način tehničke pripreme i korištenja podataka upisanih u bazu podataka sistema, u dispečerskom centru OP Banja Luka, od strane raznih korisnika. Posebna klasa korisnika su inženjeri relejne zaštite. Osim podataka iz pomenutog sistema, u analizama kvarova i poremećaja koriste se i podaci dobijeni direktno iz zaštitnih uređaja, najčešće u obliku oscilopertubografskog zapisa (disturbance record). Rad pokazuje kako je pripremljena komunikaciona infrastruktura za dobijanje ovih podataka iz uređaja različitih generacija i proizvođača. U radu se posebno izdvaja problematika u verifikaciji tačnosti podataka dobijenih iz lokatora kvara, integrisanih u uređajima distantne zaštite. Mogućnost brzog dobijanja tačne lokacije kvara od izuzetnog je značaja za pravovremeno otklanjanje kvarova na nadzemnim visokonaponskim dalekovodima, a naročito u otežanim zimskim uslovima.

Ključne reči: Baza podataka, oscilo-pertubografski zapis, lokator kvara

Abstract: Numeric protection and control devices in the HV substations of Elektroprenos BiH are integrated into the station monitoring and control systems. These systems are connected to the remote monitoring and control system, implemented in four operational area dispatch centers and the NOS (Independent System Operator) dispatch center. This paper presents the technical preparation and method of using data recorded in the system database at the operational area Banja Luka dispatcher center by various users. A special class of users are protection relay engineers. In addition to data from the aforementioned system, fault and disturbance analyses also utilize data obtained directly from protection devices, most often in the form of disturbance records. The paper demonstrates how the communication infrastructure was prepared to obtain these data from devices of various generations and manufacturers.

* Branislav Koprena, Elektroprenos BiH, branislav.koprena@elprenos.ba
Zoran Blažić, Elektroprenos BiH, zoran.blazic@elprenos.ba
Marko Babić, Elektroprenos BiH, marko.babic@elprenos.ba

The paper particularly highlights the issue of verifying the accuracy of data obtained from fault locators integrated into the distance protection devices. The ability to quickly obtain the exact location of a fault is crucial for the timely elimination of faults on overhead high-voltage transmission lines, especially in challenging winter conditions.

Key words: *Database, disturbance record, fault locator*

1 UVOD

Elektroprenos BiH u svom vlasništvu ima transformatorske stanice naponskih nivoa 400 kV, 220 kV, 110 kV. Ono što ga razlikuje od srodnih firmi u okruženju je to što su u njegovom vlasništvu i transformatori 110/x kV, kao i srednjenaponska postrojenja u ovim objektima. Kompanija je organizovana u četiri operativna područja (OP) sa sjedištima u Banja Luci, Sarajevu, Tuzli i Mostaru, sa teritorijalno podijeljenim nadležnostima. Svako operativno područje ima vlastiti dispečerski centar, a postoji i centar Nezavisnog operatora sistema (NOS) u Sarajevu, čija se nadležnost proteže na sva operativna područja. U svim objektima implementiran je sistem staničnog nadzora i upravljanja. Uvođenje sistema u objekte intenzivno je rađeno u periodu 2005-2007 godine, i u tom periodu većina objekata je bila povezana na dispečerske centre. Tada je već značajan broj objekata bio opremljen mikroprocesorskim zaštitnim i upravljačkim uređajima. U potonjim godinama, intenzivno su vršene rekonstrukcije objekata i zamjena opreme, i građen veliki broj novih objekata, u kojima su ugrađeni moderni mikroprocesorski uređaji. Bez obzira na nivo modernizacije objekta, signali i mjerenja koji se pojavljuju u toku redovne eksploatacije ili poremećaja zapisuju se u bazu podataka sistema daljinskog nadzora i upravljanja u dispečerskim centrima. Dodatno, u objektima u kojima je izvršena modernizacija, uređaji za zaštitu i upravljanje kod poremećaja vrše zapisivanje oscilopertubografskih zapisa (disturbance record). U ovom radu biće prikazani izazovi i problemi koji su se pojavili pri korištenju ovih podataka i način na koji su rješavani, u operativnom području Banja Luka.

2 SCADA SISTEM U DC-U OP BANJA LUKA I NAČIN KORIŠTENJA PODATAKA IZ BAZE SISTEMA

Postojeći SCADA sistem u DC-u OP Banja Luka je instalisan i pušten u pogon 2006. g. Sistem radi na operativnim sistemu UNIX. Implementirani korisnički interfejs, koji omogućava pretragu i filtriranje pogonskih događaja iz arhivske baze, se pokazao kao nepraktičan i nefleksibilan za korištenje. Definisanje filtera je sporo i nije moguće izvoziti podatke u elektronskom formatu. PC računari i aplikacija (OS Windows) koja je isporučena da premosti ove teškoće je bila bazirana na ORACLE alatima i vrlo brzo je, zbog izmjene hardvera i verzije Windows-a, a i nekih bagova u samoj aplikaciji, postala neupotrebljiva. Problem je bio i što su ti računari bili vezani u procesnu mrežu kojoj je pristup dozvoljen samo tehničkoj službi za SCADA sisteme. Podaci su se jedino mogli dobiti direktnim zahtjevom tehničkoj službi za SCADA sisteme, koja je tražene podatke očitavala direktnim pristupom arhivskoj bazi korištenjem SQL upita. Proces je bio dug i nepraktičan i zavisio je od raspoloživosti osoblja tehničke službe, te se većina potreba za podacima nije mogla zadovoljiti. Također su naglo porasli zahtjevi za podacima distributivnih preduzeća. Ti zahtjevi nisu bili vezani za pojedine pogonske događaje, vezane za neki datum i vrijeme, već su najčešće bili zahtjevi za istorijskim podacima analognih mjerenja, i to često za veoma duge vremenske periode. Pretraga i iščitavanje tako velikog obima podataka je opterećivala arhivski server i jako ga usporavala. Zbog tih razloga je napisana WEB aplikacija koja je omogućila da vanjski korisnici (korisnici čiji računari se nalaze u poslovnoj mreži) dobiju pristup podacima.

2.1 WEB aplikacija

Web aplikacija Arhiva pogonskih događaja razvijena je na bazi Microsoft .NET tehnologije. Interfejs je minimalistički, a funkcionalnost kreirana prema zahtjevima i potrebama krajnjih korisnika. Aplikacija se koristi za organizovan pristup bazi pogonskih događaja i arhivi analognih mjerenja. Pošto je arhiva na izvornim serverima ograničena po broju zapisa (zbog nedovoljnog prostora na diskovima), arhiva pogonskih događaja periodično se izvozi u fajl formatu, za potreba kasnijeg pristupa starijim zapisima. Analogna mjerenja na izvornim serverima čuvaju se u trajanju od 10 dana. Zahtjevi korisnika su bili da se mjerenja mogu dobiti za znatno duži period iz prošlosti. Iz tog razloga se radi replikacija analognih mjerenja sa izvorne Oracle na pomoćnu Microsoft SQL bazu koja je realizovana na novom serveru gdje ne postoji problem kapaciteta prostora za smještanje podataka. Nakon realizacije pomoćne baze, analogna mjerenja dostupna su za nekoliko godina unazad.

Korisnici ove aplikacije su:

- Zaposlenici Službe za održavanje razvodnih postrojenja. Koriste se podaci o broju odrada prekidača, posebno u SN postrojenjima. Čelije u kojima prekidači imaju veći broj odrada podliježu vanrednim revizijama,
- Zaposlenici Službe za eksploataciju. Koriste se podaci o zastojsima SN odvoda dužim od 3 minuta. Podaci se dostavljaju dalje u direkciju, i koriste za izračunavanje SAIDI i SAIFI pokazatelja.
- Zaposlenici Tehničkog sektora, Sektora za upravljanje, Tehnički rukovodilac. Koriste se razni podaci, kao što su opterećenje transformatora i dalekovoda, redosljed manipulacija i reagovanje dispečera i dežurnih električara pri određenim događajima, naponske prilike u VN i SN mreži itd.
- Zaposlenici Službe za održavanje mjerno-relejne tehnike i pomoćnih napajanja. Podaci iz arhive pogonskih događaja koriste se u analizama raznih pogonskih stanja i kvarova.

Najčešći korisnici podataka iz baze sistema su zaposlenici Službe za održavanje mjerno-relejne tehnike i pomoćnih napajanja, a najčešće se koristi Arhiva pogonskih događaja. Aplikacija se može koristiti u bilo kojem web pretraživaču, a interfejs je vrlo jednostavan:

Pogonski događaji

Banja Luka 1 --svi nivoi-- --sva polja-- --sve informacije-- ☐ sve stanice

☐ samo akcije dispecera

☐ prikaži samo događaje sa milisekundama

☐ prikaži sve događaje

od 15 : 00 17.03.2025

do 13 : 24 18.03.2025

Osvježi

Slika 1: Interfejs Aplikacije za pregled pogonskih događaja

Biranjem vrste podataka iz padajućih lista i vremenskog intervala, kako se vidi na slici 1. lako se dolazi do željenih podataka, u vidu hronološke liste:

Prijedor 3	20 kV	04.03.2025	23:32:07	Hladnjaca	Prekidac	CB trip		ERSope2 potvrdio alarm
Prijedor 3	SNG	04.03.2025	23:32:07		Zemljospojna zaštita	AIStatus	pojava alarma	ERSope2 potvrdio alarm
Prijedor 3	20 kV	04.03.2025	23:37:30,918	Hladnjaca	Prekidac		uključen	ERSope2 daljinska komanda
Prijedor 3	20 kV	04.03.2025	23:37:31,217	KO Velepromet	Prekidac		isključen	
Prijedor 3	20 kV	04.03.2025	23:37:31,217	KO Velepromet	Prekidac	CB trip		
Prijedor 3	20 kV	04.03.2025	23:38:00	KO Velepromet	Prekidac	CB trip		ERSope2 potvrdio alarm
Prijedor 3	20 kV	04.03.2025	23:38:54,409	Pecani	Prekidac		uključen	ERSope2 daljinska komanda
Prijedor 3	20 kV	04.03.2025	23:39:58,809	KO Velepromet	Prekidac		uključen	ERSope2 daljinska komanda

Slika 2: Hronološka lista iz aplikacije za pregled pogonskih događaja

U datom primjeru, na slici 2, prikazan je događaj pri kojem dolazi da istovremenog ispada više SN odvoda u TS 110/20 kV Prijedor 3. Podaci se lako izvoze u tabelarnom formatu (XLS), gdje se onda mogu brisati nepotrebni redovi i kolone, te dodavati komentari, kao što vidimo u primjeru na slici 3:

04.03.2025	23:37:30,918	Uključenje Hladnjača, DC OPBL	
04.03.2025	23:37:31,217	Isključenje Velepromet	Nema signala zaštite. Oko 300 ms nakon uključenja Hladnjače.
04.03.2025	23:38:54,409	Uključenje Pečani	
04.03.2025	23:39:58,809	Uključenje Velepromet	
04.03.2025	23:51:16,993	Ispad Velepromet	Zajednički signal zemljospojna zaštita. Signal je zbirni, pa se ne može znati koji je odvod imao signal, a koji nije. Sve u okviru cca 120 ms.
04.03.2025	23:51:17,039	Ispad Pečani	
04.03.2025	23:51:17,073	Ispad Raškovac	
04.03.2025	23:51:17,119	Ispad Hladnjača	

Slika 3: Hronološka lista iz aplikacije za pregled pogonskih događaja sa dodatim komentarima

Za potrebe analize zastoja u SN mreži, urađena je integracija sa podacima druge aplikacije – aplikacije za planiranje isključenja. Na ovaj način moguće je razlikovati zastoje uzrokovane planiranim isključenjem dalekovoda (što je navedeno kroz program Isključenja) od ostalih zastoja.

Naziv objekta	Naponski nivo	Naziv SN odvoda	Zastoj	Razlog zastoja	Datum pocetka zastoja	Vrijeme pocetka zastoja	Datum prestanka zastoja	Vrijeme prestanka zastoja	Vrijeme trajanja	brojFotosaca	NazivElektroprivrede	NazivDistribucije	Napomena
TS Banja Luka 4	20	MAB staklo	planiran	radovi elektroprenosa	11.03.	11.30	11.03.	12.15	45	46	RS	Banja Luka	Revizija polja i ispitivanje zaštita
TS Banja Luka 4	20	Dragocaj-Stranjani	planiran	radovi elektroprenosa	12.03.	08.05	12.03.	09.03	58	170	RS	Banja Luka	Revizija polja i ispitivanje zaštita
TS Banja Luka 4	20	Dragocaj-Stranjani	planiran	radovi elektroprenosa	12.03.	09.03	12.03.	09.18	15	170	RS	Banja Luka	Revizija polja i ispitivanje zaštita
TS Banja Luka 4	20	Dragocaj-Stranjani	planiran	radovi elektroprenosa	12.03.	09.21	12.03.	10.09	48	170	RS	Banja Luka	Revizija polja i ispitivanje zaštita
TS Banja Luka 4	20	Ramici-Barlovi	neplaniran	kvar na vodu	13.03.	22.26	13.03.	22.30	4	1525	RS	Banja Luka	
TS Banja Luka 4	20	Sargovac-Daljka	neplaniran	kvar na vodu	14.03.	10.07	14.03.	10.11	4	288	RS	Banja Luka	
TS Banja Luka 4	20	Sargovac-Daljka	neplaniran	kvar na vodu	14.03.	10.11	14.03.	10.42	31	288	RS	Banja Luka	

Web aplikacija omogućava i kreiranje proizvoljnih upita koristeći Oracle SQL jezik i izvoz rezultata u .xls formatu. Ovo se ne odnosi samo na dobijanje podataka iz arhive pogonskih događaja i analognih mjerenja, već i na podatke o mreži i parametre SCADA sistema. Kreirani izvještaji omogućavaju bržu i jednostavniju pretragu podataka iz sistema kao što su npr. kompletna baza signala i mjerenja, zajedno sa njihovim adresama.

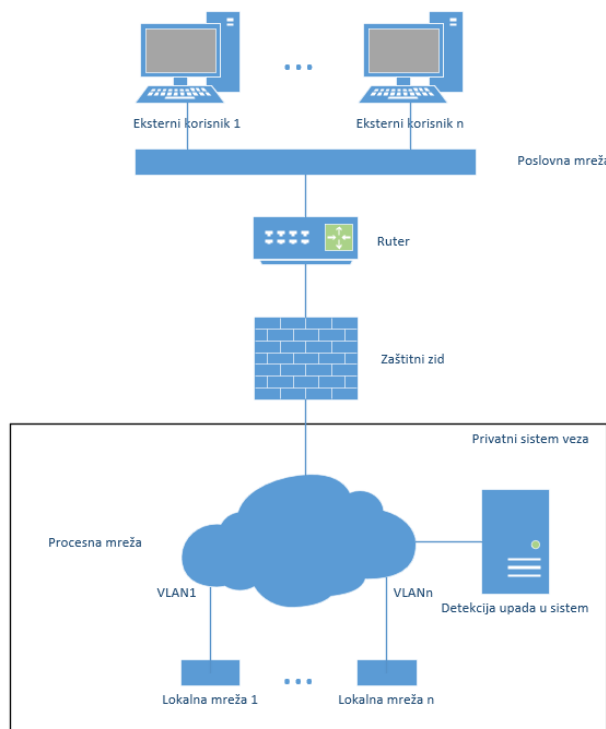
3 DALJINSKI PRISTUP LOKALNIM MREŽAMA U TRANSFORMATORSKIM STANICAMA

Jedan od ciljeva unapređenja sistema održavanja je bio da se SCADA sistem ne opterećuje podacima koji su nebitni za operativno vođenje energetske mreže, odnosno da se detaljni podaci za analizu pogonskih događaja ne šalju u SCADA sistem, već da se omogući inženjerima za mjerno-relejnu tehniku daljinski pristup zaštitnim i upravljačkim terminalima odakle se mogu iščitati snimljeni poremećaji koji sadrže detaljne zapise pogonskih događaja i oscilopertubografske zapise analognih i digitalnih podataka. Ovi zapisi omogućavaju naprednu analizu u programima specijalizovani za tu namjenu.

Prema načinu pristupa zaštitnim i upravljačkim uređajima, transformatorske stanice u OP Banja Luka se mogu podijeliti u tri tipa (u zavisnosti od vrste protokola i fizičkog medija za komunikaciju):

- TS koje imaju procesorske uređaje sa pristupom preko lokalnog porta ili uopšte nemaju procesorske uređaje,
- TS koje imaju lokalno inženjersko radno mjesto i starije serijske protokole,
- TS izgrađene u skladu sa standardom IEC 61850.

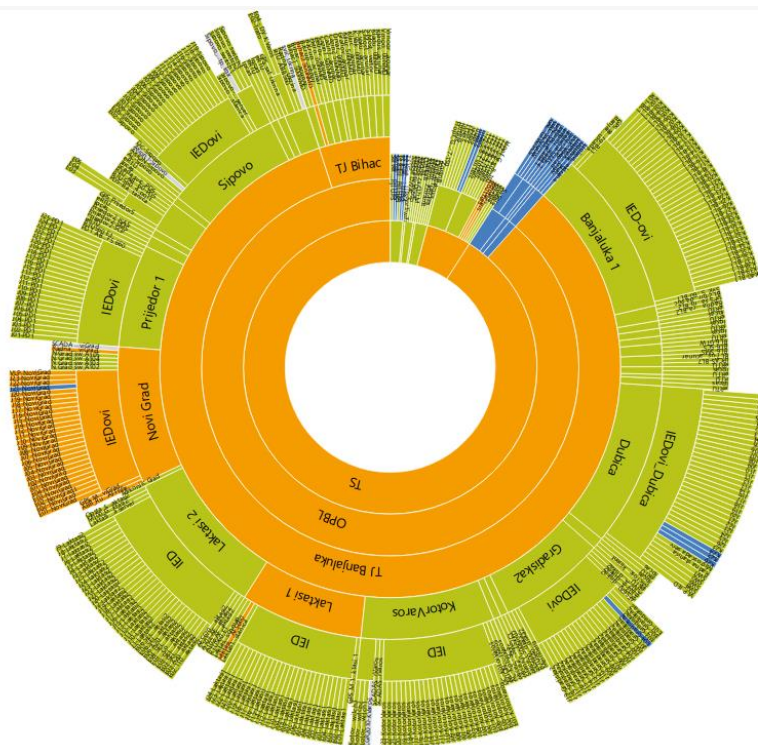
Za poslednja dva tipa bilo je moguće obezbijediti daljinski pristup i iščitavanje podataka i u skladu sa tim je formirana komunikaciona mreža bazirana na VLAN-ovima.



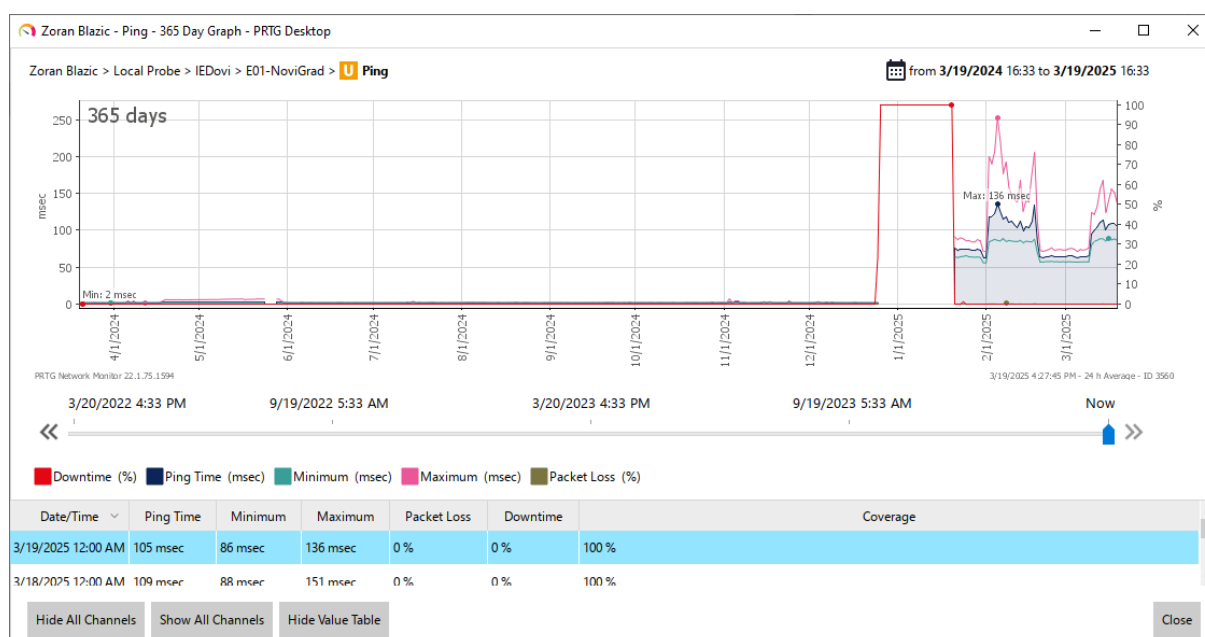
Slika 4: Pojednostavljeni prikaz sistema za daljinski pristup lokalnim mrežama

Za nadzor rada mreže i svih uređaja kojima se može pristupiti daljinski instalisan je poseban sistem, koji omogućava mjerenje protoka saobraćaja na mrežnim uređajima i kontrolu prisutnosti na mreži svih uređaja. U slučaju prekida komunikacija šalje se e-mail službi za SCADA sisteme za svaki pojedinačni uređaj, koji sadrži tačno vrijeme prestanka komunikacije, a nakon uspostavljanja komunikacije informaciju o dužini prekida. Sistem vodi statistiku o prekidima i omogućava uvid u raspoloživost uređaja i veza.

Slika 6 prikazuje zanimljiv slučaj, gdje se vidi da su kvalitet veze i raspoloživost uređaja bili odlični, a zatim je došlo do pada optičkog zemljovodnog užeta krajem decembra 2024. i veza je prebačena na sistem za prenos podataka preko mobilne mreže polovinom januara 2025. Bez obzira na manju brzinu prenosa i brzinu odziva raspoloživost je i dalje odlična.



Slika 5: Grafički prikaz sistema za nadzor

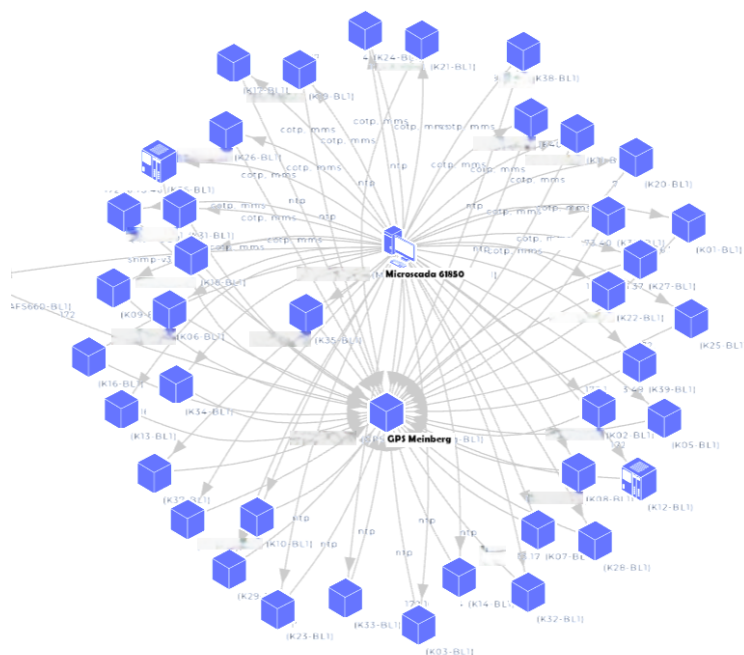


Slika 6: Prikaz nadzora pojedinačnog uređaja za period od jedne godine

3.1 Bezbjednost informacija i mjere tehničke zaštite

Poslovna i procesna mreža su odranije bile fizički razdvojene zbog ispunjenja zahtjeva za bezbjednost podataka i cijelog sistema za nadzor i upravljanje. Povezivanjem mreža preko rutera i zaštitnog zida (*firewall*) omogućen je daljinski pristup određenim vanjskim korisnicima.

Za kontrolu i nadzor nedozvoljenog pristupa koristi se sistem za detekciju upada u mrežu (*Intrusion detection system* - IDS). Savremena rješenja za sigurnost računarskih mreža, pored svoje osnovne funkcije, imaju mogućnosti koje su korisne i za analizu mnogih problema u komunikaciji zasnovanoj na IEC 61850 i IEC 60870-5-104 standardu. Tako npr. primjenjeno IDS rješenje, nudi mogućnost automatskog snimanja saobraćaja između IED-a i SCADA servera. Rezultat snimanja je .pcap fajl kojeg otvara aplikacije kao što je npr. Wireshark, koja prepoznaje format paketa u skladu sa IEC61850 standardnom. Sistem prepoznaje i mjerenja koja nisu ažurirana u definisanom periodu, nakon čega automatski alarmira korisnike.



Slika 7: Grafički prikaz jedne lokalne mreže u IDS-u

Alerts

Page 2 of 2 29 entries / filtered by ip src: 192.168.1.100

Export

Group by incident

Live

Count by field...

11 selected

Actions	Risk	Time	ID	Type ID	Description	Protocol ...	IP Src
...	...	...	...	...	...	...	...
☐ ...		2025-01-03 13:45:14.071	622fced1	NET-RST-FROM-PRODUCER	The producer 192.168.1.100 sent a RST of the connection to the consumer.	iec104	192.168.1.100
☐ ...		2024-12-23 00:21:10.461	73993a0f	NET-RST-FROM-PRODUCER	The producer 192.168.1.100 sent a RST of the connection to the consumer.	iec104	192.168.1.100
☐ ...		2024-12-21 04:17:21.401	5034b724	INCIDENT-ANOMALOUS-PACKETS	Known nodes 192.168.1.100 and 192.168.1.101 have started anomalous commu...	other	192.168.1.100
☐ ...		2024-12-19 05:58:14.371	d4d5d7d4	INCIDENT-ANOMALOUS-PACKETS	Known nodes 192.168.1.100 and 192.168.1.101 have started anomalous commu...	other	192.168.1.100

Slika 8: Lista upozorenja za jedan uređaj u IDS-u

3.2 Način dobijanja i upotrebe podataka dobijenih pristupom lokalnim mrežama

Nakon analize podataka iz Arhive pogonskih događaja, u nekim slučajevima se dešava da ovi podaci nisu dovoljni, i da je potrebno iz uređaja za zaštitu analizirati snimljeni oscilopertubografski zapis.

U jednom broju objekata, rekonstruisanih ili izgrađenih u ranijem periodu, gdje su stanični sistemi nadzora i upravljanja bazirani na serijskim protokolima, nije omogućen daljinski pristup za iščitavanje snimača poremećaja. U ovim objektima se iščitavanje zapisa mora obavljati na licu mjesta.

Objekti naponskih nivoa 400 kV i 220 kV rekonstruisani su u periodu 2005-2007. godine, i u njima je za povezivanje na stanični sistem nadzora i upravljanja korišten vlasnički procesni protokol. Mogućnost uređaja da pored porta za pomenuti protokol imaju i port za serijske protokole, koji se može koristiti kao servisni port, iskorištena je za povezivanje uređaja u zasebnu servisnu mrežu na koju pristup ima inženjerska radna stanica koja se nalazi u transformatorskoj stanici. Sa ovog računara moguć je pristup uređajima za zaštitu, radi čitanja snimača poremećaja, ali i drugih analitičkih radnji. Ovim računarima omogućen je daljinski pristup, tako da inženjeri relejne zaštite mogu pristupiti svim uređajima iz svoje kancelarije.

U objektima izgrađenim ili rekonstruisanim u posljednjih desetak godina, stanični LAN je rađen na bazi standarda IEC 61850. Dobra prethodna iskustva navela su nas da i u tim objektima omogućimo daljinski pristup uređajima za zaštitu. Postojala je dilema da li da se i u ovim objektima pravi zasebna servisna mreža, ali je odlučeno da se za direktan pristup uređajima za zaštitu koristi infrastruktura razvijena za potrebe staničnog sistema za nadzor i upravljanje. Ovakvo rješenje pokazalo se jeftinije i jednostavnije, jer nema dodatnih troškova. Povoljno u svemu tome je što su i proizvođači uređaja za zaštitu i upravljanje takođe razmišljali na ovu temu, i omogućili da se port koji se koristi za povezivanje na stanični sistem nadzora i upravljanja ujedno koristi i kao servisni port. U ovim objektima više nisu potrebne inženjerske radne stanice, već se uređajima za zaštitu može pristupiti direktno sa računara u kancelariji. Daljinski pristup omogućio je i korištenje softverskih alata za analizu komunikacija i paketa podataka, pri dijagnostici problema koji se javljaju u transformatorskim stanicama, sa jedne centralizovane lokacije.

Ovakvim načinom pristupa podacima iz uređaja za zaštitu, zajedno sa prethodno opisanim načinom pristupa Arhivi pogonskih događaja, dolazi se do mogućnosti analiziranja kvarova i poremećaja praktično odmah nakon što su se desili, bez ikakve vremenske zadržke. Tako se potrebni podaci i upute daju pravovremeno službama održavanja, koje onda mogu adekvatno reagovati.

4 VERIFIKACIJA PODATAKA O LOKACIJI KVARA NA VN DALEKOVODIMA

Važnost pravovremenog i tačnog dobijanja podatka o lokaciji kvara kod kvarova na visokonaponskim nadzemnim dalekovodima dobro je poznata. Teritorija u nadležnosti OP Banja Luka je pretežno planinska, što otežava pregled dalekovoda. Neki od dalekovoda su izuzetno dugački. Na primjer, najduži dalekovod je DV 220 kV Prijedor 2- Kakanj, dužine 173.9 km. Podatak o lokatoru kvara znatno olakšava posao ekipama Službe za održavanje dalekovoda. Naročito ako se kvarovi dešavaju u otežanim uslovima intenzivnih sniježnih padavina.

Upravo takvu situaciju smo imali u toku protekle zime. U kratkom vremenskom periodu pao je izuzetno težak i mokar snijeg, izazivajući kvarove na više dalekovoda istovremeno. Stabilno napajanje potrošača bilo je ugroženo na širem prostoru, na praktično cijeloj teritoriji u nadležnosti OP Banja Luka, i OP Tuzla. Služba za održavanje dalekovoda morala je tražiti kvarove po dubokom snijegu, podijeljena na više manjih timova, na različitim dalekovodima.

U većem broju slučajeva, kada postoji podatak o lokatoru kvara na obe strane voda, i ako se zbir dužina približno poklapa sa ukupnom dužinom voda, dodatno potvrđivanje podatka o lokaciji kvara nije ni potrebno. Međutim, dešava se da je podatak o lokaciji kvara nepouzdan, ili čak da ne postoji. Uzroci su različiti:

- Uređaji određenih proizvođača, iako su tzv. „full-scheme“, to jest imaju odvojene mjerne članove za različite petlje kvara, imaju samo jedan mjerni član za lokator kvara, zajednički za sve petlje. A informaciju o petlji kvara lokator dobija od pobudnog člana. Pobudni članovi često imaju široku impedansu karakteristiku, i relativno nisko podešene prekostrujne pobudne članove, tako da u kraćim vremenskim intervalima mogu registrovati pobudu u fazama u kojima uopšte nema kvara. Tada lokator pogrešno računa udaljenost.
- Dešava se da se kvar „razvija“ to jest da iz kvara faza-zemlja preraste u kvar faza-faza. Na primjer, kod pada drveta, gdje prvo dođe u kontakt sa jednom fazom, a nakon toga s drugom. Slično kao u prethodnom primjeru, može doći do pogreške u određivanju petlje kvara ili problema u radu algoritma.
- Kod neuspješnog APU, u pravilu je tačniji podatak sa lokatora kod prvobitnog kvara, nego kod drugog kvara nakon APU.
- Slično kao u prethodnom slučaju, podatak sa lokatora kvara kod probe uključenja na kvar manje je pouzdan nego kod prethodnog ispada nakon normalnog režima.
- Kod visokoomskih kvarova, može se desiti da lokator značajno pogriješi ili da podatka uopšte nema.
- Iako je takvih dalekovoda jako malo, postoje vodovi sa otcjepom, to jeste sa krutom tačkom. Injektiranje struje kvara s treće strane remeti rad lokatora.
- Postoje drugi slučajevi, kod kojih iz različitih razloga, kojima se nećemo ovdje baviti, ne postoji podatak o lokatoru, iako postoji oscilo-pertubografski zapis.
- Neki stariji uređaji nemaju funkciju lokatora kvara, iako imaju mogućnost zapisivanja oscilo-pertubografskih zapisa.

U prethodno opisanim slučajevima potrebno je izvršiti provjeru podataka o lokaciji kvara, ili iznaći način za dobijanje podatka o lokaciji ako je uopšte nema. Prvo se pristupa čitanju podataka iz Arhive pogonskih događaja, iz dvije ili više TS u kojim je došlo do djelovanja zaštita. Podaci se analiziraju, upoređuju, i izvlače zaključci potrebni za dalje analize. Na osnovu ovih podataka, preko sistema za daljinski pristup lokalnim mrežama vrši se iščitavanje snimljenih poremećaja. Dalja analiza ovih podataka može se vršiti u analitičkim alatima proizvođača zaštitnih uređaja, koji su dio istog paketa kao i softver koji je korišten za iščitavanje snimljenih poremećaja. Ako je potrebna kompleksnija analiza, provjera ili potpuno nov izračun lokacije kvara, zapis se može snimiti u COMTRADE formatu i analizirati u specijalizovanim softverskim alatima (npr. SIGRA).

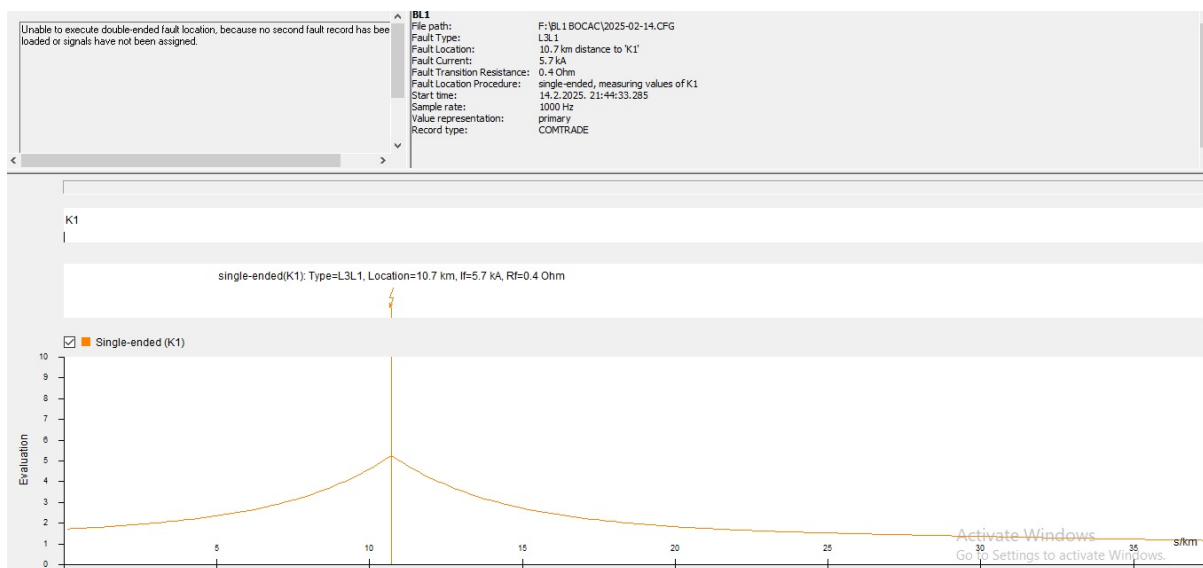
Brz pristup Arhivi pogonskih događaja, i dobijanje snimljenih poremećaja preko sistema za daljinski pristup lokalnim mrežama omogućavaju pravovremenu verifikaciju podatka o lokaciji kvara, koji se dalje dostavlja Službi za održavanje dalekovoda.

4.1 Primjer iz prakse, određivanje lokacije kvara

Korištenje sistema opisanog u ovom radu ovdje ćemo pokazati na primjeru određivanja lokacije kvara na dalekovodu DV 110 kV Banja Luka 1- HE Bočac, sa otcjepom na TS Banja Luka 5. Naime, TS 110/10 kV Banja Luka 2 i TS 110/35/20 kV Banja Luka 5 su ranije bile napojene radijalno iz TS 110/35/10 kV Banja Luka 1. TS Banja Luka 2 je najvažnija gradska TS u gradu Banja Luka, koja napaja najveći konzum, a TS Banja Luka 5 je važna jer napaja fabriku vode.

Kako bi se obezbjedilo dvostrano napajanje ove dvije TS, izvršeno je priključenje TS Banja Luka 5 na DV 110 kV Banja Luka 1-HE Bočac krutom tačkom u mjestu Grbići. Naravno, u planu je da se i ovo pitanje riješi, i eliminiše kruta tačka, ali trenutna stanje je takvo.

Kvar na dalekovodu se desio 14.02.2025. , u 21:44:33. Po prijavi dispečera, analizu su vršili Tehnički rukovodilac i Rukovodilac Službe za mjerno-relejnu tehniku i pomoćna napajanja, u ranim jutarnjim časovima narednog dana. Uvidom u podatke iz Aplikacije za pregled pogonskih događaja utvrđeno je istovremeno i pravovremeno djelovanje zaštita sa sve tri strane, čime je kvar eliminisan. Međutim, iz HE Bočac nismo mogli dobiti podatke o lokatoru, niti imamo mogućnost pristupa za iščitavanje distrubance record-a, jer objekat nije u vlasništvu Elektroprenosa. A sve se dešavalo tokom vikenda, pa nismo mogli računati na brzu pomoć kolega iz HE Bočac. Iz TS Banja Luka 5 smo dobili podatak o lokatoru (17.0 km), ali kako ova dužina značajno prelazi dužinu otcjepa od krute tačke do TS Banja Luka 5 (1.4 km) ovaj podatak takođe nije bio od velike pomoći. Iz TS Banja Luka 1 nije bilo podatka o lokatoru, iz tehničkih razloga koje ovdje nećemo objašnjavati. Dalekovod većim dijelom prolazi teškim terenom planine Manjača, a uslovi za pregled su bili dodatno otežani zbog sniježnih padavina i niske temperature. Snimljeni poremećaj je iščitao iz uređaja za zaštitu u TS Banja Luka 1 i konvertovan iz REVAL formata u COMTRADE format, te otvoren u SIGRA softveru. Parametri voda, te ostali parametri važni za kalkulaciju impedansi pravilno su uneseni u softver. Uvidom u zapis, potvrđeno je da je kvar međufazni (L1-L3), amplitude 5.7 kA, i određena je lokacija kvara na 10.7 km od TS Banja Luka 1, kao što se vidi na slici 9:



Slika 9: Određivanje lokacije kvara na DV 110 kV Banja Luka 1- He Bočac

Dužina dobijena na ovaj način bila je kraća od dužine voda od TS Banja Luka 1 do krute tačke, tako da se ovaj podatak mogao smatrati tačnijim od podatka iz TS Banja Luka 5. Kolege iz Službe za održavanje DV, u telefonskom razgovoru, potvrdili su da se vrijednost lokatora odgovara mjestu na kojem se vrši preplitanje faznih provodnika, što odgovara informaciji da se radi o međufaznom kvaru između dvije faze.

Tako je ekipa za održavanje DV dobila preciznu informaciju po kojoj su mogli reagovati, i pronašli kvar na izolatoru, kao što se vidi na slici 10:



Slika 10: Mjesto kvara na DV 110 kV Banja Luka 1- He Bočac

Oštećeni izolator je zamijenjen i dalekovod je uspješno pušten u pogon.

Važno je naglasiti da je od dobijanja informacije o kvaru i zahtjeva za analizu kvara do dobijanja povratne informacije o lokaciji kvara prošlo oko 25 minuta.

5 ZAKLJUČAK

Korištenje navedenih softverskih rješenja ubrzalo je i pojednostavilo pristupanje podacima u bazi SCADA sistema. Udaljeni inženjerski pristup zaštitnim i upravljačkim uređajima uštedio je mnoge pređene kilometre i mnoge sate provedene u putovanju do transformatorskih stanica. Mogućnost da se u istom danu rješava problematika iz više objekata, povećala je produktivnost u radu. Naročito je važno pravovremeno pružanje pravovremenih i tačnih podataka službama održavanja. U ovom kontekstu je potrebno je pomenuti da je, pored obezbjeđivanja podataka za potrebe analitičkog rada, sistem omogućio brzu dijagnostiku i u dosta slučajeva otklanjanje zastoja i kvarova na lokalnim sistemima za upravljanje i nadzor (SCADA serveri, RTU-ovi, svičevi, IED-ovi, GNSS uređaji itd.). Često se kroz ovaj sistem vrši i ažuriranje procesnih slika na lokalnim SCADA sistemima (nazivi polja, redni brojevi polja i sl.).

Imperativ je da se opisana funkcionalnost zadrži i nakon planiranih zamjena telekomunikacionog i SCADA sistema u dispečerskom centru. Navedena rješenja mogu poslužiti i za migraciju podataka o sistemu u novi SCADA sistem, ukoliko se za tim ukaže potreba. Moderni SCADA sistemi imaju integrisana rješenja koja uključuju dio funkcionalnosti koja je u aplikaciji Arhiva pogonskih događaja. Pri implementaciji novog SCADA sistema potrebno je posvetiti posebnu pažnju pri integraciji ovih rješenja, na način da krajnji korisnici što manje osjete zamjenu sistema.

6 LITERATURA

[1] PRTG Manual, https://www.paessler.com/manuals/prtg/welcome_to_prtg

[2] Nozomi Guardian, Administrator Guide, N2OS v25.0.0— 2025-03-18

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.14](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.14)**B5.14****ODREĐIVANJE POLOŽAJA REGULACIONE SKLOPKE POD OPTEREĆENJEM
KORIŠĆENJEM PODATAKA O STRUJAMA SA SCADA****ON-LOAD TAP CHANGER POSITION DETERMINATION USING USING CURRENTS
DATA FROM SCADA****Siniša Spremić, Milica Porobić***

Kratak sadržaj: Razmatra se praktična provera položaja regulacione sklopke pod opterećenjem koristeći primarne i sekundarne struje transformatora opremljenih regulacionom sklopkom pod opterećenjem korišćenjem podataka o strujama dobijenih iz SCADA sistema (Supervisory Control And Data Acquisition – nadzor, kontrola i prikupljanje podataka). Prikazana je jednačina za određivanje položaja regulacione sklopke koristeći struje. U SCADA sistemu su se ranije podaci o jednoj struji primara i jednoj struji sekundara dobijali iz daljinskog upravljanja preko mernih pretvarača, a u novije vreme iz mikroprocesorskih uređaja. Tačnost određivanja položaja regulacione sklopke pod opterećenjem na ovaj način zavisi od grešaka: mernih pretvarača daljinskog upravljanja ili analognih ulaza mikroprocesorskih zaštitnih uređaja, prenosnog odnosa energetskeg transformatora, strujnih transformatora i usled struja magnećenja (struja praznog hoda). Rezultati praktične provere podataka dobijenih iz SCADA sistema su obrađeni sa ciljem da se potvrdi primenljivost i da se unapredi pouzdanost u određenim delovima prenosa i distribucije električne energije: automatizacija, zaštita, upravljanje (nadzor) i signalizacija. Prikazani su i razmotreni razlika računatog i stvarnog položaja regulacione sklopke pod opterećenjem dobijeni iz podataka o struji primara i struji sekundara iz SCADA sistema za nekoliko transformatora. Ukazano je na greške zbog zaokruženih očitanih vrednosti i razmotrene mogućnosti korekcije.

Ključne reči: *Regulaciona sklopka pod opterećenjem, Položaj, Struja, Primarna, Sekundarna, SCADA*

Abstract: A practical check of the position of the On-load tap changer (hereinafter: OLTC) using the primary and secondary currents of transformers equipped with a OLTC using the currents obtained from SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) is considered. The equation for determining the position of the OLTC using currents data is shown. In SCADA, previously data on one primary current and one secondary current were obtained from remote control via measuring transducers, and more recently from microprocessor protection devices.

* Siniša Spremić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, sinisa.spremic@es.rs
Milica Porobić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, milica.porobic@es.rs

The accuracy of determining the position of the OLTC in this way depends on errors: measuring transducers of remote control or analog inputs of microprocessor protection devices, transmission ratio of power transformer, current transformers and due to magnetizing currents (no-load current). The results of practical verification of data obtained from SCADA were processed with the aim of confirming applicability and improving reliability in certain parts of transmission and distribution of electricity: automation, protection, supervision and signaling. The difference between the calculated and actual position of the OLTC obtained from the data on the primary current and the secondary current from SCADA for several transformers is shown and discussed. Errors due to rounded readings were pointed out and the possibility of correction was considered.

Key words: *On-load tap changer, Position, Current, Primary, Secondary, SCADA*

1 UVOD

Postojeći način obezbeđenja podatka o položaju regulacione sklopke pod opterećenjem (u daljem tekstu: RS) je uređajima iz ormara motornog pogona (u daljem tekstu: MP) RS koristeći različite izlaze: otpor, mA, kontaktni opseg i kodovi (BCD, Grey, Binary ili 1-n). Ovi uređaji su pouzdani, ali se povremeno pojave različiti kvarovi koji vode do netačnog podatka o položaju RS ili tog podatka uopšte nema, a to uzorkuje blokadu paralelnog rada transformatora koristeći metodu vodeći-prateći i manje osetljivu diferencijalnu zaštitu transformatora u uređajima diferencijalne zaštite koji su opremljeni ovom opcijom. Manje značajno, ali ne zanemarivo je izostanak daljinskog nadzornog (kontrolnog) podatka posebno u slučajevima potrebe paralelovanja transformatora u istoj transformatorskoj stanici (u daljem tekstu: TS) ili u udaljenim TS. U SCADA sistemu se stiču različiti podaci koji bi se mogli iskoristiti za dodatne zaštitne, automatizacione, upravljačke i signalne funkcije ili postojeće mogu da budu unapređene koristeći mogućnosti komunikacije sa krajnjim ciljem povećanja pouzdanosti i preciznosti. Proračuni mogu da se izvedu u SCADA sistemu. Koristeći napredne mogućnosti savremenih mikropcesorskih uređaja zaštite i upravljanja ili SCADA sistema i jednačina za određivanje položaja RS koristeći primarne i sekundarne (tercijerne) struje i napone može da se unapredi pouzdanost i preciznost. U radu se praktično proverava mogućnost korišćenja podatka o položaju RS iz struja primara i sekundara transformatora koje se stiču u SCADA sistemu što je jednostavniji način od određivanja položaja RS iz primarnih i sekundarnih napona.

2 MOGUĆE GREŠKE U ODREĐIVANJU POLOŽAJA RS IZ PRIMARNIH I SEKUNDARNIH STRUJA DOBIJENIH IZ SCADA SISTEMA I NJIHOVA KOREKCIJA

Greške u određivanju položaja RS korišćenjem struja su povezane sa analognim ulazima struja u mikropcesorskim uređajima ili mernim pretvaračima daljinskog upravljanja za SCADA sistem (zavisi šta se koristi), prenosnom odnosu transformatora, tačnosti strujnih transformatora i zbog struja magnećenja (struja praznog hoda) transformatora. [1]

Greške analognih ulaza struja mikropcesorskih uređaja su manje od 1%, najčešće manje od 0,5% od I_n .

Greška prenosnog odnosa transformatora je standardom [2] ograničena na $\pm 0,5$ %. Prema ispitinim listovima transformatora ta greška je u čitavom opsegu položaja RS značajno manja od 0,5% sa sličnim vrednostima među fazama.

Klase tačnosti mernih jezgara strujnih transformatora 110 kV u transformatorskom polju su 0,2% ili 0,5%.

Na sredjenaponskoj strani su 0,5%. Fazne greške su zanemarive za ovo razmatranje. Prema ispitnim listovima strujnih transformatora greške su značajno manje od klase tačnosti.

Struja praznog hoda energetskog transformatora zavisi od konstrukcije i materijala upotrebljenih u izradi transformatora. Transformatori starije konstrukcije i lošijih materijala (prvenstveno dinamo lim) imaju struje praznog hoda pri nominalnom naponu u iznosu od 1% do 3% nominalne struje transformatora. Noviji transformatori prenosnog odnosa 110/x kV imaju struju praznog hoda pri nominalnom naponu u iznosu od oko 0,2% do 0,5% nominalne struje transformatora, a najnoviji i manje od 0,2%. Izuzev nekoliko transformatora sa strujom praznog hoda pri nominalnom naponu većom od 1% nominalne struje ostali imaju struju praznog hoda manju od 0,5%. Struja praznog hoda se značajno povećava povećanjem napona. Pri naponima za oko 10% većim od nominalnog struja praznog hoda može biti veća do 4 puta. [3]

Dodatna greška je zaokruživanje vrednosti na celi broj ili na jednu decimalu. Ovo ima značajan uticaj kod manjih vrednosti struja.

Korekcija greške analognih ulaza mikroprocesorskih uređaja, mernih pretvarača za SCADA sistem i strujnih transformatora bi zahtevala veoma precizne uređaje za kalibraciju i značajno vremensko angažovanje zaposlenih i uređaja. Korekcija po struji praznog hoda je neizvesna iako bi sa ograničenom vrednošću mogla da se primeni. Korekcija greške prenosnog odnosa transformatora je najjednostavnija korišćenjem podataka iz ispitnog lista transformatora za svaki položaj RS. Sve prethodno navedeno zahteva da se u mikrorprocesorske uređaje ili na SCADA sistemu prikupe jednovremeni podaci, da se u softver ubace odgovarajući proračuni, poznati podaci i izvedene krive, algoritmi ili jednačine. [4]

Moguća je i direktna korekcija po pojedinačnom transformatoru [5].

3 ANALIZA PODATAKA O IZRAČUNATOM POLOŽAJU RS IZ PRIMARNIH I SEKUNDARNIH STRUJA TRANSFORMATORA IZ SCADA SISTEMA

Formule za izračunavanje položaja RS iz struja primara i sekundara transformatora slede:

$$n_{RS} = \frac{100}{V_s} \cdot \left(1 - \frac{m_{meas}}{m_{12sr}}\right) + 0,5 \cdot n_{uk} + 0,5 \quad (1)$$

gde su:

- n_{RS} merno računati položaj RS iz merenih vrednosti struja ili napona,
- n_{uk} je broj položaja RS sa različitim prenosnim odnosom,
- m_{meas} je prenosni odnos računat iz primarnih i sekundarnih struja i napona,
- m_{12sr} je računski prenosni odnos za srednji položaj RS i
- V_s je korak promene napona primara za promenu jednog položaja RS u %.

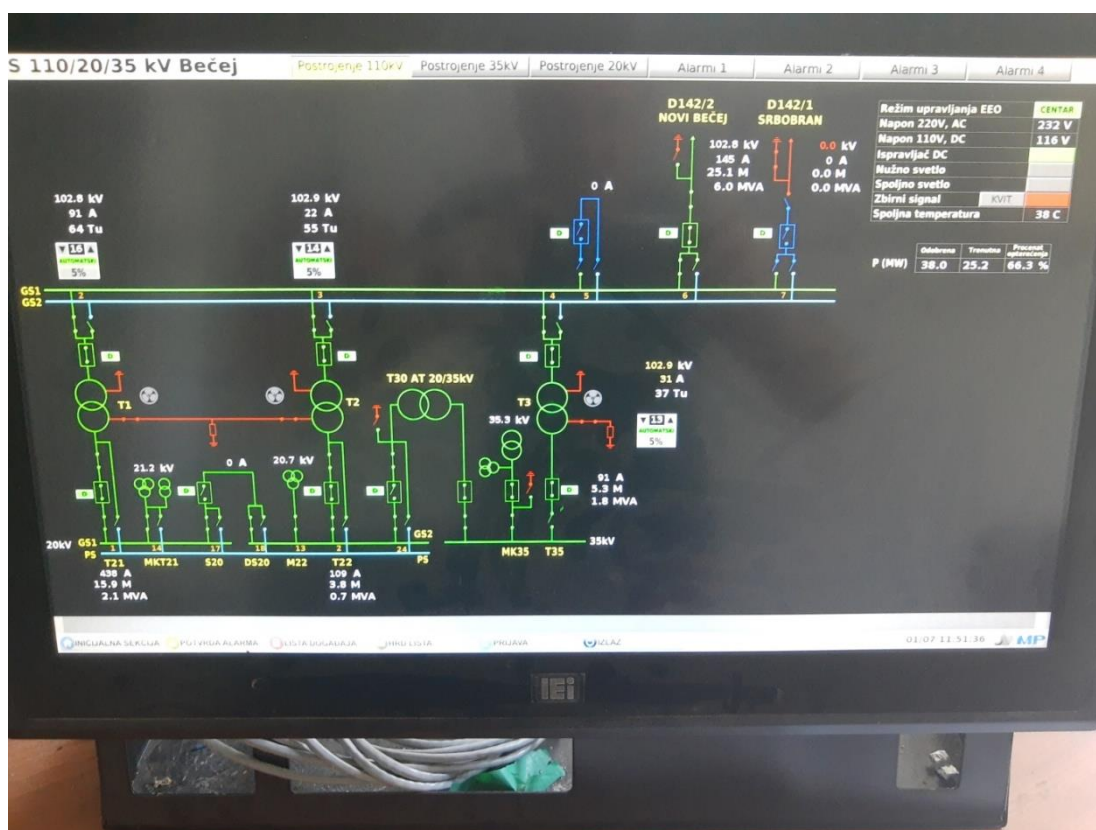
$$m_{meas} = \frac{\frac{I_{L1sec}}{I_{L1prim}} + \frac{I_{L2sec}}{I_{L2prim}} + \frac{I_{L3sec}}{I_{L3prim}}}{3} \quad (2)$$

Formula (2) je za slučaj kada se koriste sve tri struje primara i sekundara. Za slučaj korišćenja struje sa SCADA sistema gde se koristi smo jedna primarna i jedna sekundarna struja formula je sledeća:

$$m_{meas} = \frac{I_{sec}}{I_{prim}} \quad (3)$$

Može se pretpostaviti da bi bila manja greška ukoliko se koriste sve tri primarne i sekundarne struje zbog usrednjavanja greške.

Na slici 1 je prikazan izgled ekrana računara na trafostanici sa tri transformatora sa podacima iz SCADA sistema.



Slika 1: Fotografija ekrana SCADA

Prilikom radova na terenu su fotografisani ekrani računara u trafostanicama 110/x kV na kojima se nalaze različiti podaci od kojih su za ovo razmatranje bitni primarne i sekundarne struje i položaj RS transformatora. Za detaljnije i obimnije razmatranje se ovi podaci mogu prikupiti i u kancelariji i to će biti tema sledećeg razmatranja.

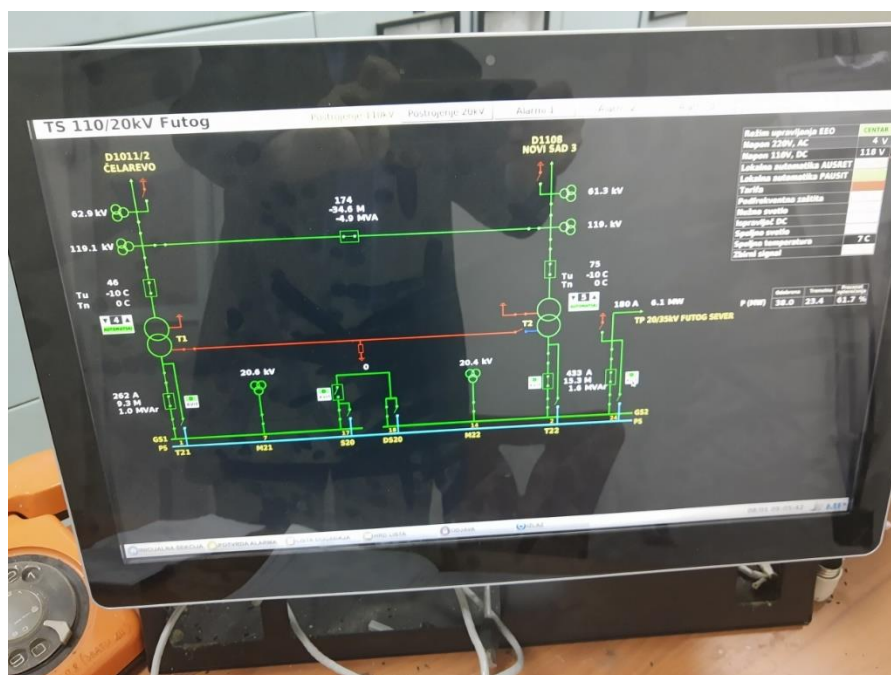
3.1 Greške SCADA sistema kod određivanja položaja RS

Podrobnijim pregledom i razmatranjem je uočeno da se neki podaci koji su očitani sa SCADA sistema ne mogu smatrati odgovarajućim iz razloga što se dobijaju neočekivano velike razlike u položajima RS. Razlozi mogu da budu razni. U dosta slučajeva razlog je kratkotrajno, ali i dugotrajno zamrzavanje slike ili prekid ažuriranja podataka na SCADA sistemu koje ponekad obuhvata samo neki podatak, ne sve.

Primer se može videti na slici 2 gde nije ažuriran primarni međufazni napon sa desne strane prema dalekovodu D1131 i na slici 3 gde nije ažuriran primarni fazni napon sa desne strane prema dalekovodu D1108. Kod slike 2 postoji mogućnost da je do problema došlo prilikom isključenja T1 jer su na svim drugim snimcima vrednosti primarnog međufaznog napona približno jednake uz razliku od 0,1 kV i 0,2 kV što je uticaj grešaka svih uključenih uređaja. Na slici 3 se vidi da postoji značajna razlika u vrednostima primarnih faznih napona. Kod napona koji su na istim sabirnicama je lako uočiti problem dok se kod struja to teže uočava i potrebno je analizu i proveru vršiti kontinualno.

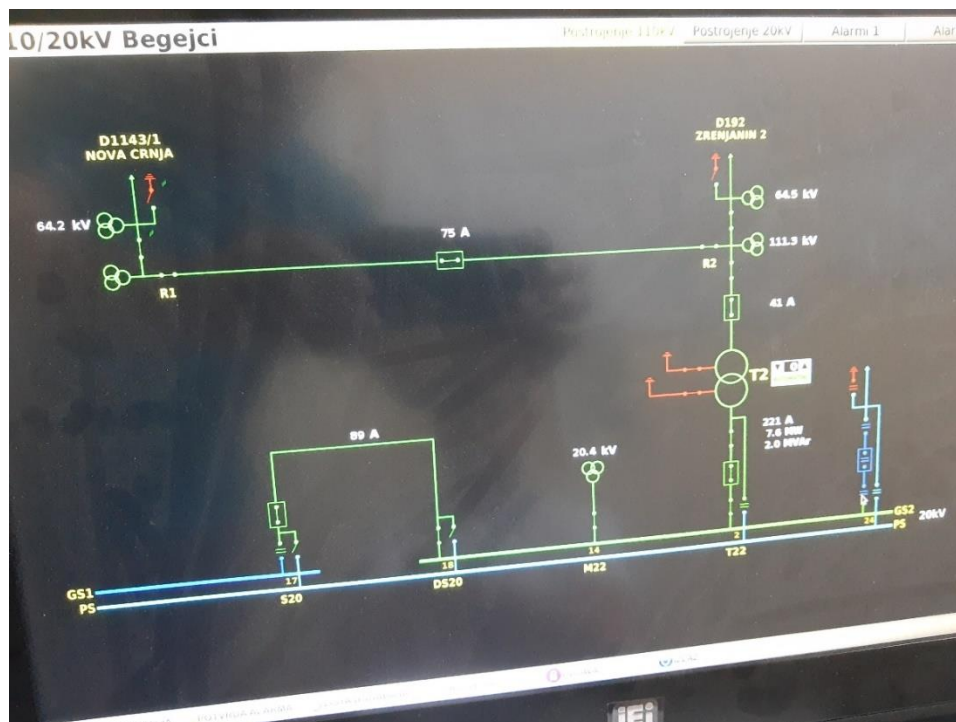


Slika 2: Razlika napona zbog neažuriranja podataka o primarnom međufaznom naponu

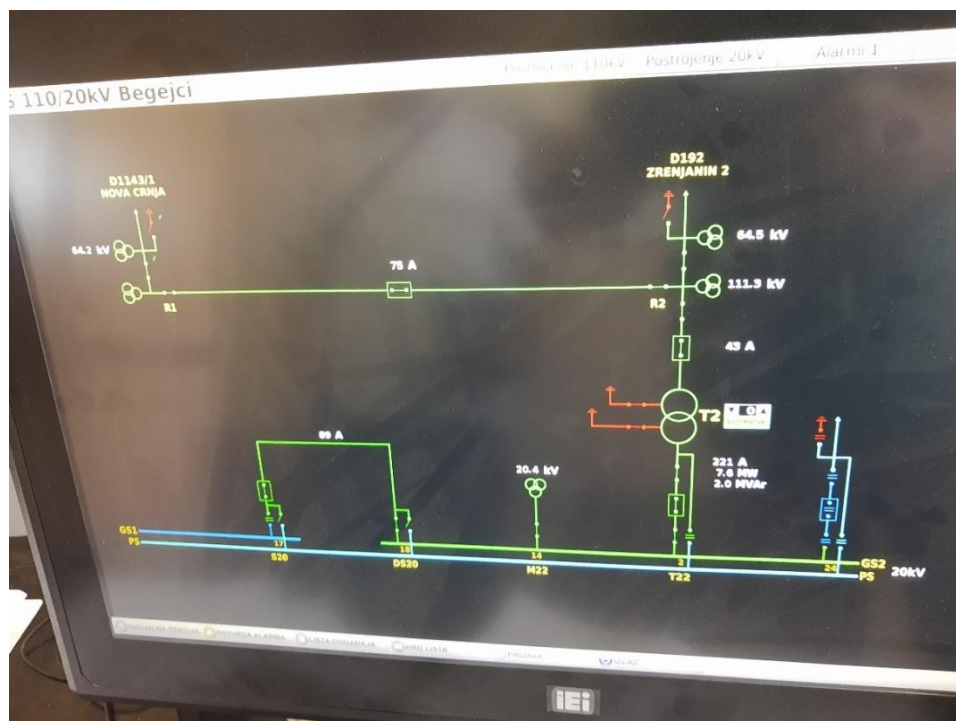


Slika 3: Razlika napona zbog neažuriranja podataka o primarnom faznom naponu

Primer neažuriranja podatka o sekundarnoj struji je dat na slikama 4 i 5. Ovo između ostalog dovodi do toga da se razlika položaja RS iz struje primara i sekundara promeni sa -0,82 do 2,176.



Slika 4: Prikaz struje sekundara



Slika 5: Prikaz odsustva promene struje sekundara iako se struja primara promenila

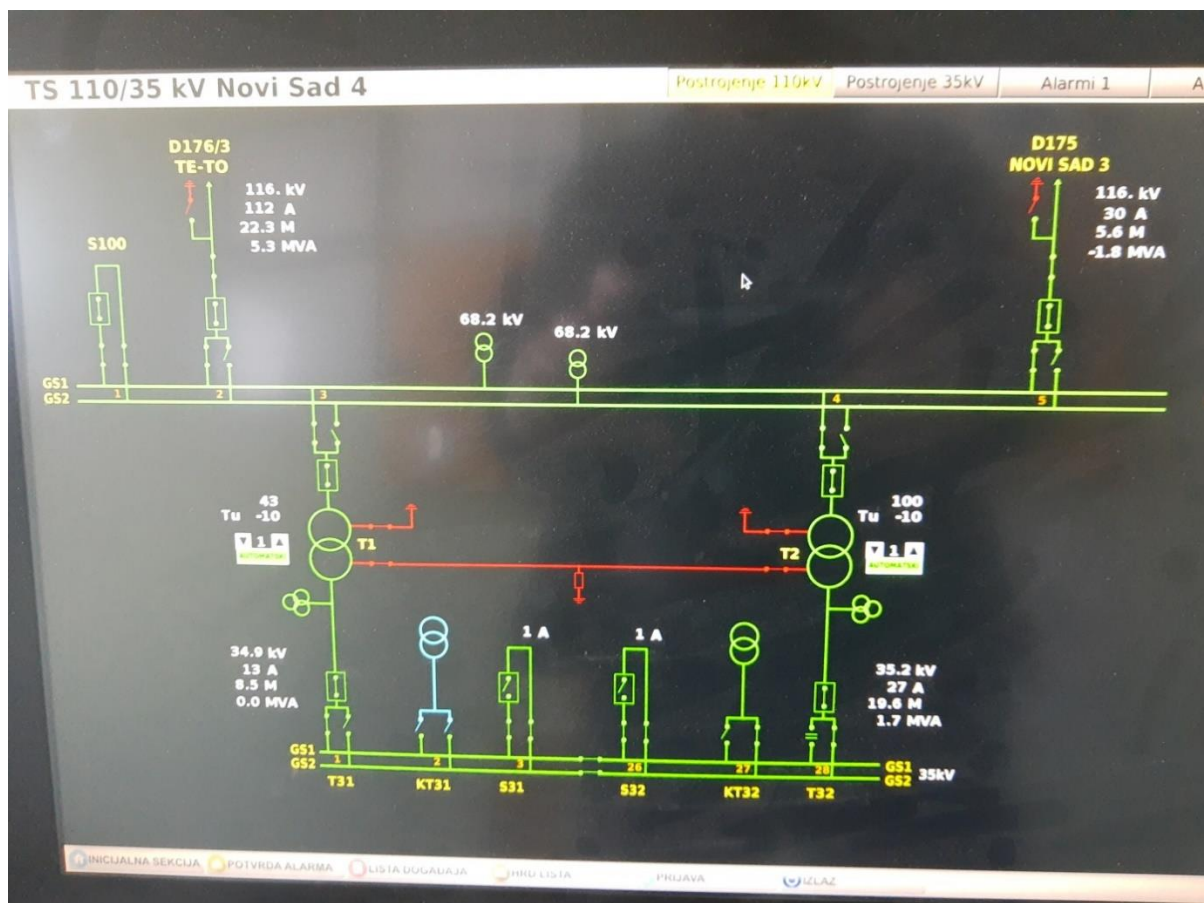
Razlog mogu biti i neodgovarajuća podešenja na SCADA sistemu pa se prikazuju podaci sa greškom. Svakako je neophodno da se podaci o položaju RS sa SCADA sistema uzmu sa rezervom i da se dodatno provere kako bi se otklonili nedostaci.

U jednom slučaju je uočeno da se podatak o položaju RS na motornom pogonu RS i na uređaju automatske regulacije napona (u daljem tekstu: ARN) razlikuje od podatka sa SCADA sistema. Pogrešan je podatak na SCADA sistemu i za snimljene podatke pokazuje jedan položaj RS manje. To se može videti na slici 6 za T2, dok je za T1 neispravan miliamperski pretvarač tako da položaj RS na SCADA sistemu i uređaju ARN nisu ispravni. Podatak o položaju RS je očitavan na motornom pogonu RS na transformatoru.



Slika 6: Neispravan podatak o položaju RS na T2

Primećeno je da se zbog izmena usled reinstalacije ili dorade SCADA sistema na monitorima neki podaci delimično vide. Pravougaonici (kućice) sa podacima su ponekad postavljeni nedovoljno široki tako da se ne vide poslednje cele brojke podatka o položaju RS ili struje. Na primer pokaže položaj RS do 9 dobro, a viši položaji RS od 10 do 19 su svi 1 dok ne dođe do 20. položaja kad će se prikazati drugi položaj RS. Prilikom reinstalacija ili dorade SCADA sistema nije primećeno zbog rada transformatora na položajima nižim od desetog. Otklanjanje, tj. proširenje kućica se može obaviti daljinski iz kancelarije po uočenom problemu. Slično, ali samo u jednom slučaju, je primećeno i kod struja. Primer za sekundarne struje oba transformatora je dat na slici 7 gde se ne vidi poslednja cifra trocifrenog broja, tj. jedinice. Kod ovog primera se radi o staroj trafostanici u kojoj položaj RS nije uveden u SCADA sistem. Za ovu TS bi mogao da se koristi računati položaj RS iz struja ili napona primara i sekundara uz uvažavanje moguće greške.



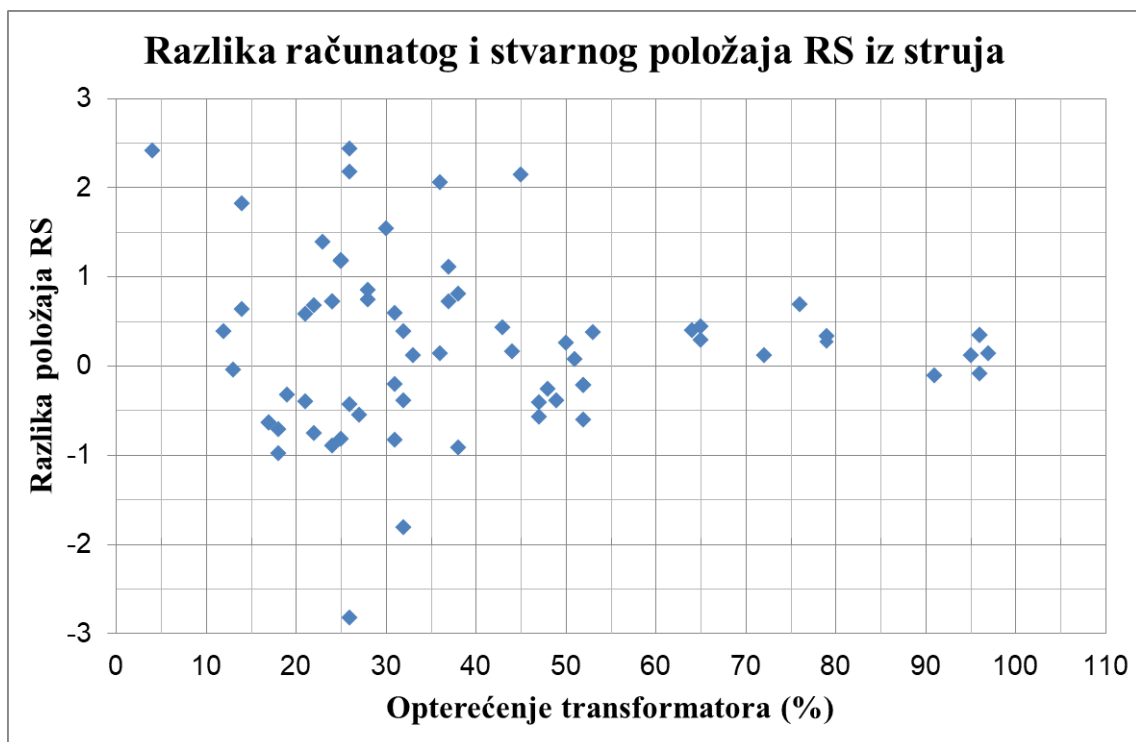
Slika 7: Nedovoljno široke kućice za podatak o sekundarnim strujama

3.2 Rezultati

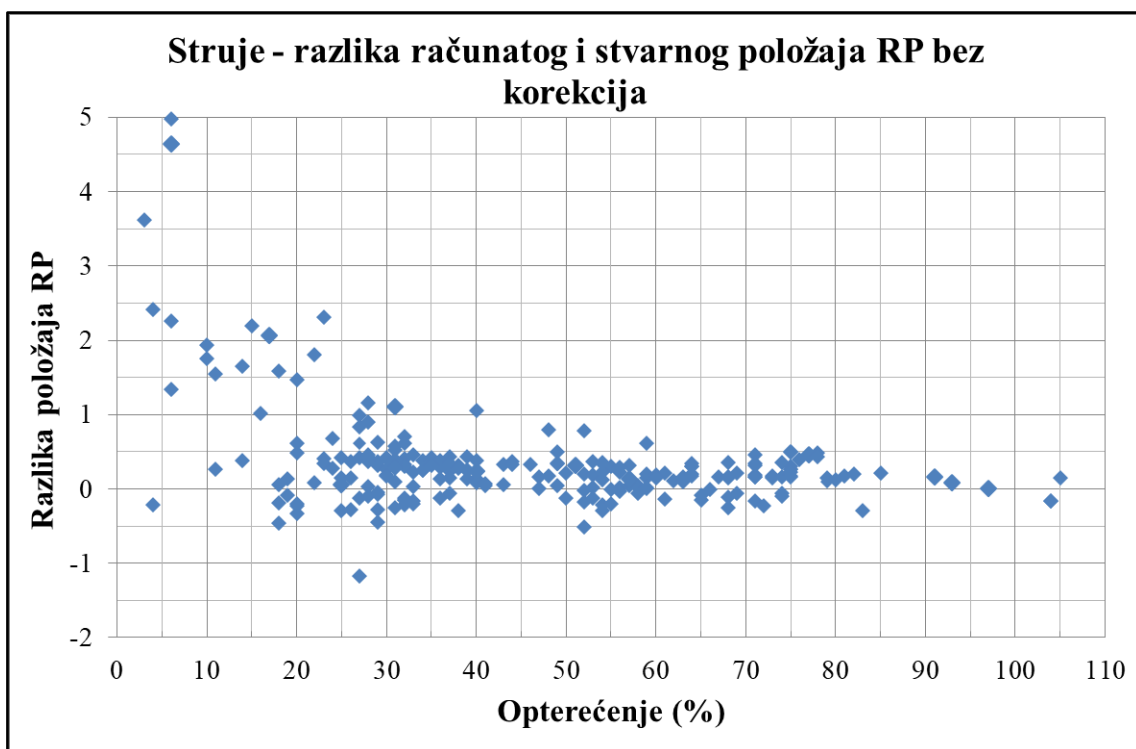
Obradeno je 70 snimaka za 32 transformatora. Veliki deo obrađenih podataka je za manja opterećenja gde je greška veća prvenstveno zbog greške strujnih transformatora i uticaja struje praznog hoda. Strujni transformatori imaju grešku manju od deklarisanu za opterećenja veća od 25 %. Za opterećenja manja od 25% strujni transformatori mogu da imaju grešku veću od deklarisanu. Odabir strujnih transformatora primarne i sekundarne strane je uslovljen nominalnim strujama primara i sekundara transformatora. Struje primara strujnih transformatora su uglavnom nešto veće od nominalnih struja primara i sekundara transformatora. Na primer kod transformatora snage 31,5 MVA prenosnog odnosa 110/21 kV/kV je nominalna primarna struja 165 A, a strujni transformatori su 200/1 A/A sa više jezgara. Na slici 8 su prikazani snimljeni rezultati sa SCADA sistemom. Na slici 9 su prikazani snimljeni rezultati sve tri struje primara i sekundara snimljeni sa mikroprocesorskih uređaja na transformatorskim stanicama [5].

Opterećenje prikazano na slikama 8 i 9 su opterećenja energetskih transformatora tako da je opterećenje strujnih transformatora uglavnom manje za oko 20% zavisno od snage i prenosnog odnosa energetskog transformatora. Korišćenje struja primara i sekundara transformatora sa SCADA sistema za određivanje položaja RS pri opterećenjima nižim od 30% dovodi do razlika koje idu do tri položaja RS.

U jednom slučaju su snimljeni podaci transformatora koji su kratko bili u paraleli sa opterećenjima od 31% i 32% i dobijene su razlike od stvarnog položaja RS od 0,591 i 0,393.



Slika 8: Snimljeni podaci sa SCADA sistema



Slika 9: Snimljeni podaci iz [5]

Neki sumnjivi podaci su provereni korišćenjem proračuna pada napona u transformatoru uz poznate parametre transformatora i podatke o strujama i naponima sa SCADA sistema. Uočeno je da određene greške postoje u SCADA sistemu.

Veoma značajan uticaj na grešku ima i zaokruživanje vrednosti struja na celi broj na monitorima pogotovo kod malih struja, a to je uglavnom slučaj svuda jer se prilikom podešenja izgleda monitora na SCADA sistemu ostavljaju celi brojevi. Zbog ovog se razlika položaja RS izračunatog iz primarnih i sekundarnih struja u odnosu na stvarni položaj RS može povećati za jedan ili više. U slučaju korišćenja vrednosti struja primara i sekundara sa SCADA sistema za izračunavanje položaja RS neophodno je da se vrednosti struja zaokružuju na ne manje od dve decimalne zbog veće tačnosti.

Rezultati razlike položaja RS dobijeni iz SCADA sistema su slični rezultatima snimljenim sa mikroprocesorskih uređaja. Može se pretpostaviti da će za opterećenja veća od 30% većina položaja RS izračunatih iz struja primara i sekundara zaokruženih na celobrojnu vrednost biti jednaka stvarnom položaju RS. Ukoliko bi se koristile vrednosti struja sa barem jednom decimalom moguće je da bi za opterećenja veća od 30% još veći broj izračunatih položaja RS zaokružen na celobrojnu vrednost bio jednak stvarnim položajima RS, a preostali bi imali razliku od jednog položaja.

4 ZAKLJUČAK

Podatak o položaju RS dobijen iz primarne i sekundarne struje iz SCADA sistema bi mogao da se, za opterećenja transformatora veća od oko 30% ili strujnih transformatora većih od 25%, koristi kao rezervni, kontrolni ili glavni uz uvažavanje moguće razlike od jednog položaja RS u odnosu na stvarni položaj RS. S obzirom da ima veći broj transformatora bez podatka o položaju RS u SCADA sistemu jednostavan proračun bi mogao obezbediti taj podatak u SCADA sistemu.

Sledeći korak je detaljnije razmatranje položaja RS iz struja sa SCADA sistema većeg broja transformatora sa velikim brojem očitavanja sa što širim opsegom opterećenja.

5 LITERATURA

- [1] S. Spremić, M. Sentin, D. Petrović, Z. Ristanović, 2015., „Tap changer position determination using new algorithm and possibilities of intelligent electronic devices“, 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Lyon, France), paper 0008
- [2] IEC 60076-1:1993+A1:1999 "Power transformers – Part 1: General"
- [3] S. Spremić, D. Petrović, Z. Ristanović, M. Sentin, 2012., „Unapređenje funkcija uređaja mikroprocesorske zaštite transformatora“, CIRED Srbija – VIII savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije sa regionalnim učešćem, Vrnjačka Banja, Srbija, R-4.14, p.8
- [4] S. Spremić, 2019., „Praktična provera mogućnosti određivanja položaja regulacione sklopke korišćenjem struja i napona i mogućnosti korekcije“, 34. savetovanje CIGRE Srbija, Vrnjačka Banja, Srbija, R B5.16
- [5] S. Spremić, D. Obradović, 2021., „Korekcija određivanja položaja regulacione preklapke iz struja i napona primara i sekundara po snimljenim vrednostima pojedinačnog transformatora“, XXXVI savetovanje Energetika 2021, Zlatibor, Srbija

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.15](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.15)**B5.15****LOKALNI SCADA SISTEMI I INTEGRACIJA FOTONAPONSKIH ELEKTRANA****SUBSTATION AUTOMATION AND SCADA SYSTEM WITH PHOTOVOLTAIC PLANT
CONTROL INTEGRATION****Aleksandar Marjanović, Zoran Stojanović, Uroš Njegovan***

Kratak sadržaj: Usled konstantnog porasta potrebe za energijom ali i sve prioritetnijih ekoloških kriterijuma pri zadovoljavanju istih, poslednjih decenija smo svedoci planova i projekata za integraciju velikog broja obnovljivih izvora energije, pre svega solarnih i vetro kapaciteta. Kako pomenuti projekti postaju realnost, jedan od glavnih izazova današnjice postaje stabilnost, odnosno regulacija elektroenergetskog sistema sa raznovrsnim i izrazito distribuiranim proizvodnim kapacitetima u kompleksnim tržišnim uslovima. Rezultat takvih okolnosti su sve strožiji uslovi za priključenje, tzv. "Grid Code", propisani od strane operatora sistema. Upravo zbog toga se sve češće dešava da se već u fazi studije izvodljivosti za solarne elektrane većih instalisanih kapaciteta javlja potreba za dokazivanjem performansi predmetne elektrane i njene usaglašenosti sa uslovima propisanim od strane operatora. Opravdanje za proširene zahteve može se naći i u iskustvima iz prakse koja pokazuju da intermitentnost proizvodnje solarnih elektrana, uz ostale potencijalno loše karakteristike, mogu biti prevaziđene, pa čak i pozitivno iskorišćene, pre svega u interakciji između glavnog kontrolera elektrane i funkcionalnosti instaliranih invertora. U ovom radu prikazan je primer kontrolera solarne elektrane formiranog proširenjem staničnog SCADA sistema priključne transformatorske stanice funkcijama za nadzor ali i za upravljanje solarnom elektranom. Dat je i pregled funkcionalnosti i kontrolnih algoritama koje je potrebno implementirati kako bi se postigla usaglašenost sa aktuelnim pravilima o radu u Srbiji i regionu. Kontroler iz predmetne elektrane je dalje testiran i na "hardware in loop" modelu solarne elektrane sa identičnim parametrima i algoritmima kao u stvarnoj elektrani. Navedeni pristup testiranja algoritma kontrolera predstavlja verodostojan test dokazivanja preformansi kontrolera uz najsavremenije alate na tržištu i može se iskoristiti za potvrdu usklađenosti radnih parametara solarne elektrane sa uslovima za priključenje već tokom izrade studije ili izbora opreme i komponenti elektrane.

Ključne reči: *Upravljanje fotonaponskim elektranama, SCADA, "hardware in loop" koncept, fotonaponske elektrane, integracija fotonaponskih elektrana*

*Aleksandar Marjanović, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Siemens doo Belgrade, aleksandar.marjanovic@siemens.com

Zoran Stojanović, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, stojanovic@etf.rs

Uroš Njegovan, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Siemens Energy, uros.njegovan@siemens-energy.com

Abstract: Due to the constant increase in energy demand and the increasingly prioritized ecological criteria in meeting these demands, in recent decades we have witnessed plans and projects for the integration of a large number of renewable energy sources, primarily solar and wind capacities. As these projects become a reality, one of the main challenges of today is the stability and regulation of the power system with diverse and highly distributed production capacities in complex market conditions. The result of such circumstances is increasingly strict connection and operational conditions, the so-called "Grid Code," prescribed by system operators. For this reason, it is becoming common that, already at the feasibility study stage for solar power plants with larger installed capacities, there is a need to prove the performance of the subject power plant and its compliance with the conditions prescribed by the operator. The justification for expanded requirements can also be found in practical experiences showing that the intermittency of solar power plant production, along with other potentially negative characteristics, can be overcome and even positively utilized, primarily in the interaction between the main controller of the power plant and the functionalities of the installed inverters. This paper presents an example of a solar power plant controller formed by expanding the SCADA system of the connection transformer station with functions for monitoring and managing the solar power plant. An overview of the functionalities and control algorithms that need to be implemented to achieve compliance with the current operating rules in Serbia and the region is also given. The controller from the subject power plant was further tested on a "hardware in loop" model of the solar power plant with identical parameters and algorithms as in the actual power plant. This approach to testing the controller algorithm represents a credible test of proving the controller's performance with the most modern tools on the market and can be used to confirm the compliance of the solar power plant's operating parameters with the connection conditions already during the study or equipment and component selection phase of the power plant.

Key words: *substation automation, photovoltaic plant control, grid code, hardware in loop, photovoltaic plants, SCADA*

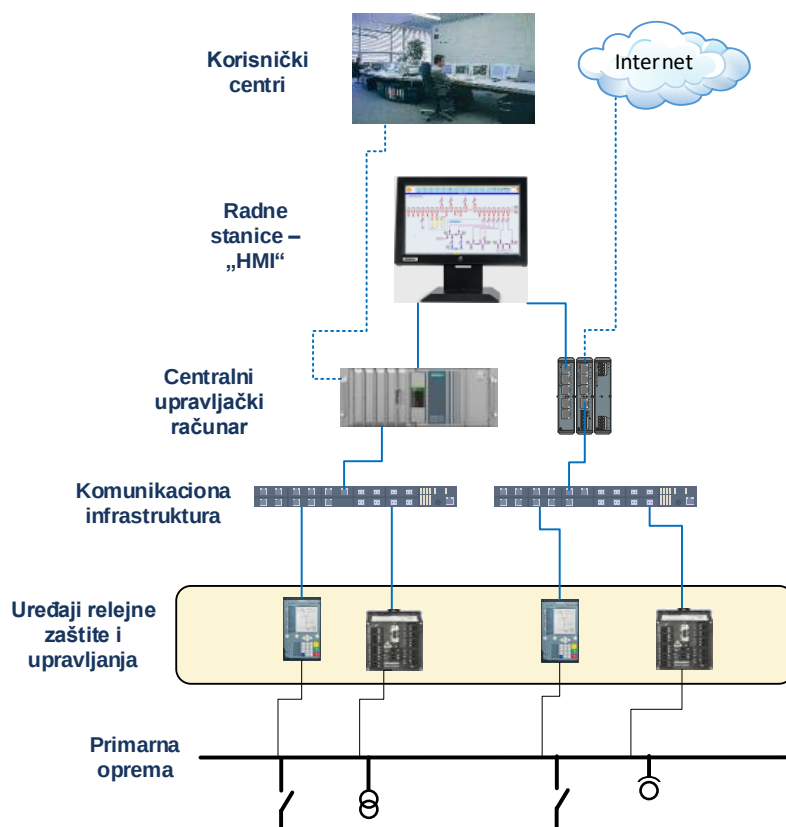
1 UVOD

Lokalni SCADA sistemi predstavljaju komunikacionu i upravljačku infrastrukturu u elektroenergetskim objektima koja za osnovnu svrhu ima sakupljanje svih informacija iz procesa odnosno primarne opreme, uređaja za relejnu zaštitu, meteoroloških stanica i sl, njihovu obradu, prikaz i dalji prenos u prilagođenom formatu i protokolu ka korisnicima van objekta. Arhitekture kao i tehnologije znatno variraju i najviše zavise od naponskog nivoa kao i od veličine objekta. Zajednička crta za gotovo sve upravljačke sisteme puštene u rad poslednjih godina je da su bazirane na Ethernet tehnologiji te su samim tim i fleksibilni i kompatibilni sa velikim brojem komunikacionih protokola. Donekle standardizovana struktura lokalnih SCADA sistema, usvojena od strane operatora prenosnog i distributivnog sistema, zastupljena je sa savremenim tehnologijama u velikom broju objekata elektroenergetskog sistema. Dopunu i proširenja upravljački sistemi u elektroenergetskim postrojenjima dobijaju upravo u vidu prenosa informacija ka i od novih korisničkih centra koji nastaju izgradnjom objekata korisnika sistema, među koje spadaju vetro i solarne elektrane. Potreba za komunikacionim povezivanjem novih korisničkih centara nastaje prvenstveno u transformatorskim stanicama koje su mesto priključenja novih elektrana, a potom i u dispečerskim centrima. Osnovna svrha je prikupljanje i razmena informacija koje treba da omoguće efikasno i pouzdano upravljanje i integraciju predmetnih elektrana, ali pored toga javljaju se novi izazovi, pre svega u vidu sajber bezbednosti, kao i u novim tehnološkim zahtevima potrebnim za procesuiranje novog seta informacija koji se prethodno retko sretao u elektroenergetskim postrojenjima.

Daljim razvojem i obradom informacija iz proizvodnih jedinica, povezani lokalni SCADA sistemi u pripadajućim objektima dobijaju nove funkcionalnosti, prvobitno u verifikaciji dobijenih podataka, a potom i kompleksnijih upravljačkih funkcija.

2 ARHITEKTURA LOKALNIH SCADA SISTEMA

Lokalni SCADA sistem u suštini se sastoji od centralnog upravljačkog računara (u serverskoj ili „Remote Terminal Unit“-RTU izvedbi), komunikacione infrastrukture za povezivanje sa procesnim uređajima, komunikacione infrastrukture za povezivanje sa udaljenim korisničkim centrima i opcionalno lokalnih radnih i inženjerskih računara sa prikazima („Human Machine Interface“-HMI).



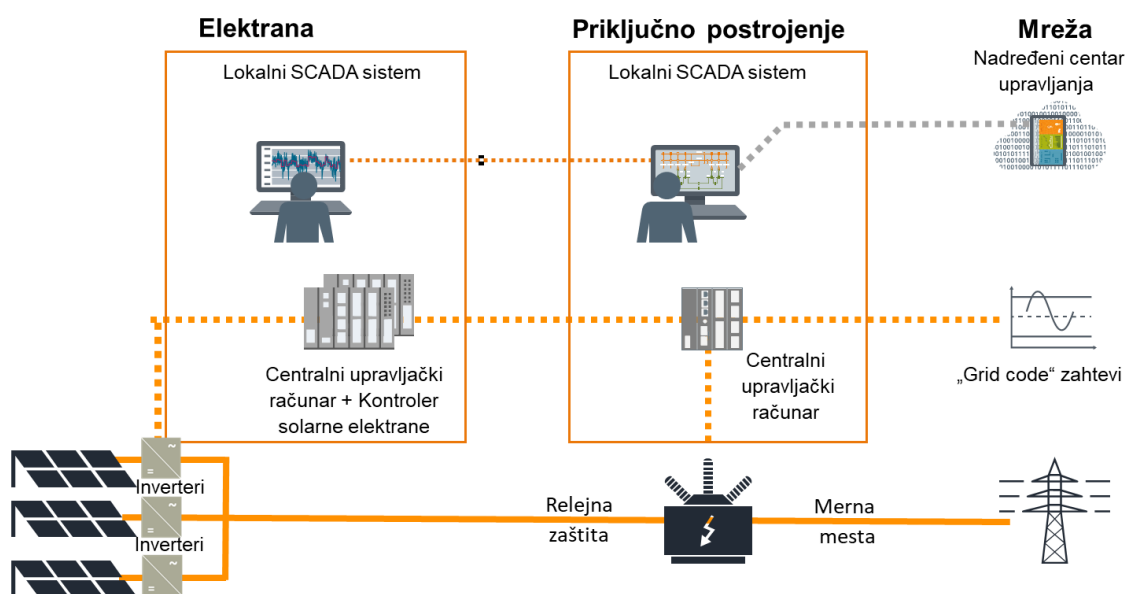
Slika 1: Arhitektura tipičnog sistema upravljanja u elektroenergetskim postrojenjima

Na slici 1. prikazan je primer tipičnog modernog lokalnog SCADA sistema gde se informacije iz inteligentnih elektronskih uređaja zaštite i upravljanja razmenjuju kroz Ethernet infrastrukturu sa centralnim upravljačkim računarom. Tipični protokoli koji se koriste su definisani standardom IEC61850, a neretko se sreću i Modbus TCP kao i Profinet. Upravo u centralnom upravljačkom računar u vrši se prvi nivo obrade informacija koje se pre svega validiraju, nakon čega ih algoritmi, ukoliko su implementirani, procesuiraju. Odabrane informacije se potom prosleđuju dalje ka operatorskim radnim stanicama gde se vrši njihova grafička reprezentacija i ka dispečerskim i drugim korisničkim centrima. Uobičajeni protokoli za slanje informacija van elektroenergetskih postrojenja su IEC 60870-5-104, IEC60870-5-101 i DNP3.

3 KONTROLER SOLARNE ELEKTRANE

Jedna od glavnih aktivnosti koja je u prethodnim godinama uticala na planove razvoja i proširenja elektroenergetskih sistema jesu zahtevi za priključenje velike količine obnovljivih izvora energije. U slučaju vetroelektrana, tehnologija upravljanja vetroturbinama je od početka razvijana od strane proizvođača turbina, te se i kontroleri vetroelektrana isporučuju uz proizvodne jedinice. Povezivanje sa nadležnim dispečerskim centrima se najčešće obavlja standardizovanim protokolima, dok se komunikaciona veza ostvaruje kroz priključna razvodna postrojenja operatora sistem prilikom čega se elektrana tretira upravo kao novi korisnički centar.

U slučaju solarnih elektrana, razvoj tehnologija je išao drugim putem. Različiti proizvođači fokusirali su se na pojedinačne segmente opreme i tehnologije, te se već kod izgradnje prvih fotonaponskih elektrana javila potreba za centralnim sistemom upravljanja, koji pre svega treba da objedini sve podsisteme elektrane u jednu celinu, a sa druge strane omogući jedinstven interfejs ka operatoru sistema. Prvobitno, operativni zahtevi fotonaponskih elektrana nisu bili previše kompleksni i sastojali su se od blokade ostrvskog rada, kontrolisanog uključivanja proizvodnih kapaciteta i eventualno zadavanja željene radne tačke za aktivnu ili reaktivnu snagu. Sa aspekta monitoringa i nadzora rada definisan je set informacija koje nadređeni dispečerski centar dobija u realnom vremenu i koji omogućava praćenje i poznavanje statusa celokupne elektrane, kao i priključnog postrojenja i rasklopne opreme. Vremenom su se operativni zahtevi od strane operatora, i distributivnog i prenosnog sistema, usložnjavali što se ogleda u činjenici da je postalo potrebno proširiti kontrolne funkcije prema fotonaponskim elektranama i implementirati zahtevnije algoritme u kontrolere. U ovom trenutku su određeni proizvođači opreme za lokalne SCADA sisteme uvideli mogućnost da se centralni upravljački računari iskoriste i u ovu svrhu. Prednost datog pristupa je što su ovi uređaji u priključnim postrojenjima već obrađivali većinu potrebnih informacija za kontrolne algoritme, a sa druge strane spregnuti su i sa komunikacionim sistemima elektrane kao i sa dispečerskim centrima (slika 2).



Slika 2: Novi koncept upravljanja i povezivanje elektrane u elektroenergetski sistem

3.1 Algoritam kontrolera

Prednost korišćenja centralnih upravljačkih računara kao kontrolera za fotonaponske elektrane je imala i pojedine mane, pre svega u zahtevima za sve većim procesorskim resursima za koje postojeći hardware nije bio planiran. Ovi uređaji su razvijani sa veoma moćnim komunikacionim interfejsima dok su njihovi logički procesori uglavnom bili neiskorišćeni usled ograničenog seta funkcija, koji je inače bio potreban u transformatorskim stanicama. Danas, funkcionalni zahtevi koji se sreću u fotonaponskim elektranama priključenim na srednji i visoki napon obuhvataju širok spektar algoritama koji pored sveobuhvatnog monitoringa i razmene informacija obavlja kompleksne proračune i proporcionalno-integralne korake sa brzim odzivom u vremenskom domenu. Osnovni set upravljačkih funkcija obuhvata mogućnost zadavanja radne tačke elektrani i to po aktivnoj i reaktivnoj snazi i faktoru snage, pri čemu se za referentnu vrednost uzimaju merenja u mestu priključenja, odnosno predaje električne energije. Pored toga, kompleksniji zahtevi obuhvataju i adekvatan „odziv“ elektrane na poremećaje u sistemu, pre svega u odnosu na odstupanje frekvencije i napona prema unapred definisanoj zavisnosti.

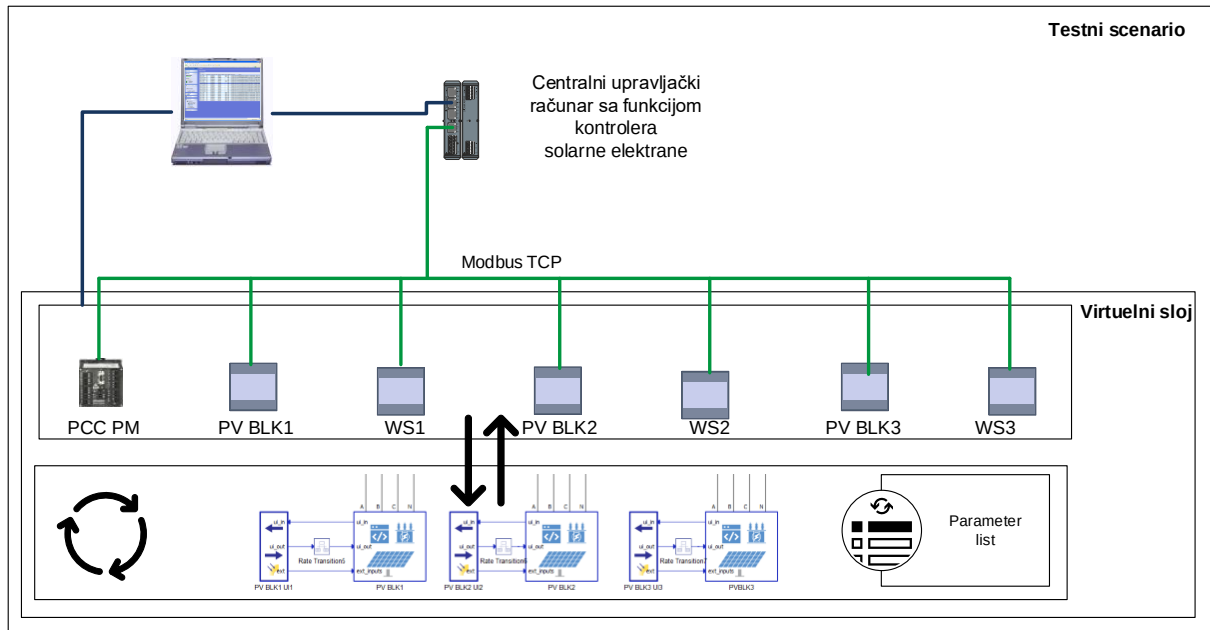
4 „HARDWARE IN LOOP“ MODEL ELEKTRANE

„Hardware in loop – HIL“ simulacije predstavljaju ispitnu metodologiju za validiranje kontrolnih i upravljačkih sistema u realnom vremenu. Ona premošćuje jaz između virtuelnog i fizičkog testiranja stvaranjem dinamičnog testnog okruženja gde kontroler (uređaj koji se testira) interaguje sa verodostojnom, realnom simulacijom procesa, omogućavajući inženjerima da testiraju scenarije koji bi bili previše skupi ili opasni za rekreaciju u fizičkoj laboratoriji. Ona nudi sigurniju, ekonomičniju i fleksibilniju alternativu tradicionalnim metodama testiranja, dok pruža veoma tačne rezultate u realnom vremenu. HIL simulacija funkcioniše tako što virtuelno replicira fizičke komponente sistema kao što su senzori, aktuatori i konvertori unutar okruženja za simulaciju u realnom vremenu, dok stvarni uređaj koji se testira spreže sa virtuelnim modelom. Tipična testna postavka je podeljena na dva sloja: virtuelni sloj, gde se deo sistema modeluje i simulira u realnom vremenu, i stvarni sloj, koji se sastoji od uređaja koji se testira - kontrolera, uključujući njegov hardver, firmware i softver. Ovaj kontroler interaguje sa simuliranim okruženjem, koje oponaša fizički sistem emulirajući različite testne uslove i scenarije. Kontinuirana razmena signala/podataka između kontrolera i simulatora osigurava povratne informacije u realnom vremenu, omogućavajući kontroleru da se ponaša tačno kao što bi se ponašao u stvarnom sistemu. Ovo čini testni scenario gotovo identičnim stvarnom radu, omogućavajući sigurnu i sveobuhvatnu validaciju performansi pre integracije u stvarni sistem.

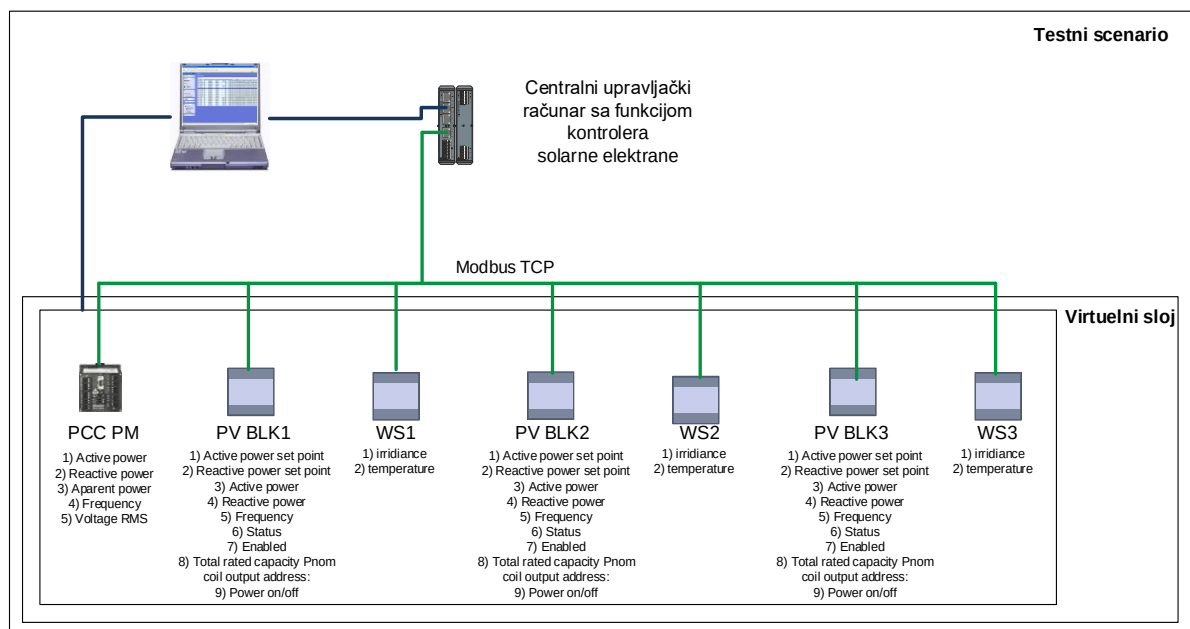
Upravo na osnovu prethodno rečenog, HIL scenario predstavlja savršeno okruženje za formiranje modela fotonaponske elektrane i testiranja upravljačkih funkcija kontrolera. Testna postavka sa HIL modelom elektrane i kontrolerom prikazana je na slici 3.

Virtuelni sloj HIL simulacije se sastoji od modela 3 bloka solarne elektrane označenih kao PV BLK1, PV BLK2 i PV BLK3 instalisanih snaga sa 35kW strane od 10MW, 15 MW i 25MW respektivno. Blokovi su povezani u zajedničkoj priključnoj transformatorskoj stanici 110/35kV, gde je 35kV naponski nivo u mreži elektrane dok je 110kV naponski nivo spregnut sa modelom visokonaponske mreže i elektroenergetskog sistema. Sprega između HIL simulacije i uređaja koji se testira u navedenom slučaju ostvarena je posredstvom Modbus TCP protokola koji predstavlja i najčešći komunikacioni protokol koji se sreće u solarnim elektranama. U virtuelnom sloju HIL modela implementirano je ukupno 7 Modbus TCP Server komunikacionih drajvera, kao što je prikazano na slici 4. Svaki od ovih drajvera je verna informaciona replika stvarnih uređaja koji se sreću u navedenim scenarijima:

1. **PCC PM** – Modbus TCP model mernog uređaja na 110kV dalekovodu;
2. **PV BLK1** – Modbus TCP model koncentratora podataka u prvom bloku elektrane;
3. **WS 1** – Modbus TCP model meteorološke stanice u prvom bloku elektrane
4. **PV BLK2** – Modbus TCP model koncentratora podataka u drugom bloku elektrane;
5. **WS2** – Modbus TCP model meteorološke stanice u drugom bloku elektrane
6. **PV BLK3** – Modbus TCP model koncentratora podataka u trećem bloku elektrane;
7. **WS3** – Modbus TCP model meteorološke stanice u trećem bloku elektrane.



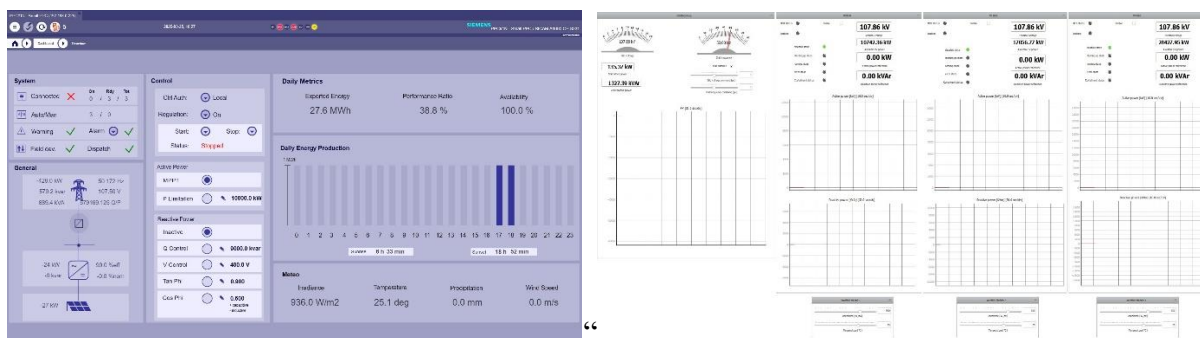
Slika 3: Testna postavka sa HIL modelom elektrane i kontrolerom



Slika 4: Modbus TCP informacioni model u HIL-u

5 TESTIRANJE FUNKCIONALNOSTI KONTROLERA

Uređaj koji se testira predstavlja centralni upravljački računar 110kV/35kV transformatorske stanice u „RTU“ izvedbi sa funkcijom kontrolera solarne elektrane. Kao što je prikazano na Slici 4. kontroler dobija informacije iz procesa iz HIL modela solarne elektrane putem Modbus TCP protokola. Pritom, sa strane kontrolera ne postoji razlika izmedju realnih procesnih podataka koje bi sakupljao u stvarnoj solarnoj elektrani, čime je omogućeno njegovo verodostojno testiranje. Na osnovu dobijenih merenja i statusa uređaja u elektrani kao i zadatih režima rada, algoritam kontrolera izračunava i zadaje postavne „set point“ vrednosti za aktivnu i reaktivnu snagu svakom od blokova koristeći Modbus TCP mehanizam za upisivanje vrednosti registra. Praćenje radnih parametara i postavljanje vrednosti vrši se u web serveru kontrolera i u HIL kontrolnom panelu sa druge strane, kao što je prikazano na slici 5.



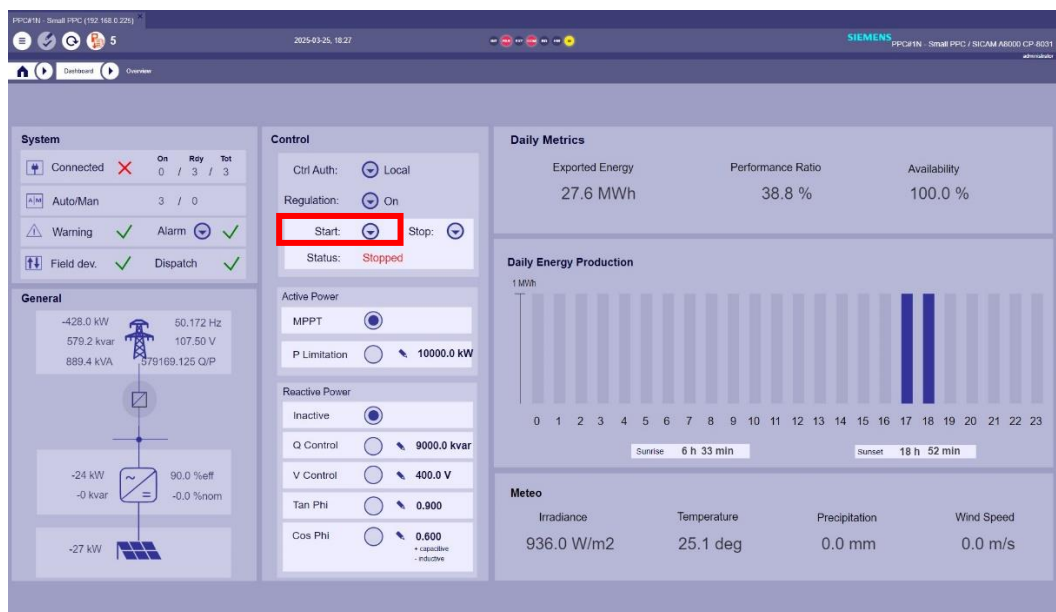
Slika 5: Ekran kontrolera elektrane (levo) i HIL kontrolnog panela (desno)

Algoritam kontrolera solarne elektrane obuhvata širok spektar radnih režima i postavnih vrednosti u uslovima za priključenje koji se sreću danas u različitim zemljama. Konkretno funkcionalnosti testirane u okviru ovog rada ujedno su i one koje se najčešće zahtevaju:

1. Pokretanje i bezbedno zaustavljanje fotonaponske elektrane,
2. Praćenje maksimalne aktivne snage,
3. Kontrola aktivne snage uz određen gradijent – „ramp rate“

5.1 Ispitni scenario 1: Pokretanje fotonaponske elektrane

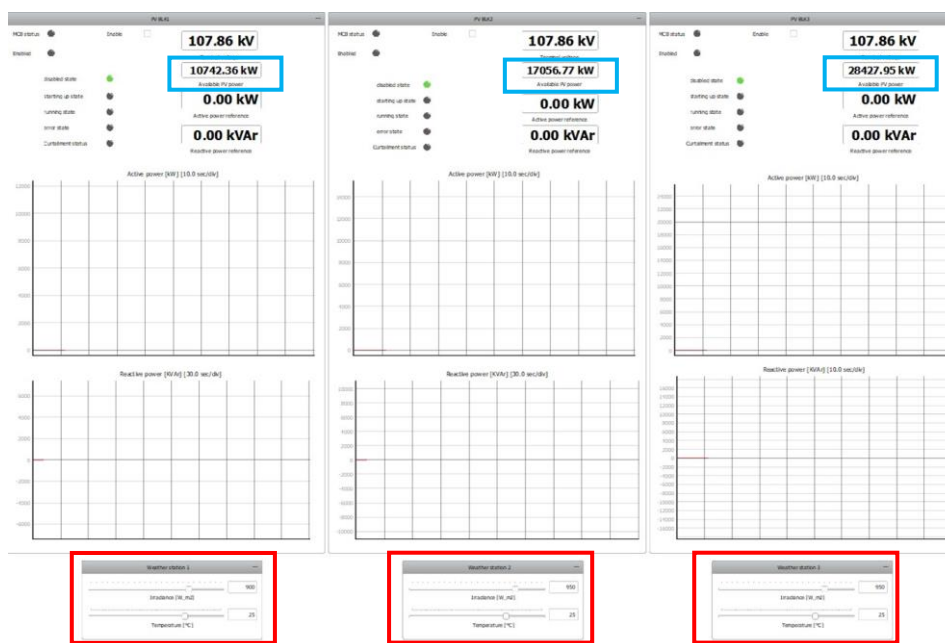
Osnovna funkcionalnost kontrolera predstavlja mogućnost da, uz izdatu komandu iz dispečerskog centra ili sa kontrolnog ekrana, izvrši postepeni start svih elemenata (invertora) u elektrani i dovede ih u postavljeni radni režim. Dodatno, kontroler mora da ima i mogućnost da u slučaju zadavanja stop komande zaustavi sve proizvodne jedinice. Iako navedene sekvence zvuče jednostavno, bezbedno zaustavljanje invertora uz izdavanje komande za stop/start podrazumeva i kontinualno praćenje njegovog statusa tokom celokupne sekvence. Prilikom izdavanje komande za Start sa ekrana kontrolera, najpre se proverava trenutni status elektrane i svih njenih proizvodnih jedinica koje kontroler dobija kroz Modbus TCP informaciju „Status“. Nakon potvrde da su invertori ispravni i dostupni, kontroler šalje svakom od PV BLK komandu za uključenje, prati njihovu tranziciju iz „Disabled state“ u „Starting up state“ do postizanja „Running state“, nakon čega ih preko zadatih postavnih vrednosti aktivne i reaktivne snage postavlja u zadati režim. Sekvenca startovanje solarne elektrane prikazana je na slici 6.



Slika 6: Sekvenca startovanja elektrane i postizanja nominalne snage

5.2 Ispitni scenario 2: Praćenje maksimalne aktivne snage

Prethodno je prikazano priključenje elektrane i postizanje nominalne snage nakon toga. Praćenje maksimalne radne tačke sa aspekta proizvodnje aktivne snage u elektrani poznato i kao „Maximum power point tracking – MPPT“ podrazumeva mnogo više od zadavanja maksimalne snage invertora kao postavne vrednosti. Algoritam prvenstveno mora da proračuna, na osnovu meteoroloških podataka, maksimalnu aktivnu snagu koju invertori mogu proizvesti u datom trenutku. Upravo u tu svrhu je u HIL modelu elektrane implementirana i meteorološka stanica koja za svaki od PV BLK pruža merenja iradijacije i temperature ambijenta. Ove vrednosti se zadaju ručno u HIL kontrolnom panelu i u odnosu na zadatu vrednost kontroler izračunava maksimalno dostupnu snagu u tom trenutku. Zadane vrednosti meteoroloških podataka i sračunate vrednosti maksimalne snage prikazi su na slici 7.



Slika 7: Postavke meteoroloških podataka (crveno) i proračunate vrednosti maksimalne aktivne snage (plavo)

5.3 Ispitni scenario: Upravljanje aktivnom snagom uz zadani gradijent – „ramp rate“

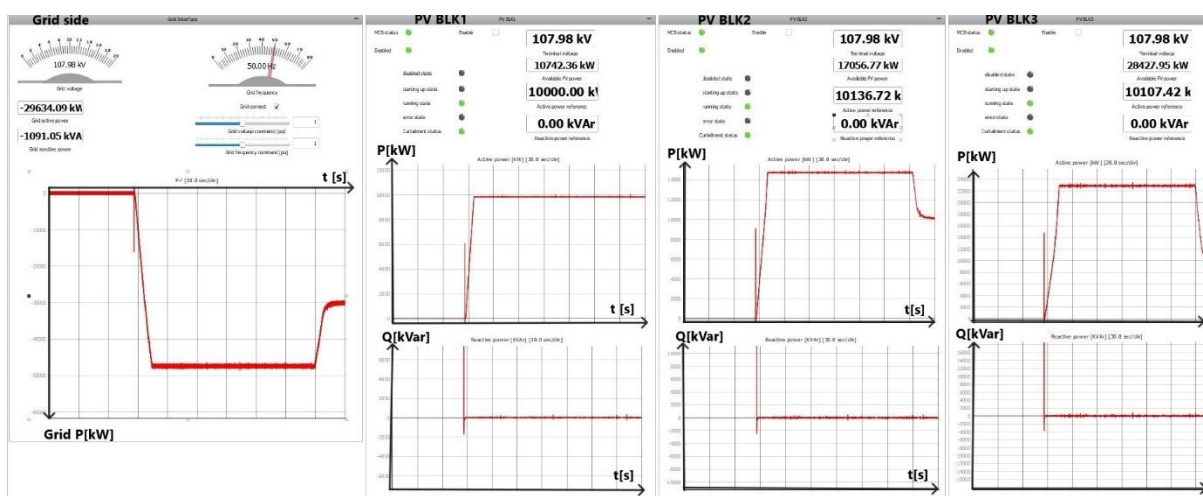
Upravljanje aktivnom snagom u ovom eksperimentu se zasniva na procesuiranju postavne vrednosti koja je zbirna za celu elektranu i ekvivalentna je scenariju u kome se iz dispečerskog centra dobija radna tačka koju elektrana mora u datom trenutku pratiti. Kontroler po aktivaciji ovog režima i na osnovu zadate vrednosti preračunava aktivnu snagu za svaki PV BLK uzimajući u obzir i gradijent po kome je treba postići.

Nakon uključenja elektrane i postizanja maksimalne aktivne snage i MPPT režima opisanih u tačkama 5.1 i 5.2, zadaje se postavna vrednost za aktivnu snagu od 30MW (30000kW) uz gradijent „P ramp“ od 3000kW/s (slika 8). Algoritam kontrolera u datom režimu preračunava pojedinačne postavne vrednosti za PV BLK i od trenutne aktivne snage, uz podešeni gradijent, izdaje komande svakom od PV BLK obezbeđujući postepeno snižavanje izlazne snage elektrane. Bitno je napomenuti da algoritam u opisanom režimu prati merenja aktivne snage svakog od invertora kao i merenje na 110kV strani i radi u režimu PID kontrolera.



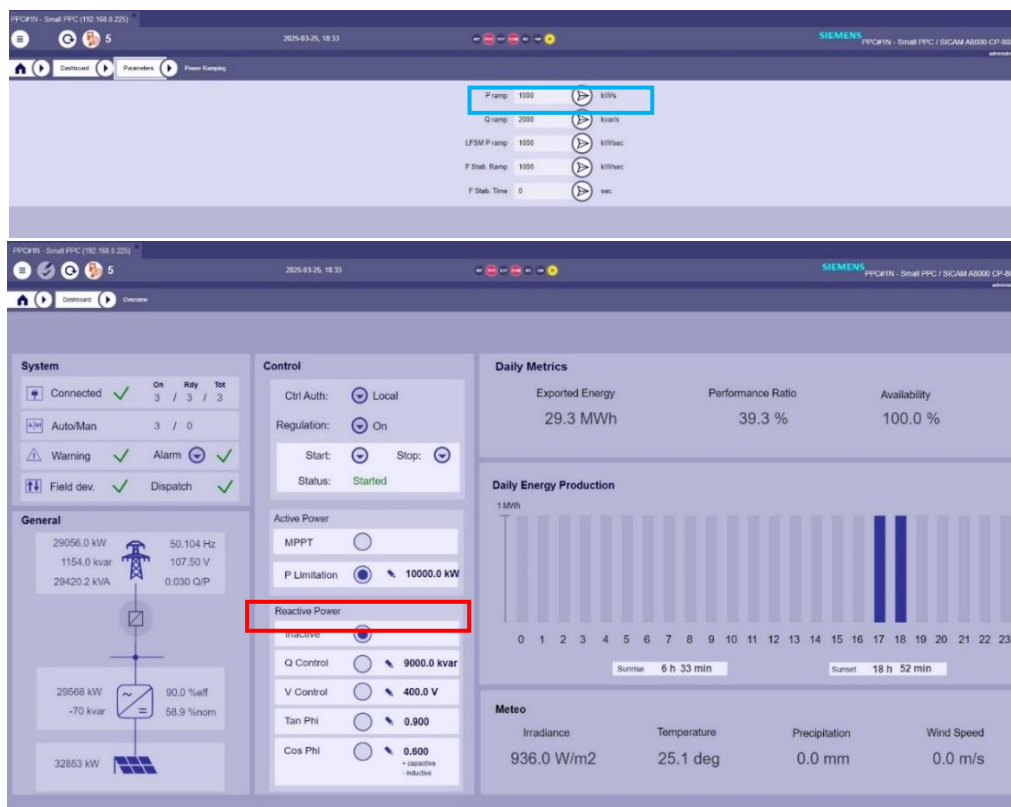
Slika 8: Prva postavna vrednost za aktivnu snagu (crveno) i postavljeni gradijent (plavo) u kontroleru

Rezultat opisane postavke sa strane HIL modela prikazan je na slici 9, gde se na dijagramima aktivne snage za svaki od blokova uočava redukcija snage proizvodnje PV BLK2 za približno 5MW i PV BLK3 za približno 10MW, dok PV BLK1 zadržava punu nominalnu snagu. Ovakav scenario je rezultat prioritizacije kojom se ne poseže sa ravnomernom raspodelom redukcije aktivne snage po svakoj od proizvodnih jedinica već se ona raspodeljuje u zavisnosti od instalisane snage.



Slika 9: Prikazi u kontrolnom panelu HIL-a nakon procesuiranja prve postavne vrednosti.

U narednom koraku, smanjuje se gradijent aktivne snage na 1000kW/s nakon čega se izdaje nova postavna vrednost od 10MW (10000kW), kao što je prikazano na slici 10.



Slika 10: Druga postavna vrednost za aktivnu snagu (crveno) i postavljeni gradijent (plavo) u kontroleru

U ovom trenutku je već aktivna prva postavna vrednost i elektrana radi sa aktivnom snagom od oko 30MW u tački priključenja TS 110kV/35kV. U ovom slučaju se snaga elektrane redukuje tako da svaki od blokova radi sa približno istom snagom od oko 3.3MW, što je i prikazano na slici 11. Sa slike se može uočiti i razlika u nagibu krive aktivne snage u transformatorskoj stanici što je uzrokovano 3 puta manjim koeficijentom u odnosu na prvu postavnu vrednost.



Slika 11: Prikazi u kontrolnom panelu HIL-a nakon procesuiranja druge postavne vrednosti

6 ZAKLJUČAK

Prikazani rezultati iz ispitnih scenarija pokazuju da su funkcionalnosti kao i podešenja kontrolera solarne elektrane u skladu sa zahtevanim, odnosno specificiranim. Prikazana metodologija testiranja kao i ispitna postavka korišćenjem HIL-a korišćena je i za proveru gotovo svih funkcionalnosti kontrolera solarne elektrane što prevazilazi obim ovog rada. Poseban značaj opisanog postupka testiranja je verifikacija traženih funkcionalnosti u fazi odabira opreme, odnosno tehničkog rešenja. Operativni i funkcionalni zahtevi propisani od strane operatora sistema sadržani su u tzv. Uslovima za priključenje („Grid Code“) i postali su ključni dokument koji dobrim delom definiše i arhitekturu i opremu u elektrani. Eventualno odstupanje ili neispunjavanje propisanih parametara i funkcionalnosti može dovesti do isključenja elektrane sa mreže i potrebe za ponovnim dokazivanjem performansi što uzrokuje velike gubitke, kako u neproizvedenoj električnoj energiji, tako i u potrebi za dodatnim angažovanjem ispitivača. Upravo zbog toga se u praksi sve češće sreće zahtev od investitora za dokazivanjem traženih performansi u ranim fazama razvoja, gde predstavljena ispitna procedura ima poseban značaj, posebno ako se model solarne elektrane i mreže u HIL-u može u potpunosti prilagoditi stvarnom scenariju.

7 ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržan od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije, br. ugovora: 451-03-137/2025-03/200103.

8 LITERATURA

- [1] IEC TR 61850-90-4 ED2 Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines”, 2019.
- [2] On hardware-in-the-loop simulation, Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control, and the European Control Conference, CDC-ECC 2005.
- [3] Sk. A. Aleem, S. M. S. Hussain, T. S. Ustun, „A Review of Strategies to Increase PV Penetration Level and Impact of PV Penetration on Grid”, *Energies*, vol. 13, no. 3, pp. 636, 2020.
- [4] Robin Bourgeon, „Implementation and testing of photovoltaic Power Plant Control in a scaled platform“, Master's thesis– Master in Energy Engineering, UPC-ETSEIB 2017.

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.16](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.16)**B5.16****PILOT PROJEKAT PRVE IMPLEMENTACIJE OPTIČKIH STRUJNIH
TRANSFORMATORA NA VISOKOM NAPONU****PILOT PROJECT OF THE FIRST IMPLEMENTATION OF OPTICAL CURRENT
TRANSFORMERS AT HIGH VOLTAGE****Željko Petrović, Željko Ivetić, Desimir Trijić***

Kratak sadržaj: Početkom aprila 2024. u EMS, a time i u celom EES Srbije, prvi put u pogon su pušteni optički strujni transformatori na naponskom nivou 110 kV u postrojenju koje je vazduhom izolovano. Primena i razvoj savremenih tehnologija u elektroenergetici poslednjih godina, pored ostalog, posebnu pažnju poklanja razvoju potpuno novih tipova mernih transformatora, koji rade na drugačijim principa u odnosu na konvencionalne transformatore koji su bazirani na elektromagnetnoj indukciji. Nove tehnologije pružaju dosta unapređenja u pogledu performansi, ali sa druge strane nose i dosta izazova i zahteva na koje je potrebno obratiti pažnju. Prednosti optičkih strujnih transformatora se ogledaju pre svega u boljoj tačnosti, linearnosti karakteristike - efekat zasićenja jezgra je u potpunosti izbegnut, dosta manjoj masi i količini upotrebljenog materija (nije potrebno magnetno jezgro, bakar za sekundarne namotaje, uljna izolacija i drugo) i smanjena potreba za održavanjem. S druge strane optički strujni transformatori zahtevaju sprežne uređaje koji umesto analognih signala daju takozvani *sampled values stream* (SV), odnosno digitalni format merne veličine. Kako bi se SV koristili u staničnoj automatici neophodno je razviti odgovarajući interfejs - *process bus*, odnosno, u krajnjoj instanci realizaciju digitalne trafostanice. Ovaj rad predstavlja integraciju nove tehnologije, odnosno optičkih strujnih sa stanovišta praktične implementacije IEC 61850 -9-2 standarda u realnim uslovima. U radu je prikazana arhitektura sistema, iskustva stečena tokom implementacije, analiza rezultata dobijenih u pogonskim uslovima, kao i prednosti i izazove primene ovog koncepta.

Ključne reči: *optički strujni, process bus, PTP, PRP, HSR*

Abstract: In early April 2024, optical current transformers at the 110 kV voltage level were commissioned for the first time in EMS, and consequently in the entire Serbian power system (EES), within an air-insulated substation. The advancement of modern technologies in the power sector in recent years has led to a strong focus on developing entirely new types of measuring transformers that operate on principles different from those of conventional transformers, which rely on electromagnetic induction.

*Željko Petrović, EMS AD, zeljko.petrovic@ems.rs

Željko Ivetić, EMS AD, zeljko.ivetic@ems.rs

Desimir Trijić, EMS, desimir.trijic@ems.rs

New technologies offer significant performance improvements but also introduce numerous challenges and requirements that need to be addressed. The advantages of optical current transformers primarily include higher accuracy, linearity of characteristics (eliminating the core saturation effect), significantly lower weight and material usage (no need for a magnetic core, copper for secondary windings, oil insulation, etc.), and reduced maintenance requirements. On the other hand, optical current transformers require coupling devices that, instead of analog signals, provide a so-called sampled values stream (SV), i.e., a digital format of the measured quantity. To utilize SV in substation automation, it is necessary to develop an appropriate interface - a process bus - and ultimately implement a digital substation. This paper presents the integration of new technology - optical current transformers - from the perspective of the practical implementation of the IEC 61850-9-2 standard in real conditions. The paper describes the system architecture, experiences gained during implementation, an analysis of results obtained under operational conditions, as well as the advantages and challenges of applying this concept.

Key words: *optical current transformer, process bus, PTP, PRP, HSR*

1 UVOD

Realizacija pilot projekta implementacije optičkih strujnih transformatora u EMS AD je počela nakon što je potpisan ugovor o poslovno-tehničkoj saradnji sa eksternim partnerima. Na osnovu ugovora putem donacije predviđena je isporuka 3 optička strujna transformatora naponskog nivoa 120 kV i prateće opreme. Pošto se radilo o novim tehnologijama, stručne službe EMS su pristupile razradi konceptualnih i idejnih rešenja sve u cilju realizacije projekta odnosno ugradnje i puštanja u pogon. Održano je i više sastanaka sa eksternim partnerom gde su detaljnije precizirana tehnička rešenja.

Nakon pripremne faze, stručne službe EMS su zaključile da je izvodljiva realizacija projekta i pristupile su samom izvođenju. Za razliku od klasičnih strujnih mernih transformatora kod kojih se sekundarna jezgra direktno vode na posebne ulaze kod zaštitnih, upravljačkih i mernih uređaja, optički strujni zahtevaju poseban interfejs koji se sastoji od sprežnih modula odnosno uređaja i posebne LAN mreže kako bi se omogućilo da se digitalizovani merni signal prosledi do zaštitnih, upravljačkih i mernih uređaja. Standard IEC 61850 9-2 [3] definiše način primene digitalizovanih mernih signala (*sampled values*) SV u *process bus* (posebna LAN mreža) što je i primenjeno u ovom projektu. Takođe prikazano je konceptualno rešenje i arhitektura LAN mreže.

2 IZBOR OPREME I IMPLEMENTACIJA SISTEMA

Realizacija projekta je tekla kroz više faza:

- Nabavka opreme koja uključuje 3 optička strujna transformatora naponskog nivoa 120 kV, tip TOCT 123 sprežni uređaj - *merging unit* za optičke merne transformatore (IO 245 / 6MU85) i optički kabl za povezivanje.
- Kao mesto za ugradnju izabrano je DVP E09 (DV 129B/2 pravac TS Beograd 20) u TS 220/110kV Beograd 3. EMS je pristupila izradi potrebne projektno-tehničke dokumentacije, razradi i osmišljavanju koncepcije, nabavci nedostajuće opreme i ugovaranju radova za ugradnju.

- Radovi na ugradnji opreme su završeni početkom aprila 2024. nakon čega je uz nadzor i konsultacije sa proizvođačem opreme izvršen uspešan interni tehnički pregled i nova oprema puštena u probni rad 11.04.2024.g.

U sledećoj tabeli prikazani su podaci sa nazivne pločice optičkih strujnih transformatora (OCT).

Tabela 1: Tehničke karakteristike OCT sa natpisne pločice

TOCT 123	123/230/550 kV	50Hz	IEC 61896-6 IEC 61869-8	
I _{cth} 1.2xI _n	I _{th} 31,5 kA/1s	I _{dyn} 80kA	Temperatura -25 ⁰ -+40 ⁰	
Oznake priključka	Nazivna struja I _n		jezgro	
P1- P2	600 A	IEC 61850 digitalni protokol	Cl. 0,2s	1-2
	600 A	IEC 61850 digitalni protokol	Cl. 5TPE	3-4

OCT poseduje dva jezgra - jedno namenjeno za merenje i jedno za zaštitu i koriste Faradejev efekat (optički magnetni efekat) za merenje električne struje. Osnovni principa rada je sledeći:

2.1 Faradejev efekat

Kada linearno polarizovana svetlost prolazi kroz optički medij koji je izložen magnetnom polju, dolazi do rotacije ravni polarizacije svetlosti. Ugao rotacije ravni polarizacije je proporcionalan magnetnoj indukciji polja, a samim tim i struji koja stvara to magnetno polje.

Ugao rotacije ravni polarizacije svetlosti (θ) dat je jednačinom:

$$\theta = V \cdot B \cdot L \quad (1)$$

Gde je:

- θ je ugao rotacije ravni polarizacije (u radijanima ili stepenima).
- V je Verdetova konstanta (specifična za optički medij, izražena u radijanima po tesla metru [rad/(T·m)]).
- B je magnetna indukcija [T].
- L je dužina puta svetlosti kroz optički medij [m].

2.2 Struktura OCT i merenje struje

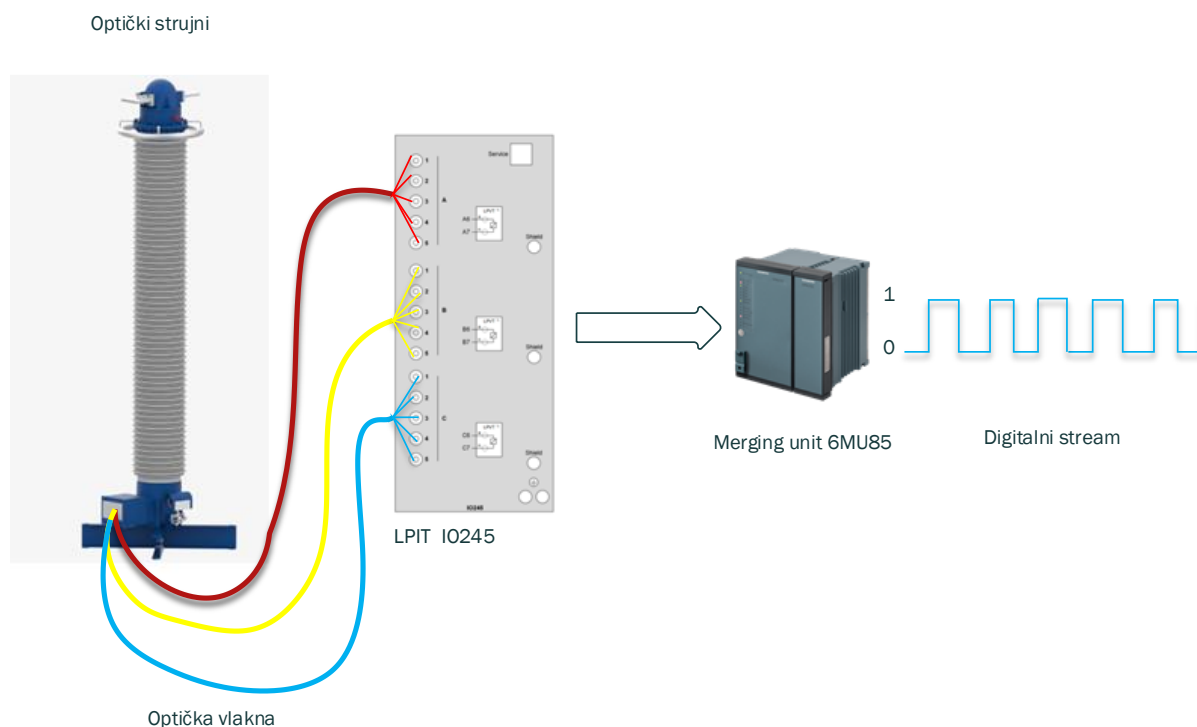
Optički senzor postavljen je oko provodnika kroz koji teče struja. Struja koja teče kroz provodnik stvara magnetno polje oko njega. Ovo magnetno polje uzrokuje rotaciju ravni polarizacije svetlosti (Faradajev efekat).

Svetlost se polarizuje (postaje linearno polarizovana) pre nego što uđe u senzor. Nakon prolaska kroz senzor, svetlost dolazi do detektora koji meri promenu u polarizaciji. Detektor meri ugao rotacije ravni polarizacije, koji je direktno proporcionalan jačini struje. Na osnovu ovog ugla, OCT izračunava vrednost struje.

Konkretni sistem se sastoji od pasivnog dela koji uključuje visokonaponski deo, odnosno optičku glavu sa senzorom, sam visokonaponski izolator, priključnu kutiju i optička vlakna i aktivnog dela koji čini posebni modul IO245 u kome se vrši obrada signala (laserski izvor, polarizator i detektor).

Unutrašnjost samog OCT je napunjena azotom (N₂) koji se koristi kao medij za punjenje. Ovaj medij koji se drži pod blagim natpritiskom unutar OCT pomaže da se spreči ulazak vlage i prljavštine. Međutim, električna i izolaciona svojstva se zadržavaju čak i u slučaju gubitka pritiska [1].

Modul IO245 je univerzalni interfejs za takozvane *low power instrument transformer* LPIT i zahteva da se ugradi u uređaj SIPROTEC 5 tipa 6MU85 u kome se merni signal pretvara u *sampled values stream* SV u skladu sa standardom IEC 61850 9-2, odnosno digitalizuje se merni signal koji se dobija od OCT. Sam IO245 modul poseduje nekoliko setova optičkih ulaznih kanala, odnosno tri za merenje i tri za zaštitu i kanala za temperaturnu kompenzaciju. Veza između priključne kutije OCT i IO245 modula je ostvarena optičkim kablovima koji su isporučeni od strane proizvođača zajedno sa ostalom opremom.



Slika 1: Principski blok dijagram optičkog strujnog i prateće opreme

Sampled Values (SV) su digitalni signali koji predstavljaju uzorke (*samples*) analognih veličina (npr. struja i napon) sa određenom frekvencijom uzorkovanja. Ovi podaci se prenose putem *Ethernet* komunikacione mreže i koriste se za zaštitu, upravljanje i nadzor u elektroenergetskim sistemima. Prema standardu IEC 61850-9-2 date su mogućnosti različitih načina konfiguracije SV kao što je izbor data set-a (sadržaj podataka) i učestanosti odabiranja, odnosno različitih profila što može dovesti do problema u praktičnoj implementaciji.

Kako bi se olakšale prve implementacije, Internacionalna korisnička grupa UCAIug je objavila uputstvo sa oznakom “9-2 Light Edition (“9-2LE”). Ovo uputstvo određuje više profila koji su namenjeni za zaštitne aplikacije i kvalitet električne energije. Specifično 9-2 LE određuje fiksni data set koji se sastoji od 4 napona i 4 struje sa definisanom učestanošću odabiranja od 80 odbiraka po periodu za zaštitu, odnosno 256 za kvalitet električne energije. Na ovaj način omogućava se interoperabilnost između servera koji emituju ove podatke i njihovih pretplatnika. U skorije vreme su definisani novi profili u delu 9 standarda IEC 61869 standard za merne transformatore „*Digital interface for instrument transformers*”. Specifikacija 9-2LE je normativni deo pomenutog standarda [2]. Poslednjih godina proizvođači opreme sve više podržavaju fleksibilno konfigurisanje SV atributa.

Defined Dataset	Defined sampling rate		
▷ 4 Voltages (3 Phases, 1 Neutral) ▷ 4 Currents (3 Phases, 1 Neutral) ... or: configurable (IEC 61869-9)			
IEC 61850-9-2LE			
	Sampling Frequency	Samples per Packet	Packet Frequency
	4000Hz (80SPC @50Hz)	1	4000Hz
	4800Hz (80SPC @60Hz)	1	4800Hz
	12800Hz (256SPC @50Hz)	8	1600Hz
	15360Hz (256SPC @60Hz)	8	1920Hz
IEC 61869-9			
	4800Hz	2	2400Hz
	14400Hz	6	2400Hz

Slika 1: Prikaz profila SV prema IEC 61869

Kako bi se SV mogli koristiti sa različitim IED uređajima neophodna je vremenska sinhronizacija visoke preciznosti. Odstupanje u opsegu milisekundi nije prihvatljivo. Primeri za takve primene su diferencijalna zaštita ili funkcije provere sinhronizacije, gde se IED pretplaćuje na SV iz različitih MU. Ovaj zahtev se može ispuniti implementacijom vremenske sinhronizacije preko namenske hardverske infrastrukture ili korišćenjem postojeće *Ethernet* mreže. Jedno od rešenja za visoko preciznu vremensku sinhronizaciju preko *Etherneta* je PTP (*Precision Time Protocol*) definisan u standardu IEEE 1588. Ovaj protokol koristi postojeću procesnu mrežu i ne treba mu paralelna hardverska infrastruktura. Međutim, za korektno funkcionisanje PTP protokola, neophodno je da komunikacioni uređaji podržavaju njegovu distribuciju („transparentni“ svičevi) i prihvata (IED uređaji). Dostiže tačnost u opsegu od 100 ns do 1 μ s.

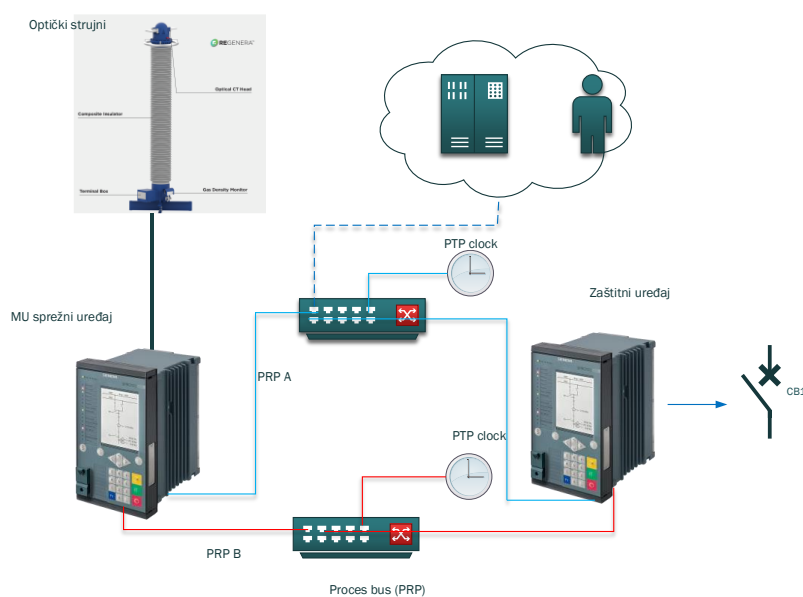
Kada je MU vremenski sinhronizovan i konfigurisan odgovarajući data set za SV, neophodna je odgovarajuća infrastruktura kako bi se podaci koji se emituju (*publishing*) preneli do prijemne strane (*subscribing*). Infrastruktura u suštini predstavlja LAN mrežu koja se, pošto se prenose informacije bitne za sam proces, naziva i *process bus*. U praksi se primenjuju različite mrežne topologije ali ono što je osnovni zahtev je da se omogući visoka pouzdanost, odnosno da se u slučaju kvara ili neraspoloživosti nekog elementa mreže omogući rad bez prekida. Gubitak paketa SV može voditi do blokiranja određenih funkcija što može biti opasno u nekim kritičnim situacijama. Kako bi se ovi zahtevi omogućili koriste se posebni protokoli koji omogućavaju zahtevanu redundansu PRP *Parallel Redundancy Protocol* i HSR *High-Availability Seamless Redundancy*. Ovi protokoli su definisani u IEC 62439 [4].

PRP funkcioniše tako što šalje iste podatke kroz dve nezavisne mreže istovremeno. Ove dve mreže se nazivaju LAN A i LAN B.

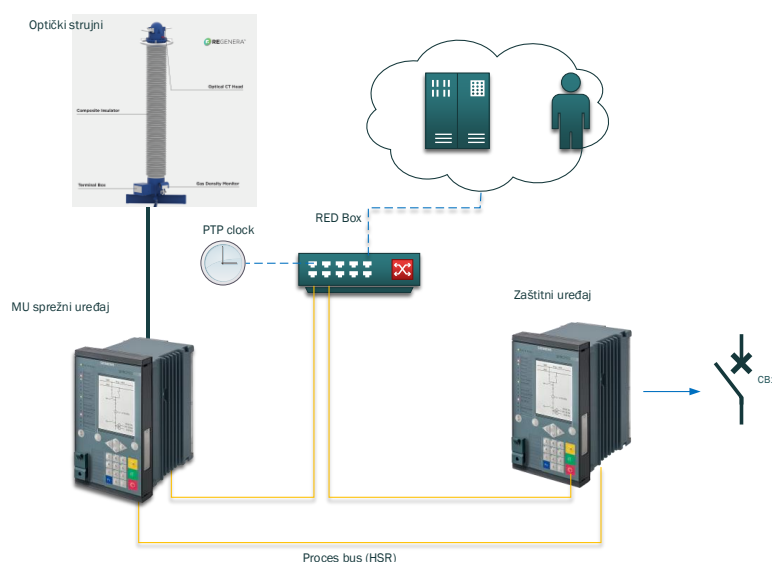
Uređaj koji prosleđuje paket šalje duplikat podataka na obe mreže, dok prijemni uređaj prima podatke sa obe mreže i koristi prvi pristigli paket, dok drugi paket odbacuje. Ovaj pristup obezbeđuje da se komunikacija nastavi čak i ako jedna od mreža otkáže.

HSR funkcioniše tako što šalje duplikat podataka kroz dve putanje u istoj mreži. Svaki uređaj u HSR mreži ima dva porta (A i B), a podaci se šalju u oba smera (u krug). Kada podaci stignu do odredišta, primalac koristi prvi pristigli paket, a drugi paket odbacuje. Ovaj pristup obezbeđuje da se komunikacija nastavi čak i ako jedna putanja otkáže.

Za konkretni slučaj koji bi uključivao MU i jedan zaštitni uređaj principska šema PRP i HSR je data na sledećim slikama.



Slika 2: Principska blok šema PRP



Slika 3: Principska blok šema HSR

PRP praktično ima dve nezavisne mreže i zahteva više hardvera (svičeva). Takođe, svičevi moraju da podržavaju PTP (*transparent*).

HSR ima petljastu strukturu i u principu ne zahteva posebne svičeve. Međutim, ukoliko je potrebno u mrežu uključiti uređaje koji ne podržavaju HSR potrebno je koristiti posebne uređaje Redundant Box (RedBox). HSR se uglavnom koristi u manjim i jednostavnijim mrežama.

3 KONCEPTUALNO REŠENJE

Stručne službe EMS su nakon više sastanaka sa proizvođačem opreme, projektantima i izvođačima razradile i usvojile konceptualno rešenje za praktičnu implementaciju projekta koje se sastojalo od samog OCT, pripadajućeg MU (A203) i jednog zaštitnog uređaja (F303). Zamišljeno je da MU prosleđuje SV do zaštitnog uređaja u kome su aktivirane odgovarajuće zaštitne, kontrolne i merne funkcije. Da bi se omogućila provera pouzdanosti, raspoloživosti i tačnosti merenja sa OCT, iskorišćena je postojeća funkcionalnost MU uređaja i zaštitnog uređaja da mogu da prime i analogne signale sa klasičnih strujnih i naponskih transformatora. Na taj način i u MU i zaštitnom uređaju se imaju iste merne veličine koje se dobijaju sa različitih izvora, odnosno OCT i klasičnih mernih transformatora.

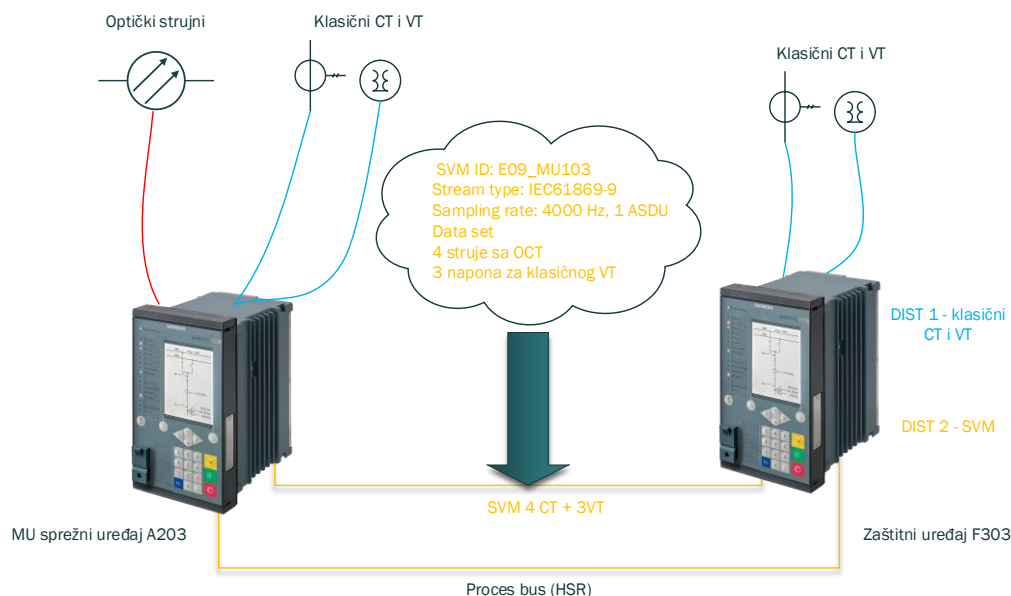
Pošto se sistem sastoji od dva uređaja izabran je redundantni HSR protokol jer zahteva manju količinu komunikacione opreme (*ethernet* svičeva) i u konkretnom slučaju je lakši za implementaciju. U MU uređaju konfigurisan je data set za SV koji sadrži četiri strujna merenja od OCT i tri naponska merenja od analognih naponskih ulaza. U zaštitnom uređaju F303 konfigurisane su dve višestepene distantne zaštitne funkcije sa istim parametrima podešenja kao i u postojećoj glavnoj zaštiti. U samom uređaju podešeno je da prva distantna funkcija uzima merenja sa klasičnih analognih mernih ulaza, dok druga distantna funkcija uzima merenja putem SV SVM ID: E09_MU103. Sve zaštitne i kontrolne funkcije u F303 uređaju koje primaju merenja od klasičnih mernih transformatora pripadaju funkcionalnoj grupi sa oznakom LINE 1 (podešenja u DIGSI 5 aplikaciji). S druge strane sve zaštitne i kontrolne funkcije u istom uređaju koje primaju merenja od SV pripadaju funkcionalnoj grupi sa oznakom LINE 2.

Stream type:	IEC 61869-9
Sampling-rate config.:	4000 Hz, 1 ASDU
SVM ID:	E09_MU103
MSVCB Name:	MSVCB03
Dataset name:	PhsMeas3
Sample mode:	samples per second
APPID:	16385
ConfRev:	80001
Direction IN:	IN = +310
SVM ID check:	on

Slika 4: Parametri za SV u MU

Kako bi sistem bio što jednostavniji za implementaciju u MU izabrana je mogućnost da mrežni modul ETH-BD ujedno bude i izvor vremenske sinhronizacije. U skladu sa IEEE 1588 izabrana je opcija *OC grandmaster-capable* sa Clock type *OCGD and P2P TC* i postavljen Profile na IEC 61850-9-3.

Na slici 6 prikazano je trenutno realizovano rešenje. Kako bi se omogućio pristup *process bus* potrebno je implementirati odgovarajući RedBox. Time bi se omogućio pristup uređaja koji ne podržavaju HSR protokol, kao na primer uređaji za testiranje i slično.



Slika 5: Principski blok dijagram realizovanog rešenja

4 PROCES PUŠTANJA U POGON I PRAĆENJE U RADU

Nakon što je izrađena sva neophodna projektno tehnička dokumentacija pristupilo se radovima na ugradnji opreme. Projektom je predviđeno da se optički strujni ugrade između izlaznih rastavljača i naponskih transformatora u polju E09. Za tu namenu izgrađeni su odgovarajući temelji i nosači OCT. Od strane proizvođača OCT dobijeni su optički kablovi za povezivanje priključnih kutija OCT i MU. U samom MU, u aplikativnom programu za podešavanje IO245 modula, potrebno je da se navedu tačne dužine svakoga kabla po fazi. Pored toga, unosi se nazivna struja od 600A kao i ID po fazi svakoga strujnog TOCT, odnosno production ID. Na osnovu ovog identifikacionog broja automatski se u aplikaciji prikazuju ID zaštitnih i mernih senzora za svaku fazu. Zamisao je da se na opisani način, odnosno unošenjem ID samih transformatora, iz online baze automatski povuku kalibracioni fajlovi (*sensor parametar data*) koji su pripremljeni od strane proizvođača za konkretan OCT. Zaštitni, sprežni uređaj i ostala oprema su ugrađeni u relejnoj kućici na posebnom zakretnom ramu u skladu sa raspoloživim prostorom.

Nakon što su završeni svi elektromontažni radovi pristupilo se prijemnim ispitivanjima i proverama. Finalna kalibracija OCT je urađena od strane predstavnika proizvođača. U sklopu predviđenih aktivnosti bilo je neophodno obezbediti primarno injektiranje. Za razliku od ispitivanja klasičnih strujnih transformatora gde se proverava prenosni odnos i polaritet jezgara, kod OCT polaritet jezgara se ne može neposredno ustanoviti. Stručne službe EMS su napravile privremenu vezu sva tri OCT na red nakon čega su simultano očitana merenja i fazni stavovi na osnovu čega je utvrđeno da sva sva tri OCT usmerena na isti način.



Slika 6: Optički strujni transformatori u polju E09 tokom ispitivanja

Nakon završetka svih predviđenih ispitivanja i provera, 11.04.2024. godine izvršeno je puštanje u pogon novougrađene opreme. Izvršena je verifikacija merenja struja sa OCT i klasičnog strujnog transformatora u MU i zaštitnom uređaju koja su pokazala da su merenja usaglašena. Proverena su operativna merenja svih zaštitnih i kontrolnih funkcija u uređajima. Pošto su sve provere i ispitivanja bila zadovoljavajuća, započet je probni rad pilot projekta.

Tokom probnog rada praćen je rad sistema sa posebnim osvrtnom na pouzdanost i raspoloživost merenja iz OCT. Na osnovu uvida u *Operational log* iz uređaja 6MU85 sa presekom od 25.02.2025 godine ustanovljeno je da nije bilo prekida u radu samog optičkog strujnog i IO245 modula. Uočen je zapis od 27.04.2024. u 7:28 kada je došlo do restarta uređaja 6MU85 koji je izazvao prekid slanja SV. Prekid slanja SV detektovao je zaštitni uređaj (signal *SV status SV.q.invalid*) i nakon 8ms došlo je do blokade svih aktivnih zaštitnih i kontrolnih funkcija u grupi Line 2 koja koristi SV.

Od puštanja do 25.02.2025. utvrđeno je da je zaštitni uređaj sačinio 21 zapis reagovanja neke od zaštitnih funkcije (*fault log*). U većini slučajeva su bile pobude distantnih, zemljospojnih ili prekostrujnih funkcija, dok je 02.06.2024. zabeleženo delovanje zaštite za kvar na samom vodu. Analizom tog zapisa ustanovljeno je da se kvar desio u 23:03, pri čemu je došlo do zemljospoja faze 0. Obe distantne funkcije u grupi Line 1 i Line 2 su u pogledu interne signalizacije reagovala na isti način. U samom *fault log*-u vremena reagovanja pobuda zona kao i isključenja zone Z1 su ista. Detaljnom analizom COMTRADE zapisa se pokazalo da je pobuda distantnih funkcija jednovremena, pritom je uočeno da je prorada zone 1 distantne funkcije Line 2 (od SV) sporija za 3.1 ms u odnosu na zonu 1 distantne funkcije u grupi Line 1 (od klasičnih strujnih).

Tokom kvara zabeležena je maksimalna struja od oko 12.3kA i izvršena je analiza merenja kako struja i napona (SV i klasičnih) tako i impedanse distantnih funkcija u grupi Line 1 i Line 2.

Tabela 1: Prikaz RMS merenja iz COMTRADE zapisa u trenutku 20ms od nastanka kvara

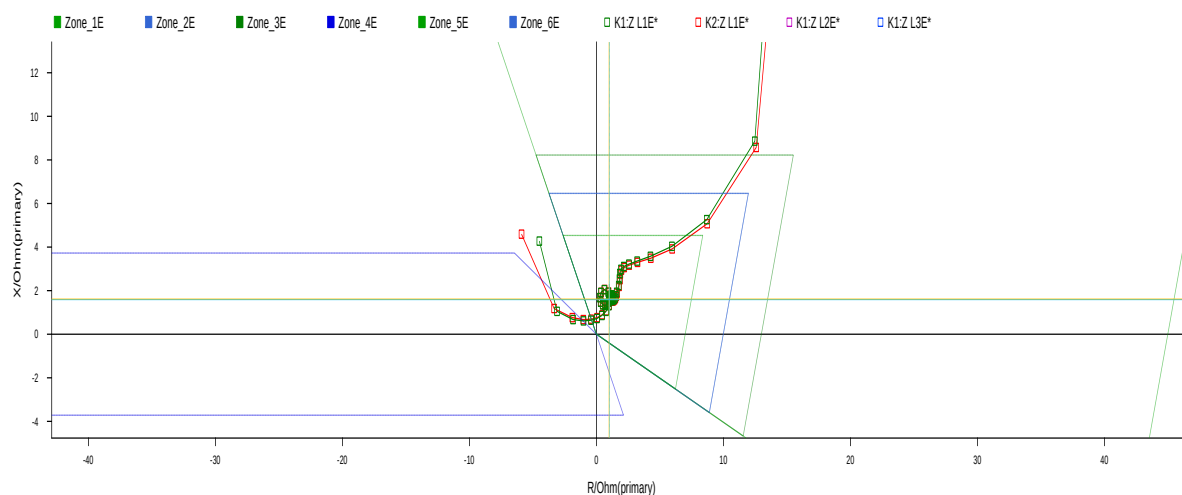
Measuring Signal	Fundamental /Sub-Harm.	Phase	Extremum	Razlika
K1:MPI3p1:I A	12.355 kA	-130.2°	-17.564 kA	0.06%
K2:MPI3p2:I A	12.362 kA	-130.0°	-17.546 kA	
K1:MPI3p1:I B	285.67 A	51.1°	354.40 A	-2.37%
K2:MPI3p2:I B	278.90 A	52.0°	342.94 A	
K1:MPI3p1:I C	203.27 A	-143.4°	-317.34 A	-0.62%
K2:MPI3p2:I C	202.00 A	-143.8°	-316.08 A	
K1:MPI3p1:IN	12.280 kA	49.4°	17.586 kA	0.00%
K2:MPI3p2:IN	12.280 kA	49.8°	17.524 kA	
K1:MPV3p1:V A	34.867 kV	-70.9°	-51.364 kV	-0.03%
K2:MPV3p2:V A	34.857 kV	-71.6°	-51.333 kV	
K1:MPV3p1:V B	62.379 kV	-177.1°	87.413 kV	0.02%
K2:MPV3p2:V B	62.390 kV	-177.9°	87.416 kV	
K1:MPV3p1:V C	62.431 kV	55.5°	87.792 kV	-0.06%
K2:MPV3p2:V C	62.396 kV	54.8°	87.768 kV	
K1:MPV1p1:V B	126.42 V	37.4°	178.28 V	

U tabeli 1 date su efektivne vrednosti merenja po svim konfigurisanim kanalima u zaštitnom uređaju. Instanca K1 se odnosi na Line 1 grupu, odnosno merenja od klasičnih mernih transformatora. Instanca K2 se odnosi na Line 2 grupu, odnosno prikaz merenja koji dolazi putem SV od MU i OCT. U koloni Razlika, data je procentualna vrednost razlike K2 u odnosu na K1 grupu signala. Vidi se da greška u fazi pogođenoj kvarom, (faza 0, odnosno IA) iznosi 0,06%, dok je razlika u uglu 0,2°. Najveća razlika je u fazi I B, odnosno -2,37% ili u apsolutnim vrednostima 6,77A.

Tabela 2: Prikaz merenja impedansi u određenom trenutku od nastanka kvara (primarne vrednosti)

	Time in ms	Measuring Signal	Fundamental /	Phase	Real	Imag
Cursor 1:	32.1	K1:Z L1E*	2.1341 Ohm	53.7°	1.2649 Ohm	1.7189 Ohm
Cursor 2:	32.1	K2:Z L1E*	2.1352 Ohm	52.7°	1.2941 Ohm	1.6984 Ohm
C2 - C1	0	K2:Z L1E* - K1:Z L1E*	0.0011 Ohm	-0.96°	0.0292 Ohm	-0.0205 Ohm

U tabeli 3 date su vrednosti imedanse na osnovu analize COMTRADE zapisa. Izabran je trenutak 32.1ms od nastanka kvara kada je trajektorija imedanse u zoni 1. Razlike u merenju impedansi u redu C2-C1 su u primarnim vrednostima. Vidi se da su razlike male, što se može potvrditi i prikazom trajektorije imedanse u RX ravni. U tabeli 3 prikazane su vrednosti lokatora kvara gde se vidi da je razlika očitavanja 0,1km.



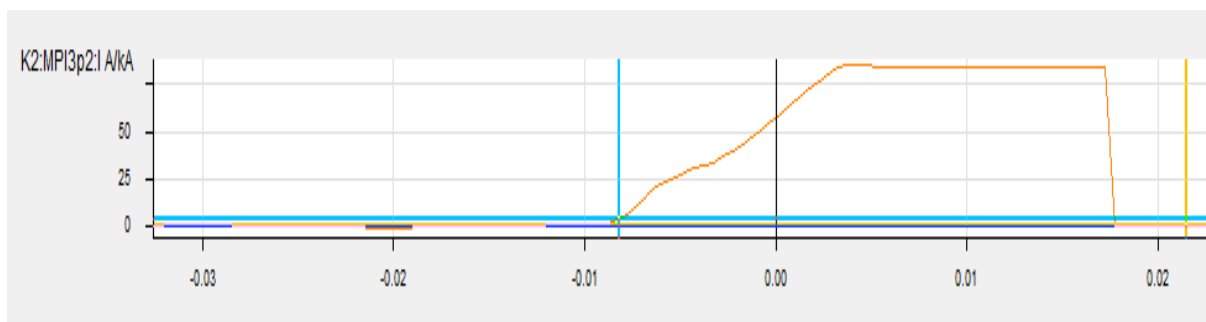
Slika 7: Prikaz trajektorija impedanse petlji kvara Z1E u RX dijagramu

Tabela 3: Očitavanje funkcija lokatora kvara

Line 1:Fault locator	Fault loop	AG
Line 1:Fault locator	Fault distance in %	31.7 %
Line 1:Fault locator	Fault distance	4.4 km
Line 1:Fault locator	Fault reactance sec.	0.944 Ω
Line 1:Fault locator	Fault resistance sec.	0.757 Ω
Line 1:Fault locator	Fault reactance prim.	1.730 Ω
Line 1:Fault locator	Fault resistance prim.	1.389 Ω
Line 2:Fault locator	Fault loop	AG
Line 2:Fault locator	Fault distance in %	31.3 %
Line 2:Fault locator	Fault distance	4.3 km
Line 2:Fault locator	Fault reactance sec.	0.933 Ω
Line 2:Fault locator	Fault resistance sec.	0.778 Ω
Line 2:Fault locator	Fault reactance prim.	1.711 Ω
Line 2:Fault locator	Fault resistance prim.	1.427 Ω

Probano je kako se ponaša sistem pri simulaciju prekida veze između OCT i sprežnog uređaja izvlačenjem optičkog vlakna iz *patch* panela. Analizom COMTRADE snimaka uočeno je da nakon prekida veze u predmetnoj fazi dolazi do naglog skoka vrednosti struje od preko 80kA koji traje oko 26ms. Sa naglim porastom struje u SV strimu dolazi i do promene q statusa. Prva promena q bita „SV. q out of range“ je na oko 13ms, a pojava bit „SV. q invalid“ na 31ms. Izvršeno je više simulacija prekida veze pri čemu se javljala pobuda zaštitnog uređaja, a u nekim slučajevima i prorada distantnih stepena.

Treba napomenuti da je uočeno ponašanje rada sistema naznačeno u uputstvima proizvođača, gde se navodi da je potrebno posebnu pažnju posvetiti upotrebi OCT kod jako brzih zaštitnih algoritama kao što su diferencijalna i distantna funkcija.



Slika 8. Prikaz strujnog signala u SV pri prekidu optičkog vlakna od OCT

5 ZAKLJUČAK

Opšti zaključak na osnovu dosadašnjeg probnog rada pilot projekta je da nisu uočeni problemi ili stanja koja ukazuju na smanjenu pouzdanost, raspoloživost i tačnost implementiranog sistema. Sprovedenom analizom zapisa u uređajima, snimača poremećaja i događaja uočena je korelacija u radu zaštitnih i kontrolnih funkcija koje obrađuju analogne signale sa klasičnih mernih transformatora i funkcija koje obrađuju analogne signale iz SV.

Tokom procesa puštanja u pogon bilo je neophodno prisustvo predstavnika proizvođača koji su izvršili konačna podešavanja sistema. Za to su korišćene posebne programske aplikacije. Stekao se utisak da sistem nije još u potpunosti „*user friendly*“. Veći procenat korišćenja OCT u realnim sistemima bi zahtevalo da tokom puštanja u pogon korisnik bude što manje zavisn od prisustva predstavnika proizvođača.

Implementirana arhitektura sistema treba da obezbedi lako proširenje sa novim uređajima kao i mogućnost ispitivanja, odnosno priključenja ispitne opreme za digitalne sisteme. Za priključenje ispitne opreme neophodno je prisustvo odgovarajućih interfejsa kao RedBox uređaja. Takođe planirano je da se u postojeći sistem ugradi i digitalno brojilo koje bi koristilo SV sa mernog jezgra OCT. S obzirom da sistem nije konfigurisan da deluje na isključenje prekidača to daje mogućnost za laku rekonfiguraciju sistema na primer promena arhitekture iz HSR u PRP. Time ovaj pilot projekat dobija još jednu dimenziju kao svojevrsna baza za obuku i testiranje odnosno usavršavanje zaposlenih u EMS. Sve ove aktivnosti su planirane u narednim fazama realizacije pilot projekta, jer je neophodno izvršiti nabavku nedostajuće opreme.

6 LITERATURA

- [1] TRENCH Optical Current Transformer, Operating manual and installation instructions, 02.12.2021;
- [2] IEC 61850 – System Engineering Concept and Testing in Digital Substations, OMICRON Academy, 2023-04-30;
- [3] SRPS EN 61850-9-2:2013/A1:2020 – Komunikacione mreže i sistemi za automatizaciju energetskih objekata — Deo 9-2: Specifično preslikavanje komunikacionih servisa (SCSM) — Vrednosti uzoraka prema ISO/IEC 8802-3
- [4] IEC 62439-3:2021 - Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.17](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.17)**B5.17****ISKUSTVA U INŽENJERINGU I ISPITIVANJU REDUNDANTNE PROCESNE MREŽE U
TS BOR 6****ENGINEERING AND TESTING EXPERIENCE OF REDUNDANT PROCESS BUS
NETWORK IN SUBSTATION BOR 6****Tamara Damljanović, Milorad Jovičić, Desimir Trijić, Vladan Milanović, Miki Pejčev,
Vladan Cvejić***

Kratak sadržaj: Jedan od ključnih koncepata za unapređenje raspoloživosti i sigurnosti rada sistema relejne zaštite i upravljanja u trafostanicama jeste primena mrežnih protokola za postizanje redundanse sa nultim vremenom oporavka mreže poput PRP (Parallel Redundancy Protocol) i HSR (High Availability Seamless Redundancy). Njihove teoretske osnove, tehnički zahtevi, funkcionalni opisi i mrežne topologije detaljno su definisani u odgovarajućim IEC standardima i tehničkim preporukama. Međutim, stvarne prednosti i izazovi korišćenja ovih protokola dolaze do izražaja tek kroz njihovu primenu u realnim uslovima, ne samo u smislu direktne implementacije već i potpune integracije sa postojećim procesima inženjeringa (specifikacija, dizajn, fabrička ispitivanja i ispitivanja na lokaciji instalacije) i procesima operativnog održavanja. U ovom radu predstavljena je prva velika implementacija PRP protokola u Srbiji, realizovana na projektu izgradnje 400/110 kV TS Bor 6. Poseban akcenat stavljen je na odluke donete tokom projektovanja i definisanja dizajna mrežne infrastrukture trafostanice, raspodelu funkcija relejne zaštite i upravljanja, s ciljem postizanja standardnih funkcionalnosti trafostanice ove veličine i unapređenja pouzdanosti i raspoloživosti sistema. Pored primene standardnih rešenja IEC 61850 (MMS, GOOSE poruke), korišćene su i digitalizovane merne veličine (odbirci merenja - Sampled Values) za realizaciju funkcije sabirničke zaštite, kao i za distribuciju napona sabirnica do svih inteligentnih uređaja kojima su ove vrednosti neophodne. Ovaj rad pruža uvid u iskustva, izazove i postignute rezultate primene ovih savremenih tehnoloških rešenja.

Ključne reči: IEC61850, Procesna mreža, Stanična automatika, Lokalne mreže

Abstract: One of the key concepts for improving the availability and resilience of protection and control systems in substations is the implementation of network protocols that provide seamless failover against network component failures, such as PRP (Parallel Redundancy

*Tamara Damljanović, Siemens d.o.o. Beograd, tamara.damljanovic@siemens.com

Milorad Jovičić, Siemens doo Beograd, milorad.jovicic@siemens.com

Desimir Trijić, EMS, desimir.trijic@ems.rs

Vladan Milanović, EMS, vladan.milanovic@ems.rs

Miki Pejčev, EMS, miki.pejcev@ems.rs

Vladan Cvejić, ENSACO Solutions, vladan.cvejic@itdepends61850.com

Protocol) and HSR (High Availability Seamless Redundancy). Their theoretical foundations, technical requirements, functional descriptions, and network topologies are extensively defined in the relevant IEC standards and technical recommendations. However, the real benefits and challenges of these protocols become apparent only through their application in real-world conditions—not only in terms of direct implementation but also in their full integration into existing engineering processes (specification, design, factory and site acceptance testing) and operational maintenance procedures. This paper presents the first major implementation of the PRP protocol in Serbia, realised in the new 400/110 kV Bor 6 substation project. Particular emphasis is placed on the decisions made during the design of the substation network infrastructure, the allocation of protection and control functions, with the aim of achieving the standard functionalities of a substation of this size and enhancing system reliability and availability. In addition to the application of standard IEC 61850 solutions (MMS, GOOSE messages), digitalized measurement values (Sampled Values) were used to implement the busbar protection function and distributing busbar voltage values to all intelligent devices requiring these values. This paper provides insights into the experiences, challenges, and results achieved in applying these modern technological solutions.

Key words: IEC61850, Process bus, Substation Automation, LAN

1 UVOD

Rastući nivo digitalizacije u trafostanicama, sa ciljem povećanja produktivnosti i kvaliteta, donosi i veću zavisnost od pouzdanosti mrežnih sistema. Kako bi se osigurao neometan rad i bezbednost postrojenja, ključno je implementirati mehanizme redundanse. U tom kontekstu, primena mrežnih protokola igra presudnu ulogu.

S obzirom na sve složenije mrežne aplikacije, zahtevi za pouzdan prenos podataka kontinuirano raste. Poslednjih godina, komunikacioni protokoli PRP (Parallel Redundancy Protocol) i HSR (High-availability Seamless Redundancy) stekli su veliku popularnost kao efikasna rešenja za postizanje mrežne redundanse. Ovi komunikacioni protokoli, koji su definisani u okviru IEC 62439:3 standarda, omogućavaju veću dostupnost mrežnih komunikacionih sistema. Zahvaljujući tome, infrastruktura postaje pouzdanija i otpornija na poremećaje koji mogu da se pojave.

Prvi veliki primer primene PRP protokola u Srbiji je realizovan za potrebe sistema relejne zaštite i upravljanja trafostanice 400/110 kV TS Bor 6. Na ovaj način je postavljen temelj za dalju digitalizaciju elektroenergetskih objekata. U ovom projektu PRP protokol je korišćen za obezbeđivanje redundanse u komunikacionoj mreži namenjenoj za prenos digitalizovanih vrednosti napona i struja. Prenos digitalizovanih mernih vrednosti definisan je standardom IEC 61850-9-2, a njegov ekvivalent u domaćem zakonodavnom okviru definisan je standardom SRPS EN 61850-9-2-Vrednosti uzoraka. Digitalizovane merne vrednosti korišćene su za potrebe realizacije funkcije sabirničke zaštite i za distribuciju napona sabirnica do svih inteligentnih uređaja kojima su te vrednosti neophodne.

2 TEHNIČKI ZAHTEVI I FUNKCIONALNI OPIS TS BOR 6

Trafostanica 400/110 kV TS Bor 6 sastoji se od:

- 9 polja na 400 kV naponskom nivou (5 dalekovodnih polja, 3 transformatorska polja i 1 spojno polje),

- i 17 polja na 110 kV naponskom nivou (10 dalekovodnih polja, 3 transformatorska polja, 2 podužna i 2 poprečna spojna polja).

Mrežna arhitektura podeljena je na staničnu i procesnu mrežnu infrastrukturu, čime se postiže segmentisanost mreže zarad dobijanja visoke sigurnosti i efikasnosti u prenosu podataka različitih tipova (MMS- Manufacturing Message Specification, GOOSE- Generic Object Oriented Substation Event, SV- Sampled Values, vremenska sinhronizacija, i slično).

- Stanična mreža preuzima podatke sa nivoa polja i distribuira ih do redundantnog sistema lokalnog upravljanja, kao i do nadređenih upravljačkih centara.
- Procesna mreža omogućava distribuciju digitalizovanih merenja i signala iz postrojenja ka uređajima relejne zaštite i upravljanja. Digitalizovani podaci prenose se putem GOOSE i SV mehanizama, oslanjajući se na PRP (Parallel Redundancy Protocol) za neprekidnu redundansu i maksimalnu pouzdanost.

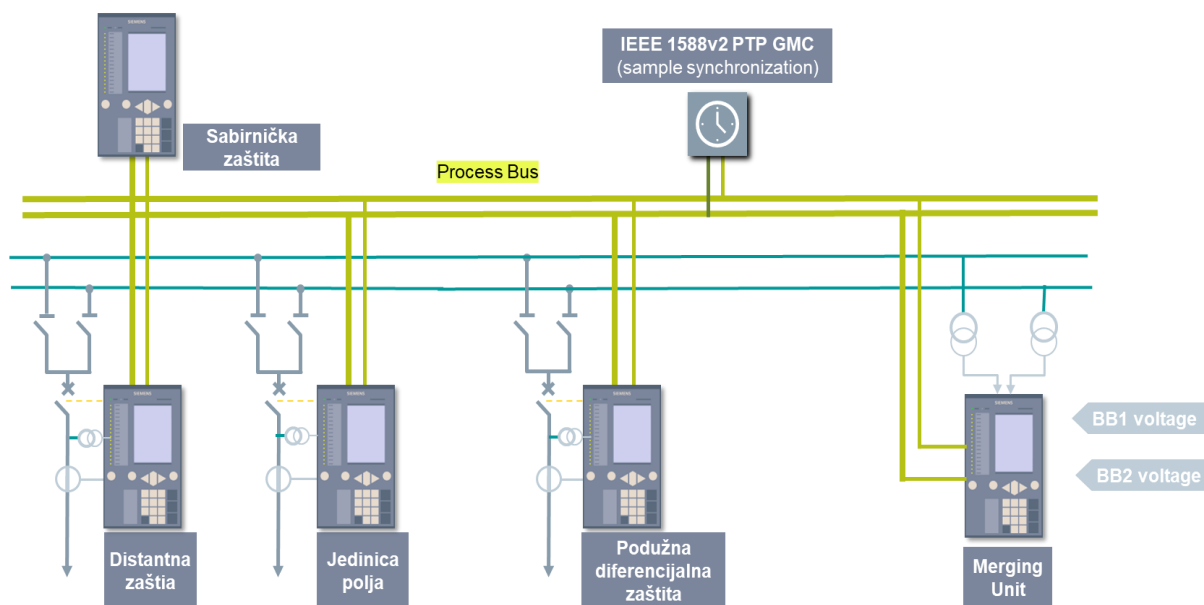
Centralnu ulogu u konverziji analognih signala napona sa sabirnica u digitalni format u skladu sa standardom IEC 61850-9-2 u elektroenergetskom postrojenju ima sprežni uređaj tzv. MU (Merging Unit). Po jedan MU je ugrađen u orman upravljanja poprečnih spojnih polja na 400 kV i 110kV naponskom nivou.

2.1 Vremenska sinhronizacija

Precizna vremenska sinhronizacija je od presudnog značaja u procesnoj mreži trafostanice TS Bor 6. U kontekstu obezbeđivanja tačnosti prenosa digitalizovanih merenja i sinhronizaciju svih inteligentnih elektronskih uređaja (IED), koristi se komunikacioni protokol za vremensku sinhronizaciju - PTP (Precision Time Protocol). Ovaj protokol (tj. profil standarda IEEE 1588 v2.1 definisan u IEC 61850-9-3 Power Utility Profile) omogućava vremensku sinhronizaciju uređaja u mreži sa preciznošću od 1 μ s, što je neophodno za ispravno funkcionisanje prenosa Sampled Values (SV) podataka u komunikacionoj mreži Process bus-a. Ova preciznost omogućava da funkcije koje koriste digitalizovana merenja iz različitih izvora tj. različitih MU ispravno „složi“ talasne oblike. U suprotnom se može desiti da zaštitna funkcija, zbog pomeranja talasnih oblika, detektuje lažni fazni pomeraj a što može biti uslov za prorađu iste.

Uređaj koji je namenjen za obezbeđivanje tačnog vremena prema PTP protokolu (tzv. Grandmaster sat) je povezan u oba LAN segmenta (LAN A i LAN B), čime je postignut neprekidan rad čak i u slučaju kvara jednog mrežnog segmenta. Sa GPS antenom i hardverskom izvedbom koja je otporna na temperaturne i druge promene, on predstavlja glavni izvor tačnog vremena u PTP mreži. Njegova glavna uloga je precizna vremenska sinhronizacija svih uređaja u sistemu, uključujući IED-ove, Merging Unit (MU) i Ethernet svičeve. U slučaju kvara PTP Grandmaster sata, njegovu funkciju automatski preuzima centralna jedinica sabirničke zaštite koja podržava mogućnost funkcije PTP Grandmaster sata, čime se osigurava kontinuirana tačnost vremenske sinhronizacije u mreži.

Neophodno je znati, da je u realizaciji procesne mreže ovog tipa potreban i dovoljan uslov relativno tačno vreme, tj. nije potrebno imati GPS vezu sa satelitima da bi se slanja svih digitalizovanih merenja u trafostanici sinhronizovala. Stoga, dok je PTP Grandmaster clock uređaj aktivan – zbog prisustva GPS antene, on obezbeđuje apsolutno tačno vreme ukoliko su sateliti u dometu, ukoliko nisu – interni sat uređaja će i dalje distribuirati vreme ka uređajima. Ako dođe do otkaza ovog uređaja, centralna jedinica će obezbeđivati samo relativno tačno vreme – što je i dalje dovoljan uslov za ispravan rad.



Slika 1: Prikaz koncepta distribucije vremena u Process bus-u

3 MREŽNA INFRASTRUKTURA

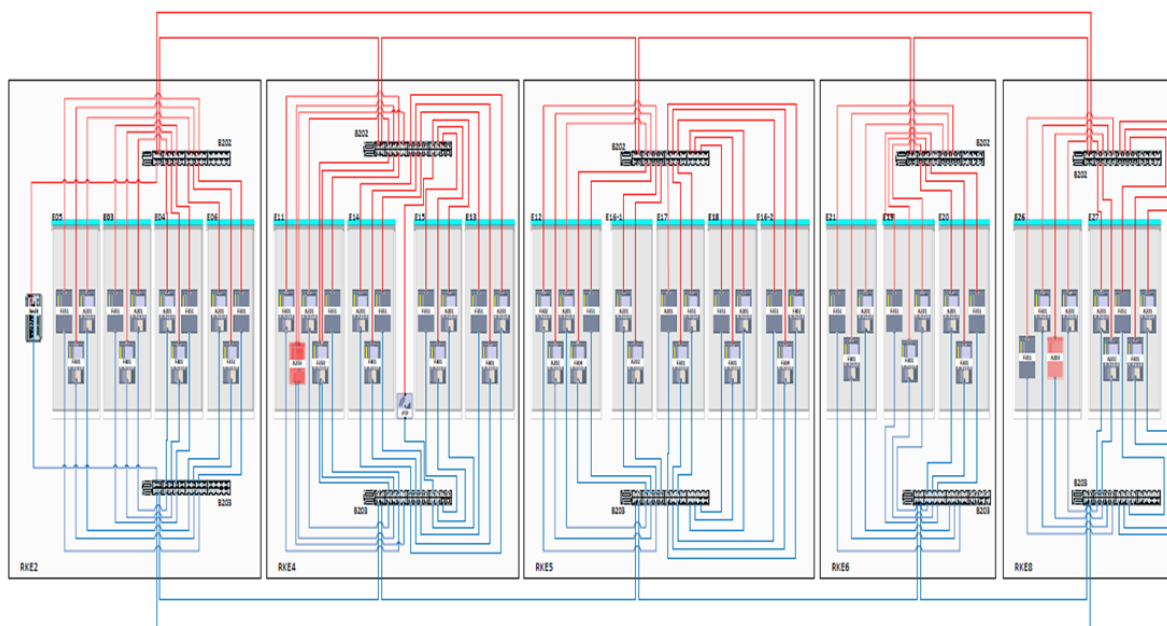
Na staničnom nivou, IED uređaji su povezani na pripadajuće Ethernet svičeve, koji rade pri brzini od 100 Mbit/s. Komunikacija sa elementima staničnog nivoa, kao i međusobna razmena podataka između IED uređaja, realizovana je u skladu sa IEC 61850 standardom (MMS protokol za izveštavanje i kontrolu, GOOSE poruke za blokadne uslove i slično). Ethernet svičevi su međusobno povezani u optičke prstenove sa brzinom prenosa od 1 Gbit/s, što omogućava dovoljan opseg za prenos predviđenog komunikacionog saobraćaja.

Pored toga, stanična mrežna infrastruktura jasno je odvojena od procesne mrežne infrastrukture. Ovaj vid fizičke segmentacije obezbeđuje da se funkcionalnosti sistema lakše konfigurišu i da se postigne optimalan prenos podataka.

Mrežna infrastruktura procesne mreže, namenjena distribuciji mernih veličina, realizovana je korišćenjem PRP protokola. Ethernet svičevi, za procesnu mrežnu infrastrukturu, međusobno su povezani u dve nezavisne mreže – PRP A i PRP B. Dizajnirana je tako da prati naponske nivoe, odnosno postoje dve odvojene PRP mreže za 400 kV i 110 kV (LAN A i LAN B). Iako PRP obezbeđuje potpunu redundansu putem dve nezavisne mreže (LAN A i LAN B), unutar svake od njih realizovana je prstenasta topologija svičeva zarad ostvarivanja dodatne sigurnosti funkcionisanja. U svrhu obezbeđenja redundanse na nivou linka između svičeva koji formiraju prstenastu topologiju u okviru PRP mrežne infrastrukture aktiviran je RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) u svakoj od PRP mreža – LAN A i LAN B.

SNMP (Simple Network Management Protocol) je korišćen za nadzor komunikacionih uređaja procesne PRP mreže (Ethernet svičevi, Redundancy Box, PTP GrandMaster sat). Kako bi se omogućila distribucija SNMP paketa ka staničnom sistemu i operatorskim radnim stanicama, ugrađeni su Redundancy Box uređaji, po jedan na svakom naponskom nivou. Redundancy Box uređaji povezuju procesnu PRP mrežu sa staničnom mrežom, tj. redundantne komunikacione sisteme (bilo da rade po PRP ili HSR protokolu) sa uređajima koji ne podržavaju ove protokole. Na ovaj način se omogućava pristup redundantnoj infrastrukturi, zarad monitoringa i dijagnostike u realnom vremenu kao i brzo prepoznavanje potencijalnih problema u komunikacionoj mreži.

Redundancy Box uređaji se koriste kao ulazna tačka u PRP LAN A i LAN B mrežu, omogućavajući povezivanje SAN (Single Attached Nodes) uređaja – uređaja koji ne podržavaju PRP/HSR protokol. Na ovaj način SAN uređaji mogu neometano komunicirati sa uređajima unutar redundantne mrežne infrastrukture.



Slika 2: Mrežna infrastruktura 110kV dela postrojenja TS Bor 6

Radi osiguranja efikasne i neometane komunikacije primenjeni su: VLAN segmentacija, multicast filtriranje i SNMP monitoring. Kao rezultat toga održava se stabilnost komunikacione mreže i smanjuje rizik od preopterećenja.

4 PRIMENA DIGITALIZOVANIH MERNIH VELIČINA

Komunikacioni moduli IED uređaja ugrađenih u TS Bor 6 podržavaju protok od 100 Mbps, što zahteva pažljivo upravljanje mrežnim saobraćajem. SV tokovi, koji generišu kontinuirano opterećenje, distribuirani su isključivo ka uređajima kojima su ti podaci potrebni. Ova optimizacija je posebno primenjena u prenosu strujnih SV tokova iz jedinica polja ka centralnoj jedinici sabirničke zaštite na 110 kV i 400 kV naponskim nivoima.

Dodatno, kako bi se poboljšala efikasnost komunikacije i smanjilo nepotrebno opterećenje mreže, VLAN konfiguracija je podešena tako da se SV tokovi namenjeni sabirničkoj zaštiti distribuiraju isključivo ka portovima na koje je povezana centralna jedinica. Ovim pristupom postiže se optimalan protok podataka, povećava efikasnost mreže i poboljšava reakcija sistema na eventualne promene i kvarove.

5 ISPITIVANJE REDUNDANTNE PROCESNE MREŽE

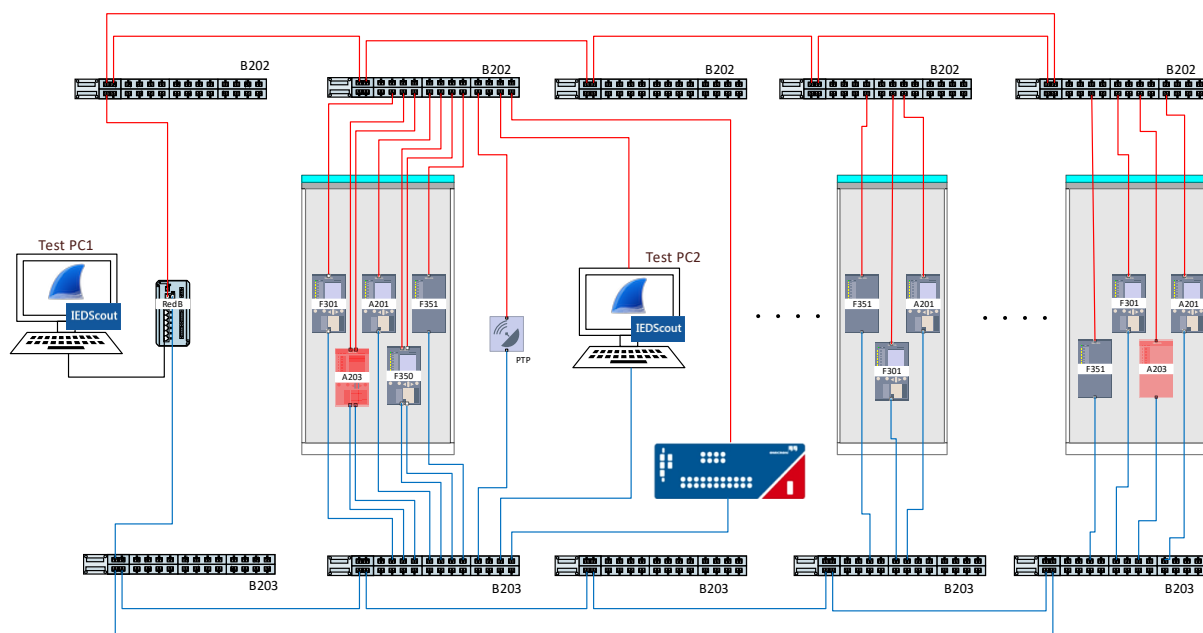
Iako, u principu, fabričko testiranje ne treba da obuhvata opsežne testove, u TS Bor 6 je izvršena detaljna provera funkcionalnosti u domenu konfiguracije i ponašanja redundantne procesne mreže. U sledećoj tabeli se nalaze skupovi testova koji su sprovedeni:

Tabela 1: Testovi

1	Provera konfiguracije LAN svičeve: • IP adresa • Podešenja portova • Filtriranja (VLAN) • Vremenska sinhronizacija Ova provera je vršena daljinski preko podataka dobijenih putem SNMP (Simple Network Management Protocol) protokola i delimično preko SRPS EN 61850 modela. Na ovaj način je provereno da li su ove komponente u funkciji i dostupne.
2	Provera povezanosti ostalih uređaja (IED-ovi, satovi vremenske sinhronizacije, HMI, stanični računari itd.). Vršena je provera: • Korišćenjem <i>ping</i> funkcije • Pristup putem raspoloživih protokola (HTTP, FTP, SSH, itd.) Dodatno, provera sa alatima koji kao ulazne parametre mrežnih konfiguracija koriste SCD fajlove (komunikacija putem MMS protokola)
3	Provera protokola PRP, PTP, RSTP kao i VLAN i multicast filtering funkcionalnosti
4	Provera funkcionisanja GOOSE i SV mehanizama (strana emitovanja). • Praćenjem uz pomoć alata poput (Wireshark) ili • uz pomoć drugih specijalističkih alata koji koriste SCD kao izvor parametara GOOSE i SV kontrolnih blokova
5	Test otpornosti mreže - U ovoj proveri su simulirani fizički defekti u mreži poput prekida mrežnog kabla (isključivanjem kabla sa jedne strane) na kritičnim mestima ili isključivanje Ethernet sviča i evidentirano da funkcije nastavljaju da rade (prijem i slanje GOOSE, SV, izveštaja itd.)
6	Opterećenje mreže - Korišćenjem mrežnog analizatora je utvrđeno koliki je protok informacija na bitnim pravcima mrežne infrastrukture
7	Testovi nadzornih funkcija - Za ovu proveru je sistem prethodno bio iskonfigurisan tako da su uređaji prijemnici GOOSE / SV poruka podešeni da evidentiraju pogrešan rad ili nedostatak pomenutih poruka i da alarme-informacije distribuiraju na odgovarajući način (npr. putem baferisanih ili nebaferisanih izveštaja BRCB/URCB).

5.1 Arhitektura za testiranje

Test PC1 i PC2 su računari putem kojih su se vršile testne akcije (ping, snimanje saobraćaja, generisanje saobraćaja, pokretanje aplikacija za povezivanje sa uređajima (IED, svičevi, RedBoxovi, Time masteri,...)). Lokacija Test PC i drugih uređaja za snimanje/generisanje mrežnog saobraćaja se menjala prema potrebama testa.



Slika 3: Arhitektura za testiranje

5.2 PRP testovi

U svakom zasebnom PRP LAN-u, Ethernet svičevi funkcionišu prema specifikacijama deklariranim IEEE 802.1D standardom. Najbitnije je bilo utvrditi da mrežna infrastruktura tj. Ethernet svičevi ne uklanjaju neophodne delove paketa za funkcionisanje PRP-a tzv. PRP trejlere. Test je sproveden i na RedBox-ovima pri čemu se proverava da uređaji proizvode duplirane pakete sa PRP trejlerima. Validaciju je moguće vršiti na sledećim tipovima paketa – GOOSE, SV. Koristio se port mirroring ili priključivanje na određenim trunk portovima sa mrežnim analizatorom/snimačem mrežnog saobraćaja. Obavljeni su sledeći PRP testovi:

- PRP supervizija u PRP LAN-u
- Slanje GOOSE, SV, PTP poruka u PRP LAN-u
- Slanje SAN paketa (HTTPS, DIGSI, PING...) izvan PRP mreže korišćenjem RedBox-a u PRP mrežu
- DANP interoperabilnost sa SAN
- SAN interoperabilnost sa DANP

5.3 PTP testovi

Ethernet svičevi u komunikacionoj mreži se ponašaju kao transparentni PTP satovi. Samim tim, omogućavaju da se vremenska sinhronizacija propagira kroz komunikacionu mrežu sa korekcijama koje omogućavaju veliku tačnost. Testovi se odnose na mrežnu opremu (ponajviše na Ethernet svičeve) koji pored osnovnih mrežnih funkcija mogu imati i ulogu servera vremenske sinhronizacije ili mogućnost da „razumeju“ PTP mrežne pakete.

PTP Grandmaster sat u obe PRP mreže (400kV i 110kV) je glavni izvor tačnog vremena dok kao redundantni „master capable“ PTP sat se koristi centralna sabirnička jedinica. Obavljeni su sledeći PTP testovi:

- Verifikovano da je maksimalno odstupanje PTP od reference maksimalno 50 ns

- Verifikovano prebacivanje sa jednog na drugi master sat i obratno

Provere su pokazale ispravno distribuiranje vremenske sinhronizacije sa maksimalnim odstupanjem od 25 ns. Takođe, prelaz sa PTP Grandmaster sata na redundantni sat nije ometalo funkcionisanje zaštitnih uređaja (od kojih je najbitniji sistem sabirničke zaštite).

5.4 Testovi VLAN-a

Za realizaciju ovih testova su korišćena postojeće GOOSE ili SV poruke koje imaju različite VLAN ID-ove.

- Verifikovano je da li je VLAN ID u GOOSE/SV poruci isti nakon što prođe minimalno 2 Ethernet sviča
- Provereno je da se SV (GOOSE) poruka koja ima VLAN tag u sebi javlja samo na odgovarajućim/konfigurisanim portovima.
- Provereno je da li su ostale multicast poruke (koje nisu konfigurisane prema portovima) poslate na sve portove.

5.5 Testovi otpornosti

Test otpornosti mreže je sproveden u svakom prstenu PRP mreže gde je simuliran fizički defekt u mreži poput prekida mrežnog kabla (isključivanjem kabla sa jedne strane) na kritičnim mestima ili isključivanje Ethernet sviča i evidentiranje da funkcije nastavljaju da rade (prijem i slanje GOOSE, SV, izveštaja itd.). Obavljeni su sledeći testovi otpornosti:

- Prekid glavnog prstena LAN mreže
- Isključenje Ethernet sviča jedne LAN mreže (A/B) PRP infrastrukture

Testiranje je pokazalo ispravno funkcionisanje mreže i benefit korišćenja PRP protokola za postizanje redundanse sa nultim vremenom oporavka mreže.

5.6 Testovi opterećenja

Testovi opterećenja su sprovedeni u svakom prstenu mrežne infrastrukture i na bitnijim pravcima sa ciljem da se odredi ukupan zauzeti propusni opseg (bandwidth). Ethernet svičevi procesne mreže imaju 1 Gbps portove tako da za same svičeve ova količina protoka nije kritična. Bitno je da su SV tokovi ograničeni samo prema uređajima koji ih koriste i to primarno SV tokovi sa 4 struje za sabirničku zaštitu korišćenjem VLAN funkcija. Obavljeni su sledeći testovi opterećenja:

- Povećano opterećenje po LAN A ili LAN B (20 Mbps, 60 Mbps, 80 Mbps)
- Povećano opterećenje po LAN A i LAN B (20 Mbps, 60 Mbps, 80 Mbps)

Posmatrane su kritične tačke u mreži (npr. u 400kV mreži kritična je centralna jedinica sabirničke zaštite čiji je port 100 Mbps, a gde je postojeći saobraćaj 40 Mbps, uz napomenu da preko 60 Mbps može doći do negativnog uticaja na vremensku sinhronizaciju i prijem SV tokova). Zaključeno je da pri dodatno simuliranom opterećenju imamo sledeće ponašanje:

- Dodatno 20 Mbps – nema uticaja
- Dodatno 60 Mbps – granični slučaj
- Dodatno 80 Mbps – vremenska sinhronizacija i pretplata SV prestaju da rade

5.7 GOOSE i SV testovi

Izvršeni su testovi performansi mreže pod normalnim i abnormalnim (lavina) uslovima mrežnog saobraćaja, provera slanja i prijema simuliranih GOOSE i SV tokova i merenje vremena odziva mreže (kašnjenja) između kritičnih mrežnih čvorova. Sledeći testovi su vezani za GOOSE i SV mehanizme:

- Provera slanja GOOSE/SV u normalnom režimu
- Provera slanja GOOSE/SV u abnormalnom režimu (opterećena mreža)
- Provera simulacije GOOSE/SV
- Provera vremena distribucije GOOSE/SV

Slanje i prijem GOOSE/SV u normalnom i abnormalnom režimu je ostalo neometano. Takođe, simulacija GOOSE i SV tokova putem testne opreme je ispravno primana od uređaja koji su se nalazili u stanju za prijem istih (uključen režim prijema simuliranih GOOSE/SV paketa).

Dodatno je vršeno merenje distribucije SV tokova. Sledeći segment ovog rada daje opis merenja.

5.7.1 Merenje propagacije SV na process bus 400 kV

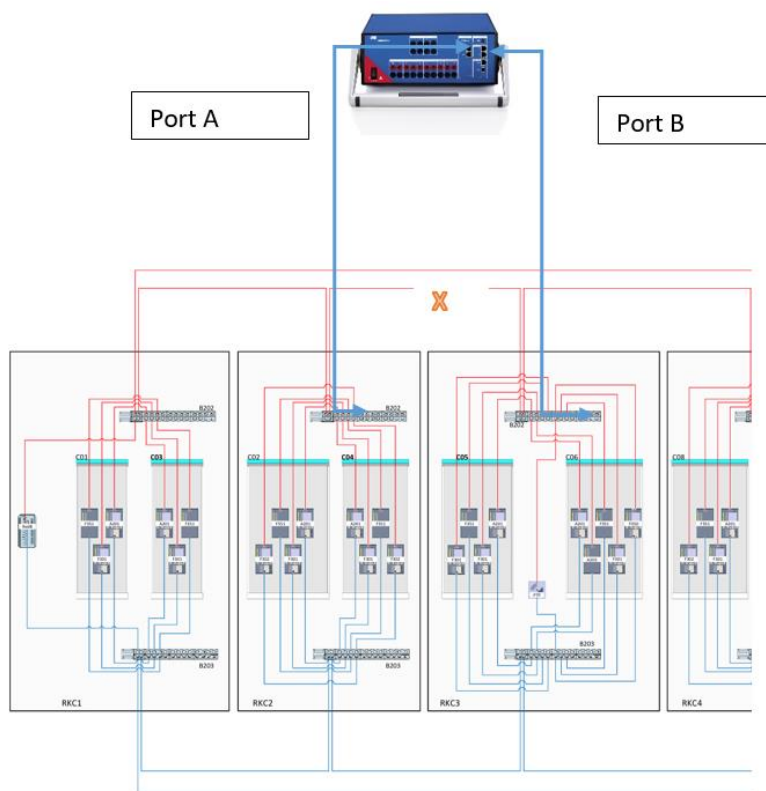
Mrežno vreme paketa, tj. vreme paketa koji šalje IED *publisher* do trenutka kada paket primi pretplatnički IED, može se meriti i proceniti pomoću snimanja mrežnog saobraćaja (u formatu pcap) i odgovarajuće ispitne opreme.

Kada se testira propagacije mrežnih paketa, mora se izvršiti statistička evaluacija. To znači da se ne meri samo kašnjenje propagacije jednog paketa, već matematička evaluacija na osnovu velikog broja paketa. Minimalno, maksimalno i prosečno vreme prenosa je onda dobra indikacija za performanse rada mreže.

Takođe, merenja kašnjenja propagacije treba da se izvrše za različita opterećenja komunikacione mreže (malo opterećenje tokom normalnog rada u odnosu na veliko opterećenje tokom testiranja sa dodatnim simuliranim uzorkovanim vrednostima i aktiviranim GOOSE porukama).

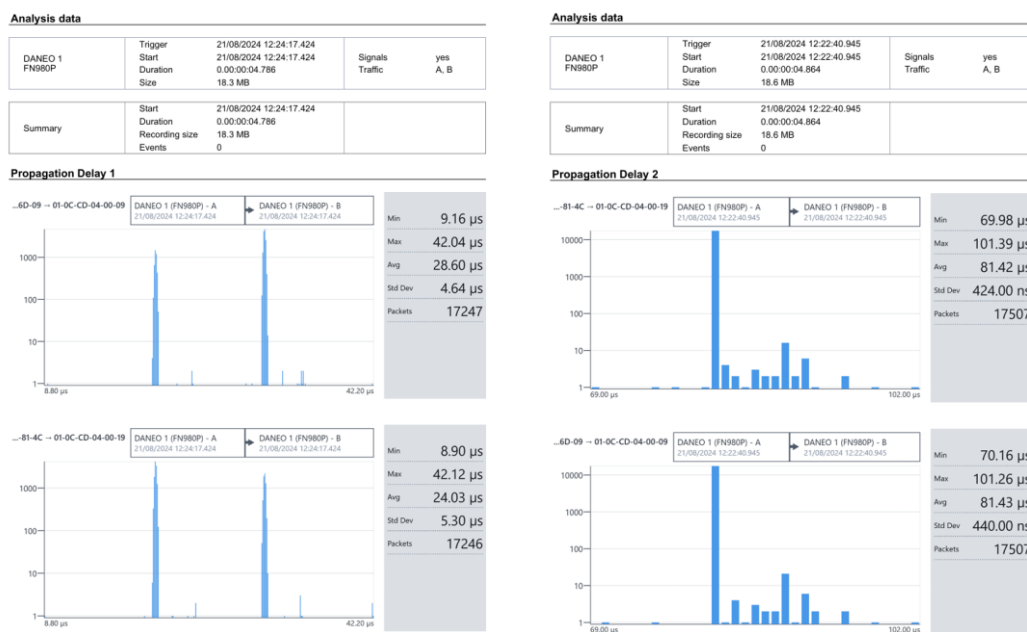
Kako bi se izvršilo merenje propagacije koriste se posebni test set. U konkretnom primeru dat je prikaz korišćenja ispitnog uređaja predviđenog specijalno za ovu namenu. Bitno je naglasiti da je uređaj takođe morao da bude vremenski sinhronizovan putem PTP protokola. Izabrano je testiranje propagacije signala od strane jedinica polja sabirničke zaštite uređaja C02_F351 i C04_F351 koji emituju SV tok za rad sabirničke zaštite. Uređaj centrale sabirničke zaštite F350 se nalazi u RKC3. Između svičeva u RKC2 i RKC3 postoji direktna veza. Izvršena su dva merenja u normalnom stanju i u situaciji da je prekinuta direktna veza RKC2 i RKC3.

Kako bi se izvršilo merenje bilo je potrebno da se posebno konfigurišu portovi P13 na Ethernet sviču B202 RKC02 i port P16 na Ethernet sviču B202 RKC03. Prekidanjem veze između RKC02 i RKC03 dolazi do rekonfiguracije mreže (zahvaljujući radu RSTP protokola u mrežnom prstenu), odnosno veza se ostvaruje preko svih ostalih svičeva u petlji što čini “najsporiju” rutu.



Slika 4: Prikaz veze ispitnog uređaja i dela PRP mreže

Na osnovu analize merenja srednja vrednost kašnjenja za slučaj normalne konfiguracije PRP mreže iznosi 28.6 μs dok u slučaju najsporije rute kašnjenje iznosi 81.42 μs .



Slika 5: Prikaz analize merenja propagacije signal iz ispitnog uređaja (levo normalno stanje mreže, desno simuliran prekid između RKC02 i RKC04)

5.8 Testovi nadzornih funkcija

Za nadzor prijema GOOSE poruke na strani pretplatnika uključena je supervizija GOOSE što podrazumeva konfigurisanje odgovarajućeg broja instanci LGOS logičkih čvorova (prema IEC 61850 modelu) sa postavljenom setSrcRef u kojoj je objektna referenca GOOSE kontrolnog bloka. Status pretplate se prati putem LGOS.St.stVal (SPS) atributa. Od interesa su GOOSE poruke u procesnoj PRP komunikacionoj mreži (ne nadziru se GOOSE poruke u staničnoj mreži koje realizuju blokadne uslove). Dodatno se koriste proizvođačke ekstenzije logičkog čvora LGOS.DiagErr.stVal (enum vrednost 0 – nema greške, da bi se lokalnom SCADA sistemu prijavila bilo kakva greška u nadzoru prijema određene GOOSE poruke).

Slično nadzoru GOOSE poruka, za nadzor prijema SV poruke na strani SV pretplatnika uključena je supervizija SV što podrazumeva konfigurisanje odgovarajućeg broja instanci LSVS logičkih čvorova sa postavljenom setSrcRef u kojoj je objektna referenca MSVCB kontrolnog bloka. Status pretplate se prati putem LSVS.St.stVal (SPS) atributa. Dodatno se koriste proizvođačke ekstenzije logičkog čvora LSVS.DiagErr.stVal čija je funkcija identična onoj u LGOS logičkom čvoru.

Da bi se pratila PTP sinhronizacija koja je veoma bitna za sinhronizovanje slanja SV tokova za sabirničku zaštitu, uveden je podatak iz proizvođačke ekstenzije logičkog čvora LSVS.DiagSynch.stVal (enum vrednost 0, aktivna vrednost 4 – koji ima značenje: SV nije sinhronizovan (smpSync=0)).

Nadzor komunikacione mreže tj. operativno stanje povezanih DANP uređaja se vrši korišćenjem SRPS EN 61850 funkcionalnosti samih IED-ova, tj. atributa odgovarajućih logičkih čvorova LCCH.ChLiv.stVal i LCCH.RedChLiv.stVal (ChLiv – PRP kanal A, RedChLiv – PRP kanal B).

Ovim funkcionalnostima je omogućen nadzor redundantne procesne mreže i pravovremeno alarmiranje korisnika zaštitno-upravljačkog sistema.

6 ZAKLJUČAK

Implementacija PRP protokola u realnim uslovima elektroenergetskih sistema donosi značajni niz prednosti, ali i određene izazove koje je potrebno pažljivo adresirati kako bi se obezbedila optimalna pouzdanost i raspoloživost komunikacione infrastrukture. Među ključnim prednostima izdvajaju se: nulto vreme oporavka mreže, poboljšana sigurnost rada sistema relejne zaštite i upravljanja, kao i povećana efikasnost prenosa podataka. Nulto vreme oporavka mreže posebno je značajno, jer omogućava neprekidnu i pouzdanu razmenu kritičnih podataka u realnom vremenu. Time se smanjuje rizik od gubitka zaštitnih i upravljačkih funkcija u slučaju mrežnih kvarova. Ovakva karakteristika direktno doprinosi povećanoj sigurnosti i stabilnosti elektroenergetskog sistema, čineći ga otpornijim na neočekivane izazove i spremnim za buduće tehnološke zahteve.

Takođe, PRP omogućava veću fleksibilnost u dizajnu mrežne arhitekture i jednostavnu integraciju sa postojećim sistemima, što olakšava implementaciju savremenih tehnoloških rešenja. Njegova fleksibilnost i skalabilnost čine ga pogodnim za različite mrežne arhitekture, od manjih postrojenja do kompleksnih sistema. Međutim, primena PRP-a u realnim uslovima suočava se i sa određenim izazovima koji uključuju: složenost inženjerskog planiranja, kao i povećanu kompleksnost održavanja i dijagnostike mrežnih problema. Osim toga implementacija zahteva dodatnu ekspertizu i detaljna testiranja.

Uprkos svim izazovima iskustva iz prve implementacije PRP protokola u Srbiji pokazala su da je primena ovih naprednih tehnoloških rešenja ključna za modernizaciju elektroenergetskih sistema. Postignuti rezultati potvrđuju da pravilno i pažljivo projektovana mrežna infrastruktura, uz stratešku raspodelu komunikacionog saobraćaja, može značajno doprineti unapređenju pouzdanosti i raspoloživosti sistema. Na taj način ne samo da se osigurava siguran, stabilan i efikasan rad trafostanica, već se postavlja i čvrst temelj za dalju digitalizaciju i unapređenje elektroenergetskih mreža. PRP se time potvrđuje kao tehnologija otporna na buduće izazove, omogućavajući dugoročnu stabilnost i adaptivnost sistema u sve složenijem energetsom okruženju.

7 LITERATURA

- [1] IEC TR 61850-90-4 ED2 Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-4: Network engineering guidelines”, 2019.
- [2] Rodolfo C. Bernardino, Cristiano M. Martins, Paulo S. Pereira, Gustavo E. Lourenço , Paulo. S. P. Junior “Link redundancy in the process bus according to iec 61850 ed.2: experience with RSTP, PRP and HSR protocols“
- [3] IEC 61850-9-2, Communication networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication System Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3, First edition 2003-05

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.18](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.18)**B5.18****DIGITALIZACIJA VN POSTROJENJA - IDS SISTEMI ZA DETEKCIJU SOFTVERSKIH
NAPADA****DIGITALIZATION OF HV SUBSTATIONS - IDS INTRUSION DETECTION SYSTEMS****Srdan Mijušković***

Kratak sadržaj: Visokonaponska (VN) postrojenja čine ključne elemente prenosnog dela elektroenergetskog sistema, omogućavajući povezivanje izvora energije značajnih instalisanih snaga sa raznovrsnim potrošačima električne energije. Energetska tranzicija, podstaknuta globalnim inicijativama za dekarbonizaciju i klimatske akcije poput Pariskog sporazuma i ciljeva *Net Zero*, značajno je uticala na promene u elektroenergetskim sistemima. Digitalizacija putem IEC 61850 standarda nudi konkretna rešenja za navedene izazove, s posebnim fokusom na unapređenje komunikacionih aspekata. Implementacija sofisticiranih komunikacionih sistema, zasnovanih na savremenim digitalnim uređajima i principima računarske bezbednosti, predstavlja izuzetno složen i dinamičan proces. Uspesna realizacija zahteva precizno planiranje, kao i usklađenost sa relevantnim standardima kako bi se osigurala stabilnost, pouzdanost i sigurnost modernih elektroenergetskih sistema. Primena modernih tehnologija, kao što su *Intrusion Detection Systems (IDS)*, omogućava proaktivno praćenje mrežnog saobraćaja i detekciju anomalija u realnom vremenu. U radu je prikazana analiza računarske bezbednosti VN postrojenja kroz smernice NIST CSF 2.0 - *National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework Version 2.0*.

Ključne reči: IEC 61850, IDS, Računarska bezbednost, NIST CSF 2.0, Mašinsko učenje

Abstract: High-voltage (HV) substations represent key elements of the transmission part of the power system, enabling the connection of energy sources with significant installed capacities to a diverse range of electricity consumers. The energy transition, driven by global decarbonization initiatives and climate actions such as the Paris Agreement and Net Zero goals, has significantly influenced changes in power systems. Digitalization through the IEC 61850 standard offers concrete solutions to these challenges, with a particular focus on enhancing communication aspects. The implementation of sophisticated communication systems, based on modern digital devices and cybersecurity principles, is an extremely complex and dynamic process. Successful implementation requires precise planning, as well as compliance with relevant standards to ensure the stability, reliability, and security of modern power systems. The application of modern technologies, such as *Intrusion Detection Systems (IDS)*, enables proactive monitoring of network traffic and real-time anomaly detection.

* Srdan Mijušković, Acinel, srdjan.mijuskovic@acinel.com

This paper presents an analysis of cybersecurity in HV substations based on the guidelines of NIST CSF 2.0 - National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework Version 2.0.

Key words: *Digitalization, IEC 61850, IDS, Cyber Security, NIST CSF 2.0, Machine learning*

1 UVOD

Koncept *Smart Grid*-a moramo razumeti kao kontinualan proces, koji se izuzetno precizno može sagledati kroz razvoj visokonaponskih (VN) postrojenja tokom 21. veka. Budući da se funkcionalno nalaze u samom središtu elektroenergetskih sistema, za očekivati je da promene i unapređenja u povezanim sistemima direktno utiču i na VN postrojenja. Promene se prevashodno odnose na aspekt informaciono-komunikacionih tehnologija (IKT). IKT u industrijskim i energetske delatnostima nazivamo operacionim OT tehnologijama, za razliku od informacionih IT tehnologija koje povezujemo prvenstveno s poslovnim procesima [1].

Digitalizacija VN postrojenja putem standarda IEC / SRPS EN 61850 „Komunikacione mreže i sistemi za automatiku u elektroenergetskim objektima“ je proces koji bi trebalo da omogućiti navedene zahteve, posebno komunikacioni aspekt. Često se u brojnim materijalima može videti naglašavanje da se radi o standardu, nikako samo o komunikacionom protokolu. Međutim, možda ni reč standard ne naglašava sveobuhvatnost ove platforme za digitalizaciju elektroenergetskih objekata. Radi se o soluciji koja omogućava da *Smart Grid* postane realan i održiv cilj. Proteklo je više od 20 godina od objavljivanja i početaka praktične upotrebe IEC 61850. U 40-ak različitih dokumenata na više od 8000 strana date su jasne smernice za digitalizaciju elektroenergetskih objekata, inicijalno i prevashodno VN objekata.

VN postrojenja predstavljaju osnovu prenosnog dela elektroenergetskog sistema, omogućavajući stabilan prenos energije između izvora značajnih instalisanih snaga i širokog spektra potrošača. Globalne inicijative, poput Pariskog sporazuma i ciljeva *Net Zero*, ubrzale su energetske tranzicije, donoseći promene u strukturi proizvodnje i potrošnje električne energije. Sve veće prisustvo obnovljivih izvora energije zasnovanih na inverterima, uz porast decentralizovanih sistema i fleksibilnih potrošača, zahteva modernizaciju postojećih infrastruktura i primenu naprednih tehnologija [2][3].

Koordinacija i upravljanje nepredvidivih i nestalnih izvora obnovljive energije predstavlja izuzetno složen zadatak. S jedne strane su izuzetno raznoliki proizvođači, dok se s druge strane nalaze sve zahtevniji potrošači. Za uspešnu funkcionalnost ovakvih sistema neophodno je prikupljanje i obrada velike količine podataka, često i u realnom vremenu. Razmena tako značajne količine informacija u višestrukim pravcima zahteva robusnu i visokopouzdanu komunikacionu mrežu. S porastom složenosti komunikacionih sistema, digitalizacija donosi nove izazove, posebno u domenu računarske bezbednosti. Postoji više pravaca odgovora na navedene i povezane izazove, stoga je njihovo pravilno razumevanje ključno za sadašnjost i budućnost elektroenergetske mreže [4].

VN postrojenja, kao deo kritične infrastrukture, postaju potencijalna meta za napade koji mogu narušiti stabilnost i sigurnost sistema. Primetan je značajan porast napada na EES, na svetskom nivou, ali više ni region nije pošteđen izuzetno ozbiljnih napada [5][6].

Međutim, računarska bezbednost se može narušiti na više različitih načina, osim hakerskih napada, shodno tome postoji i čitava kategorizacija vrsta ugrožavanja OT sistema [7].

Implementacija sveobuhvatnih okvira, poput *National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework Version 2.0* (NIST CSF 2.0), pruža osnovu za identifikaciju, zaštitu, detekciju, odgovor i oporavak od potencijalnih pretnji. Primena modernih tehnologija, kao što su *Intrusion Detection Systems* (IDS), omogućava proaktivno praćenje mrežnog saobraćaja i detekciju anomalija u realnom vremenu.

Moderna istraživanja na ovu temu svakako ukazuju na potencijale, a zbog obimnosti potencijalno ukazuju i na neophodnost uključivanja *Machine Learning* algoritama u cilju unapređenja klasifikacije značajnih količina GOOSE i naročito *Sampled Values* podataka [8][9].

2 DIGITALIZACIJA VN POSTROJENJA

Digitalizacija VN postrojenja putem IEC 61850 standarda je proces koji bi trebalo da omogućiti navedene *Smart Grid* zahteve, posebno komunikacioni aspekt. Ključne prednosti IEC 61850 jesu dobro poznate i priznate mogućnosti interoperabilnosti, skalabilnosti, tipiziranog inženjeringa i uključivanja u digitalne tendencije u skladu sa principima računarske bezbednosti.

Model zaštitno-upravljačkog sistema koji se najčešće primenjuje u savremenim digitalizovanim VN postrojenjima s pravom se naziva hibridni. Moderni zaštitno-upravljački sistemi primenjuju digitalizovane IED (*Intelligent Electronic Device*) uređaje, redundantne SCADA sisteme i koriste u svojim procesima poruke bazirane na 8-1 delu standarda – MMS i GOOSE, što se smatra digitalizacijom do staničnog nivoa [10]. Shodno definicijama IEC 61850, proces digitalizacije zaštitno-upravljačkih VN sistema bi morao biti zaokružen korišćenjem *Sampled Values* – digitalizovanih merenja ili prema SRPS EN 61850-9-2:2013 - vrednosti uzoraka [11][12].

Potpuno digitalizovani zaštitno-upravljački sistem, iako u potpunosti definisan standardom, idalje nije uobičajen u kreiranju Smart Grid infrastrukture. U međuvremenu, mnoge nove tehnologije (*Virtual Local Area Network* VLAN, *Digital Twin*, Virtuelizacija IED..) su počele da pronalaze svoje pozicije u modernizaciji zaštitno-upravljačkih sistema. Sofisticiranost razlika i složenost preciznog definisanja nivoa digitalizacije postrojenja jasno ilustruje sveobuhvatnu zahtevnost izazova navedenog globalnog procesa [13].

Pored navedenog, potrebno je naglasiti da je IEC 61850 zasnovan na SCL (*Substation Configuration Language*), koji pruža mehanizam za deskripciju funkcionalnosti i strukture elektroenergetskih postrojenja. SCL se opisuje pomoću XSD (*XML Schema Definition*), što omogućava standardizovanu i za mašinski čitljivu strukturu podataka. Navedena karakteristika čini SCL ključnim za primenu naprednih tehnika analize podataka, uključujući mašinsko učenje i razvoj sistema za detekciju upada (IDS - *Intrusion Detection Systems*) [14].

Standard definiše nekoliko tipova konfiguracionih fajlova koji sadrže sve potrebne informacije o radu, topologiji i komunikaciji u postrojenju.

Posebno su zanimljivi sledeći fajlovi u kontekstu detekcije anomalija i unapređenja računarske bezbednosti:

- *IED Capability Description* (ICD) fajl: Sadrži šablone podataka, tipove podataka i logičke čvorove implementirane na svakom uređaju (IED - *Intelligent Electronic Device*).

- *Substation Configuration Description* (SCD) fajl: Sadrži električnu topologiju postrojenja, povezane IED-ove i informacije koje se razmenjuju među njima. Fajl pruža uvid u celokupnu komunikacionu mrežu i međusobne interakcije uređaja.

3 NIST CSF 2.0

National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework Version 2.0 (NIST CSF 2.0) je sveobuhvatan i fleksibilan okvir koji pomaže organizacijama da unaprede status računarske bezbednosti svog sistema i upravljaju bezbednosnim rizicima. Definisani okvir je strukturiran oko tri osnovne komponente: Osnova (*Core*), Slojevi implementacije (*Implementation Tiers*) i Profili (*Profiles*) [15]. Svaka od ovih komponenti igra ključnu ulogu u kreiranju strategije računarske bezbednosti koja je prilagodljiva specifičnim potrebama organizacija.

3.1 Osnova NIST CSF 2.0

Osnova (*Core*) NIST CSF 2.0 je srž okvira (*framework*) i pruža organizacijama visok nivo strukturiranosti neophodne za upravljanje rizicima računarske bezbednosti.

Sastoji se od pet ključnih funkcija: *Identify* (Identifikacija), *Protect* (Zaštita), *Detect* (Detekcija), *Respond* (Odgovor) i *Recover* (Oporavak). Svaka funkcija je dizajnirana da pomogne organizacijama da sistematski pristupe računarskoj bezbednosti, fokusirajući se na različite aspekte upravljanja rizikom i otpornosti sistema.

Identifikacija (*Identify*): Funkcija Identifikacija pruža organizacijama jasno razumevanje računarskih bezbednosnih rizika. Uključuje identifikaciju ključnih resursa, sistema, podataka i pojedinaca koji zahtevaju zaštitu, kao i razumevanje bezbednosnih rizika ovih resursa. Kroz ovu funkciju, organizacije razvijaju strategiju upravljanja rizicima i strukturu upravljanja, postavljajući temelje za druge aktivnosti vezane za računarsku bezbednost. Ključne aktivnosti uključuju procenu rizika, upravljanje imovinom i procedurama računarske bezbednosti.

Zaštita (*Protect*): Funkcija Zaštita fokusira se na implementaciju neophodnih zaštita kako bi se osiguralo da kritična infrastruktura organizacije bude adekvatno zaštićena od pretnji po računarsku bezbednost. Navedeno podrazumeva obezbeđivanje sistema, mreža i podataka od neovlašćenog pristupa i osiguranje njihove zaštite. Funkcija Zaštita uključuje kategorije poput kontrole pristupa, zaštite podataka, obuke i podizanja svesti, kao i zaštitnih tehnologija.

Detekcija (*Detect*): Funkcija Detekcija fokusira se na otkrivanje i identifikaciju događaja i anomalija koje ukazuju da je računarska bezbednost ugrožena. Organizacije moraju kontinuirano pratiti svoje sisteme i mreže kako bi što ranije otkrile upade ili maliciozne aktivnosti. Rana detekcija pomaže u smanjenju potencijalnog uticaja incidenata. Aktivnosti u ovoj funkciji uključuju implementaciju sistema za detekciju upada, kontinuirano praćenje i analizu događaja kako bi se brzo prepoznale pretnje po računarsku bezbednost.

Odgovor (*Respond*): Kada je sajber događaj detektovan, funkcija Odgovor pruža strukturirani pristup za ublažavanje uticaja događaja. To uključuje uspostavljanje plana odgovora na incidente, analizu događaja, komunikaciju sa relevantnim zainteresovanim stranama i preduzimanje koraka za suzbijanje i minimiziranje štete prouzrokovane napadom. Cilj je da se ograniči ukupni prekid rada organizacije i njenih operacija.

Oporavak (*Recover*): Funkcija Oporavak obezbeđuje da organizacija može da vrati normalne operacije nakon sajber incidenta.

Ovo uključuje oporavak izgubljenih podataka, vraćanje sistema u punu funkcionalnost i učenje iz incidenta kako bi se poboljšala buduća otpornost. Naglašava se značaj otpornosti i kontinuiranog poboljšanja kako bi se organizacija brzo oporavila nakon incidenta. Ključne aktivnosti uključuju planiranje oporavka, implementaciju poboljšanja i komunikaciju statusa oporavka.

U okviru NIST-a je već kroz vizuelni prikaz jasno prikazana kontinuiranost i cikličnost računarske bezbednosti kao procesa. Verzija 2.0 iz februara 2024. donosi značajnu novinu, uvođenjem sveobuhvatne *Govern* funkcije. Cilj ove funkcije je da se skrene pažnja na obavezu vodećih struktura u organizacijama da usklade koncepte računarske bezbednosti sa organizacionim ciljevima, zakonodavnim okvirima i merama za upravljanje rizikom. Na ovaj način, formalno se odgovornost za računarsku bezbednost sistema prenosi na najviši hijerarhijski nivo upravljanja kompanijom. Zadati pristup naglašava potrebu za uspostavljanjem jasnih procedura, procesa i uloga koje svaki deo sistema mora preuzeti u procesu računarske bezbednosti. Podizanjem na najviši hijerarhijski nivo ostvaruje se usklađenost primena mera, uvođenje najboljih praksi i redovna revizija implementiranih sigurnosnih procedura. Povišen nivo praćenja mera podrazumeva i veće oslanjanje na zahteve definisane u IEC 61850, a naročito u standardu IEC 62351 Komunikacione mreže i sistemi za automatiku u elektroenergetskim objektima – Bezbednost.

Do sada je akcenat, a često i prva pomisao na računarsku bezbednost, bio na funkciji *Protect* – zaštiti sistema od mogućih pretnji. U nastavku su prikazani brojni elementi i mehanizmi koji pripadaju navedenoj *Core* funkciji. Očigledno je zašto je navedena komponenta ključna za računarsku bezbednost i nije slučajno da IEC 62351 posvećuje veliku pažnju datim funkcionalnostima:

- *Firewall* – „zaštitni zid“
- Mrežna segmentacija, *Purdue Model*
- *Demilitarized Zones DMZ* - demilitarizovane zone
- *Role-Based Access Control RBAC* - Kontrola pristupa zasnovana na ulogama
- *Secure Remote Access* - Siguran daljinski pristup
- *Data Encryption* - Enkripcija podataka
- *Intrusion Prevention Systems (IPS)* - Sistemi za prevenciju softverskih upada

4 IDENTIFIKACIJA I DETEKCIJA

Zaključak prethodnog poglavlja jasno potvrđuje *Protect* kao ključni aspekt računarske bezbednosti OT sistema. Međutim, sagledavanjem komunikacione arhitekture računarskih sistema VN postrojenja, primetno je da je sistem previše ranjiv iznutra. Ključni zadatak kritične OT infrastrukture se ogleda u „*availability*“ – neprekidnoj dostupnosti podataka. Očigledno je da bez adekvatnog fokusa na funkcije *Identify* i *Detect*, ukupna otpornost sistema ostaje nedovoljna. Sve ovo se potpuno uklapa u „*Defence in Depth*“ koncepta višeslojne zaštite i reagovanja na izazove računarske bezbednosti [16].

Funkcija *Identify* omogućava da se sistematski i proaktivno identifikuju sve potencijalne ranjivosti, rizici i kritične komponente, čime se postavlja osnova za sve ostale sigurnosne aktivnosti. Navedeno uključuje mapiranje resursa, analizu pretnji i procenu rizika, što je od ključnog značaja za složene i digitalizovane sisteme, poput VN postrojenja. Za VN postrojenja „*attack vectors*“ predstavljaju konekcije ka nadređenim centrima i veza sa IT servisima.

Možemo reći da navedeni aspekt uključuje i aktivnu primenu *Asset Monitoring*-a. Kreiranje liste elemenata prisutnih u sistemu znatno je olakšano SCL fajlovima, precizno definisanim IEC 61850-6.

4.1 Intrusion Detection System - IDS

Činjenica da u Švajcarskoj od jula 2024. zakonskom regulativom postaje obavezna upotreba IDS možda najbolje svedoči o realnoj važnosti ovakvih sistema [17]. Svakako da i EU NIS2 (*Network and Information Security Directive 2*) direktiva o mrežnoj i informacionoj bezbednosti, značajno utiče na porast svesti i broja zahteva za ovakvim sistemima širom Evrope. Značajna razlika u pristupu koje OT i IT koncepti računarske bezbednosti imaju izuzetno se dobro sagledava kroz način primene IDS sistema. U IT konceptima koristi se dobro poznata ideja antivirus skenera i kreiranja listi zabranjenih podataka „*deny list*“.

Integracija IDS sistema se po pravilu vrši praćenjem mrežnog saobraćaja preko *mirror* portova na ethernet *switch*-evima. Naročito su važni portovi koji su vezani za računare sa *gateway* ulogom.

Najčešći problemi na koje se u VN objektima nailazi IDS pretragom predstavljaju:

- Ugroženi IED uređaji
- Rizične TCP/IP konekcije
- Nepotrebne i nepouzđane funkcionalnosti
- Neodgovarajuća segmentacija mreže
- Neodgovarajuća *asset* lista

Izuzetno cenjene karakteristike interoperabilnosti i transparentnosti modelovanja standarda IEC 61850 će verovatno morati da postanu i deo AI (*Artificial Intelligence*) standardizacije i procesa funkcionalnosti, budući da sa povećanjem kompleksnosti algoritama, mogućnost nekompatibilnosti sa realnim zahtevima i očekivanjima neminovno vodi ka gubitku pouzdanosti povratnih informacija [18]. Navedeni izazov je primećen tokom procesa programskog učenja AI servisa u digitalizovanom VN postrojenju za potrebe računarske bezbednosti. Funkcionisanje komunikacionih protokola, njihova frekventnost i odziv prilikom normalnog radnog stanja su klasifikovani i memorisani pomoću markera. Pokazalo se da je takav sistem pušten u paralelan rad sa postojećim, emitovao neočekivano veliki broj neželjenih (*false*) alarma [19].

Plan je nedovoljno pripremljen za veliki broj situacija koje ne pripadaju normalnom radnom režimu. U situacijama poput rutinskih testiranja i kontrolisanih kvarova u mreži, isuviše lako dolazi do pomenutih neželjenih alarma, usled sofisticiranosti semantike komunikacionih protokola u sastavu IEC 61850.

Izazvani alarmi u sebi sadrže složene tehničke detalje, a budući da AI ne spoznaje u celosti fiziku procesa, za njihovo potpuno tumačenje je neophodna stručnost iz IEC 61850 (OT), IT mrežnih i sistema računarske bezbednosti, a najviše - poznavanje implementiranih funkcionalnih logika zaštitno-upravljačkog sistema [20].

Napredak u integraciji IDS sistema moguć je zahvaljujući uniformnosti informacija u VN postrojenjima digitalizovanim prema IEC 61850 standardu. Od velike pomoći je činjenica da u digitalizovanim VN postrojenjima izuzetno visok procenat mrežnog saobraćaja pripada IEC 61850 protokolima.

Značajno je i što od samog starta implementacije i analize SCL fajla, može se sagledati koji su modeli rada i informacije očekivani u komunikaciji. Na taj način se zapravo kreira suprotnost „deny“ liste, „allow“ lista sa dozvoljenim podacima u analiziranoj mreži. Praćenjem svetskih tehnologija nameće se logična ideja o kreiranju AI *machine learning* sistema koji bi mogli da odgovore na specifičnosti zahteva OT mreže [21].

Svakako treba naglasiti, kako bi bilo koja AI metodologija obrade ovakve količine podataka mogla da se sprovede u realnosti, neophodno je prvenstveno oformiti bazu koja će biti temelj svih planiranih postupaka. Baze podataka moraju biti tačno definisane i sastavljene isključivo od podataka koji sadrže informacije od značaja za monitoring željenih parametara. Datim postupkom omogućavaju se dalje analize i daje sposobnost AI da u perspektivi donosi sve preciznije i upotrebljivije zaključke.

Ključni aspekt unapređenja jeste bolje razumevanje između domena koji do skoro nisu imali toliko dodirnih tačaka, IT i OT sektora u kompanijama [22].

5 ZAKLJUČAK

Složenost procesa digitalizacije VN postrojenja prevazilazi striktno tehničke aspekte. Negativna iskustva u realizaciji ovakvih struktura mogu imati štetan uticaj, ali ne samo na kompanije koje trpe finansijske gubitke. Celokupan tehnološki progres i proces ostvarivanja globalnih inicijativa kao što su *Smart Grid* i *Zero Net* ciljevi postaje ugrožen.

Verovatno najveći izazov u implementaciji digitalnih tehnologija leži u prihvatanju velikih promena u funkcionalnim i strogo definisanim okruženjima. Energetski sektor, kao ključni predstavnik kritične infrastrukture, teško prihvata tranzicione promene jer se suočava s potencijalnom nepouzdanošću digitalnih sistema. Navedeno potvrđuju NIST CSF i drugi relevantni standardi, ističući da apsolutna bezbednost digitalnih sistema nije moguća. Primenom IDS računarska bezbednost VN postrojenja se svakako pospešuje.

Kao što vidimo, izazovi su brojni, ali potencijali koje digitalizacija donosi predstavljaju ključni motiv za nastavak istraživanja i unapređenja u ovom domenu, inspirišući korake ka sigurnijoj i održivoj budućnosti elektroenergetskih sistema.

6 LITERATURA

- [1] A. Apostolov, Digitizing the electric power grid, 2023
- [2] M. Kanabar, Building the Grid of the Future through Innovations with Digital Transformation, PAC World, 2023
- [3] J. Ugwu, Comprehensive Review of Renewable Energy Communication Modeling for Smart Systems, Energies, 2023
- [4] P. Bishop, IEC 61850 Principles and Applications to Electric Power Systems, 2023
- [5] Fortinet, State of Operational Technology and Cybersecurity Report, 2024
- [6] Balkan energy news, <https://balkangreenenergynews.com/serbias-power-utility-eps-under-unprecedented-hacker-attack/>, 2023

- [7] Fortinet, 20 Most Common Types Of Cybersecurity Attacks, 2024
- [8] JA Lopez, Substation-Aware: An Intrusion Detection System for the IEC 61850 Protocol, 2022
- [9] TS Ustun, *Machine Learning-Based Intrusion Detection for Achieving Cybersecurity in Smart Grids Using IEC 61850 GOOSE Messages*, 2021
- [10] IEC 61850 *Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802/3*, 2011
- [11] IEC 61850-9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled Values over ISO/IEC 8802-3. – First Edition, 2004
- [12] SRPS EN 61850-9-2:2013 - *Komunikacione mreže i sistemi za automatizaciju energetskih objekata — Deo 9-2: Specifično preslikavanje komunikacionih servisa (SCSM) — Vrednosti uzoraka prema ISO/IEC 8802-3 – Edicija 2*
- [13] S. Mijušković, *Pregled izazova integracije modernih komunikacionih sistema u elektroenergetskim mrežama*, CIRED Crna Gora, 2024
- [14] PSRC WG C43 Report, *Practical applications of AI / ML in Power system PAC*, PAC World, 2024
- [15] The NIST Cybersecurity Framework (CSF) 2.0, 2024
- [16] IEC 62351, *Power systems management and associated information exchange - Data and communications security*, 2023
- [17] A.Klien, *Exploring Hidden Flaws in the Power Grid*, PAC World, 2024
- [18] A. Apostolov, *Data Sources for AI application*, PAC World, 2024
- [19] A.Klien, *New approach for detecting cyber intrusions in IEC 61850 substations*, PAC World, 2019
- [20] A. Klien, *Cyber aware Session 6: Digital Substations, White paper and Webinar - Smart Grid Forums*, 2022
- [21] K. Park, *Machine Learning Based Cyber System Restoration for IEC 61850 Based Digital Substations*, 2024
- [22] F. Cleveland, *Cybersecurity for Power Systems using IEC 61850, Including Distributed Energy Resources (DER)*, 2021

DOI: [10.46793/CIGRE37.B5.19](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.B5.19)**B5.19****PRIMENA SOFTVERA OTVORENOG KODA U INŽENJERINGU I TESTIRANJU IEC
61850 SISTEMA U ELEKTROENERGETSKIM OBJEKTIMA****APPLICATION OF OPEN-SOURCE SOFTWARE FOR ENGINEERING AND TESTING
OF IEC 61850 SYSTEMS IN POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION****Vladan Cvejić***

Kratak sadržaj: Savremeni sistemi relejne zaštite i upravljanja u elektroenergetskim objektima predstavljaju složene softversko-hardverske sisteme specijalizovane za rad u realnom vremenu. Njih karakteriše integracija velikog broja komunikacionih protokola i uređaja, pri čemu dominira primena koncepata definisanih serijom standarda IEC 61850, kao temelja za izgradnju globalne pametne mreže (Smart Grid). Tokom svih faza razvoja i integracije ovakvih sistema, inženjeri se suočavaju s kompleksnošću implementiranih tehnologija i multidisciplinarnim pristupom. Zbog toga je ključno olakšati njihov rad, bilo da je reč o inženjeringu, testiranju tokom izgradnje (FAT i SAT) ili održavanju. Na tržištu postoje specijalizovani alati koji mogu značajno pomoći, ali su često skupi i usko orijentisani. Alternativno rešenje je razvoj prilagođenih softverskih alata koji automatizuju inženjerske procese i olakšavaju njihov rad. S obzirom na to da su resursi IEC 61850 sistema u osnovi dizajnirani za mašinsku obradu, njihova ručna interpretacija nije jednostavna. Zbog toga skripte i pomoćni softverski alati mogu olakšati analizu, vizualizaciju podataka i identifikaciju ključnih informacija u velikim skupovima podataka, optimizujući ali i ubrzavajući inženjerski rad. Razvoj naprednih programskih jezika i softverskih biblioteka otvorenog koda (open-source) u poslednjim godinama omogućio je brzo i efikasno kreiranje prilagođenih alata za inženjere. Ovaj rad analizira dostupne biblioteke softvera otvorenog koda, prikazuje njihove primene i razmatra prednosti, ali i potencijalne rizike i ograničenja koja ovakva rešenja mogu doneti.

Ključne reči: IEC61850, Testiranje, Softver otvorenog koda, Inženjering, Lokalne mreže

Abstract: Modern relay protection and control systems in power utility objects represent complex software and hardware systems specialized for real-time operation. They are characterized by the integration of a large number of communication protocols and devices, with a predominant application of concepts defined by the IEC 61850 standard series, serving as the foundation for building a global Smart Grid. Throughout all phases of the development and integration of such systems, engineers face the complexity of implemented technologies and a multidisciplinary approach. Therefore, it is essential to facilitate their work, whether it involves engineering, testing during construction (FAT and SAT), or maintenance.

* Vladan Cvejić, ENSACO Solutions, vladan.cvejic@itdepends61850.com

There are specialized tools available on the market that can significantly assist, but they are often expensive and narrowly focused. An alternative solution is the development of custom software tools that automate engineering processes and streamline workflow. Since IEC 61850 system resources are fundamentally designed for machine processing, their interpretation is not straightforward for manual analysis. As a result, scripts and helper software tools can facilitate data analysis, visualization, and the identification of key information within large datasets, optimizing and accelerating engineering tasks. The rapid advancement of high-level programming languages and open-source software libraries in recent years has enabled the swift and efficient development of tailored tools for engineers. This paper analyzes available open-source libraries, showcases their applications, and discusses their benefits, as well as potential risks and limitations that such solutions may impose.

Key words: IEC61850, Testing, Open Source, Engineering, LAN

1 UVOD

Osnovna funkcija jednog sistema relejne zaštite i upravljanja (RZU sistem) u trafostanici jeste brzo i selektivno isključenje kvarova, osiguravanje sigurnog rada mreže, omogućavanje daljinskog upravljanja i kontinuiranog nadzora sistema, čime se povećava pouzdanost elektroenergetskog sistema i smanjuju gubici usled kvarova i ispada. Kao takav, on prati primarne elemente sistema od samog početka njihove primene u prenosu električne energije. Unapređenja koja su, u takvim sistemima vremenom uvedena, su posledica naučnog i tehnološkog razvoja. Ubrzani tehnološki razvoj poslednjih decenija je pomerio granice u većini industrija. Tehnologije iz pojedinih domena su našle primenu u drugim, time omogućavajući dodatne funkcionalnosti. Tako, moderna rešenja sistema automatizacije i relejne zaštite predstavljaju zbir različitih tehnologija iz raznih domena. Prodor telekomunikacionih i informatičkih tehnologija u ove sisteme proširuje skup aktivnosti koje se moraju planirati i sprovesti, u svim navedenim koracima izgradnje i održavanja sistema automatizacije elemenata elektroenergetskog sistema. Aktivnosti inženjera relejne zaštite, automatike i lokalnog upravljanja, čak ako se i limitiramo na osnovne funkcije sistema, podrazumevaju da on poseduje znanje iz raznih oblasti elektroenergetike, automatike i šire. Sa modernizacijom koja je uvela telekomunikacione i informatičke koncepte, ti isti inženjeri su primorani da te koncepte prate i razumeju, ako ne u potpunosti, ono barem do tačke da mogu da zaključe da je problem u tom segmentu.

Standard IEC 61850 je preuzeo dužnost da modeluje sve relevantne elemente pametne mreže i da stavi na raspolaganje mehanizme koji mogu da omoguće pouzdanu i brzu razmenu informacija. On u sebi sadrži veliki skup industrijskih komunikacionih protokola i koncept objektno-orijentisanog modelovanja opšte prihvaćen u informatičkoj industriji. A sve u cilju da se kompleksni zahtevi pametne mreže smeste u okruženje koje ih može optimalno ispunjavati. To su, naravno, složeni računarski sistemi sastavljeni iz zaštitno-upravljačkih uređaja, komunikacionih uređaja (ethernet svičevi, ruteri, ...), servera za sinhronizaciju, servera za prikupljanje i čuvanje podataka, automatizaciju, komunikaciju, vizuelizaciju, i tako dalje.

Takav računarski sistem u svojoj biti i dalje sadrži osnovne funkcije sistema relejne zaštite i upravljanja u trafostanici, ali „obložene“ i „pretvorene“ u vidove informacija koji nisu lako razumljivi i proverljivi za jednog inženjera energetike.

Stoga se, uporedo sa usvajanjem konceptata standarda IEC 61850 u proizvodima, industrija trudila da obezbedi i sve neophodne alate za rad u jednom takvom okruženju.

Razvoj istih je uslovljen ne samo zahtevima različitih grupa korisnika već i poslovno-finansijskim predispozicijama u datom momentu. Tada i proizvodi koji se nude, mogu da reše tekuće probleme inženjera sa različitim uspehom. Ako se tome doda i cena koja neće biti popularna upravo iz tehnološki složenog procesa razvoja, dolazimo do niše samostalnog razvoja pomoćnih alata. Doseg i širina ovog segmenta nije uslovljena finansijskim potrebama korisnika da stekne direktnu novčanu dobit tim razvojem, već njegovom rešenošću da iznađe rešenje za svoje zadatke i probleme. Segment proizvodnje softvera je doživeo bum u više smerova. Kako u komercijalnom tako i u smeru softvera otvorenog koda koji je dostupan širokom krugu korisnika za dalje korišćenje i unapređenje.

U ovom radu je dat osvrt na potencijal samostalnog razvoja pomoćnih alata koji se mogu iskoristiti u skoro svakom segmentu životnog ciklusa RZU sistema – inženjeringu, testiranju, dijagnostici, analizi. To mogu biti male skripte za automatizaciju ili veći programi koji mogu imati i grafički interfejs, a sve shodno potrebi onog koji ga je razvio a nije softverski inženjer, već inženjera-ispitivač ili na primer inženjer-projektant.

2 SOFTVERSKJE BIBLIOTEKE I ALATI OTVORENOG KODA

U ovom poglavlju će biti razmotrene softverske biblioteke i alati otvorenog koda koje je autor koristio u razvoju svojih pomoćnih alata.

Prema iskustvu autora - koji dolazi iz oblasti elektroenergetike i poseduje znanje programiranja na amaterskom nivou – u toku praktičnog rada iskazala se potreba za jednostavnim programerskim alatima a koji imaju sličnost sa Matlab okruženjem, u kojem su inženjeri najčešće radili tokom studija, poput Python programskog jezika, koji je značajno finansijski pristupačniji i dugoročno održiviji za svakodnevni inženjerski rad.

Python se pokazao kao izuzetno pogodan jezik za inženjere, pre svega zato što omogućava visok nivo produktivnosti uz minimalno vreme potrebno za učenje osnovnih koncepata. Dodatno, Python ekosistem obuhvata veliki broj specijalizovanih biblioteka - kako za naučne i inženjerske primene, tako i za obradu podataka, automatizaciju, simulacije i vizuelizaciju - što korisnicima omogućava brzu izradu kompleksnih alata i analiza.

Značajnu prednost predstavlja i izuzetno aktivna i brojna korisnička zajednica, koja obezbeđuje obilje dostupnih resursa, tutorijala, primera softverskog koda i foruma za rešavanje problema, čime se olakšava ulazak u svet programiranja čak i onima bez formalnog obrazovanja iz te oblasti.

2.1 Softverske biblioteke programskog jezika Python

Prilikom izbora softverske biblioteke za razvoj korisničkih softverskih alata, neophodno je razmotriti sledeće aspekte:

- “Zrelost” biblioteke – Koliko dugo biblioteka postoji i koliko je aktivna zajednica ili razvojni tim koji je održava? Da li se redovno ažurira (npr. ispravke grešaka, dodavanje novih funkcionalnosti)? Stabilna i dobro održavana biblioteka je poželjnija, naročito u profesionalnim okruženjima.
- Dokumentacije – Da li je biblioteka dobro dokumentovana? Kvalitetna dokumentacija, zajedno sa konkretnim primerima upotrebe, značajno olakšava učenje i implementaciju.

- Licenca korišćenja – Da li je biblioteka slobodna za korišćenje u komercijalnim i/ili nekomercijalnim projektima? Treba proveriti da li licenca (MIT, BSD, GPL itd.) odgovara planiranoj upotrebi da bi se izbegli potencijalni pravni problemi.
- Potrebne funkcionalnosti – Koje konkretne funkcionalnosti su potrebne korisniku? Da li ih je moguće samostalno razviti, ili bi bilo efikasnije koristiti postojeću biblioteku otvorenog koda koja ih već nudi?

Načelno, ukoliko se koriste biblioteke sa MIT, BSD ili GPL licencom u svojim skripting aplikacijama samo za ličnu upotrebu i bez distribucije – ne krši se nijedna licenca. Licencni zahtevi se odnose samo na javno deljenje ili prodaju aplikacije. MIT i BSD dozvoljavaju da se koristi, menja i uključuje njihov kod bez ikakvih obaveza, čak i ako želimo da ga distribuiramo. Nema ograničenja ni u komercijalnoj upotrebi. GPL licenca zahteva da se izvedeni kod distribuiraju pod GPL-om ali opet, samo ako ga distribuirate. Dodatno, moguće je koristiti Python skripte/programme sa MIT, BSD, GPL bibliotekom za automatizaciju posla i naplaćivanje usluge.

U svakom slučaju, pre nego što se odabere određena biblioteka, preporučuje se detaljno istraživanje i poređenje više opcija, uzimajući u obzir navedene kriterijume.

2.1.1 Pregled korisnih Python biblioteka

GenerateDS (MIT licenca) - Biblioteka za generisanje Python struktura podataka (npr. klasa) na osnovu XML šeme. Omogućava:

- Parsiranje XML fajlova u generisane objekte pogodne za dalju obradu,
- Generisanje tzv. *stub* fajlova (definišu strukturu programa bez implementacije logike) sa podklasama koje se mogu proširiti sa korisničkim metode za dalji rad sa podacima.

Korišćena je za razvoj infrastrukture za parsiranje SCL (*Substation Configuration Language*) fajlova, što omogućava razne akcije nad konfiguracionim fajlovima RZU sistema (*IED Capability Description*), IID (*Instantiated IED Description*) ili SCD (*System Configuration Description* itd.) poput, na primer, automatskog pronalaženja svih GOOSE/SV kontrolnih blokova, kao i njihovih nadzornih logičkih čvorova.

PyShark (MIT licenca) - Python omotač za tshark, komandno-linijski alat Wireshark softvera. Karakteristike:

- Omogućava parsiranje mrežnih paketa koristeći Wireshark dekođer strukture protokola,
- Podržava analiziranje iz PCAP fajlova ili "uživo" tokom snimanja mrežnog saobraćaja,

Korišćena je za parsiranje protokola poput GOOSE, SV, MMS (*Manufacturing Message Specification*), PTP (*Precision Time Protocol*), PRP (*Parallel Redundancy Protocol*), SNMP (*Simple Network Management Protocol*) iz snimaka mrežnog saobraćaja i sprovođenje analize paketa, analiza performansi, detekciju grešaka i tako dalje.

Netmiko (MIT licenca) - Biblioteka za jednostavnu komunikaciju putem SSH protokola sa mrežnim uređajima (ethernet svičevi, ruteri i slično). Ključne funkcionalnosti:

- Uspostavljanje konekcije sa mrežnim uređajima,

- Izvršavanje i parsiranje *show* i *config* komandi,

Korišćena je za prikupljanje konfiguracija i dijagnostike sa mrežnih uređaja, njihovu analizu i upoređivanje.

Pysnmp (BSD licenca) - Biblioteka za rad sa SNMP protokolom (verzije 1, 2c i 3). Omogućava:

- Slanje SNMP zahteva (GET, SET, WALK),
- Prijem i obradu *trap* obaveštenja,
- Rad sa MIB (*Management Information Base*) bazama podataka radi lakšeg razumevanja OID-ova (*Object Identifier*),

Korišćena je za automatizaciju provere povezanosti uređaja na odgovarajuće portove ethernet svičeva, zatim praćenje ponašanja RSTP protokola u toku testiranja prekida mrežnog prstena, prikupljanje metrike o performansama i detekciju abnormalnosti.

Python-nmap (GPL licenca) - Omotač za mrežni alat *nmap*, namenjen mrežnom skeniranju i bezbednosnim proverama. Omogućava:

- Pokretanje *nmap* komandi iz Pythona,
- Parsiranje rezultata,
- Automatizaciju procesa skeniranja mrežnih segmenata.

Korišćena je za proveru svih postojećih i dostupnih komunikacionih uređaja u mrežnoj infrastrukturi i otvorenih portova za pristup.

Pyasn1 (MIT licenca) - Biblioteka za ASN.1 kodiranje i dekodiranje. Koristi se kada je potrebno raditi sa standardizovanim binarnim protokolima ili komunikacijom koja zahteva ASN.1 format, poput GOOSE, SV, MMS i slično.

Openpyxl (MIT licenca) - Biblioteka za rad sa Excel .xlsx fajlovima iz Pythona. Ključne funkcionalnosti:

- Kreiranje, čitanje i izmena .xlsx fajlova,
- Rad sa ćelijama, redovima, kolonama, radnim listovima i radnim sveskama,
- Podrška za formatiranje ćelija (boje, fontovi, stilovi) i tako dalje.

Korišćena je za generisanje izveštaja na osnovu mrežnih analiza (npr. tabela GOOSE/SV emitera i pretplatnika ili poruka), automatizaciju pravljenja tehničke dokumentacije i slično.

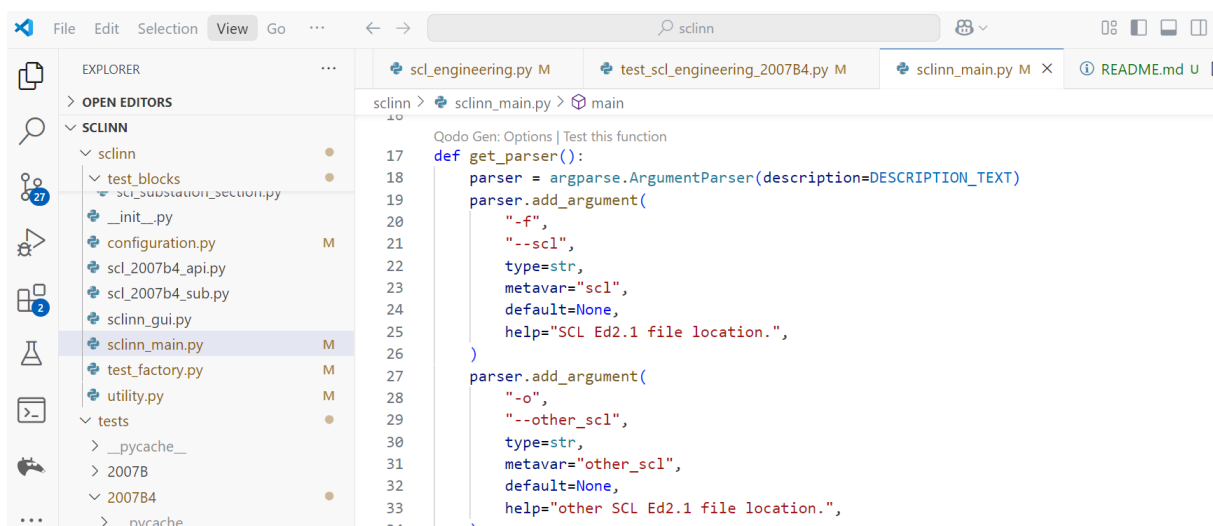
NiceGUI (MIT licenca) - Biblioteka za kreiranje grafičkog korisničkog interfejsa direktno u veb pregledaču koristeći Python. Karakteristike:

- Ne zahteva poznavanje HTML/CSS/JavaScript programskih jezika,
- Može se koristiti za razvoj lakih aplikacija, vizualizaciju podataka ili kao *front-end* za inženjerske alate.

2.2 Radno okruženje za razvoj alata

Inženjerima je danas na raspolaganju širok spektar radnih okruženja za razvoj sopstvenih alata i skripti. Ukoliko su potrebe jednostavne - na primer, osnovna obrada podataka sa tekstualnim prikazom rezultata - dovoljan je samo Python interpreter sa osnovnim standardnim bibliotekama, instaliran lokalno na računaru. U takvim slučajevima, skripte se mogu pisati u jednostavnim uređivačima teksta (poput Notepad++) i izvršavati iz komandne linije ili Python konzole.

Međutim, kada se razvijaju složeniji softverski alati, ili kada je potreban veći komfor tokom rada, preporučuje se korišćenje naprednijih razvojnih okruženja (IDE – *Integrated Development Environment*) kao što su Visual Studio Code, PyCharm i slični. Ova okruženja su veoma prilagodljiva, često podržavaju rad na projektima većih razmera, i sadrže funkcionalnosti koje značajno olakšavaju proces razvoja: automatsko formatiranje i bojenje sintakse, napredne alatke za otklanjanje grešaka (*debugging*), automatsko dopunjavanje koda (*autocomplete*), integrisane terminale, pa čak i podršku za rad sa virtuelnim okruženjima (*virtual environments*). Takođe, sve češće ovi alati imaju integrisanu podršku veštačke inteligencije (sistemi za generisanje koda, sugestije za optimizaciju i automatsko ispravljanje grešaka) što dodatno ubrzava razvoj i povećava kvalitet softverskih rešenja.



Slika 1: Grafički interfejs alata za razvoj softvera - Visual Studio Code

3 POTENCIJALNE PRIMENE KORISNIČKIH POMOĆNIH ALATA

Iako će se u ovom radu prevashodno obrađivati izrada alata za olakšavanje inženjeringa, testiranja i analize u RZU sistemima baziranim na IEC 61850 standardu, to ne ograničava primenu i na druge sisteme automatizacije.

3.1 Primena u oblasti inženjeringa RZU IEC 61850 sistema

Inženjering jednog RZU sistema baziranog na standardu IEC 61850 je zasnovan na definisanju i podešavanju mašinski procesibilnog softverskog koda u vidu XML fajla koji opisuje sve bitne funkcionalnosti. Što znači da je standard omogućio da se konfiguracija RZU sistema specifikira u pomenutom formatu koji je moguće mašinski proveriti u skladu sa predefinisanim pravilima (IEC 61850-6 SCL jezik [1]).

Standard predviđa postojanje alata koji prate fazu inženjeringa i to – ICT – alat razvijen od strane proizvođača uređaja za konfigurisanje i komunikaciju sa uređajem, SCT – alat koji se koristi za konfigurisanje sistema baziranog na IEC 61850 u smislu podešavanja komunikacionih parametara, selekcije signala za razmenu koji će se distribuirati po različitim principima (izveštaji, logovi, GOOSE, SV, transfer fajlova...), SST – alat za specificiranje RZU sistema. Oni su već dostupni na tržištu sa neretko optimalnim setom funkcionalnosti koje su proizvođači smatrali da su neophodne korisniku. Sa druge strane, korisnik može da iskaže specifične i nestandardne zahteve u pogledu pomenutih alata, na primer, generisanjem dodatne dokumentacije projekta koja je prikazana u pogodnijim formatima za evaluaciju. Ako gorepomenuti alati to ne podržavaju, korisniku su dostupne biblioteke otvorenog koda koje on može primeniti u pravljenju svojih alata ili skripti koje mu u tome mogu pomoći.

Kao baza za razvoj sledećih primera alata korišćena je softverska biblioteka Generateds uz pomoć koje je dobijen API (*Application Program Interface*) direktno generisan iz IEC 61850 SCL XSD šeme (potrebno je ovo uraditi samo jednom za datu šemu). Na osnovu API-ja je dalje bilo moguće učitavati razne SCL fajlove koji predstavljaju konfiguraciju uređaja ili celog sistema, bilo da su to ICD, IID ili SCD i relativno lako pristupiti elementima konfiguracije – komunikacionim parametrima, podešavanjima logičkih čvorova, GOOSE/SV podešavanjima, elementima DataSetova i svim drugim relevantnim parametrima a sve u cilju njihove dalje obrade prema zahtevima i željama inženjera.

Prvi primer je Python program za smeštanje raznih komunikacionih parametara RZU sistema u, za inženjere omiljenom, tabelarnom xlsx formatu. Program kao ulazni podatak koristi konfigurisani SCD fajl i kreira xlsx fajl sa radnim listovima u kojima se mogu naći detaljni podaci o pristupnim komunikacionim tačkama uređaja (*Access Points - AP*), GOOSE i SV kontrolni blokovi sa detaljima, logički čvorovi LGOS i LSVS sa podešavanjima (koje GOOSE i SV kontrolne blokove nadziru), raspodela pretplatnika na GOOSE i SV kontrolne blokove.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	SubNetwork	iedName	apName	redPrd	route	cloc	KD	IP	IP-SUBNET	IP-GATEWA	OSI-NSA	OSI-TSE	OSI-PSE	OSI-SSE
2	Station Subnet	E26_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.138	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
3	Station Subnet	E17_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.93	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
4	Station Subnet	E16_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.88	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
5	Station Subnet	E27_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.143	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
6	Station Subnet	E11_A203_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.64	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
7	Station Subnet	E26_A203_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.139	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
8	Station Subnet	E03_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.23	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
9	Station Subnet	E12_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.68	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
10	Station Subnet	E11_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.63	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
11	Station Subnet	E18_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.3.98	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
12	Station Subnet	E04_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.28	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
13	Station Subnet	E05_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.33	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
14	Station Subnet	E06_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.38	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
15	Station Subnet	E13_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.73	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
16	Station Subnet	E14_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.78	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
17	Station Subnet	E15_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.83	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
18	Station Subnet	E19_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.103	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
19	Station Subnet	E20_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.108	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
20	Station Subnet	E21_F351_7SL87	E		---	---	---	192.168.3.113	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
21	Station Subnet	E11_F350_7SS85	E		---	---	---	192.168.3.62	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
22	Station Subnet	C06_A203_7SI85	E		---	---	---	192.168.1.39	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001
23	Station Subnet	C02_F351_7SI85	E		---	---	---	192.168.1.18	255.255.0.0	---	---	0001	00000001	0001

Slika 2: Detalji o komunikacionim pristupnim tačkama (AP) uređaja u RZU sistemu

	A	B	C	D	E	F
1	Publisher	Subscribers				
2	C02_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	C06_A201(AP=E)				
3	C04_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	C06_A201(AP=E)				
4	C05_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	C06_A201(AP=E)				
5	C06_A201Application/LLN0.Control_DataSet[GO]	C02_A201(AP=E)	C04_A201(AP=E)	C03_A201(AP=E)	C10_A201(AP=E)	C09_A201(AP=E)
6	C08_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	C06_A201(AP=E)				
7	C10_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	C06_A201(AP=E)				
8	E03_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
9	E04_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
10	E05_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
11	E06_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
12	E11_A201Application/LLN0.Control_DataSet[GO]	E21_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	E13_A201(AP=E)	E06_A201(AP=E)	E16_A201(AP=E)
13	E12_A201Q0/LLN0.Control_DataSet[GO]	C01_A201(AP=E)				
14	E12_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
15	E13_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
16	E14_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
17	E15_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
18	E16_A201Q0/LLN0.Control_DataSet[GO]	C03_A201(AP=E)				
19	E16_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	
20	E17_A201Application/LLN0.Control_DataSet[GO]	E21_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E13_A201(AP=E)	E06_A201(AP=E)	E16_A201(AP=E)
21	E18_A201Application/LLN0.Control_DataSet[GO]	E21_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E13_A201(AP=E)	E06_A201(AP=E)	E16_A201(AP=E)
22	E19_A201Q1/LLN0.Control_DataSet[GO]	E26_A201(AP=E)	E11_A201(AP=E)	E17_A201(AP=E)	E18_A201(AP=E)	

Slika 3: Detalji o *publisher/subscriber* raspodeli sa informacijom o korišćenom AP

Sledeći primer gde se inženjerski Python programi/alati mogu pokazati korisnim jeste dodatna validacija XML fajlova, tj. razvijanje dodatne logike koja može izvršiti proveru korisničkih zahteva. I ovde se kao osnova koristi API generisan uz pomoć biblioteke *generateds*. Velika količina napravljenih Python skripti je objedinjena i lako dostupna preko grafičkog interfejsa napravljenog uz pomoć *nicgui* biblioteke gde se više skripti može selektovati i primeniti na učitani SCL fajl. Detaljni rezultati se prikazuju u osnovnom prozoru na osnovu kojih inženjer može dijagnostikovati probleme i pronaći rešenja. Izvršavanje velikog broja testova kao i parsiranje velikih SCL fajlova može da bude zahtevno za računar i da bude relativno sporo (može da potraje i nekoliko minuta za 70-tak validacionih testova).

APPLY CHANGES

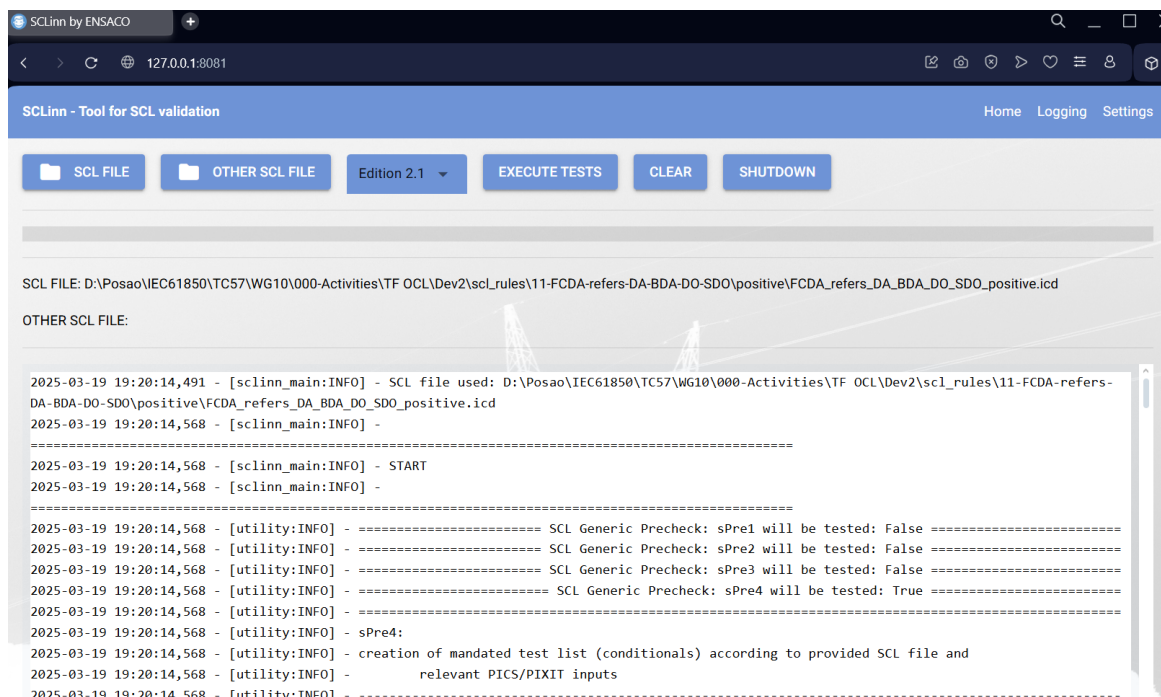
Scripts related to documentation generation from SCL etc.

☒ Turn OFF all tests

SELECT:	TEST NAME:	TEST TYPE (MANDAT./COND.):	PARAMETERS:
☐	sEng1	M	
☐	sEng2	M	
☐	sEng3	M	
☐	sEng4	M	
☒	sEng5	M	

Slika 4: grafički interfejs za izbor željenih testova/skripti

S obzirom da se tzv. NSD (*Namespace definitions* – definisani prema IEC TS 61850-7-7 [2]) fajlovi koji su nosioci detalja IEC 61850 modela (opis logičkih čvorova, objekata, atributa itd) takođe baziraju na XML jeziku – opet uz pomoć *generateds* biblioteke se može iz XSD šeme definisati zaseban API uz pomoć kojeg se definicije modela (dostupni na sajtu IEC u redukovanoj verziji bez opisa) može učitati i dalje koristiti za provere, poređenja, pretraživanja modela korišćenjem prikaza u *xlsx* formatu.



Slika 5: grafički interfejs skupa alata za inženjering IEC 61850 RZU sistema

3.2 Primena u oblasti fabričkog/ispitivanja RZU IEC 61850 sistema na objektu

U toku fabričkog (FAT) ili ispitivanja na objektu (SAT) u fazi puštanja RZU sistema baziranog na IEC 61850 standardu, inženjer može sebi dodatno olakšati rad samostalnim razvojem programa i skripti. Dalje su dati primeri u kojima je autor koristio biblioteke otvorenog koda u kreiranju Python skripti/testova u toku svojih angažovanja na raznorodnih projektata.

Alati bazirani na pysnmp biblioteci:

1. Skeniranje postojeće mrežne infrastrukture, pronalaženje raspoloživih ethernet svičeva i dokumentovanje podešenih statičkih VLAN-ova
2. Skeniranje postojeće mrežne infrastrukture i dokumentovanje alokacije svih IP adresa (prema MAC adresama) po ethernet svičevima
3. Snimanje tekućih RSTP topoloških informacija u mrežnom komunikacionom prstenu
4. Snimanje PTP GrandMaster SNMP informacija (status sinhronizacije, status interfejsa, tačnost u ns, broj alociranih satelita, tačnost servisa vremenske sinhronizacije i sl.)

Alati bazirani na pyshark implementaciji:

1. Snimanje protoka na glavnim *trunk* portovima i određivanje totalnog zauzetog kapaciteta mreže (*bandwidth*) – minimalne, maksimalne i srednje vrednosti. Skripta je sa relativno lošim performansama. Druga varijanta je napravljena da proračunava zauzeti kapacitet mreže prema određenim tipovima protokola (SV, GOOSE, PTP, MMS, drugi protokoli). Probani su i drugi pristupi parsiranja zapisa ali bez značajnog poboljšanja u brzini izvršenja koda.
2. Pronalaženje svih VLAN ID-ova u PCAP snimku mrežnog saobraćaja

3. Proračun brzine RSTP rekonfiguracije na osnovu detekcije izgubljenih SV paketa od momenta prekida mreže pa do uspostavljanja druge funkcionalne topologije (rezolucija detekcije zavisi od brzine odabiranja tj. broja odbiraka u sekundi tako, na primer, za 4000 odbiraka u 1 sekundi se dobija da je vremenska razlika između slanja 2 odbirka 250 μ s)

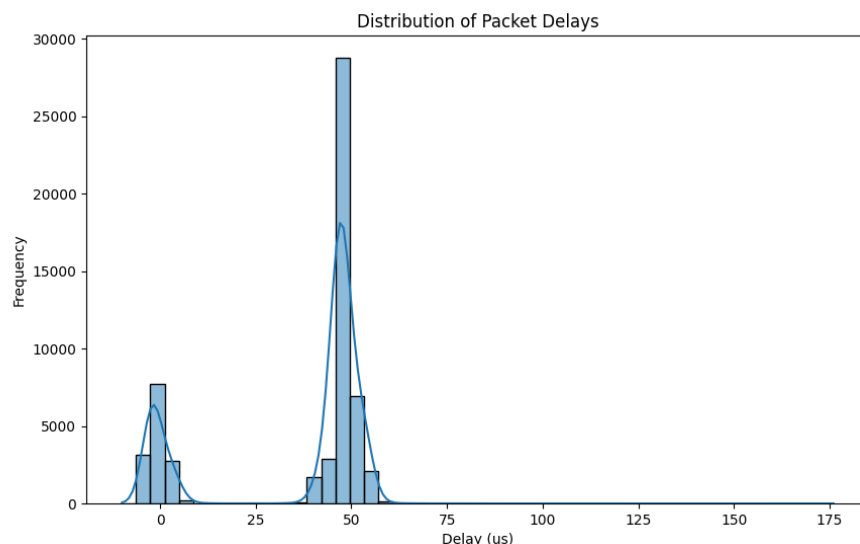
```

09:38:46,879 - [INFO] - tNet5:
09:38:46,879 - [INFO] - Calculate RSTP reconfiguration from missing packets (SV packets)
09:38:46,880 - [INFO] - -----
09:38:46,880 - [INFO] - Network tests: tNet5 - PCAP file: tNet5-RSTP-reconfig-capture_enp3s0_07-29-10-ALL.pcap
09:45:54,954 - [INFO] - SV stream - C06A1F4000S1I0U1:
09:45:54,973 - [WARNING] - Gap detected: 3254 -> 3256, gap of 1 that is equal of lost time: 250.0 us
09:45:54,973 - [INFO] - SV stream - C05F4000S1I4U0:
09:45:54,993 - [INFO] - No gaps detected.
09:45:54,993 - [INFO] - SV stream - C06F4000S1I4U0:
09:45:55,013 - [INFO] - No gaps detected.
09:45:55,013 - [INFO] - SV stream - C02F4000S1I4U0:
09:45:55,033 - [INFO] - No gaps detected.
09:45:55,033 - [INFO] - SV stream - C08F4000S1I4U0:
09:45:55,053 - [WARNING] - Gap detected: 820 -> 903, gap of 82 that is equal of lost time: 20500.0 us
09:45:55,054 - [WARNING] - Gap detected: p 2744 -> 2760, gap of 15 that is equal of lost time: 3750.0 us
09:45:55,054 - [INFO] - SV stream - C04F4000S1I4U0:
09:45:55,073 - [INFO] - No gaps detected.
09:45:55,074 - [INFO] - SV stream - C09F4000S1I4U0:
09:45:55,093 - [WARNING] - Gap detected: 820 -> 903, gap of 82 that is equal of lost time: 20500.0 us
09:45:55,094 - [WARNING] - Gap detected: 2752 -> 2770, gap of 17 that is equal of lost time: 4250.0 us
09:45:55,094 - [INFO] - SV stream - C03F4000S1I4U0:
09:45:55,114 - [INFO] - No gaps detected.
09:45:55,114 - [INFO] - SV stream - C01F4000S1I4U0:
09:45:55,135 - [INFO] - No gaps detected.

```

Slika 6: Proračun brzine RSTP rekonfiguracije u mreži

4. Pronalaženje VLAN ID-jeva u snimku mrežnog saobraćaja na posredan način (SCL definicije GOOSE i SV kontrolnih blokova)
5. Poređenje vremena istih paketa koji su snimljeni na različitim mestima u lokalnoj mrežnoj infrastrukturi – određivanje distribucije kašnjenja paketa. Provera kašnjenja u zavisnosti od kvarova u mrežnom prstenu.



Slika 7: Analiza kašnjenja paketa u procesnoj mreži

6. Test provere postojanja PRP LAN A i LAN B sa istim sekvencionim brojem u PRP mrežnoj infrastrukturi na osnovu analize PCAP snimaka iz LAN A i LAN B.

7. Test provjere da su svi LAN A paketi u LAN A PRP mreži i da su svi LAN B paketi u LAN B PRP mreži

Korišćenjem biblioteke netmiko, iako u njoj nije postojala podrška za ethernet svičeve koji su korišćeni u projektu, razvijen je pristup ka svičevima putem SSH (*secure shell* protokola za komunikaciju) zarad preuzimanja aktuelnih konfiguracija ali i raspoložive dijagnostike (npr. PTP statistike, dijagnostike napajanja, statistike RSTP protokola, VLAN statistike, ARP tabela itd). Ovaj pristup se pokazao pogodnijim od korišćenja SNMP biblioteke zato što je količina dostupnih informacija iz MIB bila manja u odnosu na sve raspoložive dijagnostičke izveštaje u CLI (*Command Line Interface*).

```
650 2024-09-11 18:01:14,880 - [base_connection:DEBUG] - Clear buffer detects data in the channel
651 2024-09-11 18:01:14,910 - [base_connection:DEBUG] - read_channel:
652 2024-09-11 18:01:14,910 - [base_connection:DEBUG] - [find_prompt()]: prompt is >
653 2024-09-11 18:01:14,910 - [base_connection:DEBUG] - write_channel: b'sql select from vlanStaticCfg\n'
654 2024-09-11 18:01:14,910 - [base_connection:DEBUG] - read_channel:
655 2024-09-11 18:01:14,925 - [base_connection:DEBUG] - read_channel:
656 2024-09-11 18:01:14,955 - [base_connection:DEBUG] - read_channel: sql select from vlanStaticCfg
657 2024-09-11 18:01:14,956 - [base_connection:DEBUG] - Pattern found: (sql\ select\ from\ vlanStaticCfg) sql select from vlanStaticCfg
658 2024-09-11 18:01:14,986 - [base_connection:DEBUG] - read_channel:
659
660 VID VLAN Name Forbidden Ports IGMP DHCP MSTI Frn Size Mirror VLAN Status
661 1 Interswitch None Off Off 0 Extended No active
662 3 GOOSE_SV_NAP_A 2/1-2/2 Off Off 0 Extended No active
663 4 GOOSE_SV_NAP_B 0/3-2/4 Off Off 0 Extended No active
664 10 SV1 0/3-1/4,2/2-2/4 Off Off 0 Extended No active
665 2024-09-11 18:01:15,017 - [base_connection:DEBUG] - read_channel:
666 20 SV2 0/3-2/1,2/3-2/4 Off Off 0 Extended No active
667
668 5 records selected
669
670 ESC[OmESC[2K
671 >
```

Slika 8: Rezultat preuzimanja online podešenja iz eth. sviča (VLAN)

4 OGRANIČENJA I RIZICI

Pored prednosti koje su evidentne, alati zasnovani i razvijeni sa bibliotekama otvorenog koda su podložni određenim rizicima i imaju ograničenja koja će biti obrazložena u ovom poglavlju.

4.1 Podrška u održavanju

U zavisnosti od veličine tima volontera koji stoji iza razvoja biblioteka otvorenog koda koje inženjeri koriste u svojim alatima, oni kao krajnji korisnici istih se mogu naći u situaciji da izgube podršku u nekom momentu. Ta podrška podrazumeva rešavanje problematičnih ponašanja biblioteke, unapređenje u pogledu sigurnosti i novih funkcionalnosti, dodatna pojašnjenja o postojećim funkcionalnostima i tako dalje. Bez te podrške, korisnik je stavljen pred izazov da samostalno ili uz pomoć postojeće dokumentacije ili na primer, postavljanjem svojih pitanja forumima, neformalnim grupama, koji se bave problematikom date biblioteke razrešava tekuće nedostatke. To takođe dovodi do toga, da krajnji korisnik postaje, de fakto, novi „vlasnik“ izmenjenog dela programa i nadležan da ga, pa makar i samo za sebe – dokumentuje, održava, popravlja i slično.

Prilagođavanje biblioteke prema potencijalnim zahtevima korisnika je u rukama volontera koji mogu da ocene da je tražena promena nepraktična ili nepotrebna za biblioteku i ne prihvate je.

4.2 Mane korišćenja Python programskog jezika

Programi razvijeni u Python jeziku[4] imaju brojne prednosti, ali takođe i mane koje mogu biti bitne u zavisnosti od konteksta primene. Glavne mane Python programa:

- Sporije izvršavanje (loše performanse) - Python je interpretirani jezik, što znači da se kod ne kompajlira u mašinski kod, već se izvršava liniju po liniju. Zbog toga je značajno sporiji od jezika poput C, C++, Rust, Go, pa čak i Jave u mnogim slučajevima. Ovo može biti problem kod računski intenzivnih zadataka (npr. obrada velikih skupova podataka).
- Potrošnja memorije - Python koristi automatsko upravljanje memorijom i nije pogodan za sisteme sa ograničenim resursima.
- Slaba statička provera tipova podataka - Python je dinamički tipiziran jezik, što olakšava rad, ali greške u tipovima mogu ostati neotkrivene do samog izvršenja.
- Distribucija i zavisnosti - Deljenje Python aplikacije sa drugima može biti komplikovano: Zavisi od verzije Pythona, biblioteka i okruženja. Potrebno je praviti virtualna okruženja (venv, poetry, pipenv). Pakovanje za distribuciju (npr. u .exe fajl za Windows) zahteva dodatne alate i može biti problematično.
- Nije pogodan za sisteme u realnom vremenu - Python nije pogodan za sisteme sa strogim vremenskim ograničenjima.
- Bez direktnog pristupa hardveru - Python nije idealan za razvoj softvera koji efikasno upravlja hardverom, gde je potreban direktan pristup memoriji, portovima, hardveru – gde su jezici poput C/C++ bolji izbor.
- Sigurnosni rizici - Dinamička priroda jezika i mogućnost izvođenja koda „u hodu“ može dovesti do bezbednosnih propusta ako se na to ne obrati pažnja.

Ove mane se mogu zanemariti kada se Python koristi samo za automatizaciju, analizu podataka, pisanja skripti, i kada se aplikacija koristi u kontrolisanom okruženju (npr. unutar firme, na lokalnom serveru), ili na kraju kada je brz razvoj i fleksibilnost važnija od sirove performanse.

5 ZAKLJUČAK

Korišćenje široke palete dostupnih biblioteka otvorenog koda može značajno unaprediti i olakšati testiranje i validaciju implementacije modernih sistema relejne zaštite i upravljanja u objektima elektroenergetskog sistema. Na ovaj način se može postići veća fleksibilnost u inženjerskom radu, ostvariti značajna finansijska ušteda, povećati razumevanje složenih tehnoloških celina sistema i njegovih podsistema, a nadasve unaprediti usaglašenost sa internacionalnim standardom IEC 61850 i povezanim industrijskim standardima.

Iako ovakvi alati ne mogu uvek u potpunosti zameniti funkcionalnost, stabilnost i pouzdanost specijalizovanih komercijalnih softverskih rešenja, oni pružaju značajnu slobodu inženjeru da:

- lakše i brže eksperimentišu sa novim pristupima i algoritmima,
- razvija sopstvene softverske alate prilagođene specifičnostima projekta,
- bolje razume međuzavisnosti između slojeva sistema (komunikacioni, logički, fizički),
- i stiče dublje znanje o protokolima, formatima podataka i principima rada sistema koji čine osnovu moderne energetske automatizacije danas.

Uz to, rad sa alatima otvorenog koda podstiče razvoj programerskih veština, razumevanje principa softverske arhitekture, što inženjeru omogućava da prati i aktivno doprinosi aktuelnim tokovima u industriji automatizacije i energetike.

Na duže staze, ovakav pristup doprinosi stvaranju domaće ekspertize, smanjenju zavisnosti od zatvorenih rešenja i rastu inovativnosti kroz razmenu znanja i saradnju sa širom inženjerskom zajednicom.

6 LITERATURA

- [1] SRPS EN 61850-6:2013/A1:2018 - Komunikacione mreže i sistemi za automatizaciju energetske objekata – Deo 6: Jezik za opis konfiguracije za komunikaciju sa IED-ovima u energetskim postrojenjima
- [2] IEC TS 61850-7-7:2018 ED1 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-7: Machine-processable format of IEC 61850-related data models for tools
- [3] IEC TR 61850-90-4:2020 ED2 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-4: Network engineering guidelines
- [4] Python 3.12 Documentation

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.01)

C1.01

ANALIZA UTICAJA PROZJUMERA KROZ PRIZMU 4D ENERGETSKE TRANZICIJE

ANALYSIS OF THE IMPACT OF PROSUMERS THROUGH THE LENS OF 4D ENERGY
TRANSITION

Jelena Stojković Terzić, Dunja Grujić, Jelisaveta Krstivojević*

Kratak sadržaj: Energetska tranzicija na globalnom nivou ističe potrebu za povećanjem učešća obnovljivih izvora energije i decentralizacijom elektroenergetskog sistema kako bi se poboljšala energetska sigurnost i smanjila zavisnost od fosilnih goriva. U tom kontekstu, koncept prozjumeri (kupaca-proizvođača) dobija sve veći značaj, jer omogućava krajnjim korisnicima da istovremeno proizvode i troše električnu energiju, smanjujući zavisnost od centralizovanih energetske struktura. Ovaj rad ističe prednosti i efekte prozjumeri kroz prizmu 4D energetske tranzicije, koja obuhvata diversifikaciju izvora energije, decentralizaciju proizvodnje, demokratizaciju pristupa energiji i dekarbonizaciju putem obnovljivih izvora. Razmatra se na koji način prozjumeri mogu doprineti smanjenju energetske zavisnosti Srbije kroz povećanje domaće proizvodnje energije. Takođe, poseban fokus je stavljen na potencijalne društvene i ekonomske koristi, uključujući smanjenje eksternih troškova povezanih sa zagađenjem i javnim zdravljem. Takođe, ovaj rad analizira potencijalne uticaje prozjumeri na elektroenergetski sistem i druge učesnike na tržištu električne energije, uključujući njihov uticaj na opterećenje mreže, gubitke u prenosnom i distributivnom sistemu, finansijske efekte na operatore distributivnog sistema i snabdevače, kao i potencijalne promene u ceni električne energije za krajnje korisnike. Na kraju, rad naglašava značaj unapređenja položaja prozjumeri u Srbiji kako bi se maksimalno iskoristile njihove koristi za energetske sektor i društvo.

Ključne reči: prozjumeri, energetska tranzicija, dekarbonizacija, eksterni troškovi, ekonomija

Abstract: The global energy transition underscores the need to increase the share of renewable energy sources and decentralize the power system to enhance energy security and reduce dependence on fossil fuels. In this context, the concept of prosumers is gaining increasing importance, as it allows end-users to generate and consume electricity, reducing reliance on centralized energy structures. This paper highlights the advantages and impacts of prosumers through the lens of the 4D energy transition, which includes the diversification of energy sources, decentralization of production, democratization of energy access, and decarbonization through renewable sources. It examines how prosumers can contribute to reducing Serbia's energy dependence by increasing domestic energy production.

* Jelena Stojković Terzić, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, jstojkovic@etf.rs

Dunja Grujić, Flaner d.o.o., Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, dunjagrujic@gmail.com

Jelisaveta Krstivojević, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, j.krstivojevic@etf.rs

Special attention is given to the potential social and economic benefits, including the reduction of external costs related to pollution and public health. Additionally, the paper analyzes the potential impacts of prosumers on the power system and other electricity market participants, including their influence on grid load, transmission and distribution losses, financial effects on distribution system operators and suppliers, as well as the potential influence on electricity prices for other end-users. Finally, the paper emphasizes the importance of improving the position of prosumers in Serbia to maximize their benefits for the energy sector and society as a whole.

Key words: *prosumers, energy transition, decarbonization, external costs, economy*

1 UVOD

Savremena energetska tranzicija predstavlja jedan od najvažnijih izazova današnjice, kako na globalnom, tako i na nacionalnom nivou. Ova tranzicija podrazumeva temeljne promene u načinu proizvodnje, distribucije i potrošnje električne energije, sa ciljem povećanja učešća obnovljivih izvora energije (OIE), smanjenja emisija gasova sa efektom staklene bašte i povećanja energetske efikasnosti. U središtu ovog procesa nalazi se prelazak sa tradicionalnog, centralizovanog modela proizvodnje električne energije, koji se oslanja na manji broj velikih proizvodnih postrojenja, ka savremenom, decentralizovanom modelu. U tom novom modelu sve veću ulogu imaju mali, distribuirani izvori energije, koji se najčešće nalaze u neposrednoj blizini potrošnje i često su u vlasništvu samih krajnjih korisnika. Upravo u tom kontekstu dobija na značaju pojam prozjumer, krajnjeg korisnika koji, pored toga što troši električnu energiju, postaje i njen proizvođač. Na taj način, prozjumer prelazi iz uloge pasivnog potrošača u aktivnog učesnika energetskog sistema.

U Srbiji je važan iskorak u ovom pravcu napravljen usvajanjem Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije [1] u aprilu 2021. godine. Ovaj zakon je prvi put uveo pojam "kupca-proizvođača", omogućivši krajnjim kupcima da instaliraju sopstvene proizvodne jedinice za električnu energiju iz OIE, dok višak proizvodnje mogu predati u elektroenergetski sistem. Ova zakonska promena stvorila je osnovu za razvoj prozjumer u Srbiji i otvorila vrata većem uključivanju građana i industrije u proces energetske tranzicije. Iako zakonska regulativa za prozjumere omogućava korišćenje različitih tipova OIE, u praksi su u Srbiji trenutno prisutni isključivo fotonaponski sistemi. Ova dominacija fotonaponskih sistema rezultat je njihove ekonomske isplativosti i jednostavne instalacije, posebno na krovovima stambenih objekata. Cena solarnih panela je u poslednjoj deceniji opala za čak 90%, a očekuje se da će se ovaj trend nastaviti kako tehnologija bude napredovala.

Strateški pravac razvoja OIE u Srbiji dodatno je osnažen kroz dva ključna dokumenta: Integrirani nacionalni energetski i klimatski plan (INEKP) [2] i Strategiju razvoja energetike Republike Srbije do 2040. godine, sa projekcijama do 2050. godine [3]. INEKP, usvojen u julu 2024. godine, postavlja ambiciozne ciljeve u pogledu instalacije solarnih kapaciteta – minimalno 1,73 GW do 2030. godine, preko 7,37 GW do 2040, do ukupno 16,7 GW u 2050. godini. Iako prozjumeri nisu posebno izdvojeni kao kategorija, dokument jasno prepoznaje značaj proizvodnje energije za sopstvene potrebe, posebno kroz krovne fotonaponske sisteme, za koje je planiran kapacitet od 0,5 GW do 2030. godine. Ova količina bi mogla pokriti oko 5% potrošnje električne energije u stambenom sektoru.

Strategija takođe ukazuje na veliki tehnički potencijal Srbije za razvoj solarne energije, zahvaljujući visokom stepenu sunčevog zračenja i značajnoj raspoloživosti krovnih površina. Procene pokazuju da ukoliko bi se iskoristio tehnički potencijal za izgradnju solarnih elektrana na krovnim površinama, moglo bi se zadovoljiti više od 40% godišnje potrošnje električne energije krajnjih korisnika u Srbiji u 2023. godini [3][4]. Ovi podaci potvrđuju da prozjumeri imaju ključnu ulogu u ostvarivanju ciljeva energetske tranzicije, a zakonski i strateški temelji za njihov dalji razvoj su već postavljeni.

Uprkos pozitivnim pomacima na normativnom i strateškom planu, neophodno je sagledati razvoj prozjumeru u širem kontekstu savremene energetske transformacije, koja se sve češće opisuje kroz model tzv. 4D tranzicije. Ovaj pristup obuhvata četiri ključna principa: diversifikaciju izvora energije, decentralizaciju proizvodnje, demokratizaciju pristupa i dekarbonizaciju kroz intenzivnije korišćenje OIE. Prozjumeri su, kao krajnji korisnici koji istovremeno proizvode i troše električnu energiju, prirodni nosioci ovih promena. Njihovo prisustvo u sistemu omogućava lokalnu proizvodnju iz čistih izvora, podstiče učešće građana u energetskom sektoru i direktno utiče na smanjenje emisija štetnih gasova. Time prozjumeri ne samo da doprinose ekološkim ciljevima, već i transformišu odnose unutar energetskog sistema, koji prelazi iz centralizovanog ka inkluzivnijem i participativnijem modelu.

Za Srbiju, u kojoj je integracija varijabilnih OIE još uvek u ranoj fazi, razvoj prozjumeriskog modela ima dodatnu težinu. Upravo ta pozicija omogućava da se uče lekcije iz iskustava drugih zemalja koje su prebrzo i neplanski uvodile distribuirane izvore, što je neretko dovodilo do problema u stabilnosti sistema i nepravednoj raspodeli troškova. Srbija još ima priliku da ove greške izbegne i na vreme uspostavi regulatorne, tehničke i institucionalne mehanizme koji će omogućiti uravnotežen, stabilan i održiv razvoj prozjumeru.

U tom kontekstu, cilj ovog rada je da pruži sveobuhvatan uvid u ulogu prozjumeru u procesu energetske tranzicije u Srbiji. Fokus je na analizi:

- direktnih ekonomskih koristi koje prozjumeri donose krajnjim korisnicima;
- uticaja prozjumeru na elektroenergetski sistem i ostale učesnike na tržištu;
- šireg društvenog značaja u vidu povećane energetske nezavisnosti i smanjenja eksternih troškova;
- procene ušteda usled smanjenja emisije CO₂ i rasterećenja zdravstvenog sistema.

Rad je organizovan u šest poglavlja. Nakon uvodnog dela, drugo poglavlje obrađuje finansijske koristi prozjumeriskog modela za korisnike, dok se treće bavi njihovim uticajem na elektroenergetski sistem i tržišne aktere. Četvrto poglavlje ističe šire društvene koristi prozjumeriskog modela, dok peto donosi kvantifikaciju potencijalnih ušteda po osnovu smanjenja emisija i eksternih troškova. Na kraju, šesto poglavlje sumira ključne nalaze i naglašava značaj unapređenja položaja prozjumeru u Srbiji, kako bi se u potpunosti iskoristili njihovi potencijali za energetski sektor i šire društvo.

2 ZNAČAJ PROZJUMERSKOG MODELA ZA KORISNIKE

Značaj prozjumeru za korisnike prvenstveno se ogleda u finansijskim benefitima koji proističu iz smanjenja troškova za električnu energiju. Analize pokazuju da period otplate investicije u solarne panele značajno varira u zavisnosti od potrošnje krajnjih korisnika [5].

Konkretno, domaćinstva sa nižom potrošnjom električne energije suočavaju se sa dužim periodom povraćaja investicije, često dužim od deset godina, što znatno utiče na ekonomsku isplativost ovakvog ulaganja za ovu kategoriju korisnika.

Nasuprot tome, domaćinstva sa većom potrošnjom ostvaruju znatno brži povraćaj investicije, čak i kada je instalisana snaga elektrane ograničena na maksimalnih 10,8 kW [1], što je trenutni regulatorni maksimum za prozjumere koji su domaćinstva. Iako je ova snaga manja od optimalne za velike potrošače, period otplate može biti kraći od pet godina, što pokazuje da se ulaganja u OIE daleko brže isplate korisnicima sa većom potrošnjom [5].

Još povoljnija situacija je u industrijskom sektoru, gde su cene električne energije po kilovat-satu znatno više nego za domaćinstva. Zbog toga je period povraćaja investicije u solarne elektrane za industrijske potrošače često veoma kratak. Pored finansijskih koristi, model prozjumeri donosi i dodatne prednosti kao što su povećana energetska nezavisnost i smanjena izloženost tržišnim fluktuacijama cena električne energije. Ovo je posebno važno za privredne subjekte koji teže stabilnosti troškova i dugoročnoj održivosti poslovanja. Sopstvena proizvodnja električne energije omogućava korisnicima veću kontrolu nad energetskim troškovima i doprinosi razvoju otpornijih i efikasnijih sistema snabdevanja.

Takođe je važno naglasiti značaj preciznog dimenzionisanja instalisane snage solarnih elektrana u skladu sa stvarnim potrebama korisnika. U slučajevima kada je instalirani kapacitet veći od optimalnog, isplativost investicije se smanjuje, a celokupni projekat može postati finansijski neodrživ tokom svog radnog veka [5].

3 POTENCIJALNI UTICAJ PROZJUMERA NA ELEKTROENERGETSKI SISTEM I OSTALE AKTERE

Uvođenje prozjumeri i širenje distribuirane proizvodnje električne energije donose značajne promene u funkcionisanju elektroenergetskog sistema, sa nizom tehničkih i finansijskih implikacija za operatore sistema, snabdevače i krajnje korisnike.

3.1 Uticaj na distributivni i prenosni sistem

Prozjumeri i distribuirana proizvodnja mogu imati višestruke efekte na distributivni i prenosni sistem, koji mogu biti i pozitivni i negativni u zavisnosti od nivoa integracije, tehničkih rešenja i regulatornog okvira.

3.1.1 Smanjenje opterećenja mreže

Jedna od najvažnijih prednosti širenja prozjumeriškog modela je lokalno smanjenje opterećenja mreže, naročito u periodima vršnog opterećenja. Proizvodnjom energije na mestu potrošnje, smanjuje se potreba za dodatnom energijom iz mreže, posebno tokom dnevnih vršnih opterećenja.

Dodatno, lokalna proizvodnja energije smanjuje potrebu za izgradnjom novih proizvodnih postrojenja koja bi se u suprotnom razvijala kako bi odgovorila na rastuću potrošnju. Ipak, decentralizacija proizvodnje uvodi i nove izazove. Operatorima sistema nameće se obaveza ulaganja u infrastrukturu i tehnologije koje omogućavaju efikasno upravljanje novonastalim tokovima energije. Ova ulaganja, koja uključuju i sisteme za balansiranje i digitalno upravljanje mrežom, mogu da povećaju ukupne troškove sistema.

3.1.2 *Uticao na gubitke*

Distribuirana proizvodnja može pozitivno uticati na smanjenje tehničkih gubitaka, jer energija koja se proizvodi i troši lokalno ne mora da se prenosi preko velikih razdaljina. Međutim, ovaj efekat je uslovljen prostornom korelacijom između proizvodnje i potrošnje. Smanjenje gubitaka istovremeno produžava radni vek postojeće infrastrukture i odlažu značajne investicije u novu opremu. Ovaj efekat je posebno značajan u urbanim zonama sa visokim dnevnim opterećenjem, kao i u ruralnim sredinama gde su kapaciteti mreže često ograničeni.

Međutim, u situacijama kada se višak proizvodnje mora usmeriti ka udaljenim delovima mreže, gubici mogu čak i porasti. Operatori sistema su dužni da nadoknade te gubitke, što direktno utiče na njihov troškovni bilans. Ukoliko se balans gubitaka promeni u negativnom smeru zbog nesinhronizovanog razvoja prozjumerških kapaciteta, to može dovesti do povećanja regulatorno dozvoljenih troškova operatora i, posredno, do rasta tarifnih stavki za sve korisnike.

3.1.3 *Finansijski uticao na operatore sistema (cena pristupa sistemu)*

Trenutna metodologija obračuna mrežnih naknada ne prepoznaje u dovoljnoj meri realne promene koje donosi masovnija integracija prozjumer i distribuirane proizvodnje.

Prema važećoj strukturi, prihod operatora sistema se raspodeljuje kroz tri tarifna elementa: 32% potiče iz naknade za odobrenu snagu, 66% iz aktivne energije, i 2% iz reaktivne energije [6]. S obzirom na sve veći broj korisnika koji sami proizvode deo svojih potreba za električnom energijom, količina preuzete energije iz sistema se smanjuje, čime se automatski smanjuje prihod operatora.

Pored toga, operatori sistema moraju da izvrše prilagođavanja mreže i da obezbede nove funkcionalnosti za korisnike koji unose dodatnu složenost u mrežne tokove, naročito u distributivnoj mreži.

3.2 **Uticao na snabdevače električnom energijom**

Snabdevači koji sa prozjumerima imaju ugovore o potpunom snabdevanju mogu se suočiti sa finansijskim gubicima kao posledicom važećeg sistema neto merenja. Ovaj sistem funkcioniše tako što se obračunski period proteže od 1. aprila tekuće do 31. marta naredne godine. Ukoliko u tom periodu prozjumer proizvede i u elektroenergetski sistem isporuči više električne energije nego što iz njega preuzme, višak energije se prenosi snabdevaču bez bilo kakve finansijske nadoknade.

U obračunskom periodu 01.april 2023 – 31.mart 2024. godine, prozjumeri su ukupno predali oko 2 GWh električne energije bez naknade, što predstavlja značajnu količinu sa aspekta bilansa snabdevača. Iako se na prvi pogled može činiti da snabdevač ima korist, jer stiče energiju bez direktnog troška, u praksi ova situacija može imati suprotan, negativan efekat. Naime, višak energije se uglavnom isporučuje tokom letnjih meseci, kada je proizvodnja iz solarnih panela najviša, ali su tržišne cene električne energije niske ili čak negativne. Sa druge strane, ta energija se „vraća“ prozjumeru u zimskim mesecima, kada je potrošnja veća, a tržišne cene znatno više. Na taj način, snabdevač efektivno „kupuje skupo, a prodaje jeftino“, što može dovesti do negativne neto vrednosti i direktnog finansijskog gubitka.

Dodatno, ovakav višak energije u velikoj meri je posledica ugradnje solarnih sistema čiji kapaciteti premašuju stvarne potrebe prozjumer.

Umesto da projektuju sisteme u skladu sa sopstvenom potrošnjom, mnogi korisnici svesno instaliraju veće kapacitete, oslanjajući se na mehanizam neto merenja kao vid neformalne kompenzacije ili skladištenja energije u mreži.

Ova situacija jasno osvetljava kompleksnost modela neto merenja, kao i njegov uticaj na ekonomski okvir snabdevanja električnom energijom. U uslovima rasta broja prozjumer a i sve veće decentralizacije proizvodnje, postaje neophodno prilagoditi postojeći sistem obračuna i poslovni model snabdevača novim tržišnim realnostima.

3.3 Uticaj na troškove drugih korisnika i cenu električne energije

Uvođenje prozjumer skog modela može imati dvojake efekte na cene energije za krajnje korisnike. S jedne strane, veći udeo proizvodnje iz OIE može doprineti snižavanju ukupnih troškova električne energije na tržištu smanjenjem potrebe za uvozom i upotrebom fosilnih goriva. S druge strane, može doći do neravnomerne raspodele troškova među korisnicima.

Korisnici koji nemaju tehničke, finansijske ili infrastrukturne uslove da investiraju u sopstvene proizvodne kapacitete mogu snositi nesrazmeran teret povećanih troškova koji proističu iz prilagođavanja mreže. Povećan broj korisnika sa nestandardnim profilima potrošnje i proizvodnje, uključujući prozjumere i punionice električnih vozila, dodatno otežava planiranje i balansiranje elektroenergetskog sistema. Takve okolnosti mogu izazvati porast tehničkih gubitaka, izazove u upravljanju naponom i zagušenja u mreži, što podrazumeva nova ulaganja. Istovremeno, ukupna količina energije koja se isporučuje iz mreže opada, jer korisnici deo potrošnje zadovoljavaju lokalno. Troškovi održavanja mreže time ne opadaju proporcionalno, već često ostaju isti ili rastu. Pored toga, u udaljenim delovima distributivne mreže, gde nije planirana lokalna proizvodnja, može doći do povećanja napona, čime se ugrožava stabilnost sistema. Regulacija takvih situacija zahteva tehnička rešenja koja su skupa i zahtevna. Ti troškovi se najčešće prenose na sve korisnike, kroz povećanje tarifnih stavki.

Ova dinamika naglašava potrebu za sprovođenjem pravedne energetske tranzicije, koja ne bi trebalo da produbljuje postojeće socijalne i ekonomske nejednakosti. U brojnim evropskim zemljama, ovo pitanje je prepoznato kao strateški prioritet. Akcenat se stavlja na razvoj mehanizama koji obezbeđuju ravnomernu raspodelu koristi i troškova, uključujući subvencije za energetski siromašna domaćinstva, progresivne mrežne tarife i prilagođene regulatorne modele.

Koncept „Just Transition“ postaje osnova savremene energetske politike: cilj je da svi građani, bez obzira na ekonomski status, imaju pristup dobrobitima koje donosi prelazak na OIE [7].

Svi ovi aspekti, od tehničkih i ekonomskih do socijalnih, jasno pokazuju da razvoj prozjumer skog modela zahteva pažljivo planiranje, prilagođavanje politika i pravičan regulatorni okvir. Samo uz holistički pristup moguće je obezbediti dugoročnu stabilnost elektroenergetskog sistema i ravnomeran pristup prednostima energetske tranzicije za sve učesnike.

4 ZNAČAJ PROZJUMERA ZA DRUŠTVO

Povećanje broja prozjumer a za društvo donosi brojne prednosti, posebno u energetskejoj tranziciji i usklađivanju sa evropskim standardima.

Prozjumeri doprinose **4D** tranziciji kroz: **D**iversifikaciju izvora energije, **D**ecentralizaciju proizvodnje, **D**emokratizaciju pristupa energiji i **D**ekarbonizaciju putem OIE (Slika 1). Glavne prednosti za svaki od navedenih aspekata tranzicije su date u nastavku.



Slika 1: 4D energetska tranzicija

4.1 Diversifikacija - Povećanje energetske bezbednosti i nezavisnosti

Srbija je u velikoj meri energetski zavisna od uvoza fosilnih goriva, što je čini posebno osetljivom na međunarodne političke i tržišne promene. Zbog niske energetske vrednosti domaćeg lignita, koji je i dalje dominantno gorivo u proizvodnji električne energije, sve češće se pribegava uvozu kvalitetnijeg uglja. Tokom prethodne dve i po godine, iz okruženja i Indonezije uvezeno je preko 8 miliona tona, po prosečnoj ceni od oko 90 evra po toni u 2024. godini [8].

Slično, i kada je u pitanju prirodni gas, domaća proizvodnja pokriva tek oko 11% potreba, dok se ostatak uvozi, čime gas zauzima značajno mesto u ukupnom energetsom bilansu i dodatno povećava izloženost spoljnim rizicima [4].

U takvom kontekstu, razvoj prozjumeri, u kojem domaćinstva i preduzeća proizvode sopstvenu energiju iz OIE, predstavlja jedan od načina da se smanji oslanjanje na uvozna fosilna goriva. Povećanje broja prozjumeri ne samo da doprinosi većoj energetske nezavisnosti, već i diversifikuje izvore snabdevanja, čime se umanjuje uticaj kriza, poremećaja u lancima snabdevanja i naglih skokova cena energenata.

Osim toga, ovakav model otvara prostor za nove investicije u sektor OIE i podstiče razvoj domaće industrije koja se odnosi na proizvodnju, ugradnju i održavanje solarnih panela, baterija i prateće opreme. Time se dodatno smanjuje potreba za uvozom tehnologije i energenata, a istovremeno se stvaraju nova radna mesta i jača domaća ekonomija. Uštede koje bi se ostvarile smanjenjem uvoza mogle bi biti usmerene u jačanje nacionalne energetske infrastrukture i razvoj domaćih kapaciteta za korišćenje OIE.

4.2 Demokratizacija i decentralizacija proizvedene energije

Razvoj prozjumerškog modela donosi važne promene u načinu na koji se energija proizvodi i koristi, jer omogućava građanima i zajednicama da postanu aktivni učesnici u energetsom sistemu. Time se smanjuje zavisnost od centralizovanih proizvođača i podstiče prelazak ka decentralizovanom, inkluzivnijem modelu upravljanja energijom.

Omogućavanjem lokalne proizvodnje energije iz OIE, prozjumeri šire vlasništvo nad energetske resursima i povećavaju broj aktera u sistemu, što doprinosi većoj tržišnoj konkurenciji. Tradicionalni model, u kojem dominiraju velike elektroprivrede sa monopolističkim položajem, postepeno se zamenjuje modelom u kojem sve veći broj pojedinaca i malih zajednica ima priliku da proizvodi, koristi i eventualno prodaje višak energije.

Ovaj oblik participacije ne donosi samo veću kontrolu nad potrošnjom, već i direktne finansijske koristi kroz niže račune za električnu energiju. Na taj način, energetske sistem postaje pravedniji jer i građani sa nižim prihodima dobijaju šansu da aktivno učestvuju u energetskej tranziciji, smanjuju svoje troškove i unapređuju sopstvenu energetske sigurnost.

4.3 Dekarbonizacija - Smanjenje emisije štetnih gasova

Prozjumerški model, zasnovan na korišćenju OIE, ima značajnu ulogu u procesu dekarbonizacije. Svaki novi kilovat solarnih kapaciteta instaliran na nivou domaćinstva ili industrije direktno doprinosi smanjenju emisije ugljen-dioksida i drugih štetnih gasova, što je posebno važno za Srbiju u svetlu evropskih klimatskih ciljeva i sve strožih ekoloških standarda. Na primer, 1 kWp solarnih panela u Srbiji može godišnje smanjiti emisije CO₂ iz termoelektrana za oko 1.350 kg.

Ova lokalna i čista proizvodnja energije ne donosi samo klimatske benefite, već ima i značajne finansijske i zdravstvene koristi.

4.3.1 Smanjenje zagađenja i troškova zdravstvenog sistema:

Ugalj, kao glavni energent termoelektrana u Srbiji, uz CO₂ emituje i druge zagađivače poput SO₂, NO_x i sitnih čestica (PM₁₀, PM_{2.5}), koji imaju ozbiljan uticaj na javno zdravlje [9]. U oblastima sa većim udelom OIE i prozjumer, emisije ovih zagađivača su značajno niže. Prema procenama Udruženja za zdravlje i životnu sredinu (HEAL), eksterni troškovi po proizvedenom MWh iz termoelektrana iznose između 35 i 65 EUR i uključuju troškove lečenja respiratornih i kardiovaskularnih bolesti, kao i gubitke zbog smanjene radne sposobnosti. Modelirani godišnji zdravstveni troškovi zbog emisija iz termoelektrana u Srbiji za 2016. godinu procenjeni su između 890 miliona i 1,68 milijardi EUR [10].

4.3.2 Smanjenje smrtnosti i hroničnih bolesti:

Dugotrajna izloženost zagađenju vazduha dokazano povećava rizik od hroničnih bolesti, uključujući rak pluća i kardiovaskularna oboljenja [11][12]. U Srbiji, procenjuje se da zagađenje vazduha godišnje uzrokuje oko 3.600 prevremenih smrti, pri čemu je u Beogradu taj broj oko 1.800. Stopa smrtnosti uzrokovana aerozagađenjem u Srbiji je čak pet puta viša nego u zemljama Zapadne Evrope [13]. Ulaganjem u OIE kroz prozjumerški model moguće je značajno poboljšati javno zdravlje i produžiti očekivani životni vek stanovništva, što potvrđuju i podaci Svetske zdravstvene organizacije (WHO) [12].

4.3.3 Ublažavanje uticaja CBAM-a:

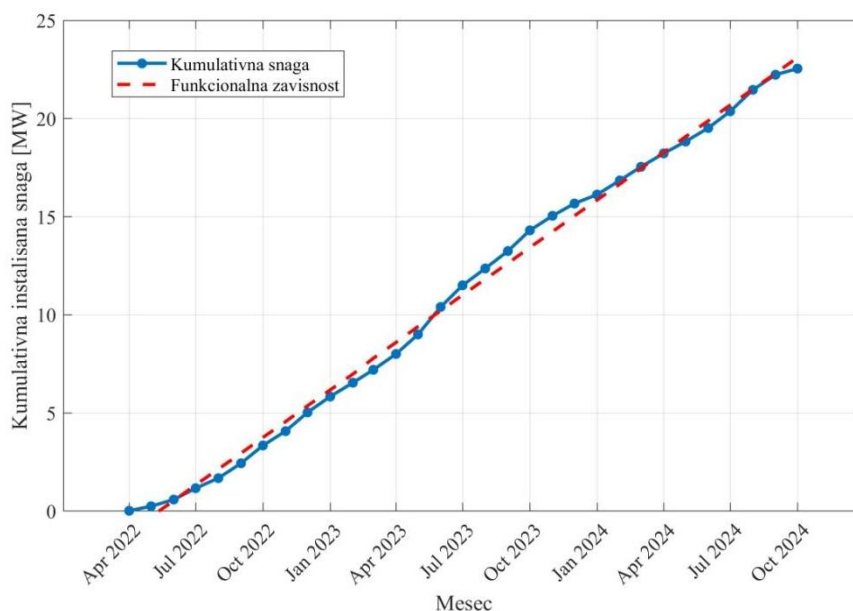
Od 2026. godine Evropska unija (EU) uvodi Mehanizam za prekogranično usklađivanje cene ugljenika (CBAM), koji će znatno uticati na zemlje čiji energetska sektor i dalje zavisi od uglja. Iako će formalna obaveza plaćanja CBAM naknade biti na uvoznicima iz EU, stvarni teret prenosi se na izvoznike, jer će povećani troškovi smanjiti konkurentnost srpske električne energije. U 2023. godini Srbija je izvezla 12.374 GWh električne energije u EU [4], što bi po prosečnoj ceni CO₂ od 86,5 EUR/t moglo da generiše CBAM trošak od oko 1,07 milijardi EUR [14]. Povećanje učešća prozjuma i OIE u proizvodnji električne energije direktno smanjuje emisije CO₂ i time potencijalne CBAM troškove.

Osim finansijskih posledica, CBAM će verovatno izazvati promene u izvoznim tokovima, odnosno smanjenje izvoza i veću orijentaciju ka domaćem tržištu, naročito u periodima kada su cene energije u EU niske. To otvara dodatni prostor za prozjume i OIE da ojačaju svoju ulogu u snabdevanju domaćeg tržišta i podrže energetska tranziciju Srbije ka održivijem sistemu.

5 PROCENA UŠTEDA USLED SMANJENJA EMISIJE CO₂ I UŠTEDA ZDRAVSTVENOG SISTEMA

5.1 Projekcija instalisane snage prozjuma do 2030. godine

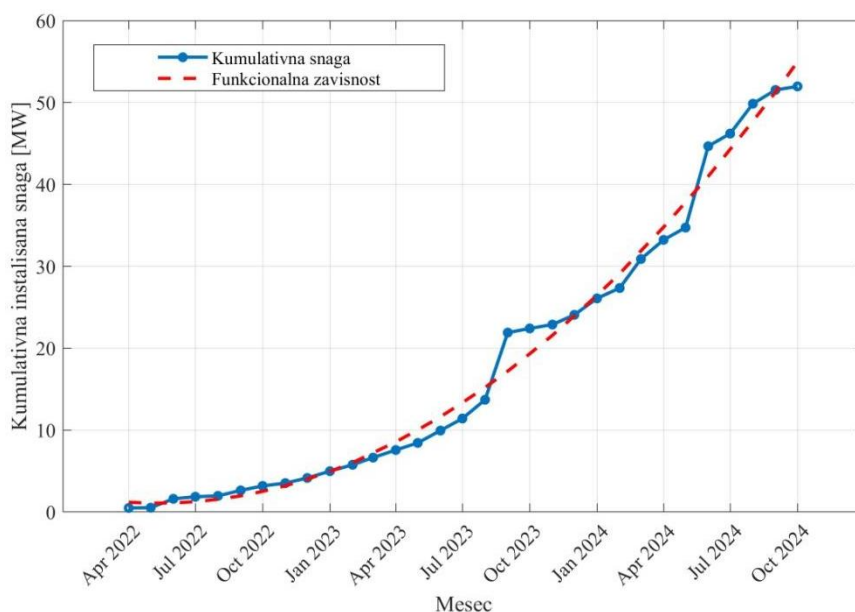
U cilju kvantifikacije potencijalnih koristi koje proističu iz razvoja prozjumskeg modela u Srbiji, izvršena je projekcija instalisane snage za dve ključne kategorije prozjuma: "Domaćinstva" i "Ostali". Analiza se oslanja na javno dostupne registre koje objavljuje Elektro distribucija Srbije (EDS), a koji se redovno ažuriraju i predstavljaju najpouzdaniji izvor podataka o razvoju prozjuma u zemlji [15].



Slika 2: Kumulativna instalisana snaga po mesecima za kategoriju Domaćinstva

Do 23. oktobra 2024. godine, registrovano je ukupno 2.777 prozjuma iz kategorije Domaćinstva, sa kumulativnom instalisanom snagom od 22.545,73 kW, što odgovara prosečnoj snazi od 8,12 kW po domaćinstvu.

U isto vreme, u kategoriji Ostali evidentirano je 1.034 prozjuma, sa ukupnom instalisanom snagom od 51.966,94 kW, odnosno prosečno 50,26 kW po korisniku. Uvidom u registre za kategorije prozjuma Domaćinstva i Ostali može se uočiti da je broj upisa po mesecima prilično neujednačen, što se odražava i na mesečnu dinamiku priključene instalisane snage. Ipak, posmatrajući kumulativne vrednosti, vidljivo je da oba trenda pokazuju stabilan rast. Kod Domaćinstava se taj rast može opisati približno linearnom funkcionalnom zavisnošću (Slika 2), dok se kod kategorije Ostali može opisati kvadratnom funkcijom (Slika 3). Na slikama 2 i 3 je prikazan kumulativni mesečni rast instalisane snage, koji potvrđuje navedene obrasce razvoja po kategorijama.



Slika 3: Kumulativna instalisana snaga po mesecima za kategoriju Ostali

Na osnovu dosadašnjeg trenda rasta, izvršena je ekstrapolacija očekivanog razvoja do 2030. godine. Pri tome je:

- za kategoriju Domaćinstva primenjena linearna funkcija koja polazi od početnih 0,5 MW u 2022. godini i dostiže 73,1 MW u 2030. godini;
- za kategoriju Ostali korišćena kvadratna funkcija rasta kojom se dobija projekcija od 539,43 MW do 2030. godine.

5.2 Kvantifikacija godišnjih ušteda

Na osnovu projekcije instalisane snage prikazane u prethodnom poglavlju, izvršena je procena godišnjih ušteda koje mogu biti ostvarene zamenom proizvodnje iz fosilnih goriva proizvodnjom iz solarnih sistema prozjuma. Uštede se odnose na dve ključne oblasti: izbegnuti troškovi emisije ugljen-dioksida (CO_2) i smanjenje eksternih troškova u zdravstvenom sistemu uzrokovanih zagađenjem vazduha (Tabela 1).

Za potrebe procene, pretpostavljeno je da solarni sistemi prozjuma ostvaruju prosečnu godišnju proizvodnju od 1.300 kWh po instaliranom kilovatu (kW). Takođe, uzeto je u obzir da proizvodnja iz termoelektrana na ugalj emituje približno 1,35 tona CO_2 po proizvedenom megavatu-satu (MWh), dok se tržišna cena emisije CO_2 u okviru mehanizma CBAM procenjuje na 86,5 evra po toni.

Pored emisije CO₂, uključeni su i eksterni troškovi zdravstvenog sistema koji proističu iz zagađenja vazduha, procenjeni u rasponu od 35 do 65 evra po proizvedenom MWh električne energije iz fosilnih izvora. Na osnovu ovih parametara, izvršena je procena potencijalnih godišnjih ušteda koje Srbija može ostvariti kroz razvoj i širenje prozjumerkog modela do 2030. godine. Potrebno je istaći da su uštede proračunate striktno za slučaj u kome bi se sva energija koju proizvedu prozjumeri u 2030. godini zapravo koristila kao zamena za energiju koja bi se proizvela u termoelektranama, te da ovi rezultati zavise od tržišnih prilika koje će važiti u toj godini i proizvodnog portfelja koji će se tada nalaziti u pogonu.

Tabela 1: Procena uštede u naknadama za emisiju CO₂ i uštede zdravstvenog sistema

Kategorija	P _{inst} [MW]	Godišnja proizvodnja [MWh]	Ušteda u CO ₂ troškovima [EUR]	Donja granica uštede zdravstvenog sistema [EUR]	Gornja granica uštede zdravstvenog sistema [EUR]
Domaćinstva	73,1	95.030	8.220.095	3.326.050	6.176.950
Ostali	539,43	701.259	60.658.904	24.544.065	45.581.835
Ukupno	612,53	796.289	68.878.999	27.870.115	51.758.785

Rezultati pokazuju da bi Srbija, uz razvoj prozjumerkog modela i dostizanje predviđene instalisane snage do 2030. godine, mogla godišnje ostvariti uštede od oko 69 miliona evra kroz izbegnute troškove emisije CO₂ i dodatno do 52 miliona evra smanjenjem zdravstvenih troškova.

Ovi podaci ukazuju na višestruke koristi prozjumerkog modela koji, osim direktnih ekonomskih koristi za krajnje korisnike, ima i značajan doprinos u kontekstu održivog razvoja, javnog zdravlja i smanjenja spoljnopolitičke zavisnosti od fosilnih goriva.

6 ZAKLJUČAK

Razvoj prozjumerkog modela u Srbiji predstavlja ključni korak ka modernizaciji i održivosti elektroenergetskog sistema, posebno u svetlu sve zahtevnijih klimatskih ciljeva i sve veće potrebe za energetsom nezavisnošću. Kroz analizu njihovog uticaja iz ugla 4D energetske tranzicije – diversifikacije, decentralizacije, demokratizacije i dekarbonizacije – jasno je da prozjumeri imaju višestruku vrednost, ne samo za pojedinačne korisnike već i za celokupno društvo i energetski sektor.

Finansijske koristi za krajnje korisnike, smanjenje eksternih troškova za zdravstvo, rasterećenje elektroenergetske infrastrukture i uštede na emisijama CO₂, ukazuju na to da prozjumeri predstavljaju održivo rešenje koje treba sistemski podržati. Ipak, ovaj razvoj mora biti pažljivo planiran i pravedno regulisan kako bi se izbegle negativne posledice po stabilnost sistema i kako bi svi korisnici imali ravnopravan pristup benefitima tranzicije.

U narednim godinama, biće ključno prilagoditi regulatorni okvir, tarifne modele i tržišne mehanizme tako da podrže uravnotežen rast broja prozjumeri, uz očuvanje ekonomske održivosti snabdevača i operatora sistema. Srbija ima priliku da, oslanjajući se na pozitivna iskustva drugih zemalja i izbegavajući njihove greške, razvije inkluzivan i otporan energetski model u kojem prozjumeri zauzimaju centralno mesto. Ova tranzicija, ako se sprovede promišljeno, može predstavljati temelj za održiviju, zdraviju i pravedniju budućnost domaće energetike.

ZAHVALNICA

Autorke izražavaju zahvalnost Evropskoj fondaciji za klimu (European Climate Foundation) na podršci u realizaciji ove studije i naučnog rada. Takođe, prva i treća autorka izražavaju zahvalnost Ministarstvu nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije za njihovu finansijsku podršku.

LITERATURA

- [1] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Službeni glasnik RS", br. 40/21 i 35/2023).
- [2] Integrisani nacionalni energetske i klimatski plan republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. Godine, Ministarstvo rudarstva i energetike Republike Srbije.
- [3] Nacrt Strategije razvoja energetike RS do 2040 sa projekcijama do 2050.godine, Ministarstvo rudarstva i energetike Republike Srbije.
- [4] Izveštaj o radu Agencije za energetiku za 2023. godinu, Agencija za energetiku Republike Srbije.
- [5] J. Krstivojević, J. Stojković Terzić, D. Grujić, Analiza isplativosti primene solarnih sistema kod kupaca-proizvođača koji su domaćinstva, 40. međunarodno savetovanje ENERGETIKA, Zlatibor, 2025 (prihvaćen).
- [6] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, Agencija za energetiku Republike Srbije.
- [7] X. Wang, K. Lo, Just transition: A conceptual review, Energy Research & Social Science, vol. 82, 2021, art. no. 102291.
- [8] Izvestaj o realizaciji 3PP EPS AD za period I-IX 2024.g
- [9] World Health Organization. (2006). Air quality guidelines: Global update 2005.
- [10] Hronično zagađenje ugljem - Akcija EU na Zapadnom Balkanu će unaprediti zdravlje i ekonomije širom Evrope. HEAL, CAN Europe, Sandbag, CEE Bankwatch Network i Europe Beyond Coal. 2019
- [11] Lelieveld, J., et al. (2015). "Modeling health impacts of the air pollution in Europe." Environmental Health Perspectives
- [12] World Health Organization. (2024). Ambient (outdoor) air quality and health.
- [13] Health impact of ambient air pollution in Serbia: a call to action (2019).
- [14] ENERGY COMMUNITY CBAM-Readiness Tracker, 2024, Energy Community Secretariat, Vienna
- [15] Registri sa sajta EDS (Registri su preuzeti 23.10.2024.godine)
- [16] <https://elektrodistribucija.rs/pdf/DOMACINSTVA.pdf>
- [17] https://elektrodistribucija.rs/pdf/OSTALI_KP.pdf

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.02)**C1.02****УТИЦАЈ ИНТЕГРАЦИЈЕ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ НА НИВО
ТЕХНИЧКИХ ГУБИТАКА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ СРБИЈЕ****THE IMPACT OF RENEWABLE ENERGY INTEGRATION ON TECHNICAL LOSS
LEVELS IN SERBIA'S TRANSMISSION SYSTEM****Jelena Čakarević, Sonja Simović, Nebojša Vučinić***

Кратак садржај: Уз високе цене електричне енергије, које су се формирале након енергетске кризе у Европи и Србији, оператор преносног система се суочава са све већим трошковима за надокнаду техничких губитака у преносном систему. Из тог разлога, са аспекта планирања ЕЕС-а неопходно је узети у обзир на који начин ће будући пројекти утицати на ниво техничких губитака у преносном систему. По пословној стратегији ЕМС АД је да улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије треба да буду усмерена у циљу ефикаснијег управљања преносним системом, али и одрживе интеграције обновљивих извора енергије. С тим у вези, овај рад ће показати тренд промене техничких губитака у преносном систему у складу са тренутним захтевима у поступку прикључења на преносни систем. У анализама биће узети у обзир тренутни захтеви за прикључење електрана које користе обновљиве изворе енергије, актуелни План развоја преносног система, као и историјски подаци техничких губитака у преносном систему. Кроз мрежни модел тренутног и перспективног стања ЕЕС-а Србије у програмском пакету Siemens PSS/E показује се утицај интеграције обновљивих извора енергије на ниво техничких губитака у преносном систему.

Кључне речи: *технички губици, обновљиви извори енергије, планирање преносног система*

Abstract: With rising electricity prices due to the growing energy crisis in Europe and Serbia, the transmission system operator is facing increasing costs related to technical losses within the transmission network. Therefore, from a power system planning perspective, it is crucial to assess how upcoming projects will influence technical loss levels in the transmission system. According to EMS AD's business strategy, investments in electricity transmission infrastructure should focus on enhancing the efficiency of transmission system management and supporting the sustainable integration of renewable energy sources. This paper will explore trends in technical losses within the transmission system, considering current requirements for grid connections.

* Jelena Čakarević, JSC EMS, cakarevicjelena1@gmail.com

Sonja Simović, JSC EMS, sonja.simovic@ems.rs

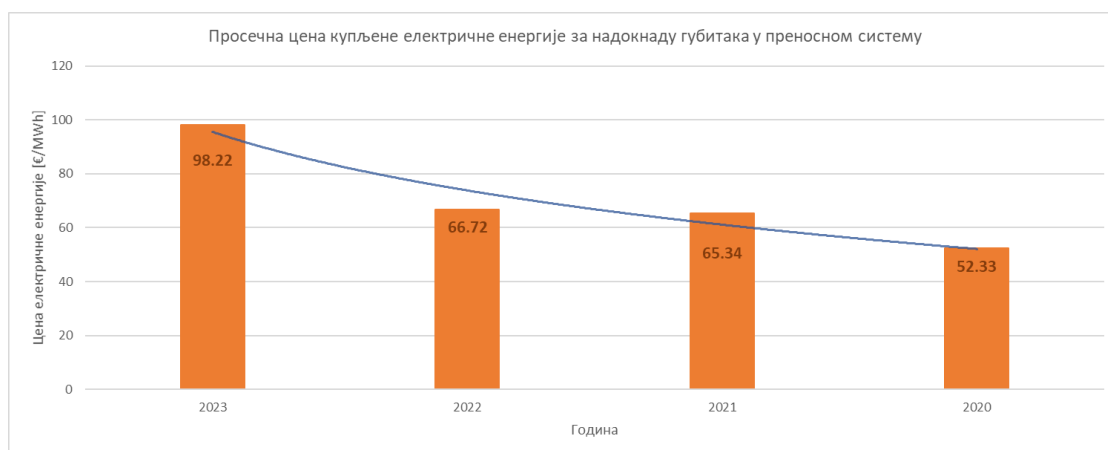
Nebojša Vučinić, Elektromreža Srbije, nebojsa.vucinic@ems.rs

The analysis will take into account the latest regulations for connecting renewable energy power plants, the current Transmission System Development Plan, and historical data on technical losses within the transmission network. Using a network model of Serbia's existing and future power system in the Siemens PSS/E software, the study will examine how integrating renewable energy sources affects technical loss levels in the transmission system.

Key words: *technical losses, transmission system planning, renewable energy sources*

1 УВОД

Оператор преносног система електричне енергије дужан је да, у складу са Законом о енергетици Републике Србије, набави електричну енергију за надокнаду губитака у преносној мрежи и помоћне услуге у свом систему, у складу са транспарентним, недискриминаторним и тржишним принципима. Оператору преносног система оставља се могућност да врши оптимизације набавке електричне енергије за надокнаду губитака тј. може вишкове електричне енергије продати на организованом тржишту електричне енергије, осим када електричну енергију за надокнаду губитака у преносном систему купује по уговору о потпуном снабдевању. [1] Након енергетске кризе у Европи па и у Србији, као последица формирале су се цене електричне енергије знатно изнад цене електричне енергије пре енергетске кризе. Самим тим стварају се и све већи трошкови за надокнаду техничких губитака у преносном систему. На основу Годишњег техничког извештаја ЕМС АД (ГТИ ЕМС АД) [2-5], може се уочити тренд пораста цене електричне енергије у периоду од 2020. до 2023. године. Просечне цене купљене електричне енергије за надокнаду техничких губитака у преносном систему приказане су на Слици 1. Због пораста цена на тржишту електричне енергије и потенцијално угрожене ликвидности, ЕМС АД се у току 2022. и 2023. године обратио надлежним државним институцијама за помоћ и на основу Закључка Владе РС добио препоруку да закључи уговор о потпуном снабдевању са ЕПС АД Београд. На тај начин ЕМС АД набављао је електричну енергију за надокнаду губитака по цени испод тржишне. На овај начин, ублажен је негативан ефекат раста цене електричне енергије на пословање ЕМС АД Београд.



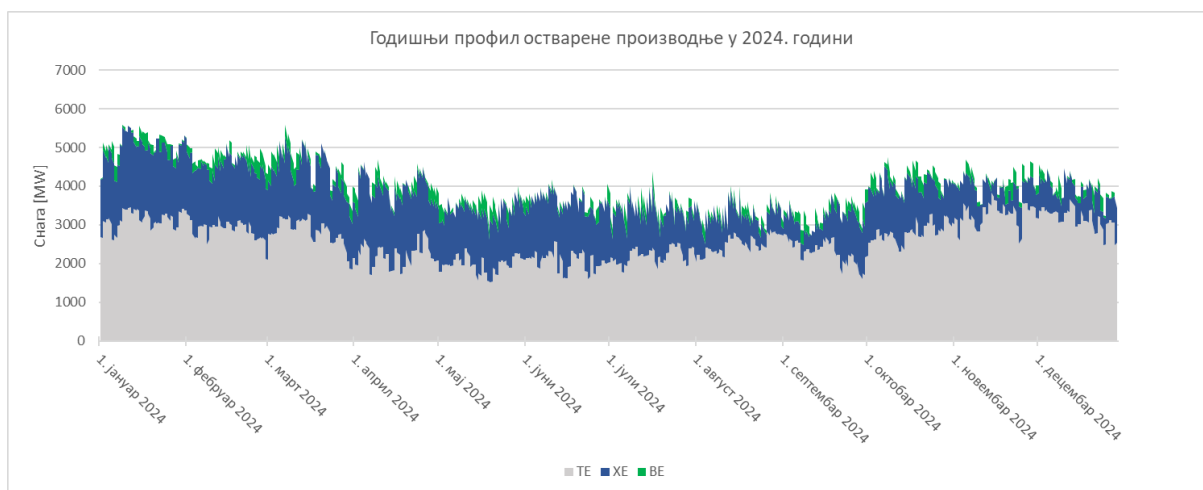
Слика 1: Просечна цена купљене електричне енергије за надокнаду техничких губитака у преносном систему

Према пословној стратегији ЕМС АД, улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије треба да буду усмерена у циљу ефикаснијег управљања преносним системом, те је са аспекта планирања ЕЕС-а неопходно узети у обзир на који начин ће будући пројекти утицати на ниво техничких губитака у преносном систему.

С тим у вези, овај рад ће показати тренд промене техничких губитака у преносном систему узимајући у обзир планирана улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије на основу актуелног Плана развоја преносног система [6], као и тренутних захтева у поступку прикључења на преносни систем до 2030. године.

2 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛ ТРЕНУТНОГ СТАЊА ЕЕС-А СРБИЈЕ

За потребе спровођења анализа формиран је симулациони модел ЕЕС-а, реализован у програмском пакету Siemens PSS/E. Модел преносне мреже Републике Србије за 2024. годину формиран је на основу доступних података о параметрима елемената преносног система као и доступним мереним подацима са система за даљинско читавање и обраду података са бројила (*SRAAMD*). На основу *SRAAMD* система добијени су подаци о профилу производње и потрошње у 2024. години на сатном нивоу, вредности прекограничних размена, као и вредности техничких губитака у преносном систему. На Слици 2 приказан је годишњи профил остварене производње у 2024. години.



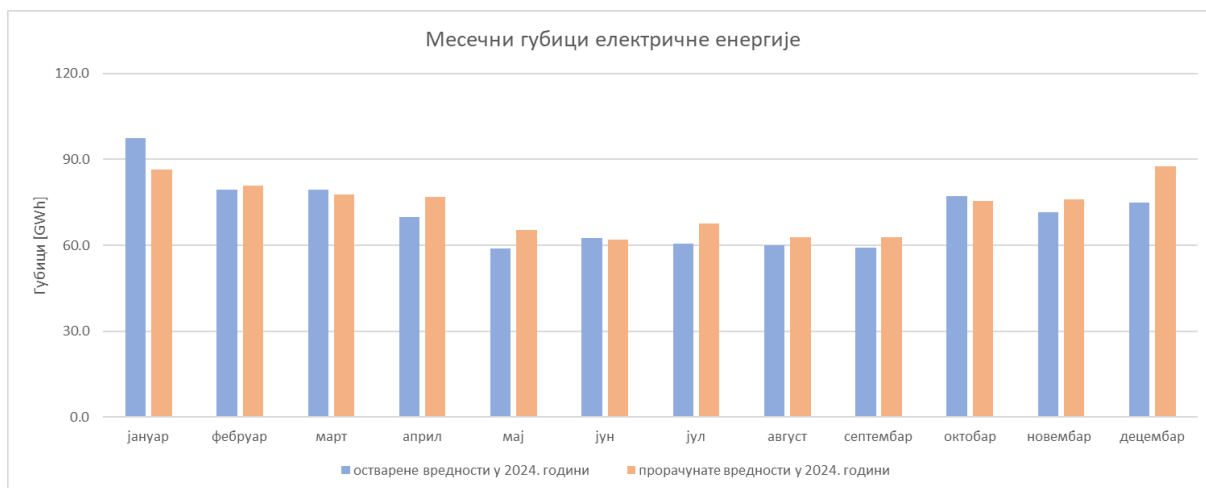
Слика 2: Годишњи профил остварене производње у 2024. години

На основу мерених података у току 2024. године, извршен је прорачун токова снага на сатном нивоу како би се верификовао симулациони модел који ће се користити за потребе анализе перспективног стања ЕЕС-а.

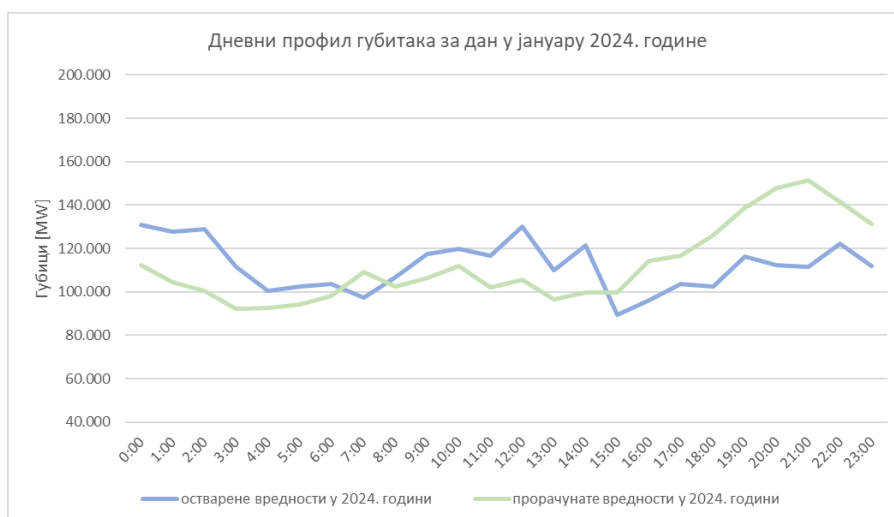
2.1 Валидација симулационог модела за 2024. годину

На основу извршених прорачуна на симулационом моделу, добијене су сатне вредности губитака у преносном систему у 2024. години. На Слици 3 приказана је упоредна анализа остварених вредности губитака и вредности губитака добијених као резултат симулационог модела у преносном систему у 2024. години. Како је остварена вредности годишњих губитака једнака 851 GWh, а вредност губитака добијена на основу симулационог модела једнака 882 GWh, на основу резултата остварена је релативна грешка од 4% на нивоу од годину дана у 2024. години.

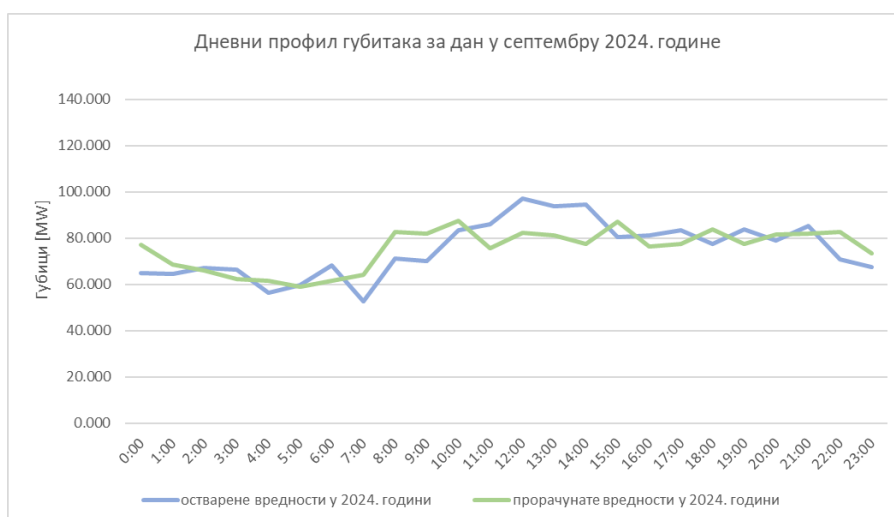
На примеру карактеристичног дана за летњи и зимски режим представљена је упоредна анализа дневног профила остварених техничких губитака и вредности губитака добијених на основу симулационог модела за 2024. годину. На Слици 4 приказан је упоредни приказ дневних профила техничких губитака за дан у јануару 2024. године, док је на Слици 5 приказан упоредни приказ дневних профила техничких губитака за дан у септембру 2024. године.



Слика 3: Упоредна анализа остварених и прорачунатих вредности губитака у 2024. години



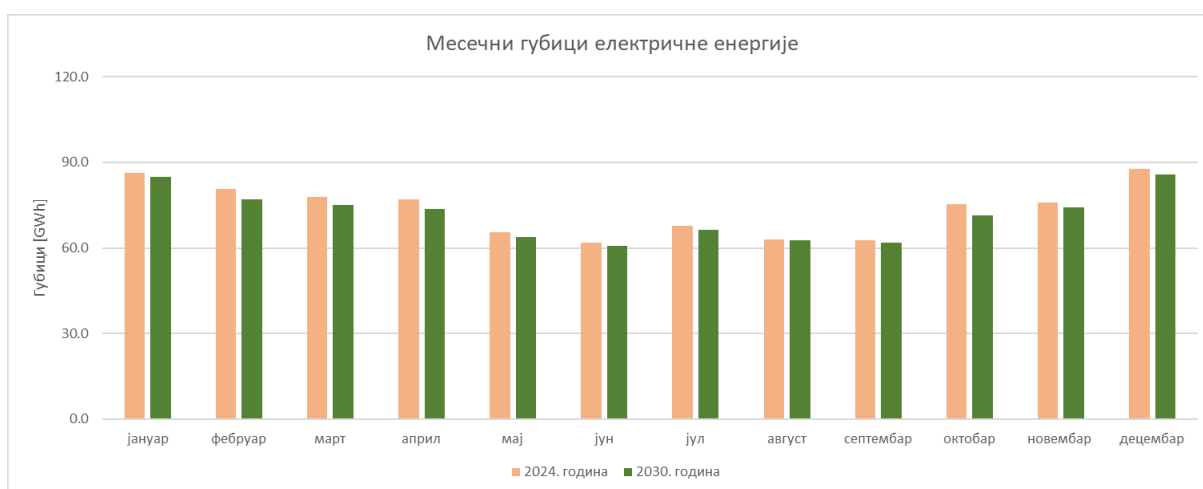
Слика 4: Дневни профил губитака за 31. јануар 2024. године



Слика 5: Дневни профил губитака за дан у септембру 2024. године

3 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛ ПЕРСПЕКТИВНОГ СТАЊА ЕЕС-А СРБИЈЕ

У складу са актуелним Планом развоја преносног система, мрежни модел перспективног стања формиран је уважавајући постојеће елементе преносног система уз инвестиционе пројекте ЕМС АД за које је исходована грађевинска дозвола или је донет закључак Владе Републике Србије да је пројекат од посебног значаја за Републику Србију. У оквиру оваквих претпоставки, уважен је пројекат повећања преносног капацитета борског региона тј. изградња нове ТС 400/110 kV Бор 6 услед најављених прикључења нових рударских капацитета и пројекат *BeoGrid* тј. изградња нове ТС 400/110 kV Београд 50 са припадајућим расплетом водова на 400 и 110 kV напонском нивоу за пласман енергије из Јужног Баната. Уз пројекте од посебног значаја, уважени су и пројекти прикључења дистрибутивних трансформаторских станица услед пораста потрошње у одређеним регионима. Како би се утврдио утицај планиране инфраструктуре на техничке губитке у преносном систему, у анализи уважен је годишњи профил производње са Сlike 2.



Слика 6: Упоредна анализа вредности губитака у 2024. и 2030. години

На Слици 6 приказана је упоредна анализа вредности губитака у преносном систему у 2030. години у односу на 2024. годину. Добијена годишња вредност губитака у 2030. години износи 857 GWh. На основу остварене годишње вредности губитака кроз симулациони модел у 2024. години, показује се смањење техничких губитака од 3% на годишњем нивоу.

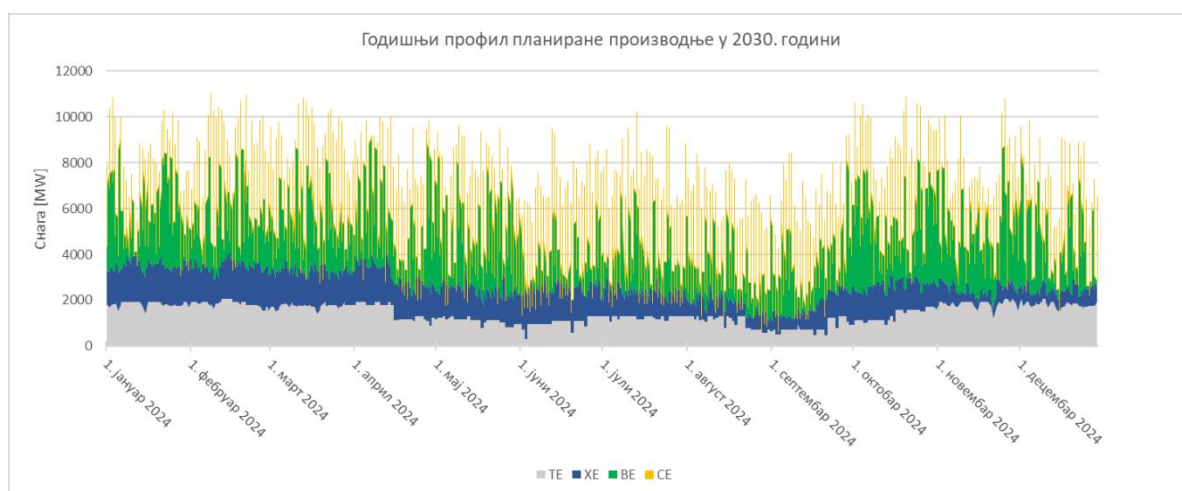
4 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛ ПЕРСПЕКТИВНОГ СТАЊА ЕЕС-А СРБИЈЕ УЗ УВАЖАВАЊЕ ТРЕНУТНИХ ПРОЈЕКТА У ПОСТУПКУ ПРИКЉУЧЕЊА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

У оквиру симулационог модела перспективног стања ЕЕС-а за 2030. годину који укључује пројекте прикључења обновљивих извора енергије узети су у обзир сви тренутни пројекти у поступку прикључења на преносни систем уз уважену инфраструктуру која је неопходна за њихово прикључење. На основу доступних података о одобреним снагама појединачних објеката извршени су тржишни прорачуни који уважавају нове производне капацитете. У Табели 1 приказани су инсталисани капацитети по типу производње коришћени за потребе даљих анализа.

Табела 1: Инсталисани капацитети у 2030. години

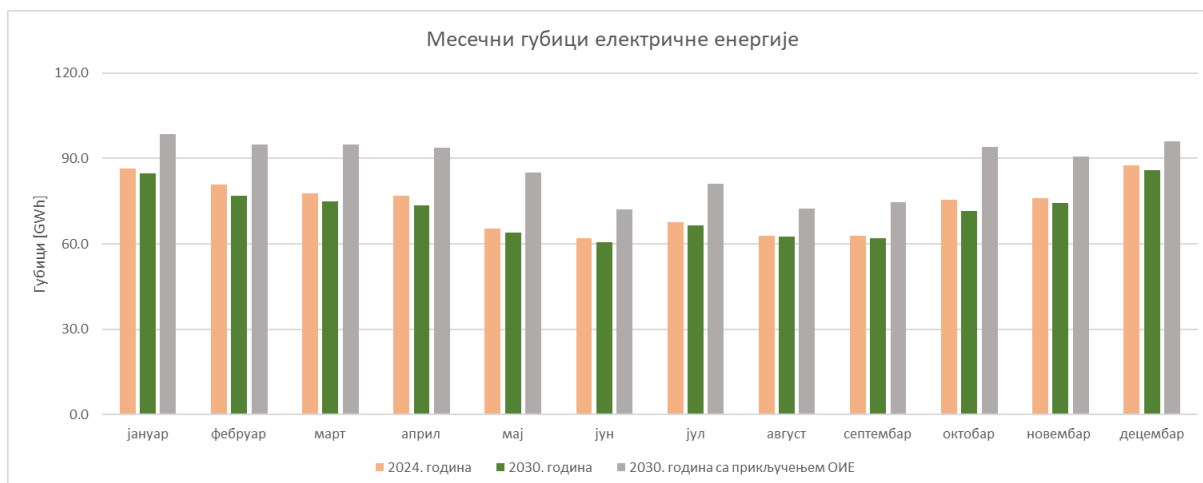
Тип производње	Инсталисани капацитет [MW]
ТЕ и ТЕ-ТО	4921
ХЕ	3040
ВЕ	6668
СЕ	4186

На Слици 7 приказан је годишњи профил производње у 2030. години на основу тржишног прорачуна. Ангажовања проточних хидроелектрана добијена су на основу историјски измерених вредности, ангажовања ветроелектрана и соларних електрана су добијена на основу мерења и достављених података у процесу прикључења, уважавајући различите регионе (инсолација и ветровитост), док је ангажовање конвенционалних електрана добијено из тржишних прорачуна уз уважавање статуса обавезног погона појединих генератора.



Слика 7: Годишњи профил производње у 2030. години

На основу спроведених прорачуна токова снага на сатном нивоу, добијени су резултати планираних вредности месечних губитака на преносном систему у 2030. години када се узму у обзир пројекти прикључења обновљивих извора енергије. На Слици 8 приказана је упоредна анализа нивоа техничких губитака у преносном систему у 2024. години у односу на 2030. годину у којој је уважена само планирана инфраструктура и у односу на 2030. годину у којој су уважени пројекти у поступку прикључења на преносни систем. Добијена вредност годишњих техничких губитака у преносном систему за 2030. годину у којој су уважени пројекти обновљивих извора енергије је 1048 GWh. У односу на вредност техничких губитака добијен кроз симулациони модел за 2024. годину може се уочити повећање од 19% годишње енергије техничких губитака у преносном систему.



Слика 8: Упоредна анализа вредности губитака у 2024. и у 2030. години са и без прикључених обновљивих извора енергије

5 ЗАКЉУЧАК

Како је ЕМС АД у обавези да набави електричну енергију за надокнаду губитака у преносној мрежи и помоћне услуге у свом систему, а суочава се са све већим порастом цена електричне енергије на тржишту од све веће важности је процена техничких губитака у преносном систему у будућности.

Рад је имао за циљ да прикаже утицај тренутних пројеката обновљивих извора енергије у процесу прикључења на преносни систем на ниво техничких губитака у преносном систему. У оквиру анализа, извршен је годишњи прорачун на сатном нивоу за 2030. годину.

У циљу верификације симулационог модела преносне мреже, у оквиру рада приказана је упоредна анализа годишњег прорачуна техничких губитака у 2024. години на сатном нивоу у оквиру симулационог модела и остварених вредности губитака у 2024. години и у оквиру другог поглавља показано је да релативна грешка симулационог модела у оквиру на остварене вредности техничких губитака у 2024. години једнака 4%.

На основу верификованог модела преносне мреже извршен је прорачун анализе техничких губитака у 2030. години уважавајући планирану инфраструктуру на основу актуелног Плана развоја преносног система. У оквиру ове анализе остварено је смањење од 3% електричне енергије на годишњем нивоу.

На крају, у оквиру модела преносне мреже за 2030. годину уважени су и пројекти прикључења обновљивих извора енергије на преносни систем који су тренутно у процесу прикључења. На основу уважених нових тржишних услова, добијен је пораст од скоро 20% електричне енергије техничких губитака на годишњем нивоу. Уколико би се у обзир узела просечна цена електричне енергије губитака у 2023. години као вредност цене електричне енергије и у 2024. и у 2030. години, вредност трошкова надокнаде техничких губитака се повећава за 20 милиона евра.

Након спроведених анализа и уоченог пораста нивоа техничких губитака у преносном систему при горенаведеним тржишним прорачунима, даљи правци истраживања би могли бити уважавање више различитих тржишних прорачуна и утврђивање јаснијег узрока пораста нивоа техничких губитака у преносном систему.

Такође, треба узети у обзир и могућност коју наводе и аутори [1] да се одређени ниво техничких губитака у будућности набавља из обновљивих извора енергије што би потенцијално могло да смањи просечну цену електричне енергије коју оператор преносног система мора платити.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Јадранка Јањанин, Јелена Обрадовић, Жељко Јовановић, МОГУЋНОСТ КУПОВИНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ЗА НАДОКНАДУ ГУБИТАКА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ ИЗ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ, Флексибилност електроенергетског система / Зборник CIGRE (2023), 10.46793/CIGRE36.1714J, октобар 2021.,(стр 2250-2261)
- [2] Годишњи технички извештај ЕМС АД 2023. година, ТИ-001:2023, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2024/05/GTI-EMS-AD-za-2023.pdf>
- [3] Годишњи технички извештај ЕМС АД 2022. година, ТИ-001:2022, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2023/05/GTI-o-radu-EMS-AD-u-2022.-godini-Correct.pdf>
- [4] Годишњи технички извештај ЕМС АД 2021. година, ТИ-001:2021, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2022/12/EMS-AD-GTI-2021.pdf>
- [5] Годишњи технички извештај ЕМС АД 2020. година, ТИ-001:2020, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2022/08/GTI-EMS-AD-2020-Za-objavljivanje.pdf>
- [6] ЕМС АД, План развоја преносног система Републике Србије за период од 2023. до 2032. године, <https://ems.rs/wp-content/uploads/2024/03/Plan-razvoja-pren.-sistema-2023-2032-finalx.pdf>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.03)

C1.03

CENTRALNO-BALKANSKI KORIDOR - TRIPUT MERI, JEDNOM SECI**CENTRAL-BALKAN CORRIDOR - MEASURE THRICE, CUT ONCE****Vladan Ristić, Nebojša Vučinić, Andrija Pavićević, Jelena Đokić, Dragana Ristić***

Kratak sadržaj: Iako EMS a.d., kao operator prenosnog sistema Republike Srbije, neprekidno radi na održavanju postojeće i izgradnji nove infrastrukture za prenos električne energije, najveća ulaganja se ipak predviđaju za narednih deset do dvadeset godina. Najveći deo ovih ulaganja će biti direktno usmeren na gradnju novih 400 kV dalekovoda kojima će se povećati efikasnost prenosa energije, olakšati plasman iz obnovljivih izvora i poboljšati pouzdanost napajanja potrošača u ključnim regionima Srbije. Jedna od takvih investicija jeste i ona u gradnju Centralno-balkanskog koridora za prenos električne energije. Pod ovim pojmom se podrazumeva skup dalekovoda koji će se protezati preko čitavog centralnog dela Srbije, gde će prva faza istog direktno povezati Jagodinu i Požarevac, dok će se druga prostirati pravcem istok-zapad, od bugarske granice do lokacije Vardište. Uzimajući u obzir da je ova investicija ne ranga miliona evra, već reda veličine stotina miliona evra, veoma je važno da svaka pojedinačna sekcija predmetnog koridora zaista bude najbolja moguća sa aspekta svih zainteresovanih strana. Kako bi se ovo obezbedilo, tokom 2024. godine je pokrenuta izrada Prethodne studije izvodljivosti sa osnovnim ciljem da se odabere optimalna varijanta za gradnju novog interkonektivnog voda između Srbije i Bugarske, i to na osnovu odgovarajućeg seta tehničkih, ekonomskih i socijalnih kriterijuma. Kako se završetak ove studije očekuje tokom proleća 2025. godine, u ovom radu će biti prezentovana osnovna saznanja, kao i relevantna razmatranja izneta u njoj, zaključno sa prezentacijom varijantnog rešenja za ojačavanje veze između Srbije i Bugarske koje je, nakon finalizacije svih analiza, predloženo kao optimalno.

Ključne reči: *Prenosni sistem, Optimalni razvoj, Studije, Prekogranični kapaciteti, Međunarodni projekti, Kapitalne investicije*

Abstract: Even though JSC EMS, as the electrical energy transmission system operator of Serbia, continuously works on maintaining the existing and constructing new transmission infrastructure, the largest investments are still expected in the upcoming decade or two. The largest portion of these will be directed towards constructing new 400 kV overhead lines that will increase the transmission efficiency, improve renewable sources' integration and enhance the security of demand supply in the affected regions.

* Vladan Ristić, Akcionarsko društvo "Elektromreža Srbije", vladagenius.vr@gmail.com

Nebojša Vučinić, Elektromreža Srbije, nebojsa.vucinic@ems.rs

Andrija Pavićević, EMS AD, andrija.pavicevic@ems.rs

Jelena Đokić, EMS ad, jelena.djokic@ems.rs

Dragana Ristić, AL&SA, dragana.ristic@alisadoo.rs

One of those investments is the one dedicated to constructing Central-Balkan Corridor for energy transmission. This corridor includes series of lines that will cross entire central part of Serbia, with the first phase connecting Jagodina and Požarevac, whereas the second one will go from state border with Bulgaria to location Vardište, in the far East of Serbia. Considering that the cost of this will be in the range of hundreds of millions of euros, it is essential that each section of the corridor indeed represents the best possible option for all interested parties. To ensure this, the Prefeasibility Study has been initiated in 2024 with the goal of selecting the optimal variant for the construction of new tie-line between Bulgaria and Serbia. The assessment should be based on the predefined set of technical, economic and social criteria. The study is set to be completed in April of 2025, allowing this paper to present the most relevant conclusions of it, including the description of the chosen optimal solution for increasing the capacity on the border between Serbia and Bulgaria, in line with the identified needs.

Key words: *Transmission system, Optimal development, Studies, Interconnection capacities, International projects, Capital investments*

1 UVOD

U skladu sa pojačanom ekološkom svešću koja postaje sve zastupljenija od početka dvadeset i prvog veka naovamo, mnoge industrijske i privredne grane prolaze kroz značajne izmene, pri čemu je svim ovim izmenama zajedničko to što za cilj imaju što izraženije smanjenje uticaja na životnu sredinu i klimatske promene. Među granama koje su u najvećoj meri pogođene takvim tendencijama se svakako nalazi i elektroenergetika, gde je objašnjenje za ovo moguće pronaći u dve međusobno povezane okolnosti. Naime, prvi aspekt koji je neophodno uzeti u obzir jeste taj da su se u prošlosti elektroenergetski sistemi u primetnoj meri oslanjali na termogeneratorske kapacitete za proizvodnju potrebnih količina energije. Ovi kapaciteti su uglavnom bazirani na sagorevanju fosilnih goriva, što je dovelo do toga da budu označeni kao jedni od zagađivača za koje je potrebno naći ekološki prihvatljivu alternativu. Naravno, tu treba uzeti u obzir i to da su zalihe fosilnih goriva konačne, te da bi, čak i da su emisije štetnih gasova uzrokovane njihovim radom jednake nultim, bilo potrebno blagovremeno razmišljati o zamenskim kapacitetima. Uz to, druga okolnost na koju se skrenuta pažnja u prethodnom delu teksta je ta da su se varijabilni obnovljivi izvori energije (posebno vetroelektrane i solarne elektrane) doživele procvat kako sa tehničke, tako i sa ekonomske strane u prethodnim godinama, te da se veoma često diskutuje o tome da će sistemi budućnosti biti oslonjeni upravo na rad elektrana iz te dve kategorije [1-2].

Ono o čemu se, međutim, daleko manje govori jeste to da povlačenje termoelektrana iz pogona i prebacivanje njihove uloge na varijabilne obnovljive kapacitete može da dovede i do izraženih problema u radu elektroenergetskih sistema, pri čemu je tu posebno značajno obratiti pažnju na problematiku balansiranja i obezbeđivanja dovoljnih količina fleksibilnosti za rad sistema. Tu se mora istaći da je balansiranje sistema odgovornost operatora prenosnog sistema, u skladu sa čime se od strane tih operatora moraju predvideti odgovarajuće aktivnosti u svrhe garantovanja nesmetanog rada sistema u uslovima diktiranim energetsom tranzicijom. Jedan od resursa koje operatori mogu koristiti za povećanje fleksibilnosti sistema jeste pojačavanje veza ka susednim sistemima, to jest, izgradnja novih interkonektivnih vodova. Rastom prekograničnih kapaciteta se obezbeđuje to da se, u slučaju nedostatka energije u posmatranom sistemu, ta energija može uvesti iz nekog od susednih sistema. Sa druge strane se obezbeđuje i da, u slučajevima u kojima bi u predmetnom sistemu postojao višak energije, ta energija može da se izveze prema nekom od povezanih susednih sistema u kome bi se u predmetnom trenutku pojavila potreba za njom.

Problematika uvoza i izvoza značajnih količina električne energije je veoma bitna u slučajevima u kojima bi se ovakvi disbalansi dogodili naglo, pri čemu je povećana mogućnost da se to desi upravo jedan od nedostataka integracije velikih količina varijabilnih obnovljivih izvora u sistem [3-4]. Upravo se rad [4] zasniva na razvijanju metodologije koja se bavi analizama vremenskih serija relevantnih sistemskih i klimatskih parametara u satima koji prethode naglim promenama u snagama proizvodnji vetroelektrana u oblasti od interesa. Ova metodologija, koja predstavlja samo jedan od predloga načina na koji se posledice ovakvih događaja mogu ublažiti u velikoj meri, bazirana je na probabilističkoj analizi i na podešavanju osetljivosti variranjem broja sati u vremenskoj seriji koja se posmatra. Preciznost ove metodologije je u istom radu potvrđena na primeru realnih merenja brzina vetra i snaga rada vetroelektrana u Alberti, u Kanadi, i to između avgusta 2011. godine i jula 2012. godine. Ukoliko bi se, sa druge strane, kao adekvatan primer za razmatrani fenomen uzele solarne elektrane, postalo bi jasno da je neočekivana pojava oblaka dovoljna da u značajnoj meri umanju snagu njihove proizvodnje za veoma kratko vreme, što bi se, ukoliko sistem nije pripremljen za takve slučajeve, moglo odraziti pogubno po njegov rad.

Kako bi se spremnost prenosnog sistema Republike Srbije na ovakve uslove podigla na još viši nivo nego što je to sada slučaj, EMS a.d., kao operator prenosnog sistema, za nastupajući period predviđa intenzivna ulaganja u nove 400 kV pravce kojima će se značajno povećati kapaciteti na granicama prema čak šest susednih zemalja. Među koridorima koji su najavljeni se nalaze:

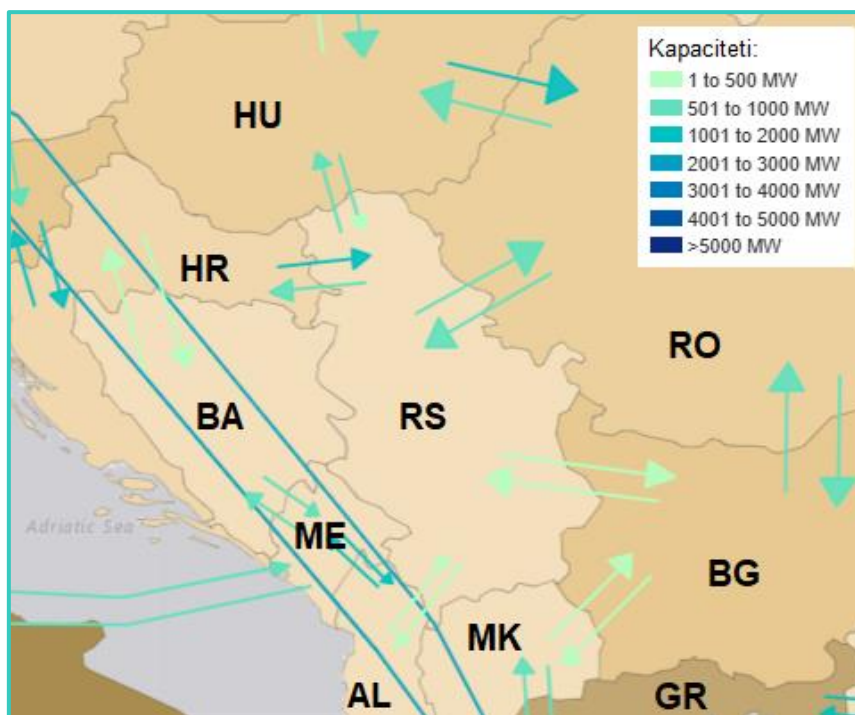
- Transbalkanski koridor za prenos električne energije, čijom će se izgradnjom povećati dostupni kapaciteti na granicama Srbije sa Crnom Gorom i sa Bosnom i Hercegovinom;
- Panonski koridor za prenos električne energije, čijom će se gradnjom povećati prenosni kapacitet na granici između Srbije i Mađarske;
- Severni CSE koridor za prenos električne energije, nakon čijeg će završetka biti uvećan prenosni kapacitet na granici između Srbije i Rumunije;
- Centralno-balkanski koridor za prenos električne energije, nakon čijeg će završetka biti povećan dostupan kapacitet na granici Srbije i Bugarske;
- Novi 400 kV dalekovod između TS Sombor 3 (Srbija) i TS Ernestinovo (Hrvatska).

Što se tiče ovog rada, on će se, od projekata iz navedene liste, fokusirati na Centralno-balkanski koridor za prenos električne energije. Kako bi obim ovog koridora bio adekvatno utvrđen, EMS a.d. je tokom aprila 2024. godine započeo izradu Prethodne studije izvodljivosti (uz finansijsku podršku investicionog okvira za Zapadni Balkan – *WBIF*) za ovaj projekat. Uzimajući u obzir to da predviđeno trajanje izrade ove studije bilo godinu dana, ovaj rad se smatra prvom prilikom da se rezultati i zaključci do kojih se u njoj došlo prezentuju stručnoj javnosti. Kako bi to moglo biti realizovano na odgovarajući način, rad je organizovan tako da će u drugom poglavlju biti predstavljen proces identifikacije sistemskih potreba koji se sprovodi na evropskom nivou, pri čemu će posebna pažnja biti pridana potrebama za povećanjem kapaciteta koje se primećene na granici Srbije i Bugarske. Nakon toga će se u trećem poglavlju predstaviti varijantna rešenja od kojih je u ovoj studiji bilo potrebno odabrati optimalno, da bi način na koji je vršeno poređenje različitih opcija bio do detalja razložen u okviru Poglavlja 4. Konačno su dobijeni rezultati, u koje spadaju finalne sume vrednosti odabranih indikatora za svako od varijantnih rešenja, kao i sama preporuka varijantnog rešenja shodno kom je poželjno nastaviti sa realizacijom projekta, prikazani u Poglavlju 5 ovog rada. Na samom kraju rada se nalazi zaključak u kome su ponovo istaknuti neki od najbitnijih ishoda studije, da bi se rad završio navođenjem narednih aktivnosti koje će EMS a.d. da preduzme u cilju blagovremene realizacije Centralno-balkanskog koridora.

2 PROCES IDENTIFIKACIJE SISTEMSKIH POTREBA

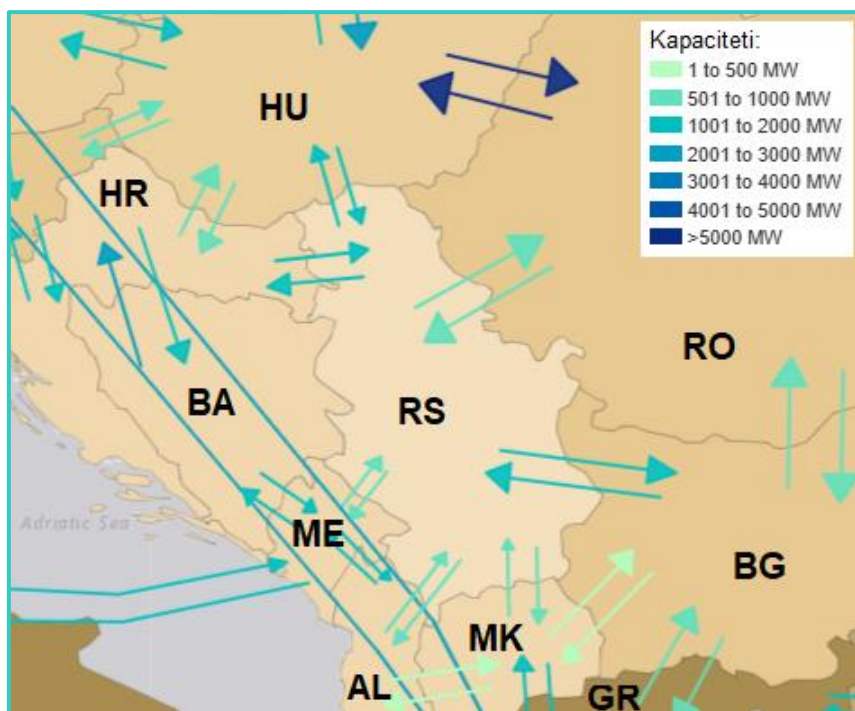
Kao što je i navedeno u uvodnom delu ovog rada, novi interkonektivni dalekovodi predstavljaju jedan od osnovnih resursa pomoću kojih operatori prenosnih sistema mogu obezbediti to da se rad njihovih sistema odvija neometano i u godinama koje dolaze. Međutim, kako bi se gradnja ovih vodova realizovala na optimalan način, potrebno je ispuniti jedan veoma bitan uslov, a to je to da aktivnosti operatora prenosnih sistema koji učestvuju u gradnji novog dalekovoda moraju biti harmonizovane. U suprotnom bi moglo doći do situacije u kojoj bi jedan od dva operatora završio svoje aktivnosti i podigao novi dalekovod na delu trase koji prolazi po teritoriji države iz koje taj operator dolazi, dok drugi operator ne bi ni otpočeo sa radovima. Ovo bi automatski značilo da bi prvi operator planirao svoj budžet i rasporedio raspoložive resurse tako da gradnju novog interkonektivnog voda završi što pre, a da pozitivne efekte koje bi očekivao ne bi mogao osetiti sve dok drugi operator ne kompletira svoje aktivnosti. To bi dalje značilo i da bi prvi od ova dva operatora potencijalno ugrozio i dinamiku realizacije nekih drugih projekata za koje bi mu trebali isti resursi, pošto bi ih podredio predmetnom interkonektivnom vodu, a da za tim ne bi bilo nikakve realne potrebe. Kako bi se ovakve nemile situacije izbegle, aktivnosti operatora sistema za prenos električne energije se usaglašavaju u Pan-evropskom desetogodišnjem planu razvoja prenosnih sistema (eng. *Ten-Year Network Development Plan – TYNDP*), izrađenom od strane evropske asocijacije ovakvih operatora (eng. *European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E*). Ovaj plan se, shodno regulatornom okviru u Evropskoj uniji, izrađuje jednom na svake dve godine, tako da je aktuelna verzija ovog plana finalizirana tokom 2024. godine. Iako ovaj plan i dalje čeka na odobrenje od strane nadležnih tela EU, ne očekuje se da će delovi koji će biti navedeni u nastavku ovog poglavlja biti menjani tokom tog procesa, tako da ih je moguće koristiti kao adekvatnu referencu i kao prikladan pokazni primer.

Jedan od najznačajnijih koraka u izradi ovog planskog paketa predstavlja proces identifikacije sistemskih potreba (eng. *Identification of System Needs – IoSN*) na granicama u okviru ENTSO-E asocijacije. Pod ovim procesom se podrazumeva definisanje granica na kojima bi u narednom periodu bilo ekonomski opravdano predvideti nove interkonektivne dalekovode. Ova procedura se radi za unapred određene vremenske horizonte, pri čemu se kao rezultati procesa dobijaju ne samo granice na kojima treba sagledavati nove investicije u prekogranične kapacitete za prenos električne energije, već i konkretne iznose snaga za koje bi ti kapaciteti trebalo da budu uvećani. Više o ovom procesu, ulaznim pretpostavkama koje su bile usvojene pre njegovog početka, kao i metodologiji na osnovu koje se vrši optimizacija grupacije investicija koje, kada se na nivou cele Evrope primene istovremeno, daju najbolje moguće rezultate sa ekonomske tačke gledišta može se naći u izveštaju koji je napravljen specijalno na tu temu i objavljen na internet stranici ENTSO-E asocijacije [5]. Ovaj izveštaj se, naravno, odnosi na proces koji je bio sproveden pri izradi Pan-evropskog plana razvoja 2024, ali treba napomenuti da ovakvi izveštaji postoje i za prethodna izdanja tog paketa. Što se tiče Pan-evropskog plana iz 2024. godine, za njega su kao relevantne godine korišćene u procesu definisanja sistemskih potreba za povećanjem kapaciteta usvojene 2030, 2040. i 2050. godina. Rezultati koji su dobijeni ovim proračunima prikazani su kako u numeričkoj formi, tako i u formi geografske mape na kojoj su strelicama odgovarajućih boja data potrebna povećanja prenosnih kapaciteta koja su ležala u nekom od definisanih opsega (primera radi, jedna boja strelica je korišćena za povećanja prekograničnih kapaciteta u opsegu između 1 i 500 MW, druga za opseg od 500 do 1000 MW, i tako dalje). Ovo je urađeno kako bi se rezultati prikazali na način koji bi bio jasan čak i laicima i olakšalo izvlačenje zaključaka na temu optimalnog razvoja prenosne mreže Evrope u narednom periodu. Na Slici 1 su prikazani rezultati ovog procesa za region Jugoistočne Evrope, dobijeni za 2040. kao relevantnu godinu.



Slika 1: Identifikovane sistemske potrebe za 2040. godinu (TYNDP 2024).

Vizuelizacije rezultata slične onoj koja je predstavljena na Slici 1 su takođe dostupne bilo kome ko je zainteresovan i mogu se naći u odgovarajućem delu zvanične internet stranice ENTSO-E asocijacije [6]. Odavde se može zaključiti da je, u poređenju sa trenutnim stanjem, u regionu u kome se Srbija nalazi potrebno povećati prenosne kapacitete na gotovo svim granicama, i to u narednih petnaest godina. Trebalo bi napomenuti da je ovo u potpunosti usklađeno sa planovima EMS a.d. o izgradnji novih interkonektivnih kapaciteta, te se, osim interne potrebe za dodatnom fleksibilnošću sistema, i ovo može uzeti kao argument u korist što hitnije realizacije projekata između prenosnog sistema Srbije i susjednih sistema. Primera radi, može se videti da je u ovom procesu preporučeno da se prenosni kapacitet između Srbije i Mađarske poveća, pri čemu iznos potrebnog povećanja leži u opsegu između 500 i 1000 MW. Ako se ovo uporedi sa poslednjim izdanjima Pan-evropskog plana razvoja i Plana razvoja prenosnog sistema Republike Srbije, tu bi se moglo doći do zaključka da je način za postizanje ovakvog povećanja već sagledan kroz projekat izgradnje Panonskog koridora za prenos električne energije, pri čemu treba istaći i to da je zvanični rok za realizaciju tog koridora postavljen na 2030. godinu, što znači da će ovakvo povećanje prenosnog kapaciteta biti ostvareno i mnogo pre vremenskog horizonta iz postupka identifikacije sistemskih potreba [7]. Slično tome, između Srbije i Hrvatske je preporučeno da se prenosni kapacitet poveća, pri čemu bi povećanje u smeru od Srbije ka Hrvatskoj trebalo da se nalazi u granicama između 500 i 1000 MW, dok bi od Hrvatske ka Srbiji povećanje trebalo da iznosi i preko 1000 MW. U skladu sa time, planirano je da se do 2038. godine izgradi novi 400 kV dalekovod između TS Sombor 3 u Srbiji i TS Ernestinovo u Hrvatskoj. Od interesa za projekat Centralno-balkanskog koridora za prenos električne energije su ovde, ipak, vrednosti potrebnih povećanja kapaciteta koje su dobijene za granicu između Srbije i Bugarske. Kao što se sa priložene slike može videti, i za ovu granicu je dobijeno da bi u narednom periodu trebalo povećati prenosni kapacitet, gde bi povećanje, nezavisno od smera koji se posmatra, trebalo da iznosi između jednog i 500 MW. Slično ovome, na Slici 2 se mogu videti rezultati identifikacije sistemskih potreba koja je sprovedena za 2050. godinu kao vremenski horizont od interesa, pri čemu strelice različitih boja i ovde imaju značenje identično značenju koje su imale na Slici 1.



Slika 2: Identifikovane sistemske potrebe za 2050. godinu (TYNDP 2024).

Ako bi se ova mapa uporedila sa onom koja je predstavljena na Slici 1, lako bi se moglo utvrditi da se granice koje su istaknute kao pogodne za povećanje kapaciteta u 2040. godini ponavljaju i u 2050. godini, pri čemu veoma često dolazi i do porasta preporučenog iznosa novih kapaciteta za prenos električne energije. Takav je slučaj i na granici između Srbije i Bugarske, gde je rast prenosnog kapaciteta koji bi bio ekonomski opravdan sada smešten u granicama između 1000 i 2000 MW. Na ovom mestu je potrebno napomenuti i to da se za sve projekte koji su prijavljeni za Pan-evropski plan razvoja u okviru njegove izrade obavlja uporedna analiza troškova i koristi (eng. *Cost-Benefit Assessment – CBA*). Takva analiza se radi prema metodologiji koja se stalno unapređuje, pri čemu se svaka verzija ove metodologije koja se zvanično odobri za korišćenje može pronaći na internetu. Tako se trenutno aktuelna verzija, označena kao verzija 4.0, može pronaći na stranici ENTSO-E asocijacije [8]. Prilikom vršenja prijave projekata za ovaj plan se od onoga ko prijavu vrši zahteva da je isprati i odgovarajućim setom tehničkih i ekonomskih karakteristika projekta. Osnovni ulazni podaci o projektima se, zajedno sa rezimeom rezultata *CBA* procesa za svaki od projekata, takođe mogu naći na internet stranici ENTSO-E asocijacije, u delu posvećenom Pan-evropskom planu razvoja, gde je za svaki od projekata napravljena po jedna lična karta. Ako bi se pogledala lična karta koja se odnosi na Centralno-balkanski koridor, koji se u ovom planskom paketu vodi pod brojem 342 [9], moglo bi se doći do značajnog broja saznanja o ovom projektu, poput toga da se ovaj projekat smatra jednim od ključnih za razmenu energije između istočnih i zapadnih delova regiona Jugoistočne Evrope, te da će blagovremena izgradnja internih sekcija u Srbiji doprineti kako sigurnosti snabdevanja potrošača u centralnoj Srbiji, tako i nesmetanoj evakuaciji energije proizvedene u varijabilnim obnovljivim izvorima čije se priključenje očekuje u Južnom Banatu i Braničevskom regionu. Pored pozitivnog uticaja na zelenu tranziciju regiona, projekat će u velikoj meri doprineti integraciji tržišta električne energije i smanjivanju razlika cena u susednim sistemima. Uz ovo, predviđa se i da će projekat imati pozitivan uticaj na opštu dobrobit evropskog društva, te da će povećanje prekograničnog kapaciteta koje će biti obezbeđeno njime predstavljati adekvatan odgovor na potrebe prikazane na Slikama 1 i 2. Više o očekivanim pozitivnim efektima će biti rečeno u narednim poglavljima.

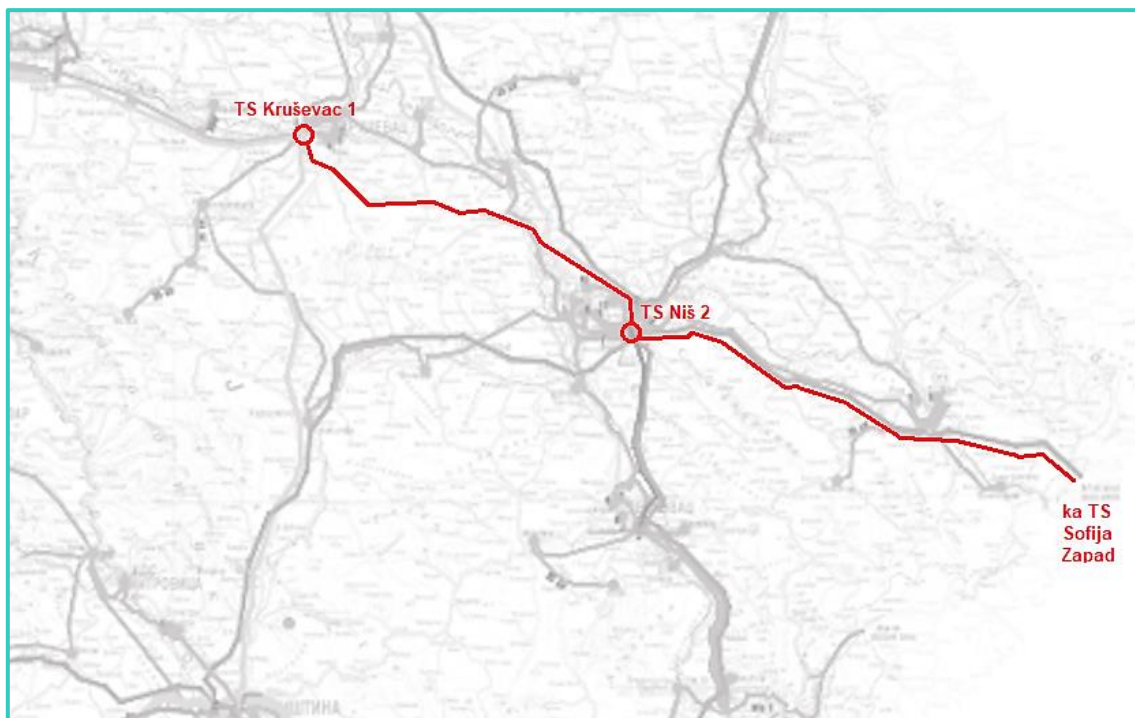
3 VARIJANTNA REŠENJA CENTRALNO-BALKANSKOG KORIDORA

U skladu sa temom rada, ovde bi se trebalo vratiti na to da je za Centralno-balkanski koridor u toku druge polovine 2024. godine i prvog kvartala 2025. godine obavljena kompletna Prethodna studija izvodljivosti, finansijski podržana od strane *WBIF* investicionog okvira. Treba naglasiti i to da je međunarodni značaj ovog projekta o kome je reči bilo na kraju prethodnog poglavlja još jedanput potvrđen i time što su od strane ovog međunarodnog fonda dobijena bespovratna sredstva namenjena striktno izrađivanju predmetne studije. Kao glavni cilj studije je na samom njenom početku postavljen odabir boljeg varijantnog rešenja prema kome se može nastaviti sa procesom realizacije ovog projekta. Kako bi se ova varijantna rešenja razumela što jasnije, ovde bi trebalo napomenuti da se Centralno-balkanski koridor sastoji iz više sekcija, datih u nastavku:

- gradnja dvosistemskog 400 kV dalekovoda TS Jagodina 4 – TS Požarevac 3 (uz gradnju nove TS Požarevac 3 i raspleta 400 kV dalekovoda oko nje);
- gradnja interkonektivnog 400 kV dalekovoda između Srbije i Bugarske;
- gradnja 400 kV dalekovoda TS Kraljevo 3 – TS Kruševac 1 – 400 kV postrojenje koje se nalazi južno od Kruševca (uz podizanje TS Kruševac 1 na 400 kV naponski nivo);
- gradnja 400 kV dalekovoda TS Kraljevo 3 – RP Požega – lokacija Vardište, pri čemu bi se vod od budućeg RP Požega do Vardišta gradio kao dvosistemski sa opremanjem oba sistema provodnika kako bi se kod Vardišta mogao, po principu „ulaz-izlaz“, spojiti na IV sekciju Transbalkanskog koridora, to jest, na dvosistemski interkonektivni vod kojim će biti spojene TS Bajina Bašta (Srbija), TS Pljevlja 2 (Crna Gora) i TS Višegrad (BiH).

Iz priloženog spiska sekcija se može zaključiti u kojoj će meri izgradnja Centralno-balkanskog koridora doprineti sigurnosti, stabilnosti i bezbednosti rada sistema Srbije, pri čemu bi se ovaj zaključak mogao učiniti još jasnijim ako bi se uzelo u obzir to da će deo koridora od Kruševca ka zapadu zapravo poslužiti za zamenu dotrajale 220 kV infrastrukture novom infrastrukturom 400 kV naponskog nivoa. Takođe, mora se uzeti u obzir i to da će povezivanje voda od budućeg RP Požega na IV sekciju Transbalkanskog koridora zapravo poslužiti i za ojačavanje veze RHE Bistrica sa ostatkom prenosnog sistema Srbije nakon završetka njene gradnje i priključenja, što će biti veoma važno za rad sistema u decenijama koje dolaze. Prva navedena sekcija, tj. gradnja novog voda od TS Jagodina 4 do TS Požarevac 3, predstavlja ključnu investiciju kojom će biti olakšan plasman energije iz najavljenih obnovljivih izvora energije na teritoriji Južnog Banata i Braničevskog regiona, te je doneta odluka da ta sekcija bude prva na kojoj će se raditi. Ona je proglašena prvom fazom koridora, tako da je rok za njenu izgradnju postavljen na 2030. godinu. Ostale sekcije predstavljaju drugu fazu projekta, a njihov završetak se očekuje u 2034. godini.

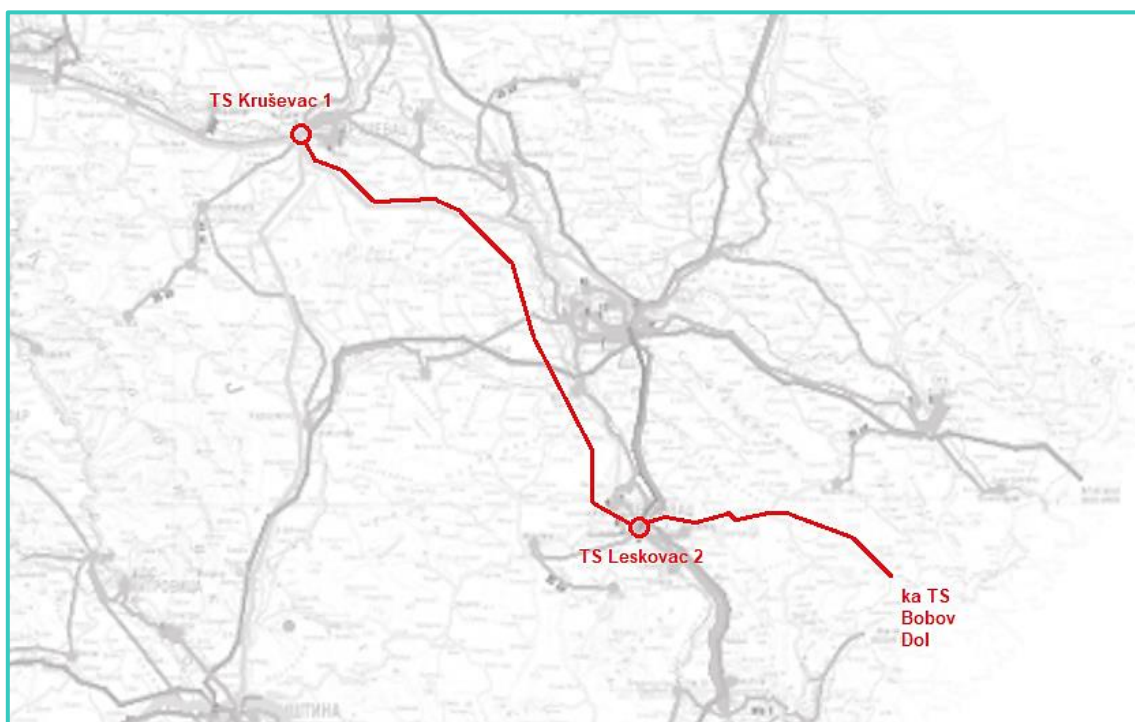
Ukoliko bi se dati spisak sekcija analizirao malo pažljivije, zaključilo bi se da su u njemu dve stvari ostale nerazjašnjene. Prvo je to od koje do koje transformatorske stanice bi bio izgrađen novi interkonektivni dalekovod između Srbije i Bugarske. Drugo je to do kog bi se postrojenja protezao 400 kV vod koji bi krenuo od TS Kruševac 1 i bio usmeren ka jugu. Upravo tu i leže varijantna rešenja između kojih je trebalo napraviti selekciju u sklopu Prethodne studije za ovaj koridor. Prvo varijantno rešenje koje je posmatrano bi podrazumevalo to da se interkonektivni vod gradi od TS Niš 2 do TS Sofija Zapad, čime bi se faktički duplirala postojeća veza između te dve transformatorske stanice. Pošto je za preostali interni dalekovod postavljeno jednostavno pravilo po kome bi se TS Kruševac 1 povezala direktno sa polaznom tačkom interkonektivnog dalekovoda, ova varijanta je podrazumevala izgradnju novog internog dalekovoda od TS Niš 2 do TS Kruševac 1. Uprošćeni prikaz predmetne opcije može se videti na mapi datoj na Slici 3.



Slika 3: Varijantna rešenja za Centralno-balkanski koridor – opcija 1.

Ovo rešenje je predstavljalo logičan prvi predlog za realizaciju predmetnih sekcija, pošto bi se vod između TS Kruševac 1 do TS Niš 2 protezao trasom postojećeg 220 kV dalekovoda kojim su ove dve transformatorske stanice povezane, dok bi novi interkonektivni dalekovod bio vođen uz postojeći dalekovod između ista dva postrojenja. Ipak, nakon što je ovaj predlog iznet, počete su diskusije između EMS a.d. i ESO EAD (bugarskog operatora prenosnog sistema), pri čemu se došlo do zaključka da bi moglo biti od koristi da se razmotri i alternativna opcija. Naime, sa strane EMS a.d. je naglašeno to da bi kroz Centralno-balkanski koridor pogodno bilo sagledati i rešenje problema primećenog u Planu razvoja prenosnog sistema Srbije za period od 2023. do 2032. godine [10], gde su pri simulacijama ispada 400 kV voda od TS Niš 2 do TS Leskovac 2 dobijana velika preopterećenja 110 kV dalekovoda između Niša i Leskovca. Kako bi se ovakvi problemi mogli otkloniti, zaključeno je da bi bilo dobro pojačati vezu između TS Leskovac 2 i ostatka prenosnog sistema Srbije. Pored toga, od strane ESO EAD je naznačeno da se u sistemu Bugarske očekuje priključenje velikih kapaciteta obnovljivih izvora energije, uz napomenu da se priključenje značajnog broja fotonaponskih elektrana očekuje u regionu južno od trase voda između TS Niš 2 i TS Sofija Zapad. U skladu sa time, od strane bugarskog operatora je rečeno da bi povoljno sa aspekta priključenja tih obnovljivih izvora bilo planiranje novog dalekovoda koji bi prolazio bliže regionu u kome su ove elektrane najavljene. Na samom kraju, u EMS a.d. se došlo i do zaključka da bi novi vod bilo povoljno voditi u blizini Niša, ali bez uvođenja u TS Niš 2. Naime, u planovima EMS a.d. se odavno nalazi nova transformatorska stanica 400/110 kV koja bi bila locirana u severnim delovima Niša, pri čemu će dinamika gradnje ovog objekta biti definisana u skladu sa potrebama potrošača u Nišu. Ukoliko bi se novi 400 kV vod završio u TS Niš 2, tada bi i nova transformatorska stanica u koju bi taj vod bio uveden prema principu „ulaz-izlaz“ bila direktno povezana na TS Niš 2, tako da bi u slučaju većih havarija moglo doći i do simultanog ispada oba postrojenja. Time bi sigurnost napajanja potrošnje u Nišu mogla da bude ugrožena. Ako bi se izbeglo završavanje voda u TS Niš 2, onda bi nova transformatorska stanica (i dalje povezana na taj novi vod) predstavljala nezavisni izvor napajanja potrošača od TS Niš 2, što će svakako doprineti povećanju pouzdanosti napajanja konzuma lociranog u Nišu.

U skladu sa datim razmatranjima, doneta je odluka da se predvidi i alternativna opcija, shodno kojoj bi TS Kruševac 1 bila direktno vezana na TS Leskovac 2. Istovremeno, ovom varijantom bi se sagledala i izmenjena opcija za novi interkonektivni vod, pri čemu bi se taj vod protezao od TS Leskovac 2 u Srbiji prema TS Bobov Dol u Bugarskoj (uz potencijalno uvođenje voda u TS Červena Mogila, takođe u Bugarskoj). Ova varijanta je proglašena za povoljniju sa aspekta oba operatora sistema čiji bi sistemi bili povezani, ali je za konačan sud o tome prema kojoj je od dve opcije bilje nastaviti projekat ipak morala doneti studija. Provizorni prikaz druge opcije se može videti na mapi na Slici 4, u sličnom formatu koji je za prvu opciju korišćen na Slici 3.



Slika 4: Varijantna rešenja za Centralno-balkanski koridor – opcija 2.

Naravno, na ovom mestu je potrebno podsetiti na to da su ove slike čisto ilustrativne prirode i da se, shodno tome, ne mogu smatrati indikatorima konačnih trasa dalekovoda čija će izgradnja biti realizovana u sklopu Centralno-balkanskog koridora. Nakon predstavlja varijantnih rešenja, može se preći i na opis metodologije prema kojoj je rađeno njihovo poređenje i konačan odabir.

4 METODOLOGIJA ZA KOMPARACIJU VARIJANTNIH REŠENJA

Kao što je i naglašeno na kraju prethodnog odeljka, ovo poglavlje će biti posvećeno tome da se ukratko opiše metodologija koja je korišćena za poređenje predstavljenih varijantnih rešenja za gradnju Centralno-balkanskog koridora za prenos električne energije. Ono što je ovde potrebno naglasiti je to da je ovo, kao i kod svake studije ovog tipa, predstavljalo veoma težan zadatak u kome je bilo potrebno uključiti veliki broj faktora koji potencijalno mogu uticati na mogućnost gradnje dalekovoda. Primera radi, to što bi neka opcija sa čisto tehničke strane bila povoljnija od druge opcije ne bi značilo ništa ako bi se naknadno ispostavilo da trasa kojom bi dalekovod obuhvaćen tom opcijom morao proći bila nepristupačna, što bi značajno otežalo gradnju voda i dovelo do povećanih troškova i odlaganja realizacije. Da bi se to izbeglo, kreiran je princip po kome je analiza smatrana višekriterijumskom, pri čemu je svakom od faktora koji bi uticali na izbor varijante trebalo pripisati odgovarajući opseg vrednosti i težinski činilac koji mu pripada. Usvojeni iznosi ovih parametara se mogu videti u Tabeli 1, datoj na početku naredne stranice.

Tabela 1: Težinski faktori korišćeni pri višekriterijumskoj analizi.

br.	Faktori u analizi	Težinski faktor [0,1]	Rezultat procene [0,10]	Konačan rezultat [0,10]
I – nemonetizovani benefiti (maksimalno 15)		/	/	/
1	Smanjenje emisija CO ₂	0,9		
2	Uticaj na integraciju obnovljivih izvora energije	0,9		
3	Smanjenje emisija ostalih GHG gasova	0,9		
II – monetizovani benefiti (maksimalno 30)		/	/	/
1	Ukupna ulaganja u projekat	0,9		
2	Uticaj na društvenu dobrobit	0,8		
3	Smanjenje sistemskih gubitaka	0,7		
III – procena lokacije i trase (maksimalno 30)		/	/	/
1	Dužina trase	0,6		
2	Dostupnost parcela (ukrštanja i prepreke)	0,6		
3	Klimatski parametri	0,4		
4	Dostupnost parcela (prostorni planovi)	0,8		
IV – uticaj na životnu sredinu (maksimalno 15)		/	/	/
1	Postojanje zaštićenih zona	0,8		
V – društveni elementi (maksimalno 10)		/	/	/
1	Blizina naseljenih mesta	0,8		
2	Postojanje kulturnog i arheloškog nasleđa	0,6		
Ukupan rezultat (maksimalno 100)		/	/	/

Odavde je jasno da je, prilikom izrade predmetne komparativne analize, vođeno računa da se u njoj zaista obuhvati što više faktora koji bi potencijalno mogli postati relevantni u nekoj od faza realizacije ovog koridora. Svaka od pet grupa faktora učestvuje u finalnom zbiru sa maksimalno onoliko bodova koliko je u tabeli naznačeno uz njen naziv. Veća vrednost konačnog zbira ovde ukazuje na to da je neka varijanta povoljnija sa aspekta sistema od druge analizirane varijante.

5 DOBIJENI REZULTATI

Nakon što su od strane konsultanata izrađene odgovarajuće analize, i jednoj, i drugoj opciji su dodeljene odgovarajući iznosi za svaku od grupa parametara koje su navedene u Tabeli 1. Potom su za obe razmatrane opcije sračunati konačni zbrovi, da bi, na kraju postupka, opcija za koju je dobijen veći konačni zbir bila odabrana kao optimalna i kao ona prema kojoj bi trebalo da se planira nastavak aktivnosti na realizaciji projekta. U ovom poglavlju će biti predstavljeni iznosi nekih od indikatora uz čiju pomoć je sprovedena evaluacija.

Ovde bi trebalo obratiti pažnju na to da vrednosti koje će biti prikazane ovde odgovaraju četvrtoj koloni iz Tabele 1, tako da leže u opsegu od 0 do 10, gde iznos od 10 odgovara najboljem uticaju na sistem, dok vrednost od 0 odgovara najlošijem uticaju analiziranog varijantnog rešenja sa tačke gledišta sistema Srbije.

Što se tiče daljeg postupka, treba pojasniti da su, nakon što je po svakom kriterijumu opcijama pripisana neka vrednost, te vrednosti množene težinskim faktorima iz treće kolone Tabele 1. Na kraju je suma ovakvih proizvoda za faktore iz iste kategorije normalizovana kako bi se svela na maksimalnu vrednost prikazanu u Tabeli 1 uz naziv svake od kategorija parametara. Naravno, iz Tabele 1 se može videti da je za neke od kategorija dodeljivanje težinskih faktora možda bilo i suvišno (posebno se misli na četvrtu kategoriju u kojoj se nalazi samo jedan indikator), ali je i za njih doneta odluka da se težinski faktori ostave u analizama kako u svrhe doslednosti, tako i u cilju omogućavanja poređenja međusobne važnosti težinskih faktora iz različitih kategorija.

Primeru radi, monetizovani i nemonetizovani benefiti iz Tabele 1 izračunavani su tako što su za obe analizirane opcije kreirani odgovarajući tržišni i mrežni simulacioni modeli, nakon čega su vrednosti ovih indikatora računane u skladu sa zvaničnom *CBA* metodologijom, već pomenutom u Poglavlju 2 ovog rada. Kao vremenski horizont za koji su modeli pravljani je ovde posmatrana 2030. godina. Tržišni modeli su korišćeni kako bi se izračunali pozitivni efekti projekta prema jednom delu ovih kriterijuma (svi benefiti iz prve dve kategorije, izuzev smanjenja sistemskih gubitaka i ukupnih ulaganja u projekat), kao i za definisanje snaga kojima bi elektrane trebalo da rade i snaga razmena energije sa susednim sistemima u mrežnim modelima. Mrežni modeli su potom iskorišćeni za računanje varijacija sistemskih gubitaka u odabranim karakterističnim režimima rada sistema. Ocene koje su davane prema kriterijumima koji su zavisili od proračuna urađenih na odgovarajućem skupu simulacionih modela mogu se videti u Tabeli 2, u nastavku.

Tabela 2: Vrednosti indikatora dobijenih iz simulacionih modela.

Oznaka	Faktori u analizi	Opcija 1	Opcija 2
B1	Uticaj na društvenu dobrobit	1	1
B2	Smanjenje emisija CO ₂	8	8
B3	Uticaj na integraciju obnovljivih izvora energije	9	9
B4	Smanjenje emisija ostalih GHG gasova	8	8
B5	Smanjenje sistemskih gubitaka	8	9

Trebalo bi napomenuti i da su ovde kao oznake analiziranih indikatora korišćene oznake od B1 do B5. Ove oznake su preuzete direktno iz *CBA* metodologije ENTSO-E asocijacije. Takođe, treba reći i to da se kao indikator B4 ovde pominje smanjenje emisije ostalih GHG gasova. Tu se pod pojmom GHG podrazumevaju gasovi čija emisija u atmosferu dovodi do pojave efekta staklene bašte. Može se uvideti da su za sve indikatore koji su zavisili od tržišnih modela obema varijantama date identične vrednosti. Ovo ima veze sa time što je dobijeno da su, iz perspektive povećanja prenosnih kapaciteta na granicama, obe varijante gotovo identične, u skladu sa čime je dobijeno da je i njihov uticaj sa aspekta tržišta električne energije takođe skoro pa isti. Ipak, kako je opcija 2 pokazala nešto veće smanjenje gubitaka električne energije u prenosu (razlika između varijanti je procenjena na preko 10 GWh na godišnjem nivou), to je upravo toj varijanti data blaga prednost sa tačke gledišta indikatora koji su određivani na osnovu rađenih simulacija.

Naredni set parametara koji je posmatran prilikom selekcije optimalnog varijantnog rešenja za gradnju Centralno-balkanskog koridora odnosio se na procene lokacije i trase, i to prevashodno iz perspektive pristupačnosti predložene trase i karakteristika reljefa duž predložene trase. Ovi parametri, čiji su iznosi prikazani u Tabeli 3, svrstavani su u treću kategoriju iz Tabele 1, te se može videti da je suma njihovih skaliranih vrednosti svođena na maksimalnu vrednost od 30.

Tabela 3: Vrednosti indikatora iz treće definisane kategorije.

Br.	Faktori u analizi	Opcija 1	Opcija 2
1	Dužina predložene trase voda	3	6
2	Dostupnost parcela (ukrštanja i prepreke)	2	2
3	Klimatski parametri	6	5
4	Dostupnost parcela (prostorni planovi)	3	5

Na prvom mestu bi ovde bilo potrebno istaći to da je dužina predložene trase dalekovoda koji bi bili građeni ukoliko bi bila odabrana druga varijanta bila nešto kraća od dužine koja bi bila pripisana prvoj varijanti. Konkretno, u prvom slučaju bi dužina trase dalekovoda kroz teritoriju Srbije bila oko 165 km, dok bi u slučaju izbora druge opcije ova dužina pala na 150 km. Zbog ovakve razlike je drugoj varijanti i data prednost sa ovog aspekta. Ovo se direktno odrazilo i na troškove koje bi realizacija svakog rešenja zahtevala, tako da je za drugu varijantu dobijeno da je jeftinija od prve za približno 12%. Evidentno je da ovo predstavlja značajnu uštedu, tako da je, po kriterijumu potrebnih ulaganja iz druge kategorije, prvoj varijanti data ocena 5, dok je za drugu varijantu stavljena ocena 6. Što se tiče klimatskih parametara, ovde je prvoj varijanti data blaga prednost zato što bi u drugoj predloženoj varijanti jedan deo trase voda prelazio po delu terena na nadmorskoj visini većoj od 1000 m. Ovo podrazumeva i nešto teže klimatske uslove, što je dovelo do malo manje vrednosti predmetnog indikatora. Konačno, sa aspekta dostupnosti parcela na osnovu prostornih planova, prednost je data drugoj varijanti. Ovo je pre svega tako zato što je širenje TS Niš 2 gotovo pa neizvodljivo, dok je proširenje TS Leskovac 2 i uvođenje voda u tu transformatorsku stanicu ne samo moguće, već i dosta jednostavno. Konačno, postoje i indikatori koji su se odnosili na zaštitu životne sredine i na socijalne aspekte, to jest, indikatori iz četvrte i pete kategorije date u Tabeli 1. Ocene prema ovim indikatorima navedene su u Tabeli 4, pri čemu treba napomenuti da su i ove ocene, a i ocene iz Tabele 3, dodeljivane nakon poseta regionima kroz koje bi trase trebalo da prođu i pregledanja relevantne prostorne dokumentacije.

Tabela 4: Vrednosti indikatora iz četvrte i pete definisane kategorije.

Br.	Faktori u analizi	Opcija 1	Opcija 2
1	Postojanje zaštićenih zona	6	5
2	Blizina naseljenih mesta	8	10
3	Postojanje kulturnog i arheloškog nasleđa	10	10

Odavde se može videti da je prema kriterijumu postojanja zaštićenih zona blaga prednost data prvoj opciji, ali uz napomenu da bi se ocena druge opcije takođe mogla povećati ukoliko bi se trasa koja je analizirana u ovoj studiji izmenila tako da prolazi kroz manji broj zaštićenih zona.

Po kriterijumu blizine naseljenih mesta, nešto veća prednost je data drugoj analiziranoj opciji, za šta razlog leži u tome što bi uvođenje predmetnih dalekovoda u TS Niš 2 podrazumevalo to da njihove trase prolaze makar u blizini naseljenih mesta, ako ne i kroz sama naseljena mesta. Kako je poznato da ovo može uzrokovati brojne poteškoće koje variraju od težeg pribavljanja potrebnih dozvola za izvođenje radova, pa sve do otvorenih sabotaza, odlučeno je da se drugoj opciji ovde da veća vrednost izabranog indikatora. Konačno, sa aspekta kulturnog i arheološkog nasleđa, ni za jednu od dve varijante nisu viđeni ikakvi problemi, pa im je dodeljen maksimalan skor. Time je kompletirano ocenjivanje varijantnih rešenja prema pojedinačnim kriterijumima.

Kada su vrednosti svakog pojedinačnog indikatora sračunate za svaku od posmatranih varijanti, moglo se preći i na izračunavanje finalnog skora za obe predložene opcije. Ovo je rađeno tako što su, nakon normalizacije i svođenja na odgovarajuće maksimalne nivoe, ocene oba rešenja za svih pet grupa kriterijuma sabrane. Rezultati dobijeni na ovaj način su prikazani u Tabeli 5.

Tabela 5: Finalno ocenjivanje varijantnih rešenja.

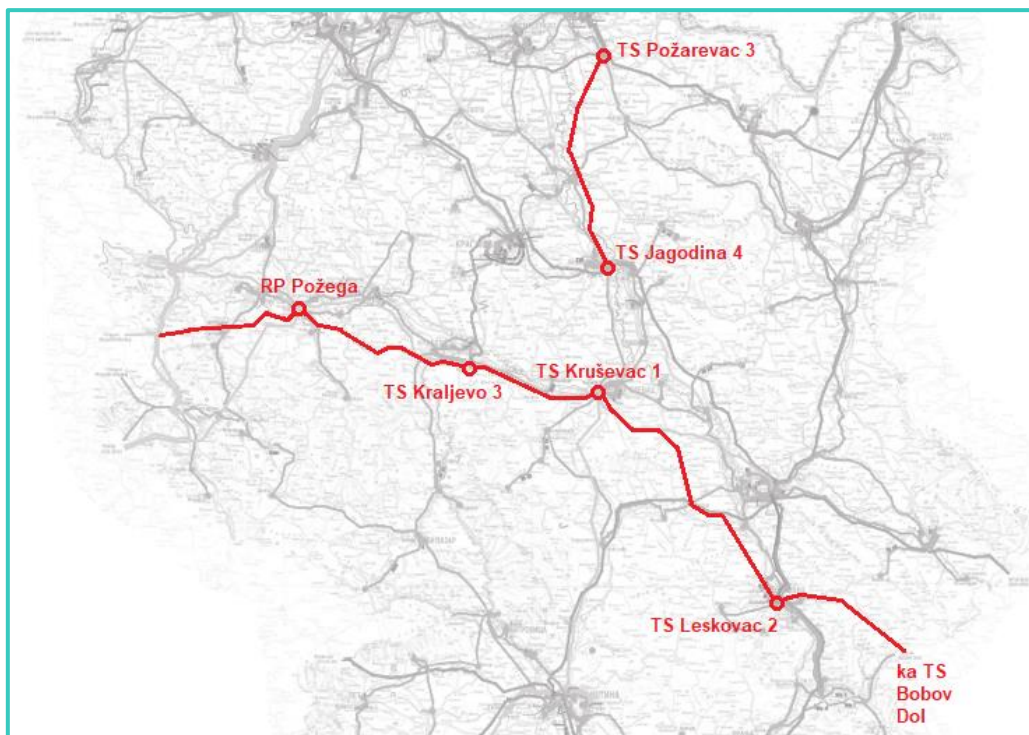
Posmatrana opcija	Ukupan skor
Opcija 1	53,73
Opcija 2	59,13

Odavde se, napokon, može videti to da je finalni skor druge opcije bio nezanemarljivo veći od finalnog skora prve opcije, tako da je ovo rešenje ono koje je kroz konačnu verziju ove studije predloženo za realizaciju. U skladu sa time, upravo će obim projekta koji je definisan drugom razmatranom varijantom biti iskorišćen kada ovaj projekat bude prijavljivan za potrebe novog Pan-evropskog plana razvoja prenosnog sistema, čije se objavljivanje planira za 2026. godinu.

6 ZAKLJUČAK

U radu su ukratko predstavljeni zaključci i rezultati do kojih se došlo u okviru Prethodne studije izvodljivosti koja je urađena za Centralno-balkanski koridor za prenos električne energije. Ova studija je rađena u periodu od aprila 2024. godine do aprila 2025. godine. Osnovni cilj studije bilo je određivanje varijantnog rešenja shodno kome bi trebalo nastaviti sa realizacijom projekta gradnje ovog koridora. Kako bi se ovo moglo uraditi, sprovedene su odgovarajuće analize, kao i pregledi postojećih dokumenata i stanja na terenu, nakon čega je odabrano optimalno rešenje. Obuhvat Centralno-balkanskog koridora, određen po rezultatima studije, prikazan je na Slici 5.

Naravno, kako čitavo razmatranje ne bi ostalo u striktno teorijskom domenu, na ovom mestu je potrebno napomenuti i to da je EMS a.d. već otpočeo sa pripremnim aktivnostima za izgradnju prve faze ovog koridora, to jest, novog dvosistemskeg 400 kV dalekovoda kojim će se povezati postojeća TS Jagodina 4 i buduća TS Požarevac 3. Uz to, u prvu fazu ulazi i izgradnja 400 kV postrojenja u TS Požarevac 3, kao i uvođenje oba 400 kV dalekovoda koja sa južne strane sada ulaze u RP Drmno u ovo novo postrojenje po principu „ulaz-izlaz“. Ovakvim blagovremenim delovanjem će se obezbediti to da se sa realizacijom ove faze i završi onda kada je i planirano, odnosno 2030. godine. Nakon toga će se sa obe strane granice pristupiti i realizaciji preostalih sekcija ovog koridora u skladu sa odabranim varijantnim rešenjem.



Slika 5: Odabrani obuhvat Centralno-balkanskog koridora za prenos električne energije.

Još jedanput treba podsetiti na to da je upravo rešenje koje je odabrano kroz razmatranu studiju ono koje je na početku bilo proglašeno kao povoljnije iz perspektive oba zainteresovana operatora, što dodatno potvrđuje pouzdanost izvučenih zaključaka i opravdava optimizam da će ovaj projekat, nakon završetka, zaista predstavljati jedan veoma bitan garant fleksibilnosti i stabilnosti sistema ne samo u dve države između kojih će se novi vodovi protezati, već i u čitavom regionu Jugoistočne Evrope.

7 LITERATURA

- [1] Q. Hassan, et al., *The renewable energy role in the global energy Transformations*; Renewable Energy Focus, vol. 48, 2024, 100545, ISSN 1775-0084. doi: 10.1016/j.ref.2024.100545.
- [2] I.A. Nassar i M.M. Abdella, *Impact of replacing thermal power plants by renewable energy on the power system*; Thermal Science and Engineering Progress, vol. 5, 2018, pp. 506-515, ISSN 2451-9049. doi: 10.1016/j.tsep.2018.02.002.
- [3] Z. Xiang, X. Yang, S. Zhang, L. Xu i W. Xu, *Evaluating and Dispatching Flexibility in Power System with High-Penetration New Energy*; 2023 International Conference on Power System Technology (PowerCon 2023), Jinan, Kina, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/PowerCon58120.2023.10331172.
- [4] J. Heckenbergerova, P. Musilek i J. Marek, *Analysis of wind speed and power time series preceding wind ramp events*; 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, Brno-Bystrc, Češka, 2014, pp. 279-283, doi: 10.1109/EPE.2014.6839490.
- [5] ENTSO-E asocijacija, *Identification of the System Needs Study Methodology*; 2024, dokument dostupan na stranici: <https://www.entsoe.eu/outlooks/tyndp/2024>, pristupljeno u aprilu 2025.

- [6] ENTSO-E asocijacija, *Study Explorer – System Needs*; 2024, platforma javno dostupna na stranici <https://www.entsoe.eu/outlooks/tyndp/2024>, pristupljeno u aprilu 2025.
- [7] V. Ristić, N. Vučinić, S. Bošković, I. Trkulja, M. Žikić i D. Ristić, *Panonski koridor – od potrebe do projekta*; CIGRE Srbija 2023, Zlatibor, Srbija, 2023, pp. 1025-1037. doi: 10.46793/CIGRE36.1025R.
- [8] ENTSO-E asocijacija, *4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*; 2024, dokument javno dostupan na sledećoj internet stranici: <https://www.entsoe.eu/news>, pristupljeno u aprilu 2025.
- [9] ENTSO-E asocijacija, *Project Sheets for TYNDP 2024 – Project 342*; 2024, dostupno na adresi: <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map>, pristupljeno u aprilu 2025.
- [10] EMS a.d., *Plan razvoja prenosnog sistema za period od 2023. do 2032. godine*; 2023, dokument dostupan na adresi: <https://ems.rs/planovi-razvoja>, pristupljeno u aprilu 2025.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.04)**C1.04****ОПТИМИЗАЦИЈА СТРУКТУРЕ ХИБРИДНЕ ВЕТАР-СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ ЗА
БОЉЕ ИСКОРИШЋЕЊЕ РАСПОЛОЖИВОГ КАПАЦИТЕТА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ У
ТАЧКИ ПРИКЉУЧЕЊА****OPTIMIZING THE STRUCTURE OF A HYBRID WIND-SOLAR POWER PLANT FOR
BETTER UTILIZATION OF THE APPROVED TRANSMISSION NETWORK
CONNECTION CAPACITY****Бојана Шкрбић, Кристина Лазовић, Ђорђе Лазовић, Жељко Ђуришић***

Кратак садржај: Ветроелектране (ВЕ) и фотонапонске електране (ФНЕ) карактерише релативно мали просечни годишњи фактор искоришћења капацитета, па је потребна значајно већа инсталисана снага ових извора у односу на снагу термоелектрана које се гасе у процесу декарбонизације производње електричне енергије. Са друге стране, преносна мрежа мора бити димензионисана према максималној снази коју електране инјектирају у електроенергетски систем. Из тог разлога, масовно прикључење ВЕ и ФНЕ захтева нове капацитете у преносном систему (далеководе, разводна постројења и трансформаторске станице) који ће омогућити евакуацију снаге производње ових извора.

Због малог фактора искоришћења капацитета обновљивих извора енергије (ОИЕ), преносни капацитети су недовољно искоришћени што доводи до повећања трошкова изградње ОИЕ, а тиме и већих цена електричне енергије коју производе ови извори. Слабо оптерећени високонапонски водови доводе до вишкова генерисања реактивне снаге, што узрокује појаву превисоких напона у преносној мрежи који угрожавају поузданост рада система. Изградња преносне мреже има битан негативан утицај на животну средину, пре свега због простора који заузимају коридори високонапонских далекова, али и због опасности од високих напона и акустичког и електромагнетског загађења.

Због комплементарности временских дијаграма производње ових извора погодна је развијати хибридне електране, односно интегрисане соларне и ветроелектране које имају јединствену тачку прикључења на преносну мрежу. Овакви објекти се, и у техничком и у регулаторном погледу, могу третирати и анализирати као једна електрана чији временски профил производње одговара збирној снази производње ФН система и ветроагрегата. Овакве електране карактерише релативно мали број сати у којима ће се јављати снаге инјектирања које су једнаке збиру инсталисаних снага ветроагрегата и ФН система због тога што је мала вероватноћа појаве јаких ветрова при високим инсолацијама. Ова чињеница омогућава оптимизацију захтеване одобрене снаге инјектирања у тачки прикључења, тако да она може бити значајно мања од збирне инсталисане снаге на инверторским прикључцима ФН система и ветроагрегата. На овај начин се постиже значајно боље искоришћење инфраструктуре преносне мреже у односу на независан рад ФНЕ и ВЕ.

* Бојана Шкрбић, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, bskrbic@etf.bg.ac.rs
Кристина Лазовић, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, kristinadz@etf.bg.ac.rs
Ђорђе Лазовић, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, lazovic@etf.bg.ac.rs
Жељко Ђуришић, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, djurisic@etf.bg.ac.rs

Актуелна регулатива захтева од нових ОИЕ да инсталирају балансне капацитете чија инсталисана снага и енергетски капацитет зависе од одобрене снаге у тачки прикључења електране на преносну мрежу [1]. Изградњом хибридних ветар-соларних електрана може се смањити захтевана одобрена снага прикључења, а тиме и захтевани балансни капацитет електране што додатно смањује специфичне трошкове изградње електране.

У овом раду је развијен модел за оптимизацију инсталисаних снага ВЕ и ФНЕ за задати ниво одобрене снаге у тачки прикључења на преносну мрежу којом се постиже да је, за одређени ниво неискоришћене енергије електране, укупна годишња енергија коју електрана предаје у мрежу максимална.

Кључне речи: *хибридна електрана, капацитет за прикључење, ветроелектрана, фотонапонска електрана, оптимизација*

Abstract: Wind power plants (WPP) and photovoltaic power plants (PVPP) have a relatively small average annual capacity factor (CF), so they require significantly larger installed power in comparison to thermal power plants which are phasing out in the process of decarbonizing electricity generation. On the other hand, transmission network (TN) needs to be dimensioned based on the maximal power a power plant (PP) injects into the electric power system (EPS). For this reason, massive WPP's and PVPP's connection requires new transmission capacities (transmission lines, switching stations and transformer stations) which will enable evacuation of their generating power.

Due to the small CF of renewable energy sources (RES), transmission capacities are underutilized, which increases RES development costs, and thereby the price of the electrical energy generated by these sources also increases. The underloaded high voltage transmission lines bring surpluses in generated reactive power, which causes the emergence of overvoltages in transmission network and jeopardize system reliability. The development of TN has significant negative influence on the environment, first of all due to the space occupied by the corridors of high voltage transmission lines, but also due to the high voltage hazard and acoustic and electromagnetic pollution.

The complementarity of time profiles of these sources makes them suitable for the development of hybrid PPs, i.e. the integrated solar and WPPs which have a single point of connection (POC) to the TN. Such objects can be, both in technical and regulatory aspects, treated as a single PP which time generation profile corresponds to the sum of generating powers of PV systems and wind generators. These PPs have a relatively small number of hours during which the injected powers equal to the sum of installed powers of PV systems and wind generators occur because the probability of occurrence of strong winds at the same time as high insulations is small. This fact enables us to optimize the required injection power approved for the POC to significantly smaller value than the sum of installed powers on inverter terminals of photovoltaic systems and wind generators. This way utilization of TN infrastructure can be significantly improved in comparison to the independent operation of PVPP and WPP.

The current regulation requires new RES PPs to install the balancing capacities which installed power and energy capacity depend on the approved power at the POC of the PP to the TN [1]. The development of hybrid wind-solar PPs can reduce the required approved connection power, and thereby the also the required balancing capacity of the PP which reduces specific costs of the PP development.

In this paper, a model for optimizing the installed powers of WPP and PVPP for the given value approved power at the POC to the TN in order to achieve, for certain level of unused energy of the PP, the maximal total annual energy the PP injects into the network.

Keywords: *hybrid power plant, connection capacity, wind power plant, photovoltaic power plant, optimization*

1 УВОД

Развој ОИЕ који захтева енергетска транзиција предвиђа да је потребно да се на глобалном нивоу у просеку годишње инсталира више од 700 ГW капацитета ФНЕ и ВЕ [2]. Без обзира на сазревање технологија и последично опадање цена због којих се сваке године инсталирају све веће количине капацитета ОИЕ [3], брзина развоја ОИЕ није довољна. Интересовање инвеститора је значајно веће него што то показују реализовани пројекти. На глобалном нивоу оператори преносних система (ОПС) се суочавају са нагомилавањем захтева за прикључење, а укупни капацитет захтева који чекају на евалуацију чак превазилази неколико пута укупну инсталисану снагу постојећих електрана у системима на које се прикључују [4], [5]. Међутим, међу поднетим захтевима за прикључење чак до 80% пројеката буде повучено након евалуације, односно након што је изразом студије прикључења откривено да су трошкови прикључења на мрежу сувише високи [4].

Суштински разлог за недовољну брзину развоја варијабилних ОИЕ је што замена конвенционалних електрана варијабилним ОИЕ захтева велико проширење капацитета преносне мреже која је пројектована за централизоване конвенционалне изворе [4], [6], [7]. Ветроелектране и ФНЕ имају интермитентну производњу која се не може планирати и нижи фактор искоришћења капацитета од термоелектрана, што значи да им је за пласман исте количине енергије у мрежу потребан већи капацитет за пренос енергије. Због тога замена дела капацитета термоелектрана електранама на сунце и ветар доводи до загушења постојеће мрежне инфраструктуре у сатима вршне производње [8], тј. до појаве да оптерећања водова и трансформатора достижу термичку границу ових елемената због чега ОИЕ не могу да пласирају целокупну расположиву енергију и раде са губитком дела расположиве производње. Загушења се првенствено отклањају оперативним ограничењима рада ОИЕ [8], а уколико на овај начин узроковани губици енергије доводе до тога да електрана није исплатива, потребно је изградити прикључак и недостајућу инфраструктуру веће инсталисане снаге. На овај начин инвеститор за исту инсталисану снагу електране остварује већи приход од продаје електричне енергије али уз веће трошкове прикључења. Међутим, развој великих капацитета електрана на ОИЕ у одређеном географском подручју доводи до загушења дела мреже у околини тачака њиховог прикључења што захтева развој преносне мреже и повећава трошкове приступа преносном систему за све кориснике. Загушења ће бити израженија уколико се у неком региону форсира изградња само ветроелектрана или само фотонапонских електрана, јер се њихове производње у великој мери сабирају због великог фактора једновремености производње, што је последица једновремености примарног енергетна (на пример ветар у Банату).

Проширење преносне мреже за потребе развоја ОИЕ доводи до тога да су елементи система већину времена подоптерећени. Слабо оптерећени високонапонски водови доводе до вишкова генерисања реактивне снаге, што узрокује појаву превисоких напона у преносној мрежи који угрожавају поузданост рада система и доводи до повећаних губитака и акустичких загађења услед короне на високонапонским далеководима. Изградња преносне мреже има битан негативан утицај на животну средину, пре свега због простора који заузимају коридори високонапонских далековада, али и због опасности од високих напона и акустичког и електромагнетског загађења. Стога је главни изазов декарбонизације ЕЕС-а како са што већим степеном искоришћења постојеће мрежне инфраструктуре интегрисати ОИЕ на начин да развој ОИЕ буде профитабилан за инвеститоре. Један од механизма за остваривање овог циља је развој хибридних ветар-соларних електрана [9]. Хибридну ветар-соларну електрану чине ВЕ и ФНЕ које се на мрежу повезују преко заједничког прикључка (исте тачке прикључења). Уколико су специфични профили производње ВЕ и ФНЕ на одређеној локацији комплементарни на одговарајући начин, онда хибридна електрана у поређењу са засебном ВЕ или ФНЕ на тој локацији може исту количину енергије да преда ЕЕС-у са значајно мањом вредношћу максималне снаге, односно може да постигне значајно већи фактор искоришћења капацитета места прикључења. На овај начин хибридна електрана постиже уштеде пре свега у трошковима прикључења и градње недостајуће инфраструктуре, трошковима изградње заједничких водова и трансформатора преко којих се ветроагрегати и ФН панели повезују на прикључак, али

потенцијално користи и заједничке управљачке системе за ВЕ и ФНЕ, што такође смањује укупне трошкове изградње електране. Поред бољег искоришћења капацитета за пренос енергије и уштеда у трошковима оператора преносног система [10], хибридна електрана заузима мањи простор него да су исти капацитети ВЕ и ФНЕ изграђени засебно. Посебно је погодно проширење постојеће ВЕ у хибридную ветар-соларну електрану, као и интеграција батеријских складишта [11], [12], [13] којом се може додатно смањити вршна снага инјектирања и повећати профитабилност електране кроз обезбеђивање додатних прихода преко тржишта енергије, тржишта капацитета и тржишта помоћних услуга.

Из овога је јасно да постоји потреба да се идентификују најпогодније локације за развој хибридних ветар-соларних електрана. Бенефити који могу да се постигну хибридизацијом ВЕ и ФНЕ зависе од комплементарности временских профила расположивости ресурса сунца и ветра. Комплементарност ресурса представља особину једног ресурса да је више расположив у тренуцима када се расположивост другог ресурса смањује и зависно од контекста иста два профила ресурса могу бити мање или више комплементарни. За анализу бенефита хибридизације електрана у контексту што бољег искоришћења капацитета за пренос електричне енергије, битна је комплементарност ресурса на истој локацији у погледу постизања константног профила производње, док је за минимизацију захтева ЕЕС-а за флексибилношћу битна просторна и временска комплементарност ресурса у погледу постизања укупног профила производње ОИЕ који је што приближнији профилу потрошње у ЕЕС-у [14], [15]. У том контексту, фактор искоришћења капацитета места прикључења израчунат за цео период експлоатације представља квантификатор комплементарности ресурса на истој локацији у погледу постизања константног профила производње. Већи фактор искоришћења капацитета места прикључења значи да је средња снага производње електране ближа вредности одобрене снаге, односно профил инјектиране снаге електране је приближнији константном профилу чија је снага једнака одобреној снази.

Преглед литературе показује да је ова тема актуелна и да је утицај комплементарности ресурса на избор тачке прикључења хибридне електране анализиран на различите начине. У [16] је на основу анализе временских профила дефинисан индекс погодности локације за развој хибридне електране одређене структуре на основу којег се за конкретну електрану формира мапа погодних локација. У [17] су коришћени Пирсонов, Спирманов и Кандалов коефицијент корелације за евалуацију комплементарности специфичних профила производње ВЕ и ФНЕ, дефинисан је индекс стабилности који описује варијабилност сатних вредности фактора искоришћења капацитета и анализиран је њихов међусобни однос за фиксне вредности одобрене снаге и инсталисане снаге ФНЕ за велики број локација широм САД-а, а варирана је инсталисана снага ВЕ, као и утицај на тзв. фактор вредности који представља меру прихода који електрана остварује на тржишту. У [18] је такође анализирана веза између Пирсоновог коефицијента корелације и фактора искоришћења капацитета и идентификоване су погодне локације за развој хибридних електрана у Португалу. Радови [16], [17], [18] дају индикаторе о томе да ли за неку локацију уопште има основа разматрати изградњу хибридне електране или не, односно да ли је за конкретну структуру капацитета боље да буде изграђена на једној или на другој локацији, али величине којима је измерена погодност неке локације није доведена у експлицитну везу са структуром капацитета која је оптимална за ту локацију према неком критеријуму.

У овом раду изложена је методологија за целокупну анализу могућих структура капацитета хибридних ветар-соларних електрана на одређеној локацији са аспекта компромиса између искоришћења капацитета преносног система у тачки прикључења и губитака расположиве енергије производње електрана услед лимитирања снаге производње на вредност одобрене снаге на месту прикључења. Методологија се заснива на графичкој методи, која према сазнањима аутора, није досад примењивана у ове сврхе. Предложеном методологијом се за одређену локацију одређује оптимална структура капацитета ВЕ и ФНЕ у хибридној електрани којом се постиже максимални фактор искоришћења капацитета места прикључења за одређени ниво релативних губитака расположиве енергије електране услед лимитирања снаге

производње на вредност одобрене снаге места прикључења. На овај начин се за претпостављени удео губитака услед лимитирања снаге производње постиже минимизација потребне одобрене снаге прикључења која је сразмерна трошковима прикључења и инфраструктуре преко које се укупна производња ветрогенератора и ФН панела преноси до места прикључења. Овом методологијом су анализирани реални ресурси сунца и ветра у два региона у Србији и потенцијал за развој хибридних електрана. Резултати предложене методологије пружају важан увид у погледу регионалног усмеравања инвестиција у нове капацитете ОИЕ за инвеститоре, оператора преносног система и стратешко планирање изградње ОИЕ.

2 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА АНАЛИЗУ СТРУКТУРЕ КАПАЦИТЕТА ХИБРИДНЕ ВЕТАР-СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ СА АСПЕКТА ИСКОРИШЋЕЊА КАПАЦИТЕТА ТАЧКЕ ПРИКЉУЧЕЊА

Структура капацитета хибридне ветар-соларне електране сагледана је преко следећих квантитативних показатеља са циљем одређивања инсталисаних снага њених ветроагрегата и соларних панела који, за одређени ниво неискоришћене енергије електране услед лимитирања снаге производње на вредност одобрене снаге на месту прикључења, предају у мрежу највећу могућу укупну годишњу енергију. За потребе ове анализе дефинисане су следећи математички показатељи:

- Фактор искоришћења капацитета тачке прикључења, CF_{MP} :

$$CF_{MP} (\%) = \frac{W_g^{max} - W_n}{P_{MP} N_h} \cdot 100, \quad (1)$$

- Удео расположиве енергије електране која није искоришћена услед лимитирања снаге производње на вредност одобрене снаге на месту прикључења у укупној расположивој производњи електране, u :

$$u (\%) = \frac{W_n}{W_g^{max}} \cdot 100, \quad (2)$$

У изразима (1)–(2) је W_g^{max} максимална расположива енергија производње, односно енергија коју би произвела хибридна електрана када не би било ограничења по снази инјектирања у тачки прикључења, W_n укупна неискоришћена расположива енергија производње, односно енергија која неће бити произведена због лимитирања снаге инјектирања у тачки прикључења, P_{nom} инсталисана снага електране, која представља збирну инсталисану снагу ФН панела и ветроагрегата, P_{MP} одобрена снага на месту прикључења електране на мрежу, која уједно представља и максималну прихватљиву снагу инјектирања хибридне електране, а N_h је број сати у посматраном експлоатационом периоду. Величине W_g^{max} и W_n израчунате су за вишегодишњи период који добро описује климатске услове на посматраној локацији.

За ову анализу је коришћена графичка метода. На заједничком графику нацртане су следеће криве:

$$f(P_{nom_pu}^{VE}, P_{nomDC_pu}^{FNE}) = (W_{g_pu}^{max} - W_{n_pu}) \cdot 100 = CF_{MP}^*, \quad (3)$$

$$h(P_{nom_pu}^{VE}, P_{nomDC_pu}^{FNE}) = \frac{W_{n_pu}}{W_{g_pu}^{max}} \cdot 100 = u^*, \quad (4)$$

$$W_{g_pu}^{max} = \frac{W_g^{max}}{P_{MP} N_h}, \quad (5)$$

$$W_{n_pu} = \frac{W_n}{P_{MP} N_h}, \quad (6)$$

где CF_{MP}^* и u^* представљају фиксне вредности за CF_{MP} и u које су од интереса за анализу, а $P_{nom_pu}^{VE}$ и $P_{nomDC_pu}^{FNE}$ су редом инсталисане снаге ВЕ и ФНЕ изражене у односу на одобрену снагу на месту прикључења, тако да инсталисана снага ВЕ или ФНЕ од 1 р.ј. значи да је инсталисана снага ВЕ или ФНЕ једнака одобреној снази на месту прикључења. Важно је имати у виду да овде $P_{nomDC_pu}^{FNE}$ представља DC инсталисану снагу ФНЕ, односно инсталисану снагу ФН панела у ФНЕ. При изградњи ФНЕ обично се узима да је инсталисана снага инвертора 15–30 % мања од инсталисане снаге ФН панела, што се оправдава чињеницом да се производња ФН панела изнад 80% називне снаге ретко дешава. С обзиром на то да однос називне снаге инвертора и називне снаге ФН панела није стандардизован, у овом раду је као референтна називна снага узета DC снага ФН панела. Овакав приступ је коректан и у погледу поређења са ВЕ код које је такође претпостављено да раде моду максималне расположиве снаге турбине (power mode 0).

Губици расположиве енергије електране се јављају због ограничења активне снаге електране на вредност одобрене снаге на месту прикључења, па се њихова вредност у релативним јединицама, W_{n_pu} , израчунава на следећи начин:

$$W_{n_pu} = \sum_k (P_{OIE_pu}(t_k) - 1) \cdot 1h, \text{ за } P_{OIE_pu}(t_k) > 1 \text{ р.ј.}, \quad (7)$$

$$P_{OIE_pu}(t_k) = \frac{P_{OIE}(t_k)}{P_{MP}}, \quad (8)$$

што описује чињеницу да одобрена снага електране није већа од максималне активне снаге електране. У (8) $P_{OIE}(t_k)$ је расположива снага производње хибридне електране у k -том сату на месту прикључења на преносни систем када не би било ограничења у погледу одобрене снаге.

Са аспекта максималног искоришћења расположивих ресурса уз уважавање ограничења по одобреној снази, оптимално је да снага производње електране не прелази вредност одобрене снаге на месту прикључења, а да се у мрежу пласира највећа могућа количина енергије. Фактор искоришћења капацитета такве електране је највећи могући за дату технологију електране. Међутим, из економских разлога оправдано је да се инсталисани капацитети генератора у електрани повећају у односу на одобрену снагу. На тај начин се већа количина енергије пласира у мрежу, али се део расположиве производње електране неће искористити услед ограничавања снаге инјектирања на вредност одобрене снаге на месту прикључења. То значи да фактор искоришћења капацитета тачке прикључења расте, док фактор искоришћења капацитета електране опада. Односи између ових величина анализирани су у наредном одељку за репрезентативне, коинцидентне регионалне профиле ресурса сунца и ветра у Србији применом графика зависности инсталисаног капацитета ФНЕ од инсталисаног капацитета ВЕ у истом региону који одговарају константним вредностима за CF_{MP} и u . Профили ресурса сунца и ветра се односе на 2017. и 2018. г. за које су подаци били расположиви.

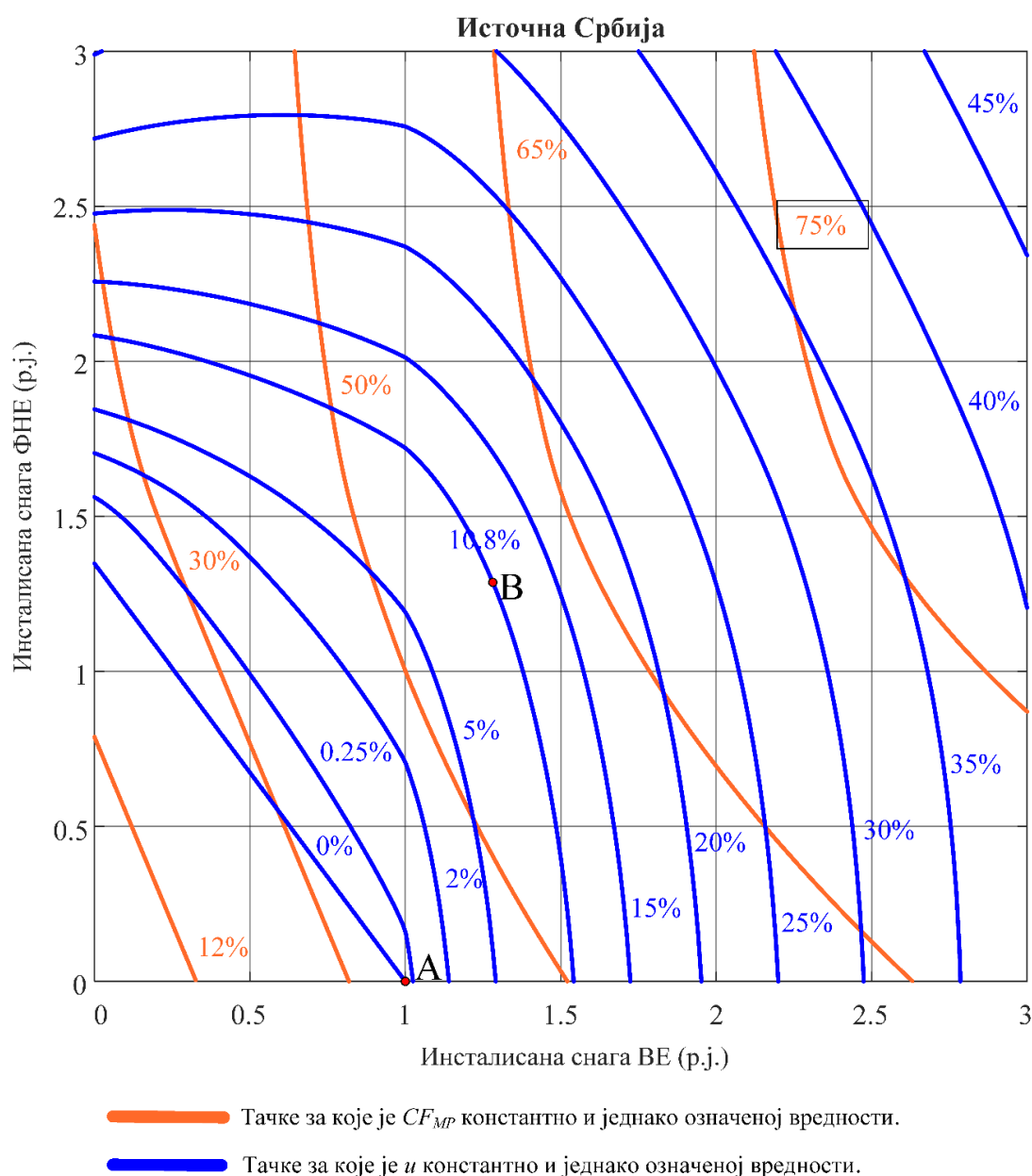
3 ОПТИМАЛНА СТРУКТУРА КАПАЦИТЕТА ХИБРИДНЕ ВЕТАР-СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ У РАЗЛИЧИТИМ РЕГИОНИМА У СРБИЈИ

На Слици 1 и Слици 2 приказана је веза између инсталисаних капацитета ФНЕ и ВЕ које су део хибридне електране у региону источне Србије и региону јужне и централне Србије и одређених нивоа релативних губитака енергије услед ограничења по одобреној снази у тачки прикључења и фактора искоришћања капацитета места прикључења. Ови резултати показују да хибридне електране са различитим структурама капацитета ветроагрегата и ФН панела могу да постигну исту вредност фактора искоришћења капацитета места прикључења (линије означене наранџастом бојом на Слици 1 и Слици 2), али уз различит ниво релативних губитака расположиве енергије услед ограничења по одобреној снази у тачки прикључења. Са датих дијаграма се директно читавају показатељи за хибридную електрану одређене структуре, односно директно се читава структура капацитета за хибридную електрану са одређеним вредностима показатеља CF_{MP} и u . Нпр. у региону јужне и централне Србије електрана са карактеристикама $CF_{MP} = 45\%$, $u = 2.1867\%$ има $P_{nom_pu}^{VE} = 0.9249$ r.j., $P_{nomDC_pu}^{FNE} = 1.0109$ r.j. Формирани дијаграми садрже одговоре на следећа питања:

1. Каква је веза између одобрених снага електрана које имају исти релативни ниво губитака расположиве енергије услед лимитирања снаге производње на вредност одобрене снаге на месту прикључења $h(P_{nom_pu}^{VE}, P_{nomDC_pu}^{FNE}) = u^*$?
2. Која структура капацитета је оптимална за хибридную електрану са релативним нивоом губитака расположиве енергије услед лимитирања снаге производње на вредност одобрене снаге на месту прикључења $h(P_{nom_pu}^{VE}, P_{nomDC_pu}^{FNE}) = u^*$?
3. У односу на ВЕ на одређеној локацији која има релативни ниво губитака услед лимитирања производње једнак u^* , какве су карактеристике хибридне електране која има релативне губитке u^* и максимални могући фактор искоришћења места прикључења? Какав је однос између одобрених снага ВЕ и еквивалентне хибридне електране која производи исту количину енергије са истим нивоом губитака?

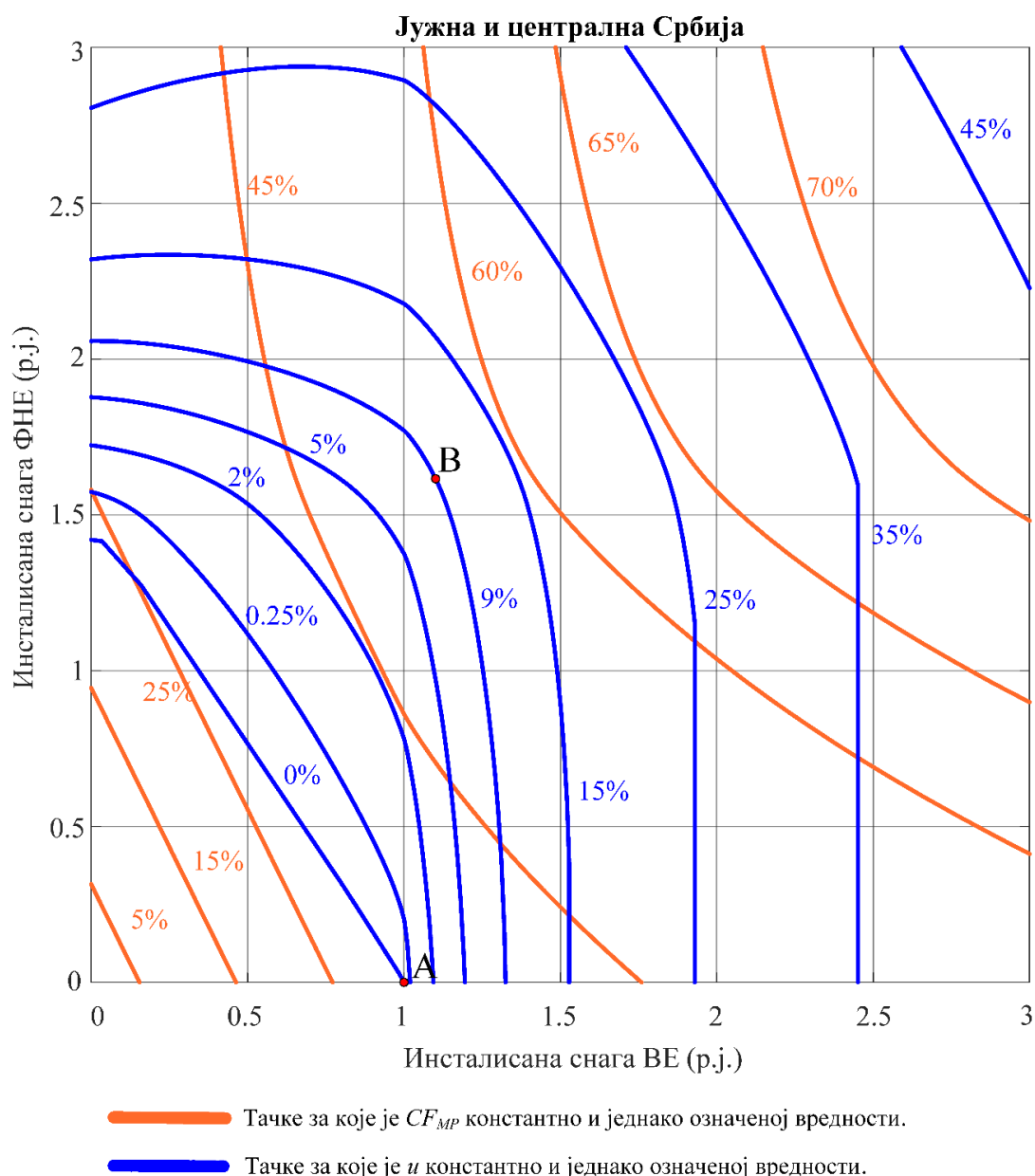
Дијаграми приказују и тачке које представљају конфигурације које нису од практичног интереса. То су електране за које је максимална снага производње мања од 1 p.j., тј. мања од одобрене снаге места прикључења и ове тачке су ограничене плавом линијом која описује криву $h(P_{nom_pu}^{VE}, P_{nomDC_pu}^{FNE}) = 0\%$. На овој линији се налази тачка А означена на Слици 1 и Слици 2 која представља електрану са максималним фактором искоришћења капацитета која радећи без лимитирања снаге постиже највећи могући фактор искоришћења капацитета места прикључења. Занимљиво је да плаве криве x-осу на Слици 2 секу под правим углом из разлога што додавањем соларних панела ветроелектрани не долази нужно до повећања губитака услед лимитирања снаге јер је због комплементарности њихових профила производње потребно да инсталисана снага додатих панела буде довољно велика да би у неким новим сатима укупна снага производње електране превазишла вредност одобрене снаге. Пресек криве $h(P_{nom_pu}^{VE}, P_{nomDC_pu}^{FNE}) = 0\%$ са у-осом на Слици 1 и Слици 2 се односи на максималну инсталисану снагу ФНЕ (без ВЕ) при којој неће доћи до лимитирања снаге производње због ограничења по одобреној снази ни у једном сату. Ова снага је значајно већа од 1 p.j. из разлога што је у прорачунима коришћена инсталисана DC снага ФН панела.

Бенефити комплементарности ресурса огледају се у томе што је за исти ниво релативних губитака расположиве енергије, колокацијом ВЕ и ФНЕ иза заједничког прикључка могуће постићи већи фактор искоришћења капацитета места прикључења него засебном ВЕ или ФНЕ. То показују плаве и наранџасте криве на Слици 1 и Слици 2. У регионима где је



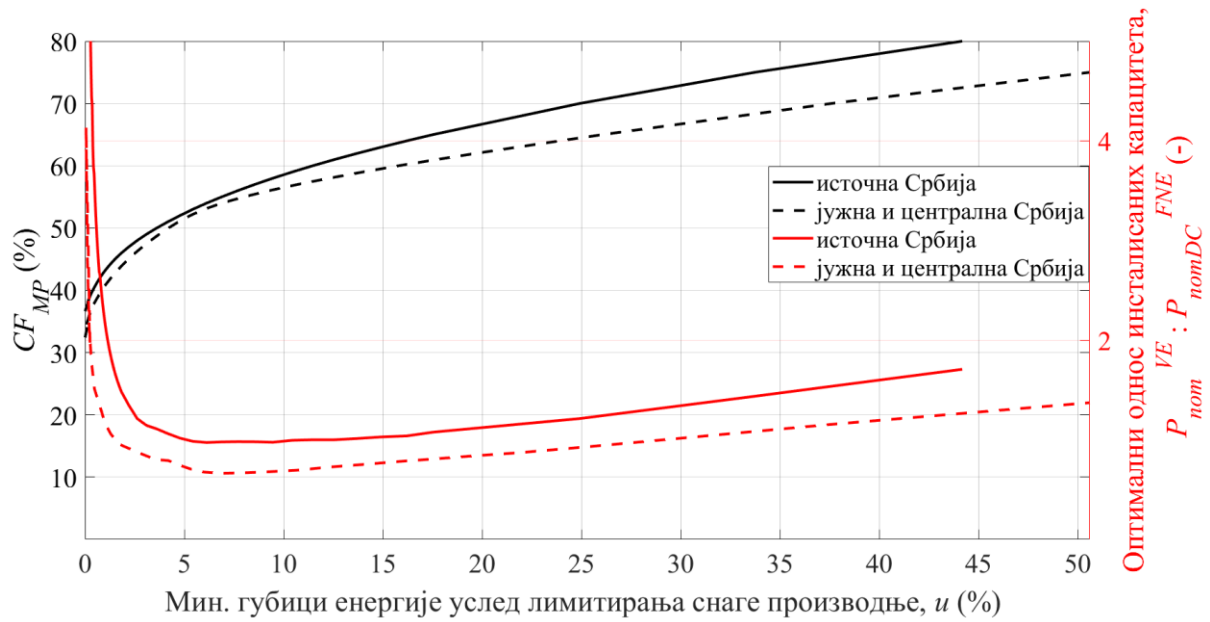
Слика 1: Утицај структуре капацитета хибридне електране у источној Србији на CF_{MP} и релативни ниво губитака расположиве енергије услед лимитирања снаге производње

комплементарност профила производње ФНЕ и ВЕ већа, ове криве имају већу закривљеност, што значи да тачке које припадају истој плавој линији одликује већи дијапазон вредности показатеља CF_{MP} , односно постиже се веће повећање фактора искоришћења капацитета у тачкама (x, y) за које је $x \neq 0$ и $y \neq 0$ у односу на тачке $(x, 0)$ и $(0, y)$. Тачка на плавој кривој којој одговара највећа вредност показатеља CF_{MP} је тачка у којој наранџаста крива тангира плаву. Фактор искоришћења капацитета уједно квантификује и варијабилност профила, будући да већи пласман енергије у односу на капацитет тачке прикључења значи да снага током времена прави мања одступања од вредности P_{MP} . На Слици 3 приказане су максималне вредности фактора искоришћења капацитета места прикључења које хибридне електране могу да постигну радећи са одређеним нивоом релативних губитака услед лимитирања снаге



Слика 2: Утицај структуре капацитета хибридне електране у јужној и централној Србији на CF_{MP} и релативни ниво губитака расположиве енергије услед лимитирања снаге производње

производње на вредност одобрене снаге уколико имају оптималан однос између инсталисаних капацитета ветроагрегата и ФН панела, који је такође приказан на Слици 3. Слика 3 уједно представља и минималне нивое релативних губитака услед лимитирања снаге производње на вредност одобрене снаге са којима је неопходно да електрана ради како би постигла одређени фактор искоришћења капацитета места прикључења. Због бољег потенцијала енергије ветра у региону источне Србије, ВЕ у овом региону имају нешто бољи фактор искоришћења капацитета од ВЕ у јужној и централној Србији. Хибридизацијом електрана у оба региона може се постићи значајно већи фактор искоришћења прикључне тачке. На основу резултата приказаних на Слици 3, може се закључити да је за исти процентуални губитак годишње производње, хибридне електране у источној Србији остварују већи фактор искоришћења прикључне тачке у односу на електране у јужној и централној Србији. Ипак, релативно побољшање фактора капацитета прикључне тачке кроз хибридизацију електрана се може боље постићи за регион јужне и централне Србије, што је приказано у наставку.



Слика 3: Оптимална структура хибридних електрана у анализираним регионима којом се одређени фактор искоришћења капацитета места прикључења постиже са минималним губицима енергије услед лимитирања снаге производње

За електране 1 и 2 које одговарају двема тачкама на плавој кривој које одликује исти релативни ниво губитака расположиве производње услед лимитирања снаге производње, u^* , важи:

$$W_{n1} = \frac{u^*}{100} W_{g1}^{max}, \quad (10)$$

$$W_{n2} = \frac{u^*}{100} W_{g2}^{max}, \quad (11)$$

$$CF_{MP1}(\%) = \frac{\left(1 - \frac{u^*}{100}\right) W_{g1}^{max}}{P_{MP1} N_h} \cdot 100, \quad (12)$$

$$CF_{MP2}(\%) = \frac{\left(1 - \frac{u^*}{100}\right) W_{g2}^{max}}{P_{MP2} N_h} \cdot 100. \quad (13)$$

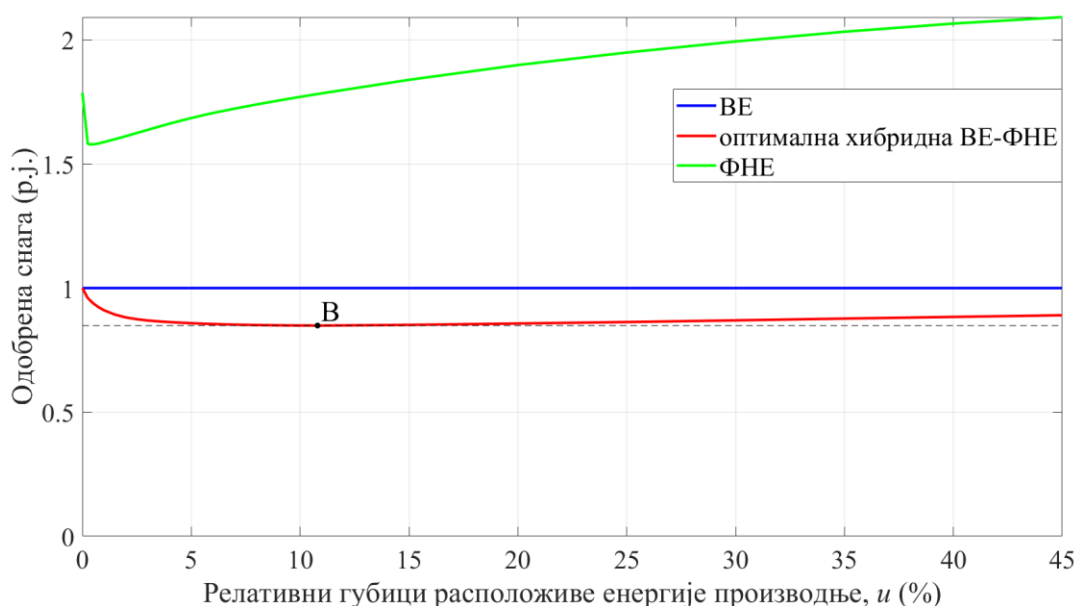
Из (12) и (13) следи да је:

$$\frac{CF_{MP1}}{CF_{MP2}} = \frac{W_{g1}^{max}}{W_{g2}^{max}} \frac{P_{MP2}}{P_{MP1}}. \quad (14)$$

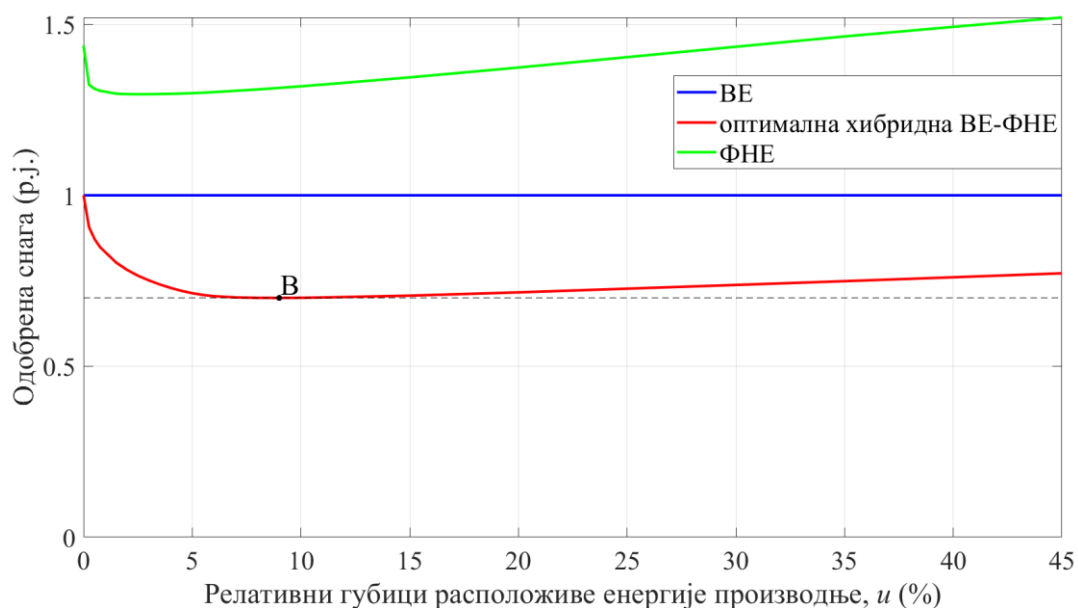
Из (14) се закључује да ако две електране имају исту количину укупне расположиве енергије производње и исти ниво релативних губитака расположиве енергије производње (што значи да предају и исту количину енергије мрежи), онда важи следећи однос између њихових одобрених снага:

$$\frac{CF_{MP1}}{CF_{MP2}} = \frac{P_{MP2}}{P_{MP1}}. \quad (15)$$

Овај закључак је искоришћен за одређивање оптималне структуре хибридне електране у региону источне Србија која са максималним могућим фактором искоришћења капацитета места прикључења ради са релативним нивоом губитака услед лимитирања снаге производње u и предаје исту количину енергије у мрежу као и ВЕ у том региону која такође ради са нивоом релативних губитака услед лимитирања снаге производње u . Узимајући различите вредности за релативни ниво губитака услед лимитирања снаге производње u формиране су криве на Слици 4 које приказују максимално смањење одобрене снаге у односу на одобрену снагу ВЕ које је могуће постићи изградњом хибридне електране оптималне структуре. На истој слици је приказана и одобрена снага ФНЕ у источној Србији која такође ради са нивоом релативних губитака услед лимитирања снаге производње u и пласира у мрежу исту количину енергије као и ВЕ. Аналогно су формиране криве на Слици 5 за електране у јужној и централној Србији.



Слика 4: Релативни однос одобрених снага електрана у источној Србији која мрежи предају исту укупну количину енергије уз исти релативни ниво губитака расположиве производње



Слика 5: Релативни однос одобрених снага електрана у јужној и централној Србији које мрежи предају исту укупну количину енергије уз исти релативни ниво губитака расположиве производње

Будући да хибридна електрана у јужној и централној Србији постиже веће релативне уштеде у потребној одобреној снази у односу на засебне ВЕ и ФНЕ него што је то случај са електранама у источној Србији, то значи да су јужној и централној Србији профили специфичне производње ВЕ и ФНЕ више комплементарни него што су профили специфичне производње ВЕ и ФНЕ у региону источне Србије. Тачка В на Слици 4 означава електрану која има оптималне следеће параметре: $P_{nom}^{VE} : P_{MP}$ и $P_{nomDC}^{FNE} : P_{MP}$ са аспекта постизања највећих релативних уштеда у потребној одобреној снази у односу на засебне ВЕ и ФНЕ. Будући да је одобрена снага прикључења сразмерна трошковима везаним за градњу прикључка, недостајуће инфраструктуре мреже и инфраструктуре електране преко које су њени генератори повезани на тачку прикључења на мрежу, ова електрана је оптималне структуре са аспекта релативних уштеда у трошковима везаним за поменућу инфраструктуру у односу на засебне ВЕ и ФНЕ. За источну Србију, тачка В одговара кривама $u = 10.8\%$ и $CF_{MP} = 0.8549$ p.j. Структура електране која одговара тачки В је: $P_{nom}^{VE} = 1.2813$ r.j, $P_{nomDC}^{FNE} = 1.2874$ r.j. Тачка В је означена и на Слици 1 и то је тачка у којој наранџаста крива са највећом вредношћу фактора искоришћења капацитета тангира плаву криву са вредношћу релативног нивоа губитака расположиве производње од 10.8%. Фактор искоришћења капацитета за ову тачку је 59.3552%. У Табели 1 упоређене су карактеристике ВЕ, ФНЕ и оптималне хибридне електране које одговарају тачки В са Сlike 1 и Сlike 4.

Табела 1: Поређење показатеља електрана у региону источне Србије које исту количину енергије предају мрежи са истим релативним нивоом губитака у случају за случају који одговара тачки В на Слици 1 и Слици 4

	ВЕ	ФНЕ која производи исту количину енергије као ВЕ	Оптимална хибридна електрана са истом одобреном снагом као и ВЕ	Оптимална хибридна електрана која производи исту количину енергије као и ВЕ
u (%)	10.8	10.8	10.8	10.8
CF_{MP} (%)	50.3931	28.2843	59.3552	59.3552
Фактор искоришћења капацитета електране (%)	32.6886	13.5715	23.1073	23.1073
$\frac{P_{nom}^{VE}}{P_{odobreno}}$ [r.j]	1.5416	0	1.2813	1.0878
$\frac{P_{nomDC}^{FNE}}{P_{odobreno}}$ [r.j]	0	3.7132	1.2874	1.0930
$P_{odobreno_pu}$ [r.j]	1	1.7817	1	0.8490
$P_{odobreno}$ [MW]	100	178.1664	100	84.9008
P_{nom}^{VE} [MW]	154.1612	0	108.7818	92.3567
P_{nomDC}^{FNE} [MW]	0	661.5590	109.3015	92.7979
Годишња расположива енергија производње [GWh]	4.9489	4.9489	5.8291	4.9489
Годишњи губици енергије расположиве производње [GWh]	0.5345	0.5345	0.6295	0.5345
Годишња енергија предата у мрежу [GWh]	4.4144	4.4144	5.1995	4.4144

За јужну и централну Србију, тачка В на Слици 2 одговара кривама $u = 9\%$ и $CF_{MP} = 0.6999$ р.ј, што значи да су у овом региону специфични профили производње ВЕ и ФНЕ више комплементарни. Оптимална хибридна електрана којом се постижу највеће уштеде у потребној одобреној снази у односу на засебне ВЕ и ФНЕ има структуру $P_{nom}^{VE} = 0.7707$ р.ј, $P_{nomDC}^{FNE} = 1.1309$ р.ј. Тачка В је означена и на Слици 2 и то је тачка у којој наранџаста крива са највећом вредношћу фактора искоришћења капацитета тангира плаву криву са вредношћу релативног нивоа губитака расположиве производње од 9%. Фактор искоришћења капацитета за ову тачку је 55.7936%. У Табели 2 упоређене су карактеристике ВЕ, ФНЕ и оптималне хибридне електране које одговарају тачки В са Сlike 2 и Сlike 5.

Табела 2: Поређење показатеља електрана у региону јужне и централне Србије које исту количину енергије предају мрежи са истим релативним нивоом губитака у случају за случају који одговара тачки В на Слици 2 и Слици 5

	ВЕ	ФНЕ која производи исту количину енергије као ВЕ	Оптимална хибридна електрана са истом одобреном снагом као и ВЕ	Оптимална хибридна електрана која производи исту количину енергије као и ВЕ
u (%)	9	9	9	9
CF_{MP} (%)	39.0499	29.7168	55.7936	55.7936
Фактор искоришћења капацитета електране (%)	29.4793	14.4412	20.5359	20.5359
$\frac{P_{nom}^{VE}}{P_{odobreno}}$ [р.ј]	1.3247	0	0.7707	0.7707
$\frac{P_{nomDC}^{FNE}}{P_{odobreno}}$ [р.ј]	0	2.7041	1.1309	1.1309
$P_{odobreno_pu}$ [р.ј]	1 р.ј.	1.3141	1 р.ј.	0.6999
$P_{odobreno}$ [MW]	100	131.41	100	69.99
P_{nom}^{VE} [MW]	132.47	0	77.07	53.9386
P_{nomDC}^{FNE} [MW]	0	355.3318	113.09	79.1507
Годишња расположива енергија производње [GWh]	3.7591	3.7591	5.3709	3.7591
Годишњи губици енергије расположиве производње [GWh]	0.3383	0.3383	0.4834	0.3383
Годишња енергија предата у мрежу [GWh]	3.4208	3.4208	4.8875	3.4208

Дакле, оптималном структуром хибридне електране за одређени ниво релативних губитака услед лимитирања снаге производње постиже се максимизација фактора искоришћења капацитета која доводи до највећег смањења потребне одобрене снаге прикључења. Смањењем одобрене снаге смањују се не само трошкови прикључка већ и трошкови инвестиција у елементе преко којих се генератори заједнички повезују на прикључак (водови и трансформатори који припадају електрани). Смањење одобрене снаге значи да је максимална снага коју електрана инјектира у систем мања, и као таква доприноси растерећењу преносних капацитета и одлагању проширења преносне мреже. Смањењем максималне снаге инјектирања смањују се и амплитуде варијација напона у мрежи, као и потребе за применом оперативних

ограничења. С друге стране, што је фактор искоришћења капацитета тачке прикључења већи, то снага коју електрана инјектира у мрежу има мања одступања од вредности одобрене снаге током времена. То значи да је мање варијабилна и као таква захтева мањи обим ангажовања флексибилних капацитета у систему ради њене акомодације са циљем одржавања равнотеже између снага производње и потрошње, што смањује оперативне трошкове ОПС-а.

Графици на Сликама 3–5 показују да се оптимална структура хибридне електране мало мења у некој околини тачке В, тј. постоји опсег вредности релативних губитака енергије услед лимитирања снаге за које је са приближно истим односом инсталираних капацитета ВЕ и ФНЕ могуће постићи највеће релативне уштеде у одобреној снази у поређењу са засебним ВЕ или ФНЕ. Ова структура капацитета је добра основа за планирање развоја ВЕ и ФНЕ у одређеном региону са аспекта максимизације искоришћења капацитета за пренос енергије и максимизације уштеда у трошковима везаним за изградњу инфраструктуре за пренос енергије.

Важно је напоменути да је овако оптимизована структура хибридне електране оптимална са аспекта искоришћења капацитета за пренос енергије, али није нужно економски оптимум из угла гледања инвеститора, мада се може рећи да није ни много далеко од тога с обзиром на то да је удео трошкова везаних за изградњу инфраструктуре за пренос енергије значајна компонента укупних трошкова електране због је велики број пројеката отказан. Економска оптимизација захтева значајно детаљнију анализу, пре свега инфраструктуре електране и заузећа простора, и мора да уважи све приходе и рашоде током животног века пројекта. Приход који електрана може да оствари на тржишту такође зависи од структуре капацитета, односно корелисаности збирног профила производње ФНЕ и ВЕ са профилем цене електричне енергије на тржишту и најбоље корелисан профил не одговара нужно овде анализираној оптималној структури. Међутим, без обзира на то што спроведена анализа не даје комплетну слику о исплативости електране, она јасно указује на значајне економске бенефите развоја хибридних електрана погодне структуре за инвеститора и преносни систем у целисти. Будући да су трошкови прикључења изузетно неизвесна компонента укупних трошкова која инвеститорима није позната пре израде студије прикључења, оваква анализа даје смернице како да се приликом планирања електране повећа вероватноћа да ће трошкови прикључења бити прихватљиви. У том случају би се смањило и трајање саме процедуре за прикључење, будући да би највероватније иницијални предлог инвеститора за одобрену снагу електране добио позитивну оцену. С обзиром на то да хибридна електрана располаже енергијом коју не може да пласира у мрежу и с обзиром на драстичан пад цена батерија, постоји основ за инвестицију у локални батеријски систем за складиштење вишкова енергије услед ограничења снаге инјектирања. Ова енергија би се могла користити за енергетску арбитражу и балансирање система. Оптимизација енергетског капацитета и инсталиране снаге уз уважавање начина експлоатације на дуговечност таквог батеријског система је важна тема за будућа истраживања.

4 ЗАКЉУЧАК

Резултати развијене методологије пружају важан увид и за инвеститоре и за оператора преносног система:

1. Предложена методологија даје инвеститорима подлогу за техно-економску анализу варијантних решења за ОИЕ на различитим локацијама и поређење потенцијалних уштеда (у трошковима прикључења, градње недостајуће инфраструктуре и градње инфраструктуре електране за повезивање генератора са местом прикључења) од колокације ових електрана иза заједничке тачке прикључења на мрежу. Формирани дијаграми, који доводе у везу фактор искоришћења капацитета места прикључења и релативни ниво губитака расположиве енергије електране услед ограничавања снаге инјектирања на вредност одобрене снаге за прикључење на мрежу, имају практичан значај јер указују на ниво смањења инфраструктурних трошкова које је могуће постићи погодним избором структуре капацитета на одређеној локацији и представљају основ за поређење различитих локација за изградњу ОИЕ у погледу бенефита колокације ФНЕ и

ВЕ иза заједничког прикључка на мрежу. Иако ови показатељи не дају потпуну слику о исплативости електрана, они јасно указују на потенцијал хибридних електрана као конкурентних решења појединачним ФНЕ и ВЕ и дају подлогу за даљу техно-економску анализу.

2. Предложена методологија идентификује регионе у којима постоји одговарајући ниво комплементарности ресурса која се може искористити за смањење трошкова градње мрежне инфраструктуре повезивањем ветроелектрана и фотонапонских електрана на мрежу преко заједничког прикључка тако да је однос њихових инсталираних капацитета што приближнији оптималном. Резултати дају информације у којим регионима би било погодно да ОПС прикључује ветроелектране и фотонапонске електране на мрежу преко заједничког прикључка и какав би однос капацитета био ВЕ и ФНЕ био најповољнији за одређени регион. На тај начин би се постигло смањење трошкова оператора преносног система кроз смањење инвестиција у проширење преносног система, као и кроз смањење оперативних трошкова ЕЕС-а услед смањења варијабилности укупне производње ОИЕ.

Резултати анализа спроведених у овом раду показују да се изградњом хибридних ветар-соларних електрана у ветровитим регионима у Србији може постићи фактор искоришћења капацитета прикључне тачке на преносну мрежу од близу 60% уз губитак енергије услед лимитирања од око 10% без коришћења локалних складишта енергије. Коришћење заједничке тачке прикључења за соларне електране и ветроелектране обезбеђује значајно боље искоришћење преносних капацитета, чиме се може обезбедити интеграција већег капацитета ОИЕ у постојећу преносну мрежу и одложити инвестиције у изградњу недостајуће инфраструктуре ради евакуације снаге из обновљивих извора. Изградња хибридних електрана може имати економску оправданост и за инвеститоре изградње ОИЕ, а резултати који су приказани у овом раду могу бити искоришћени као подлога за економске анализе оптималне структуре хибридних ветар-соларних електрана у одабраним регионима.

ЗАХВАЛНИЦА

Аутори захваљују Министарству науке, технолошког развоја и иновација Републике Србије за финансијску подршку под уговором са бројем: 451-03-137/2025-03/200103.

5 ЛИТЕРАТУРА

- [1] “Измене и допуне закона о коришћењу обновљивих извора електричне енергије Сл. гласник РС”, бр. 35/2023 (чланови 67а, 67б, 68б.).”
- [2] IEA, “Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector (4th revision),” Oct. 2021.
- [3] “IRENA (2025), Renewable capacity statistics 2025,” International Renewable Agency, Abu Dhabi, 2025.
- [4] W. Gorman *et al.*, “Grid connection barriers to renewable energy deployment in the United States,” *Joule*, vol. 9, no. 2, p. 101791, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.joule.2024.11.008.
- [5] “Grid access challenges for wind farms in Europe,” Wind Europe, Jun. 2024.
- [6] L. Herding, R. Cossent, M. Rivier, and S. Bañales, “Assessing the impact of renewable energy penetration and geographical allocation on transmission expansion cost: A comparative analysis of two large-scale systems,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 38, p. 101349, Jun. 2024, doi: 10.1016/j.segan.2024.101349.

- [7] S. Zapata, M. Castaneda, M. M. Herrera, and I. Dyner, "Investigating the concurrence of transmission grid expansion and the dissemination of renewables," *Energy*, vol. 276, p. 127571, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.127571.
- [8] P. McDonald, "Interrelationships of renewable energy zones in Queensland: localised effects on capacity value and congestion," *Economic Analysis and Policy*, vol. 81, pp. 818–833, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.eap.2024.01.005.
- [9] A. Street and P. Prescott, "On the regulatory and economic incentives for renewable hybrid power plants in Brazil," *Energy Economics*, vol. 140, p. 107989, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.eneco.2024.107989.
- [10] P. R. Brown, T. Williams, M. L. Brown, and C. Murphy, "System-cost-minimizing deployment of PV-wind hybrids in low-carbon U.S. power systems," *Applied Energy*, vol. 365, p. 123151, Jul. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123151.
- [11] J. M. González-Ramírez, Á. Arcos-Vargas, and F. Núñez, "Optimal sizing of hybrid wind-photovoltaic plants: A factorial analysis," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 57, p. 103155, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.seta.2023.103155.
- [12] P. P. Chinari, G. N. Psarros, and S. A. Papathanassiou, "Hybridization of wind farms with co-located PV and storage installations," *Renewable Energy*, vol. 240, p. 122057, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.renene.2024.122057.
- [13] J. P. Murcia Leon, H. Habbou, M. Friis-Møller, M. Gupta, R. Zhu, and K. Das, "HyDesign: a tool for sizing optimization of grid-connected hybrid power plants including wind, solar photovoltaic, and lithium-ion batteries," *Wind Energ. Sci.*, vol. 9, no. 4, pp. 759–776, Apr. 2024, doi: 10.5194/wes-9-759-2024.
- [14] Б. Шкрбић and Ж. Ђуришић, "Анализа оптималне структуре и просторне дисперзивности обновљивих извора енергије у процесу декарбонизације електроенергетског система Србије," presented at the 36. Саветовање CIGRE Србија 2023., Златибор, 2023, p. CTK Ц1-07.
- [15] B. Škrbić and Ž. Đurišić, "Novel Planning Methodology for Spatially Optimized RES Development Which Minimizes Flexibility Requirements for Their Integration into the Power System," *Energies*, vol. 16, p. 3251, 2023, doi: doi.org/10.3390/en16073251.
- [16] L. Frías-Paredes and M. Gastón-Romeo, "A new methodology to easy integrate complementarity criteria in the resource assessment process for hybrid power plants: Offshore wind and floating PV," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 26, p. 100938, Apr. 2025, doi: 10.1016/j.ecmx.2025.100938.
- [17] D. Harrison-Atlas, C. Murphy, A. Schleifer, and N. Grue, "Temporal complementarity and value of wind-PV hybrid systems across the United States," *Renewable Energy*, vol. 201, pp. 111–123, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.10.060.
- [18] A. Couto and A. Estanqueiro, "Assessment of wind and solar PV local complementarity for the hybridization of the wind power plants installed in Portugal," *Journal of Cleaner Production*, vol. 319, p. 128728, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128728.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.05)

C1.05

**KONCEPCIJA PRIKLJUČNIH POSTROJENJA ZA SPECIFIČNE PROIZVOĐAČE
(NUKLEARNE ELEKRANE)****CONCEPT OF CONNECTION SWITCHGEAR FOR SPECIFIC PRODUCES (NUCLEAR
POWER PLANTS)****Branko Peruničić, Nebojša Vučinić, Goran Pernić, Željko Torlak***

Kratak sadržaj: Energetska tranzija koja se ogleda u integraciji velikog broja varijabilnih izvora električne energije za posledicu ima potrebe za uvođenje novih izvora za pokrivanje bazne proizvodnje kao što su nuklearne elektrane. Uvođenje nuklearnih proizvođača u energetski miks zahteva izmenu postojećih propisa i tehničkih regulativa. Posebna pažnja treba da se posveti na promenu koncepcije priključnih postrojenja u pogledu njihove sigurnosti i pouzdanosti na ispade i neraspoloživost. Ovim radom dato je sagledavanje sličnih priključnih objekata drugih operatora prenosnih sistema, opšte postavke, proračuni pokazatelja pouzdanosti različitih šema, višekriterijumska optimazija priključnih postrojenja sa tehno ekonomskom analizom kao i izbora opreme.

Ključne reči: koncepcije priključna postrojenja, nuklearne elektrane, tehno ekonomske analize

Abstract: The energy transition, which is reflected in the integration of a large number of variable sources of electricity, has resulted in the need to introduce new sources to cover baseload production, such as nuclear power plants. The introduction of nuclear producers into the energy mix requires changes to existing regulations and technical regulations. Special attention should be paid to changing the concept of connection facilities in terms of their safety and reliability in the event of outages. This paper provides an overview of similar connection facilities of other transmission system operators, general settings, calculations of reliability indicators of different SLD, multi-criteria optimization of connection switchgear with techno-economic analysis, as well as equipment selection.

Key words: concepts of connecting switchgear, nuclear power plants, techno-economic analyse

* Branko Peruničić, JSC EMS, branko80@yahoo.com
Nebojša Vučinić, Elektromreža Srbije, nebojsa.vucinic@ems.rs
Goran Pernić, EMS AD, goran.pernic@ems.rs
Željko Torlak, JSC EMS, zeljko.torlak@ems.rs

1 UVOD

Razvodna postrojenja, trafostanice i dalekovodi su elementi prenosnog sistema koji se koriste za povezivanje proizvodnih kapaciteta, konvencionalnih i varijabilnih proizvodnih kapaciteta sa jedne i sve zahtevnijeg konzuma sa druge strane. Generatorski kapaciteti obično zahtevaju blok transformatore za podizanje napona i povezivanje na prenosni sistem, zato što naponski nivoi generatorskih jedinica ne odgovaraju naponskim nivoima na prenosnoj mreži. Izabrani naponski nivo i konfiguracija razvodnog postrojenja zavisili su od vremenskog okvira i lokacija na kojoj je razvodno postrojenje projektovano i izgrađeno. Proizvodnja i potrošnja su vremenom, fizički bili sve više dislocirani, a rastojanja i zahtevi za prenosom električne energije sve veći i zahtevniji.

Za pokazatelje pouzdanosti napajanja potrošača, koriste se dva parametra, učestanost i vreme trajanja kvara elementa opreme. Ovi parametri dovode do većih troškova koji su uzrokovani prekidom isporuke električne energije i koji zavise kako od pouzdanosti visokonaponskih transformatorskih stanica i razvodnih postrojenja, od usvojene konceptualne konfiguracije, tako i od pouzdanosti ugrađene visokonaponske opreme. Kako bi se troškovi smanjili, a koji su uslovljeni sa sve većom cenom električne energije kao i troškovima za neisporučenu električnu energiju, a koji će biti definisani regulatornim odnosima, kao i sa promenama odnosa između elektroenergetskih subjekata u našem elektroenergetskom sistemu, sve se više teži povećanju pouzdanosti visokonaponskih i srednjenaponskih postrojenja i ugrađene opreme. U budućnosti će se sve više javljati, izazovi na koje će prenosna mreža morati odgovoriti, kako na zahtevima za priključenje sve većeg broja varijabilnih (nepredvidljivih) izvora, tako i izgradnjom, nuklearnih kapaciteta (NE elektrana).

U radu želimo da damo neke polazne osnove u izboru konceptualnih rešenja postrojenja od prostih do složenih, koji su već zastupljena u prenosnim sistemima kod nas i svetu. Za tu priliku izabrali smo realno primenljiva konceptualna rešenja, koja su već implemetarena u zemljama severne Amerike, a koja je izabrana kako zbog velikog broja već instalisanih nuklearnih i varijabilnih, proizvodnih kapaciteta, tako i zbog složenosti prenosne mreže i bogatog višedecenijskog primenjenog iskustva.

Za proračun pouzdanosti visokonaponskih postrojenja razvijene su različite metode, a pokazatelji pouzdanosti opreme postrojenja prikupljaju se, na svetskom nivou i koje su prezentovane kroz brojne ENTSO-E publikacije.

2 KONFIGURACIJA RAZVODNIH POSTROJENJA

2.1 Uvod

Opšti koraci, za izbor konceptualnog rešenja (dizajna), a kasnije u samom projektovanju novog razvodnog postrojenja ili prilikom rekonstrukcije postojećeg razvodnog postrojenja, u suštini su slični. Proces inženjerskog dizajna postrojenja, može brzo postati veoma složen i zahtevan, a u zavisnosti od izabranog naponskog nivoa, usvojenog rešenja (prikadno zahtevima konzuma ili vrednosti tokova snage), broja priključnih vodova, tipa proizvodnih kapaciteta ili sve većeg zahteva za ugradnjom FACTS uređaja (šant reaktora, kondenzatorskih baterija, SVC, STATCOM i sl.).

Polazna tačka rešenja, je izbor konceptualnog rešenja i urađena jedonopolna šema, a koja je od velike pomoći prilikom dizajna i projektovanja, visokonaponskih razvodnih postrojenja. Takav pristup omogućava sagledavanje i budućih aktivnosti u vezi eksploatacije i budućih

održavanja, u sagledavanju pojavljivanje pojedinih događaja i pojava, uključujući pojave prenapona, visokonaponskih prilika ili isključenja na samoj prenosnoj mreži. Ovde dajemo opštu podelu razvodnih postrojenja u zavisnosti od funkcije i mesta u elektroenergetskom sistemu, jedne zemlje. Visokonaponska razvodna postrojenja se mogu klasifikovati na osnovu funkcije koje imaju u sistemu i to na:

- Priključno razvodna postrojenja (Step Up blok postrojenja) – povezana sa generatorskim jedinicama kod kojih se srednjenaponski nivo prilagođava naponskom nivou prenosne mreže,
- Transformatorske stanice ili razvodna postrojenja prenosne mreže – locirana na odgovarajućoj tački opterećenja duž prenosnih dalekovoda ili tačkama interkonekcija za povezivanja sa susednim prenosnim mrežama,
- Distributivne trafostanice – nalaze se na mestu gde se napon prenosne mreže, Step Down transformacijom, spušta do naponskog nivoa distributivne mreže,
- Industrijske podstanice ili EVP postrojenja za snabdevanje – distributivne podstanice, kreirane posebno za svaki tip potrošača ili elektrovučna postrojenja.

Opšti zaključak je da se prenosne mreže i proizvodni kapaciteti tokom vremena menjaju, a usvojene konfiguracije priključnih razvodnih postrojenja ostaju nepromenjena. Mnoge stvari mogu da utiču na izbor konfiguracije postrojenja ili na usvojen, sistem prenosa električne energije, uključujući:

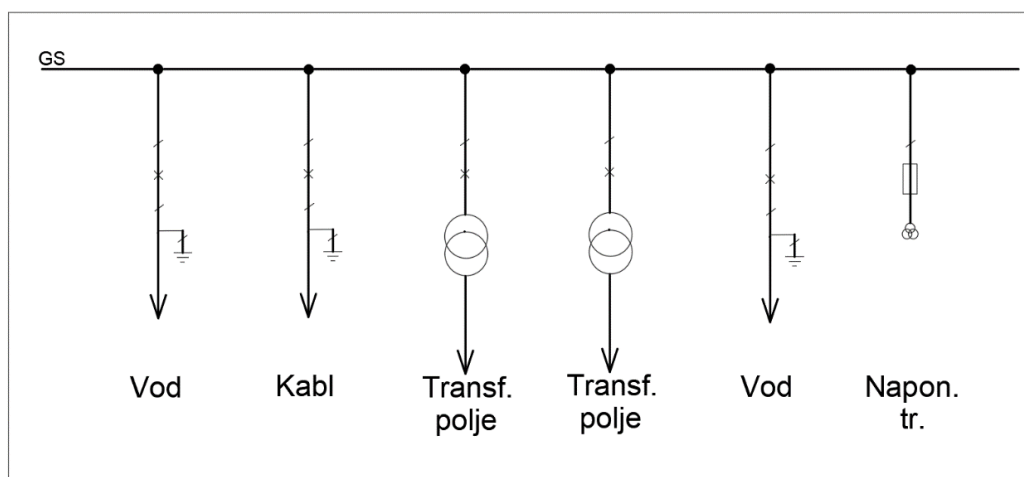
- Promene regionalnih zahteva za električnom energijom,
- Promenom dobavljača električne energije uključujući povećanje sve većeg broja nezavisnih proizvođača električne energije,
- Sve veće nametnute obaveze i težnja da se proizvodne jedinice starije generacije, sve više uklanjaju iz upotrebe zbog ekoloških troškova i održavanja, starenja...
- Sve veći broj obnovljivih izvora energije iz fotonaponskih, biogasnih, vetroelektrana i nuklearnih elektrana.

Kao što napon prenosnog sistema, za priključna polja za elektrane, (nuklearne elektrane) imaju veliku raznolikost, konfiguracije za razvodna postrojenja su takođe prilično raznovrsne. Postoji određena korelacija između izabranog naponskog nivoa i usvojene konfiguracije postrojenja, koja čini da cena postrojenja bude veća, a zbog cene opreme koja se ugrađuje u postrojenje i koja je projektovana da radi na višim naponskim nivoima. Najčešće konfiguracije uključuju postrojenja sa jednostrukim, dvostrukim sistemom glavnih sabirnica ili u novije vreme konfiguracije sa glavnim sabirnicama u vidu prstena. Broj sabirnica, raspored rastavljača i prekidača ili drugih sklopnih uređaja određuju fizičku konfiguraciju.

Od usvojene glavne šeme postrojenja očekuje se, da obezbedi:

- Pouzdan rad postrojenja,
- Elastičnost u smislu postizanja više uklopnih stanja,
- Ekonomičnost (da šema ne bude preopterećena skupim elementima),
- Jednostavnost i preglednost što olakšava eksploataciju, a kasnije i samo održavanje.

Dovode i odvode (polja) čine elementi postrojenja koji se vezuju na sabirnice radi dovodenja i odvođenja električne energije. Ovde dajemo neke od najvažnijih i najčešće korišćenih varijanti: Šema povezivanja sa **jednostrukim sistemom glavnih sabirnica** (slika 1).

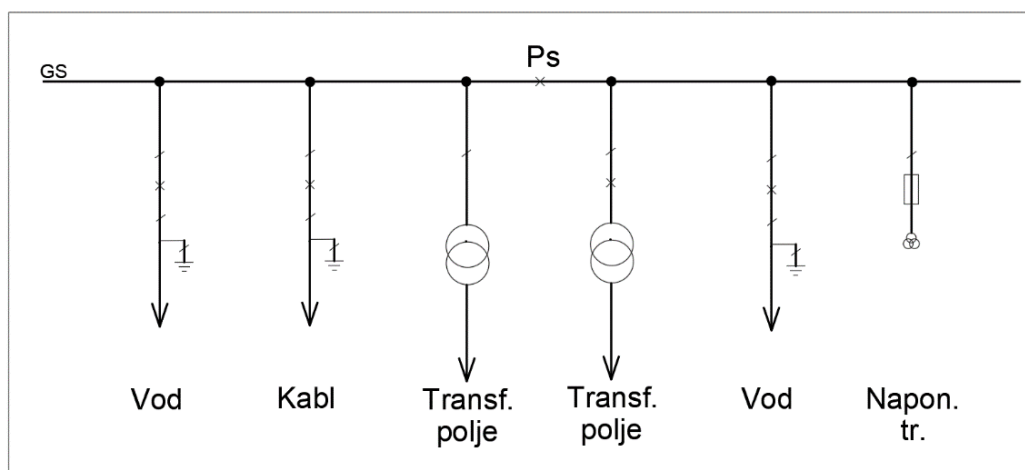


Slika 1: Jednostruki sistem glavnih sabirnica

2.2 Glavne osobine razvodnih postrojenja sa jednostrukim sabirnicama

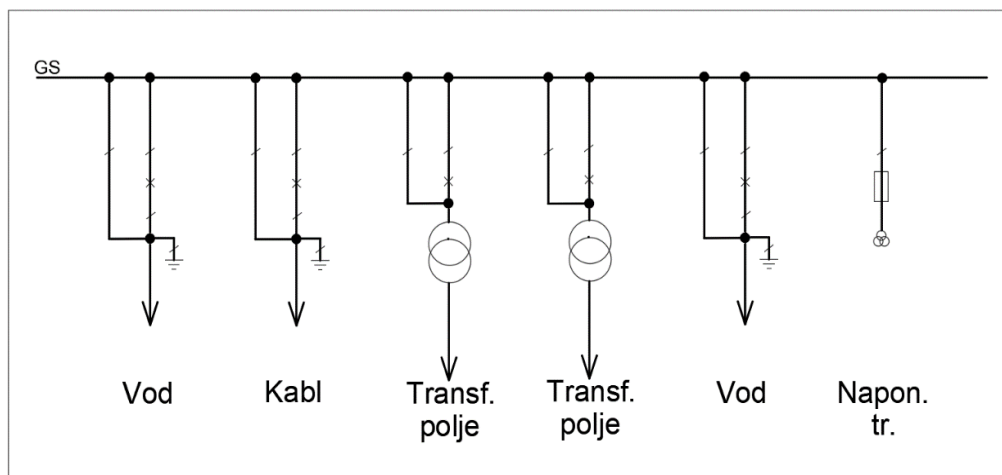
Jednostavna konfiguracija, koja je jeftinija i preglednija za manipulaciju, kvar na sabirnicama dovodi do ispada celog razvodnog postrojenja. Ova konfiguracija postrojenja se primenjuje, kad zastoji u napajanju ne izazivaju velike štete kod potrošača, kao što su industrijska postrojenja. U cilju poboljšanja i ublažavanja negativnih osobina postrojenja sa jednostrukim sabirnicama u praksi se često koriste hibridna rešenja kao što su:

- Konfiguracije sa jednostrukim sabirnicama sa podužnim, sekcionim rastavljačem ili prekidačem (slika 2),



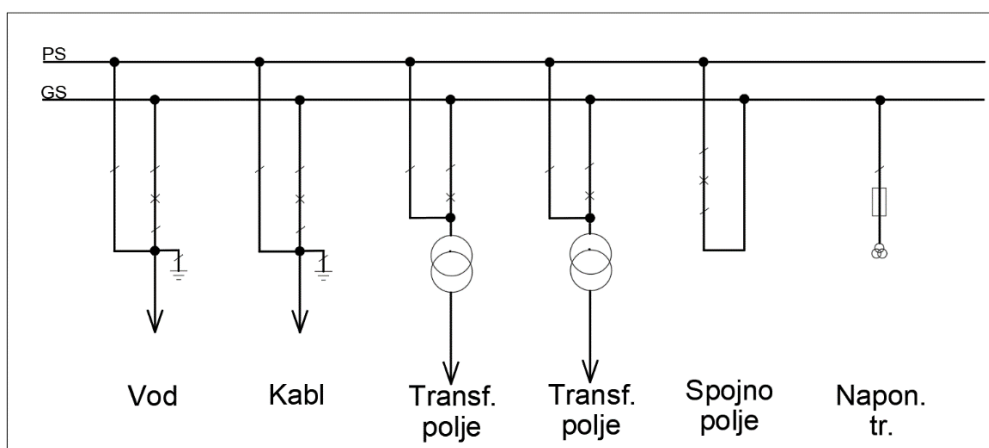
Slika 2: Jednostruki sistem glavnih i ugrađenim sekcionim rastavljačem ili prekidačem

- Konfiguracije sa jednostrukim glavnim sabirnicama i sa podužnim rastavljačima dalekovodnim poljima (slika 3),



Slika 3: Jednostruki sistem glavnih sabirnica, sa ugrađenim podužnim rastavljačima u dalekovodnim poljima

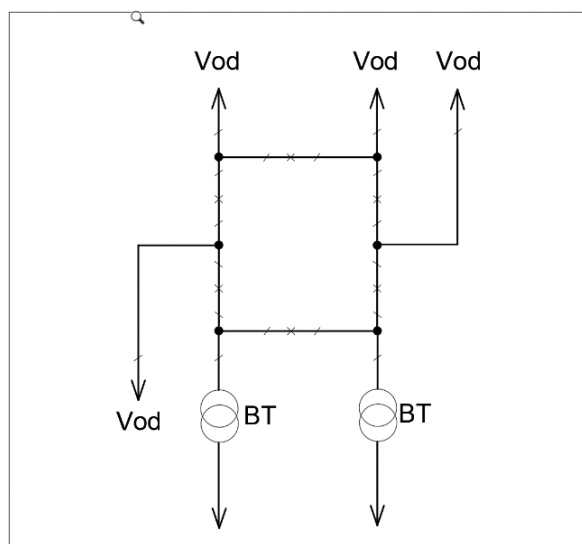
- Konfiguracije sa jednostrukim glavnim sabirnicama i sistemom pomoćnih sabirnica (slika 4),



Slika 4: Jednostruki sistem glavnih sabirnica, (GS) i ugrađenim sistemom pomoćnih sabirnica (PS)

- **Konfiguracija sa jednostrukim glavnim sabirnicama i prekidačima u prstenu** (najčešće primenjena u novije vreme) koristi se kod visokonaponskih transformatorskih stanica naponskog nivoa $\geq 110\text{kV}$. Zbog specifičnosti konfiguracije, imamo da svaki prekidač pripada susednom polju što omogućava:
 - da kvar na sabirnicama izbacuje samo deo postrojenja pogođen kvarom, a ostatak pogona ostaje pod napajanjem (samo jedan dovod ispada iz pogona),
 - prilikom kvara ili remonta prekidača ni jedan vod ne ispada iz pogona.

Mana ove konfiguracije postrojenja, je manja preglednost prilikom manipulacija sa opremom, veća investiciona vrednost postrojenja i to što se prilikom isključenja/uključenja voda mora manipulirati sa dva prekidača, kao na slici 5.

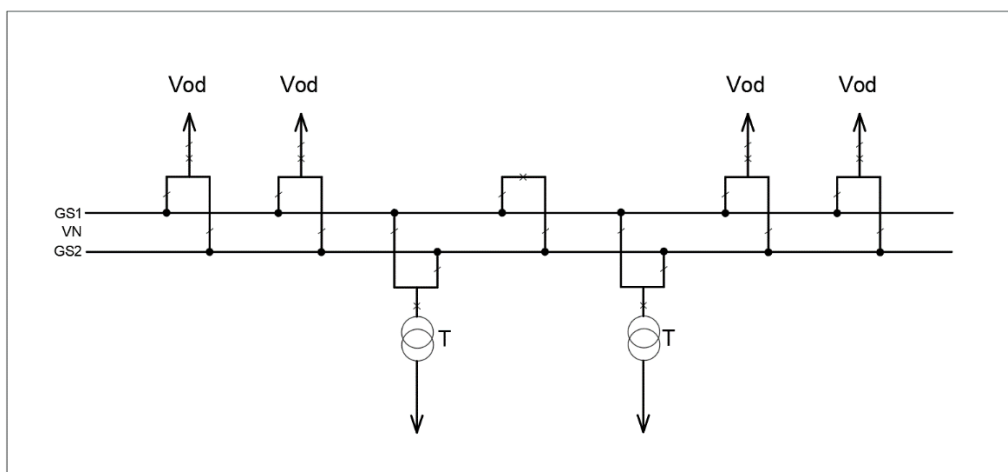


Slika 5: Jednostruki sistem glavnih sabirnica, sa ugrađenim prekidačima u prstenu, „američka“ varijant

2.3 Glavne osobine razvodnih postrojenja sa dvostrukim sistemom sabirnica

Šeme povezivanja sa dvostrukim sistemom sabirnica - „Evropska“ varijanta

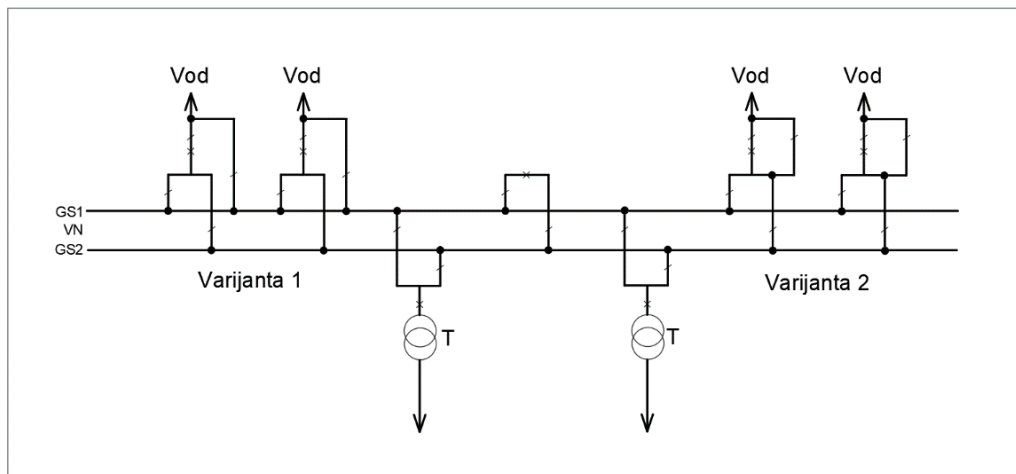
Prednost ove konfiguracije postrojenja da se izvodi dovoda/odvoda prebacuju sa jednog na drugi sistem sabirnica, gde je moguće formirati jedan čvor ili dva električno odvojena čvorišta, što ovu konfiguraciju čini veoma elastičnom u radu (manipulacije u postrojenju su moguće bez prekida napajanja), slika 6.



Slika 6: Dvostruki sistem glavnih sabirnica (GS), „Evropska“ varijanta

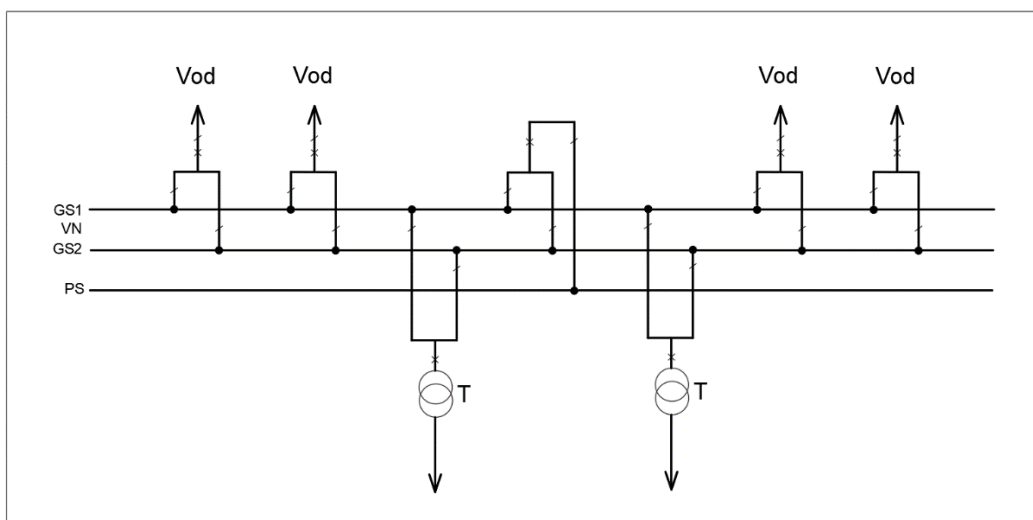
Nedostaci se ogledaju u složenijoj konfiguraciji, u većoj ceni postrojenja i većom površinom za instalaciju opreme. Kod ove konfiguracije kvar na prekidaču u polju izaziva ispad priključnog voda (prevazilazi se dodavanjem pomoćnog sistema sabirnica), dok kvar na sabirnicama, rastavljačima jednog sistema sabirnica dovodi do ispada dela postrojenja pogođenim kvarom. U cilju smanjivanja navedenih nedostaka usvojene konfiguracije pribegava se hibridnim rešenjima i to:

- Ugradnjom podužnog rastavljača, za privremeno premošćenje prekidača koji se remontuje, a ulogu prekidača preuzima prekidač u spojnom polju. Ovaj tip konfiguracije pogodan je u manjim i važnim priključnim postrojenjima, slika 7.



Slika 7: Dvostruki sistem glavnih sabirnica (GS), „Evropska“ varijanta sa ugrađenim podužnim rastavljačem (Varijanta 1 i 2)

- Kod velikih postrojenja sa velikim brojem polja (preko 10), koristi se rešenje sa dvostrukim sistemom glavnih sabirnica i pomoćnim sistemom sabirnica. Kod remonta na prekidačima, dovod pogođen kvarom se prebacuje na pomoćne sabirnice, pomoću spojnog polja (PS), slika 8.

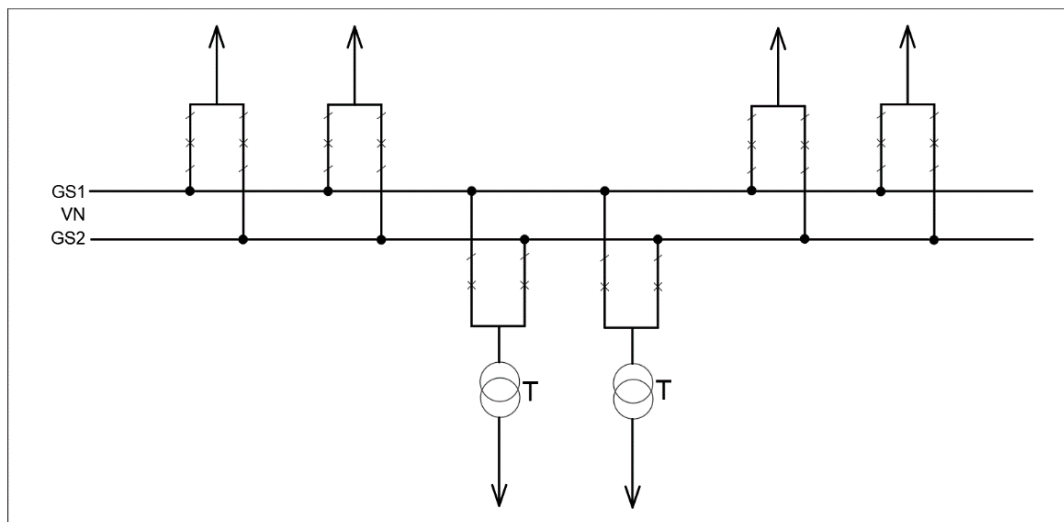


Slika 8: Dvostruki sistem glavnih sabirnica (GS), „Evropska“ varijanta sa ugrađenim sistemom pomoćnih sabirnica

„Evropka“ šema dvostrukih sistema glavnih sabirnica (GS), sa ugrađenim sistemom pomoćnih sabirnica odgovara šemi postrojenja koja je bila zastupljena u prenosnoj mreži Srbije (npr. RP 400kV Mladost) za pitna čvorišta u kojima se nalaze veliki proizvodni objekti.

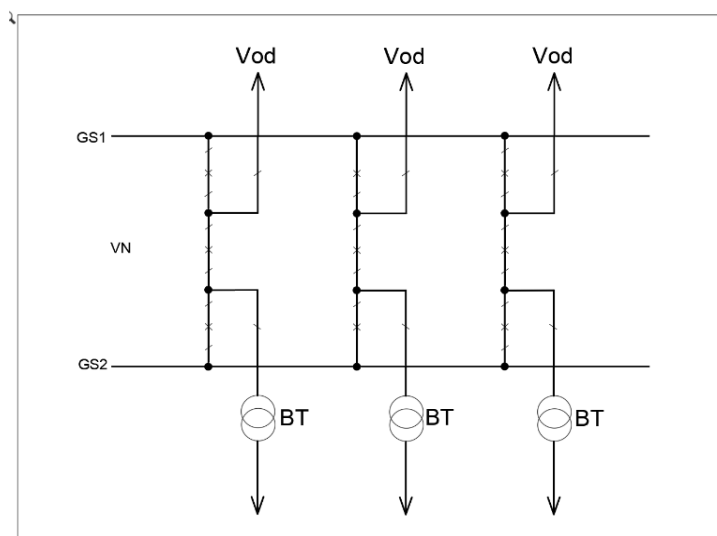
2.4 Šeme povezivanja sa dvostrukim sistemom sabirnica - „Američka“ varijanta

Šema povezivanja koja se najviše primenjuje u Americi je konfiguracija sistema sa dvostrukim sistemom sabirnicama gde se u svakom polju, ugrađuju po dva prekidača. Nedostatak ove konfiguracije je veća investiciona vrednost i veća površina za instalaciju opreme. Ova konfiguracija je veoma elastična i remont prekidača ne dovodi do prekida napajanja potrošača i kod ove konfiguracije nije potrebna ugradnja spojnog polja, slika 9.



Slika 9: Dvostruki sistem glavnih sabirnica (GS), „Američka“ varijanta

Kao hibridno rešenje između ove dve varijante postrojenja, sve više se primenjuje varijanta sa dvostrukim sistemom sabirnica i „1,5 prekidačem u polju“. Prednosti ove konfiguracije su elastičnost u radu, prekidač koji se remontuje se brzo premošćuje. Kod ove varijante imamo ugradnju manjeg broja prekidača od varijante postrojenja sa „američkom“ šemom. Mana je veća investiciona vrednost, a isključenje bilo kog elementa sistema (rastavljača, prekidača) u polju, zahteva isključenje dva prekidača, slika 10.



Slika 10: Sistem sa dvostrukim glavnim sabirnicama (GS) i „1,5 prekidačem u polju“, „Američka“ varijanta

U narednoj tabeli data je uporedna analiza konfiguracija postrojenja koje su predmet rada, gde su predstavljeni zahtevi za raspoloživim prostorom kao i relativni troškovi koji se moraju uzeti u obzir, kako bi se postigla željena pouzdanost postrojenja (tabela 1.)

Tabela 1: Uporedna analiza prezentovanih konfiguracija postrojenja

Konfiguracija	Pouzdanost	Faktor troškova	Relativni Troškovi	Fizički prostor
Jednostruke sabirnice	Najmanje pouzdani - pojedinačni ispad može da izazove potpuni ispad postrojenja	Najmanj trošak, Po jedan prekidač po polju	100%	Mala oblast –manje elemenata postrojenja
Jednostruke sabirnice sa prekidačima u prstenu	Visoka pouzdanost - pojedinačni ispad izoluje kvar	Umereni troškovi, više elemenata u sistemu	114-156%	Veća oblast sa povećanjem, broja polja
Dvostruke sabirnice „Evropski“ tip postrojenja	Visoka pouzdanost u slučaju kvara, jednog polja ili remonta prekidača	Visoki toškovi, prekidač polju	180%	Veća oblast više elemenata po polju
Dvostruke sabirnice „Američki“ tip postrojenja	Visoka pouzdanost u slučaju kvara, jednog polja ili remonta prekidača, kod ove varijante nije potrebno spoljno polje	Visoki toškovi, dva prekidača po polju	214%	Veća oblast više elemenata po polju
Dvostruke sabirnice Sa „1,5“ prekidačem po polju	Visoka pouzdanost u slučaju kvara, broj prekidača veći nego u „Evropskoj“ šemi, a manji nego u „Američkoj“	Umereni troškovi, više komponentati, 1,5 prekidača po polju	158%	Veća oblast više elemenata po polju

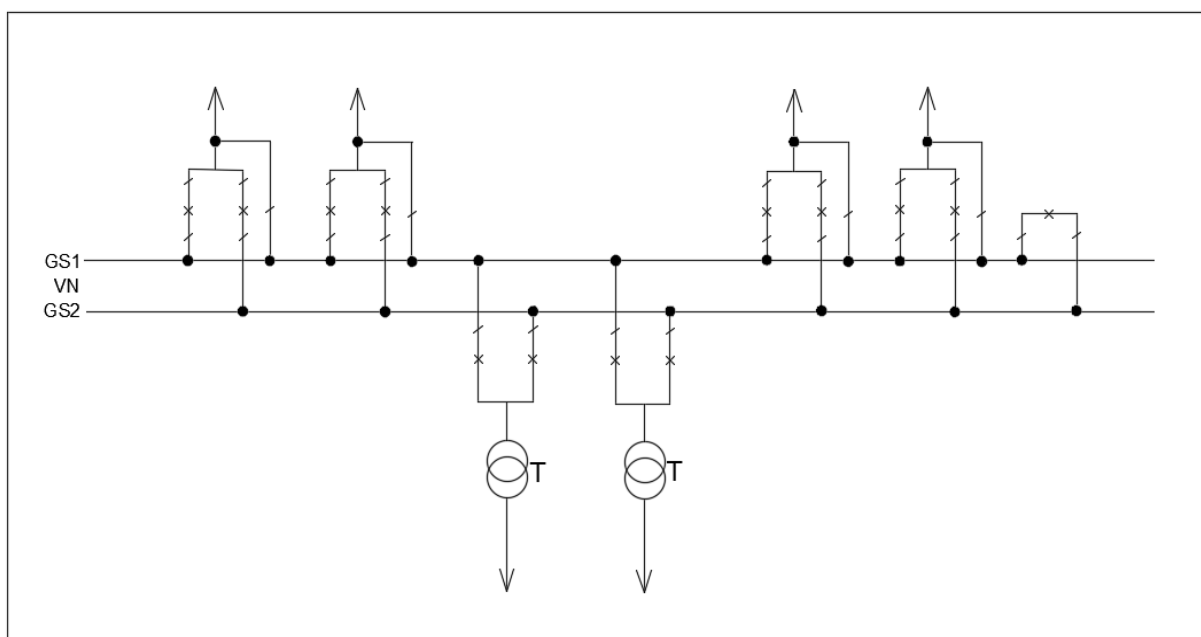
3 ODABIR KONFIGURACIJE RAZVODNOG POSTROJENJA ZA SPECIFIČNOG PROIZVOĐAČA

Polazeći od CIGRE upitnika u kojem je navedena učestalost ispada opreme postrojenja (tabela 2.) može se zaključiti da je prekidač najosetljiviji element postrojenja sa stanovišta ispada (12 puta veća frekvencija ispada od rastavljača).

Tabela 2: Izvod iz CIGRE upitnika

Equipment	Third CIGRE survey in 2004-2007			Fourth CIGRE survey in 2014-2017		
	Populations	Major failures	Frequency	Populations	Major failures	Frequency
CB	278,480 CB-year	828	0.2973 %	597,990 CB-year	2,850	0.4766 %
DS	706,003 DS-year	1,624	0.2300 %	1,878,778 DS-year	735	0.0391 %
ES	218,356 ES-year	335	0.1534 %	246,492 ES-year	72	0.0292 %
IT	1,288,695 IT-year	686	0.0532 %	935,439 IT-year	1,325	0.1416 %
GIS	88,948 CB bay-year	326	0.3665 %	236,578 CB bay-year	191	0.0807 %
MOSA	---		---	564,469 SA-year	466	0.0826 %
VCB	---		---	2,538,436 CB-year	374	0.0147 %
GCB	---		---	2,306 CB-year	4	0.1734 %

Zbog toga je odabrano rešenje sa dva sistema sabirnica, Američke varijante konfiguracije. Prednosti ove varijante je i to što nepostoji spojno polje. Kao dalja razrada ove varijante postoji mogućnost, u zavisnosti od broja priključnih vodova i ugroženosti od plasmata energije pri nerazpoloživosti nekog dalekovoda, da se dodaju i podužni (obilazni) rastavljači, sa spojnim poljem sistema glavnih sabirnica, slika 11, a kako bi se nerazpoloživost polja svela na minimum. Mana ove konfiguracije je njena investiciona vrednost kao i raspoloživi prostor.



Slika 11: Dvostruki sistem glavnih sabirnica (GS), „Američka“ varijanta sa ugrađenim podužnim rastavljačem i spojnim poljem

U ovoj varijanti podužni rastavljači umesto u dalekovodnim poljima mogu biti i u transformatorskim poljima a u zavisnosti od instalisanih snaga transformatora i elektrane a uvažavajući kriterijum N-1 u broju raspoloživih transformatora.

Za proračun pouzdanosti odabranih varijanti šema postrojenja može se koristiti metoda selektivnog pretraživanja, koja predstavlja prilagođenu metodu minimalnih preseka. Primena metode obuhvata definisanje potreba razvodnog postrojenja u pogledu prekida transformacije, nepotpunog tranzita električne energije kao i plasmana električne energije. Elementi šeme postrojenja bi se podelili u blokove gde bi se za svaki blok izračunao pokazatelj pouzdanosti svih elemenata, koji sačinjavaju taj blok. Pregledom šeme postrojenja utvrdio bi se ispad blok koji dovodi do prekida razmatrane funkcije. Proračun uvaževa učestanost pojave aktivnih kvarova opreme, u koje spada i otkaz delovanja prekidača.

Učestanost f , neraspoloživost u i trajanje kvarova r blokova izračunava se pomoću izraza (sumom po k obuhvaćeni su svi elementi opreme bloka):

$$f = \sum_k f_k \quad u = \sum_k f_k * r_k \quad r = \frac{\sum_k f_k * r_k}{f} = \frac{u}{f}$$

U navedenoj formuli za učestanost bloka moraju se uzeti svi pojedinačni elementi kao što su: rastavljači, prekidači, merni transformatori kao i odvodnici prenapona.

4 ZAKLJUČAK

Pouzdanost opreme i razvodnih postrojenja, u elektroenergetskim sistemima je od velikog značaja, za siguran, pouzdan i kvalitetan prenos električne energije kroz prenosni sistem. Može doći do velikih kvarova opreme, razvodnih postrojenja i do značajnih prekida u isporuci električne energije. Loša pouzdanost doprinosi većim troškovima rada i održavanja sistema od strane operatora prenosnog sistema, a takođe utiče i na povećanje troškova za klijente koji se priključuju na prenosni sistem.

Takođe, ovakve analize mogu da ukažu projektantima na početni izbor konfiguracije postrojenja pri pruključenju specifičnih proizvođača. Konačno, sama analiza stvara prostor za dalja istraživanja i buduće radove, gde bi se moralo uzeti celokupni pokazatelji koji sadrže: učestanost kvarova, dužinu trajanja kvaraova, tehno ekonomski pokazatelj obima i značaja postrojenja. S obzirom da se u prenosnoj mreži Srbije mogu očekivati mali broj specifičnih proizvođača u odabiru šeme postrojenja odabran je predlog šeme postrojenja sa dvostrukim sistemom glavnih sabirnica (GS), „Američka“ varijanta i sa ugrađenim podužnim rastavljačem i spojnim poljem, koje sa stanovišta sigurnosti predstavlja najbolje rešenje.

5 LITERATURA

- [1] CIGRE fourth reliability survey on switching equipment- Hiroki Ito, Frank Richter, Robert le Roux, Wayne Pepper On behalf of CIGRE WG A3.48
- [2] Nuclear maintenance Applications Center: Switchyard Equipment Application and Maintenance Guide, 2012

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.06)

C1.06

**ANALIZA EKSPLOATACIONIH I FINANSIJSKIH POKAZATELJA RADA
POSTROJENJA ZA PROIZVODNJU ZELENOG VODONIKA I GASNE TURBINE SA
NAMEŠAVANJEM VODONIKA****ANALYSIS OF OPERATIONAL AND FINANCIAL PERFORMANCE INDICATORS OF A
GREEN HYDROGEN PRODUCTION PLANT AND A GAS-FIRED TURBINE WITH
HYDROGEN BLENDING****Isidora Dinčić, Vladimir Antonijević, Dušan Vlaisavljević***

Kratak sadržaj: Integracija obnovljivih izvora energije i težnja za dekarbonizacijom stvorile su potrebu za razvojem fleksibilnih postrojenja i efikasnih metoda direktnog i/ili indirektnog skladištenja električne energije. Ovaj rad analizira eksploatacione karakteristike postrojenja koje čini elektrolizer za proizvodnju zelenog vodonika i gasna turbina koja ima mogućnost namešavanja vodonika, uz sistem za skladištenje vodonika. S obzirom na sve veću volatilnost cena električne energije, fleksibilnost ovakvog sistema može igrati ključnu ulogu u njegovoj ekonomskoj isplativosti, ali ostaje pitanje da li su očekivane koristi dovoljne da opravdaju početne investicije i operativne troškove. Simulacije rada sistema izvedene su u Plexos softverskom alatu, pri čemu su analizirane različite konfiguracije sistema i njihova osetljivost na promene uslova na tržištu električne energije i prirodnog gasa. Prikazani su operativni i eksploatacioni pokazatelji, uključujući ukupni ostvareni prihod od prodate električne energije, troškove rada, goriva i emisija ugljen-dioksida. Takođe su ocenjivani finansijski indikatori poput neto sadašnje vrednosti (NPV), interne stope prinosa (IRR) i drugih, uz pretpostavljene vrednosti investicionih ulaganja (CAPEX) i operativnih troškova rada i održavanja (OPEX). Iako rezultati pokazuju da određene strategije mogu poboljšati ekonomsku održivost sistema, ključni izazovi ostaju: velika početna ulaganja, zavisnost od nestabilnih cena električne energije i prirodnog gasa, kao i regulatorna neizvesnost u vezi s vodonikom. Stoga, iako vodonična rešenja imaju značajan potencijal, njihova dugoročna tržišna održivost zahteva dodatna istraživanja i realističniju procenu rizika.

Ključne reči: zeleni vodonik, namešavanje vodonika, skladištenje energije, tržište električne energije, emisije ugljen-dioksida, gasna turbina

Abstract: The integration of renewable energy sources and the need for decarbonization have created the need for the development of flexible plants and efficient methods for direct and/or indirect energy storage.

* Isidora Dinčić, EKC, isidora.dincic@ekc-ltd.com

Vladimir Antonijević, Elektrotehnički fakultet, antonijevic@etf.bg.ac.rs

Dušan Vlaisavljević, EKC, dusan.vlaisavljevic@ekc-ltd.com

This paper analyzes the operation of a facility that includes an electrolyzer for green hydrogen production, a gas turbine that utilizes hydrogen blending, and a hydrogen storage system. Given the increasing volatility of electricity prices, the flexibility of such a system can play a key role in its economic viability. However, the question remains whether the expected benefits are sufficient to justify the initial investment and operational costs. System operation simulations were performed using the Plexos software tool, analyzing various system configurations and their sensitivity to changes in electricity and natural gas market conditions. The study presents operational and performance indicators, including total revenue from electricity sales, operating costs, fuel costs, and CO₂ emissions. Additionally, financial indicators such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and others were evaluated based on assumed capital expenditures (CAPEX) and operating and maintenance costs (OPEX). Although the results indicate that certain strategies can improve the system's economic sustainability, key challenges remain: high initial investments, dependence on unstable electricity and natural gas prices, and regulatory uncertainty regarding hydrogen. Therefore, while hydrogen-based solutions hold significant potential, their long-term market viability requires further research and a more realistic risk assessment.

Key words: *green hydrogen, hydrogen blending, energy storage, wholesale energy market, CO₂ emission, OCGT gas turbine*

1 UVOD

Sa velikom željom da redukuje negativan uticaj proizvodnje, moglo bi se reći neophodne, električne energije veliki broj zemalja već je krenuo putem prelaska na potpuno održivu energetska tranziciju. Širom sveta snažno se podržavanju istraživanja i razvoja novih tehnologija vezanih za sektor zelene energije. Takođe, usvajaju se ekonomske i političke mere koje su usmerene ka povećanju udela čiste energije u energetskim miksevima. Varijabilni obnovljivi izvori energije uneli su važne promene u rad elektroenergetskog sistema, međutim njihov pun potencijal tek treba osloboditi stvaranjem većeg kapaciteta za skladištenje, smanjenjem zavisnosti od fosilnih goriva i činjenjem distribuiranih energetskih sistema fleksibilnijim i otpornijim.

U okvirima naučne zajednice vodonik je prepoznat kao potencijalno vrlo važan faktor energetske tranzicije. Integracija obnovljivih izvora energije i procesi dekarbonizacije zahtevaju razvoj efikasnih tehnologija za proizvodnju, skladištenje i upotrebu vodonika, posebno u energetici, industriji i transportu. Trenutno, potrošnja vodonika u EU iznosi oko 7,2 miliona tona godišnje, pri čemu preko 99% potiče iz fosilnih goriva [1]. S druge strane, proizvodnja obnovljivog vodonika putem elektrolize je veoma ograničena – svega oko 22 hiljade tona godišnje, sa ukupno instaliranim kapacitetom elektrolizera od oko 200 MW, što je daleko ispod ciljeva zacrtanih evropskom strategijom od najmanje 40 GW do 2030. godine [1].

Prema nedavno objavljenom izveštaju Agencije za saradnju energetskih regulatora (ACER), neophodno je ubrzati razvoj projekata i povećati kapacitete za elektrolizu, kako bi se ostvario cilj od 20 miliona tona potrošnje obnovljivog vodonika u Evropskoj Uniji do 2030 [1]. godine. Ključni izazovi sa kojima se susreće tržište vodonika uključuju visoke početne troškove, regulatorne neizvesnosti i nestabilnosti cena električne energije i prirodnog gasa. Trenutni troškovi proizvodnje obnovljivog vodonika su tri do četiri puta veći u poređenju sa vodonikom dobijenim iz fosilnih goriva [2], što predstavlja značajnu prepreku za njegovu masovnu implementaciju i prihvatljivost na tržištu.

Ovakva situacija obeshrabruje brže usvajanje tehnologije, posebno u industrijskim sektorima poput proizvodnje čelika, transporta i drugih energetskih intenzivnih industrija, gde bi vodonik mogao igrati ključnu ulogu u dekarbonizaciji.

Projekti zasnovani na integraciji elektrolizera, sistema za skladištenje i turbina za mešavinu vodonika i prirodnog gasa mogu ponuditi značajnu fleksibilnost energetskim sistemima, omogućavajući bolje upravljanje volatilnošću cena električne energije. Ipak, analiza ekonomskih indikatora ovih sistema, kao što su neto sadašnja vrednost (NPV) i interna stopa prinosa (IRR), pokazuje da postoje značajni rizici koji moraju biti pažljivo procenjeni pre realizacije velikih investicija. Stoga, razvoj realističnih strategija i politika, zasnovanih na detaljnim analizama tržišta i uslova finansiranja, postaje ključan za održivu integraciju vodonika u elektroenergetski sistem.

2 VODONIK I NJEGOVA PRIMENA U ENERGETICI

Vodonik je najrasprostranjeniji element u svemiru. Međutim, na Zemlji se retko može naći u molekularnom gasovitom obliku; umesto toga, obično je vezan za druge elemente, formirajući jedinjenja poput vode, ugljovodonika ili biomase. Energija vodonika mogla bi imati široku primenu u energetici, zahvaljujući njegovom potencijalu da služi kao alternativa fosilnim gorivima. U poređenju sa uobičajenim gorivima vodonik ima visoku gravimetrijsku energetsku gustinu, što ga čini obećavajućom opcijom za skladištenje energije. Vodonik je energetski nosilac koji može da prenosi, skladišti i da učestvuje u proizvodnji električne energije što mu daje epitet veoma značajnog faktora u razvijanju globalne svetske energetske situacije. Vodonik se može koristiti za proizvodnju električne energije putem gorivnih ćelija, koje hemijskom reakcijom između vodonika i kiseonika generišu električnu energiju, pri čemu je jedini nusproizvod voda. Gorivne ćelije se primenjuju u različitim sektorima, uključujući transport, stacionarne energetske sisteme i prenosne elektronske uređaje. Iako su vozila sa gorivnim ćelijama (*Fuel cell vehicle*, FCEV), poput *Toyota Mirai* vozila, najpoznatiji primeri korišćenja vodonika u transportu, postoje i istraživanja i razvoj vozila koja koriste motore sa unutrašnjim sagorevanjem prilagođene za sagorevanje vodonika. Ovi motori funkcionišu slično tradicionalnim motorima sa unutrašnjim sagorevanjem, ali umesto benzina ili dizela koriste vodonik kao gorivo. Prednost ovakvih motora je mogućnost korišćenja postojeće tehnologije motora uz modifikacije za rad na vodonik, dok je izazov obezbeđivanje efikasnog sagorevanja i rešavanje pitanja emisija azotnih oksida (NO_x) zbog visokih temperatura sagorevanja. Vodonik primenu pronalazi i u procesima teške industrije i hemijske industrije. U teškoj industriji, poput proizvodnje čelika, cementa i hemikalija, vodonik može igrati važnu ulogu u dekarbonizaciji procesa. Zamena fosilnih goriva zelenim vodonikom, proizvedenim elektrolizom vode korišćenjem obnovljivih izvora energije, može značajno smanjiti emisije CO_2 .

2.1 Osobine vodonika i izazovi pri sagorevanju vodonika

Prirodni gas je standardno gorivo koje se danas koristi u velikoj većini gasnih turbina. Vodonik se od prirodnog gasa razlikuje po nekoliko ključnih osobina koje su važne za proces sagorevanja u gasnim turbinama:

1. **Specifična težina:** Vodonik ima najmanju specifičnu težinu od svih supstanci, što znači da je izuzetno lagan gas.
2. **Gustina:** Vodonik je otprilike osam puta lakši od metana (CH_4).

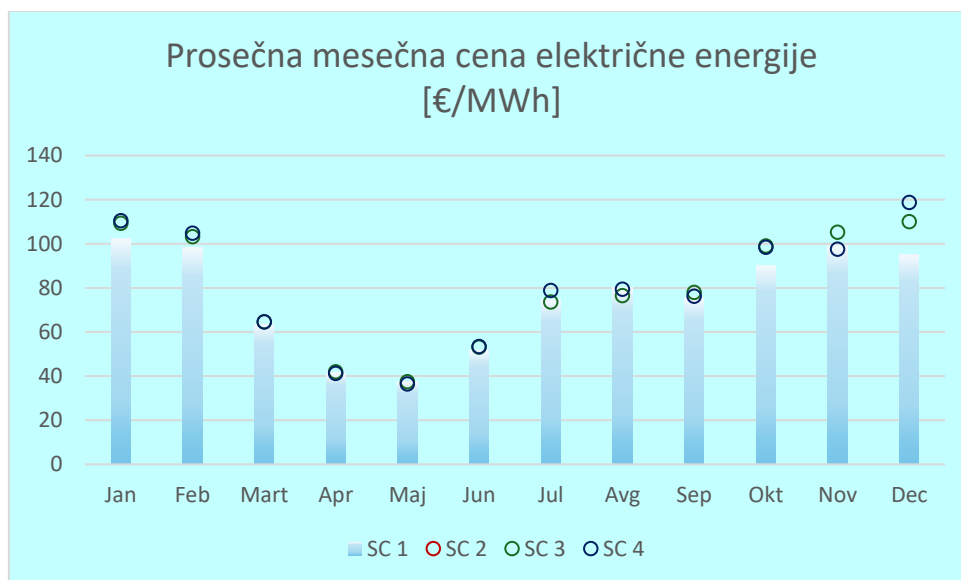
3. **Energetska vrednost:** Energetska vrednost vodonika iznosi približno 120-142 MJ/kg, dok je energetska vrednost čistog metana oko 50-55 MJ/kg [3].
4. **Volumetrijska toplotna moć:** Volumetrijska toplotna moć vodonika je 10,8 MJ/m³, dok je volumetrijska toplotna moć metana znatno viša i iznosi 35,8 MJ/m³ [4].
5. **Adijabatska temperatura plamena:** Adijabatska temperatura plamena vodonika u vazduhu iznosi oko 2.045°C, dok je temperatura plamena metana oko 1.960°C [5].
6. **Brzina plamena:** Vodonik je visoko reaktivan u odnosu na prirodni gas i ima značajno veću brzinu plamena. Brzina plamena vodonika iznosi oko 3 m/s, dok je brzina plamena prirodnog gasa oko 0,3 m/s [5].

Iako vodonik ima višu gravimetrijsku toplotnu moć (oko 120-142 MJ/kg), njegova veoma niska gustina čini da njegova volumetrijska moć (*Volumetric low heating value*, VLHV) bude gotovo 3,5 puta manja u poređenju sa prirodnim gasom. Kako bismo postigli isti energetska sadržaj između vodonika i prirodnog gasa potrebno je da vodonik zauzme skoro 3,5 puta veću zapreminu od one koju zauzima prirodni gas. Opisana osobina vodonika najveća je prepreka široj primeni vodonika, kao alternativnog goriva. Kod turbina koje prelaze na sagorevanje vodonika potrebno je ili povećati veličinu same turbine i skladišta ili povećati pritisak pod kojim se gas nalazi. Pored ovog svakako postoje i drugi izazovi vezani za sagorevanje vodonika u gasnim turbinama. Jedan od izazova je i visoka temperatura plamena vodonika, što može zahtevati dodatne mere hlađenja kako bi se delovi turbine zaštitili od termalnog naprezanja. Međutim, pored svega navedenog proizvođač Siemens Energy planira da do 2030. godine komercijalizuje gasne turbine sposobne za rad na 100% vodonika [6].

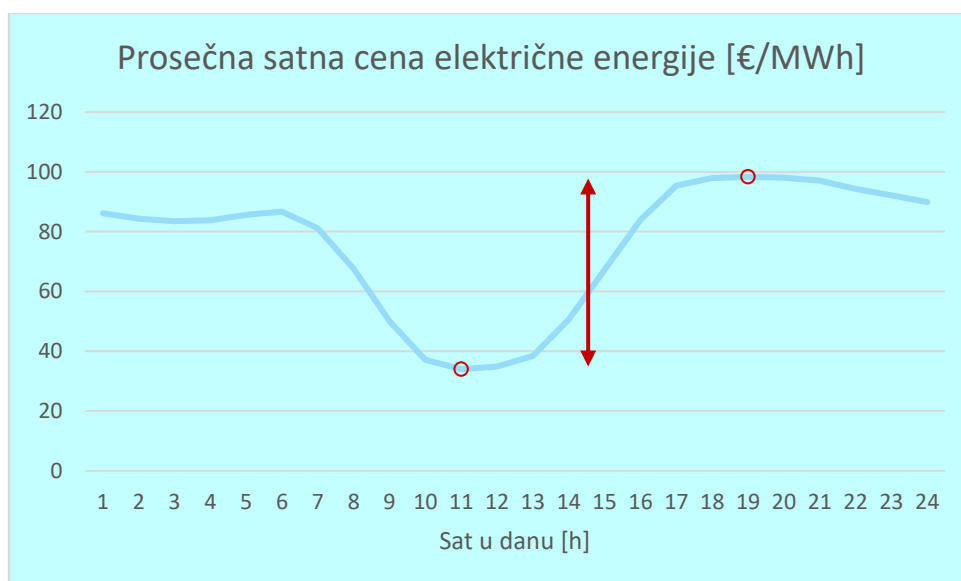
3 KORELACIJA PROJEKTOVANIH USLOVA NA TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE SA RADOM ANALIZIRANOG POSTROJENJA

Optimizacija rada elektroenergetskog sistema u uskoj je sprezi sa uslovima koji vladaju na tržištu električne energije. Integracija varijabilnih obnovljivih izvora energije u značajnoj meri je uticala na trend kretanja cena električne energije na tržištu, kao i na amplitudu koju cene električne energije dostižu. U ovom momentu jasno je da nas u narednim decenijama očekuje visok nivo proizvodnje električne energije u podnevnim satima kada solarne elektrane rade u okvirima njihovog punog kapaciteta. Takođe, izvesna je i već prisutna pojava volatilnosti cena električne energije kako na sezonskom tako i na dnevnom nivou. Stalni porast cene emitovane tone ugljen-dioksida vrši krucijalni uticaj na sve veću nekonkurentnost blokova koji električnu energiju proizvode sagorevanjem fosilnih goriva. Svedoci smo da je u poslednjih nekoliko godina svetska geopolitika izvršila značajan uticaj na cenu prirodnog gasa, što je rezultovalo nestabilnim cenama električne energije na tržištu. Slika 1 prikazuje projekcije prosečnih mesečnih cena na tržištu električne energije za market zonu Srbije za 2040 godinu. Scenariji od 1 do 4 razlikuju se po ceni prirodnog gasa, te Slika 1 daje i pregled varijacije prosečnih mesečnih cena električne energije u zavisnosti od cene prirodnog gasa. U okviru Scenarija 1 usvojena je projekcija cene prirodnog gasa od 5.7 EUR/GJ [7], dok se cena od Scenarija 2 do Scenarija 4 povećava za po 20% respektivno. Na tržištu električne energije tokom 2040. godine očekuje se izrazita sezonalnost cena, gde prosečna cena električne energije za maj mesec iznosi 37,58 EUR/MWh, dok prosečna cena u januaru iznosi 102,32 EUR/MWh. Veći uticaj promene cene prirodnog gasa na cene električne energije uočava se u zimskim mesecima, kada je cena električne energije visoka usled povećane potrošnje i deficita proizvodnje iz solarnih i hidro elektrana. Slika 2 prikazuje kretanje prosečnih satnih cena u okviru jednog dana, za podatke dobijene u okviru Scenarija 1.

Cena prikazana za prvi sat u danu predstavlja srednju vrednost od 365 vrednosti dobijenih za prvi sat svakog dana analizirane godine. Zaključujemo da razlika između najviše ostvarene cene i najniže ostvarene cene u jednom prosečnom danu iznosi 64,3 EUR/MWh. Satne cene na veleprodajnom tržištu Republike Srbije za 2040. godinu projektovane su na osnovu izrađenog simulacionog modela Jugoistočne Evrope. Detaljan opis ulaznih podataka korišćenih prilikom izrade modela dat je u potpoglavlju 4.1 ovo rada.



Slika 1: Prosečne mesečne cene za RS market zonu u 2040. godini



Slika 2: Prosečna satna cena električne energije za RS market zonu u 2040.godini

Imajući u vidu sve prethodno navedeno jasno je da će postojati povećana potreba za fleksibilnim tehnologijama kao i za direktnim i/ili indirektnim skladištima električne energije. U ovom radu analizira se postrojenje koje ima potencijal da odgovori na opisane potrebe elektroenergetskog sistema. Elektrolizeri su izrazito fleksibilni potrošači koji u veoma kratkom vremenskom periodu mogu promeniti svoju radnu tačku.

Elektrolizer sa propusnom membranom za protone (*Proton Exchange Membrane-PEM*) u mogućnosti je da iz stanja toplog starta svoju maksimalnu radnu tačku dostigne za manje od 10 sekundi [8], čime se PEM elektrolizer izdvaja kao element koji bi u periodima niskih cena mogao da povećava svoju potrošnju i proizvodi vodonik. Sa druge strane, gasna elektrana može sagorevati smešu proizvedenog vodonika i prirodnog gasa u satima kada je cena na tržištu visoka i time ostvariti visok prihod od prodaje električne energije. Međutim, gasna turbina će sve dok u smeši goriva postoji prirodni gas, prilikom sagorevanja emitovati ugljen-dioksid što može značajno uticati na ostvareni profit.

4 POSTAVKA SIMULACIONIH MODELA

Simulacije rada analiziranog postrojenja vršene su u *Plexos* softverskom alatu. Svaka simulaciona postavka analizirana je za tri različite klimatske godine. Klimatske godine birane su tako da oslikavaju prosečnu, vlažnu i sušnu hidrologiju. Ovakvim pristupom uvažava se osetljivost rezultata na objektivne promene na tržištu električne energije koje su uslovljene različitim klimatskim uslovima, a koje imaju osetan uticaj na rad energetskog sektora.

4.1 Ulazni podaci

Satne cene na veleprodajnom tržištu Republike Srbije za 2040. godinu projektovane su na osnovu izrađenog simulacionog modela Jugoistočne Evrope. Modelovanje je sprovedeno na nivou svake pojedinačne elektrane regiona Jugoistočne Evrope, a na osnovu podataka iz ENTSO-E TYNDP 2024 i ostalih relevantnih planerskih podloga. Od planerskih podloga, prilikom modelovanja korišćeni su Nacionalni energetski i klimatski planovi, podaci koje objavljuju operatori prenosnih sistema kao i zvanični podaci proizvodnih kompanija [9], [10], [11].

Značajan uticaj na eksploatacione i finansijske pokazatelje rada analiziranog postrojenja vrše cena prirodnog gasa i cena po toni emitovanog ugljen-dioksida. Prema zvaničnim projekcijama za 2040 godinu EU ETS cena emisija ugljen-dioksida iznosiće 147 EUR/t, dok će cena prirodnog gasa biti 5.7 EUR/GJ [7]. U okviru ovog rada analizirana je osetljivost eksploatacionih i finansijskih pokazatelja rada analiziranog postrojenja na pomenute faktore. Stoga će cena prirodnog gasa i cena emisija ugljen-dioksida biti varirani, u skladu sa procenom autora a u cilju što verodostojnijeg opisa rada analiziranog postrojenja.

Siemens Energy je proizvođač koji trenutno prednjači u proizvodnji i prodaji gasnih turbina koje imaju mogućnost namešavanja vodonika. Za potrebe ove analize odabrane su karakteristike gasne turbine SGT – 800, pomenutog proizvođača. Kako proizvođač navodi ova turbina je u mogućnosti da sagoreva do 75% vodonika u smeši vodonika i prirodnog gasa [6]. *Siemens Energy* nudi više različitih instalisanih snaga SGT – 800 tipa gasne turbine. Emisije ugljen-dioksida pri proizvodnji električne energije iz gasne turbine nove generacije, za sagorevanje 100% prirodnog gasa, procenjene su na 490 kg CO₂/MWh [11]. Tabela I daje pregled osnovnih parametara odabrane turbine, preuzetih sa sajta proizvođača.

Tabela I: Osnovni parametri gasne turbine

Gasna turbina	Izlazna snaga	Efikasnost	Potrošnja goriva	Frekvencija
SGT - 800	62 MWe	41.1%	8759 kJ/kWh	50/60 Hz

Postrojenje za proizvodnju vodonika, proizvođača Nel Hydrogen, odabran je za potrebe ove analize zbog njegove izražene fleksibilnosti što ga kvalifikuje za kompatibilan rad sa varijabilnim obnovljivim izvorima energije. PEM elektrolizer, PSM serije proizvođača Nel Hydrogen [12] sastoji se od osam modularnih ćelija za elektrolizu vode, svaki snage 1.25 MW. Efikasnost ovog elektrolizera iznosi 73%. Koristeći modularni pristup proizvodnji vodonika, PSM je dizajniran da obezbedi garantovane i ponovljive performanse po modulu, nudeći isplativo rešenje za proizvodnju vodonika na svim skalama, od MW do GW projekata. Za proces elektrolize vode i proizvodnju vodonika bitno je koristiti vodu visoke čistoće, što obično znači destilovanu vodu.

Komprimovani rezervoari za skladištenje vodonika omogućavaju brzo i efikasno povlačenje vodonika u gasnom stanju, što ih čini posebno pogodnim za sisteme koji zahtevaju trenutnu isporuku goriva, poput gasnih turbina ili industrijskih procesa. Zbog visokog pritiska (obično 350 ili 700 bar), vodonik je uvek spreman za upotrebu bez potrebe za složenim procesima pretvaranja ili isparavanja, što značajno smanjuje kašnjenja u radu sistema i povećava operativnu fleksibilnost. Međutim, za skladištenje velikih količina za industrijske primene ili čuvanje pravi izbor su slane pećine. Tipične zapremine su reda stotine hiljada kubnih metara sa radnim pritiskom reda veličine 60-200 bar. Obzirom na gore navedeno predložena je kombinovana konfiguracija postrojenja za skladištenje vodonika (slane peći i komprimovani rezervoari).

U Tabela II dat je pregled investicionih ulaganja (CAPEX, *Capital Expenditures*) za svaku od komponenti ovog postrojenja [13], [14], [15]. Troškovi održavanja komponenata postrojenja izraženi su na godišnjem nivou i prikazani u Tabela III [13], [15], [16], [17].

Tabela II: Investicioni troškovi po instalisanoj moći postrojenja

	Gasna turbina	PEM elektrolizer	Sistem za skladište
Investicioni troškovi	800 EUR/kW	350 EUR/kW	300 EUR/kg

Tabela III: Troškovi održavanja komponenata postrojenja

	Gasna turbina	PEM elektrolizer	Sistem za skladište
Godišnji troškovi održavanja	8 EUR/kWh	1,5 % CAPEX	2% CAPEX

4.2 Konfiguracije postrojenja

U ovom radu definisani su i analizirani osnovni scenario i scenariji koji ispituju osetljivost indikatora rada postrojenja na promenu cene prirodnog gasa i emisija ugljen-dioksida. U okviru osnovnog scenarija razmatrane su četiri različite postavke modela. Postavke se međusobno razlikuju prema konfiguraciji komponenti koje čine postrojenje i prema zapreminskom udelu vodonika u smeši goriva.

Prva konfiguracija prikazuje rad izabrane gasne turbine (62 MW), u slučaju da je njeno gorivo prirodni gas. Ova konfiguracija ne sadrži komponente potrebne za proizvodnju i skladištenje vodonika i formirana je u cilju verodostojnog poređenja benefita koje donosi upotreba vodonika u narednim konfiguracijama sistema. Druga konfiguracija sastoji se od gasne turbine (62 MW), elektrolizera (10 MW) i skladišta za vodonik (3 TJ energetske vrednosti vodonika). U okviru druge konfiguracije u gorivo koje gasna turbina sagoreva sačinjeno je od 10% vodonika i 90% prirodnog gasa, gledano zapreminski. Treća konfiguracija se u odnosu na drugu konfiguraciju razlikuje isključivo prema zapreminskom udelu vodonika i prirodnog gasa u smeši goriva, gde vodonik zauzima 30% a prirodni gas 70%. Četvrta konfiguracija predstavlja predimenzionisani sistem, koji pored gasne turbine (62 MW) sadrži 10 elektrolizera ukupne snage od 100 MW i izrazito veliko sezonsko skladište vodonika koje je u mogućnosti da skladišti 100 TJ vodonika. Iako trenutno, u potpunosti neisplativa i sa ograničenim mogućnostima realizacije ovakva konfiguracija analizirana je sa ciljem da se oceni osetljivost eksploatacionih i finansijskih pokazatelja rada opisane tehnologije na ograničenja u instalisanoj moći komponenata sistema. Tabela IV daje tabelarni pregled opisanih konfiguracija.

Tabela IV: Pregled analiziranih konfiguracija postrojenja

Konfiguracija	Instalisana snaga gasne turbine [MW]	Instalisana snaga postrojenja za elektrolizu [MW]	Energetski potencijal skladišta za vodonik [TJ H ₂]	Zapreminski udeo H ₂ u smeši goriva [%]
Broj 1	62	0	0	0
Broj 2	62	10	3	10
Broj 3	62	10	3	30
Broj 4	62	10*10=100	100	30

5 REZULTATI

5.1 Poređenje eksploatacionih i finansijskih pokazatelja analiziranih konfiguracija

Za potrebe ovih analiza usvojena je cena prirodnog gasa od 5,7 EUR/GJ i cena emisija ugljen-dioksida od 73,5 EUR/t. Usvojena cena za emitovanu tonu ugljen-dioksida predstavlja 50% projektovane EU ETS cene za 2040. godinu. Ova cena usvojena je sa pretpostavkom da će Srbija imati određene olakšice u toku procesa pristupanja EU ETS sistemu. U cilju sagledavanja uticaja taksi na emisije CO₂ koje su veće od pretpostavljenih, urađene su i u daljem tekstu opisani scenariji osetljivosti.

Simulacije su rađene za tri različite klimatske godine, a prikazani rezultati predstavljaju srednju vrednost rezultata dobijenih za svaku klimatsku godinu pojedinačno.

Tabela V daje pregled osnovnih parametara rada sistema za svaku analiziranu konfiguraciju pojedinačno. Parametri prikazani u tabeli (Tabela V) imaju sledeće značenje:

- proizvodnja – ukupna proizvodnja gasne turbine [GWh];

- prihod – prihod koji je gasna turbina ostvarila prodajom električne energije na tržištu;
- profit – prihod koji gasna turbina ostvari prodajom električne energije umanjjen za troškove generisanja [MEUR];
- prosečna cena prodatog MWh – prosečna cena po kojoj je prodat 1 MWh proizveden iz gasne turbine [EUR/MWh];
- trošak proizvodnje H₂ – ukupna tržišna vrednost električne energije koju je elektrolizer iskoristio za proizvodnju vodonika [MEUR];
- prosečna cena preuzetog MWh - prosečna cena po kojoj je elektrolizer preuzeo 1 MWh [EUR/MWh].

Tabela V: Osnovni pokazatelji rada analiziranog postrojenja

Konfiguracija		Broj 1	Broj 2	Broj 3	Broj 4
Gasna turbina	Proizvodnja [GWh]	235,36	216,63	50,51	181,03
	Prihod [MEUR]	25,12	23,15	6,40	19,50
	Profit [MEUR]	4,77	5,02	2,51	5,58
	Prosečna cena prodatog MWh [EUR/MWh]	105,81	105,92	121,31	106,23
Elektrolizer	Trošak proizvodnje H ₂ [MEUR]	/	1,36	0,87	1,56
	Prosečna cena preuzetog MWh [EUR/MWh]	/	68,27	47,97	23,36

Primetne su značajne razlike između prihoda i profita koji gasna turbina ostvari. Razlog tome su visoki troškovi proizvodnje električne energije iz gasne turbine. U proizvodne troškove uračunati su troškovi goriva, troškovi ponovnog startovanja turbine, troškovi vezani za emisije ugljen-dioksida i prateći troškovi. Od navedenih troškova, preko 98% čine troškovi goriva i troškovi vezani za takse na emisiju CO₂. Potrebno je uporediti uštedu koja se ostvaruje redukcijom emisija CO₂, koja postoji u slučaju sagorevanja goriva koje u sebi sadrži vodonik, i trošak proizvodnje vodonika umanjjen za trošak kupovine ekvivalentne količine prirodnog gasa. Trošak proizvodnje vodonika možemo razložiti na dve komponente: trošak električne energije uložene u proces elektrolize vode i trošak za kupovinu vode potrebne za proces elektrolize.

Sagledavajući prethodno opisane osobine vodonika, zaključuje se da je za isti energetska sadržaj vodonika i prirodnog gasa potrebno da zapreminski volumen vodonika bude oko 3,5 puta veći od zapreminskog volumena prirodnog gasa. Tako je, u slučaju kada se u gorivnoj smeši nalazi 10% vodonika zapreminski, udeo energetske vrednosti vodonika samo 3,14%.

Emisije CO₂ se u tom slučaju redukuju za svega 3,14% što znači da će gasna turbina proizvoditi 474,6 kgCO₂/MWh umesto 490 kgCO₂/MWh u slučaju kada se sagoreva samo prirodni gas. Prevedeno u evropsku valutu, uzimajući cenu od 0,0735 EUR/kg emitovanog CO₂, dolazi se do zaključka da se ostvaruje ušteda od 1,175 EUR/MWh na račun redukcije emisija CO₂. Za proizvodnju 1 MWh električne energije sagorevajući samo prirodni gas, potrebno je uložiti 8,759 GJ prirodnog gasa. Za slučaj kada se u gorivnoj smeši nalazi 10%_v H₂ za proizvodnju 1 MWh električne energije potrebno je uložiti 8,484 GJ prirodnog gasa. Uvažavajući usvojenu cenu prirodnog gasa od 5,7 EUR/GJ, dolazi se do zaključka da se ostvaruje ušteda od 1,567 EUR/MWh.

Uvažavajući rezultate za konfiguraciju 2 izvodi se sledeća analiza praćena zaključcima. Dodatni prihod koji se ostvaruje učešćem vodonika u gorivnom miksu može se definisati jednačinom (1) i iznosi 0,594 MEUR, dok se dodatni trošak proizvodnje vodonika definiše jednačinom (2) i iznosi 1,98 MEUR.

$$\text{Prihod}_{H_2} = \text{Ušteda od redukcije CO}_2 + \text{Ušteda u kupovini prirodnog gasa} \quad (1)$$

$$\text{Trošak proizvodnje}_{H_2} = \text{Trošak električne energije} + \text{Trošak vode} \quad (2)$$

Zaključuje se da je, pri usvojenim pretpostavkama, dodatni trošak proizvodnje vodonika veći od uštede koju sagorevanje takvog gorivnog miksa donosi.

Veći udeo vodonika u gorivnom miksu uticao bi na veću redukciju troškova emisija CO₂, međutim da bi se taj udeo vodonika postigao povećaće se i ukupni troškovi proizvodnje. Elektrolizeri se optimizuju da rade u satima kada je električna energija najjeftinija. Povećanje potrebe za vodonikom dovodi i do toga da se troškovi po proizvedenom kilogramu vodonika povećavaju jer će elektrolizeri raditi i u manje povoljnim satima. Rezultati za konfiguraciju broj 3 ukazuju na opisan problem, stoga se broj radnih sati gasne turbine izuzetno smanjuje i ukupna godišnja proizvodnja u ovom slučaju iznosi samo 50,51 GWh. Konfiguracija broj 4 dimenzionisana je i analizirana sa namerom da se uoče efekti ovog pristupa bez ograničenja u broju elektrolizera i veličini skladišta. Uzimajući u obzir trenutnu visinu investicionog troška, konfiguracija broj 4 predstavlja više teorijski primer. Sagledavanjem rezultata konfiguracije broj 4 zaključuje se da je razlika, između prosečne cene po kojoj se prodaje MWh proizveden iz gasne turbine i prosečna cena po kojoj se kupuje MWh za proces proizvodnje vodonika, najveća. Međutim ostvareni profit ni blizu nije dovoljno veliki da opravda investiciona ulaganja za konfiguraciju broj 4. Nameće se pretpostavka da bi povećanje udela vodonika u gorivnom miksu uz ovako dimenzionisano skladište moglo da dovede do veoma pozitivnih rezultata. Ovakvu pretpostavku trebalo bi ispitati vršenjem daljih ispitivanja

U cilju sagledavanja pokazatelja isplativosti i poređenja različitih investicionih opcija izračunata je interna stopa povrata (*Internal Rate of Return*, IRR). U tabeli (Tabela VI) prikazani su rezultati proračuna interne stope povrata investicije, posmatrano za životni vek projekta od 25 godina. U okviru proračuna na strani prihoda uvažen je kompletan prihod od prodaje električne energije na tržištu. U okviru rashoda uvaženi su troškovi proizvodnje vodonika, troškovi proizvodnje električne energije iz gasne turbine, kao i fiksni godišnji operativni troškovi svake komponente postrojenja.

Tabela VI: IRR u zavisnosti od konfiguracija postrojenja

	Konfiguracija 1	Konfiguracija 2	Konfiguracija 3
IRR [%]	6,81	-0.56	-11,20

Imajući u vidu prethodno opisanu analizu zaključuje se da će najbolje finansijske benefite ostvariti konfiguracija broj 1, odnosno ona konfiguracija koja sagoreva samo prirodni gas.

Rezultati za konfiguraciju broj 4 nije prikazan iz razloga što ne postoji vrednost diskontne stope koja bi ispunila zahtev da neto sadašnja vrednosti (*Net Present Value*, NPV) bude veća od nule, stoga je nemoguće izračunati IRR. Prikazani rezultati dokazuju nedvosmisleni ekonomski neopravdanost ulaganja u ovakvo postrojenje. Važno je naglasiti da faktori kao što su volatilitet cena na tržištu električne energije, razvoj tehnologija skladištenja vodonika, pad investicionih ulaganja a najviše povećanje udela vodonika u gorivnom miks mogu značajno uticati na opravdanost ulaganja u ovakvo postrojenje.

5.2 Osetljivost rezultata na uvažavanje mogućeg prihoda postrojenja od pružanja balansnih usluga

Elektrolizeri i gasne turbine prepoznati su kao izuzetno fleksibilne komponente sistema, koje u kratkom vremenskom periodu mogu promeniti svoju radnu tačku. Integracijom varijabilnih obnovljivih izvora energije sistem ostaje u deficitu fleksibilnosti. Pružanje usluga balansiranja učešćem na tržištu balansnih usluga princip je koji je u Evropi već implementiran, a kojim entiteti koji nude usluge balansiranja mogu ostvariti značajni finansijski benefit.

Analizirana je osetljivost interne stope povrata analiziranog postrojenja na uvažavanje mogućih prihoda od pružanja usluga balansiranja. U pogledu pružanja balansnih usluga uvažena je potencijalna isporuka balansne rezerve i balansne energije. Balansna rezerva valorizovana je prema trenutnim cenama tercijarne rezerve, koja je pretpostavljena kako za smer na gore tako i za smer na dole¹. Prema Odluci o cenama pomoćnih usluga i cenama zakupa rezerve snage za sistemske usluge sekundarne i tercijarne regulacije za 2025. godinu objavljenoj u Službenom glasniku, cena tercijarne regulacije u smeru povećanja snage iznosi 474,00 dinara/MW. Cena od 474,00 dinara/MW uvažena je i za smer smanjenja snage. U pogledu balansne energije, pretpostavljeno je da će Srbija do 2040. godine postati deo jedinstvenog tržišta u Evropi. Analizirajući trendove i dinamiku na EU balansnim platformama, pretpostavljen je prosečan nivo aktivacije balansne energije od 12% u odnosu na raspoloživu rezervu. Cena balansne energije korelisana je sa cenama na veleprodajnom tržištu, sa cenom aktivacije balansne energije za na gore iznad veleprodajnih cena, a za na dole ispod veleprodajnih cena. Rezultati proračuna interne stope povrata dati su u tabeli (Tabela VII).

Tabela VII: IRR u zavisnosti od konfiguracija postrojenja uz uvažavanje prihoda od pružanja usluga balansiranja

	Konfiguracija 1	Konfiguracija 2	Konfiguracija 3
IRR [%]	11,77	5,27	-5,32

¹ Tercijarna rezerva na dole se, u ovom trenutku, ne naplaćuje u Srbiji. Međutim, u skladu sa evropskom praksom očekivano je da će se ovaj tip rezerve naplaćivati u 2040. godini.

Pokazuje se da prihod koji može biti ostvaren od pružanja usluga balansiranja značajno može uticati na internu stopu povrata analiziranih konfiguracija postrojenja. U ovom slučaju, pored konfiguracije koja u sebi ne sadrži doprinos vodonika, i konfiguracija koja sagoreva smešu sa 10% udela vodonika postaje investiciono isplativa. Konfiguracija broj 4 ostvaruje najveće prihode od balansnih usluga u odnosu na sve ostale konfiguracije. Razlog tome je desetostruko veći kapacitet elektrolizera. Međutim ni dodatak benefita od pružanja balansnih usluga ne dovodi do pozitivnog NPV pokazatelja, pa samim tim ni do definisanog IRR faktora.

5.3 Osetljivost rezultata na promenu uslova na tržištu emisija CO₂ i prirodnog gasa

Simulirana su varijantna rešenja podeljena u dve grupe. Prva grupa imala je fiksiranu cenu emisija CO₂ od 73,5 EUR/t, a cena prirodnog gasa varirana je tako da zauzima vrednosti koje su za 20%, 40% i 60% veće od prvobitno pretpostavljene cene od 5,7 EUR/GJ. Druga grupa imala je fiksnu cenu prirodnog gasa od 5,7 EUR/GJ dok se cena emisija CO₂ povećavala i zauzimala vrednosti od 75% projektovane EU ETS cene za 2040.godinu (110,25 EUR/t) i 100% projektovane EU ETS cene za 2040.godinu (147 EUR/t).

Sprovedene analize pokazuju trend pada interne stope prinosa u obe analizirane grupe. Razlog ovakvih rezultata nalazi se u činjenici da je zapreminski udeo vodonika koji je izabran za analizu nedovoljno veliki da napravi osetnu redukciju energetske vrednosti prirodnog gasa u gorivnoj smeši. Porast cene prirodnog gasa kao i porast cene emisija ugljen-dioksida povećanjem troškova proizvodnje utiče negativno na eksploatacione i finansijske pokazatelje rada analiziranog postrojenja. U okolnostima visoke cene prirodnog gasa i visoke cene emisija ugljen-dioksida sansu na tržištu moglo bi da ima postrojenje koje u gorivnoj smeši sadrži značajno viši udeo vodonika.

6 ZAKLJUČAK

Na osnovu sprovedenih simulacija i analiza eksploatacionih i finansijskih pokazatelja rada postrojenja za proizvodnju zelenog vodonika i gasne turbine sa namešavanjem vodonika, može se zaključiti da vodonične tehnologije imaju potencijal da doprinesu povećanju fleksibilnosti elektroenergetskog sistema i smanjenju emisija ugljen-dioksida. Međutim, prema ulaznim podacima koji su usvojeni u radu, u većini analiziranih slučajeva nisu dobijeni povoljni finansijski pokazatelji koji bi opravdali ekonomska ulaganja u ovakve projekte u postojećim tržišnim uslovima.

Rezultati ukazuju na to da manji udeo vodonika u gorivnom miksu ne obezbeđuje dovoljnu finansijsku uštedu, te da se povećanjem udela vodonika potencijalno može ostvariti veća ušteda emisija CO₂, ali uz značajno povećanje troškova proizvodnje vodonika. Uprkos tome, scenariji koji uključuju uvažavanje potencijalnog prihoda od pružanja balansnih usluga pokazuju da bi konfiguracije sa manjim udelom vodonika mogle postati isplative pod određenim uslovima.

Pretpostavlja se da bi značajno veći udeo vodonika u gorivnom miksu, mogao da dovede do izrazito pozitivnih promena u pogledu isplativosti ovako zamišljenog postrojenja. Međutim, kako bi se visok udeo vodonika u gorivnom miksu mogao postići neophodan je dalji razvoj tehnologija za bezbedno skladište vodonika. Velika volatilnost cena na tržištu, razvoj tehnologije skladištenja vodonika, kao i pad investicionih troškova faktori su koji mogu značajno promeniti zaključne vezane za isplativost ulaganja u ovakvo postrojenje.

Dalja istraživanja treba da budu usmerena ka optimizaciji tehnoloških rešenja i ekonomskih modela kako bi se omogućilo povećanje udela vodonika u gorivnom miksu.

Neophodno je detaljnije istražiti uticaje regulatornih politika, smanjenja investicionih troškova i razvoja tržišta balansnih usluga na dugoročno ekonomsko održivost vodoničnih sistema. Povećanje udela vodonika u gorivnom miksu predstavlja ključni pravac kome bi se moglo stremiti u cilju efikasne implementacije opisane tehnologije, koja bi mogla doprineti dekarbonizaciji i fleksibilnosti elektroenergetskih sistema.

7 LITERATURA

- [1] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), "ACER Market Monitoring Report 2024 – Hydrogen Markets", ACER, Ljubljana, Slovenia, 2024.
- [2] Hydrogen Europe, "Clean Hydrogen Monitor 2023", Hydrogen Europe, Brussels, Belgium, November 2023.
- [3] World Nuclear Association. (2020). Heat Values of Various Fuels.
- [4] International Energy Agency (IEA). (2022). Global Hydrogen Review 2022. International Energy Agency, Paris.
- [5] National Energy Technology Laboratory (NETL). (2022). A Literature Review of Hydrogen and Natural Gas Turbines: Current State of the Art with Regard to Performance and NO_x Control. DOE/NETL-2022/3812, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- [6] Siemens Energy. (2024). Hydrogen-ready gas turbines. Siemens Energy AG.
- [7] International Energy Agency (IEA). (2024). World Energy Outlook 2024. International Energy Agency, Paris, France
- [8] Lange, H., Klose, A., Lippmann, W., & Urbas, L. (2023). Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 15771–15783. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044>
- [9] ENTSO-E Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/>
- [10] ENTSO-E TYNDP, <https://tyndp.entsoe.eu/>
- [11] ENTSO-E Statistical Factsheet 2023
- [12] Nel Hydrogen. (2024). Nel Hydrogen official website.
- [13] Lazard LCOE+ (June 2024)
- [14] Sotiropoulos, V., Giannakidis, G., & Papadopoulos, A. (2023). Modeling and optimization of a hydrogen-based energy system with renewable energy sources and energy storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(71), 26845–26860.
- [15] U.S. Department of Energy (DOE). (2023). Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen. Office of Clean Energy Demonstrations.
- [16] Black & Veatch. (2023). New Resource Characteristics and Costs Study for Platte River Power Authority. Black & Veatch Corporation.
- [17] AFRY. (2020). Peer Review of Fichtner Cost Analysis for the Belgian Capacity Mechanism (Trent 60 OCGT). AFRY Management Consulting.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.07)

C1.07

UTICAJ TOPLOTNIH SKLADIŠTA NA ELEKTROENERGETSKI SISTEM

THE IMPACT OF HEAT STORAGE ON THE ELECTRICAL POWER SYSTEM

Aleksandar Latinović, Dušan Macura, Bojan Bogdanović*

Kratak sadržaj: Dekarbonizacija energetskeg sektora u Republici Srbiji je u punom zamahu. U elektroenergetskom sektoru proces dekarbonizacije se u najvećoj meri oslanja na integraciju obnovljivih izvora energije vetra i sunca, odnosno na vetroelektrane i solarne elektrane. Vetroelektrane i solarne elektrane su varijabilni izvori energije i kao takvi donose dva ključna izazova dalje integracije ovakvih elektrana u elektroenergetski sistem Republike Srbije, a to su balansiranje i bilansiranje elektroenergetskog sistema. U ovom radu prikazano je konceptualno rešenje toplotnog skladišta, čija izgradnja se planira u Novom Sadu, kao i potencijalni uticaj skladišta na elektroenergetski sistem kao jednog od rešenja za izazove balansiranja i bilansiranja elektroenergetskog sistema. Posebno su istaknute regulatorne prepreke integracije toplotnih skladišta u elektroenergetski sistem Republike Srbije.

Ključne reči: toplotno skladište, varijabilni obnovljivi izvori, balansiranje, bilansiranje

Abstract: The decarbonization of the energy sector in the Republic of Serbia is in progress. In the power sector, the decarbonization process primarily based on the integration of renewable energy sources, mostly wind and solar power, through wind farms and solar power plants. Wind farms and solar power plants are variable energy sources and, as such, present two key challenges for further integration of these power plants into the power system of the Republic of Serbia, short-term balancing and long-term balancing of the electrical power system. This paper presents a conceptual solution for a thermal storage facility planned for construction in Novi Sad, as well as the potential impact of the storage facility on the power system as one of the solutions to the challenges of balancing the power system. Special emphasis is placed on the regulatory barriers to integrating thermal storage facilities into the electrical power system of the Republic of Serbia.

Key words: Thermal storage, VRES, balancing

* Aleksandar Latinović, EPS AD, aleksandar.latinovic@eps.rs
Dušan Macura, JKP Novosadska toplana, dusan.macura@nstoplana.rs
Bojan Bogdanović, EBRD, BogdanoB@ebrd.com

1 UVOD

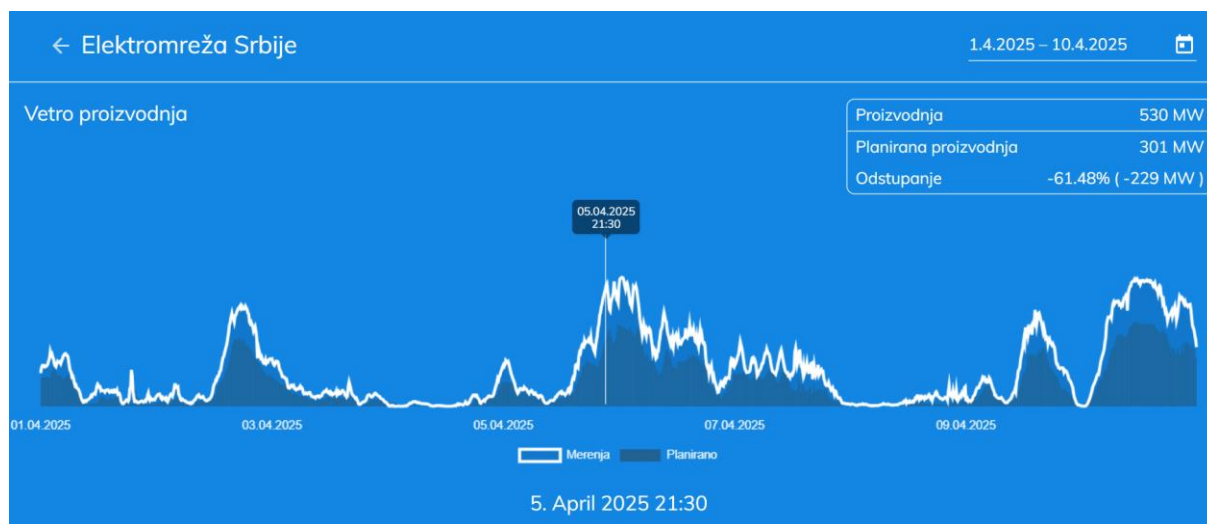
Dekarbonizacija energetskeg sektora u Republici Srbiji je u punom zamahu. U elektroenergetskom sektoru proces dekarbonizacije se u najvećoj meri oslanja na integraciju obnovljivih izvora energije vetra i sunca, odnosno na vetroelektrane i solarne elektrane. Na prenosnom sistemu već su priključene vetroelektrane ukupne instalisane aktivne snage od preko 500 MW, dok na distributivnom sistemu pored oko 30 MW vetroelektrana postoji i preko 100 MW solarnih elektrana [3] i [4]. Vetroelektrane i solarne elektrane su varijabilni izvori energije i kao takvi donose dva ključna izazova dalje integracije ovakvih elektrana u elektroenergetski sistem Republike Srbije (RS), a to su balansiranje i bilansiranje elektroenergetskog sistema. Operator prenosnog sistema (OPS) je u analizi adekvatnosti prepoznao nedostatak balansne rezerve u slučaju priključenja OIE koji su aplicirali za priključenje. Posledice bilansiranja (uravnoteženja sistema na period duži od obračunskog perioda) već su vidljive na tržištu električne energije kao izražena volatilnost u ceni električne energije na dan unapred tržištu.

U ovom radu prikazano je konceptualno rešenje toplotnog skladišta, čija izgradnja se planira u Novom Sadu, kao i potencijalni uticaj skladišta na elektroenergetski sistem kao jednog od rešenja za izazove balansiranja i bilansiranja elektroenergetskog sistema.

Posebno su istaknute regulatorne prepreke integracije toplotnih skladišta u elektroenergetski sistem Republike Srbije.

1.1 Izazovi balansiranja i bilansiranja EES

Proizvodnja varijabilnih OIE uslovljena je vremenskim uslovima, odnosno kvalitet plana proizvodnje u potpunosti zavisi od kvalitete vremenske prognoze. Na slici 1 prikazan je plan i ostvarenje proizvodnje iz vetroelektrana na prenosnom sistemu za period od 1.4.2025. do 10.4.2025. godine [5].



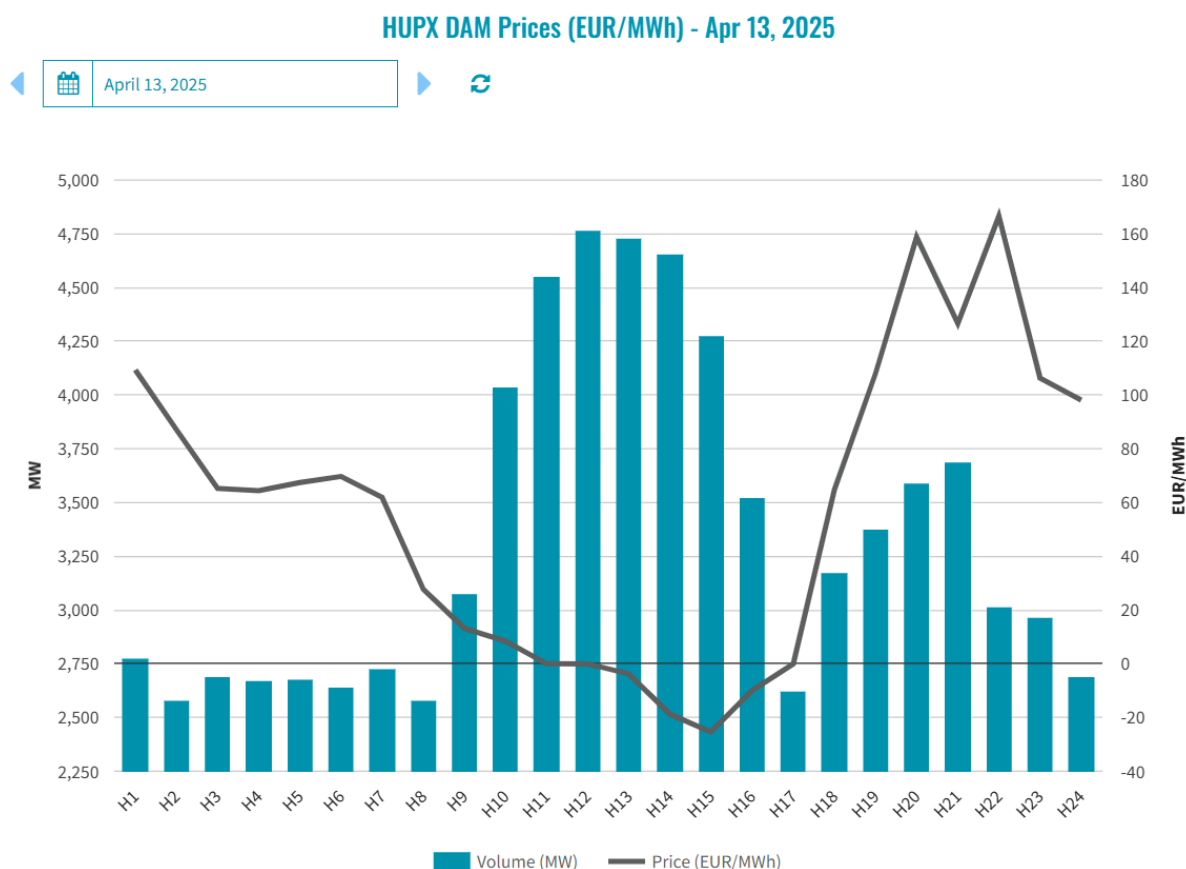
Slika 1: Odstupanje plana od ostvarene proizvodnje vetroelektrana u RS

Razlike plana i ostvarenja su kod varijabilnih OIE najznačajnije u periodima rada sa promenljivim opterećenjem. Na slici 1 prikazano je odstupanje veće od 50% planirane proizvodnje. Sva odstupanja planirane i ostvarene proizvodnje u elektroenergetskom sistemu (EES) RS moraju da budu anulirana dejstvom pomoćnih usluga za balnasiranje sistema.

Daljim rastom instalisane aktivne snage varijabilnih OIE u EES neophodno je da rastu i kapaciteti za balansiranje sistema. Trošak balansiranja varijabilnih OIE nije jednostavno predvideti, i upravo ovaj trošak predstavlja jedan od značajnijih rizika za finansiranje projekata novih varijabilnih OIE.

Neophodno je napomenuti da varijabilni OIE, kada proizvode energiju, negativno utiču na raspoloživost balansne rezerve koju obezbeđuju konvencionalne elektrane. Varijabilni OIE nemaju mogućnost skladištenja pogonske primarne energije, kao što ima većina hidroelektrana, odnosno varijabilni OIE nemaju troškove primarnog energenta kao elektrane na fosilna goriva. Optimizacijom proizvodnog miksa, prema ekonomskim kriterijumima, varijabilni OIE imaće prednost u odnosu na konvencionalne elektrane, odnosno što više varijabilnih OIE bude u EES, u trenucima njihove pune proizvodnje, sve više konvencionalnih elektrana će biti potisnuto, a samim tim i balansna rezerva koju pružaju te elektrane neće biti dostupna. Varijabilne OIE koje su pod sistemom podsticaja ostvaruju premije na proizvedenu električnu energiju. Tehnički, ove elektrane bi mogle da pružaju balansnu uslugu u smeru smanjenja aktivne snage, ali bi u tom slučaju izgubljena premija morala da im se nadoknadi.

Posledice izazova balansiranja varijabilnih OIE već su vidljive na tržištima električne energije, što se može videti na Slici 2, na kojoj je prikazana cena električne energije za dan unapred na berzi u Mađarskoj.



Slika 2: Cene električne energije za dan unapred tržištu na berzi u Mađarskoj za dan 13.4.2025.

U satima u kojima punu proizvodnju imaju solarne elektrane, cena električne energije je gotovo jednaka nuli ili je negativna, prikazano na Slici 2, a u večernjim satima cena dostiže vrednosti od preko 150 €/MWh. Najznačajniju posledicu volatilnost cene električne energije iz varijabilnih OIE (pogotovo energije iz SE) može da ima da dalji proces dekarbonizacije EES u smislu nastavka ulaganja u izgradnju novih OIE jer vrednost energije koju proizvode solarne elektrane na berzama električne energije predstavlja značajan rizik za finansiranje projekata izgradnje novih OIE, prvenstveno solarnih elektrana. Finansijske institucije koje obezbeđuju sredstva (kredit) za izgradnju novih OIE usled značajne volatilnosti cene na tržištu električne energije iz OIE i nemogućnosti da predvide da li će klijent biti u mogućnosti da otplaćuje kredit na osnovu prihoda od prodaje električne energije na tržištu, za odobrenje sredstava zahtevaju dokaze o fiksnoj ceni električne energije tokom perioda otplate kredita. Ovaj zahtev se svodi na to da klijenti zahtev obezbeđuju podsticajima koje garantuje RS, aukcije.

Volatilnost cene električne energije iz SE na tržištu može da ima uticaj i na kupce-proizvođače koji nisu direktni učesnici tržišta. U ovom trenutku Garantovani snabdevač vrednost cene električne energije za snabdevanje kupaca-proizvođača određuje na osnovu srednje vrednosti cene električne energije na tržištu i kada se posmatra profil proizvodnje SE na krovu kupaca-proizvođača i profil cene na tržištu kada SE proizvode (slika 2) može se zaključiti da snabdevač gubi značajan deo profita, koji u zavisnosti od profila potrošnje kupca-proizvođača može da bude i negativan. Ako kupac-proizvođač, koji Snabdevaču plaća fiksnu cenu za preuzetu električnu energiju, ne preuzima električnu energiju iz sistema kada su cene niske (kada proizvodi SE), već je preuzima samo u pikovima cene u večernjem vrhu (kada SE ne proizvode), na godišnjem nivou će takav kupac-proizvođač ostvariti nižu cenu za preuzetu električnu energiju od Snabdevača nego da je kupovao na tržištu. Pitanje je trenutka kada će Snabdevač promeniti pristup ka kupcima-proizvođačima.

1.2 Toplotno skladište u Novom Sadu

Primarni cilj projekta toplotnog skladišta u Novom Sadu (zvaničan naziv Solar-termal Novi Sad) je razvoj i izgradnja postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije a zasnovana su na solarno-termalnoj energiji i toplotnim pumpama, kao i njihova integracija u sistem daljinskog grejanja Novog Sada. Sekundarni cilj projekta jeste omogućavanje boljeg sektorskog povezivanja između sistema daljinskog grejanja i elektroenergetskog sistema, kako bi se obezbedila nedostajuća balansna rezerva za elektroenergetski sistem, kroz implementaciju tehnologija upravljive potrošnje, odnosno „Power to X“ rešenja.

Strateški cilj Grada Novog Sada i preduzeća Novosadska toplana je obezbeđivanje baznog izvora toplotne energije za potrebe sistema daljinskog grejanja, kroz integraciju obnovljivih izvora energije u postojeću infrastrukturu toplane. Trenutno je sistem za proizvodnju toplotne energije u okviru daljinskog grejanja grada zasnovan isključivo na korišćenju prirodnog gasa kao primarnog izvora energije. Grad Novi Sad i Novosadska toplana prepoznali su tehnologiju skladištenja toplote kao održivo rešenje za sistem daljinskog grejanja.

Solarno-termalna tehnologija sa skladištenjem toplotne energije podrazumeva prikupljanje toplotne energije, skladištenje toplotne energije u toplotnom skladištu i korišćenje uskladištene energije u sistemu daljinskog grejanja. Prikupljanje energije van grejne sezone vrši se putem polja solarnih kolektora, toplotnih pumpi i direktnom konverzijom električne energije u toplotnu. Energija se skladišti u jamskim skladištima toplotne energije, a medijum za skladištenje je voda.

Uskladištena energija se koristi direktno kao izvor toplotne energije u sistemu daljinskog grejanja, kada je temperatura vode u skladištu viša od temperature vode u sistemu daljinskog grejanja, odnosno indirektno putem toplotnih pumpi, kada je temperatura vode u skladištu niža od temperature vode u sistemu daljinskog grejanja.

Trenutno stanje projekta je da je završena studija izvodljivosti i planirana je izgradnja, za šta je već odobreno finansiranje od strane Evropske banke za obnovu i razvoj.

Solarno-termalno postrojenje planirano je u neposrednoj blizini gradskog sistema daljinskog grejanja i kogeneracijskog postrojenja TE-TO "Novi Sad", Prikazano na Slici 3.



Slika 3: Planirano toplotno skladište u Novom Sadu neposredno pored TE-TO Novi Sad

1.3 Zakonska i podzakonska regulativa

Termalno skladište sa električnim izvorom toplotne energije predstavlja skoncentrisanu upravljivu potrošnju, koja je prepoznata u zakonskoj i podzakonskoj regulativi.

Zakonom o energetici [1], u članovima 3 i 4 u strategiji i ciljevima energetske politike, prepoznata je upravljiva potrošnja.

U Uredbi o mrežnim pravilima koja se odnose na priključenje na mrežu objekata kupaca [2] (transponovana EU uredba 2016/1388), je u članu 27 definisano da se:

Usluge upravljanja potrošnjom koje se pružaju operatorima sistema klasifikuju se u sledeće kategorije:

- daljinsko upravljanje:
 - upravljanje potrošnjom sa ciljem promene aktivne snage;
 - upravljanje potrošnjom sa ciljem promene reaktivne snage;
 - upravljanje potrošnjom sa ciljem upravljanja ograničenjima u prenosnoj mreži;
- nezavisno upravljanje:
 - upravljanje potrošnjom sa ciljem promene frekvencije sistema;
 - upravljanje potrošnjom sa ciljem vrlo brze promene aktivne snage.

Objekti kupca i zatvoreni distributivni sistemi mogu pružati usluge upravljanja potrošnjom nadležnim operatorima sistema i nadležnim OPS. Usluge upravljanja potrošnjom mogu uključivati, zajedno ili odvojeno, povećanje ili smanjenje potrošnje.

Prema transponovanoj EU uredbi 2016/1388, upravljiva potrošnja može da pruža sve usluge kao i proizvodni modul, u zavisnosti od tehničkih karakteristika potrošnje.

U ovom trenutku, u podzakonskim aktima, upravljiva potrošnja nije u potpunosti prepoznata.

U Pravilima o radu tržišta i Pravilima o radu prenosnog sistema, upravljiva potrošnja prepoznata je samo kao balansni entitet koji pruža pomoćnu uslugu tercijarne regulacije.

Pored zakonske regulative koja se tiče upravljive potrošnje, od značaja za ovaj rad je i regulativa koja se odnosi na nedostatak balansne rezerve u sistemu.

U članu 67. a Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije [7], usled integracije značajne količine varijabilnih OIE prepoznat je rizik po siguran rad elektroenergetskog sistema usled nedostatka rezerve za balansiranje sistema, prvenstveno rezerve sekundarne regulacije. Zakonom je definisano da se priključenje varijabilnih OIE odlaže, ukoliko ne postoji dovoljno rezerve sekundarne regulacije.

U skladu sa Zakonom, OPS je dužan da u okviru plana razvoja sistema sprovede analizu adekvatnosti, kojom se analizira adekvatnost proizvodnje u prenosnom sistemu. Najnovija studija adekvatnosti (mart 2024.), koju je sproveo OPS, ukazala je na nedostatak balansne rezerve u elektroenergetskom sistemu, zbog čega je priključenje novih varijabilnih OIE na elektroenergetski sistem Srbije odloženo. Priključenje novih varijabilnih OIE moguće je samo uz obezbeđenje nove balansne rezerve, što značajno povećava troškove izgradnje novih projekata OIE. Ovi rezultati analize adekvatnosti su posledica velikog broja zahteva za priključenje varijabilnih OIE na elektroenergetski sistem.

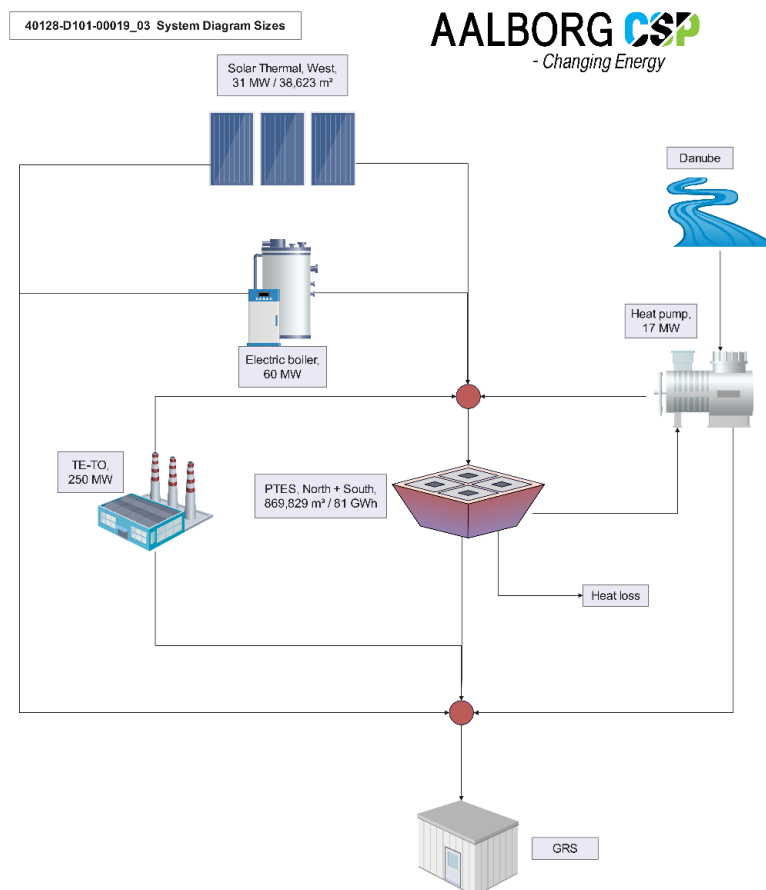
2 KONEPTUALNO REŠENJE TOPLOTNOG SKLADIŠTA U NOVOM SADU

Rešenje toplotnog skladišta u Novom Sadu sastoji se od samog toplotnog skladišta, polja solarnih kolektora, toplotne pumpe, e-boiler-a (električni kotao) i postojeće TE-TO NS, kao što je prikazano na Slici 4. Svaki od elemenata koji skladištu predaju toplotu, moći će da direktno preda toplotu i sistemu daljinskog grejanja, zavisno od toga da li je grejna sezona u toku ili ne. Ključni element projekta je toplotna pumpa koja ima specifičnu planiranu namenu. Van grejne sezone, toplotna pumpa preuzimaće toplotu iz Dunava i grejaće toplotno skladište sa stepenom efikasnosti procesa od 2.9 (u daljem tekstu - COP), prikazano na Slici 5, a tokom grejne sezone, kada temperatura vode u skladištu nije dovoljna da bi se toplota predala sistemu daljinskog grejanja, toplotna pumpa uzimaće toplotu iz toplotnog skladišta, i predavati je sistemu daljinskog grejanja, uz visok stepen efikasnosti procesa (COP 3.9), kao što je prikazano na Slici 6.

Karakteristike elemenata projekta date su u tabeli 1.

Tabela 1: Karakteristike elemenata toplotnog skladišta

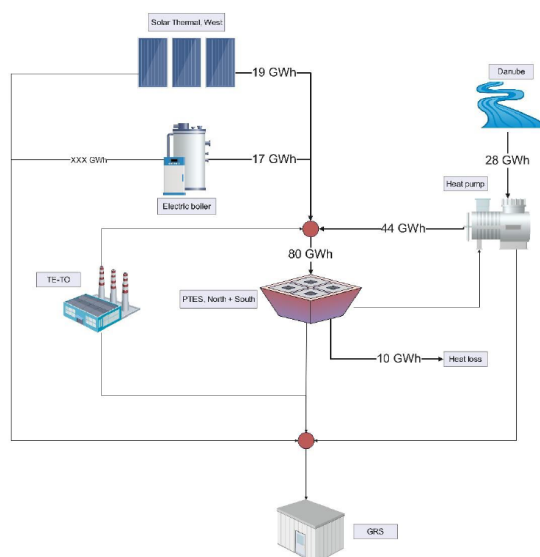
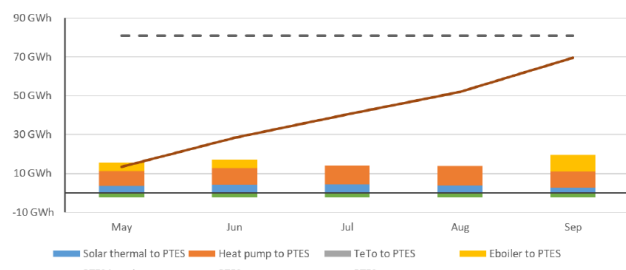
Element toplotnog skladišta	Instalisani parametar	Kumulativna godišnja produkcija/ulaz	Kumulativna godišnja produkcija/izlaz
Toplotno skladište	105MWt/ 80 GWh	238 GWh	222 GWh
Toplotna pumpa	4,3MWe / 17 MWt	68 GWh	98 GWh
e – boiler	60 MW	/	29 GWh
Solarni kolektori	31 MW	/	29 GWh
TE-TO NS	250 MWt	/	363 GWh



Slika 4: Konceptualno rešenje toplotnog skladišta

NON-HEATING SEASON

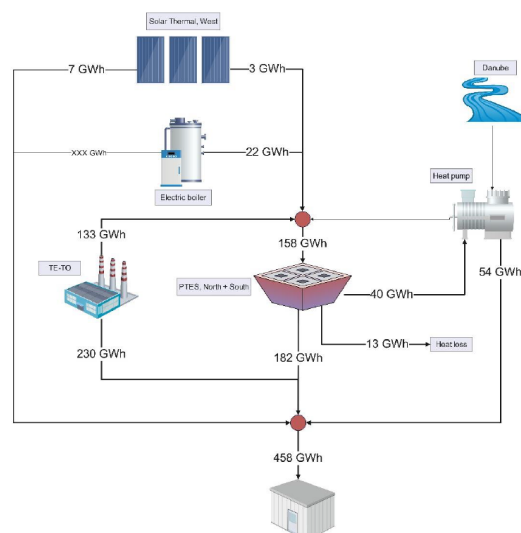
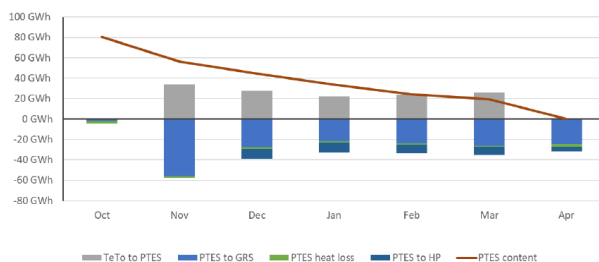
PTES - Heat Flow - Non-heating Season



Slika 5: Tokovi energije van grejne sezone

HEATING SEASON

PTES - Heat Flow - Heating Season

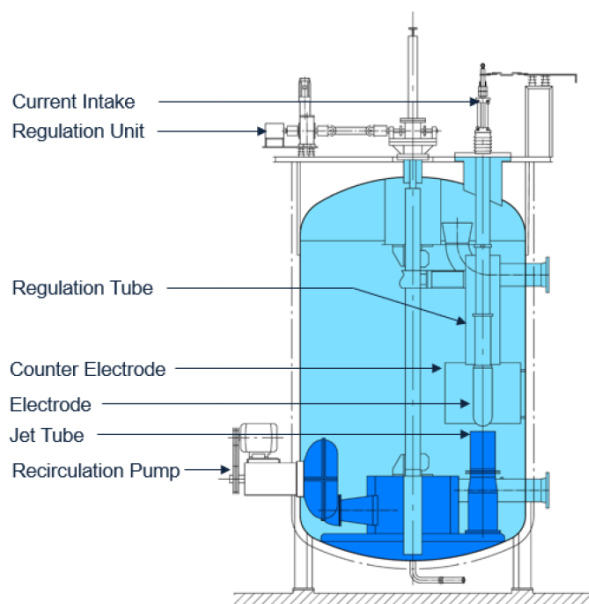


Slika 6: Tokovi energije u grejnoj sezoni

Na slikama 5 i 6, prikazano je predviđeno energetska stanje skladišta u svakom mesecu i tokovi energije u odnosu na skladište.

3 TOPLOTNO SKLADIŠTE KAO UPRAVLJIVA POTROŠNJA

U dizajnu toplotnog skladišta u Novom Sadu predviđena su dva tipa električnih izvora toplotne energije, toplotna pumpa i električni kotao. Električna snaga toplotne pumpe je 4,3 MW i predviđena je da radi planski, iako ima značajnu fleksibilnost. Sa druge strane električni kotlovi sa snagom od 2x30 MW su planirani da rade kao fleksibilni potrošač električne energije. U planiranom postrojenju električni kotlovi predstavljaju ključne komponente za iskorišćavanje sve većeg učešća jeftine i obnovljive električne energije na tržištu. Planirana je ugradnja katodnih električnih kotlova, poprečni presek kotla prikazan je na Slici 7.



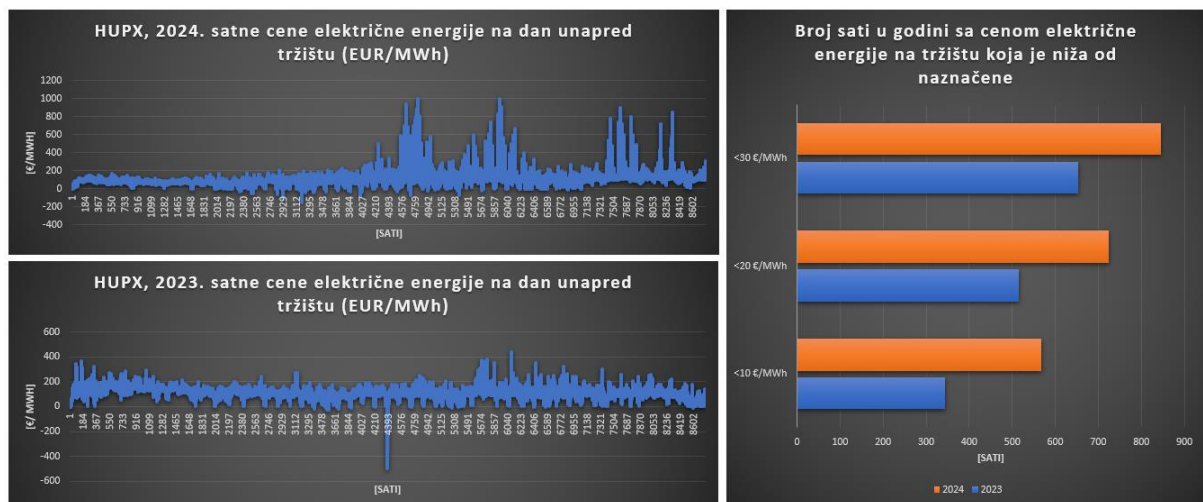
Slika 7: Poprečni presek električnog bojlera

Karakteristike postrojenja električnog kotla prikazane su u tabeli 2. Najznačajnije karakteristike su širok opseg potrošnje, visoka efikasnost, visoke izlazne temperature vode/pare na izlazu, kao i mogućnost prilagođenja kotla naponskom nivou.

Tabela 2: Karakteristike električnog kotla

Karakteristika	Vrednost	Jedinica
Snaga	2-60	MW
Napon	6-24	kV
Pritisak fluida	<25	bar
Temperatura fluida	<226	°C
Efikasnost	>99	%

Na slikama 5 i 6 može se primetiti da je najznačajnije angažovanje električnog kotla u maju i septembru. Integracijom sve veće količine varijabilnih OIE povećaće se broj sati kada su cene električne energije na berzama niske, odnosno očekivano je da električni kotlovi rade i u drugim mesecima tokom godine. Na slici 8 prikazane su godišnje satne cene na dan unapred tržištu u Mađarskoj (izvor Transparency Platform) za 2023. i 2024. godinu, sa izdvojenim brojem sati tokom godine kada je cena niža od 10 €/MWh, 20 €/MWh i 30 €/MWh. Za sve tri kategorije, primetno je značajno povećanje broja sati sa niskim cenama za 2024. u odnosu na 2023. godinu, sa mogućnošću da se trend nastavi i u 2025. godini. Broj sati kada električni kotao radi je bitan sa stanovišta smeru balansne usluge koju može da pruži. Oko 10 % vremena očekuje se da će električni kotao biti u radu i tada će moći da pruži uslugu smanjenja potrošnje (za EES ekvivalent povećanje proizvodnje). Za predmetnu uslugu se očekuje da će biti deficitarna u uslovima značajne proizvodnje iz varijabilnih OIE. Preostalo vreme kada nije aktivan, električni kotao može da obezbedi rezervu u smeru povećanja potrošnje (za EES ekvivalent smanjenju proizvodnje).



Slika 8: Ostvarene cene električne energije na berzi u Mađarskoj, satne vrednosti, dan unapred

Brzina odziva, kada je u pitanju potrošena električna energija, je u sekundama, i zbog toga su električni kotlovi predviđeni da pružaju sve vrste balansnih pomoćnih usluga (primarna, sekundarna, tercijarna regulacija) u punom radnom opsegu. Pored toga, elektrodni kotlovi predstavljaju dodatni mehanizam u sistemu daljinskog grejanja jer imaju brzu reakciju na promene toplotnog opterećenja.

Pored karakteristika fleksibilnosti, toplotna skladišta sa električnim kotlovima i toplotnim pumpama povećavaju apsolutnu vrednost balansne rezerve u sistemu što daje mogućnost da OPS poveća limit za integraciju varijabilnih OIE u EES.

Dodatno, pored obezbeđivanja nove balansne rezerve, povezivanje sistema daljinskog grejanja i elektroenergetskog sistema ima i druge prednosti:

- Kao fleksibilna potrošnja, može postati novi resurs operatora sistema za otklanjanje zagušenja u mreži.
- Pozitivno utiče na tržište električne energije jer može preuzeti višak električne energije iz mreže i sprečiti obustavu proizvodnje, negativne ili nulte cene električne energije iz OIE.
- Generalno smanjuje rizik investiranja u nove projekte varijabilnih OIE (vetar i sunce) tako što pozitivno utiče na cenu balansiranja i na cenu električne energije na tržištu.

Jedna od najznačajnijih prednosti opisanog rešenja, u smislu pružanja balansnih usluga, jeste veličina skladišta. Zbog odnosa kapacitet/električna snaga, može se smatrati da upravljiva potrošnja u opisanom konceptualnom rešenju nema vremenski limit. U slučaju da posmatramo baterijsko skladište snage 60 MW i kapaciteta 240 MWh koje pruža pomoćnu uslugu balansiranja sistema kao upravljiva potrošnja, ako je u startu skladište bilo prazno, maksimalno angažovanje usluge sa punom snagom je 4 sata i o popunjenosti skladišta u realnom vremenu pružalac pomoćne usluge i OPS moraju da vode računa. Kada je u pitanju rešenje opisano u ovom radu, ako je skladište prazno električni kotlovi ukupne snage od 60 MW mogu da budu angažovani sa punom snagom, u cilju pružanja pomoćne usluge balansiranja sistema duže, od 1300 sati, što sa stanovišta vremenskog domena upravljanja može da se posmatra bez limita.

4 REGULATORNI IZAZOVI ZA „POWER TO X“

U Uvodu ovog rada je navedeno da je u Pravilima o radu tržišta i Pravilima o radu prenosnog sistema, upravljiva potrošnja prepoznata samo kao balansni entitet koji pruža pomoćnu uslugu tercijarne regulacije. Sa tehničkog aspekta, u slučaju izuzetno upravljive potrošnje, što je slučaj kod električnih kotlova, karakteristike odziva sekundarne i tercijarne regulacije su značajno kvalitetnije nego kod standardnih proizvodnih modula koji pružaju predmetnu uslugu i potpuno je neopravdano to što upravljiva potrošnja nije prepoznata kao resurs za primarnu i sekundarnu regulaciju.

Kada je u pitanju odlaganje priključenja varijabilnih OIE na EES RS zbog nedostatka balansne rezerve, u [7] je definisan i član 67 b, kao izuzetak odlaganja: „Odlaganje priključenja na prenosnom sistemu ne primenjuje se na elektrane koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije, ako podnosilac zahteva za izradu studije priključenja:

1) obezbedi novi kapacitet za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve koji će biti ponuđen operatoru prenosnog sistema za sistemsku uslugu sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene“

U [7] je naznačeno da se pod novim kapacitetom iz stava 1. ovog člana smatra sinhroni proizvodni modul ili skladište električne energije osposobljeno za rad u sekundarnoj regulaciji koje nije bilo raspoloživo operatoru prenosnog sistema u trenutku izrade važeće analize adekvatnosti.

Upravljiva potrošnja nije ni sinhroni proizvodni modul niti skladište električne energije. Ne postoji tehnički, niti bilo koji drugi razlog, zašto se upravljiva potrošnja ne bi posmatrala kao novi kapacitet za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve, naročito imajući u vidu da je Operator sistema konstatovao problem nedostatka sekundarne rezerve kao nepremostivu prepreku daljem povećanju integracije OIE u EES Republike Srbije.

Priključenje novih objekata na prenosni sistem koji imaju određeni opseg upravljive potrošnje ne tretira se isto kao priključenje proizvodnih modula ili skladišta električne energije. Razlika je u primeni operativnih ograničenja. U [1] je definisano da se Operativna ograničenja odnose na sve objekte koji se priključuju na prenosni sistem, bez izuzetaka. Sa druge strane u [10] stoji da se operativna ograničenja primenjuju samo za proizvodne module i skladišta električne energije. U praksi, operativna ograničenja izdaju se za proizvodne module i skladišta električne energije. Ne postoji tehnički razlog da se operativna ograničenja ne primenjuju na upravljivu potrošnju.

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu dat je pregled konceptualnog dizajna toplotnog skladišta čija izgradnja se planira u Novom Sadu. Navedene su karakteristike elemenata koje čine toplotno skladište i konstatovano je da postoje značajni resursi upravljive potrošnje na predmetnom projektu.

Zaključeno je da generalno, toplotna skladišta mogu da budu jedno od rešenja izazova balansiranja i bilansiranja EES pri značajnoj integraciji varijabilnih OIE.

U radu je ukazano i na nedostatke Zakonske regulative. Potrebno je prateći Uredbu o mrežnim pravilima koja se odnose na priključenje na mrežu objekata kupaca, u Pravilima o radu tržišta i Pravilima o radu prenosnog sistema prepoznati opseg upravljive potrošnje kao sekundarnu rezervu. Neophodno je izmeniti član 67 b, Zakona o korišćenju OIE, tako da upravljiva potrošnja bude u svemu jednaka kao i balansna rezerva koju pružaju konvencionalne elektrane.

Neophodno je izmeniti [10] u smislu da su operativna ograničenja primenjiva na postrojenjima koji operatoru mogu da pruže upravljivu potrošnju.

6 LITERATURA

- [1] Zakon o energetici ('Sl. glasnik RS', br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon i 62/2023)
- [2] Uredba o mrežnim pravilima, priključenje na mrežu objekata kupaca ("Sl. glasnik RS", broj 104 od 9. septembra 2022 (transponovana EU uredba 2016/1388))
- [3] <https://elektrodistribucija.rs/pdf/ELEKTRANE.pdf>
- [4] <https://aers.rs/media/FILES/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202023.pdf>
- [5] <https://ems.energyflux.rs/dashboard>
- [6] <https://ems.rs/obavestenje-o-nastupanju-uslova-za-odlaganje-postupka-prikljucenja/>
- [7] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije, ("Sl. glasnik RS", br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon)
- [8] <https://newtransparency.entsoe.eu/>
- [9] Novi Sad solar thermal plant, Feasibility study and E&S, Contex energy, Enova, Alborg CPS, FTN, 2024.
- [10] Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom ("Sl. glasnik RS", br. 84/2023)

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.08)

C1.08

**УТИЦАЈ САТНЕ РЕЗОЛУЦИЈЕ ПРОРАЧУНА НА ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА
ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА****THE IMPACT OF HOURLY RESOLUTION CALCULATIONS ON THE TRANSMISSION
SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING PROCESS****Јелена Ђокић, Владан Ристић, Андрија Павићевић, Небојша Вучинић***

Кратак садржај: Као што је познато, прецизност улазних података и претпоставки које се начине пре отпочињања вршења анализа значајно утичу на ефикасност и поузданост процеса планирања развоја преносног система. Један од кључних фактора у овом процесу јесте резолуција прорачуна, то јест, број радних режима у току посматране перспективне године за који се те анализе врше. У ранијим планерским процесима су прорачуни обављани искључиво на симулационим моделима који су репрезентовали карактеристичне радне режиме, дефинисане превасходно на основу одлика потрошње у систему. Као једно од најважнијих унапређења у процесу израде Плана развоја преносног система може се, стога, истаћи коришћење модела са сатном резолуцијом, односно модела који представљају сваки сат у будућој години од интереса. Применом оваквих модела, омогућено је праћење промена потрошње, понашања варијабилних обновљивих извора енергије и утицаја који те варијације имају на остатак система, при чему је посебан фокус стављен на висока оптерећења елемената преносног система и евентуална загушења до којих би због тога могло доћи. У складу са тиме, у раду ће се паралелно посматрати резултати до којих се дошло на основу оваквих модела и резултати до којих би се дошло у случају да су коришћени раније употребљавани карактеристични модели, где ће анализа бити усредсређена на одабране регионе система. Посебна пажња ће се придати демонстрацијама утицаја унапређене методологије на доношење инвестиционих одлука и оптимизацију распоређивања ресурса оператора преносног система.

Кључне речи: прецизност, улазни подаци, анализе, процес планирања, План развоја, преносни систем

Abstract: It is widely known that the precision of the input data and assumptions made before starting the analyses significantly affect the efficiency and reliability of the transmission system planning process.

*Јелена Ђокић, ЕМС а.д., jelena.djokic@ems.rs
др Владан Ристић, ЕМС а.д., vladagenius.vr@gmail.com
Андрија Павићевић, ЕМС а.д., andrija.pavicevic@ems.rs
Небојша Вучинић, ЕМС а.д., nebojsa.vucinic@ems.rs

One of the key factors in this process is the resolution of the calculation, or, to say, the number of working regimes during the observed year for which the relevant analyses are performed. In earlier planning processes, calculations were conducted exclusively on the simulation models that represent characteristic operational regimes, defined primarily by the characteristics of the consumption in the system. As one of the most important improvements in the process of making the Transmission System Development Plan, we can point out the usage of models with hourly resolution, that is, models that represent every hour in the future year of interest. By applying such models, it is possible to monitor changes in consumption, the behavior of variable renewable energy sources and the impact that these variations have on the rest of the system, with a special focus on high loadings on the elements of the transmission system and possible congestions that could occur as a result. Accordingly, the paper will look at the results obtained by applying hourly models and the results obtained by running the calculations on the previously used characteristic models, with the analyses focusing on several selected regions of the system. Special attention will be paid to demonstrating the impact of the improved methodology on the enhancement of the process of making investment decisions and optimizing the deployment of available resources of the transmission system operator.

Key words: *precision, input data, analysis, planning process, Development Plan, transmission system*

1 УВОД

ЕМС а.д. је, као оператор преносног система Републике Србије, дужан да на сваке две године објави План развоја преносног система. Ова обавеза дефинисана је Законом о енергетици [1], у чијем се члану 111 наводи и да овај План развоја мора бити заснован на прогнозама потрошње и производње електричне енергије, као и на резултатима саветовања са заинтересованим странама. Такође се експлицитно наводи и то да План развоја преносног система мора бити хармонизован са Планом развоја који израђује оператор дистрибутивног система, где се хармонизацијом постиже то да се средства која су на располагању операторима расподељују на оптималан начин. Конкретно, то значи да, ако би постојао неки пројекат који би захтевао активности и оператора преносног, и оператора дистрибутивног система, те активности би морале да буду усаглашене, пошто би у супротном могло доћи до случаја у коме би један од два оператора завршио своје активности, а други не би ни почео са радовима. Кораци које је потребно предузети како би се жељени степен хармонизације постигао наведени су, као и многе друге смернице, у Правилима о раду преносног система [2]. Осим тога, у Правилима се, примера ради, наводи и то на каквим се симулационим моделима врше прорачуни потребни за израду Плана. Наиме, према члану 4.3.11 актуелне верзије Правила о раду преносног система, анализе се врше на мрежним моделима који, поред преносног система Србије, обухватају и системе околних земаља, при чему се ти модели праве према једној од две опције:

1. за сваки сат у изабраним пресечним годинама; или
2. за карактеристичне радне режиме зимског и летњег периода.

По члану 4.3.12 Правила, у карактеристичним режимима летњег периода ангажовања ветроелектрана у моделима износе по 85%, а у зимском режиму 100% инсталисане снаге (максималне активне снаге), при чему ангажовање не сме бити веће од одобрене снаге. Код соларних електрана, у карактеристичним режимима зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума, ангажовања у моделима износе по 70%, 100% и 70% од инсталисане снаге (максималне активне снаге), респективно, при чему ангажовање ни овде не сме бити веће од одобрене снаге.

Као што се одавде може закључити, под појмом карактеристичних режима су узимани режими зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума, дефинисани стриктно по екстремумима потрошње у систему Србије.

У претходним издањима Плана развоја преносног система (последња усвојена је она која се односила на период од 2023. до 2032. године [3]) коришћен је други наведени приступ, тј. онај сходно коме се прорачуни раде за карактеристичне режими. Притом је усвојена претпоставка по којој се, уколико неки проблем не би био виђен у тим карактеристичним режимима, сматрало да не би био добијен ни у неком од умеренијих радних режима. Но, овај приступ има и својих недостатака. Пре свега, поузданост ове претпоставке постала је упитна у тренутку у ком су прилике у систему почеле превасходно да буду диктиране нивоом интергисаних обновљивих извора енергије. Управо је тај ниво довео до тога да је у моделима узето да преко 10 GW најављених обновљивих извора у Србији у сваком од тих карактеристичном модела ради снагом блиском или једнаком инсталисаној. Ова претпоставка не само што није реална (јер Србија у таквим режимима извози неколико GW ка суседним системима у којима обновљиви извори такође раде великим снагама), већ изоставља све режими до којих би могло доћи у случајевима у којима би обновљиви извори радили малим снагама, а Србија морала да увози енергију из суседних система.

Да би се обезбедило то да се и ти радни режими обухвате прорачунима, у нацрту Плана развоја за период од 2025. до 2034. године се прешло на први приступ, то јест, на онај по коме се прорачуни раде за сваки сат у години. Управо ће поређење резултата из сатних анализа и резултата који би се добили да су поново коришћени карактеристични модели бити и тема овог рада. Наиме, то што су у карактеристичним режимима снаге генерисања обновљивих извора вештачки повећаване довело је до тога да се у њима примете и бројни проблеми до којих не би ни могло доћи ни због одлика конзума, а ни због рада тржишта електричне енергије. Уз то, то што би се неко преоптерећење јавило у карактеристичном режиму могло би довести до тога да се спроведу хитне акције да би се оно решило. Ако би се испоставило да је тај проблем виђен искључиво због начина прављења модела, а не због тога што би до таквих радних стања система стварно могло доћи, било какве акције на ту тему би биле сувишне и довеле би до субоптималног трошења ионако ограничених ресурса. То је још једно побољшање до којег доводи примена сатних прорачуна, пошто се из њих може видети и да ли је проблем критичан са аспекта величине преоптерећења, али и то у ком би се броју сати у посматраној години тај проблем могао јавити. Сходно томе, оператор система са већим степеном поузданости може одлучити да ли да планира акције за решавање овог проблема. Примена сатних прорачуна на системима са великим капацитетима обновљивих извора је у претходним годинама била тема и значајног броја научних радова и дисертација [4-5], а отпочело се са њиховом применом и у планерским актима још неких европских земаља (нпр. Шпаније [6]). Уз закључке који ће се извести у наставку овог рада, и то може послужити као аргумент у корист усвојене методологије.

2 КОРИШЋЕНИ СОФТВЕРИ ЗА ТРЖИШНЕ И МРЕЖНЕ ПРОРАЧУНЕ

Као што је и речено, у новој верзији Плана развоја је по први пут усвојена иновација која се односи на вршење прорачуна на сатном нивоу уместо на карактеристичним режимима. Да би се ово могло урадити, било је потребно спровести одговарајући сет анализа, где су први прорачуни морали да се раде на тржишним моделима. Резултати добијени на овим моделима су представљали улазни податак за мрежне моделе, јер су за сваки сат у години дали балансе сваког од система у региону и ангажовања електрана у њима. За тржишно моделовање током израде Плана развоја је коришћен софтверски пакет ANTARES (енг. *A New Tool for Adequacy Reports and Economic Simulations*).

Притом је примењена опција економског ангажовања електрана. Симулација извршена на тај начин као резултат даје процену трошкова рада система и оптимална ангажовања генератора на сатном нивоу. Као критеријумска функција се притом узима минимизација цене рада система. Анализа рађена на овакав начин се зато и назива прорачуном економског диспечинга електрана.

Мрежни прорачуни потребни за израду Плана развоја преносног система су обављени у софтверском алату PSS/E (енг. *Power System Simulator for Engineering*), због могућности којима овај алат располаже. Селекцију овог софтвера је свакако олакшала чињеница да се исти алат користи у ЕМС а.д. већ дужи временски период, док се на европском нивоу користи за планерске процесе ENTSO-E асоцијације. Тај алат се највећим делом користи за анализу и планирање електроенергетских мрежа кроз анализе токова снага по сваком елементу мреже, процене стабилности система или прорачуне струја кратких спојева.

2.1 Тржишни модели

Кроз Правила о раду преносног система прецизирано је да је прорачуне за План развоја потребно вршити у свим сатима у пресечним планским годинама. Пошто је План развоја написан 2024. године, петогодишњи временски хоризонт одговарао је 2029. години, док је десетогодишњи временски хоризонт представљао 2034. годину. У овом раду ће бити приказани резултати анализа спроведених за 2029. годину. Како би тржишни модел био креиран, било је неопходно дефинисати сет улазних података. Прва група су подаци који се односе на производне капацитете који се могу очекивати на мрежи у 2029. години. У то се убрајају како капацитети који се тренутно налазе на мрежи (чији излазак из погона није виђен у наредних пет година), тако и капацитети који треба да се прикључе, сходно годинама које су сами клијенти најавили приликом подношења захтева за прикључење. Инсталисане снаге производних јединица прикључених на преносни систем које су узете у обзир при формирању тржишних модела за 2029. годину наведене су у следећој табели.

Табела 1: Инсталисане снаге капацитета на преносном систему 2029. година

Тип електране	Укупна инсталисана снага за 2029. годину [MW]
Термоелектране	4480,6*
Хидроелектране (без РХЕ)	2393,8
Реверзибилне хидроелектране	614 (турбине) / 560 (пумпе)
Ветроелектране	6069,8
Соларне електране	3170,8
Остале електране	30,2
Батеријска складишта	604,5 (кап. од 1,98 GWh)

*- у случају термоелектрана дата је снага на прагу преноса система.

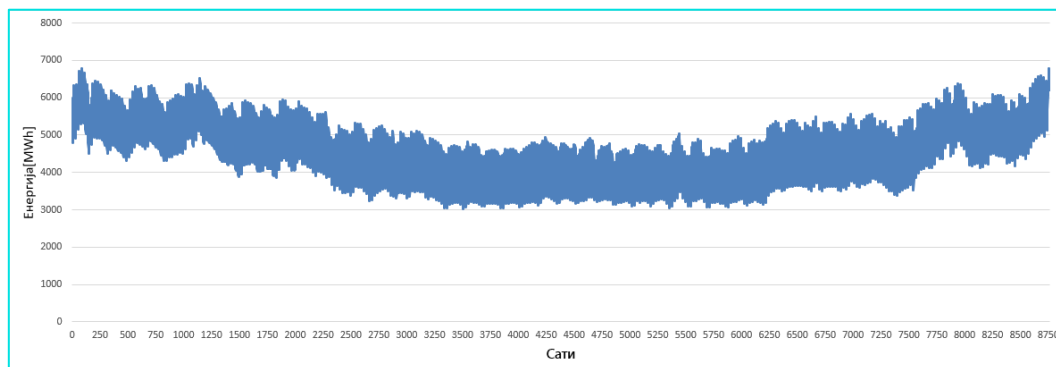
Од пројеката прикључења нових објеката на преносни систем уважени су они који су у тренутку писања нацрта Плана развоја имали готову Студију прикључења на преносни систем. Једини изузетак од правила биле су четири електране које се прикључују према стратешком партнерству Србије по питању градње фотонапонских соларних електрана. Пројекти који су у процес прикључења кренули у складу са новим регулаторним оквиром укључују и системе за складиштење електричне енергије, који су експлицитно уврштени у тржишне моделе за 2029. годину.

У моделима су уважени и капацитети који ће у 2029. години бити прикључени на дистрибутивни систем. Укупне инсталисане снаге соларних електрана и ветроелектрана прикључених на дистрибутивни систем узете при прављењу тржишних модела дате су у Табели 2. Снаге су подељене по дистрибутивним подручјима ЕДС. Пошто је снага којом снага може бити инјектирана из дистрибутивног у преносни систем ограничена актуелним регулаторним оквиром, снаге из приложене табеле не могу бити третиране као индикатор снаге инјектирања из дистрибутивног у преносни систем.

Табела 2: Инсталисане снаге капацитета на дистрибутивном систему – 2029. година

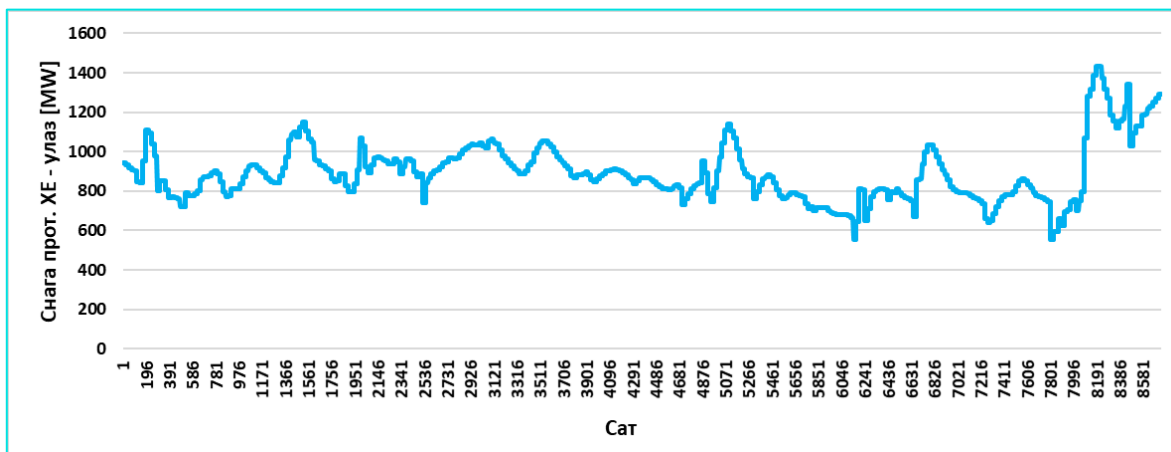
Дистрибутивно подручје	Инст. снага ВЕ [MW]	Инст. снага СЕ [MW]
Београд	0	60,9
Нови Сад	93,3	727,3
Краљево	0	121,2
Крагујевац	0	354,6
Ниш	0	419,5
Укупно	93,3	1683,5

Из Табела 1 и 2 се може видети да су варијабилни обновљиви извори енергије у портфељ који је разматран улазили са око 11 GW инсталисане снаге. Како би се спровео прорачун економског диспечинга електрана, потребно је у ANTARES унети процењене временске серије производње обновљивих извора са сатном резолуцијом. Такође, потребно је унети и сатне вредности потрошње електричне енергије које се очекује у посматраној години. Дефинисање сатних износа конзума 2029. године је обављено помоћу DFT (енг. *Demand Forecasting Tool*) алата, креираног од стране стручних тимова из ENTSO-E асоцијације. DFT је алат који на основу улазних података о потрошњи електричне енергије генерише сатне профиле потрошње за задате временске интервале. У улазне податке ту спадају три документа који садрже историјске податке о сатним вредностима потрошње, податке о нерадним данима (викендима, државним и верским празницима) и податке из PEMMDB (енг. *Pan-European Market Modeling Data Base*) базе. Ови подаци се користе као подлога у којој су наведене годишње потрошње електричне енергије (историјске и прогнозиране). Овако добијени сатни профили потрошње за 2029. годину могу се видети на Слици 1.



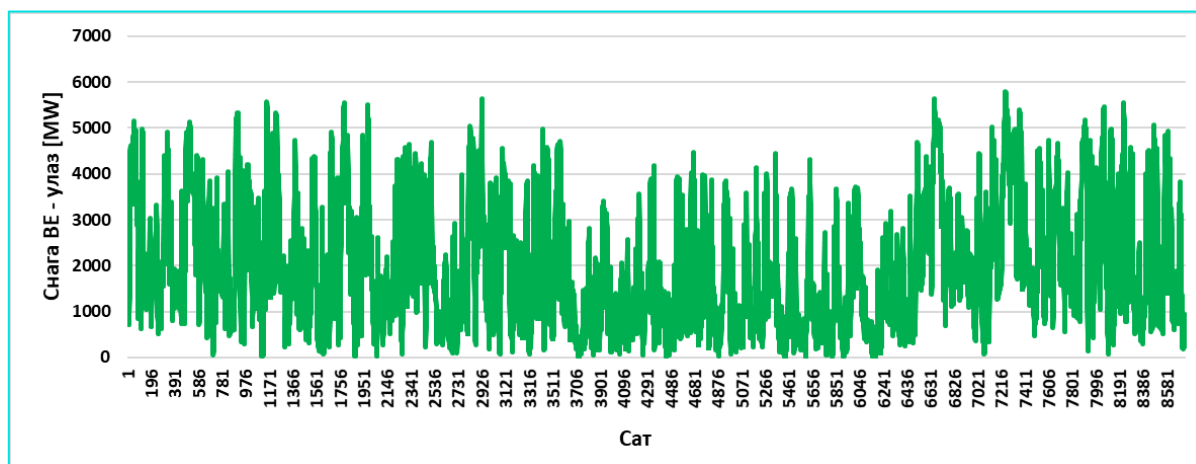
Слика 1: Сатни профил потрошње Републике Србије у 2029. години (без АП КиМ)

У улазне вредности које треба унети у ANTARES модел пре вршења прорачуна спадају и сатне производње обновљивих извора. То су ветроелектране, проточне хидроелектране и соларне електране. Што се тиче проточних хидроелектрана, профил је био заснован на профилима који су за Србију дати у Пан-европској климатској бази података (енг. *Pan-European Climate Database – PECD*). На дијаграму на Слици 2 се може видети годишњи профил рада проточних хидроелектрана, унет у тржишни симулациони модел. Јасно је да је профил дат збирно, за све такве електране у систему Србије, при чему се расподела снага по појединачним јединицама предметног типа у овом случају спроводи накнадно.



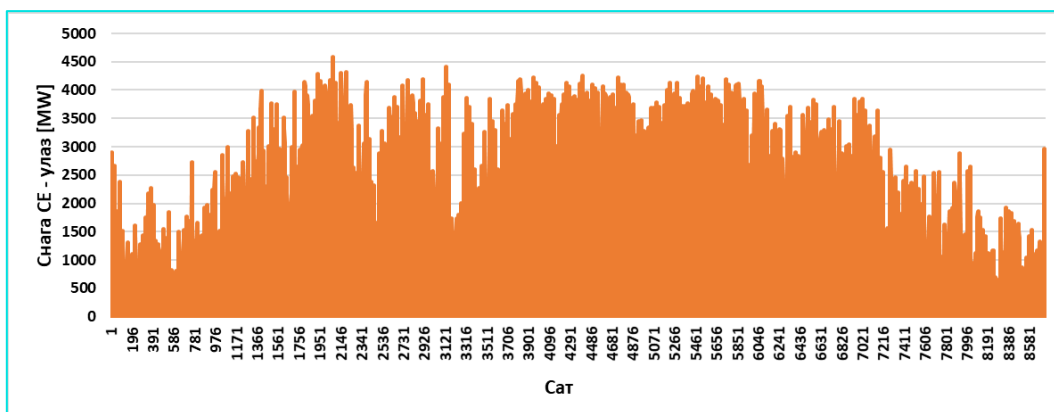
Слика 2: Производња проточних хидроелектрана – улазни податак за 2029. годину

Уз проточне хидроелектране, било је потребно унети и сатне серије за ветроелектране и соларне електране. Ти профили за ветроелектране и соларне електране су генерисани уз уважавање тога која се електрана налази у којој области, тако да је профил генерисан за сваку ветроелектрану понаособ. Сабирањем снага за сваку ветроелектрану у сваком сату у тој години добијен је укупни улазни профил за производњу ветроелектрана који је унет у ANTARES. Овако добијен сатни профил производње је дат на дијаграму на Слици 3.



Слика 3: Производња ветроелектрана – улазни податак за 2029. годину

Поступак идентичан овоме је спроведен и за профиле производње соларних електрана. Дијаграм на коме су дате улазне снаге производње соларних електрана дат је на Слици 4.

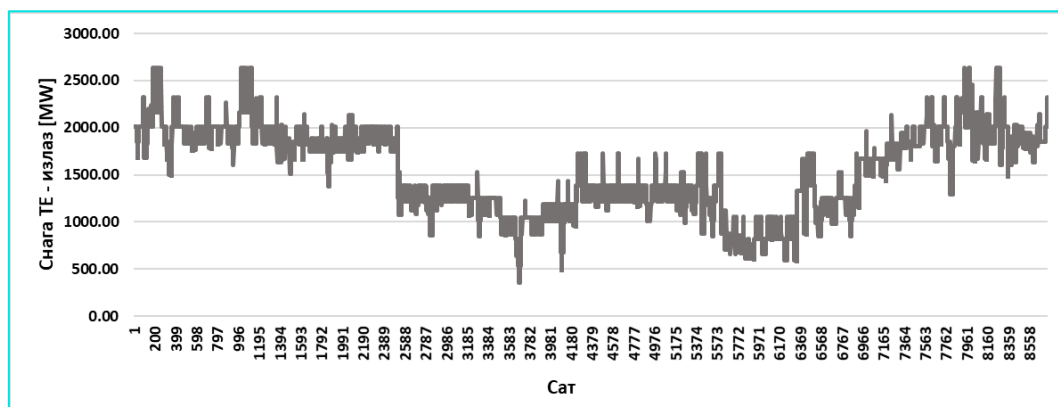


Слика 4: Производња соларних електрана – улазни податак за 2029. годину

Иако се на Слици 4 не виде сати са нултим снагама производње електрана, то не значи да таквих сати није било. Соларне електране не раде ноћу, али је тешко прецизно приказати то на дијаграму на ком је дато готово 9000 одбирака, тако да је ово стриктно последица усвојене резолуције, а не индикатор вредности коришћених при креирању симулационих модела. Након што су ови профили, заједно са преосталим улазним подацима, унети у креирани тржишни модел, могло се отпочети са обављањем жељених прорачуна на њима.

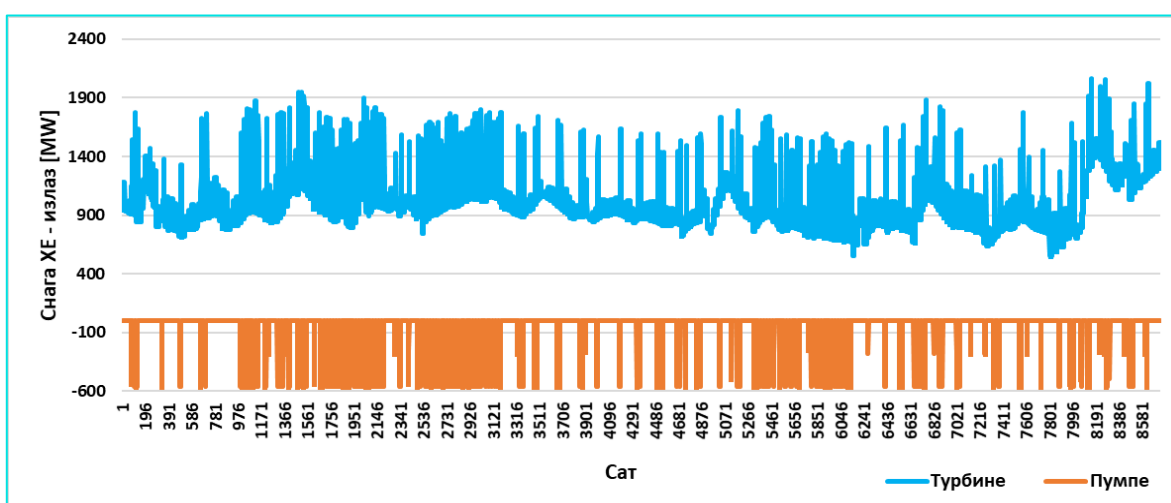
2.2 Мрежни симулациони модели

Мрежни модели из Плана развоја релевантни за овај рад се односе на годину G+5, где је са G означена година израде Плана развоја. Ови симулациони модели, од инфраструктуре намењене преносу електричне енергије, укључују како постојеће елементе преносног система, тако и инвестиционе пројекте ЕМС а.д. за које је добијена грађевинска дозвола или донет закључак Владе Републике Србије да је у питању пројекат од посебног значаја за државу. Овај приступ је стандардан приликом израде Студија прикључења на преносни систем, а по први пут је искоришћен и за потребе израде Плана развоја у његовом нацрту за период од 2025. до 2034. године. Како би се добио увид у то које су вредности узете из ANTARES софтверског пакета, на наредним странама су дати дијаграми сатних износа производње искоришћени за формирање мрежних модела за сваки сат у 2029. години. Расподела снаге производње сваког типа генератора по јединицама је обављена у складу са техничким карактеристикама и ограничењима ових јединица. Дијаграм сатних снага производње термоелектрана у Србији (на прагу преносне мреже) приказан је на Слици 5.



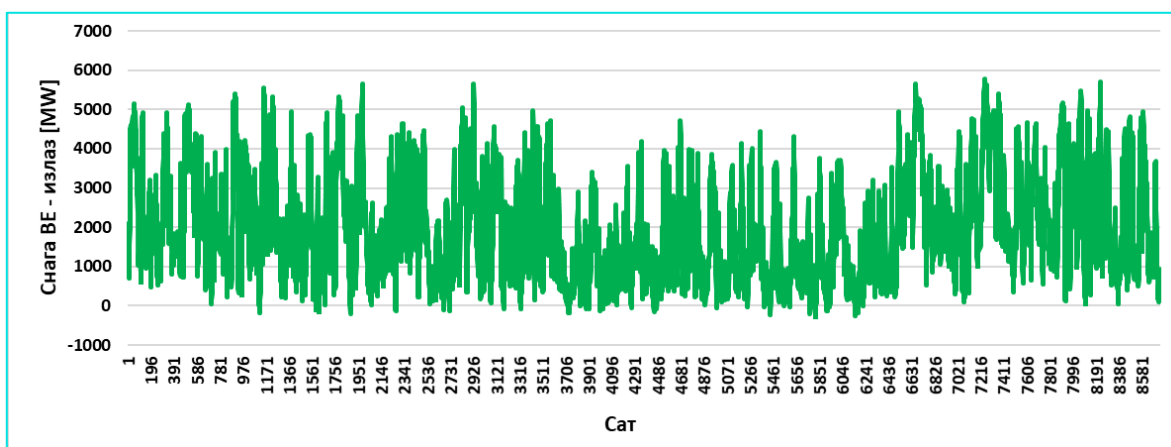
Слика 5: Производња термоелектрана – резултати за 2029. годину

Са ове слике се види да ће се од термоелектрана очекивати израженија подршка систему у зимском периоду него што је то случај у летњим месецима, што би се могло оправдати чињеницом да се зими јавља већи број ситуација у којима би напон могао да падне испод дефинисаних граница. Поред овога, и вредности снага потрошње су у зимском периоду веће него у летњим месецима, тако да термоелектране могу утицати на то да сигурност снабдевања конзума не буде угрожена. Осим овога, у летњим месецима би могло доћи и до планиране нерасположивости неких агрегата у термоелектранама услед потребе за вршењем ремонта и других радова на одржавању истих. На Слици 6 су приказане сатне вредности збирних снага производње хидроелектрана у систему Србије. Треба истаћи да су у овде приказане вредности ушле како проточне, тако и акумулационе и реверзибилне хидроелектране. Ово је на дијаграму на слици приказано плавом бојом. Уз то, наранџаста линија је примењена за представљање снага рада пумпи у реверзибилној хидроелектрани Бајина Башта. Посматрањем те линије се може видети да реверзибилна хидроелектрана ради у пумпном режиму у значајном делу године, а нарочито у току пролећних месеци.



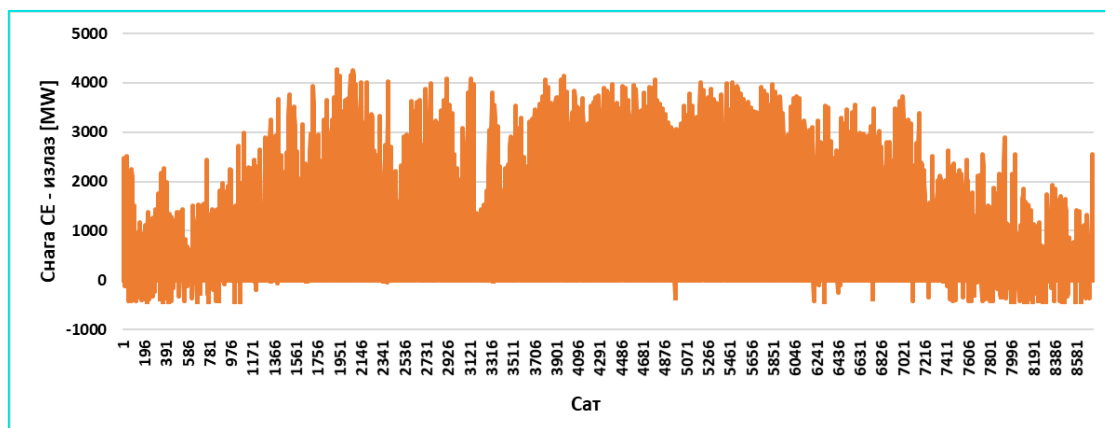
Слика 6: Производња хидроелектрана – резултати за 2029. годину

Пумпни режим РХЕ Бајина Башта је последица интермитентности рада ветроелектрана и соларних електрана, где се за кратко време могу јавити режими у којима постоји вишак енергије и режими у којима нема довољно енергије за задовољавање потреба потрошње. Што се ветроелектрана тиче, за њих је сатни дијаграм снага производње дат на Слици 7.



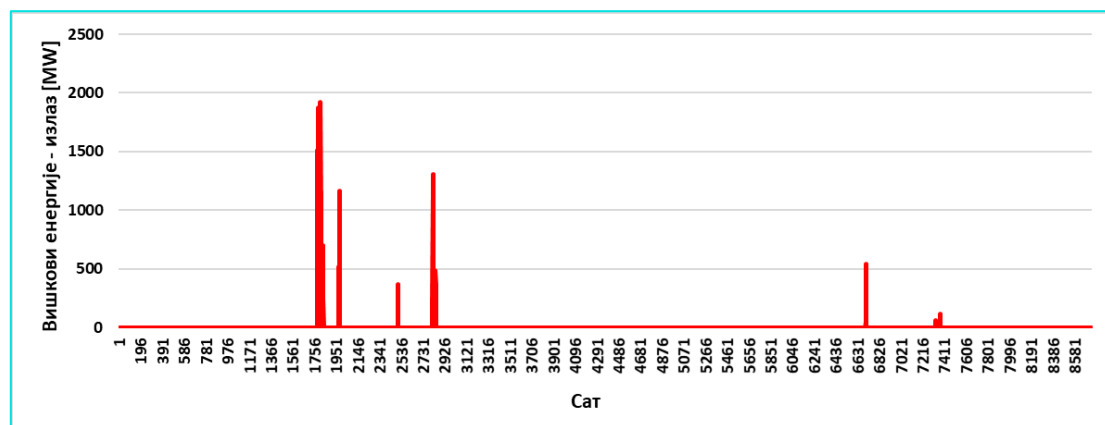
Слика 7: Производња ветроелектрана – резултати за 2029. годину

Добијени профил у великој мери одговара улазном профили који је приказан на Слици 3. Ипак, постоје две разлике које је потребно нагласити. Прво, неке од сатних вредности су ниже од оних унесених у ANTARES пакет услед вишкова у производњи, то јест, режима у којима се део енергије не може пласирати у мрежу због тржишних услова и ограничења размена са суседним системима. Уз ово, за електране које располажу пратећим баланским капацитетима (овде се под оваквим капацитетима подразумевају системи за складиштење електричне енергије), уважен је утицај истих. Њихов рад ефективно спушта производњу ветроелектрана, тако да су вредности добијене за неке сате овде чак и негативне. Слични закључци могу да се изведу и за соларне електране, за које је сатни дијаграм приказан на Слици 8. Са дате слике је евидентно да сумарна производња соларних електрана и њима придодатих система за складиштење у највећој мери пада испод нулте вредности током зимских и јесењих месеци. Управо ово је један од узрока разлика између вредности које су дате на Слици 8 и улазних вредности које су представљене на Слици 4. Други разлог је, опет, постојање радних режима у којима се јавља вишак производње због тржишних ограничења и немогућности пласмана енергије произведене у обновљивим изворима. Наравно, ЕМС а.д. ради на томе да се оваква ограничења умање у што већој мери, што се може постићи изградњом нове и јачањем постојеће инфраструктуре за пренос енергије.



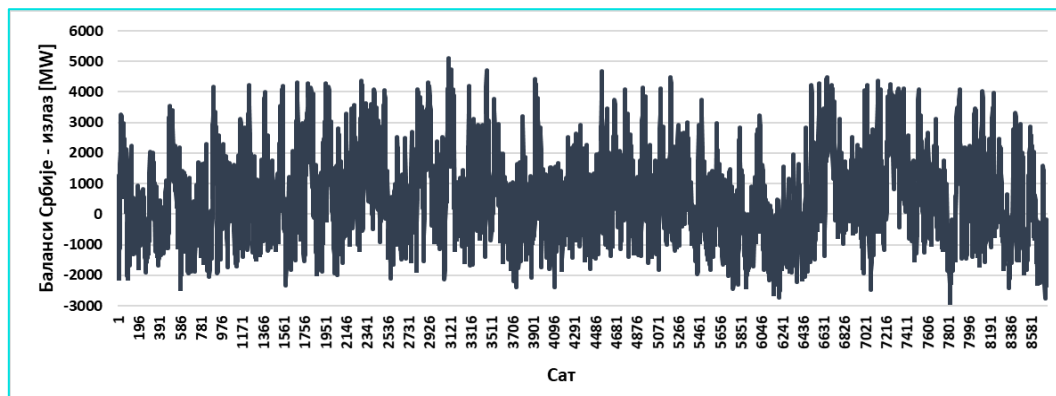
Слика 8: Производња соларних електрана – резултати за 2029. годину

У прошлом пасусу је било нешто речи о томе на који то начин тржишна ограничења могу утицати на пласман енергије из варијабилних обновљивих извора. Да би се утицај таквих вишкова илустровао, сатне вредности истих израчунате за 2029. годину дате су на Слици 9. Са те слике је јасно да до вишкова углавном долази у пролећном периоду 2029. године.



Слика 9: Вишкови производње – резултати за 2029. годину

Последњи податак којим је било требало располагати су баланси система Србије у сваком сату у 2029. години. То је један од резултата који се добијају након спровођења прорачуна на тржишним моделима, те се могу извући директно из ANTARES софтверског пакета. Одређене сатне вредности баланса (тј. разлика извоза и увоза) Србије представљене су на Слици 10, где позитивни износи означавају извоз, а негативни износи увоз енергије.



Слика 10: Баланси Србије – резултати за 2029. годину

Овиме је комплетиран скуп улазних података које је било неопходно обезбедити за сваки сат у години како би се за ту годину могли израдити сатни мрежни симулациони модели на којима су рађени прорачуни, те се може прећи на резултате добијене тим прорачунима.

3 РЕЗУЛТАТИ ПРОРАЧУНА ТОКОВА СНАГА И N-1 АНАЛИЗА

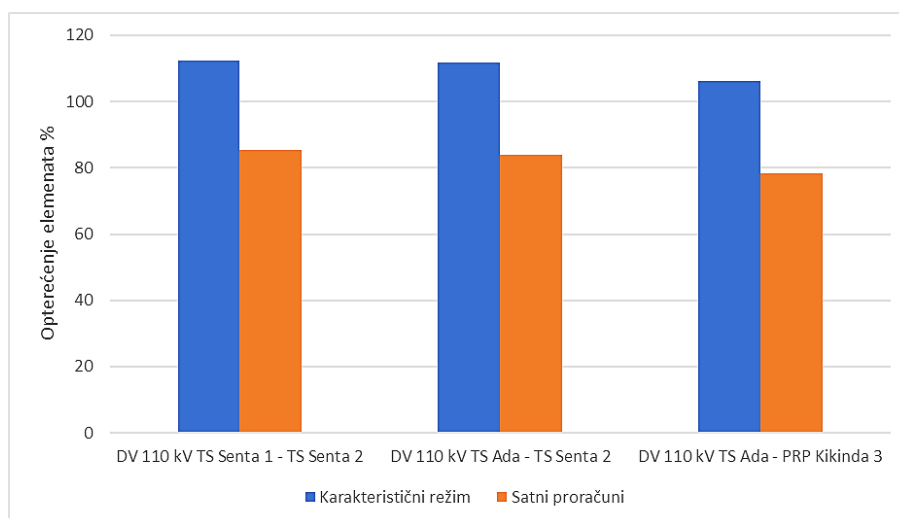
У Табели 3 је представљен одабрани сет резултата прорачуна токова снага кроз елементе и анализа поузданости рада мреже у случајевима једноструких испада у њој (N-1 анализе) обављених на моделу који одговара очекиваном стању система у 2029. години. Поменути одабир је био базиран на два фактора. Први од њих био је тај да је постојала жеља да се прикаже макар по један случај за сваки регион Србије. Други фактор који је овде био узет био је онај по коме су одабирани искључиво комбинације испада и преоптерећења које би биле приказане као проблематичне у случају коришћења карактеристичних режима, а нису виђене када су прорачуни били рађени на сатним моделима. Прва колона ове табеле даје увид у симулирани испад појединачног елемента система, док се у наредној колони наводе елементи означени као преоптерећени приликом анализа на карактеристичним режимима. Њихово максимално процентуално оптерећење (израчунато на ма ком од три креирана карактеристична модела) дато је у трећој колони, док четврта колона даје увид у њихово максимално оптерећење добијено на једном од сатних модела за 2029. годину.

Табела 3: Резултати прорачуна токова снага и N-1 анализа

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење елемента – кар. режим [%]	Оптерећење елемента – сатно [%]
ДВ 220 kV TC Нови Сад 3 – TC Зрењанин 2	ДВ 110 kV TC Сента 1 – TC Сента 2	112,4	85,5
	ДВ 110 kV TC Ада – TC Сента 2	111,9	84,0
	ДВ 110 kV TC Ада – ПРП Кикинда 3	106,3	78,3

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење елемента – кар. режим [%]	Оптерећење елемента – сатно [%]
ДВ 220 kV ТС Панчево 2 – ПРП Владимировац	ДВ 110 kV ТС Сента 1 – ТС Сента 2	105,2	83,4
	ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Сента 2	104,6	81,9
ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља	ДВ 220 kV ТС Бистрица – ТЕ Пљевља	113,5	99,1
ДВ 400 kV ПРП Честобродница – ПРП Ражањ	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1	103,1	83,4
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Бор 6	ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3	101,2	84,9
ДВ 400 kV РП Младост – ТС Сремска Митровица 2	ДВ 400 kV ТС Суботица 3 – ТС Шандорфалва (Мађ.)	107,1	76,8
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3	ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1	104,9	86,1
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 – ПРП Врање 5	ДВ 110 kV ТС Владичин Хан – ТС Врање 4	106,3	70,2
	ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ТС Врање 1	104,3	72,5
	ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ТС Владичин Хан	102,5	73,9

Да би ефекат који је радом потребно илустровати био јаснији, графички приказ проблема који су у систему виђени за симулацију испада ДВ 220 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Зрењанин 2 може се видети на дијаграму на Слици 11. Потребно је поновити да су ови проблеми виђени само при вршењу прорачуна на карактеристичним режимима, а нису виђени на прорачунима рађеним на сатним моделима. На овом дијаграму је плава боја искоришћена за максимална оптерећења водова у карактеристичном режиму, а наранџаста боја указује на максималне вредности оптерећења водова у неком од сати у 2029. години. Пошто су сатне анализе утврдиле значајно смањено оптерећења водова (у неким случајевима, ово смањење износи и до 26%), јасно се виде ефекти употребе модификоване методологије.



Слика 11: Приказ преоптерећених водова за испад ДВ 220 kV ТС Н. Сад 3 – ТС Зрењанин 2

Оно што је посебно занимљиво демонстрирати је то какав би утицај ова иновација могла да има на преусмеравање инвестиционих одлука и располагање буџетом и преосталим доступним ресурсима. Наиме, уколико би се инвестиционе одлуке базирале искључиво на резултатима добијеним на карактеристичним моделима, неки од пројеката би се могли учинити као приоритетнији него што заправо јесу. Ако би се посматрао дијаграм дат на Слици 11, као погодан пример за ово се може узети далековод 110 kV између ТС Сента 1 и ТС Сента 2, заједно са резултатима који су за овај далековод добијени симулацијама на карактеристичним и на сатним моделима. Уколико би се као референтни усвојили карактеристични режими, засновани на пропозицијама дефинисаним у Правилима о раду преносног система, дошло би се до тога да тај далековод може бити преоптерећен при испаду далековода 220 kV од ТС Нови Сад 3 до ТС Зрењанин 2. Тада би се можда донела и одлука да се предвиди нова инвестициона активност која би ојачала предметни правац и отклонила преоптерећење. То би могла бити градња новог вода којим би се дуплирао оптерећени правац или реконструкција којом би се постојећем воду повећао капацитет. У било ком случају би ово захтевало незанемарљива улагања и радове, тако да би заузело и одговарајући проценат буџета и осталих ресурса којима оператор преносног система располаже. Како су ресурси ограничени, ово би свакако довело до одлагања реализације неких других пројеката који су такође планирани за реализацију у наредном периоду. Ако би се као референтни усвојили резултати добијени сатним прорачунима, до овога не би дошло, зато што би постало јасно да примећени проблеми не би одговарали ниједном радном стању система блиском реалности. То би даље довело до тога да се сви ресурси боље расподеле, што и јесте један од битних ефеката примене предложене методологије.

4 ЗАКЉУЧАК

У складу са важећим регулаторним оквиром, израда Плана развоја преносног система за период од барем наредних десет година представља законску обавезу на коју ЕМС а.д., као оператор преносног система Републике Србије, мора одговорити на адекватан начин. У ЕМС а.д. се константно ради на томе да се методологије које се користе у планерском процесу ревидирају и да се у њима уоче могућности за иновације и унапређења. Оваква могућност је приликом израде Плана развоја за период од 2025. до 2034. године уочена у начину на који се спроводе анализе токова снага и поузданости рада система приликом једноструких испада елемената у њему. Наиме, до претходне верзије Плана су прорачуни рађени на моделима који одговарају вештачки креираним екстремним радним режимима рада мреже. Иако је тај приступ померен на страну сигурности, ипак може дати резултате који би се могли сматрати и превише конзервативним. У складу са овиме је донета одлука да се од овог Плана развоја прорачуни не раде на екстремним моделима, већ на моделима којима би се симулирао рад система у сваком сату предметне године. Применом сатне резолуције прорачуна обухваћено је свако од стања система које би се могло очекивати по резултатима тржишних прорачуна, за разлику од радних режима одабраних на основу понашања потрошње. Ово је посебно важно за систем, зато што услед велике пенетрације обновљивих извора могу бити критични и режими које не одликују екстремне вредности конзума, него екстремуми производње обновљивих извора. Још једна предност употребе сатне резолуције прорачуна огледа се у томе што се поред максималног оптерећења неког елемента за одређени испад, даје и број сати за које је то преоптерећење уочено, пошто се проблеми примећени за већи број сати могу сматрати критичнијима од оних виђених за свега неколико сати, па се у складу са тиме могу сагледати одговарајуће развојне мере у процесу планирања система.

Примери ситуација у којима би се проблеми који су виђени на карактеристичним моделима изгубили уколико се пређе на сатне прорачуне дати су у претпоследњем поглављу рада, уз посебно стављање акцента на то на који би се начин која од две методологије одразила на коришћење буџета и осталих ресурса. Пошто ЕМС а.д. за наредни период планира интензивна улагања у значајан број пројеката, јасно је у којој се мери унапређења која би могла допринети бољој расподели ионако ограничених средстава могу сматрати добродошлим. Што се шире слике тиче, ово се може узети и као позитиван пример унапређења које је ЕМС а.д. имплементирао у планерске процесе, при чему ће и у наредним процесима свакако долазити и до нових побољшања овог типа. Ова побољшања ће, по имплементацији, бити представљена на неком од будућих саветовања.

5 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Закон о енергетици Републике Србије („Сл. гласник РС“, бр. 145/2014, 95/2018 – др. закон, 40/2021, 35/2023 – др. закон, 62/2023 и 94/2024);
- [2] ЕМС а.д., *Правила о раду преносног система*; 2023, документ јавно доступан на страници: <https://ems.rs>, приступљено у априлу 2025.
- [3] ЕМС а.д., *План развоја преносног система за период од 2023. до 2032. године*; 2023, доступан на адреси: <https://ems.rs/planovi-razvoja>, приступљено у априлу 2025.
- [4] S. Chipli, *Automating AC Power Flow Simulations – European Electricity Grid*; 2021, докторска дисертација, Универзитет у Делфту, Холандија, доступан на: <https://diamhomes.ewi.tudelft.nl>, приступљено у априлу 2025.
- [5] International Energy Agency, *Wind/PV Integration Studies, 3rd Edition – Expert Group Report on Recommended Practices*; 2024, доступан на: <https://iea-pvps.org>, приступљено у априлу 2025.
- [6] Red Electrica de Espana, *Transmission Network Development Plan – 2021-2026 Period*; 2022, доступно на адреси: <https://www.planificacionelectrica.es/en>, приступљено у априлу 2025.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.09)**C1.09****КОНЦЕПЦИЈА ПРИМЕНЕ ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА ПРОИЗВОДЊЕ НА
ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ****CONCEPT OF OPERATIONAL LIMITATIONS OF GENERATION ON TRANSMISSION
SYSTEM****Vojislav Simović, Sonja Simović***

Кратак садржај: У складу са Законом о енергетици Републике Србије, Оператор преносног система има могућност дефинисања оперативних ограничења у процесу прикључења производних објеката. Оперативна ограничења су Законом дефинисана као привремено смањење активне снаге у месту прикључења у циљу остваривања сигурног рада преносног система, и за та ограничења Оператор не подлеже плаћању финансијске надокнаде корисницима који подлежу прикључењима. Остваривање сигурног рада преносног система, у контексту оперативних ограничења, подразумева смањење снаге производних објеката у оперативном раду у циљу отклањања преоптерећења у мрежи на која утичу ти производни објекти. Због упетљаности преносне мреже, редак је случај да на неко преоптерећење утиче само један објекат, и углавном су преоптерећења изазвана утицајем већег броја објеката, са различитим доприносима, у зависности од места прикључења конкретног објекта и удаљености од елемента који се преоптерећује. Закон дефинише обавезу Оператора да у својим Правилима о раду дефинише критеријуме и начин примене оперативних ограничења поштујући принципе транспарентности и недискриминаторности. Имајући у виду да примена оперативних ограничења има директне финансијске последице по корисника али и да, у случају ограничења објеката који користе варијабилне ОИЕ, суштински представља неповратни губитак енергије са аспекта ЕЕС, јер је примарни извор енергије бесплатан, потребно је да критеријуми и начин примене задовоље примарно два аспекта: минимизацију изгубљене енергије и правичну расподелу смањења производње између оних корисника који утичу на неко преоптерећење. У овом раду ће прво бити изложен методолошки приступ одређивања фактора утицаја објеката на преоптерећења елемената у мрежи, у циљу одређивања њиховог учешћа у спровођењу ограничења. На основу тога ће бити спроведена компаративна анализа спровођења ограничења за два претходно наведена кључна критеријума: минимизација ограничене енергије и правична расподела ограничења. Резултати те анализе ће показати предности и мане примене оба критеријума. Основни циљ рада је да предложи концепт који треба да задовољи оба критеријума, али без примене компромиса и одређивања тежинских фактора једног или другог критеријума, већ концепт који у потпуности испуњава оба наведена критеријума.

* Vojislav Simović, Elektromreža Srbije, vojislav.simovic1994@gmail.com
Sonja Simović, JSC EMS, sonja.simovic@ems.rs

Кључне речи: *prenosni sistem, OIE, ograničenja, priključenje*

Abstract: Main idea of this document is defining the concept for implementation of operational limitations (curtailment without compensation). In most cases, overloads of the transmission system elements will be caused by more than one object which has operational limitations defined in the connection process. In those situations, in general, those objects will have different impacts on the overload. Two basic concepts for application of operational limitations are: 1. Limiting the object which has the highest contribution to the overload 2. Limiting all object proportionally to their contribution to the overload First concept provides limitations with minimal cumulative loss of energy in the system but isn't fair to all the participants because the burden of limitations falls only on one object. Second concept is fair by definition but cumulative energy loss is bigger than in the first case. This document will provide an idea for a different concept that should ensure that both advantages of these 2 concepts are respected without their drawbacks.

Key words: *RES, connection, TSO, curtailment*

1 УВОД

Законом о енергетици из априла 2021. године, оператору преносног система (ОПС) ЕМС АД је омогућено да понуди подносиоцу захтева прикључење које подлеже оперативним ограничењима под условом да су та ограничења одобрена од стране регулаторне агенције (АЕРС). У том Закону и у важећем Закону о енергетици [1] оперативно ограничење је дефинисано као привремено смањење активне снаге у месту прикључења у циљу остваривања сигурног рада преносног система. Идеја да се овакав концепт уведе у домаћу регулативу је проистекао из праксе ОПС у изради студија прикључења, где се показало да често није могуће дефинисати неки одређени прикључак због појаве преоптерећења у анализи сигурности „N-1“ чак и у, условно речено, малом износу, јер нису испуњени услови сигурног рада преносног система, тј. критеријум „N-1“. У тим случајевима би било неопходно дефинисати неки други прикључак који је често већег обима што изискује веће трошкове, дуже време реализације и повећане ризике у погледу изводљивости. Подносиоци захтева су се више пута изјашњавали да они преферирају једноставнији прикључак и да су спремни да прихвате да не могу увек да раде са пуном снагом (да буду ограничени) у тим критичним режимима, али није постојало правног основа за дефинисање таквог начина прикључења, јер је ОПС у обавези да обезбеди свим корисницима испуњен критеријум „N-1“. Овде се као проблем показало и разумевање тог критеријума и начин на који је он дефинисан. Наиме, критеријум „N-1“ подразумева да преносна мрежа буде конфигурисана тако да нерасположивост било ког елемента не доводи до нарушавања граница погонских величина ни на једном другом елементу преносног система, уз изузетак радијално напајаних објеката [2]. Поента оваког критеријума је јасна, у случају нерасположивости неког елемента због непланираних испада или одржавања, ниједан објекат корисника не остаје без напајања. Наравно, овај критеријум је настао много пре настанка тржишта електричне енергије и дерегулације. Тада су електроенергетски системи били вертикално интегрисани у склопу великих електропривреда где су практично корисници били само купци, јер су производни објекти били део истог система као и оператори система. У таквим системима, критеријум успешног рада је била минимизација неиспоручене електричне енергије потрошачима, а према потребама потрошача је била планирана и производња. У таквом систему, уколико нерасположивост неког елемента не доводи до губитка напајања неке потрошње, критеријум сигурности је испуњен.

Данас, у време тржишта и независних оператора система, критеријуми су другачији. Производни објекти су посебни корисници система а свој рад планирају у циљу максимизације профита. Тако планиран рад доводи до одступања потреба потрошње и енергије коју пласирају произвођачи што доводи до повећаних транзитних токова снага у систему, који се и генерално повећавају услед интензивирања тржишних активности. Наравно, мрежа је грађена у складу са тадашњом структуром и потребама и није конфигурисана идеално за данашње трендове. Са аспекта критеријума сигурности „N-1“, у данашњем систему он се једнако мора примењивати на све кориснике па и на произвођаче. То практично значи да уколико нерасположивост једног елемента доводи до немогућности пласмана целокупне енергије из неког производног објекта, критеријум сигурности није испуњен чак иако је комплетна потрошња покривена и ако нема прекида испоруке. Последица тога је искључиво изгубљена добит или трошак власника производног објекта. Са друге стране, уколико би критеријум био у потпуности испуњен, предност тога би била искључиво за власника производног објекта. Из тог разлога је оправдано у циљу испуњености критеријума „N-1“ предвидети обимнији прикључак који финансира инвеститор објекта. Иако то делује као једноставно решење, без обзира на то ко сноси трошак изградње те инфраструктуре, поставља се питање каснијих трошкова експлоатације инфраструктуре која можда није оптимално искоришћена и предвиђена је како би се испунио критеријум сигурности у потпуности, иако би прикључак много мањег обима био адекватан у 99% сати у години. Истоветна примена критеријума „N-1“ на производне објекте као на потрошачке доводи до потреба за развојем инфраструктуре у мери за коју је упитно да ли се може оправдати. Нарочито имајући у виду да развој система кроз тарифу финансирају корисници – потрошачи, а да су те потребе сада у највећој мери изазване прикључењем производних јединица. Због свега претходно наведеног, потребно је у некој мери релаксирати примену овог критеријума на производне објекте. Имајући у виду став будућих корисника да преферирају једноставније прикључке са потенцијалним ограничењима уместо обимних прикључака који омогућавају прикључење без икаквих ограничења као и чињеницу да, услед велике интеграције, упетљаности преносног система и рада у интерконекцији, инфраструктура која омогућава прикључење без икаквих ограничења представља само теоријски достижан подухват, дефинисана је могућност примене оперативних ограничења. Овај концепт представља компромис између развоја инфраструктуре за потребе прикључења и прикључка без ограничења.

2 ДЕФИНИСАЊЕ ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА У СТУДИЈАМА ПРИКЉУЧЕЊА

Примењујући овај концепт у изради студија прикључења и дефинисању начина прикључења у складу са регулативом након 2021. године, ЕМС АД је као ОПС подносиоцима захтева дефинисао начине прикључења који обухватају примену оперативних ограничења у циљу отклањања преоптерећења различитих елемената преносних система. У оквиру студије прикључења, дефинисање оперативних ограничења представља идентификацију елемената преносног система чије преоптерећење може да буде узрок ограничавања производње. Елементи су дефинисани као потенцијални узрок примене ограничењима оним подносиоцима за које је компаративном анализом утврђено да прикључење њиховог објекта негативно утиче на појаву преоптерећења – изазива преоптерећење или повећава преоптерећење тог елемента. Практично, дефинисано ограничење даје могућност оператору да када предметни објекат буде у погону, у случају потребе ограничи његову производњу како би отклонио или спречио појаву преоптерећења неког елемента.

Иако су начини прикључења који садрже оперативна ограничења без превише дилема прихватани од стране подносилаца захтева, мора се имати у виду да, у овој фази процеса, дефинисана ограничења још увек не коштају никога ништа. Важно је напоменути да су ограничења идентификована у прорачунима на моделима у којима је садржан велики број производних објеката у различитим фазама процеса прикључења, од којих немају сви подједнаке вероватноће реализације. Та чињеница је уважена од стране нових подносилаца при одлучивању о прихватању начина прикључења који садржи оперативна ограничења.

3 ПРИМЕНА ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА У ОПЕРАТИВНОМ РАДУ

По питању будуће примене оперативних ограничења у овом тренутку још увек постоји доста недоумица. Измене и допуне Закона о енергетици из новембра 2024 [1]. године су предвиделе обавезу ОПС да у оквиру својих Правила о раду преносног система [2] дефинише „критеријуме и начин примене оперативних ограничења“. Као што је претходно објашњено, дефинисана оперативна ограничења у студији прикључења дају оператору могућност да их спроведе у конкретном случају појаве преоптерећења неког елемента уколико је тај елемент дефинисан у списку оперативних ограничења. Уколико реално стање мреже у некој будућој години буде такво да се преоптерећење тог елемента не појављује, јасно је да неће бити потребе ни за спровеђењем оперативног ограничења. Са друге стране, уколико се деси преоптерећење неког елемента који није идентификован на нивоу студије прикључења као потенцијални узрок спровођења оперативног ограничења за неки производни објекат, ОПС неће имати право да ограничи производњу тог објекта у циљу отклањања преоптерећења конкретног елемента без накнаде већ ће морати да примени редиспечинг због угрожене сигурности и за то ће сносити финансијске последице. Као релевантан преостаје само случај у коме се у оперативном раду појављује преоптерећење елемента који је дефинисан производном објекту као узрок примене оперативних ограничења. Са тим долази и питање – како ће се ограничење примењивати?

Уколико је преоптерећени елемент наведен као узрок оперативног ограничења само једном производном објекту, проблем је поприлично једноставан – снага производног објекта ће се смањити у мери која је потребна да се оптерећење елемента доведе на ниво који је прихватљив за ОПС у конкретном радном режиму. Чак и за овај, наизглед, изузетно једноставан случај постоје детаљи које је потребно разрадити. Да ли ће се ограничење примењивати дан унапред, по идентификовању потенцијалног преоптерећења, или ће се спроводити уколико се преоптерећење појави у реалном времену? Логична претпоставка је да одговор на ово питање зависи од нивоа потенцијалног преоптерећења, карактеристика предметног елемента, радног режима система у том тренутку, али и других фактора, као што је могућност примене других оперативних мера и слично. Сви набројани фактори су детерминистичке природе па се може очекивати да ће их ОПС на адекватан начин обрадити у Правилима о раду преносног система [2].

Примена оперативних ограничења постаје значајно компликованија када је неки елемент који се преоптерећује дефинисан као потенцијални узрок спровођења оперативног ограничења за више производних објеката, што је и најчешћи случај. По правилу, објекти ће имати различите утицаје на преоптерећење конкретног елемента, осим у случају прикључења преко заједничког прикључка. Уколико два или више објеката имају различите утицаје на преоптерећење неког елемента преносног система, аксиом је да један од тих објеката утиче највише, тј. више од осталих.

У овом случају се поставља најбитније питање у погледу спровођења оперативних ограничења – како ОПС одређује на које објекте се у којој мери примењује оперативно ограничење?

Овде се могу идентификовати два основна принципа примене:

1. Принцип пропорционалног смањења
2. Принцип минимизације „ограничене“ енергије

Оба наведена принципа имају своје предности и недостатке. Принцип пропорционалног смањења подразумева да се отклони преоптерећење са критичног елемента тако што ће се извршити смањење снаге инјектирања објеката који утичу на појаву конкретног преоптерећења, пропорционално њиховом утицају на то преоптерећење. Примера ради, уколико је утицај једног објекта дупло већи од утицаја другог објекта онда ће и ограничење снаге инјектирања тог објекта бити дупло веће него ограничење другог објекта. Основна предност овог принципа је што је апсолутно поштен, тј. ограничење производње сваког објекта тачно одговара његовом доприносу појави преоптерећења. Недостатак овог принципа је што ће укупна ограничена енергија бити већа него што је то неопходно за конкретан ефекат.

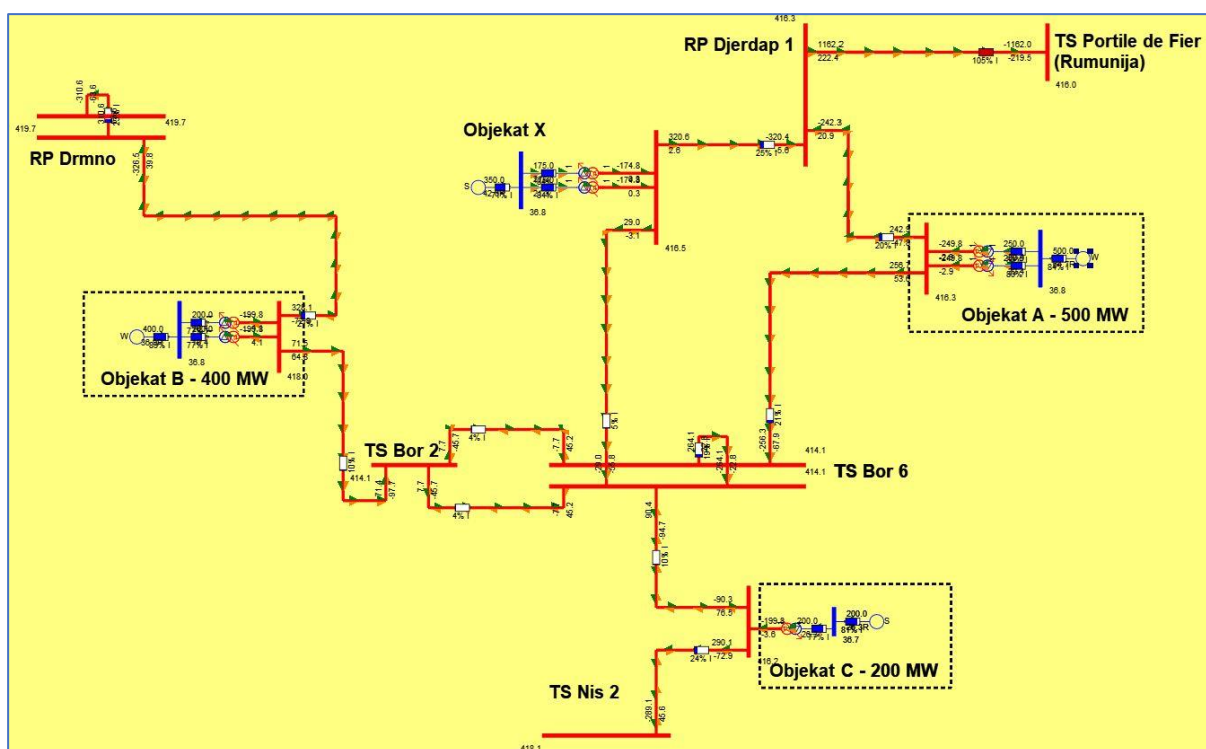
Принцип минимизације ограничене енергије подразумева да се преоптерећење критичног елемента отклони на начин да смањење снаге инјектирања објеката буде минимално са аспекта целог ЕЕС. Имајући у виду да по правилу један објекат има већи утицај од осталих, ово директно имплицира да ће се ограничење производње спроводити у потпуности на објекту који има највећи утицај, под претпоставком да се преоптерећење може потпуно отклонити ограничавањем снаге тог објекта. Уколико ограничавање снаге тог објекта није довољно за отклањање преоптерећења, онда би се након ограничавања тог објекта на снагу од 0 MW ограничење даље спроводило на следећем објекту који има највећи утицај. Предности и недостаци овог принципа су супротни првом принципу. Предност је што је ограничена енергија једнака минимално потребној за остваривање жељеног ефекта. Недостатак овог принципа је очигледан, преоптерећење ће бити отклоњено спровођењем ограничења само на једном објекту иако на то преоптерећење утичу и други објекти, тј. овакав принцип би се могао окарактерисати као дискриминаторан. Иако је дискриминаторност апсолутно недопустива у поступању оператора система, није могуће овај принцип тако лако одбацити јер је његова предност минимизација једног вида губитка енергије, што је један од основних принципа ефикасног рада ЕЕС.

Како би се ова два принципа упоредила на конкретном примеру, и како би се поткрепили изнете тврдње о предностима и недостацима сваког принципа, извршени су прорачуни токова снага у преносном систему Републике Србије, за један сат у години, са моделованим фиктивним објектима на различитим местима како би се добили различити утицаји на преоптерећења. Регион од интереса за посматрање је регион источне Србије, а као преоптерећени елемент, који је узрок спровођења оперативних ограничења, посматраће се интерконективни ДВ 400 kV РП Ђердап 1 – Портите де Фиер (Рум.). У модел су убачена три фиктивна објекта који су названи Објекат А, Објекат Б и Објекат Ц. Подаци о снагама објеката и тачкама прикључења су дати у следећој табели.

Табела 1: Подаци о производним објектима

<i>Назив објекта</i>	<i>Одобрена снага [MW]</i>	<i>Прикључак</i>
Објекат А	500	„улаз - излаз“ на ДВ 400 kV ТС Бор 6 – РП Ђердап 1
Објекат Б	400	„улаз - излаз“ на ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Бор 2
Објекат Ц	200	„улаз - излаз“ на ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Бор 6

На Слици 1 је приказана топологија мреже од интереса са прикљученим претходно наведеним објектима, као и другим постојећим објектима и објектима у процесу прикључења на преносни систем.



Слика 1: Токови снага у региону од интереса

Због једноставности приказа, претпостављено је да сва три објекта раде истовремено са максималном снагом као и да су ова три објекта једини објекти који утичу на посматрано преоптерећење. Са претходне слике се може видети да је посматрани ДВ преоптерећен 5%. Претпостављено је и да се ово преоптерећење јавља у базном стању, тј. без испада у систему. Ова претпоставка не одговара у потпуности реалности јер оператор преносног система не дозвољава прикључења која доводе до преоптерећења у базном стању. Ова претпоставка је уведена како би се елиминисао утицај избора испада елемента на утицаје објеката на преоптерећење, јер се за сваки испад мења топологија мреже и та промена доводи до тога да ће фактори утицаја појединачних објеката на преоптерећење бити различити за различите испаде. Такође, преоптерећење које се може идентификовати са слике 1 је струјно преоптерећење изражено преко одговарајуће вредности привидне снаге уважавајући тренутну вредност напона. С обзиром на чињеницу да је ток реактивне снаге по далеководу више од 5 пута мањи од тока активне снаге, као и да је у прорачунима који су спроведени након смањења снаге ток реактивне снаге остао приближно исти, претпостављено је да се растерећење далековода реализује искључиво променом тока активне снаге, због једноставности.

У пракси ће бити неопходно уважити утицај реактивне снаге на преоптерећење далековода као и могућности за растерећење које се тичу утицаја на токове реактивних снага и регулацију напона.

Провером утицаја ова три објекта утврђено је да највећи утицај има објекат А, затим објекти Б и Ц респективно, што се и могло претпоставити имајући у виду близину објекта преоптерећеном далеководу. Утицај производње ових објекта на преоптерећење посматраног далековода се може изразити преко односа промене оптерећења далековода и промене снаге производње објекта у MW. Овај однос нам практично даје информацију о томе за колико MW се повећа или смањи ток снаге по далеководу за промену производње објекта за 1 MW. Ови односи за сва три објекта су приказани у следећој табели.

Табела 2: Утицај снаге производње на преоптерећење

<i>Назив објекта</i>	<i>Одобрена снага [MW]</i>	<i>Однос $\Delta P_{load}/\Delta P_{gen}$ [MW/MW]</i>
Објекат А	500	0.46
Објекат Б	400	0.216
Објекат Ц	200	0.257

Уколико се примени први поменути принцип спровођења оперативних ограничења, који је у овом раду назван принцип пропорционалног смањења, да би се преоптерећење у потпуности отклонило, тј. да би се оптерећење далековода свело на тачно 100%, било би потребно редуковати производњу наведена три објекта на вредности које су приказане у следећој табели.

Табела 3: Потребно смањење снаге производње за први принцип

<i>Назив објекта</i>	<i>Одобрена снага [MW]</i>	<i>Смањење снаге производње [MW]</i>
Објекат А	500	81
Објекат Б	400	38
Објекат Ц	200	46
Укупно	1100	165

Из претходне табеле можемо видети да је применом овог принципа укупно потребно смањити производњу производних објекта за 165 MW како бисмо отклонили преоптерећење.

Уколико бисмо применили други принцип, принцип минимизације ограничене енергије, ограничење би се применило само на објекат А јер има највећи утицај на преоптерећење. Смањења снаге производње производних објекта за овај случај су приказана у табели 4.

Табела 4: Потребно смањење снаге производње за други принцип

<i>Назив објекта</i>	<i>Одобрена снага [MW]</i>	<i>Смањење снаге производње [MW]</i>
Објекат А	500	125
Објекат Б	400	0
Објекат Ц	200	0
Укупно	1100	125

Као што се може видети из табеле 4, у овом случају укупно смањење снаге износи 125 MW, што је за трећину мање смањење снаге него применом принципа број 1. Са друге стране, као што је већ речено, овај принцип није правичан и ограничење је спроведено само на једном објекту јер он има највећи утицај. У систему са вертикално интегрисаним националним електропривредним предузећем, овај принцип би био најисправнији, али у систему у ком постоји тржиште и производња електричне енергије је комерцијална делатност, овај принцип је проблематичан.

4 ДЕФИНИСАЊЕ НОВОГ ПРИНЦИПА ПРИМЕНЕ – ПРИНЦИП КОМПЕНЗАЦИЈЕ

Анализирајући два претходно обрађена принципа јасно је да оба имају своје недостатке и да примена било ког од ова два принципа представља неку врсту компромиса. Јасно је да са чисто техничког аспекта и са економског аспекта на нивоу друштва, други принцип, тј. принцип минимизације, има предност у односу на први, али принципи слободног тржишта у електроенергетици онемогућавају примену овог принципа. С обзиром на чињеницу да тржиште условљава решавање овог проблема на неоптималан начин, прикладно је искористити управо тржишне механизме за дефинисање оптималног решења примене оперативних ограничења. Како би се дошло до одговора, потребно је пре свега поставити питање шта је циљ. Циљ је да се ограничење спроведу на начин да се искористе предности оба принципа али без њихових недостатака. Конкретно, потребно је да смањење снаге на објектима буде тачно једнако минимално потребном али и да буде поштено према свим учесницима, тј. да сви учесници сnose пропорционалан трошак њиховом утицају. Како би се ово остварило јасно је да је неопходно да се ограничење спроведе на објекту са највећим утицајем, као у случају примене принципа под бројем 2. Да би се избегла неравномерна расподела трошкова између учесника, идеја овог рада је да учесници са мањим утицајем (у конкретном случају објекти Б и Ц) финансијски компензују трошак учеснику са највећим утицајем (у конкретном случају – објекту А) пропорционално њиховом утицају на преоптерећење. Овим се задовољавају сви потребни критеријуми оптималне примене оперативних ограничења. Практично, утицај објекта Б и Ц се посредно елиминише кроз смањење снаге на објекту А, може се рећи да објекат А спроводи ограничење њихове производње на свом објекту јер је утицај већи, и то смањење ће му бити надокнађено финансијски. У нашем конкретном случају је потребно елиминисати 57 MW са далековода за шта је потребно ограничити производњу објекта А за 125 MW, а објекти Б и Ц ће власнику објекта А исплатити накнаду у износу који одговара 23 % и 28% његовог трошка, респективно, што је израчунато нормализацијом утицаја који су приказани у Табели 2.

5 ЗАКЉУЧАК

Након спроведених анализа у овом раду, јасно је да је могуће дефинисати начин примене оперативних ограничења тако да се испуне сви критеријуми оптималне примене како по систем тако и по учеснике, при томе изегавајући недостатке описаних принципа. Кроз принцип компензације се остварује и минимално смањење снаге у систему за потребе отклањања преоптерећења и равномерна расподела трошкова између учесника чији су објекти предмет примене оперативних ограничења. Принцип изложен у овом раду представља само основни концепт који је потребно даље разрадити. Сама примена зависи од великог броја фактора, рецимо да ли се ограничење спроводи унапред или унутар дана. Уколико је унапред, постоји „изгубљена добит“ и она представља трошак који је потребно компензовати, а уколико је унутар дана, уговорене трансакције остају и реализују се, али постоји трошак дебаланса. Поред тога, у случају спровођења ограничења унапред, поред утицаја објеката, фактор у оптимизацији ће свакако бити и уговорене цене по којима објекти продају своју енергију, па би у том случају на пример имало смисла тражити минимизацију производа потребног смањења снаге [MW] и цене [MWh]. Додатно, као што је и поменуто у раду, за различите испаде у систему и утицају објеката ће се мењати, а у случају спровођења ограничења унапред биће неопходно уважити све потенцијалне испаде и дефинисати алгоритам примене за различите испаде, и то посебно за примену унапред и унутар дана. Из свега овога је јасно да разрада овог концепта до нивоа методологије која се може применити представља озбиљан посао и дефинитивно превазилази обиме овог рада.

6 ЛИТЕРАТУРА

[1] Закон о енергетици

[2] Правила о раду преносног система

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.10](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.10)**C1.10****ISTRAŽIVANJE TEMPORALNE KOMPATIBILNOSTI RADA RHE
SA HIDROLOŠKIM I TRŽIŠNIM PRILIKAMA****RESEARCH ON THE TEMPORAL COMPATIBILITY OF PS HPP OPERATION
WITH HYDROLOGICAL AND MARKET CONDITIONS****Vladimir Šiljkut, Dragan Surudžić, Dušan Petrović, Mileta Đurković***

Kratak sadržaj: Rad prikazuje metodologiju za istraživanje temporalne kompatibilnosti režimâ rada reverzibilnih hidroelektrana (RHE) sa hidrološkim prilikama, pogonom kapaciteta na obnovljive izvore energije (OIE) sa varijabilnom proizvodnjom električne energije (V-OIE) i tržišnim uslovima. Izloženi su setovi potrebnih ulaznih podataka, način njihovog svođenja, obrade i međusobnog uparivanja i način proračuna predloženih karakterističnih parametara. Na osnovu analize njihovih vrednosti moguće je oceniti stepen kompatibilnosti oba režima rada RHE sa hidrološkim uslovima, proizvodnjom iz V-OIE i cenama električne energije.

Kao studija slučaja razmotren je pogon postojeće RHE „Bajina Bašta” i prikazani su postupak i rezultati primene predložene metodologije. Posmatran je jednogodišnji istorijski period (kalendarska 2023. godina) bez kapitalnih remonata ove RHE i HE „Bajina Bašta” i bez ekstremnih sezonskih hidroloških prilika. Korišćeni su satni podaci o proizvodnji električne energije u RHE i o energiji utrošenoj u njenom pumpnom režimu rada, podaci o proizvodnji iz tada postojećih vetroelektrana u balansnoj grupi Akcionarskog društva „Elektroprivreda Srbije” Beograd (EPS AD), relevantni hidrološki podaci, kao i podaci o ostvarenim satnim cenama električne energije na tržištima „dan unapred” SEEPEx i HUPX i na unutardnevnom tržištu HUPX. Na osnovu rezultata dobijenih primenom ove metodologije na postojeću RHE „Bajina Bašta”, u ovom radu su izvedeni odgovarajući zaključci o ostvarenom stepenu optimalnosti njenog pogona u tom periodu.

Rad ukazuje i na to da predložena metodologija može biti primenjena i na projekte budućih RHE, uz predikciju hidroloških prilika, proizvodnje iz V-OIE i uz projekcije tržišnih cena električne energije na posmatranom vremenskom horizontu. Na taj način bi se mogla oceniti primerenost svake moguće RHE pretpostavljenim fizičkim, tehničkim i tržišnim uslovima i sa te strane dodatno istražiti njena tehno-ekonomska i finansijska isplativost. U tom pogledu, rad najavljuje nastavak ovog istraživanja, primenom ove metodologije na projekte RHE koji su u EPS AD u fazi razvoja i izrade investiciono-tehničke dokumentacije, prvenstveno na aktuelni projekat RHE „Bistrica”.

* Vladimir Šiljkut, Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije”, Beograd, vladimir.siljkut@eps.rs
Dragan Surudžić, Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije”, Beograd, dragan.surudzic@eps.rs
Dušan Petrović, Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije”, Beograd, dusan.petrovic@eps.rs
Mileta Đurković, Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije”, Beograd, mileta.djurkovic@eps.rs

Ključne reči: *Akumulacija, vetroelektrana, dotok, reverzibilna hidroelektrana, cena električne energije*

Abstract: The paper presents a methodology for investigation of temporal compatibility of pump storage hydroelectric power plants' (PS HPP) operating modes with hydrological conditions, operation of renewable energy sources (RES) with variable electricity generation (V-RES), and market conditions. The sets of required input data are presented, as well as the method of their reduction, processing and mutual matching, and the method of calculating the proposed characteristic parameters. Based on the analysis of their values, it is possible to assess the degree of compatibility of both PS HPP operating modes with hydrological conditions, generation from V-RES and electricity prices. As a case study, the operation of the existing PS HPP "Bajina Bašta" is considered and the procedure and results of the proposed methodology application are presented. A one-year historical period (calendar year 2023), without major repairs of this PS HPP and HPP "Bajina Bašta" and without extreme seasonal hydrological conditions, is considered. The following input data were used: hourly data on electricity generation in the PS HPP and on the energy consumed in its pumping mode, data on generation from the wind farms then existing in the balance group of the Joint Stock Company "Elektroprivreda Srbije" Belgrade (JSC EPS), relevant hydrological data, and data on realized hourly electricity prices on the "day-ahead" SEEPEX and HUPX markets and on the intraday HUPX market. Based on the results obtained by applying this methodology to the existing PS HPP "Bajina Bašta", this paper draws appropriate conclusions about the achieved degree of optimality of its operation during the period in consideration. The paper also indicates that the proposed methodology can be applied to the future PS HPP projects, with the prediction of hydrological conditions, generation from V-RES and with projections of market prices of electricity on the observed time horizon. In this way, the suitability of each possible PS HPP to the assumed physical, technical and market conditions could be assessed and, its techno-economic and financial viability could be further investigated from that point of view. In this regard, the paper announces the continuation of this research, by applying this methodology to PS HPP projects that are in the development phase or in the preparation of investment and technical documentation phase in JSC EPS, primarily to the current PS HPP project "Bistrica".

Key words: *Accumulation, electricity price, inflow, pump storage hydroelectric power plant, wind power plant*

1 UVOD

Pojava obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetici i povećanje njihovog učešća u proizvodnom miksu značajno su uticali na sigurnost i stabilnost elektroenergetskog sistema (EES), jer većina OIE (vetar i solarna energija) generišu energiju promenljivo (varijabilno). Naime, OIE jesu ekološki prihvatljivi, ali se često javlja povremena (intermitentna) proizvodnja električne energije iz njih, što otežava obezbeđivanje kontinuiranog snabdevanja električnom energijom krajnjih potrošača. Varijabilnost u proizvodnji električne energije koja se ne može dispečovati predstavlja ozbiljne izazove za planiranje rada EES sa OIE. Stoga je od suštinskog značaja poboljšanje upravljanja proizvodnjom i potrošnjom. Realizacijom određenog kapaciteta za skladištenje energije u EES može se efikasno poboljšati pouzdanost napajanja i regulisati balans potrošnje i proizvodnje, uključujući i onu iz OIE. Pošto je energija koju generišu V-OIE isprekidana, a u slučaju solarnih sistema čak se i svodi na nulu tokom noći i loših vremenskih uslova, način skladištenja energije je ključan. Danas se kao skladište energije i dalje uglavnom koristi voda pumpanjem podignuta u gornje akumulacije reverzibilnih hidroelektrana (RHE) i njena potencijalna energija neophodna za proizvodnju električne energije.

RHE sa dovoljno velikim akumulacijama mogu pomoći integraciji varijabilnih OIE (V-OIE) u EES, bilansiranju potrošnje i proizvodnje „dan unapred“ (*Day Ahead*, DA) i bilansiranju potrošnje i proizvodnje u realnom vremenu (*Real Time*, RT), generisanjem brzog odgovora. Osim intervencija u nacionalnom EES, RHE mogu učestvovati i na unutardnevnom (*Intraday*, ID) tržištu i koristiti razlike u cenama radi povećanja vrednosti sopstvene proizvedene energije. Za buduće EES RHE su ključne, zbog njihovog lakog povezivanja sa OIE i njihove sposobnosti da obezbede mnoge prednosti; podršku naponu, pomeranje opterećenja, stabilnost mreže i otpornost sistema. Uprkos ovim mogućnostima, proizvođači energije iz OIE i dalje nailaze na probleme u upravljanju električnom energijom. Da bi se rešile ove poteškoće, koriste se sofisticirane tehnike upravljanja i optimizacije, zajedno sa sistemima za upravljanje energijom, kako bi se obezbedile optimalne performanse energetskog sistema.

Optimalni raspored rada RHE dobijen je u [1] u cilju povećanja profita proizvođača električne energije, njegovim formulisanjem kao mešovito celobrojnog problema. Urađena je matematička formulacija zadatka za hibridni EES sa solarnom elektranom, vetroelektranom i RHE, uvažavajući predviđanje cena na tržištu DA. Upoređena je ostvarena dobit u zavisnosti od toga da li je snaga RHE regulisana ili ne, korišćenjem tehnologije promenljive brzine u režimu pumpanja i evalurana je prednost te varijante. Studija [2] fokusira se na razvoj modela optimizacije za obnovljivu jedinicu, sastavljenu od vetroparka (*windfarm*, WF) i RHE, kako bi se maksimizirao njen prihod. Kombinacija ove dve tehnologije omogućava ublažavanje rizika povezanih sa varijabilnošću kako proizvodnje iz vetra, tako i cene električne energije. Problem je formulisan korišćenjem linearnog programiranja i obuhvata prodaju električne energije na Iberijskom tržištu DA i putem bilateralnog ugovora. Model je testiran i ispitan na skupovima stvarnih istorijskih podataka o proizvodnji električne energije i njenim cenama. U scenariju DA, predložena metodologija dovodi do prosečnog godišnjeg povećanja neto prihoda u rasponu između 5% i 20%. U scenariju bilateralnog ugovora, uparivanje rada WF i RHE može značajno smanjiti troškove neravnoteže proizvodnje i potrošnje. Štaviše, utvrđena je u [2] pozitivna korelacija između dimenzije akumulacije RHE, kapaciteta turbine i vrednosti prihoda. Takođe, konstatovana je tendencija smanjenja prihoda u vezi sa smanjenjem volatilnosti cena električne energije. U radu [3] realizuje se koordinisan rad jedinica RHE i termoelektričnih jedinica, razmatra promenljivost snage vetra i opterećenja i uspostavlja viševremenski model optimizacije kapaciteta RHE zasnovan na stohastičkom programiranju. Model u [3] sastoji se od unutrašnjeg i spoljašnjeg sloja. Spoljni sloj je donošenje investicionih odluka, u kome se odlučuje o alokaciji kapaciteta RHE. Unutrašnji sloj služi za donošenje odluka o optimizaciji rada sistema, koja se sprovodi u tri faze: kratkoročna optimizacija DA, ID ultra kratkoročna optimizacija i RT optimizacija. I u [3] pokazano je da je za RHE istog kapaciteta, pumpni rad sa varijabilnom brzinom bolji od pumpnog rada sa fiksnom brzinom prilikom snižavanja stope smanjenja brzine vetra. Prelaskom sa satnog obračunskog perioda u balansnom mehanizmu na 15-minutni period (sada aktuelnim u Srbiji), funkcionalnost promenljive brzine agregata RHE u pumpnom režimu rada dobija veliki značaj. Cilj [4] bio je da opiše modul koji rešava optimalni tok snage u jednom EES koji uključuje WF i RHE u vlasništvu nezavisnih proizvođača električne energije (*Independent Power Producers*, IPP) u okviru velike integracije dispečabilnih OIE. Uzimaju se u obzir dodatna fizička i ekonomska ograničenja rada za optimalan rad EES. Takođe se ispituje optimalna koordinacija rada OIE jedinica kako bi se dostigla najbolja eksploatacija OIE. Pristup sukcesivnog linearnog programiranja je korišćen u [4] za rešenje ovog problema.

Osim na nivou celine međusobno povezanog EES, koordiniran rad RHE i V-OIE može se analizirati „jedan na jedan“, kao sistem hibridne mikromreže (*Hibrid Micro Grid*, HMG), uključujući energetske objekte manje veličine/snage.

U radu [5] predlaže se sistem upravljanja energijom koji razmatra efikasnost RHE koja nelinearno varira u zavisnosti od protoka vode u režimima rada pumpa/turbina. Koristi se probabilistički pristup zasnovan na veštačkim neuronskim mrežama i na „naivnoj“ osnovi. Kroz minimiziranje nivelizovane cene energije (*Levelized Costs of Energy*, CoE), u [5] pokazana je optimalna veličina i rekonfiguracija sistema HMG, kao i optimalna količina kupljene/prodate energije. Rad [6] daje pregled nekih aplikacija i metoda u vezi sa fotonaponskim (PV) sistemom integrisanim sa malim pumpnim hidroskladištem (PHS). Prvi razmatrani slučaj bio je za stambenu zgradu, drugi u sušnom području, a treći na farmama. Ove metode ili aplikacije korišćene su za minimiziranje troškova i smanjenje emisije. Rezultati u [6] pokazali su da su upotrebom ovakvih, hibridnih PV-PHS sistema moguća smanjenja potrošnje fosilnih goriva, zavisnosti od njih, kao i operativnih troškova, u proseku od 50%. Studija [7] bavi se povećanjem efikasnosti napajanja preko hibridnog PV-PHS sistema. Korišćen je inteligentni sistem ventila koji koristi *fuzzi* logički algoritam za praćenje promena sunčevog zračenja i nivoa vode u rezervoaru. Sistem efikasno kontroliše centrifugalnu pumpu kako bi obezbedio kontinuirano snabdevanje vodom i održao konzistentnost sa potražnjom za opterećenjem. Rezultati [7] pokazuju da je *fuzzi* logički kontroler efikasno pratio promene u insolaciji i nivou vode. On može da aktivira kontrolni ventil u cilju promene smeru protoka. Pored toga, lokalni kontroler uspešno je izvukao maksimalnu snagu iz PV panela, postigavši efikasnost praćenja od preko 99,5%, pojačavajući napajanje. U [8] pokazano je da je mikro-hidro skladište (MHS), korišćenjem pumpe kao turbine, potencijalno obećavajuće rešenje u određenim slučajevima; na primer, za proširenje postojećih fotonaponskih sistema (PV) i na taj način smanjenje opterećenja mreže i omogućavanje ekonomski isplative sopstvene potrošnje za proizvedenu energiju. Upotrebljen je optimizator za variranje bitnih parametara sistema, što je omogućilo određivanje optimalnog ekonomičnog rada pumpe kao turbine u kombinaciji sa PV sistemom. Ovo je zauzvrat omogućilo utvrđivanje uslova pod kojima sistem može najisplativije da funkcioniše.

Pored V-OIE, RHE se može upariti i njen rad koordinisati i sa drugim energetske objektima, uključujući različite druge tipove skladišta. Tako publikacija [9] ispituje koordiniran rad RHE i baterijskog sistema za skladištenje energije (*Battery Energy Storage System*, BESS) radi poboljšanja profitabilnosti. Dok RHE nude veliki kapacitet skladištenja, ali imaju sporije vreme odziva na promene snage u EES, BESS-ovi imaju manji kapacitet, ali brže vreme odziva. Hibridni sistem koji kombinuje oba kapaciteta može na taj način iskoristiti njihovu sinergiju. Model linearnog mešovitog celobrojnog programiranja razvijen je u [9]. Po tom modelu, RHE radi na spot tržištu i obezbeđuje automatsku rezervu za obnavljanje frekvencije, dok BESS obezbeđuje rezervu za zadržavanje frekvencije. Rezultati [9] pokazuju povećanje prihoda od 10,05% kroz koordinaciju rada RHE i BESS, u poređenju sa nezavisnim radom oba sistema skladištenja.

U radu [10] predstavljen je optimizacioni model ograničen neuronskom mrežom za optimalno planiranje rada RHE. Neuronske mreže su obučene oflajn, da bi shvatile složene krive performansi u režimima pumpe i turbine, koristeći stvarne radne podatke. Obučeni modeli se zatim ugrađuju u okvir optimizacije koji daje optimalno i fizički usaglašeno planiranje na tržištu energije DA i na tržištu rezervi, za RHE. Rezultati [10] pokazuju sposobnost neuronskih mreža da bolje vode model optimizacije, što dovodi do većeg profita, uz zadržavanje prihvatljivog vremena rešavanja problema, posebno kada se koristi smanjenje njegove težine/dimenzionalnosti. Konkretno, rezultati u [10] pokazali su da je tačno „hvatanje“ nelinearnih karakteristika RHE ključno za obezbeđenje pouzdanih rezervi za EES.

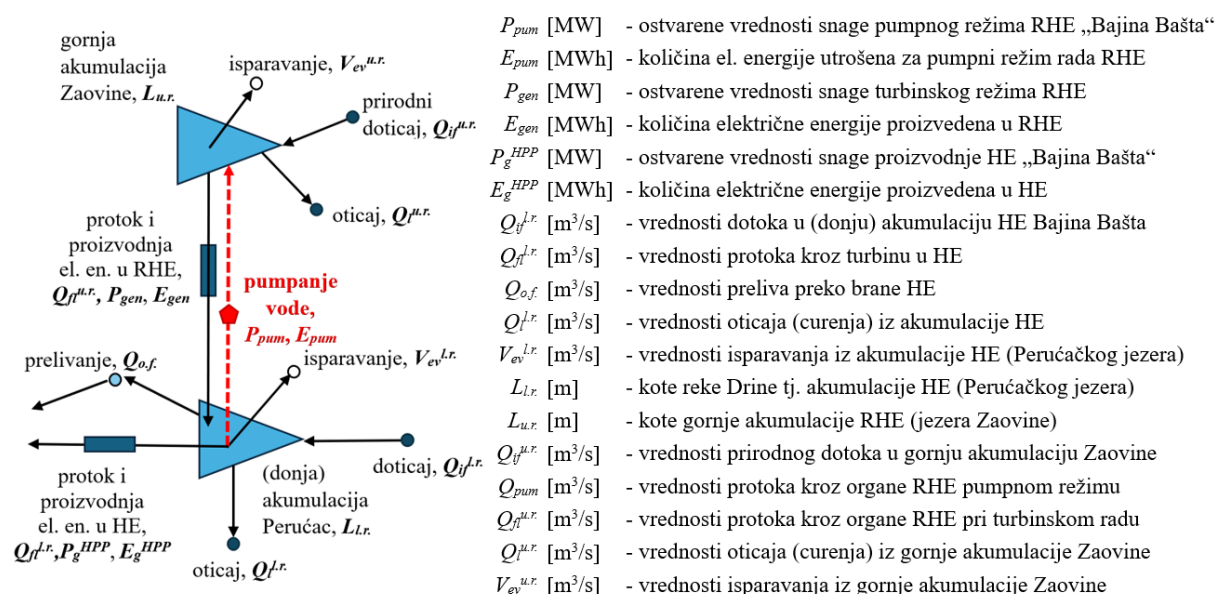
U ovom radu smo takođe koristili realno zabeležene, istorijske podatke o angažovanju RHE, proizvodnji iz vetroelektrana (VE), potrošnji konzuma, hidrološke podatke i podatke o cenama električne energije DA i ID, ostvarenih na berzama SEEPEX i HUPLEX. Ciljevi sprovedenog istraživanja bili su kreiranje i primena metodologije za proveru vremenske usklađenosti rada postojeće RHE u EES Srbije sa tehničkim, hidrološkim i tržišnim prilikama. U tu svrhu osmišljeni su i uvedeni koeficijenti koincidencije (faktori korelacije) generatorskog i pumpnog režima rada RHE, respektivno, i ostalih relevantnih veličina. Predložena metodologija, ovde opisana u Poglavlju 2, jednako bi mogla da se koristi i za simulacije tj. određivanje onih periodâ i režimâ rada postojećih i budućih RHE u kojima bi njihovo angažovanje bilo optimalno ili blisko optimalnom. U Poglavlju 3 izloženi su rezultati proračuna metodologijom definisanih faktora korelacije, na primeru RHE „Bajina Bašta“ i ilustrovana je kompatibilnost njenog angažovanja, tokom izabranog jednogodišnjeg perioda, sa proizvodnjom iz VE, potrošnjom, hidrološkim prilikama i cenama električne energije. Rezultati su uglavnom predstavljeni grafički jer na taj način direktno, vizuelno pokazuju u kojoj meri su oba režima rada RHE, respektivno, bila usklađena sa prilikama u kojima su zabeleženi. Na kraju rada su izloženi odgovarajući Zaključci.

2 METODOLOGIJA PRIMENJENA U ISTRAŽIVANJU

2.1 Hidrološka šema i bilansi vodnog resursa

Za opis predložene i primenjene metodologije poći ćemo od hidrološke šeme za odabranu studiju slučaja – sistema HE i RHE „Bajina Bašta“, koja je ilustrovana na Slici 1.

U daljim proračunima su vrednosti P_{pum} i E_{pum} uglavnom uzimane sa negativnim predznakom, kako bi se na taj način pocrtalo da je reč o potrošnji električne energije. Posledično, kod grafičkih rezultata proračuna prikazanih u Potpoglavlju 3.4, parametri koji se odnose na pumpni režim RHE prikazani su ispod apscise, a oni koji se odnose na generatorski režim RHE, iznad nje.



Slika 1: Hidrološka šema sistema HE i RHE Bajina Bašta

Prema hidrološkoj šemi sa Slike 1, za svaki posmatrani vremenski interval Δt moguće je utvrditi bilanse primarnog resursa (vode), u [m^3], za gornju i donju akumulaciju, respektivno.

Uz zanemarene gubitke u cevovodu, tj. odsustvo njihovog zasebnog prikazivanja (možemo smatrati da su oni uračunati u Q_{pum} i $Q_{fl}^{u.r.}$), jednačina bilansa za ceo sistem HE i RHE „Bajina Bašta“ je:

$$Q_{if}^{l.r.} = Q_{fl}^{l.r.} + Q_{o.f.} + Q_l^{l.r.} + V_{ev}^{l.r.} + Q_l^{u.r.} + V_{ev}^{u.r.} - Q_{if}^{u.r.} \quad (1)$$

Odgovarajuće zapremine iz (1) predstavljaju funkcionalne činioce sledećih električnih snaga, odnosno utrošene i proizvedenih količina energije: $E_{pum} = f_1(Q_{pum})$, $E_{gen} = f_2(Q_{fl}^{u.r.})$ i $E_g^{HPP} = f_3(Q_{fl}^{l.r.})$. U cilju sprovođenja ovog istraživanja bilo je potrebno prikupiti ove podatke i upariti ih s ostalim relevantnim podacima (hidrološkim i tržišnim) i analizirati. Za neophodne proračune, u (1) grupisani su i nadalje zajednički posmatrani, u svakom satu, bilansi dotoka, protoka i preliva na HE (bilans vodnog resursa na donjoj akumulaciji, bez rada RHE):

$$\Delta Q_{l.r.} = Q_{if}^{l.r.} - Q_{fl}^{l.r.} - Q_{o.f.} \quad (2)$$

S obzirom da se prelivi, $Q_{o.f.}$, na pribranskoj HE uz donju akumulaciju javljaju sporadično (diskretno), najčešće u periodima izrazito velikih dotoka u nju, oni su u ovoj analizi tretirani i zasebno, kako bi se ocenila vremenska usklađenost režima rada RHE i sa tim, pojedinačnim, događajima.

U odnosu na hidrološku šemu sa Slike 1 i bilans (1), za potrebe ovog istraživanja zanemareni su oticaji i isparavanja iz gornje i donje akumulacije ($Q_l^{u.r.}$, $V_{ev}^{u.r.}$, $Q_l^{l.r.}$ i $V_{ev}^{l.r.}$). Navedeni preostali podaci koriste se u setovima za isti vremenski period. Za analizu studije slučaja odabrana je kalendarska 2023. godina, zbog uglavnom prosečnih uslova. Tokom nje je hidrologija bila nešto iznad prosečne, ali nije bilo kapitalnih remonata niti revitalizacija HE i RHE „Bajina Bašta“ (za RHE to je bio slučaj tokom 2024.). Ranije godine nisu mogle biti odabrane zbog netipičnih ostalih okolnosti (npr. 2021. i 2022. zbog ekstremnih hidroloških prilika).

2.2 Ulazni podaci

Za ovo istraživanje korišćeni su i na vremenskoj osi uparivani istorijski podaci prikazani u Tabeli I. U njoj su prikazane i vrednosti ovih podataka koje su, prema ovde predloženoj metodologiji, u daljim proračunima korišćene za normalizaciju ovih ulaznih veličina. Za svaki set (tj. vrstu) podataka utvrđena je raspoloživa rezolucija (periodičnost uzorkovanja podataka), kako je to takođe prikazano u Tabeli I, za analizirani slučaj postojeće RHE.

Tabela I: Pregled potrebnih ulaznih podataka, njihovih raspoloživih rezolucija, periodâ svođenja i vrednosti korišćenih za njihovu normalizaciju

<i>Veličina</i>	<i>Ozn.</i>	<i>Jedin.</i>	<i>Rezolucija</i>	<i>Svođenje</i>	<i>Vr. za norm.</i>
Ostvarene satne energije pumpnog režima RHE „Bajina Bašta“	E_{pum}	MWh	1 sat	-	maks. snaga pumpanja
Ostvarene satne količine el. en. proizvedene u RHE „B. Bašta“	E_{gen}	MWh	1 sat	-	maks. snaga turbinir.
Sumarne satne količine električne energije koja je proizvedena iz vetrogeneratora u balansnoj grupi EPS AD	ΣE_{WF}	MWh	1 sat	-	srednja
Utrošene satne količine el. energ. konzuma Srbije (bez KiM)	E_c	MWh	1 sat	-	srednja

<i>Veličina</i>	<i>Ozn.</i>	<i>Jedin.</i>	<i>Rezolucija</i>	<i>Svođenje</i>	<i>Vr. za norm.</i>
Kote reke Drine tj. akumulacije HE „B. Bašta“ (Perućačkog jez.)	$L_{l.r.}$	m	6 sati	na 1 sat, interpolacijom	srednja
Dotoci u akumulaciju HE „B. Bašta“	$Q_{ij}^{l.r.}$	m ³ /s	6 sati	na 1 sat, interpolacijom	Bilans, $\Delta Q_{l.r.}$: ekstremne (minim./maksim.); srednja $Q_{o.f.}$
Protoci u HE „Bajina Bašta“	$Q_{fl}^{l.r.}$	m ³ /s	6 sati	na 1 sat, interpolacijom	
Prelivi na brani HE „B. Bašta“	$Q_{o.f.}$	m ³ /s	neperiod.	nema svođenja, uzimaju se diskretno	
Stanja gornje akumulacije RHE, energet. vrednosti jezera Zaovine	$E_{u.r.}$	GWh	1 dan	na 1 sat, interpolacijom	minim. / maksim.
Satne cene el. energije na tržištu „dan unapred“ SEEPEX	p_{da}^{SP}	€/MWh	1 sat	-	srednja
Satne cene el. energije na tržištu „dan unapred“ HUPX	p_{da}^{HP}	€/MWh	1 sat	-	srednja
Satne cene el. energije na unutardnevnom tržištu HUPX	p_{id}^{HP}	€/MWh	1 sat	-	srednja

S obzirom da nisu bili poznati podaci o snagama pumpanja u RHE i snagama proizvodnje u HE, RHE i VE, a jesu bile satne vrednosti električne energije proizvedene u njima (za RHE: E_{gen}), i one utrošene u pumpnom režimu RHE, E_{pum} , karakteristični parametri su sračunati na osnovu srednje vrednosti snage proizvodnje i snage pumpanja, u svakom satu. U slučaju rada RHE „Bajina Bašta“ tokom odabrane, 2023. godine, bilo je sati tokom kojih je RHE prelazila iz pumpnog režima rada u generatorski, i obrnuto, pa su se za isti sat javljali i podaci za E_{pum} i za E_{gen} .

2.3 Obrada ulaznih podataka – svođenje, normalizacija i uparivanje

S obzirom da većina potrebnih ulaznih podataka za studiju slučaja ima rezoluciju od 1 sata, sve ostale, periodično merene, veličine svedene su na tu rezoluciju. Kako je rezolucija merenja tih veličina bila veća od 1 sata, to je svođenje tih ulaznih podataka na satnu rezoluciju urađeno interpolacijom vrednosti, do kojih se došlo segmentnom linearizacijom (između svaka dva susedna, registrovana podatka). Ova linearizacija predstavlja više nego zadovoljavajuću aproksimaciju kada je reč o dotocima i protocima na donjoj akumulaciji, $Q_{ij}^{l.r.}$ i $Q_{fl}^{l.r.}$, kao i o njenoj koti, $L_{l.r.}$, dok je za stanja gornje akumulacije, $E_{u.r.}$, ona samo približna, ali sasvim dovoljne tačnosti za ovde izvršene proračune i analize dobijenih rezultata.

Apsolutne vrednosti registrovanih ulaznih podataka ili njihove svedene vrednosti (na odabranu, jednosatnu rezoluciju) svedene su potom na relativne jedinice (r.j. tj. *p.u. – per unit*), deljenjem stvarno registrovane vrednosti sa srednjom (godišnjom), nominalnom, minimalnom ili maksimalnom vrednošću te veličine, u zavisnosti od slučaja ili potrebe, shodno Tabeli I. Dakle, pre sračunavanja parametara karakterističnih za analizu kompatibilnosti pogona RHE sa hidrološkim, tehničkim i tržišnim prilikama, ulazni podaci navedeni u Tabeli I normalizovani su (izraženi su u relativnim jedinicama, [r.j.]), na način kako sledi.

$$\text{Energija utrošena na pumpanje:} \quad e_{pum}(t) = \frac{E_{pum}(t)}{p_p^{Max.1h}} \quad (3)$$

$$\text{Energija proizvedena u RHE:} \quad e_{gen}(t) = \frac{E_{gen}(t)}{p_g^{Max.1h}} \quad (4)$$

$$\text{Bilans na donjoj akumulaciji (bez RHE):} \quad \Delta q_{l.r.}^M(t) = \frac{\Delta Q_{l.r.}(t)}{\Delta Q_{l.r.}^{Max}} \quad \text{za } \Delta Q_{l.r.} > 0 \quad (5)$$

$$\Delta q_{l.r.}^m(t) = \frac{\Delta Q_{l.r.}(t)}{\Delta Q_{l.r.}^{min}} \quad \text{za } \Delta Q_{l.r.} < 0 \quad (6)$$

Preliv donje akumulacije: $q_{o.f.}(t) = \frac{Q_{o.f.}(t)}{Q_{o.f.}^{av}} \quad (7)$

Kota donje akumulacije: $l_{l.r.}(t) = \frac{L_{l.r.}(t)}{L_{l.r.}^{av}} \quad (8)$

Stanje gornje akumulacije: $e_{u.r.}^m(t) = \frac{E_{u.r.}(t)}{E_{u.r.}^{min}}, \text{ za pumpni režim RHE} \quad (9)$

$$e_{u.r.}^M(t) = \frac{E_{u.r.}(t)}{E_{u.r.}^{Max}}, \text{ za turbinski režim RHE} \quad (10)$$

Energija proizvedena u vetrogeneratorima: $\sum e_{WF}(t) = \frac{\sum E_{WF}(t)}{\sum E_{WF}^{av}} \quad (11)$

Utrošena električna energija konzuma: $e_c(t) = \frac{E_c(t)}{E_c^{av}} \quad (12)$

Cena el. en. na Day Ahead SEEPEX: $p_{da}^{SP}(t) = \frac{SP_{da}(t)}{SP_{da}^{av}} \quad (13)$

Cena el. en. na Day Ahead HUPX: $p_{da}^{HP}(t) = \frac{HP_{da}(t)}{HP_{da}^{av}} \quad (14)$

Cena el. en. na IntraDay HUPX: $p_{id}^{HP}(t) = \frac{HP_{id}(t)}{HP_{id}^{av}} \quad (15)$

Da bi se i vizuelno ilustrovala podudarnost (kompatibilnost) režima rada RHE sa ostalim ulaznim veličinama od značaja, normalizovane satne vrednosti energije utrošene za pumpanje u RHE, (3), i energije proizvedene u RHE, (4), respektivno su uparivane, redom, sa normalizovanim satnim vrednostima (ili na satne vrednosti svedenim) ostalim ulaznim parametrima, (5) – (15). Uparivanje je izvršeno prema šemi datoj u Tabeli II.

Tabela II: Šema uparivanja normalizovanih vrednosti ulaznih podataka

	$\Delta q_{l.r.}$	$q_{o.f.}(t)$	$l_{l.r.}(t)$	$e_{u.r.}^m(t)$	$e_{u.r.}^M(t)$	$\sum e_{WF}(t)$	$e_c(t)$	$p_{da}^{SP}(t)$	$p_{da}^{HP}(t)$	$p_{id}^{HP}(t)$
$e_{pum}(t)$	×	×	×	×	×	1, 2, 3, →	←	1	2	3
$e_{gen}(t)$	×	×	×	×	×	1, 2, 3, →	←	1	2	3

U Tabeli II oznake u poljima imaju sledeće značenje:

- ×
 -
 - ←
 - 1, 2, 3
- uparivanje „jedan na jedan“;
– uparivanje tri ulazne veličine, uključuje i veličinu iz susedne kolone desno;
– uparivanje identično prethodnom, uključuje i veličinu iz susedne kolone levo;
1, 2, 3 – tri sukcesivna uparivanja po dve stalne veličine i jedne promenljive (koje su označene 1 do 3).

Šema uparivanja iz Tabele II primenjena je dva puta, na dva različita načina:

- hronološki, tako što su sve uparene veličine posmatrane redom, od prvog sata 1.1.2023. do 31.12.2023 u 23.59.59 č.;
- prema opadajuće uređenim dijagramima veličina iz zaglavlja kolona Tabele II, svih osim $\sum e_{WF}(t)$.

Grafički rezultati uparivanja najvažnijih veličina prikazani su u potpoglavljima 3.1 do 3.3.

2.4 Proračuni karakterističnih parametara kompatibilnosti pogona RHE

Nakon normalizovanja ulaznih podataka, karakteristični parametri kompatibilnosti pumpnog i turbinskog režima rada RHE (koeficijenti koincidencije tj. faktori korelacije sa ostalim veličinama / uslovima respektivno – hidrološkim, tehničkim, tržišnim), određeni su kao bezdimenzione veličine, pojedinačnim množenjem izraza (3) i (4) respektivno, izrazima (5) do (15). Vizuelni pregled ovih koeficijenata, iz koga se može videti kojih se veličina koincidencija utvrđuje, dat je u Tabeli III, dok su njihovi nazivi, oznake i formule za izračunavanje navedeni u Tabeli IV.

Tabela III: Matrični pregled generisanja faktora korelacije režima rada RHE

[p.u.]	e_{pum}	e_{gen}	Σe_{WF}	e_c
$\Delta q_{l.r.}$	$k_{p \leftrightarrow \Delta q}^{lr}$	$k_{g \leftrightarrow \Delta q}^{lr}$		
$l_{l.r.}$	$k_{p \leftrightarrow l}^{lr}$	$k_{g \leftrightarrow l}^{lr}$		
$q_{o.f.}$	$k_{p \leftrightarrow q}^{of}$	$k_{g \leftrightarrow q}^{of}$		
$e_{u.r.}$	$k_{p \leftrightarrow e}^{ur}$	$k_{g \leftrightarrow e}^{ur}$		
e_{pum}			$k_{p \leftrightarrow g}^{wf \leftrightarrow e_c}$	
e_{gen}			$k_{g \leftrightarrow p}^{wf \leftrightarrow e_c}$	
Σe_{WF}	$k_{p \leftrightarrow g}^{wf}$	$k_{g \leftrightarrow p}^{wf}$		$k_{g \leftrightarrow p}^{wf \leftrightarrow e_c}$
e_c	$k_{p \leftrightarrow e_c}$	$k_{g \leftrightarrow e_c}$		
p_{da}^{SP}	$k_{p \leftrightarrow p}^{SPda}$	$k_{g \leftrightarrow p}^{SPda}$		
p_{da}^{HP}	$k_{p \leftrightarrow p}^{HPda}$	$k_{g \leftrightarrow p}^{HPda}$		
p_{id}^{HP}	$k_{p \leftrightarrow p}^{HPid}$	$k_{g \leftrightarrow p}^{HPid}$		

Rezultati proračuna ovde uvedenih karakterističnih parametara kompatibilnosti režima rada RHE, za razmotrenu studiju slučaja, obrađeni su takođe na dva načina; hronološki i u vidu uređenih dijagrama svojih vrednosti. Ovi potonji prikazani su u Potpoglavlju 3.4.

3 REZULTATI PRIMENE METODOLOGIJE NA STUDIJU SLUČAJA

U nastavku su dati grafički prikazi odabranih, najvažnijih rezultata primene opisane metodologije. Slede vizuelne ilustracije poklapanja (kompatibilnosti) turbinskog i pumpnog režima rada RHE s ostalim, najvažnijim ulaznim podacima od značaja. Takođe grafički prikazane su i vrednosti napred predloženih parametara, koje su sračunate na način opisan u ovom radu. Grafici su kreirani a parametri sračunati na osnovu ulaznih podataka za studiju slučaja – angažovanje RHE „Bajina Bašta“ tokom kalendarske 2023. godine.

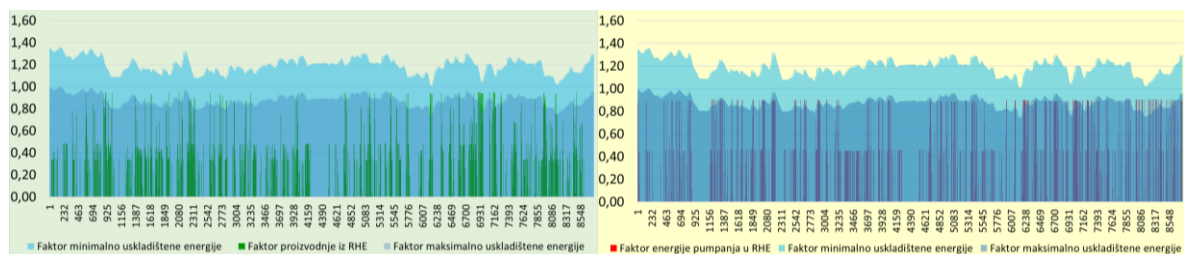
Tabela IV: Faktori korelacije režima rada RHE; nazivi, oznake i formule za izračunavanje

Naziv parametra	Oznaka	Formula za izračunavanje	
Koeficijent korelacije pumpnog režima rada RHE sa bilansom dotoka, protoka i preliva na HE (na donjoj akumulaciji)	$k_{p \leftrightarrow \Delta q}^{lr}$	$k_{p \leftrightarrow \Delta q}^{lr} = \frac{E_{pum}(t) \cdot \Delta Q_{l.r.}(t)}{P_p^{Max} \cdot \Delta Q_{l.r.}^{ext} \cdot 1 h}$	(16)
Koeficijent korelacije generatorskog režima rada RHE sa bilansom dotoka, protoka i preliva na HE (na donjoj akumulaciji)	$k_{g \leftrightarrow \Delta q}^{lr}$	$k_{g \leftrightarrow \Delta q}^{lr} = \frac{E_{gen}(t) \cdot \Delta Q_{l.r.}(t)}{P_g^{Max} \cdot Q_{l.r.}^{ext} \cdot 1 h}$	(17)
Koeficijent korelacije pumpnog režima i kote donje akumulacije	$k_{p \leftrightarrow L}^{lr}$	$k_{p \leftrightarrow L}^{lr} = \frac{E_{pum}(t) \cdot L_{lr}(t)}{P_p^{Max} \cdot L_{l.r.}^{av} \cdot 1 h}$	(18)
Koeficijent korelacije generatorskog režima i kote donje akumulacije	$k_{g \leftrightarrow L}^{lr}$	$k_{g \leftrightarrow L}^{lr} = \frac{E_{gen}(t) \cdot L_{lr}(t)}{P_g^{Max} \cdot L_{l.r.}^{av} \cdot 1 h}$	(19)
Koeficijent korelacije pumpnog režima sa prosečnom vrednošću preliva na HE (donjoj akumulaciji)	$k_{p \leftrightarrow q}^{of}$	$k_{p \leftrightarrow q}^{of} = \frac{E_{pum}(t) \cdot Q_{o.f.}(t)}{P_p^{Max} \cdot Q_{o.f.}^{av} \cdot 1 h}$	(20)
Koeficijent korelacije generatorskog režima RHE sa prosečnom vrednošću preliva na HE (donjoj akumulaciji)	$k_{g \leftrightarrow q}^{of}$	$k_{g \leftrightarrow q}^{of} = \frac{E_{gen}(t) \cdot Q_{o.f.}(t)}{P_g^{Max} \cdot Q_{o.f.}^{av} \cdot 1 h}$	(21)

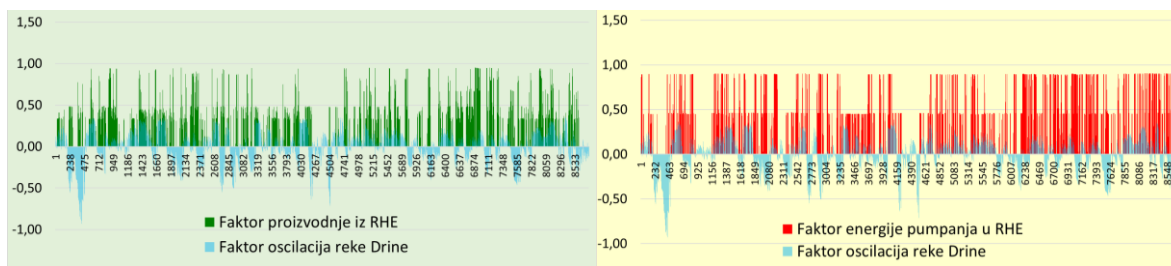
Naziv parametra	Oznaka	Formula za izračunavanje	
Koeficijent korelacije pumpnog režima i stanja gornje akumulacije	$k_{p \leftrightarrow e}^{ur}$	$k_{p \leftrightarrow e}^{ur} = \frac{E_{pum}(t) \cdot E_{u.r.}(t)}{P_p^{Max} \cdot E_{u.r.}^{min} \cdot 1 h}$	(22)
Koeficijent korelacije generatorskog režima RHE i stanja gornje akumulacije	$k_{g \leftrightarrow e}^{ur}$	$k_{g \leftrightarrow e}^{ur} = \frac{E_{gen}(t) \cdot E_{u.r.}(t)}{P_g^{Max} \cdot E_{u.r.}^{Max} \cdot 1 h}$	(23)
Koeficijent korelacije pumpnog režima RHE i srednje godišnje vrednosti energije satne proizvodnje iz vetrogeneratora	$k_{p \leftrightarrow g}^{WF}$	$k_{p \leftrightarrow g}^{WF} = \frac{E_{pum}(t) \cdot \Sigma E_{WF}(t)}{P_p^{Max} \cdot \Sigma E_{WF}^{av} \cdot 1 h}$	(24)
Koeficijent korelacije pumpnog režima RHE sa srednjom godišnjom vrednošću energije satne proizvodnje iz vetrogeneratora i sa satnom potrošnjom konzuma	$k_{p \leftrightarrow g}^{WF \leftrightarrow Ec}$	$k_{p \leftrightarrow g}^{WF \leftrightarrow Ec} = \frac{E_{pum}(t) \cdot \Sigma E_{WF}(t) \cdot E_c(t)}{P_p^{Max} \cdot \Sigma E_{WF}^{av} \cdot E_c^{av} \cdot 1 h}$	(25)
Koeficijent korelacije generatorskog režima RHE i srednje godišnje vrednosti energije satne proizvodnje vetrogeneratora	$k_{g \leftrightarrow g}^{WF}$	$k_{g \leftrightarrow g}^{WF} = \frac{E_{gen}(t) \cdot \Sigma E_{WF}(t)}{P_g^{Max} \cdot \Sigma E_{WF}^{av} \cdot 1 h}$	(26)
Koeficijent korelacije generatorskog režima RHE sa srednjom godišnjom vrednošću energije satne proizvodnje iz vetrogeneratora i sa satnom potrošnjom konzuma	$k_{g \leftrightarrow g}^{WF \leftrightarrow Ec}$	$k_{g \leftrightarrow g}^{WF \leftrightarrow Ec} = \frac{E_{gen}(t) \cdot \Sigma E_{WF}(t) \cdot E_c(t)}{P_g^{Max} \cdot \Sigma E_{WF}^{av} \cdot E_c^{av} \cdot 1 h}$	(27)
Koeficijent korelacije pumpnog režima RHE i prosečne godišnje cene električne energije na tržištu „dan unapred“ SEEPEX	$k_{p \leftrightarrow p}^{SPda}$	$k_{p \leftrightarrow p}^{SPda} = \frac{E_{pum}(t) \cdot SP_{da}(t)}{P_p^{Max} \cdot SP_{da}^{av} \cdot 1 h}$	(28)
Koeficijent korelacije pumpnog režima RHE i prosečne godišnje cene električne energije na tržištu „dan unapred“ HUPEX	$k_{p \leftrightarrow p}^{HPda}$	$k_{p \leftrightarrow p}^{HPda} = \frac{E_{pum}(t) \cdot HP_{da}(t)}{P_p^{Max} \cdot HP_{da}^{av} \cdot 1 h}$	(29)
Koeficijent korelacije satne energije proizvedene u RHE i prosečne godišnje cene električne energije na tržištu „dan unapred“ SEEPEX	$k_{g \leftrightarrow p}^{SPda}$	$k_{g \leftrightarrow p}^{SPda} = \frac{E_{gen}(t) \cdot SP_{da}(t)}{P_g^{Max} \cdot SP_{da}^{av} \cdot 1 h}$	(30)
Koeficijent korelacije satne energije proizvedene u RHE i prosečne godišnje cene električne energije na tržištu „dan unapred“ HUPEX	$k_{g \leftrightarrow p}^{HPda}$	$k_{g \leftrightarrow p}^{HPda} = \frac{E_{gen}(t) \cdot HP_{da}(t)}{P_g^{Max} \cdot HP_{da}^{av} \cdot 1 h}$	(31)
Koeficijent korelacije pumpnog režima RHE i prosečne godišnje cene električne energije na unutardnevnom tržištu HUPEX	$k_{p \leftrightarrow p}^{HPid}$	$k_{p \leftrightarrow p}^{HPid} = \frac{E_{pum}(t) \cdot HP_{id}(t)}{P_p^{Max} \cdot HP_{id}^{av} \cdot 1 h}$	(32)
Koeficijent korelacije satne energije proizvedene u RHE i prosečne godišnje cene električne energije na unutardnevnom tržištu HUPEX	$k_{g \leftrightarrow p}^{HPid}$	$k_{g \leftrightarrow p}^{HPid} = \frac{E_{gen}(t) \cdot HP_{id}(t)}{P_g^{Max} \cdot HP_{id}^{av} \cdot 1 h}$	(33)

3.1 Dijagrami poklapanja (kompatibilnosti) režima rada RHE sa hidrološkim prilikama

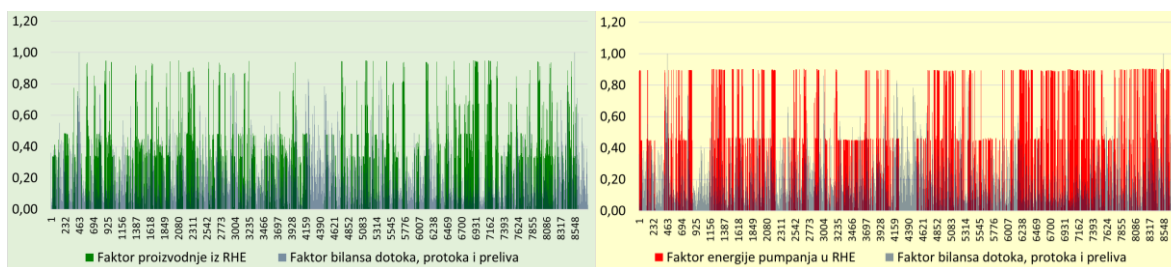
3.1.1 Hronološki dijagrami kompatibilnosti RHE sa hidrološkim prilikama



Slika 2: Hronološko preklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE i faktorâ minimalno i maksimalno uskladištene energije u gornjoj akumulaciji

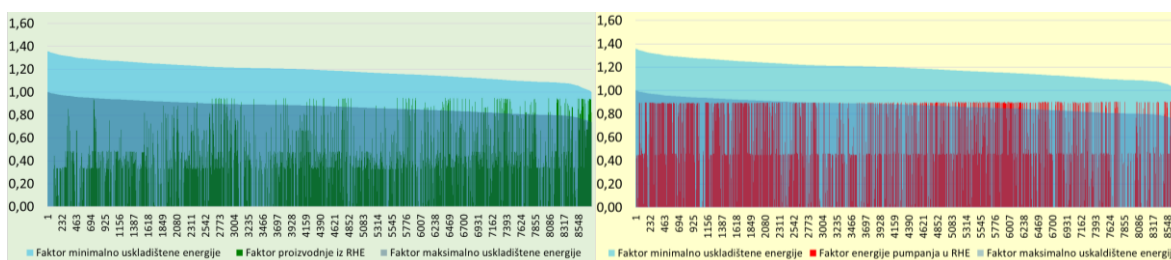


Slika 3: Hronološko poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE sa faktorom oscilacija kote reke Drine (donje akumulacije)

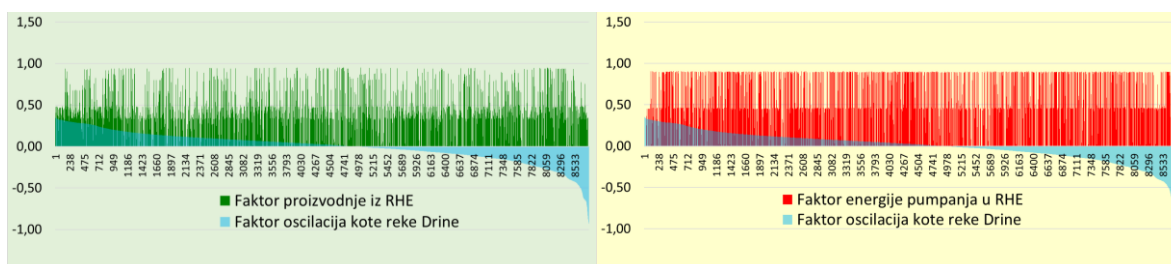


Slika 4: Hronološko poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE sa faktorom bilansa dotoka, protoka i preliva na HE „Bajina Bašta“

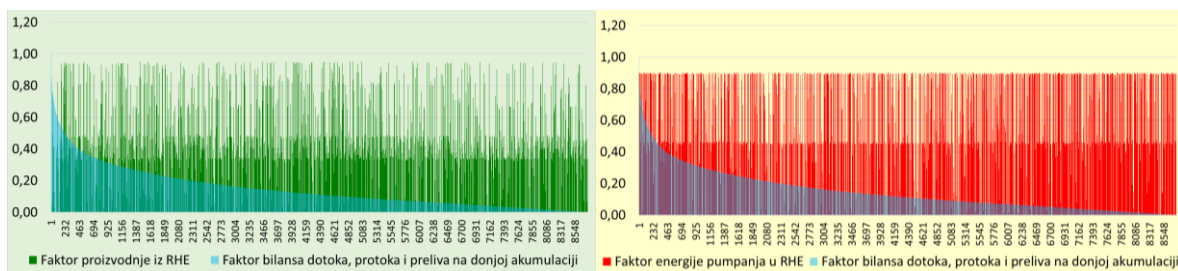
3.1.2 Dijagrami kompatibilnosti RHE prema uređenim dijagramima hidroloških veličina



Slika 5: Poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE sa opadajućim vrednostima faktorâ minimalno i maksimalno uskladištene energije u gornjoj akumulaciji



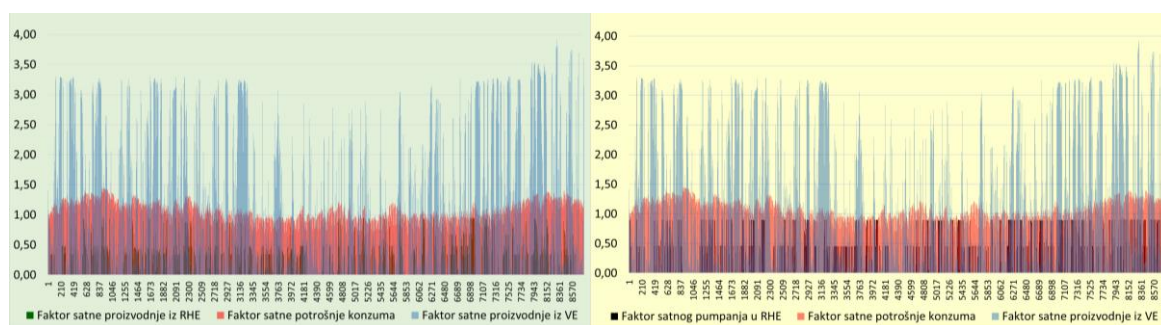
Slika 6: Poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE s opadajućim vrednostima faktora oscilacija kote reke Drine



Slika 7: Poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE s opadajućim vrednostima faktora bilansa dotoka, protoka i preliva

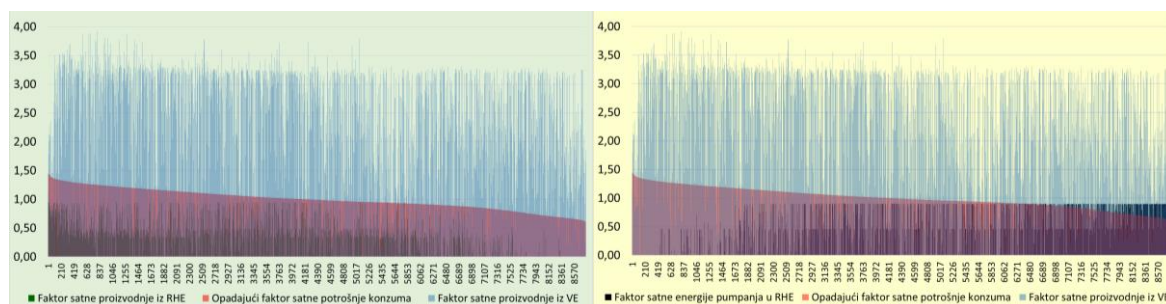
3.2 Dijagrami poklapanja (kompatibilnosti) režima rada RHE sa proizvodnjom iz vetroelektrana u balansnoj grupi EPS AD i sa potrošnjom konzuma

3.2.1 Hronološki dijagrami kompatibilnosti RHE sa proizvodnjom VE i potrošnjom



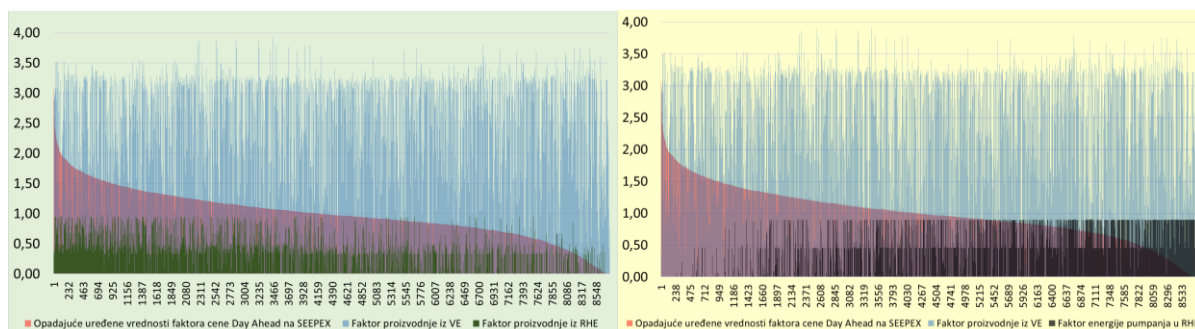
Slika 8: Hronološko poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE sa proizvodnjom iz VE i satnom potrošnjom konzuma

3.2.2 Dijagrami kompatibilnosti RHE i proizvodnje iz VE u odnosu na uređene opadajuće dijagrame satne potrošnje konzuma

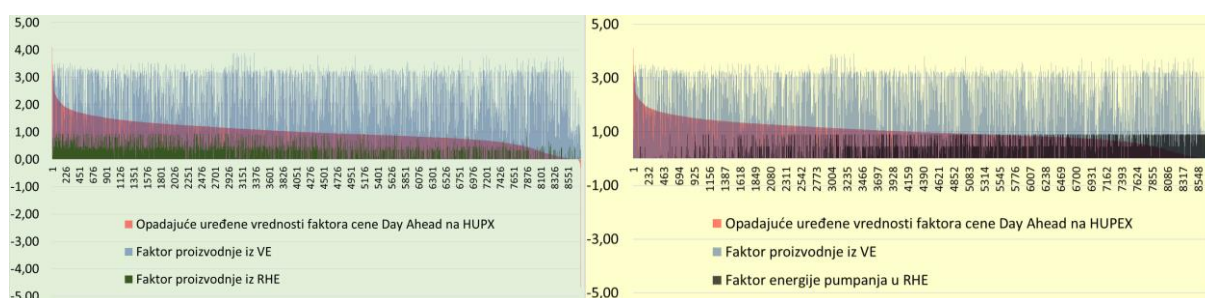


Slika 9: Poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE i proizvodnje iz VE sa opadajuće uređenom satnom potrošnjom konzuma

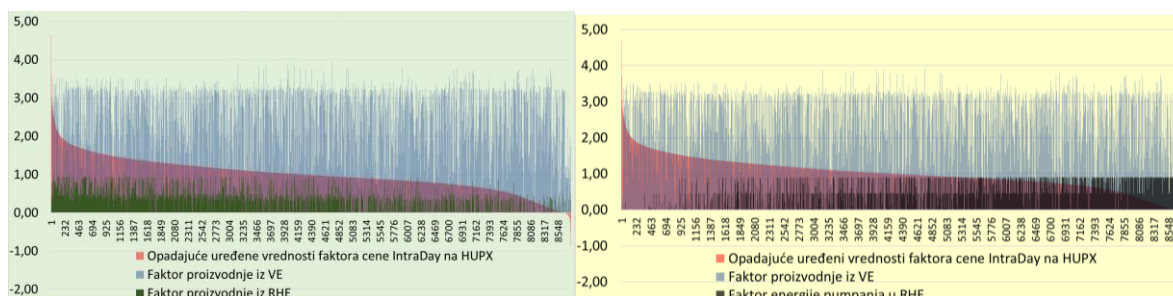
3.3 Dijagrami poklapanja (kompatibilnosti) režima rada RHE i proizvodnje iz VE prema uređenim dijagramima tržišnih cena električne energije



Slika 10: Poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE i proizvodnje iz vetroelektrana sa opadajućim cenama Day Ahead na SEEPEX



Slika 11: Poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE i proizvodnje iz vetroelektrana sa opadajućim cenama Day Ahead na HUPX

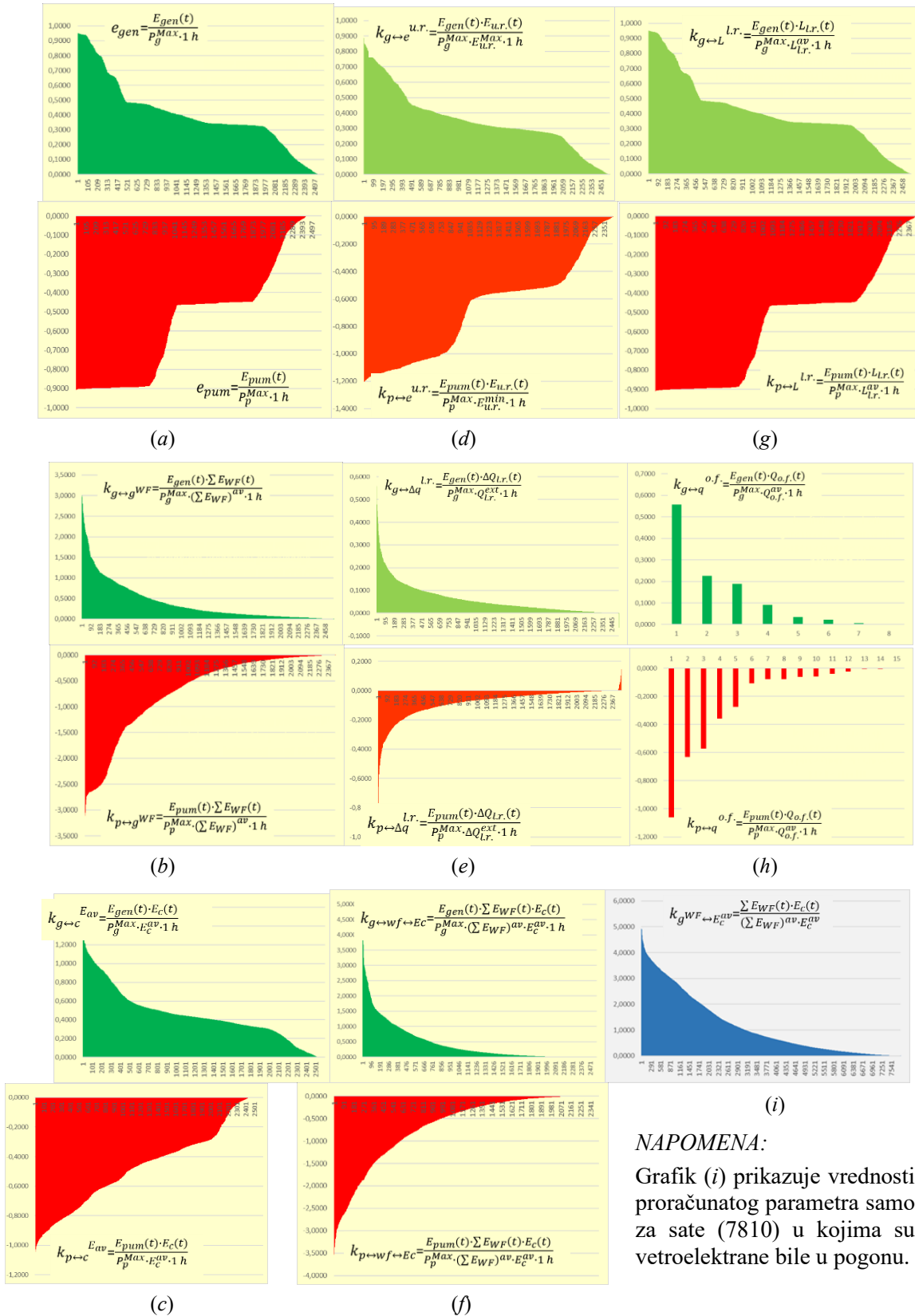


Slika 12: Poklapanje generatorskog (levo) i pumpnog (desno) režima rada RHE i proizvodnje iz vetroelektrana sa opadajućim cenama IntraDay na HUPX

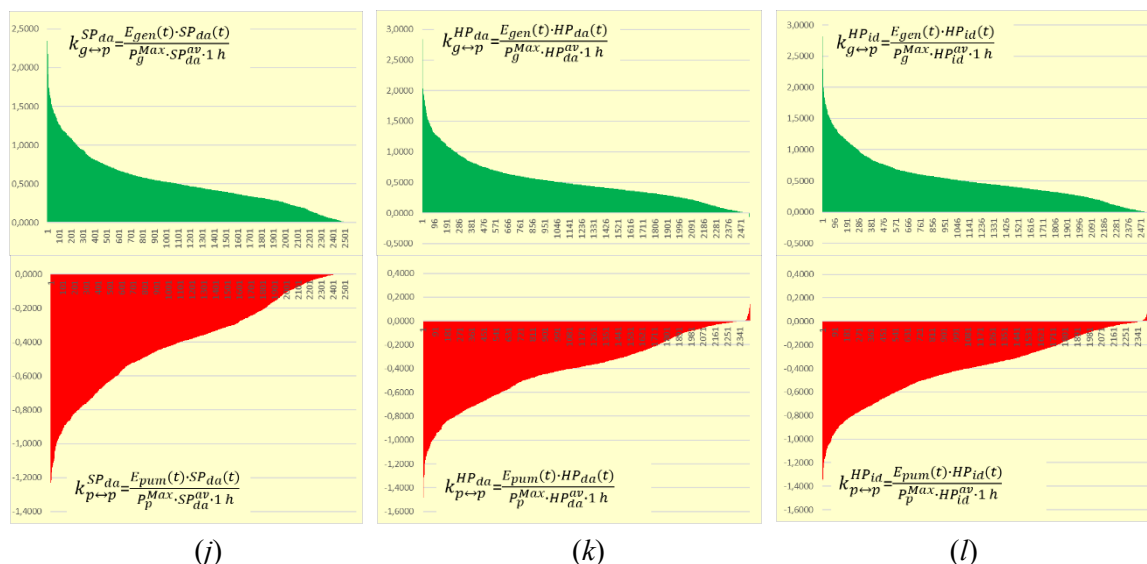
3.4 Uređeni dijagrami karakterističnih parametara

Naredni grafici, na slikama 13 i 14, prikazuju vrednosti proračunatih parametara samo za sate u kojima je RHE bila u pogonu.

Na grafiku (a) na Slici 13 prikazane su opadajuće vrednosti faktora angažovanja RHE „Bajina Bašta“ tokom 2023. godine u generatorskom režimu (gornji grafik) i u pumpnom režimu (donji grafik). Na grafiku (i) sa Slike 13 prikazane su opadajuće vrednosti koeficijenta korelacije proizvodnje iz vetroelektrana u balansnoj grupi EPS AD sa satnim potrošnjama konzuma svedenim na njihovu srednju godišnju vrednost.



Slika 13: Uređeni dijagrami hidroloških i tehničkih parametara, po opadajućim vrednostima



Slika 14: Uređeni dijagrami tržišnih parametara, po opadajućim vrednostima

Na ostalim graficima sa slika 13 i 14 prikazane su, takođe u opadajućim nizovima svojih vrednosti, sledeći karakteristični faktori korelacije generatorskog režima (gornji grafici) i pumpnog režima rada (donji grafici) RHE „Bajina Bašta“, sa:

- (b) proizvodnjom iz vetroelektrana u balansnoj grupi EPS AD;
- (c) srednjom godišnjom vrednošću satne potrošnje konzuma;
- (d) stanjem gornje akumulacije;
- (e) bilansom dotoka, protoka i preliva na HE „Bajina Bašta“ (na donjoj akumulaciji);
- (f) proizvodnjom iz vetroelektrana i potrošnjom konzuma;
- (g) kotama reke Drine (tj. donje akumulacije, Perućackog jezera);
- (h) prelivima na HE „Bajina Bašta“;
- (j) srednjom godišnjom vrednošću cene električne energije na tržištu „dan unapred“ SEEPEX;
- (k) srednjom godišnjom vrednošću cene električne energije na tržištu „dan unapred“ HUPX;
- (l) srednjom godišnjom vrednošću cene električne energije na unutardnevnom tržištu HUPX.

3.5 Komentari u vezi sa dobijenim rezultatima

Za svaki od ovde sračunatih parametara iz Tabele IV, moguće je odrediti optimalnu vrednost i njenu marginu. Na primer, ako koeficijent $k_{p \leftrightarrow q}^{lr}$, prikazan na slici 13.e, ima veću (apsolutnu) vrednost, korišćenje RHE u pumpnom režimu je povoljnije, pod uslovom da je kota donje akumulacije, L_{Lr} , dovoljno iznad svoje minimalne vrednosti. Što je veća apsolutna vrednost koeficijenta $k_{p \leftrightarrow g}^{WF}$, sa donjeg grafika na slici 13.b, to je pumpni režim rada RHE isplativiji. Za periode malih opterećenja konzuma, uz prisutnu proizvodnju iz vetroparkova, vrednost koeficijenta $k_{g \leftrightarrow g}^{WF \leftrightarrow Ec}$, sa gornjeg grafika na slici 13.f, treba da bude što manja ili jednaka nuli (osim ako ne postoji mogućnost za izvoz električne energije proizvedene u RHE, kada ovaj koeficijent može biti i veći). Za periode velikih opterećenja konzuma, uz prisutnu proizvodnju iz vetroparkova, vrednost ovoga koeficijenta treba da teži 1,0 (osim ukoliko ne postoji mogućnost za izvoz električne energije proizvedene u RHE, kada ovaj koeficijent može biti i veći).

Činjenica da upravljiv pumpni režim nije moguć na RHE „Bajina Bašta“ jasno se uočava na desnim graficima na slikama 2-12 i na donjim graficima sa slika 3.4.a, d i g. Za razliku od nje, za buduću RHE „Bistrica“ planiraju se četiri agregata sa promenljivom brzinom i u pumpnom režimu, [11]. U eksploataciji ovakvo pumpno postrojenje imaće prednost u aktivaciji i „finoj“ regulaciji, kao i u boljem „peglanju“ odstupanja u novom, 15-minutnom balansnom mehanizmu. Posebno je pitanje sa da li će, uz postojeću, buduća RHE „Bistrica“ biti dovoljna za balansiranje EES sa svim planiranim V-OIE kapacitetima, uz postepeno gašenje termoelektrana kao glavnih proizvođača bazne energije, ili će biti potrebna i RHE „Đerdap 3“ ili neka od RHE predloženih u studiji [12]. Korišćenje ovde predložene metodologije za simulacije planiranih stanja može doprineti definisanju odgovora i na ovo pitanje.

Primetno je povećanje, iz godine u godinu, broja sati sa negativnim cenama na berzama električne energije u inostranstvu. One se jasno vide i na graficima sa slika 11, 12, 14.k i 14.l. Nakon izmena zakona, srpska berza takođe treba da uvede negativne cene, pa se može očekivati da se njihovom pojavom pojača efekat isplativosti RHE. Osim balansiranja našeg EES, odgovarajućim njihovim angažovanjem koristili bi se i ovakvi „poremećaji“ na unutardnevnom tržištu i tako uvećavala vrednost akumulirane energije.

4 ZAKLJUČAK

Primenom metodologije predložene i opisane u ovom radu na slučaj angažovanja postojeće RHE „Bajina Bašta“ tokom 2023. godine, pokazuje se da uticaj hidroloških parametara nije toliko značajan, kao ni stepen kompatibilnosti sa proizvodnjom iz vetroelektrana, dok je on veći u slučaju potrošnje konzuma, a najveći i najpovoljniji u odnosu na cene električne energije. Međutim, mora se napomenuti da su trenutni instalisani kapaciteti V-OIE u EES-u Srbije relativno mali, dok sa druge strane cene na berzama SEEPEX i HUPX veoma zavise od proizvodnje V-OIE koji su locirani u evropskim zemljama. Prethodno dovodi do zaključka da V-OIE imaju značajan uticaj na rad postojeće RHE, zasad indirektno, preko cena na spot tržištima.

Zahvaljujući veličini gornje akumulacije, u slučaju ove RHE hidrološki uslovi imaju mali uticaj na registrovane načine rada RHE, jer ona svoju snagu i energiju pre svega crpi iz potencijalne snage i energije akumulirane vode, kao primarnog resursa. Pri tome, sadržaj gornje akumulacije RHE na kraju svake sedmice vraća se na ciljne vrednosti, postavljene dugoročnom optimizacijom (elektroenergetskim portfeljom). I uticaj same RHE na kote donje akumulacije relativno je mali, takođe zbog njene veličine. To svakako neće biti slučaj kod buduće RHE „Bistrica“, koja će svojim angažovanjem značajnije uticati na osetno manju svoju donju akumulaciju Potpeć na Limu, koji ima takođe znatno manje dotoke od onih na Drini. Takođe, primenjena metodologija je u ovom radu redukovana u pogledu gornje akumulacije Zaovine, koja nema značajne vodotokove koji bi joj obezbeđivali i prirodni dotok. Nasuprot tome, u slučaju RHE „Bistrica“ njena gornja akumulacija Klak, u svom zaleđu imaće celu kaskadu HE i akumulacija na Uvcu. I u tom pogledu, ova buduća RHE predstavlja jedan opštiji slučaj, interesantan za primenu ovde opisane metodologije, pa autori planiraju nastavak ovog istraživanja upravo na njenom primeru.

Kad je reč o V-OIE, sa porastom njihovog udela u proizvodnom miksu EES Srbije, za očekivanje je da dođe do značajnijeg rasta potrebe da RHE odgovore na sve veće strmine, maksimume i minimume električne snage, koje će ovi izvori unositi u rezultujući dijagram opterećenja.

Posledično se može očekivati i otklon od sada konstatovanog prioriteta rada postojeće RHE „Bajina Bašta“ u smislu najvećeg stepena kompatibilnosti sa cenama električne energije na tržištu, ka tehničkim zahtevima koji se budu nametnuli po pitanju balansiranja i ka većem stepenu usklađivanja sa režimima rada V-OIE. Stoga autori planiraju da nastave rad na unapređenju opisane metodologije po pitanju određivanja globalnog višekriterijumskog maksimuma pri optimizaciji rada RHE i da ovu metodologiju primene u svrhu simulacije stanja sa povećanim udelom V-OIE u proizvodnom miksu.

Što se tiče samog stepena usklađenosti rada RHE sa tržišnim uslovima, trenutno stanje koje je ovde ilustrovano jeste takvo da je akcenat stavljen na unutar sedmičnoj i unutar dnevnoj optimizaciji rada ove RHE. Na osnovu razlike u cenama električne energije tokom neradnih i radnih dana, kao i razlike u cenama unutar dana, pokazano je da se pomoću RHE može ostvariti značajan profit.

5 LITERATURA

- [1] Kumar, R., Kumar A., Optimal scheduling of variable speed pumped storage, solar and wind energy system, March 2021, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects 47(1):1-16, DOI: 10.1080/15567036.2021.1892243
- [2] Gomes, J., G., Telhada J., Xu, H., da Costa, A. S., Zhao, C., Optimal operation scheduling of a pump hydro storage system coupled with a wind farm, IET Renew. Power Gener. 2021; 15:173–192, DOI: 10.1049/rpg2.12014
- [3] Yao, W., Li, W., Liu, R., Sun, Y., Optimal capacity of variable-speed pumped storage for wind power consumption based on double-layer stochastic programming, March 2023, Journal of Renewable and Sustainable Energy 15(2):024103, DOI: 10.1063/5.0135560
- [4] Contaxis, G., Vlachos, A., Optimal Power Flow Considering Operation of Wind Parks and Pump Storage Hydro Units under Large Scale Integration of Renewable Energy Sources, Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, IEEE Volume: 3, DOI: 10.1109/PESW.2000.847616
- [5] Alharbi, T., Abo-Elyousr, F. K., Abdelshafy, A. M., Efficient Coordination of Renewable Energy Resources through Optimal Reversible Pumped Hydro-Storage Integration for Autonomous Microgrid Economic Operation, June 2024, Energy 304(2):131910, DOI: 10.1016/j.energy.2024.131910
- [6] Abu Taha, S. A., Gomaa, M. R., Al-Ma'asfeh, S., Hydro Pump Storage System Driven by PV System for Peak Demand, WSEAS Transactions on Systems, April 2022, DOI: 10.37394/23202.2022.21.5
- [7] Ibekwe, E. C., Amadi, H. N., Horsfall, D. J., Solar Pumped Hydro Turbine Storage System for Efficient Power Supply, 2024, International Journal of Engineering and Modern Technology (IJEMT), Vol 10. No. 9, p.p. 94-106, DOI: 10.56201/ijemt.v10.no9.2024.pg94.106

- [8] Lugauer, F. J., Kainz, J., Gaderer M., Techno-Economic Efficiency Analysis of Various Operating Strategies for Micro-Hydro Storage Using a Pump as a Turbine, *Energies* 2021, 14, 425. <https://doi.org/10.3390/en14020425>
- [9] Tadayon, L., Meiers, J., Ibing, L., Erdelkamp, K., Frey, G., Coordinated operation of pumped hydro energy storage with reversible pump turbine and co-located battery energy storage system, *Automatisierungstechnik*, 2025; 73(2): 136–144, <https://doi.org/10.1515/auto-2024-0128>
- [10] Favaro, P., Dolanyi, M., Vallee, F., Toubreau, J-F., Neural network informed day-ahead scheduling of pumped hydro energy storage, *Energy*, December 2023, DOI: 10.1016/j.energy.2023.129999
- [11] Energoprojekt Hidroinženjering a.d., Elektroenergetski koordinacioni centar, Idejni projekat izgradnje RHE „Bistrica“, investiciono-tehnička dokumentacija rađena za EPS AD, 2025.
- [12] Energoprojekt Hidroinženjering a.d., Univerzitet u Beogradu – Građevinski fakultet, Studija o mogućnostima izgradnje reverzibilnih hidroelektrana i pumpno-akumulacionih postrojenja u Srbiji, studija rađena za EPS AD, 2024.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C1.11](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C1.11)**C1.11****УНАПРЕЂЕНА МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОГНОЗУ ПОТРОШЊЕ У ПРОЦЕСУ
ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА СИСТЕМА****ENHANCED METHODOLOGY FOR ENERGY CONSUMPTION FORECASTING IN THE
SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING PROCESS****Андрија Павићевић*, Небојша Вучинић, Владан Ристић, Јелена Ђокић, Соња
Симовић**

Кратак садржај: Прогноза потрошње представља фактор који мора бити узет у обзир приликом дугорочног планирања развоја преносног система зато што се кроз анализу пројектоване потрошње могу сагледати потребе за новим инвестицијама, као и потенцијални проблеми до којих би у систему могло доћи уколико се ове инвестиције не би реализовале по предвиђеном плану. Метода описана у овом раду сагледава три категорије потрошње одвојено. Потрошња електричних возила базирана је на очекиваном броју возила и њиховој просечној годишњој потрошњи, док је сваки купац електричне енергије који ће бити прикључен на преносни систем уважен у складу са важећом Студијом прикључења. Категорија са највећим уделом у укупној потрошњи је конзум дистрибутивног система. Под овом потрошњом се подразумевају сви појединачни потрошачи, без обзира на тип (домаћинства, индустрија и терцијарни сектор). За ову категорију конзума метода се базира на утврђивању везе између историјских вредности годишње потрошње дистрибутивног система у претходних 15 година и фактора од интереса (брuto домаћи производ, демографски показатељи, просечне минималне и максималне дневне температуре). Све прогнозиране вредности су добијене на основу историјских података и употребе алата Forecast sheet у програмском пакету Excel. Овај алат базиран је на алгоритму троструког експоненцијалног изглађивања (Exponential Triple Smoothing) који поравнава мања одступања у претходним секвенцама података откривањем образаца. Резултати прогнозе показали су стабилан, благ раст укупне потрошње без обзира на стагнацију потрошње дистрибутивног система. Број електричних возила и купаца енергије прикључених на преносни систем главни су разлог наступајућег тренда јер представљају потпуно нову потрошњу у систему.

Кључне речи: *План развоја, Преносни систем, Прогноза потрошње*

Abstract: The electricity consumption forecast is a factor that must be taken into account when planning the development of the power transmission system on the longer time horizon. By analyzing the projected consumption, it is possible to assess the need for new investments as well as potential issues that could arise in the system if these investments are not implemented

* Адреса: Кнеза Милоша 11, 11000 Београд, Република Србија;
Имејл адреса: andrija.pavicevic@ems.rs.

according to the planned schedule. The method described in this paper considers three categories of consumption separately. The consumption of electric vehicles is based on the expected number of vehicles and their average annual consumption, while each electricity consumer that will be connected to the transmission system is accounted for in accordance with the applicable Connection Study. The category with the largest share in total consumption is the demand of the distribution system. All individual consumers are included this consumption, regardless of type (households, industry, and the tertiary sector). For this consumption category, the method is based on establishing a relation between historical values of annual distribution system consumption over the past 15 years and relevant factors (gross domestic product, population, average minimum and maximum daily temperatures). All forecasted values were obtained using historical data and the Forecast Sheet tool in the Excel software package. This tool is based on the Exponential Triple Smoothing algorithm, which smooths out minor deviations in previous data sequences by identifying patterns. The forecasting results showed a stable, slight increase in total consumption despite the stagnation of distribution system consumption. The number of electric vehicles and energy consumers connected to the transmission system is the main reason for the emerging trend, as they represent a completely new form of consumption in the system.

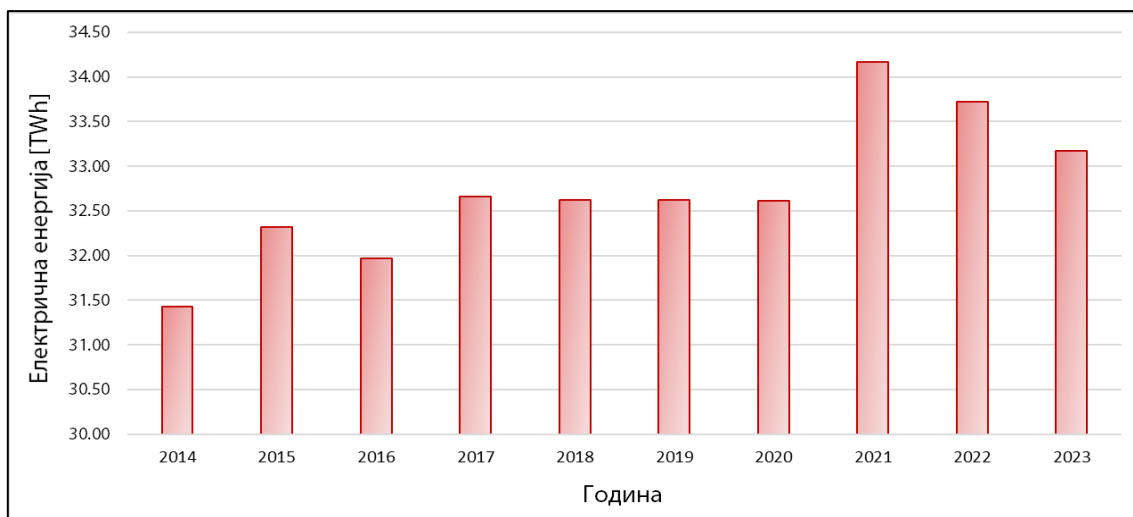
Key words: *System development plan, Energy consumption*

1 УВОД

Потрошња електричне енергије неке државе зависи од великог броја различитих фактора, где су неки од њих економски развој државе, демографска слика, цена електричне енергије, регионалне и глобалне климатске прилике, управљање потрошњом, мере енергетске ефикасности итд. Циљ прогнозе је дефинисање трендова према којима се очекује да ће се годишња потрошња електричне енергије у систему кретати у наступајућем периоду. Овај период може варирати у зависности од потреба процеса у оквиру ког се ради, при чему се, за потребе планирања развоја система, најчешће користи период од најмање десет година.

Са Сlike 1.1. види се да је потрошња електричне енергије у Републици Србији у периоду од 2014. до 2020. године углавном стагнирала, док се након тог периода примећује благи раст потрошње. Стагнација у периоду пре 2020. године се једним делом може приписати и последицама светске економске кризе која је почела још током 2008. године. У условима диктираним светском кризом је редукован обим инвестиција, што се у највећем проценту одразило на улагања у индустрију. На потрошњу у домаћинствима и индустријском сектору је у периоду након 2019. године велики утицај имала и пандемија вируса COVID-19, при чему су неке од најзначајнијих последица пандемије биле непредвидивост економских прилика и ограничење кретања становништва. Ова ограничења кретања су у великој мери допринела и расту потрошње електричне енергије коришћене у домаћинствима.

Уколико би конзум неке државе зависио искључиво од економских прилика и ни од чега другог, са Сlike 1.1 би се дошло до погрешног закључка да је економско стање у Србији било убедљиво најбоље у 2021. години. Како ово евидентно није истина (посебно ако се у обзир узме и то да је током ове године пандемија и даље била у пуном замаху), јасно је да мора постојати већи број фактора који треба да буду паралелно посматрани како би се на основу предвиђених промена сваког од њих у наредном периоду потрошња енергије могла што прецизније прогнозировать, при чему ће управо фактори које треба посматрати бити појашњени у овом раду.



Слика 1.1: Историјске вредности потрошње ел. енергије у Р. Србији (без АП КиМ).

2 МЕТОДОЛОГИЈА

Овде треба појаснити и то да је у претходним издањима Плана развоја преносног система потрошња прогнозирана стриктно на основу економских фактора. Ипак, у складу са разматрањима из уводног дела рада, дошло се до закључка да би ту прогнозу требало побољшати. Да би се ово могло реализовати, укупна потрошња електричне енергије у Републици Србији (без потрошње АП КиМ) подељена је на три категорије, од којих је свака анализирана засебно у оквиру урађене прогнозе:

- електрична возила;
- купци електричне енергије на преносном систему;
- потрошачи на дистрибутивном систему.

За сваку од ових категорија потрошње изабран је оптималан начин на који би се прогноза трендова за наредни период могла урадити. Оваква прогноза потрошње искоришћена је и при изради Плана развоја за период од 2025. до 2034. године.

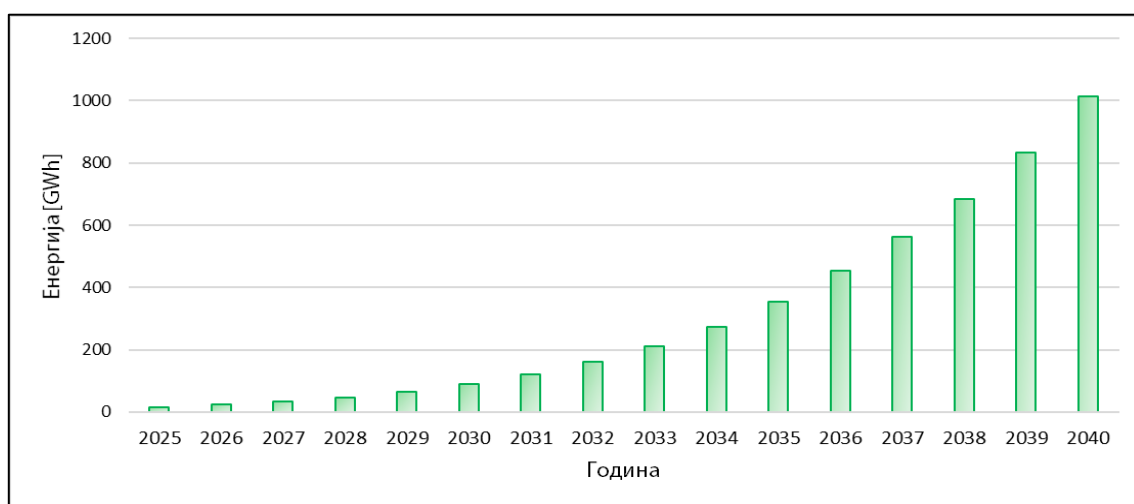
2.1 Електрична возила

Климатске промене изазване емисијом штетних гасова довеле су до смањења употребе фосилних горива, те је последњих година приметан раст броја возила на електрични погон. Очекује се да ће се овај тренд наставити у будућности и неће заобићи ни нашу земљу. Према званичним информацијама, припремљеним од стране Министарства унутрашњих послова Србије, крајем 2023. године број електричних возила регистрованих у Републици Србији износио је око 2700.

Капацитет батерија варира од око 15 kWh у малим и економичним електричним возилима, па све до преко 100 kWh у већим и луксузнијим моделима. Савремени електрични аутомобили се одликују изузетном ефикасношћу конверзије, с тим што њихова потрошња електричне енергије на годишњем нивоу директно зависи и од броја километара које током године пређу. Ипак се за већину комерцијално доступних модела може, према спецификацијама датим од стране произвођача, сматрати да троше између 16 kWh и 20 kWh [1] на пређених 100 километара.

Иако је тешко проценити колики ће пут просечно возило прећи за годину дана, процене су да је потрошња сваког возила креће у опсегу од 1,8 до 2 MWh. За потребе ове прогнозе потрошње, узета је вредност од 2 MWh годишње по електричном возилу.

Приликом прогнозирања потрошње, узета је процена броја електричних возила из Интегрисаног националног енергетског и климатског плана за период до 2030. године са визијом до 2050. године [2]. У овом документу се могу наћи подаци о броју возила на електрични погон регистрованих у Републици Србији који се предвиђа 2030. и 2040. године. Интерполацијом су добијени бројеви електричних возила и за сваку годину између оних за које су били доступни улазни подаци. Множењем ових бројева јединичном вредношћу од 2 MWh по возилу, добијена је и укупна прогнозирана потрошње електричних возила у Србији за сваку годину у интересном интервалу. Процењене потрошње електричне енергије електричних возила за предстојећи период су приказане и на дијаграму датом на Слици 2.1.



Слика 2.1: Прогноза потрошње електричне енергије возила у Републици Србији.

Са слике се може видети да је предвиђен стабилан пораст броја електричних возила у Републици Србији, при чему је прогнозирана потрошња електричне енергије ових потрошача око 90 GWh у 2030., односно око 1 TWh у 2040. години.

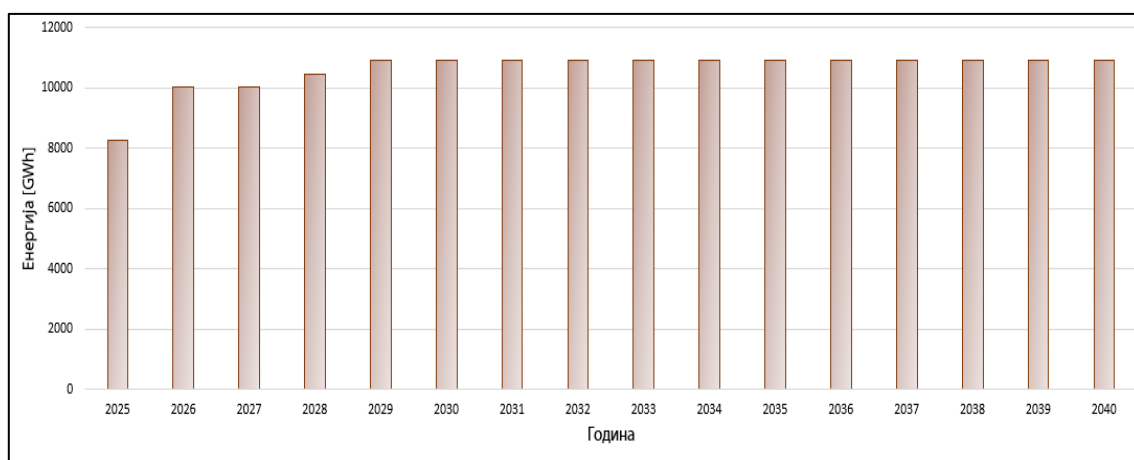
2.2 Купци електричне енергије

Корисници преносног система који су у својству купаца прикључени на преносни систем су приликом вршења прогнозе потрошње издвојени у посебну категорију. Неопходно је одвојити купце који су тренутно прикључени на преносни систем од купаца чије се прикључење на систем, по званичним информацијама, тек очекује у наступајућем периоду. Потрошња електричне енергије тренутно прикључених купаца је у 2023. години износила 3,87 TWh. Претпостављено је да ће (осим тамо где је другачије најављено у оквиру поступка прикључења на преносни систем) годишња енергија ових потрошача остати иста у читавом периоду од интереса.

Сви купци електричне енергије који тек планирају прикључење на преносни систем уважени су у прогнози потрошње од године која стоји у званичном захтеву за израду Студије прикључења, односно у складу са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења.

При обављању прогнозе потрошње за све клијенте је уважен фактор капацитета у складу са типом потрошње (рударски капацитети, хемијска индустрија, железница). На самом крају су, сабирањем потрошње садашњих капацитета и прогнозираних потрошњи најављених купаца електричне енергије, добијене збирне процењене годишње потрошње енергије за сваку од година обухваћених периодом на који се плански процес у оквиру ког је прогноза рађена и односи. То је дато на Слици 2.2.

Треба имати у виду су уважени само за они објекти за које су клијенти на дан 1.6.2024. године имали израђену Студију прикључења или Мишљење оператора преносног система о условима и могућностима прикључења на систем. У сваком од наступајућих интервала за израду Студија прикључења објеката на преносни систем, клијенти ће имати могућност да поднесу како захтеве за израду Студија за нове објекте, тако и захтеве за повећање одобрене снаге постојећих објеката.



Слика 2.2: Прогноза потрошње купаца ел. ен. на преносном систему у Србији.

Иако ће о овоме мало више детаља бити дато нешто касније, требало би истаћи то да се уочена стагнација потрошње купаца прикључених на преносни систем након 2029. године овде мора посматрати кроз призму тога што ЕМС а.д. само не располаже званичним подацима о намерама клијената након те године. Када се информације о порастима ове потрошње буду нашле на располагању ЕМС а.д., биће и узете у обзир у првој наредној прогнози потрошње електричне енергије.

2.3 Потрошња на дистрибутивном систему

Категорија која има највећи удео у потрошњи Србије је конзум дистрибутивног система. Метода за прогнозу потрошње коришћена за ову категорију конзума базира се на утврђивању везе између историјских вредности годишње потрошње дистрибутивног система за период од 2009. до 2023. године и следећих фактора:

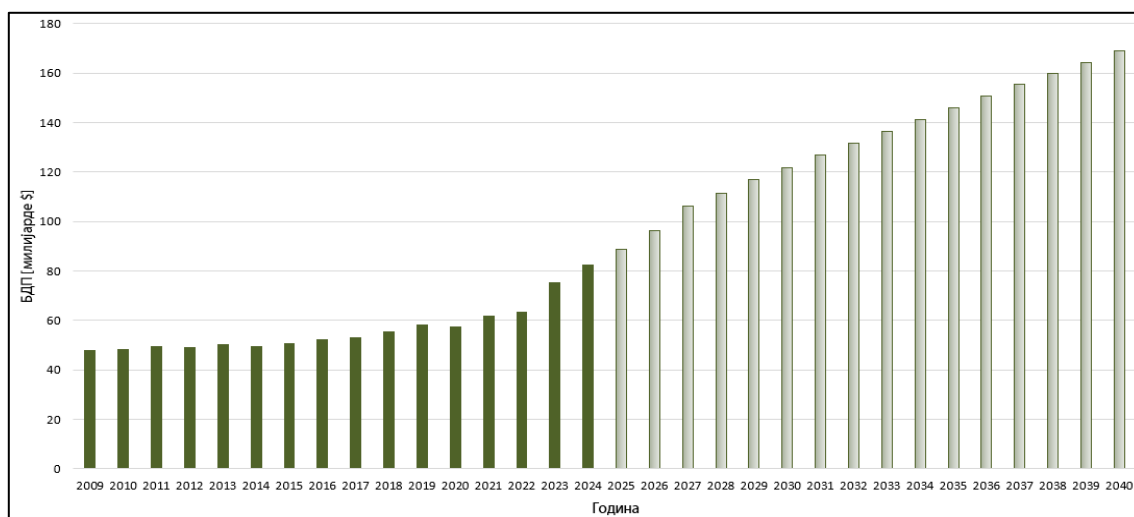
- бруто домаћи производ (БДП) државе;
- број становника;
- просечне максималне дневне температуре;
- просечне минималне дневне температуре.

Прогнозиране вредности сваког од наведених фактора добијене су на основу претходно наведених историјских података и употребе алата *Forecast sheet* у програмском пакету *Excel*.

Овај алат је заснован на употребљавању алгоритма троструког експоненцијалног изглађивања (енг. *Exponential Triple Smoothing*) који поравнава мања одступања у претходним секвенцама података откривањем образаца. Конкретно, верзија алгоритма коришћена за потребе овог плана спада у ААА групу (енг. *additive error, additive trend and additive seasonality*). Овај метод прогнозе се најчешће користи за случајеве где су улазни подаци нелинеарни, али их карактеришу понављајући обрасци, што је овде у одређеној мери и био случај.

Бруто домаћи производ (БДП) неке државе је укупна вредност свих блага и услуга које су произведене током временског интервала (најчешће једна година). Он представља меру економске активности у држави и користи се за праћење раста њене економије. Историјске вредности БДП Србије које су усвојене при вршењу прогнозе преузете су са интернет странице Међународног монетарног фонда [3].

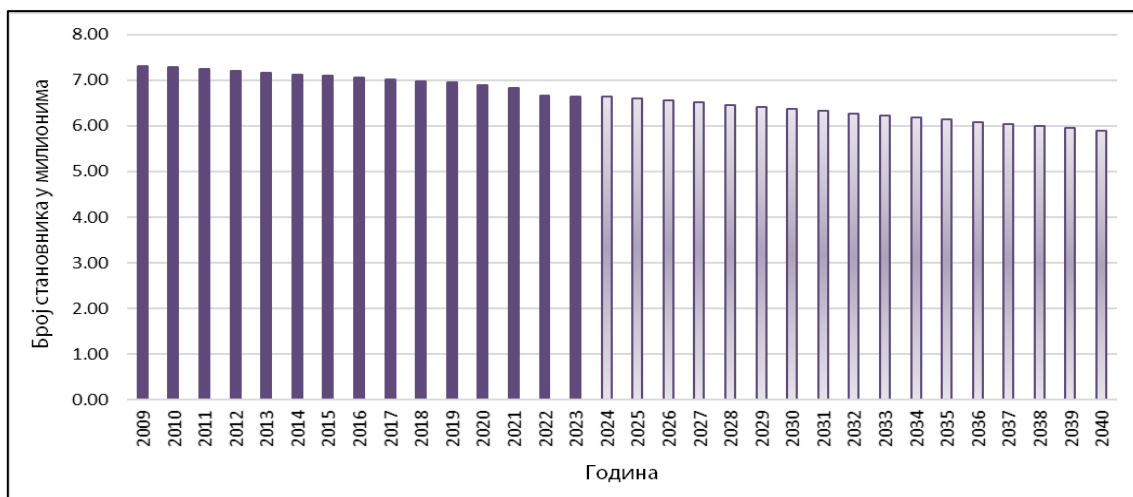
На Слици 2.3 су приказане историјске и прогнозиране вредности БДП Србије. За историјске вредности (период од 2009. године до 2024. године) коришћени су једнолично обојени стубићи, док су за прогнозиране вредности (период од 2025. до 2040. године) овде коришћени неравномерно осенчени стубићи. Иако се БДП Србије за 2024. годину није знао у тренутку израде прогнозе, вредност прогнозе овог индикатора је узета са интернет странице ММФ, те је третирана као позната.



Слика 2.3: Прогноза вредности БДП Републике Србије.

За наредни период прогнозиран је сталан пораст вредности БДП Републике Србије, што повлачи и пораст куповне моћи становништва. Самим тим очекује се пораст потрошње електричне енергије који би то испратио у одговарајућој мери.

Даље, потрошња на дистрибутивном нивоу Републике Србије доминатно зависи од потрошње домаћинстава, при чему је један од основних фактора који утичу на то број становника. Историјски подаци о броју становника преузети су са интернет странице Међународног монетарног фонда и укључују вредности наведене у званичним пописима обављеним у Републици Србији током 2011. и 2022. године. Добијена прогноза популације Србије за наредни период дата је на Слици 2.4.

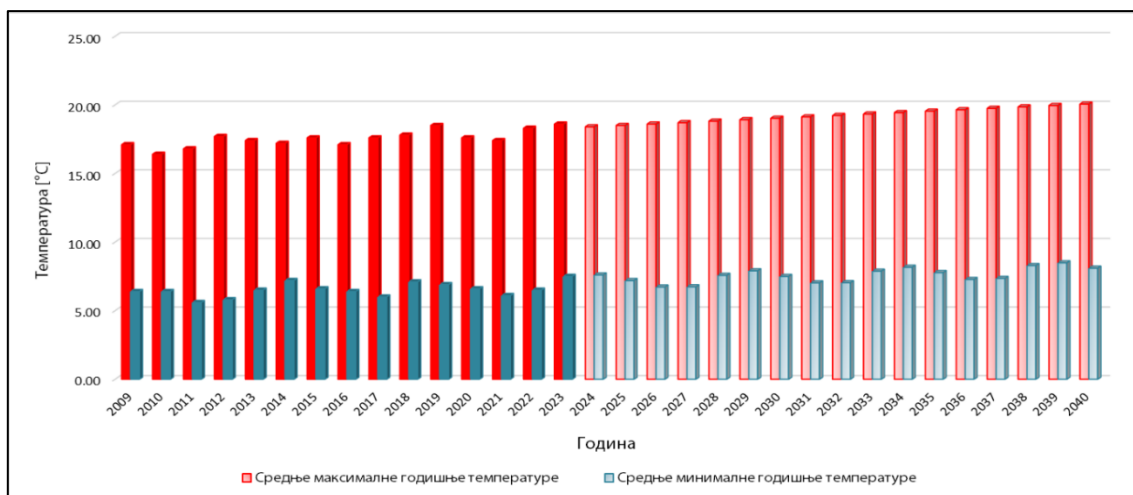


Слика 2.4: Прогноза броја становника Републике Србије.

У Србији је у претходном периоду дошло до пада броја становника. Посебно је приметно то да се ово опадање броја становника значајно убрзало у годинама у којима је владала пандемија вируса *COVID-19*. У складу са старосном структуром становништва и негативним природним прираштајем, може се очекивати да ће се тренд пада броја становника наставити. Пад броја становника не значи нужно да ће доћи до сразмерног пада потрошње електричне енергије, али се може тврдити да би постојале веће шансе за раст потрошње да овог опадања популације нема.

Наредни фактор који је било потребно узети у обзир приликом вршења прогнозе јесте кретање просечних температура, при чему хладније зиме и топлија лета доводе до пораста потрошње електричне енергије за потребе грејања, односно хлађења. У последњих неколико деценија просечна температура на Земљи је у сталном порасту. Истовремено, повећана је и електрификација домаћинстава и уградња уређаја за грејање и хлађење у њих. Потрошња електричне енергије у Републици Србији је још увек већа у зимском периоду, те се, сходно томе, може приметити велики степен корелације између потрошње и средње минималне дневне температуре у току године. У претходном периоду је приметно да се ова температура повећава, о чему сведоче осетно топлије зиме, као и мања потреба за грејањем домаћинстава. Средња максимална температура током године је такође у константном порасту [4], при чему је ово приметно и на глобалном нивоу. Клима уређаји у домаћинствима су све израженија појава, посебно у урбаним срединама где веома мали број домаћинстава нема, односно не употребљава клима уређаје за хлађење током летњих месеци. Системи за климатизацију су у све већој мери оптерећени и у установама у којима се њихово коришћење већ дуже време подразумева, где се као примери могу узети болнице или општине.

Клима планете Земље се карактерише великом инерцијом и сви фактори који доводе до успостављања трендова какве имамо данас су присутни већи број деценија, па и векова уназад. Због тога, јасно је да ће се у наредним годинама и деценијама тренд наставити, те да је повећање средње годишње температуре неминовно. Пројектоване и историјске вредности ових температура приказане су на дијаграму датом на Слици 2.5, на којима се и то повећање може јасно видети.



Слика 2.5: Прогноза промене температуре у Републици Србији.

Након комплетираних прогноза БДП-а, броја становника, просечне минималне температуре и просечне максималне температуре у Србији за период до 2040. године, добијена је потпуна листа улазних података за прогнозирање потрошње дистрибутивног система. Уз раније наведена четири фактора, за прогнозирање потрошње у години n искоришћени су и познати подаци о потрошњи у години пре ње, означеној са $n-1$. Током израде дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, примењиван је модел који се може описати обрасцем (1), датим испод.

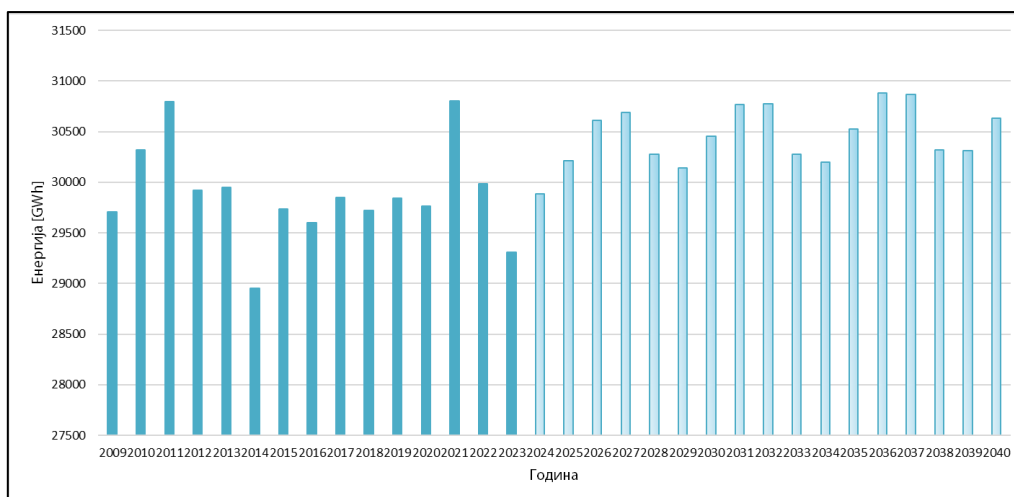
$$W_{Dn} = \alpha + \beta_1(W_{Dn-1}) + \beta_2(T_{nsrmax}) + \beta_3(T_{nsrmin}) + \beta_4(P_n) + \beta_5(GDP_n) \quad (1)$$

Значење сваке од ознака у обрасцу (1) је :

W_{Dn}	– потрошња електричне енергије дистр. система у години n [GWh];
W_{Dn-1}	– потрошња електричне енергије дистр. система у години $n-1$ [GWh];
T_{nsrmin}	– средња минимална температура ваздуха у години n [°C];
T_{nsrmax}	– средња максимална температура ваздуха у години n [°C];
P_n	– популација Р. Србије без АП КиМ у години n (у милионима);
GDP_n	– бруто домаћи производ у години n [милијарде \$];
$\alpha, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$	– коефицијенти линеарне регресије.

Процена коефицијената линеарне регресије из формуле (1) је вршена поступком вишеструке регресије, за шта је још једанпут коришћен *Excel* софтверски пакет. У овом кораку су у обзир узимане вредности остварених годишњих потрошњи и наведених пет фактора (потрошња у претходној години, средња минимална и максимална температура, популација и вредност бруто домаћег производа) за период од 2010. до 2023. године. Прецизност линеарне регресије се уобичајено процењује помоћу величине која се обележава са r^2 (налази се у опсегу између 0 и 1). Што је вредност овог показатеља ближа 1, то је већа и прецизност линеарне регресије и поузданост са којом је она рађена. Адекватним подешавањем износа коефицијената линеарне регресије који су наведени у формули (1) је постигнута вредност r^2 која је била већа од 0,92. Ово се може сматрати великом вредношћу овог показатеља, што указује и на велики степен прецизности урађене прогнозе.

Информације о годишњим потрошњама дистрибутивног система узете су из одговарајућих Годишњих техничких извештаја ЕМС АД [5]. Ове вредности су потом кориговане тако што су на њих додаване вредности произведене енергије на дистрибутивном систему, почевши од 2018. године (ова година је условљена доступношћу улазних података, мада се може сматрати да ово и није нарушило поузданост извршене прогнозе, пошто интеграција обновљивих извора у систем и није била нарочито изражена пре те године). Тиме је добијена укупна потрошња електричне енергије на дистрибутивном нивоу. Вредности произведене енергије на дистрибутивном систему су добијене директно од ОДС. Прогноза потрошње електричне енергије у дистрибутивном систему, урађена уврштавањем засебних прогноза одабраних индикатора у образац (1), дата је на дијаграму на Слици 2.6.



Слика 2.6: Прогноза потрошње дистрибутивног система Републике Србије.

Прогнозиране вредности потрошње електричне енергије конзума дистрибутивног система не одступају битније од историјских, односно показују тренд стагнације који је присутан и у мереним вредностима. Разлози за то су, пре свега, благи пад популације и очекивани раст средњих годишњих температура, узимајући у обзир да домаћинства имају највећи удео у потрошњи дистрибутивног система. И поред тога, прогнозирана потрошња на дистрибутивном систему нема опадајући тренд због све више индустријских потрошача прикључених на дистрибутивни систем.

3 УКУПНА ПОТРОШЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

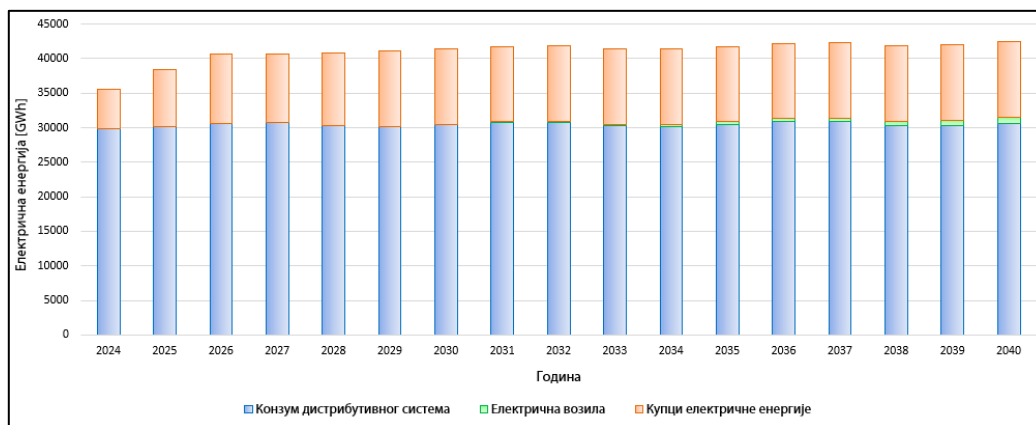
Након што је извршена прогноза потрошње електричне енергије за сваку од три претходно дефинисане категорије потрошача, прорачунате су укупне вредности потрошње електричне енергије Србије за сваку годину у временском интервалу од интереса. Ова прогноза је рађена у складу са образцем (2), датим у наставку.

$W_n = W_{Dn} + W_{EVn} + W_{Kn}$	(2)
-----------------------------------	-----

У овом образцу, нове ознаке имају следећа значења:

- W_n — укупна потрошња електричне енергије у години n [GWh];
- W_{EVn} — потрошња енергије електричних возила у години n [GWh];
- W_{Kn} — потрошња енергије купаца на преносном систему у години n [GWh].

Прогнозиране вредности потрошње електричне енергије у Републици Србији за период од 2024. до 2040. године приказане су на дијаграму на Слици 3.1. У складу са обрасцем (2), на појединачним стубићима на овом дијаграму приказан је удео сваке од изабраних категорија конзума. У укупној потрошњи електричне енергије Републике Србије је приметан тренд благог пораста у наступајућем периоду. Овај раст је превасходно последица нове индустријске потрошње (ово се доминантно односи на период до 2029. године), као и повећавања броја електричних возила.



Слика 3.1: Прогноза укупне потрошње електричне енергије у Републици Србији.

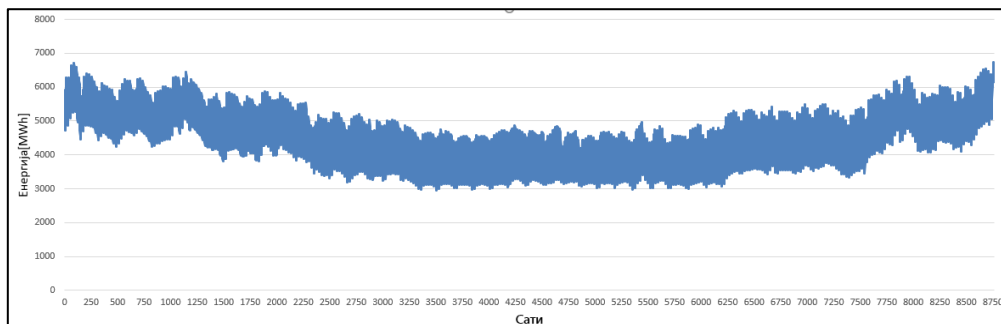
Као што је и наглашено, тренд пораста укупне потрошње превасходно је изражен у првом петогодишњем интервалу, тј. до 2029. године. Разлог за ово је то што се за период након 2029. године не располаже подацима о новим индустријским потрошачима који би се прикључивали на преносни систем. Када за те објекте буду послати захтеви за прикључење на преносни систем, прогноза потрошње електричне енергије ће бити коригована у складу са овим захтевима и Студијама прикључења које ће се изградити на основу њих. Уз ово, у наредном периоду може доћи и до појаве типова потрошача које у овој прогнози није било могуће уважити (складишта, информациони центри, постројења за производњу водоника). Они ће бити уважени чим за тиме, према релевантним подацима, буде било потребе.

4 САТНИ ПРОФИЛИ ПОТРОШЊЕ

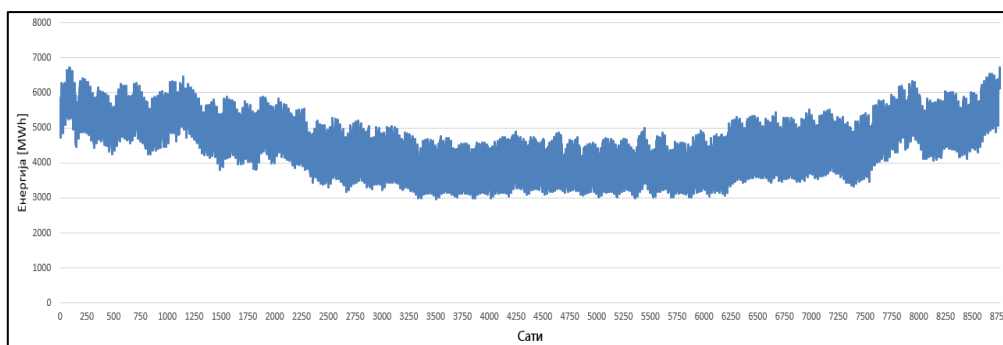
Уз прогнозу укупне годишње потрошње електричне енергије, било је неопходно располагати и начином на који је та енергија подељена по сатима у току године. Као карактеристичне године издвојене су оне које означавају петогодишњи ($N+5$) и десетогодишњи временски хоризонт ($N+10$), што је у складу са начином на који се и израђује План развоја. Овде су то биле 2029. и 2034. година, респективно.

За потребе одређивања сатне расподеле, коришћен је DFT (*Demand Forecasting Tool*) алат који је креиран од стране стручних тимова из ENTSO-E асоцијације, након чега је стављен на располагање операторима преносног система. DFT је алат који на основу улазних података о потрошњи електричне енергије генерише сатне профиле потрошње за одређене временске интервале. У улазне податке спадају документа која садрже историјске податке о сатној потрошњи, податке о нерадним данима (викендима, државним и верским празницима), као и PEMMDB подлогу у којој су наведене годишње потрошње електричне енергије (историјске и прогнозиране).

Тај алат има предефинисан тренинг-период који има за циљ да изврши процену параметара расподеле такву да се минимизира грешка која се чини. Након овога следи тест-период који на улазне податке примењује функције прогнозе и избацује сатне временске серије. Добијени сатни профили потрошње за 2029. и 2034. годину могу се видети на Слици 4.1 и Слици 4.2, респективно.



Слика 4.1: Сатни профил потрошње Републике Србије (без АП КиМ) у 2029. години.



Слика 4.2: Сатни профил потрошње Републике Србије (без АП КиМ) у 2034. години.

Према тако добијеним сатним расподелама, било је могуће утврдити и вредности вршне снаге потрошње које се могу сматрати валидним за 2029. и 2034. годину. У 2029. години пројектована вредност вршне снаге износила је 7,203 GW, док је пројектована вредност највеће снаге за 2034. годину била 7,235 GW. Закључак овог поступка је био тај да се током наредних 10 година може очекивати благи, скоро не приметан пораст максималне снаге потрошње. Наравно, још једанпут је потребно истаћи да се ово може променити будућим уважавањем нових купаца.

5 ЗАКЉУЧАК

Значај овде описане методологије за прогнозу потрошње огледа се у томе што је потрошња категоризована, а затим је за сваку категорију установљен механизам по коме ће се вредности потрошње енергије прорачунавати и уважавати. Ова категоризација може бити проширена и на више од три категорије, у складу са потребама. Ипак, будући да је реч о дугорочној прогнози, претпостављено је да детаљнија категоризација неће донети бенефите у погледу тачности резултата.

Овако добијене вредности осликавају тренд и пре свега кроз тај тренд их треба и тумачити. Важно је поменути и да вредности потрошње у једној години могу бити и мањи и већи у односу на претходну или будућу, независно од глобалног тренда. Из тог разлога, треба се фокусирати на сет појединачних година, а не на праћење тренда по сваку цену. Ово је посебно од интереса за планерска документа попут Плана развоја преносног

система, где се гледају само изабране пресечне године које се могу сматрати релевантним (тако су овде сагледане 2029. и 2034. година).

У пракси, годишња потрошња електричне енергије зависи од више фактора него што је то описано у овом раду и коришћено у приказаној методологији. Ипак, они су често веома непредвидиви (економска криза, пандемија, итд.), тако да се не могу узети као фактори који имају тренд према коме се могу мењати и диктирају тренд по коме се конзум мења, већ, када се догоде, утичу само на једну годину. Најдетаљније је обрађена прогноза потрошње дистрибутивног система и она би се могла додатно надоградити и постати темељ методологије, односно рада, који се бави управо том категоријом потрошње. У нашој земљи ова врста потрошње има убедљиво највећи удео и око ње се мора базирати свака прогноза потрошње на нивоу читаве Републике. Резултати показују тренд стагнације, док амплитуда одступања вредности појединачне године у односу на просечну није већа од 3%. Тип потрошње који највише диктира трендове по којима се мења и укупни конзум Србије јесте потрошња купаца електричне енергије. У будућности су неформално најављени и многи потенцијални потрошачи који би значајно утицали на укупну потрошњу (рудници, дата центри, фабрике, итд.). Уважавање овог типа потрошње је, ипак, незахвално све док улазак у погон истих не буде изванредан. Олакшавајућа околност је то што се овакав вид потрошње неће појавити сам од себе, него ће бити обрађен кроз процес прикључења на систем који траје бар неколико година.

Приликом израде Плана развоја преносног система неопходно је прогнозировать потрошњу. План развоја преносног система се израђује на сваке две године, што уједно представља и оптималан временски интервал за дугорочно прогнозирање потрошње. На тај начин могу се илу уважити додатни, или кориговати постојећи фактори који су коришћени у оквиру описане методологије прогнозе потрошње. Оваква унапређења свакако представљају један од приоритета које ће ЕМС а.д. поставити пред себе приликом израде наредних верзија својих планских аката.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Vidyanandan, K.V., Batteries for Electric Vehicles, Energy Scan: A House e-Journal of Corporate Planning, NTPC Ltd., vol. I (2019-20), no. 38, New Delhi, June 2019.
- [2] Интегрисани национални енергетски и климатски план републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године; 2023, доступно на интернет страници: <https://www.mre.gov.rs/>, приступљено у априлу 2025. године.
- [3] International Monetary Fund. European Dept.; Republic of Serbia: Third Review Under the Stand-By Arrangement and Request for Modification of Performance Criteria-Press Release; Staff Report; and Statement by the Executive Director for Republic of Serbia; IMF Staff Country Reports 2024, 202 (2024), приступљено у априлу 2025. године, <https://doi.org/10.5089/9798400278365.002>.
- [4] Републички хидрометеоролошки завод Србије, Годишњи билтен за Србију – 2023. година; 2024, доступно на интернет страници: <https://www.hidmet.gov.rs/>, приступљено у априлу 2025. године.
- [5] ЕМС а.д., Годишњи технички извештај за 2023. годину; 2024, јавно доступно на страници: <https://ems.rs/tehnicki-izvestaji/>, приступљено у априлу 2025. године.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.01)**C2.01****ANALIZA I NAUČENE LEKCIJE IZ INCIDENTA U ELEKTROENERGETSKOM
SISTEMU JUGOISTOČNE EVROPE – 21. JUN 2024.****ANALYSIS AND LESSONS LEARNED FROM THE POWER SYSTEM INCIDENT IN
SOUTHEASTERN EUROPE – JUNE 21, 2024****Vladimir Bečejac^{*1}, Nikola Savić^{*}**

Kratak sadržaj: Dana 21. juna 2024. godine, u elektroenergetskom sistemu jugoistočne Evrope došlo je do ozbiljnog incidenta koji je rezultirao značajnim gubicima opterećenja i proizvodnje električne energije u više zemalja, uključujući Albaniju, Bosnu i Hercegovinu, Crnu Goru i Hrvatsku. Ovaj rad analizira sekvencu događaja koji su doveli do kolapsa sistema, oslanjajući se na podatke iz izveštaja ENTSO-E. Posebna pažnja posvećena je analizama pre incidenta, uključujući sigurnosne procene Regionalnih Koordinacionih Centara (RCC), funkcionisanje zaštitnih sistema i mehanizme komunikacije između operatora prenosnih sistema (TSO). Takođe, istražuje se proces restauracije sistema, uz identifikaciju ključnih izazova i preporuka za poboljšanje operativne otpornosti elektroenergetskih mreža. Rad pruža detaljan uvid u tehničke i organizacione aspekte incidenta, sa ciljem unapređenja metoda prevencije i ubrzanja reakcije na buduće poremećaje u elektroenergetskim sistemima.

Ključne reči: *blackout, incident, analiza*

Abstract: On June 21, 2024, a severe incident occurred in the power system of Southeastern Europe, resulting in significant load and generation losses across multiple countries, including Albania, Bosnia and Herzegovina, Montenegro, and Croatia. This paper analyzes the sequence of events leading to the system collapse, based on data from the ENTSO-E report. Special attention is given to pre-incident assessments, including security evaluations conducted by Regional Coordination Centers (RCC), the functioning of protection systems, and communication mechanisms between Transmission System Operators (TSOs). Additionally, the system restoration process is examined, identifying key challenges and recommendations for improving the operational resilience of power grids. The paper provides a detailed insight into the technical and organizational aspects of the incident, aiming to enhance prevention methods and accelerate response strategies for future disturbances in power systems.

Keywords: *blackout, incident, analysis*

^{*} Akcionarsko društvo Elektromreža Srbije

¹ Mašinski fakultet – Univerzitet u Beogradu

1 UVOD

Upravljanje prenosnim elektroenergetskim sistemima visokog nivoa kompleksnosti predstavlja izazov koji zahteva konstantno unapređenje metoda nadzora, kontrole i zaštite. Povezanost evropskih elektroenergetskih mreža, u okviru ENTSO-E okvira, omogućava efikasniju razmenu energije, ali istovremeno povećava osetljivost sistema na poremećaje koji se mogu brzo proširiti preko granica pojedinačnih operatora sistema.

Događaj koji se odigrao 24. juna 2021. godine, kada je došlo do podeljenosti kontinentalnog elektroenergetskog sistema Evrope na dve zone (jednu „u mraku” i jednu ne), predstavlja jedan od najznačajnijih incidenata u poslednjoj deceniji, sa potencijalno ozbiljnim posledicama po stabilnost snabdevanja električnom energijom. Analiza ovog incidenta, predstavljena u izveštaju ENTSO-E iz februara 2025. godine, pruža vredan uvid u uzroke, tok i posledice događaja, kao i u efikasnost postojećih mehanizama koordinacije i zaštite u panevropskom kontekstu. Ovaj rad ima za cilj da, kroz sistemsku analizu pomenutog događaja, identifikuje ključne faktore rizika u upravljanju povezanim sistemima, kao i da predloži unapređenja u domenu merenja, automatizacije i koordinacije između operatora sistema.

Rad je organizovan na sledeći način. U glavi 2 su dati DACF rezultati. Glava 3 se bavi stanjem sistema tokom događaja. Potrošnja i proizvodnja tokom incidenta su opisani u Glavi 4, dok se radom transformatora bavi Glava 5. U Glavi 6 autori su opisali rad MONITA DC kabla koji spaja Italiju i Crnu Goru. Proces ponovnog uspostavljanja je dat u Glavi 7. Minimalni potrebni uslovi da ne dođe do incidenta su dati u Glavi 8. U Glavi 9 su izvedeni zaključci, preporuke i interni koraci komisije koja se stručno bavila ovim incidentom. Glava 10 je rezervisana za autorski zaključak na ovu temu.

2 DACF REZULTATI

Tokom kritičnog perioda u 13. satu, nije identifikovano značajno narušavanje N-1 kriterijuma sigurnosti u redovnim dnevnim analizama bezbednosti nijednog od pogođenih operatora prenosnog sistema. Poslednji slučaj zabeležen je ranije tog jutra (u 9:30), kada je isključenje internog dalekovoda 400 kV Lastva – Podgorica dovelo do preopterećenja veze sa Albanijom i to dalekovoda 220 kV Podgorica 1 – Koplik (107% - dakle 7% preopterećenje) i internog 220 kV dalekovoda Vau Dejes – Koplik (112%) u Albaniji. Međutim, nakon toga, nisu identifikovani nikakvi slučajevi koji bi doveli do opterećenja od 90% i više do 19:30 istog dana. Za sve identifikovane slučajeve tokom dana, pripremljene su korektivne mere.

U sistemu Bosne i Hercegovine (NOSBiH) identifikovana su neka preopterećenja u kritičnom satu, ali su sva bila na nivou 110 kV. Nijedno preopterećenje nakon isključenja nije premašilo 90% u mreži od 220 kV i 400 kV, osim blagog preopterećenja transformatora 400/220 kV u Obrenovcu (102%), koje se nalazi unutar oblasti posmatranja NOSBiH, ali nije unutrašnji element NOSBiH. Za preostala preopterećenja na mreži od 110 kV pripremljene su korektivne mere.

U albanskom sistemu (OST), tokom tog sata identifikovano je još nekoliko preopterećenja, ali većina njih se odnosila na elemente na nivou od 110 kV. Jedino preopterećenje nakon isključenja više od 90% u mreži od 220 kV i 400 kV odnosi se na transformatore 220/110 kV u trafostanici Tirana 2. Ovo preopterećenje, kao i preopterećenje interkonektivnog dalekovoda 150 kV Mourtos (GR) – Bistrica (AL) identifikovano u slučaju isključenja interkonektivnog dalekovoda 400 kV Zemblak – Kardia (133%), nije imalo potencijal za širenje i uticalo je samo na lokalnu potrošnju. Korektivne mere su pripremljene za sva identifikovana preopterećenja.

Vredno je napomenuti da su svi unutrašnji elementi od 400 kV svih pogođenih operatera prenosnih sistema deo listi za slučajeve nezgoda susednih operatera prenosnih sistema (npr. interni crnogorski 400 kV Ribarevine-Podgorica 2 je na spiskovima CGES, OST, EMS (Srbija), NOSBiH i MEPSO (Severna Makedonija)).

U hrvatskom elektroenergetskom sistemu (HOPS) nije identifikovano preopterećenje veće od 90% na mreži nominalnog napona 220 kV i 400 kV, dok su korektivne mere pripremljene za preostala blaga preopterećenja u mreži 110 kV.

Uopšteno, može se zaključiti da analiza sigurnosti za dan unapred nije ukazivala na kritičnije stanje sistema od uobičajenog u pogođenom području. Posebno, analize DAF su pokazale da isključenje 400 kV Ribarevine – Podgorica 2 nije izazvalo kritično opterećenje dalekovoda u Crnoj Gori kao ni u Albaniji, stoga isključenje nije označeno kao kritično ni u jednom od dva pomenuta sistema.

U Tabeli 1 su prikazani kako potencijalni ispadi dalekovoda menjaju opterećenje na drugim dalekovodima. Kao primer, opterećenje dalekovoda Vau Dejes – Koplik 67.52% u odnosu na njegovo nominalno, a ispadom dalekovoda Lastva – Podgorica 2 to opterećenje prelazi 11.68% njegovo nominalno opterećenje.

Tabela 1: N-1 analiza za pojedine dalekovode

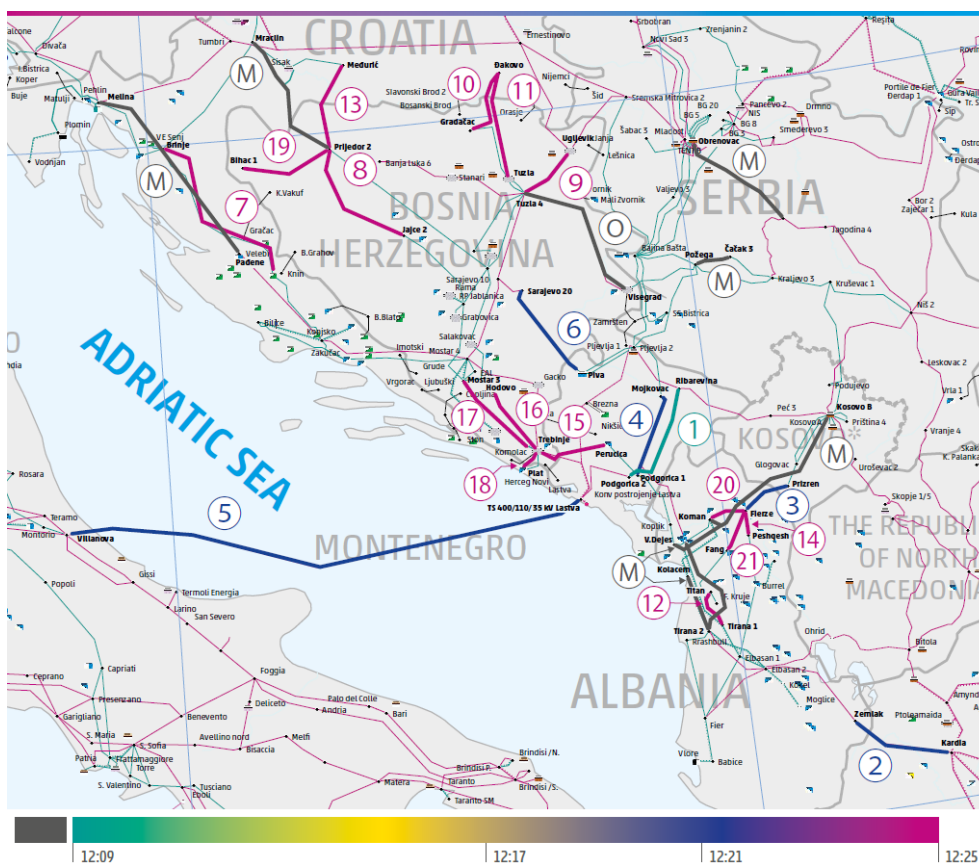
Vre- menski interval	Potencijalni ispad	Kritični element nakon posmatranog ispada	Opterećen je pre ispada (%)	Opterećenje nakon ispada (%)
09:30	400 kV Lastva - Podgorica 2	220 kV OHL Vau Dejes - Koplik	67.52	111.68
09:30	400 kV Lastva - Podgorica 2	220 kV TIE Podgorica 1 - Koplik (AL)	63.81	106.87
09:30	400 kV Tirana 2 - Podgorica	220 kV OHL Vau Dejes - Koplik	67.52	96.90
09:30	400 kV Tirana 2 - Podgorica	220 kV TIE Podgorica 1 - Koplik (AL)	63.81	92.43
19:30	220 kV Bajina Bašta - Pljevlja 2	220 kV TIE TS Bistrica - Pljevlja 2 (RS)	73.64	94.79
20:30	220 kV Bajina Bašta - Pljevlja 2	220 kV TIE TS Bistrica - Pljevlja 2 (RS)	70.51	90.43

3 RAZVOJ STANJA SISTEMA TOKOM DOGAĐAJA

Geografska mapa regiona na Slici 1 prikazuje hronologiju događaja. Boje na mapi označavaju vreme isključenja. Brojevi ukazuju na tačan redosled isključenja i povezani su sa ID brojevima isključenja iz Tabele 2. Planirana isključenja koja su obavljena pre poremećaja istaknuta su sivom bojom i označena velikim slovom M (održavanje). Isključenje dalekovoda Višegrad – Tuzla 4 označeno je slovom O (ostalo), zbog prethodne noći isključenog zbog visokog napona na mreži NOSBiH.

U 12:09:16.213 došlo je do kvara na 400 kV dalekovodu između Ribarevine (CGES) i Podgorice 2 (CGES). Diferencijalna zaštita dalekovoda aktivirana je zbog zemljospoja koji se desio u fazi L3 usled smanjenja bezbedonosnog rastojanja do vegetacije u trasi dalekovoda. Sistem relejne zaštite radio je u skladu sa svojim postavkama, pri čemu je prva faza diferencijalne zaštite (postavljena na 480 A) delovala bez vremenskog kašnjenja (0 ms). Budući da je kvar bio trajan, nakon neuspešnog automatskog ponovnog uključjenja došlo je do definitivnog isključenja u sve tri faze, i dalekovod je ostao van pogona.

U 12:21:33:200 došlo je do kvara na 400 kV interkonektivnom dalekovodu između Zemblaka (OST) i Kardie (IPTO – Grčka). Distanтна zaštita prvo je isključila dalekovod sa strane Zemblaka (OST) u fazi L2, a prekostrujna zaštita na glavnoj zaštitnoj jedinici 1 sa strane Kardie (IPTO) delovala je u sve tri faze. Zatim je u trafostanici Zemblak (OST) došlo do neuspešnog automatskog ponovnog uključjenja u fazi L2, koje je završeno definitivnim isključenjem u sve tri faze. Uzrok aktiviranja zaštite bilo je smanjenje rastojanja do vegetacije ispod dalekovoda, što je izazvalo kvar u fazi L2 blizu trafostanice Zemblak (OST) – na 19,2% dužine dalekovoda (od TS Zemblak). U trenutku događaja, jednopolno automatsko ponovno uključjenje na Kardia P940 bilo je van upotrebe. Zbog toga su sva isključenja bila u sve tri faze. Tele-zaštitni sistem dalekovoda takođe je bio van upotrebe. Stoga u trafostanici Kardia nije mogao biti primljen signal za prenos isključenja iz Zemblaka; zbog toga ubrzanje funkcije Z2 koja je bila pokrenuta nije bila moguća. Funkcija za prekostrujnu zaštitu od zemljospoja u TS Kardia imala je približno isti domet kao i distantna zaštita Z2, ali sa kraćim vremenskim kašnjenjem, zbog čega je delovala pre funkcije Z2. Može se reći da je sistem relejne zaštite radio prema svojim postavkama.

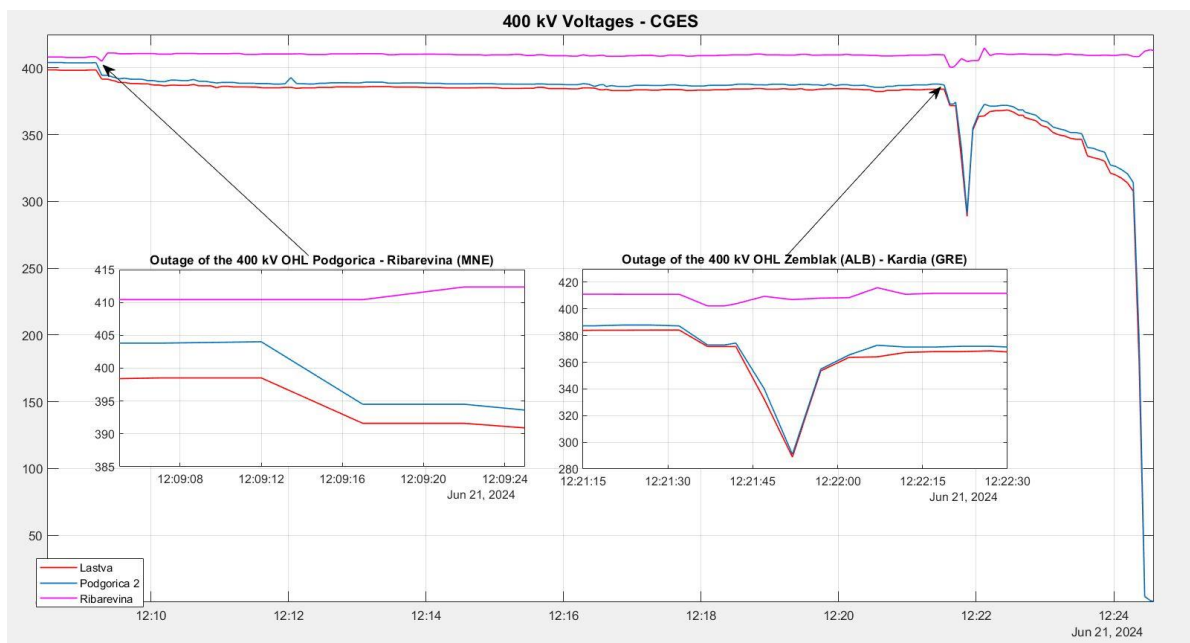


Slika 1: Hronologija događaja u regionu

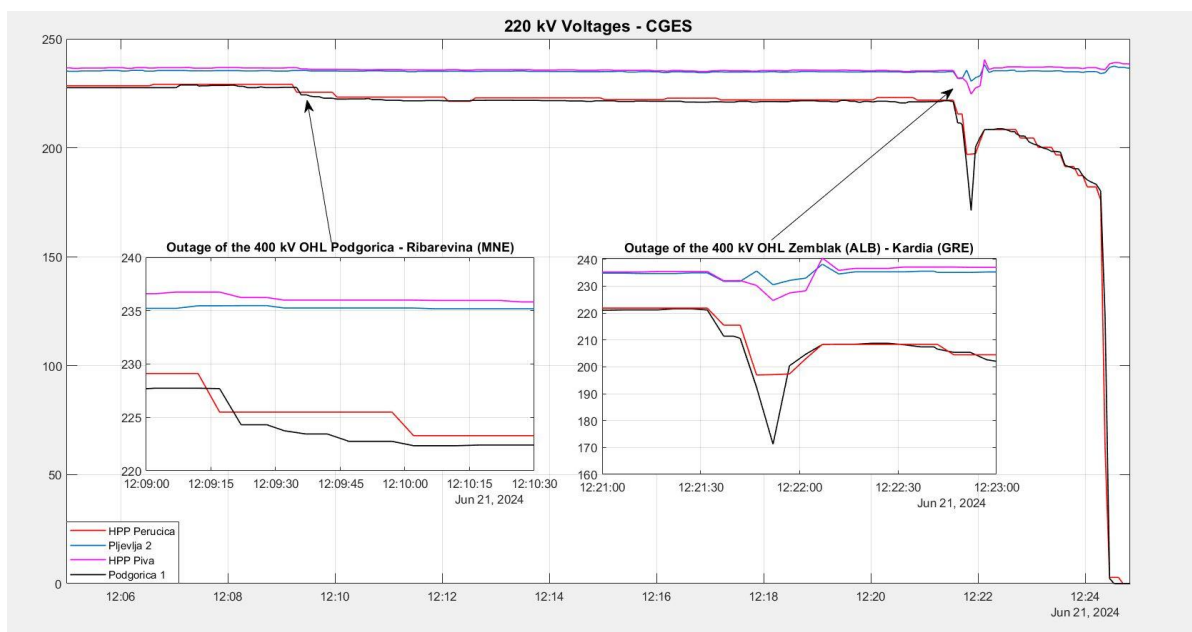
Tabela 2: Redosled isključenja

ID isključenja	Vreme (CEST)	Trafostanica A (TSO)	Trafostanica B (TSO)	Nivo napona (kV)	Aset tip	Okidač releja
1	09:16.2	Ribarevine (CGES)	Podgorica 2 (CGES)	400	OHL	DIFF
2	12:21:33:200	Zemblak (OST)	Kardia (IPTO)	400	OHL-TIE	DIST
3	12:21:44:000	Fierze (OST)	Prizren 2 (KOSTT)	220	OHL-TIE	OC
4	21:45.8	Podgorica 1 (CGES)	Mojkovac (CGES)	220	OHL	OC
5	12:21:51:446	Lastva (CGES)	Villanova (Terna)	500	DCC-TIE	UV
6	12:22:06:012	Sarajevo 20 (NOSBiH)	Piva (CGES)	220	OHL-TIE	OC
7	12:24:21:587	Brinje (HOPS)	Pađene (HOPS)	220	OHL	DIST
8	12:24:22:341	Prijedor 2 (NOSBiH)	Jajce 2 (NOSBiH)	220	OHL	OC
9	12:24:22:350	Ugljevik (NOSBiH)	Tuzla 4 (NOSBiH)	400	OHL	OC
10*	12:24:22:959	Đakovo (HOPS)	Gradačac (NOSBiH)	220	OHL-TIE	UV
11*	12:24:22:959	Đakovo (HOPS)	TPP Tuzla (NOSBiH)	220	OHL-TIE	UV
12	12:24:23:000	Titan (OST)	Tirana 1 (OST)	220	OHL	DIST
13	12:24:23:089	Međurić (HOPS)	Prijedor 2 (NOSBiH)	220	OHL-TIE	DIST
14	12:24:24:000	Fierze (OST)	Peshqesh (OST)	220	OHL	MAN
15	12:24:26:558	Trebinje (NOSBiH)	Perucica (CGES)	220	OHL-TIE	UV
16	12:24:26:579	Trebinje (NOSBiH)	Hodovo (NOSBiH)	220	OHL	UV
17	12:24:26:583	Trebinje (NOSBiH)	Mostar 3 (NOSBiH)	220	OHL	UV
18	12:24:26:593	Trebinje (NOSBiH)	Plat (HOPS)	220	OHL-TIE	UV
19	12:24:27:694	Prijedor 2 (NOSBiH)	Bihać 1 (NOSBiH)	220	OHL	DIST
20	12:24:28:000	Fierze (OST)	Koman (OST)	220	OHL	MAN
21	12:24:28:000	Fierze (OST)	Fang (OST)	220	OHL	OC

Na slikama 2 i 3 su prikazani naponski profili na 400 kV i 220 kV strani u CGES tokom incidenta, respektivno.

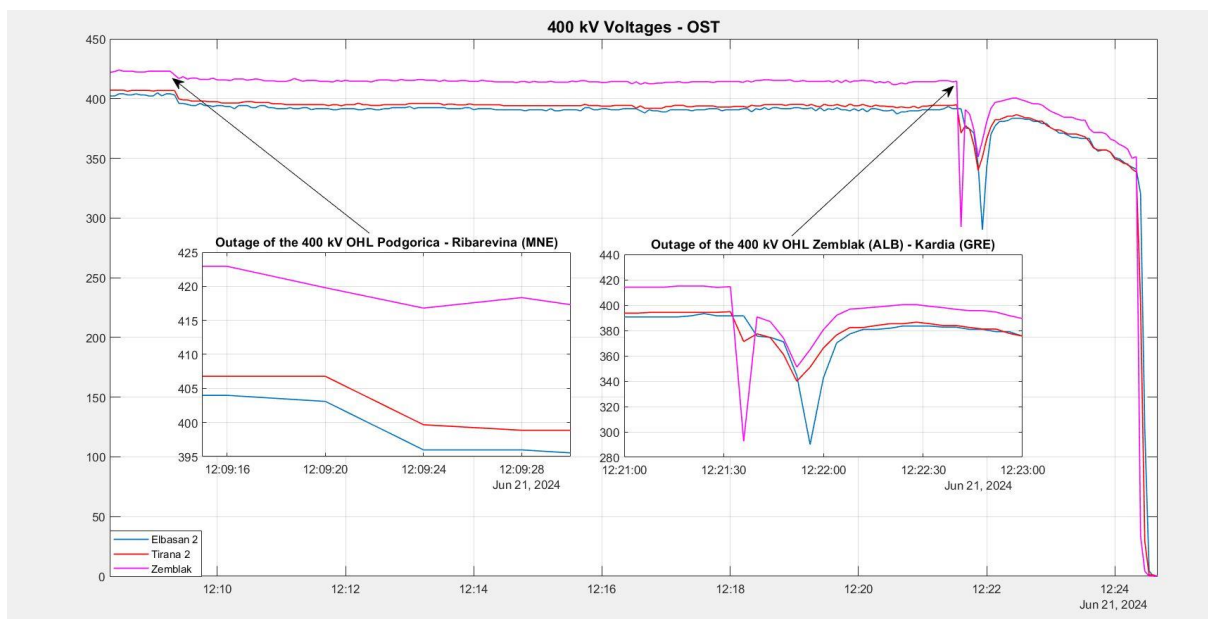


Slika 2. Merenja 400 kV napona u prenosnom sistemu CGES

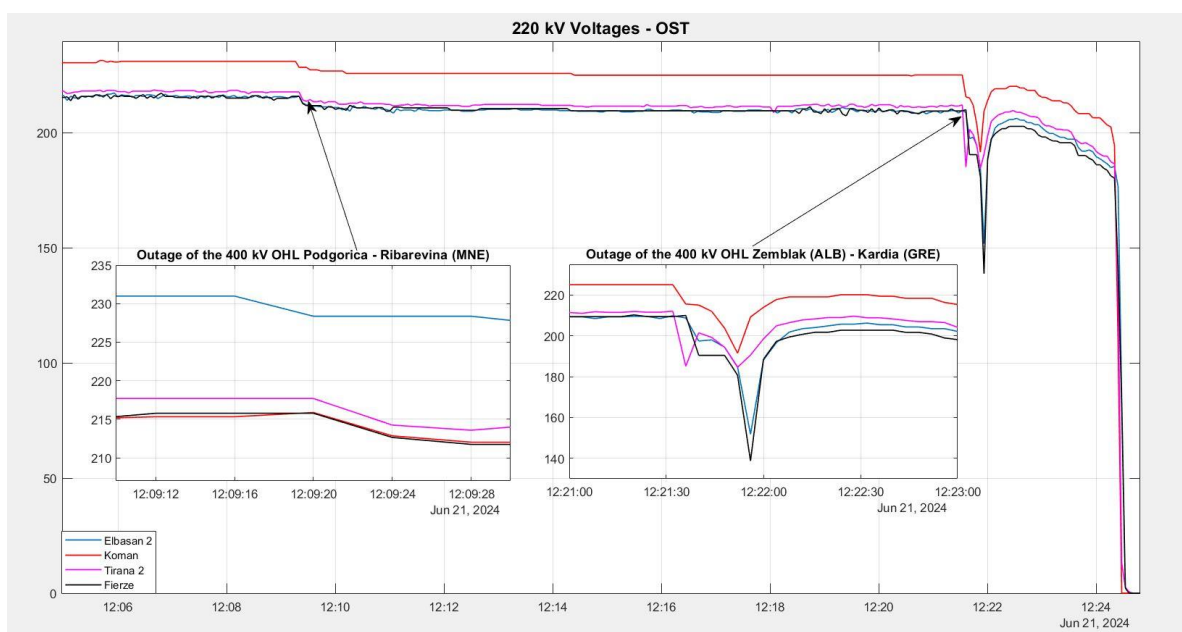


Slika 3. Merenja 220 kV napona u prenosnom sistemu CGES

Na slikama 4 i 5 su prikazani naponski profili na 400 kV i 220 kV strani u OST tokom incidenta, respektivno.



Slika 4. Merenja 400 kV napona u prenosnom sistemu OST



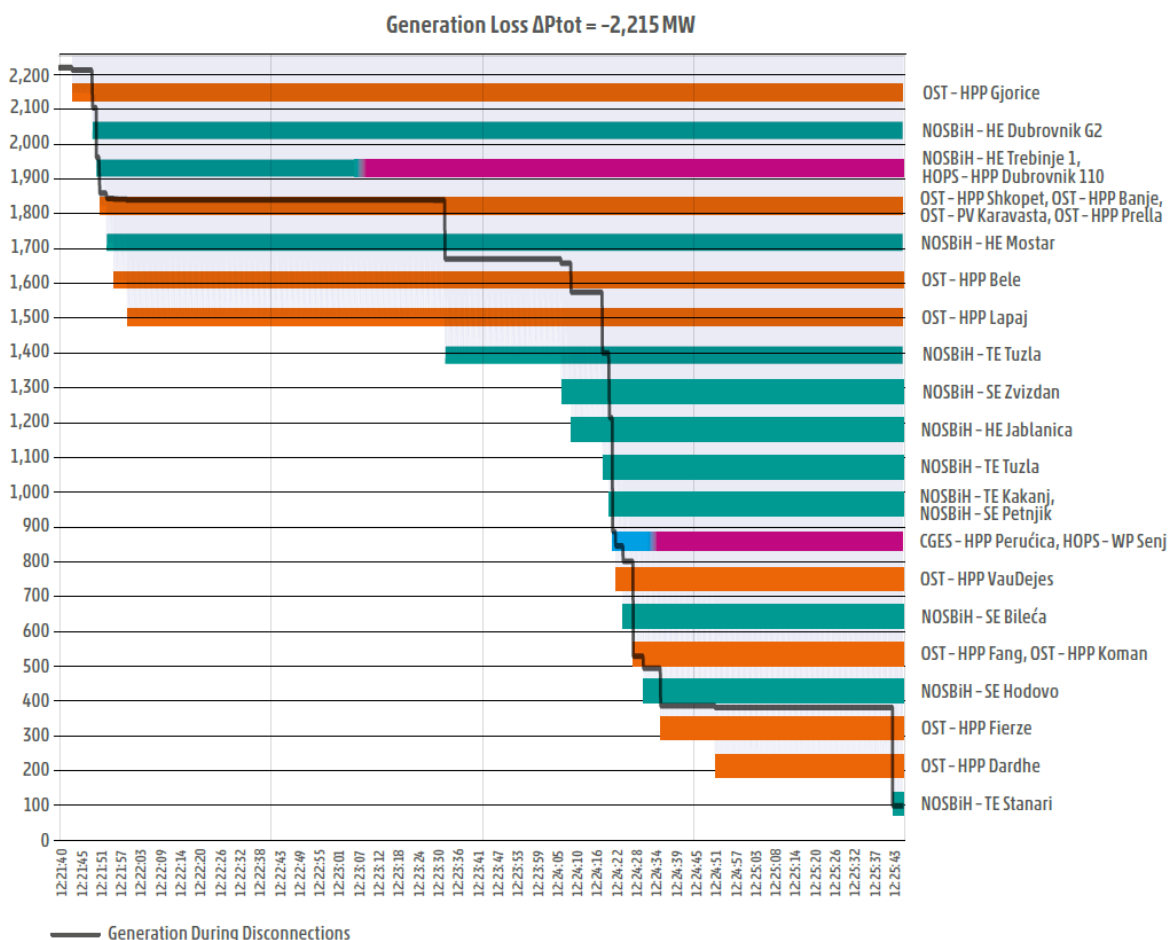
Slika 5. Merenja 220 kV napona u prenosnom sistemu OST

4 PROIZVODNJA I POTROŠNJA TOKOM INCIDENTA

Ovaj odeljak prikazuje detalje o gubitku opterećenja i proizvodnje tokom incidenta. Pre nestanka napajanja, pogođeno područje je imalo procenjenu aktivnu proizvodnju snage od 2,2 GW. Na slici 6 prikazan je gubitak proizvodnje hronološkim redosledom.

Na y-osi sa desne strane su prikazane pojedinačne elektrane (hidroelektrane, termoelektrane i drugi izvori), dok x-osa predstavlja vreme u sekundama, od 12:21 do 12:25, čime je jasno naglašeno da se ceo proces odigrao u manje od pet minuta.

Crna linija prikazuje akumulativni pad proizvodnje, dok različite boje označavaju pripadnost elektrana različitim operatorima prenosnog sistema (npr. OST – Albanija narandžasta, NOSBiH – BiH zelena, HOPS – Hrvatska bordo, CGES – Crna Gora plava). Grafik jasno pokazuje da je do najvećih gubitaka došlo ispadanjem hidroelektrana u Albaniji i termoelektrana u Bosni i Hercegovini, a najintenzivniji pad desio se u intervalu između 12:22:30 i 12:24:30, ukazujući na kaskadni karakter događaja. Prikaz jasno ukazuje na brzinu širenja poremećaja. Ovakav grafik predstavlja dragocen alat za vizuelizaciju dinamike sistemskog kolapsa i treba da posluži kao osnova za formulisanje tehničkih i organizacionih preporuka u cilju prevencije sličnih incidenata u budućnosti, što će i biti navedeno na kraju rada.



Slika 6: Hronološki gubitak proizvodnje

U tabeli 3 su prikazani generatori nominalne snage veće od 25 MW koji su ispali tokom incidenta.

Tabela 3. Generatori nominalne snage veće od 25 MW koji su ispali tokom incidenta

TSO	Tip	Elektrana	Stvarna proizvodnja (MW)	Generator	Vreme ispada	Razlog ispada
OST	Hidro	HE Fierze	109	G1	12:24:36	Prenaponska zaštita, Impedansna zaštita
OST	Hidro	HE Vau Dejes	40	G5	12:24:23	Klizanje pola

TSO	Tip	Elektrana	Stvarna proizvodnja (MW)	Generator	Vreme ispada	Razlog ispada
OST	Hidro	HE Fang	61	G1	12:24:28	Impedansna zaštita, Prenaponska zaštita, Podnaponska zaštita, Zaštita od previsoke frekvencije
OST	Hidro	HE Fang	-	G2	12:24:28	Zaštita od previsoke frekvencije
OST	Hidro	HE Koman	211	G1	12:24:28	Prenaponska zaštita
OST	Hidro	HE Koman	-	G4	12:24:28	Prenaponska zaštita
OST	Solarno - PV	PV Karavasta	94	N/A	12:21:52	Podnaponska zaštita
CGES	Hidro	HE Perućica	113	G2	12:24:22	Prenaponska zaštita
CGES	Hidro	HE Perućica	-	G3	12:24:22	Impedansna zaštita
CGES	Hidro	HE Perućica	-	G4	12:24:22	Prenaponska zaštita
HOPS	Vetar	VE Senj	33,8	N/A	12:24:22	Podnaponska zaštita
HOPS	Hidro	HE Dubrovnik	97	G1	12:21:48	Prenaponska zaštita na priključnoj liniji
NOSBiH	Hidro	HE Dubrovnik (za NOSBiH)	107	G2	12:21:51	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Hidro	HE Trebinje 1	46	G3	12:21:51	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Tuzla	169	G5	12:23:33	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Hidro	HE Jablanica	85	G4	12:24:10	Prenaponska zaštita zavisna od napona
NOSBiH	Termo	TE Tuzla	173	G4	12:24:19	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Kakanj	81	G5	12:24:21	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Kakanj	85	G6	12:24:21	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Solarno	PV Bileća	45	G1	12:24:25	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Solarno	PV Hodovo	34	G1	12:24:31	Podnaponska zaštita
NOSBiH	Termo	TE Stanari	282	G1	12:25:44	Podnaponska zaštita

NOSBiH je zabeležio gubitak opterećenja od približno 1.365 MW u 12:24. U 12:24:21, HOPS je prijavio gubitak opterećenja od oko 700 MW. U 12:25, CGES je zabeležio gubitak opterećenja od približno 338 MW, dok je OST registrovao gubitak od oko 1.102 MW u 12:24:24. Podaci pokazuju da su svi pogođeni operatori prenosnog sistema iskusili gubitak opterećenja u vremenskom intervalu kraćem od jednog minuta. Ukupan gubitak opterećenja iznosio je približno 3,5 GW.

Operatori prenosnog sistema pogođeni nestankom napajanja nisu prijavili nikakve povrede ljudi niti materijalnu štetu usled događaja. Nijedan od TSO-ova nije izvršio ekonomsku procenu gubitaka prouzrokovanih nestankom električne energije.

5 FUNKCIONISANJE TRANSFORMATORA TOKOM INCIDENTA

U ovom poglavlju analizira se funkcionisanje transformatora tokom incidenta, a za tu svrhu navedene su najvažnije informacije koje se odnose na naponske nivoe u svakoj kontrolnoj oblasti i transformatore koji ih povezuju.

Prenosna mreža pod nadležnošću CGES-a obuhvata naponske nivoe 400 kV, 220 kV i 110 kV, dok su naponski nivoi 35 kV i niži u nadležnosti operatora distributivnog sistema. Svi transformatori koji povezuju prenosne naponske nivoe (400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV) regulišu se ručno, dok se transformatori koji povezuju prenosnu i distributivnu mrežu (110/x kV) uglavnom regulišu automatski, pri čemu se reguliše niži naponski nivo.

Prenosna mreža pod nadležnošću HOPS-a obuhvata 400 kV, 220 kV i 110 kV naponske nivoe, dok su nivoi 35 kV i niži u nadležnosti distributivnog sistema. Transformatori 400/220 kV regulišu se ručno, dok se transformatori 400/110 kV regulišu automatski, pri čemu se reguliše niži naponski nivo. Transformatori 220/110 kV regulišu se ručno u nekim trafostanicama, a u drugima automatski, u zavisnosti od potreba konkretne lokacije u mreži. Transformatori koji povezuju prenosnu i distributivnu mrežu (110/x kV) regulišu se automatski.

Prenosna mreža pod nadležnošću NOSBiH obuhvata 400 kV, 220 kV i 110 kV naponske nivoe, dok su nivoi 35 kV i niži u nadležnosti distributivnih operatora. Transformatori 400/220 kV i 400/110 kV regulišu se ručno. Transformatori 220/110 kV regulišu se ručno u svim trafostanicama osim u TS Mostar 4, gde se regulišu automatski, pri čemu se reguliše niži naponski nivo. Transformatori 110/x kV regulišu se automatski.

Prenosna mreža pod nadležnošću OST-a uključuje naponske nivoe 400 kV, 220 kV, 150 kV i 110 kV, dok su nivoi 35 kV i niži u nadležnosti operatora distributivnog sistema. Svi transformatori koji povezuju prenosne naponske nivoe (400/220 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 150/110 kV), kao i oni koji povezuju prenosnu i distributivnu mrežu (220/x kV i 110/x kV), regulišu se ručno.

Zaključno, mogla se očekivati reakcija automatske regulacije napona samo na sledećim transformatorima:

- CGES: većina transformatora 110/x kV,
- HOPS: svi transformatori 400/110 kV, neki transformatori 220/110 kV i svi 110/x kV,
- NOSBiH: transformatori 220/110 kV u TS Mostar 4 i svi 110/x kV,
- OST: nijedan transformator.

U nastavku ovog rada će biti opisana reakcija transformatora u korelaciji sa incidentima navedenim u Tabeli 2. Međutim, nije moguće sa sigurnošću potvrditi svaku korelaciju, jer su se istovremeno mogli odvijati i drugi događaji koji su uticali na sistem, ali nisu obuhvaćeni analiziranim podacima.

Pre početnog događaja, sistem je bio u stabilnom stanju, sa samo nekoliko promena u položaju sklopki za promenu prenosa na transformatorima, što se može smatrati normalnim tokom dnevne eksploatacije.

Tokom niza ispada u vremenskom rasponu od 12:09 do 12:24, došlo je do progresivnog pada napona u više kontrolnih oblasti (CGES, HOPS, NOSBiH, OST), što je izazvalo različite reakcije transformatora, u zavisnosti od primenjene regulacije napona (ručne ili automatske).

Prvi ispad (12:09:16) – 400 kV Ribarevine – Podgorica 2

U CGES oblasti zabeležen je pad napona do 10 kV u 400 kV mreži, 6 kV u 220 kV mreži i 3 kV u 110 kV mreži. Transformatori 110/x kV sa automatskom regulacijom reagovali su promenom pozicije prema višim stepenima, kako bi se kompenzovao pad napona na višoj strani. U HOPS oblasti posledice su se osetile lokalno (Dubrovnik), gde su regulacione sklopke transformatora 220/110 kV i 110/35 kV reagovala promenom za 1 do 3 otecepa. U NOSBiH, reakcija je zabeležena u TS Mostar 4 i u pojedinim 110/x kV trafostanicama, dok u OST oblasti nije bilo reakcije, jer se svi transformatori regulišu ručno i nije bilo intervencije operatera.

Drugi ispad (12:21:33) – 400 kV Zemblak – Kardia

U CGES oblasti pad napona dostigao je 15 kV u 400 kV mreži, 11 kV u 220 kV mreži i 6 kV u 110 kV mreži, s blagom reakcijom automatski regulisanih 110/x kV transformatora (najviše jedan korak). U HOPS oblasti zabeležen je pad od 8 kV u Dalmaciji, ali nijedan automatski transformator nije reagovao. U NOSBiH oblasti pad je bio do 12 kV u 400 kV mreži i 4 kV u 220 kV mreži, ali nije zabeležena značajna reakcija tap preklopnika, uključujući i TS Mostar 4. U OST oblasti pad napona je bio izražen (do 23 kV u 400 kV), ali nije bilo promene pozicija zbog nepostojanja automatske regulacije.

Ispadi 3, 4, 5 i 6 (12:21:43–12:22:02)

Višestruki ispadi u kratkom periodu analizirani su kao zajednički uzrok promene. Ispadi su izazvali dodatne padove napona u svim oblastima, dok je MONITA kabl privremeno doveo do lokalnog porasta napona. U CGES mreži, padovi su nastavili da se produbljuju (do 310 kV u 400 kV mreži), a regulacioni transformatori 110/x kV u trafostanicama su reagovali. U HOPS oblasti, regulacione sklopke su reagovala u svim stanicama sa automatskom regulacijom, pri čemu su mnogi dostigli krajnje pozicije. U NOSBiH oblasti zabeležena je višestepena reakcija u 110/x kV stanicama. U OST oblasti, nakon privremenog porasta napona zbog ispada MONITA kabla, naponi su ponovo pali, ali regulacioni transformatori nisu reagovali.

Ispadi 7, 8 i 9 (12:24:22) – neposredno pre kolapsa

Zabeležen je iznenadan pad napona u svim oblastima, neposredno pre nestanka napona u mreži. Regulacioni transformatori su reagovali gde su god nisu već bili na krajnjoj poziciji, ali zbog vrlo kratkog vremena (3–4 sekunde) nisu sve stanice stigle da reaguju.

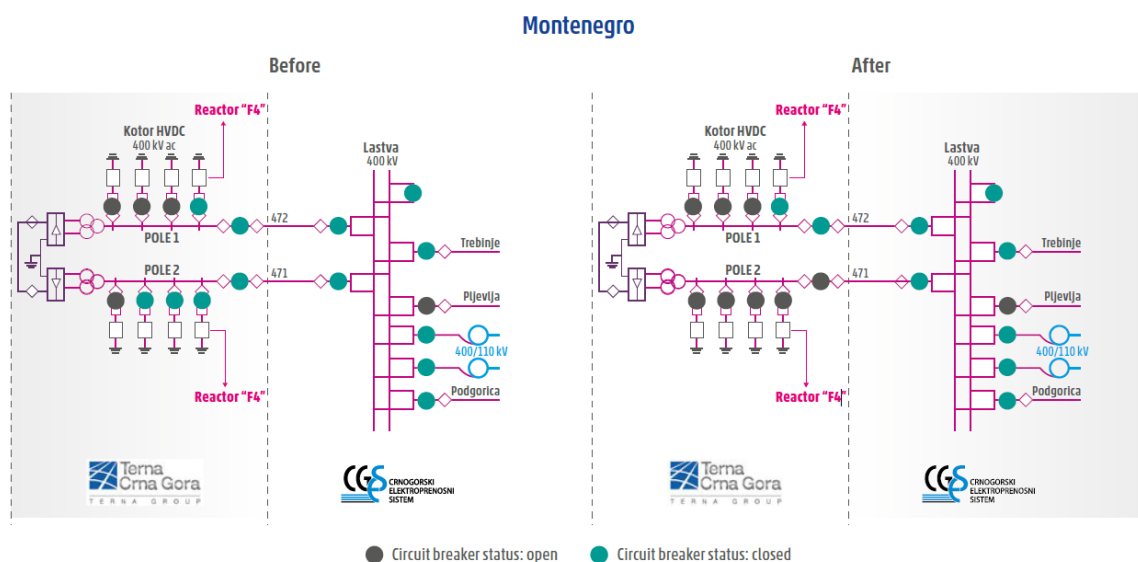
Generalizovano, može se zaključiti da je sposobnost automatske regulacije transformatora bila ključna za ublažavanje efekata naponskih padova, ali je njihova efikasnost bila ograničena u uslovima brzih i sukcesivnih ispada koje su se u ovoj situaciji dogodili. Sistemi bez automatske regulacije nisu pokazali nikakvu sposobnost adaptacije, što ih čini posebno ranjivim u ovakvim scenarijima.

6 MONITA HVDC

MONITA link koji spaja Italiju i Crnu Goru, sastoji se od dva pola, od kojih se za sada samo jedan koristi za prenos snage, dok se u budućnosti očekuje polaganje i drugog podmorskog kabla. Kada je jedan pol u radu, kontrolni sistem upravlja elementima za kompenzaciju reaktivne snage, kako bi obezbedio ispravan rad pretvarača i ograničio razmenu reaktivne snage sa mrežom. Pored toga, kontrolni sistem automatski podešava preklopnik regulacione sklopke transformatora kako bi održao pravilno funkcionisanje pretvarača.

S obzirom na to da je MONITA veza zasnovana na LCC HVDC tehnologiji (HVDC sistemi sa pretvaračima usklađenim sa mrežom (LCC – *Line-Commutated Converter*) ne mogu efikasno regulisati reaktivnu snagu zbog značajnih potreba za reaktivnom snagom na obe strane – i na strani ispravljača i na strani invertora. Ovo je posledica kašnjenja u uključenju tiristora, što dovodi do faznog pomeraja između struje i napona, a samim tim i do povećane potrošnje reaktivne snage. LCC HVDC sistemi zahtevaju dodatne spoljne kompenzacione uređaje, kao što su kondenzatori i prigušnice, kako bi zadovoljili svoje potrebe za reaktivnom snagom. Ova zavisnost od eksternih uređaja ograničava njihovu sposobnost samostalne regulacije reaktivne snage, te nemogućnost da pruži podršku u vidu regulacije reaktivne snage tokom tranzijentnih procesa. Kada pol ne prenosi aktivnu snagu, šant prigušnice se i dalje mogu koristiti za regulaciju napona.

Tokom događaja 21. juna, Pol 2 je prenosio aktivnu snagu. Na slici 7 prikazano je stanje prekidača u trafostanici Kotor, gde se vidi da su tri od četiri šant prigušnice bile u radu. Suprotno tome, Pol 1, koji nije prenosio snagu, imao je u pogonu samo prigušnicu F4, koja je ostala u pogonu tokom čitavog incidenta.



slika 7. Pojednostavljeni jednopolni dijagram Monita veze, stanica Kotor, sa prikazom statusa prekidača pre i posle ispada Monita veze

7 PROCES PONOVOG USPOSTAVLJENJA PRENOSNOG SISTEMA U REGIONU

Zahvaljujući promenama u prikazu stanja semafora u EAS (ENTSO-E Awareness System), operatori prenosnih sistema (TSO) su ubrzo nakon poremećaja dobili informaciju da je veliki deo prenosnih sistema Albanije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine, kao i Hrvatske, pretrpeo kolaps napona, nakon čega je usledio potpuni ili delimični nestanak napajanja (kao što je prikazano na slici 8).

Tokom incidenta sa nestankom napajanja električnom energijom u jugoistočnom delu kontinentalne Evrope 21. juna, u HOPS-ovom sistemu došlo je do nestanka napajanja u manjem delu oblasti Osijek i gotovo celokupnoj oblasti Dalmacije. NOSBiH i OST su imali nestanak napajanja u celokupnom sistemu (osim manjeg opterećenja koje je bilo napajano radijalno sa juga Albanije iz grčkog sistema), i najbrži proces povratka sistema sproveden je korišćenjem međusobnih interkonekcija sa susedima.

Nakon razmene informacija o incidentima između pogođenih TSO-a, planovi za povratak sistema su odmah pokrenuti. Interkonekcije su korišćene za primenu metode povratka "odozgo na dole" (top-down), uz pažljivu kontrolu razmene aktivne snage na interkonektivnim dalekovodima, u skladu sa Sporazumom o radu prenosnog sistema između TSO-ova.



Slika 8: Pogođeni region

7.1 HOPS

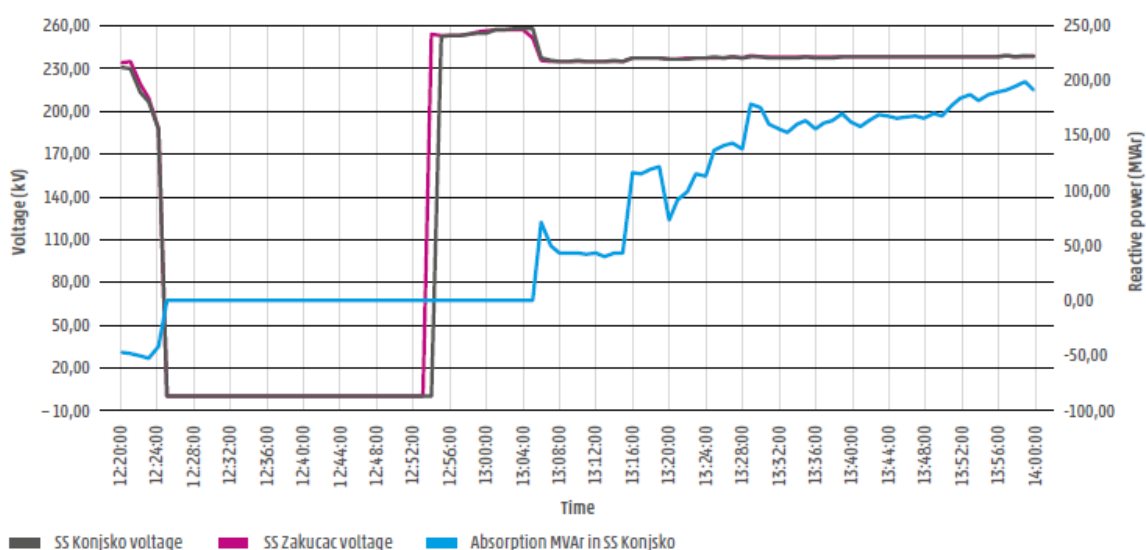
Zbog nestanka napajanja u Bosni i Hercegovini i istovremenog izvođenja radova na 400 kV dalekovodu Melina – Velebit, dispečeri HOPS-a su započeli proces uspostavljanja napajanja u oblasti Dalmacije sa naponskog nivoa od 220 kV, primenom metode uspostavljanja „odozgo nadole“ (top-down). Redosled ponovnog uključenja elemenata u mreži HOPS-a prikazan je na slici 9.



Slika 9: Proces ponovnog uspostavljanja za HOPS

Prvo uključenje izvršeno je u 12:52 na 220 kV dalekovodu Brinje – Pađene (①), zatim u 12:53 uključen je 220 kV dalekovod Pađene – Konjsko (②), a u 12:54 uključen je 220 kV dalekovod Konjsko – Zakućac, nakon čega je u 12:55 pušten u pogon transformator 220/110 kV u trafostanici Zakućac (③). Cilj ove sekvence manipulacija bio je dovođenje napona na 220 kV sabirnice u HE Zakućac i napajanje sabirnica 220 kV u TS Konjsko, gde se nalazi statički kompenzator reaktivne snage (SVC).

Zbog prisutnog visokog napona u 220 kV mreži, koji je posledica dugih, slabo opterećenih dalekovoda, dispečeri HOPS-a su u 13:02 pustili u pogon HE Zakućac sa snagom od 63 MW, a zatim je u 13:05 uključio SVC na 220 kV strani u TS Konjsko. Ove manipulacije su doprinele rešavanju problema previsokog napona, što je ilustrovano na slici 10.



Slika 10: Uz problem previsokih napona

Nakon završetka radova na 400 kV dalekovodu Melina – Velebit, dispečer HOPS-a je započeo sa uspostavljanjem naponskog nivoa 400 kV.

U 13:09 je uključen 400 kV dalekovod Melina – Velebit (④), zatim u 13:11 i dalekovod Velebit – Konjsko (⑤). U trafostanici Konjsko, u 13:14 i 13:15, uključena su oba transformatora 400/220 kV, a u 13:19 su uključena dva transformatora 220/110 kV. Ovim manipulacijama, jedna od najvažnijih trafostanica u regiji – TS Konjsko – bila je gotovo u potpunosti pod naponom.

Proces uspostavljanja se nastavio u 13:24, kada su uključeni dalekovodi 220 kV Konjsko – Bilice 1 i Konjsko – Bilice 2 (⑥), zatim dalekovod Bilice – Zakućac (⑦), a u 13:51 je uključen transformator 220/110 kV u TS Bilice.

U 14:04 je uključen transformator 400/110 kV u TS Velebit, čime je naponski nivo 400 kV dodatno stabilizovan. U tom trenutku, deo HOPS-ove mreže u okolini Dubrovnika počeo je da se napaja iz mreže NOSBiH. U 14:09 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Trebinje (BiH) – Plat (Hrvatska) (⑧), a zatim je u 14:14 uključen i transformator 220/110 kV u TS Plat.

U 15:00 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Đakovo (HR) – Gradačac (BiH), nakon čega je uključen i dalekovod Đakovo – Tuzla (BiH) (⑨). U 15:20 je uključen prvi transformator 220/110 kV u TS Đakovo, a u 15:26 i drugi transformator, čime je omogućena stabilna interkonekcija i napajanje u tom delu mreže.

Ova detaljna i pažljivo koordinisana akcija uključivanja elemenata omogućila je stabilan i bezbedan povratak napona u kritičnim delovima južne i istočne Hrvatske, kao i povezivanje sa susednim TSO-ima u Bosni i Hercegovini.

7.2 NOSBIH

Nakon razmene informacija o incidentu sa susednim operatorima prenosnog sistema Hrvatske (HOPS), Srbije (EMS) i Crne Gore (CGES), plan uspostavljanja prenosnog sistema započet je odmah. Interkonektivne veze sa HOPS-om, EMS-om i CGES-om, koje nisu bile isključene, korišćene su za uspostavljanje sistema primenom metode „odozgo nadole“ (top-down).

Pre početka procesa ponovnog uspostavljanja prenosnog sistema, dispečeri u NOSBiH su, u skladu sa planom uspostavljanja, isključili sve prekidače koji su nakon poremećaja ostali u uključenom stanju u pogođenim trafostanicama. Oba 400 kV interkonektivna dalekovoda iz TS Ugljevik ka TS Ernestinovu (Hrvatska) i TS Sremskoj Mitrovici 2 (Srbija) bila su u pogonu, i dispečeri NOSBiH odlučili su da započnu proces uspostavljanja iz TS Ugljevik (kao što je prikazano na slici 11).



Slika 11: Proces ponovnog uspostavljanja za NOSBiH

Uspostavljanje je započeto u 12:33, kada je uključen interni 400 kV dalekovod Ugljevik – Tuzla 4 (①) i time je napon doveden na 400 kV sabirnice u TS Tuzla 4, koja je jedna od najvažnijih za NOSBiH.

U 12:41 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Sarajevo 20 – Piva (②), čime je sistem ponovo povezan sa severnim delom mreže CGES-a. Neposredno zatim uključen je 400 kV dalekovod Sarajevo 20 – Sarajevo 10 (③), čime je napon doveden na 400 kV sabirnice u TS Sarajevo 10, a u rad je pušten i transformator 400/110 kV u TS Sarajevo 10.

U 12:46 uključen je 400 kV dalekovod Tuzla 4 – Sarajevo 10 (④), odmah potom i 400 kV dalekovod Tuzla 4 – Stanari (⑤). U 13:05 uključen je 400 kV dalekovod Stanari – Banja Luka 6 (⑥), a u 13:07 je pušten u rad transformator 400/110 kV u TS Banja Luka 6. Tim potezima, tri od četiri najvažnije 400 kV trafostanice u BiH bile su pod naponom.

U 12:55 je uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Međurić – Prijedor 2 (⑦), a iz TS Prijedor 2, u 13:00, započeto je dovođenje napona ka TS Jajce 2 (⑧), nakon čega se nastavilo ka TS Jablanica, u kojoj se nalaze HE Rama (instalirana snaga 170 MW) i HE Grabovica (114 MW).

Nakon što je uključen transformator 400/220 kV u TS Tuzla 4, u 13:28 je uključen 220 kV dalekovod Tuzla 4 – Zenica 2 (⑨), a zatim u 13:42 i dalekovod Zenica 2 – Kakanj V (gde se nalazi TE Kakanj, instalirane snage 215 MW). U 13:43 je zatvorena prstenasta veza 220 kV mreže, uključivanjem dalekovoda TS Kakanj – Kakanj V.

Zbog visokog napona izazvanog dugim, slabo opterećenim dalekovodima u sistemu, najbrže rešenje bilo je čekanje da se napon dovede iz 400 kV TS Konjsko (HR) ili 220 kV TS Zakućac (HR) ka TS Mostar 4. U 13:47 je uključen 400 kV interkonektivni dalekovod Konjsko (HR) – Mostar 4 (BA) (⑩), a odmah nakon toga pušten je u rad transformator 400/220 kV u TS Mostar 4.

Sledeći korak bio je dovođenje napona na 220 kV sabirnice TS Mostar 3 iz TS Mostar 4, zatim ka TS Trebinje iz TS Mostar 3 (⑪).

U 14:06, iz TS Mostar 4 je doveden napon na 400 kV TS Gacko (⑫), odmah nakon toga i na 400 kV TS Trebinje (⑬), a u 14:07 je uključen transformator 400/220 kV u TS Trebinje.

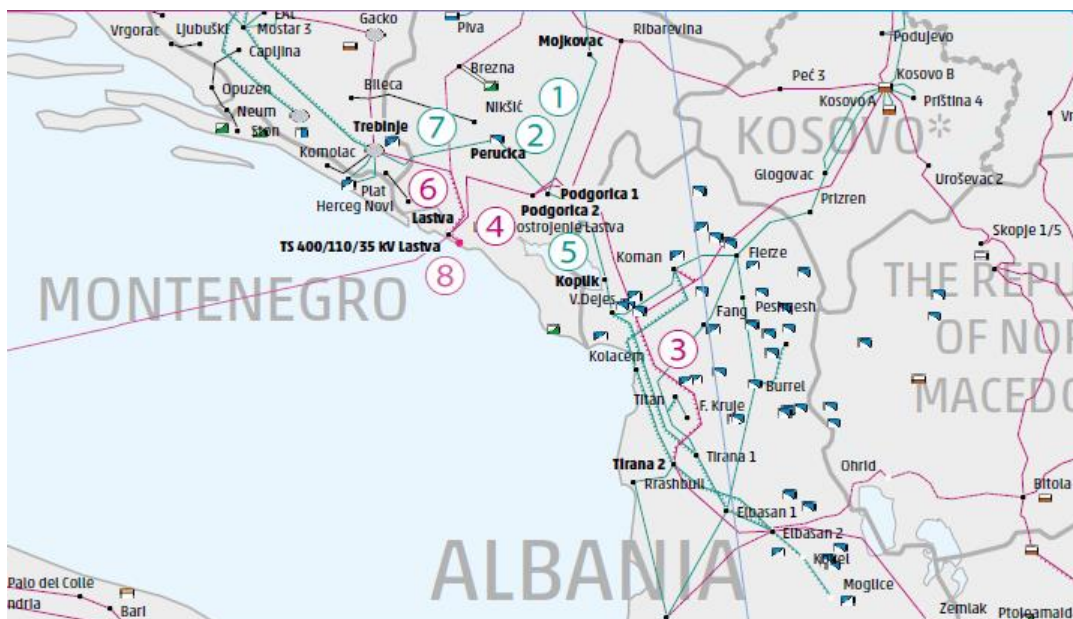
Zatim je u 14:09 uključen 220 kV interkonektivni dalekovod Trebinje (BiH) – Plat (Hrvatska) (⑭).

U 15:05 je uključen 400 kV dalekovod Sarajevo 10 – Mostar 4 (⑮), odmah nakon toga u 15:06 i 400 kV interkonektivni dalekovod Trebinje (BiH) – Lastva (CGES) (⑯), a u 15:08 i 220 kV interkonektivni dalekovod Trebinje – Perućica (CGES) (⑰).

7.3 CGES

CGES je bio podeljen na severni deo, koji je bio pod naponom, i južni deo, koji nije bio pod naponom. Plan uspostavljanja je predviđao povezivanje ova dva dela CGES sistema, uz vođenje računa o unutrašnjim tokovima snage. Pre početka povezivanja dalekovoda, dispečeri CGES-a su, u skladu sa planom uspostavljanja, isključili sve prekidače u trafostanicama u južnom delu mreže.

Redosled ponovnog uključivanja elemenata u mreži CGES-a prikazan je na slici 12. Najbrži način za povratak napajanja u južni deo sistema CGES-a bio je sinhronizacija dva razdvojena dela sistema.



Slika 12: Proces ponovnog uspostavljanja za CGES

Proces ponovnog uspostavljanja južnog dela prenosnog sistema CGES-a započeo je uključanjem 220 kV dalekovoda Mojkovac – Podgorica 1 (①) u 12:39, a odmah nakon toga, u 12:40, uključen je 220 kV dalekovod Podgorica 1 – HE Perućica (②). U 12:46 je uključen prvi transformator 220/110 kV u TS Podgorica 1, čime je započeto ponovno napajanje potrošača u glavnom gradu Crne Gore, dok je drugi transformator 220/110 kV u TS Podgorica 1 uključen u 13:23.

Nakon toga, u 13:01 uključen je 400 kV interkonektivni dalekovod Tirana 2 (AL) – Podgorica 2 (ME) (③), a u 13:02 uključen je transformator 2 (TR 2) 400/110 kV u TS Podgorica 2. Od tog trenutka, CGES je ponovo sinhronizovan sa OST-om (Albanska mreža).

U 13:49 uključen je 400 kV dalekovod Podgorica 2 – Lastva (④), kao i oba transformatora 400/110 kV u TS Lastva.

Takođe u 13:49, uključeni su i 220 kV interkonektivni dalekovodi iz HE Perućica ka TS Trebinje, čime je omogućena ponovna sinhronizacija sa južnim delom mreže NOSBiH, dok je HE Perućica u TS Trebinje uključena u 15:08 (⑦).

U 13:58 uključen je prvi transformator 400/110 kV u TS Podgorica 2.

U 14:01 uključen je 400 kV dalekovod Ribarevine – Podgorica 2, ali je isključen nakon jednog minuta.

U 14:51 uključen je 220 kV interkonektivni dalekovod Podgorica 1 (ME) – Koplik (AL) (⑤).

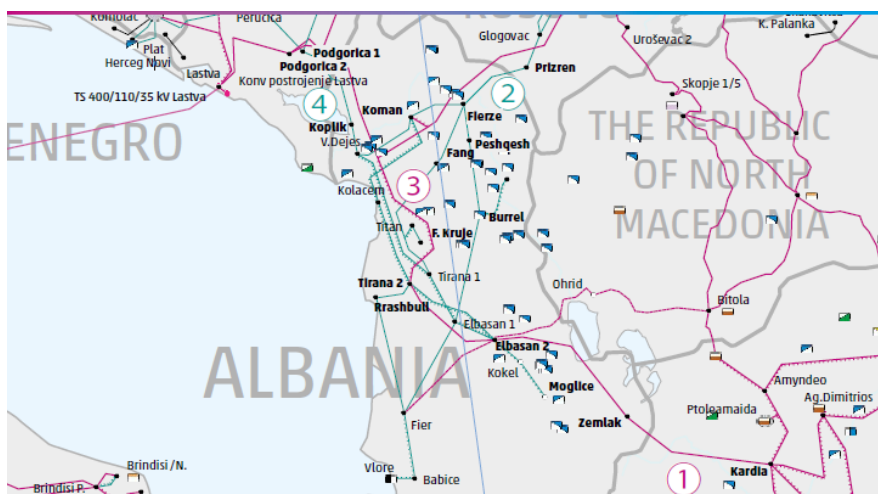
U 15:05 uključen je 400 kV interkonektivni dalekovod Lastva (ME) – Trebinje (BA) u TS Lastva (⑥), a zatim u 15:16 i dalekovodi ka Lastva – HVDC 1 i Lastva – HVDC 2 (⑧).

7.4 OST

Redosled ponovnog uključivanja elemenata u mreži OST-a prikazan je na slici 13. Pošto su prekidači u trafostanicama Zemblak, Elbasan 2 i Tirana 2 već bili uključeni, odmah nakon uključjenja 400 kV interkonektivnog dalekovoda Kardia (GR) – Zemblak (AL) (①) u 12:38, napon je doveden na 400 kV sabirnice u TS Zemblak, Elbasan 2 i Tirana 2.

Prekidači na transformatorima 400/220 kV u TS Elbasan 2 i Tirana 2 takođe su bili uključeni, pa su 220 kV sabirnice u tim trafostanicama odmah dobile napon. Prekidači na 220 kV nivou u sledećim trafostanicama bili su uključeni i odmah su bili pod naponom: TS Elbasan 2, TS Elbasan 1, TS Burreli, TS Peshqesh, TS Fier, TS Rashbull, TS Karavasta, i TS Moglice.

U 12:40 izvršena je ponovna sinhronizacija sa KOSTT-om putem 220 kV interkonektivnog dalekovoda Priština 2 – Fierza (②), pri čemu su sabirnice u TS Koman i TS Fangu odmah bile energizovane. U 12:59, izvršena je ponovna sinhronizacija sa CGES-om putem 400 kV interkonektivnog dalekovoda Tirana 2 (AL) – Podgorica 2 (ME) (③), a zatim u 13:06 i putem 220 kV interkonektivnog dalekovoda Koplik (AL) – Podgorica 1 (ME) (④).



Slika 13: Proces ponovnog uspostavljanja za OST

7.5 Sinhronizacija elektrana

U tabeli 4 je dat pregled ispada i ponovne sinhronizacije elektrana tokom incidenta.

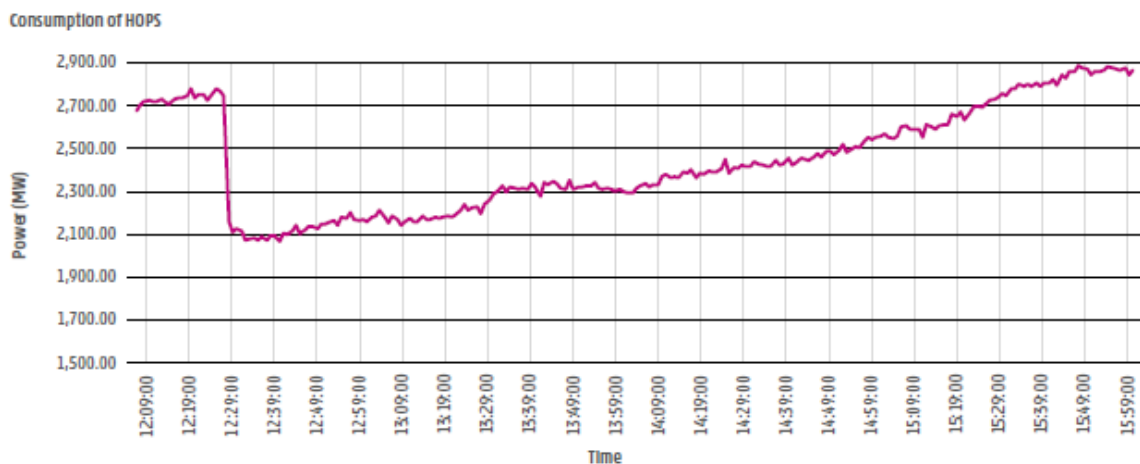
Tabela 4: Sinhronizacija elektrana

TSO	Elektrana	Trafostanica	Snaga (MW)	Isključenje	Ponovna sinhronizacija
HOPS	VE Senj	TS Brinje	34	12:24	12:30
HOPS	HE Dubrovnik G1	TS Plat	97	12:21	14:43
NOSBiH	HE Dubrovnik G2	TS HE Dubrovnik	107	12:21	14:45
NOSBiH	HE Trebinje 1	TS HE Trebinje 1	46	12:21	14:10
NOSBiH	TE Tuzla G4	TS TE Tuzla	169	12:23	20:30
NOSBiH	TE Tuzla G5	TS TE Tuzla	173	12:24	sledeći dan
NOSBiH	TE Stanari	TS TE Stanari	260	12:25	sledeći dan

TSO	Elektrana	Trafostanica	Snaga (MW)	Isključenje	Ponovna sinhronizacija
NOSBiH	SE Hodovo	TS SE Hodovo	34	12:24	16:15
NOSBiH	SE Bileća	TS SE Bileća	45	12:24	15:30
NOSBiH	SE Petnjik	TS SE Petnjik	21	12:24	16:05
NOSBiH	TE Kakanj G5	TS TE Kakanj	81	12:24	21:00
NOSBiH	TE Kakanj G6	TS TE Kakanj	85	12:24	21:05
NOSBiH	HE Jablanica	TS HE Jablanica	85	12:24	14:55
NOSBiH	SE Zvizdan	TS SE Zvizdan	12	12:24	14:57
NOSBiH	HE Mostar	TS HE Mostar	14	12:21	14:35
CGES	HE Perućica	TS Perućica	110	12:24	13:41
CGES	HE Piva	TS Piva	99	12:33	15:15
OST	HE Vau Dejes	TS Vau Dejes	40	12:24	13:11
OST	HE Fierze	TS Fierze	109	12:24	12:43
OST	HE Fang	TS Fang	61	12:24	12:48
OST	HE Koman	TS Koman	211	12:24	13:30

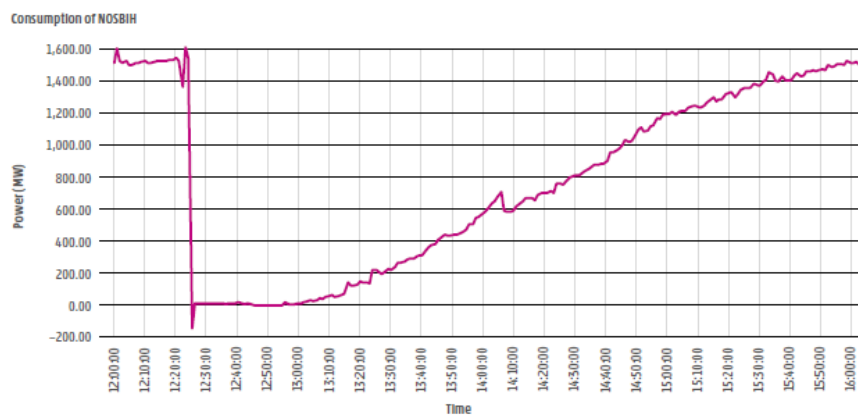
7.6 Akcije povratka potrošnje

HOPS je izgubio približno 700 MW potrošnje. Slika 14 prikazuje porast potrošnje u HOPS mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od operatora distributivnog sistema (DSO) i dispečerskih centara.



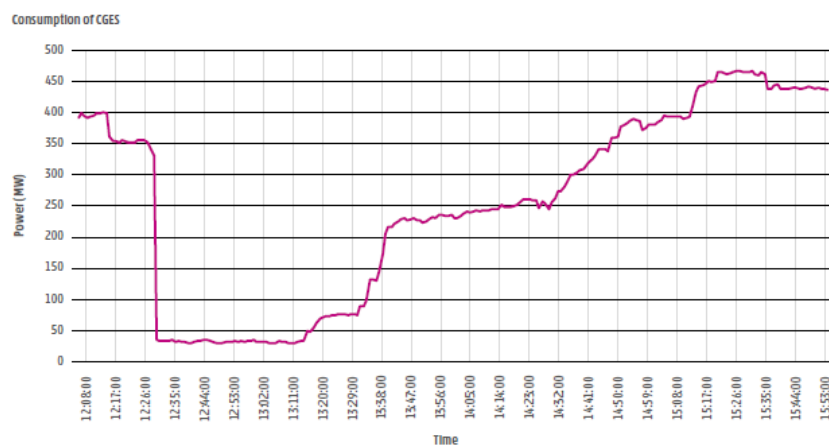
Slika 14: porast potrošnje u mreži HOPS

NOSBiH je izgubio celokupnu potrošnju. Slika 15 prikazuje porast potrošnje u NOSBiH mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od DSO-ova i mrežnih centara.



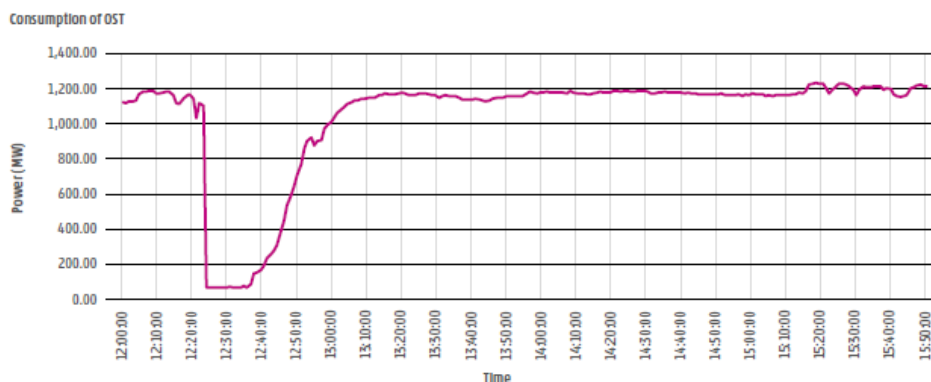
Slika 15: porast potrošnje u mreži NOSBiH

CGES je izgubio približno 70% potrošnje. Slika 16 prikazuje porast potrošnje u CGES mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od DSO-ova i mrežnih centara.



Slika 16: porast potrošnje u mreži CGES

OST je izgubio gotovo svu potrošnju; samo je mali deo mreže bio radijalno povezan sa mrežom IPTO-a (Grčka). Slika 17 prikazuje porast potrošnje u OST mreži tokom procesa uspostavljanja. Brzina povratka potrošnje zavisila je od DSO-ova i mrežnih centara.



Slika 17: porast potrošnje u mreži OST

8 MINIMALNI NEOPHODNI USLOVI DA NE DOĐE DO BLACKOUT-A

Analizom tokova snaga na spojenom UCT modelu kontinentalne Evrope pokušano je da se dodje do zaključka o minimalnim uslovima koji su bili neohodni da blackout-a izbegne.

Pre svega, u simulaciji je uključen 400 kV dalekovod Tuzla - HE Višegrad i isključena je prigušnica u polu HVDC linka koji se ne koristi za prenos aktivne snage.

Usvojena je pretpostavka da bi do prva dva ispada došlo u svakom slučaju jer dalekovodi nisu ispali usled preopterećenja (već zbog blizine vegetacije).

Inkrementalnim povećavanjem proizvodnje u Albaniji, u čvoru HE Fierza, dolazi se do zaključka da bi 110 kV dalekovod Bistica (AL) - Mourtos (GR) ispao usled preopterećenja u svakom slučaju, posto predstavlja "paralelnu" vezu prenosnih sistema OST i IPTO na 110 kV naponu. Veliki deo toka aktivne i reaktivne snage dalekovoda Zemblak - Kardia prenosi se bez obzira na proizvodnju u pogođenom području Albanije, zbog čega je ovaj dalekovod isključen u simulaciji.

Sledeći ključni ispad koji se dogodio u stvarnosti je ispad 220 kV dalekovoda Prizren - Fierze. Da bi se predupredio ispad ovog dalekovoda, bilo je neophodno angažovanje dodatne proizvodnje generatora u HE Fierze za bar 250 MW veće od stvarne proizvodnje od 21. juna.

Na osnovu ove simulacije može se zaključiti da je bilo neophodno povećati proizvodnju u pogođenom području za 250 MW pored uključenja dalekovoda Tuzla - HE Višegrad i isključenja prigušnice u HVDC MONITA.

9 ZAKLJUČCI, PREPORUKE I INTERNI KORACI

Ovaj deo sažima glavne zaključke tehničke analize sprovedene povodom događaja i definiše osnovne uzroke koji su doprineli nastanku incidenta.

Dijagram toka naponskog sloma:

1 Vegetacija viša nego što se očekivalo

- → Kratak spoj sa vegetacijom
 - → Gubitak dalekovoda AL – GR
 - → Gubitak internog dalekovoda u CG

2 Preopterećenje nije detektovano / izračunato

- → Nedovoljna opservabilnost (observability area)
- → Dalekovodi preopterećeni nakon drugog ispada

3 Potencijalna nestabilnost nije detektovana / izračunata

- → Nedostatak indikatora stabilnosti
- → Gubitak dalekovoda koji su povezivali region sa ostatkom interkonekcije

4 Zaštite od preopterećenja aktivne i podešene sa niskim vremenskim zatezanjem

- Smanjeno vreme da operativno osoblje reaguje kurativnim merama→
- Jedan dalekovod isključen zbog visokog napona

5 Reakcija transformatora sa promenom stepena prenosa (tap changers)

- → Automatsko povećanje napona u nižim naponskim nivoima dovelo do dodatnog pada napona u prenosnom sistemu

6 Nedovoljni drugi izvori reaktivne snage (Mvar)

- → Nedovoljna Mvar podrška

7 Izostanak mera za sprečavanje kolapsa napona

- → Mala količina priključenih izvora električne energije
- → Napon u oblasti opada
 - → Smanjena električna povezanost između pogođenih sistema i ostatka interkonekcije usled ispada elemenata
 - → Shunt elementi ostali u pogonu tokom poremećaja
 - → Kolaps napona
 - → Isključenje dalekovoda i generatora zbog niskog napona ili visoke struje
 - → **Nestanak napajanja u HR – BIH – CG – AL**

Detaljan opis krucijalnih uzroka je dat u tekstu koji sledi:

1. Kratki spojevi na dalekovodima #1 i #2 zbog blizine vegetacije

Dva različita i nezavisna kratka spoja dogodila su se na visokonaponskoj mreži regiona u razmaku manjem od 15 minuta, oba zbog smanjene udaljenosti provodnika od okolne vegetacije. Analiza pokazuje da je jasan uzrok isključenja to što vegetacija nije bila orezana u skladu sa operativnim granicama (budući da je dozvoljena struja direktno određena raspoloživim razmakom). Glavni razlog za to je potcenjivanje rizika od kratkog spoja i hitnosti situacije. Ovi incidenti su bili inicijalni faktori celokupnog događaja. Prema informacijama koje su dostavili operatori iz regiona kišni period tokom proleća praćen sunčanim periodom tokom juna je doveo do ubrzanog rasta vegetacije u trasi pomenutih dalekovoda.

2. Nedostatak otkrivanja N-1 preopterećenja nakon prvog ispada dalekovoda

Proračuni u realnom vremenu, sprovedeni između prvog i drugog ispada, nisu otkrili nikakva N-1 narušenja u mreži, iako naknadna analiza i činjenice ukazuju da su ta narušenja postojala. Zbog statusa oblasti opservabilnosti u realnom vremenu, i pored ponavljanja N-1 proračuna svakih 15 minuta, nije bilo moguće uočiti da mreža više nije bila bezbedna nakon ispada 400 kV dalekovoda Podgorica – Ribarevine.

Takođe, neki operatori prenosnih sistema (TSO) nisu imali spoljne kontingencije na svojim listama kontingentnih stanja, što ih je onemogućilo da procene posledice drugog ispada.

3. Neuspeh u detekciji potencijalne naponske nestabilnosti oblasti

Postojeći alati nisu bili dizajnirani da otkriju rizik od naponske nestabilnosti u regionu. Situacija nije bila prepoznata kao abnormalna niti kao hitna. Napon je smatran normalnim, pa čak i boljim nego inače, jer je bio ispod 420 kV, dok se ovaj region inače suočava sa problemima usled visokih napona, iznad 420 kV.

Naknadna analiza ispitivala je uticaj isključenja 400 kV dalekovoda Tuzla 4 – Višegrad tokom kolapsa napona. Istraživački tim RCC-a (Regionalni koordinacioni centar) je, koristeći poboljšani IDCF model, utvrdio da uključenje ovog dalekovoda ne bi značajno poboljšalo prevenciju naponske nestabilnosti. Naprotiv, njegovo isključenje bilo je ključno za stabilnost HE Višegrad usled povišenih vrednosti napona u HE Višegrad kada je ovaj dalekovod u pogonu.

4. Isključenje tri dalekovoda usled zaštite od preopterećenja

Nakon drugog ispada, u mreži je došlo do više preopterećenja, pri čemu su tri dalekovoda isključena zaštitom od preopterećenja. Te zaštite su delovale u roku od nekoliko desetina sekundi, sprečavajući operativno osoblje u centrima upravljanja da preduzmu bilo kakvu akciju. Analiza je pokazala kaskadno isključenje tri dalekovoda u roku od 31,5 sekundi, izazvano strujama preopterećenja (oko 120–130%) i kratkim vremenima zatezanja zaštite.

5. Automatsko delovanje regulacionih sklopki transformatora

ULTC transformatori (visoki/srednji napon) u većini oblasti bili su u automatskom režimu regulacije, koji stabilizuje napon nižeg nivoa unutar predefinisanih opsega. Sporedni efekat ovog režima jeste da je došlo do snižavanja napona na višem naponu zbog povećane potrebe za reaktivnom snagom u distributivnoj mreži. U trenutnoj izvedbi upravljačkih sistema nije bila moguća dovoljno brza blokada automatskih promena stepena prenosa (tap changera), što je dodatno snizilo napone u visokonaponskoj mreži.

6. Nedovoljna sredstva za podršku naponu

Analiza pokazuje da tokom incidenta raspoloživa sredstva za podršku naponu nisu bila dovoljna za stabilizaciju sistema. Ovaj nedostatak mera kontrole doprineo je kolapsu napona. Istraživanje je takođe pokazalo da ne postoje specifični alati ili procedure za nadzor i prevenciju kolapsa napona koji bi bili efikasni za upotrebu u realnom vremenu.

7. Potrebne dodatne mere za sprečavanje kolapsa napona

U regionu nisu planirane dodatne akcije u okviru odbrambenog plana. Mere koje preporučuje Network Code on Emergency and Restoration (NC E&R) nisu obavezne i nisu bile implementirane od strane pogođenih TSO-a, jer njihova potreba još uvek nije bila ustanovljena kao neophodna.

9.1 Preporuke

- 1. Proveriti nacionalnu politiku i operativni proces kontrole rasta vegetacije u blizini nadzemnih dalekovoda (OHL) i po potrebi ih revidirati.**
- 2. Proceniti N-1 proračune incidenata u susednoj mreži u okviru SCADA-EMS sistema u realnom vremenu.**
- 3. Redovno ocenjivati aspekte stabilnosti napona u operativnom planiranju.**
- 4. Analizirati mogućnost identifikacije jednostavnih ključnih pokazatelja (KPI) za otkrivanje smanjene stabilnosti napona i rizika od kolapsa napona.**

5. Revidirati postojeće smernice ENTSO-E u vezi sa zaštitom od preopterećenja na nadzemnim dalekovodima i razmotriti njihovo ažuriranje u skladu sa nalazima ovog incidenta.
6. Razmotriti blokiranje ULTC (transformatora sa podešavanjem regulacione sklopke pod opterećenjem) na transformatorima VN–SN i VVN–VN, tamo gde je primenljivo (u zavisnosti od karakteristika priključenih obnovljivih izvora i potrošnje).
7. Ponovno proveriti nacionalnu politiku i operativni proces kontrole rasta vegetacije u blizini nadzemnih dalekovoda i po potrebi ih revidirati.
8. Ispitati mogućnost implementacije automatskog koncepta hitne kontrole za kompenzaciju reaktivne snage pomoću uređaja (uključivanje kondenzatora, isključivanje prigušnica) na unapred definisanim ekstremnim nivoima napona.
9. Procena i ugradnja sistema za odbacivanje potrošnje pri niskom naponu (UVLS) kod potrošača koji pozitivno doprinose naponu, u slučajevima kada nisu dostupna druga sredstva za podršku naponu.

Stavke 1, 2, 5 i 7 su označene sa najvećim prioritetom. Stavke 3, 6 i 8 imaju srednji prioritet, dok stavke 4 i 9 su najnižeg prioriteta.

10 ZAKLJUČAK

Incident iz juna 2021. godine jasno je ukazao na ranjivost kontinentalnog elektroenergetskog sistema u uslovima visoke međuzavisnosti i kompleksnih tokova energije. Iako je brzo i koordinisanom reakcijom izbegnut potpuni kolaps sistema i omogućeno njegovo ponovno sinhronizovanje u roku od sat vremena, što je za apsolutnu pohvalu dispečera, analiza ukazuje na potrebu za unapređenjem ključnih oblasti – uključujući nadzor parametara sistema u realnom vremenu, efikasniju komunikaciju između dispečera i primenu naprednih algoritama za detekciju i upravljanje poremećajima. Primena PMU uređaja i sveobuhvatnih mehanizama za numeričku i topološku observabilnost sistema pokazala se kao posebno važna u ovom kontekstu. Nadalje, uočeno je da razvoj harmonizovanih evropskih protokola i strategija za hitne situacije mora biti prioritet kako bi se očuvala stabilnost i bezbednost u budućim uslovima povećane proizvodnje iz obnovljivih izvora i rastuće potrošnje. Ovaj događaj predstavlja važnu lekciju i snažan argument za ubrzanje digitalne transformacije elektroenergetskih sistema širom Evrope.

11 LITERATURA

- [1] <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/25/entso-e-publishes-the-final-report-on-the-grid-incident-in-south-east-europe/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.02)**C2.02****OBNOVA EES BIH NAKON RASPADA****RESTORATION OF POWER SYSTEM BIH AFTER BLACKOUT****Bojan Rebić, Adnan Muharemović, Mladen Jovović, Tanja Janjić**

Kratak sadržaj: U radu će biti opisani koraci koji su preduzeti tokom obnove EES BiH nakon nestanka napona koje se desilo 21. juna 2024. godine. Obnova EES prema Planu obnove EES BiH može se izvršiti na dva načina, odozgo prema dole ili odozdo prema gore. Zbog prisutnosti napona na tri prekogranična dalekovoda (TIE), dispečeri NOSBiH-a odlučili su se za metodu odozgo prema dole, što je bio najbrži proces obnove. Vodeći računa o aktivnoj snazi na TIE, odnosno ograničenjima definisanim Ugovorom o radu prenosnog sistema između operatora prenosnih sistema, dispečeri NOSBiH su počeli restauraciju iz TS Ugljevik i TS Sarajevo 20. U radu će se detaljno objasniti manipulacije i procedure koje su omogućile obnovu EES BiH u roku od dva sata. Prilikom obnove sistema vodilo se računa da se što prije proslijedi napon prioritetnim potrošačima, kao što su bolnice, vodovodi i ključna infrastruktura. Takođe, nastojalo se što prije proslijediti napon i proizvodnim objektima - hidro generatorima, kako bi mogli obezbijediti dovoljnu količinu električne energije za napajanje krajnjih potrošača ali i termo generatorima koji su bili u pogonu prije poremećaja. Veliki problem prilikom resinhronizacije sistema su pravile naponske prilike, odnosno povišeni naponi u južnom dijelu BiH.

Ključne reči: *Obnova EES BiH nakon raspada*

Abstract: The paper will describe the steps taken during the restoration of the BiH EES after the power outage that occurred on June 21, 2024. The restoration of the EES according to the BiH EES Restoration Plan can be carried out in two ways, top-down or bottom-up. Due to the presence of voltage on three cross-border transmission lines (TIE), the NOSBiH dispatchers decided on the top-down method, which was the fastest restoration process. Taking into account the active power on the TIE, i.e. the limitations defined by the Transmission System Operation Agreement between transmission system operators, NOSBiH dispatchers began restoration from TS Ugljevik and TS Sarajevo on 20. The paper will explain in detail the manipulations and procedures that enabled the restoration of the BiH EES within two hours. During the restoration of the system, care was taken to restore voltage to priority consumers as soon as possible, such as hospitals, water supply systems and key infrastructure. Also, efforts were made to transfer voltage to production facilities (hydro generators in order to ensure sufficient electricity to supply end consumers) as soon as possible, as well as to thermal generators that were in operation before the outage. A major problem during the resynchronization of the system was the voltage conditions, namely the increased voltages in the southern part of BiH.

Key words: *Restoration of power system BiH after blackout*

1 UVOD

Električna energija kao jedan od najvažnijih elemenata savremenog društva predstavlja skup složenih izazova i dilema. Svaki prestanak u snabdijevanju i napajanju električnom energijom je izazov koji sa sobom često doprinosi poremećaju u javnom životu, te ekonomskim posledicama u privredi zbog neisporučene električne energije. Zbog svega toga jedna od osnovnih komponenti u funkcionisanju jednog EES-a jeste sigurnost na svim nivoima, od proizvodnje preko prenosa do distribucije električne energije. Problem sigurnosti snabdjevanja električnom energijom došao je poslednjih godina u žižu interesovanja energetske politike zemalja Evropske unije koje su uvozno orjentisane, a istovremeno i najveći zagovornici liberalizacije energetske tržišta. Dekarbonizacija EES i integracija povećanog broja obnovljivih izvora u postojeće elektroenergetske sisteme, posebno u zemljama južne Evrope, u mnogome je uticala na dinamička svojstva EES, povećanja tranzitnih tokova i smanjene sigurnosti u isporuci električne energije do krajnjeg kupca. EES BiH kao tranzitni, a istovremeno i kao izvozno orjentisano kontrolno područje, direktno je izloženo povećanim rizicima i ugroženosti N-1 kriterijuma sigurnosti na prenosnoj mreži.

2 SIGURNOST I KLASIFIKACIJA STANJA EES

Sigurnost sistema se može definisati kao sposobnost sistema da:

1. Osigura svoj normalan rad;
2. Ograniči broj kvarova, te da se izbegnu ozbiljni kvarovi;
3. Ograniče posledice ozbiljnih kvarova kada se oni dogode;

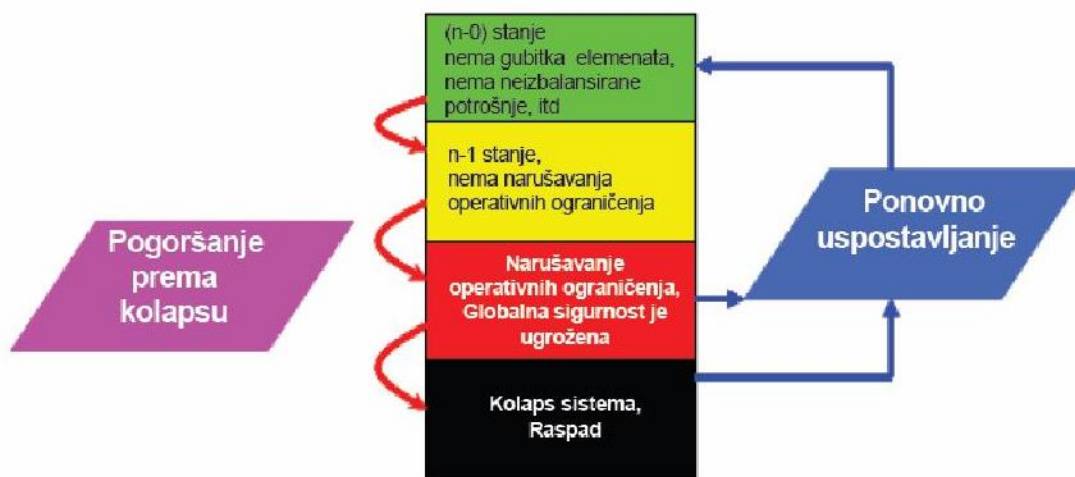
Opšti nivo sigurnosti EES-a se povećava zahvaljujući tehničkom napretku. Međutim, ostaje i dalje rizik od poremećaja zbog:

- povećanja proizvodnih i prenosnih postrojenja i njihove geografske koncentracije,
- isprepletenosti mnogobrojnih faktora u pogonu,
- funkcionisanja prenosne mreže s maksimalnim kapacitetima,
- razvoja novih oblika tržišta, ostalih strukturno-organizacionih i tehnoloških promjena u elektroenergetskom sektoru.

U svom radu EES se može nalaziti u različitim stanjima (radnim režimima). Prelaz iz jednog u drugo stanje sistema obavlja se bilo spontano (odnosno nekontrolisano), pod dejstvom nekih nepredviđenih događaja (kvarovi, uticaj okruženja) ili namjerno (prinudno), djelovanjem upravljanja. Dakle, definišu se osnovne klase stanja sistema i to:

- Normalno stanje sistema (Normal system state),
- Nesigurno stanje sistema/Uzbuna (Alert system state),
- Poremećeno (havarijsko) stanje sistema (Emergency system state),
- Kritično stanje (raspad) sistema (Blackout system state).

Klasifikacija stanja EES-a ilustrativno je prikazana na slici I.



Slika I: Klasifikacija stanja EES-a

Operativno osoblje Dispečerskih centara prilikom promjene stanja sistema konstantno preduzima korektivne mjere u skladu sa mogućnostima koje se isključivo odnose na vlastiti TSO, kao i mjere predostrožnosti zbog mogućeg negativnog uticaja usljed poremećaja u susjednim sistemima.

Na dan 21.06.2024.god. i nastanak blackout-a EES-a BiH, Crne Gore, Albanije i dijela Hrvatske (Dalmacija) prenosni sistem BiH je nekontrolisano i bez mogućnosti provođenja upravljačkih akcija prešao iz normalnog u stanje skoro potpunog nestanka napona u sistemu (kolapsa sistema). Do takve situacije se došlo zbog neočekivanih ispada 400 kV dalekovoda u prenosnom sistemu Crne Gore i Albanije, niza isključenih elemenata, te u tom trenutku povećanim tokovima aktivne snage na dalekovodima prenosne mreže, pri čemu je bilo nemoguće zaustaviti kaskadni ispad vodova u veoma kratkom vremenskom periodu i nastanak naponskog sloma EES-a BiH, a nakon toga i susjednih navedenih sistema.

Provedenim analizama sigurnosti za taj dan kao i efektima mogućih poremećaja nisu uočene sigurnosne prijetnje koje bi ugrozile funkcionisanje EES-a BiH i dovele do potpunog ili djelimičnog raspada. Sigurnosnim proračunima nisu primjećeni rezultati koji bi imali za efekat nastanak i širenje kaskadnih ispada do granice svoje oblasti odgovornosti.

2.1 Kriterijumi i mjere za ocjenu sigurnosti EES-a BiH

Plan odbrane sistema od velikih izvanrednih poremećaja nastalih usljed ispada, kvarova opreme ili ljudskog faktora definisan je na osnovu plana odbrane EES-a, mrežnih pravila te niza drugih sigurnosnih mjera koje imaju za cilj sprečavanje širenje kvara u EES-u. Neke od sigurnosnih mjera za očuvanje EES-a:

- Mjera za održavanje frekvence (primarna i sekundarna regulacija, podfrekventna zaštita)
- Mjera za održanje stabilnosti napona (elektrane, kompenzatori, dispečerske aktivnosti)
- Mjere za održavanje ugaone stabilnosti rotora (tranzijetna ugaona stabilnost, statička ugaona stabilnost)

NOSBiH kao operator prenosnog sistema svakodnevno, u skladu sa Planom odbrane EES, provodi N-1 proračune sigurnosti kako bi procjenio efekte ispada na oblast odgovornosti u vezi strukture tokova snage i napona. Analizu sigurnosti kroz operativno planiranje predvodi regionalni sigurnosni centar SCC tako što priprema modele mreže koji se spajaju u jedan zajednički model prenosne mreže kontinentalne Evrope, na kojem se vrše analize sigurnosti prenosne mreže i to:

- Proračuni u fazi operativnog planiranja (dan unaprijed) na osnovu odgovarajućeg modela mreže (DACF), pri čemu se dobijaju rezultati N-1 analize za sve ispade sa liste ispada.
- Proračuni u realnom vremenu na osnovu trenutnog modela mreže (IDCF), pri čemu se vrši N-1 analiza za sve ispade sa liste u realnom vremenu. SCC za potrebe NOSBiH izrađuje IDCF analize sigurnosti na osnovu trenutnog modela u tri intervala u toku 24h.
- Dodatni N-1 proračuni koje svaki TSO pa i NOSBiH provodi prije važnih isključenja i promjene topologije mreže putem manipulacija. Interno proračune, ukoliko je potrebno, izrađuje služba za operativno planiranje kao i dežurni dispečeri u DC NOSBiH.

Konačne odluke za manipulacije u mreži, te mjere za otklanjanje efekata mogućih kaskadnih ispada u sistemu, donosi operativno osoblje dispečerskog centra oslanjajući se na rezultate poslednjih provedenih analiza te na osnovu trenutnog stanja u okviru granica odgovornosti kao i uticaja susjednih TSO-va.

2.1.1 Analiza sigurnosti, DACF i IDACF model mreže 21.06.2024. god.

U skladu sa redovnim aktivnostima i obavezujućim ugovorima između SCC (regionalni sigurnosni koordinacioni centar) i NOSBiH kao i susjednih operatora, SCC svakodnevno na svakih 8h dostavlja rezultate sigurnosne analize za IDCF model mreže na SFTP server. Na dostavljenom modelu za sat 12:30 h nije bilo ugroženosti mreže, odnosno preopterećenja na 400 i 220 kV dalekovodima koji su predmet N-1 analize za analizirano područje, ispostaviće se kasnije, ni u tri ugrožena operatora sistema NOSBiH, CGES i OST nisu uočena preopterećenja u vršenim analizama.

Prema usaglašenim procedurama svi elementi sa liste relevantnih elemenata za NOSBiH koji su za sat 12:30 h bili opterećeni iznad 90 % opterećenja nakon nekog ispada elementa, prikazani su u tabeli. Iz priloženih listi vidimo da ni jedno preopterećenje nije bilo u zoni poremećaja niti je bilo uzrok samog poremećaja, već su ovo događaji koji se redovno pojavljuju u analizama i nemaju velike posljedice za sam rad sistema:

Tabela II: DACF sigurnosna analiza od SCC-a za NOSBiH (N-1) za period 12:30 h

N-1 STATISTICS SORTED BY LOADING							
Year	Month	Day	Time stamp	CO Name	CB Name	Loading BC [%]	Loading after outage [%]
2024	6	21	12:30	TR 400/110kV Ugljevik	TIE 110kV Županja - Orašje (HR)	74,41	104,65
2024	6	21	12:30	TR 400/220kV Obrenovac (3)	TR 400/220kV Obrenovac (2)	70,43	101,07
2024	6	21	12:30	TR 400/220kV Obrenovac (2)	TR 400/220kV Obrenovac (3)	69,86	100,59
2024	6	21	12:30	OHL 110kV Banja Luka 6 - Banja Luka 1 (2)	OHL 110kV Banja Luka 6 - Banja Luka 1	55,87	98,94
2024	6	21	12:30	TR 400/110kV Ugljevik	TIE 110kV Županja - Orašje (BA)	69,52	97,76
2024	6	21	12:30	OHL 110kV Ugljevik - Bijeljina 2	OHL 110kV Ugljevik - Lopare	74,01	94,99
2024	6	21	12:30	OHL 110kV Bijeljina 1 - Bijeljina 2	OHL 110kV Ugljevik - Lopare	74,01	94,62
2024	6	21	12:30	OHL 400kV Lastva - Podgorica 2	OHL 110kV Ugljevik - Lopare	74,01	94,04
2024	6	21	12:30	OHL 110kV Ugljevik - Zvornik	OHL 110kV Ugljevik - Lopare	74,01	93,69
2024	6	21	12:30	OHL 110kV Ugljevik - Zvornik	OHL 110kV Ugljevik - Bijeljina 2	69,18	93,64
2024	6	21	12:30	OHL 220kV TE Tuzla G6 - Tuzla 4	OHL 110kV Ugljevik - Lopare	74,01	91,92
2024	6	21	12:30	TR 400/110kV Ugljevik	OHL 110kV Brčko 1 - Orašje	62,1	91,48
2024	6	21	12:30	TR 220/110kV Gradačac	TIE 110kV Županja - Orašje (HR)	74,41	90,97

Analiza sigurnosti na bazi N-1 slučajeva ispada provedena je uzimajući u obzir unaprijed definisana i ugovorena isključenja u prenosnoj 400 i 220 kV mreži. Pored unaprijed dogovorenih isključenja za koja očigledno nema preopterećenja u 400 i 220 kV prenosnoj mreži i opasnosti od narušavanja sigurnosti sistema na dan 21.06.2024. god. u realnom vremenu je za trenutak nastanka raspada (13. h) bila znatno povoljnija situacija, što se može pokazati u tabeli:

Tabela III: Razlike između redovnog IDCF modela i situacije u realnom vremenu

Element mreže	Status IDCF	Status Real time
DV 400 kV Tuzla 4 - Ugljevik	Isključen	Uključen
DV 400 kV Tuzla 4 - Višegrad	Isključen	Isključen
DV 220 kV Prijedor 2 – TE Sisak	Isključen	Isključen

Primjetno je da je u realnom vremenu dodatno smanjena ugroženost sistema jer su radovi na DV 400 kV Tuzla 4 – Ugljevik bili odgođeni te je vod u trenutku nastanka poremećaja bio uključen. Nastanak velikih poremećaja praćen je nizom problema koji su multiplicirani i nadovezuju se jedan na drugi, a vrlo često dovode do gubitka sinhronizma proizvodnih jedinica te isključenja potrošnje sa prenosne mreže.

2.1.2 Proizvodnja, potrošnja i razmjena električne energije na dan 21.06.2024.god.

Vrlo često kao uzrok ugroženosti prenosnog sistema jeste povećan nivo tržišnih operacija day-ahead i intraday aktivnosti koje su inicirane makro ekonomskim efektima koji se odražavaju na cijenu električne energije te vremenskim uslovima koji usljed povećane promjene potrošnje ili proizvodnje, u određenim regionima, dovode do zagušenja u prenosnoj mreži te do smanjenja komercijalnih prenosnih kapaciteta na granicama pogođenih područja. S' tim u vezi, na dan nastanka poremećaja 21.06.2024. god. na pogođenim teritorijama zabilježene su ekstremno visoke vanjske temperature koje su kao posledicu imale povećanu potrošnju, naročito u turistički orijentisanim dijelovima pogođenih zemalja. Takvi uslovi, uz smanjenu proizvodnju hidro energije i sezonski nedostatak proizvodnje su doprinjeli formiranju cijene električne energije koja je dan ranije (day-ahead) bila najveća za pogođeni region. U incidentom pogođenim područjima, kao i u ostalim okolnim sistemima, za nekoliko poslednjih godina bilježimo značajno povećanje proizvodnje energije iz obnovljivih izvora, naročito iz vjetra i sunca. Tako npr., za period 2023/2024 god., samo u Grčkoj imamo povećanje proizvodnih kapaciteta iz OIE u iznosu od 2125 MW, od čega se na solarne izvore odnosi 1600 MW (otežavajući faktor u nastaloj situaciji za analizirano područje). **U BiH za period 2023/2024 uvećanje proizvodnih kapaciteta iz energije sunca je ukupno 240 MW.** Za posmatrani period 21.06.2024. god. i 13.h bilježi se maksimum proizvodnje iz solarnih elektrana što je direktno uticalo na dnevni dijagram proizvodnje i razmjenu energije između posmatranih TSO-va.

Tržišni efekti kao i investicioni ciklusi u obnovljive izvore, posebno u zadnjih nekoliko godina, doveli su do promjene istorijski dominantnih smjerova električne energije, te se na nekim granicama znatno povećao obim razmjene električne energije. Na sat nastanka poremećaja bilježe se značajna odstupanja u prekograničnoj razmjeni između planirane razmjene i razmjene u realnom vremenu što se može vidjeti na slici:



- * *Planirana razmjena (normal font)*
- ** *Stvarna razmjena (bold font)*
- *** *Razlika u planiranoj i stvarnoj razmjeni (underline font)*

U satu u kome se desio black out uočavamo da je razlika između planirane i stvarne razmjene za granicu BiH-CG iznosila 510 MW i za granicu BiH-HR iznosila 464 MW.

Planirana razmjena za regulaciono područje NOSBiH u day-ahead za 12. sat iznosila je - 294 MW, dok je stvarna prekogranična razmjena za taj sat iznosila -339, što je ukupno razlika od 45 MW i direktna je posljedica tržišnih aktivnosti, promjene u potrošnji kao i ispada pojedinih proizvodnih jedinica, što je prikazano u tabeli.

Tabela IV: pregled planirane i stvarne proizvodnje, potrošnje i razmjene na dan 21.06 u 12h

	Planirana vrijednost	Stvarna vrijednost
Proizvodnja [MW]	1216	1174
Potrošnja [MW]	1510	1513
Razmjena [MW]	-294	-339

* 21.06.2024.god. u 5. satu zabilježen je ispad TE Gacko planirane proizvodnje 170 MW.

Analizom velike razlike u planiranoj i stvarnoj razmjeni električne energije na pojedinim granicama, povećanim obimom razmjene energije usljed sve učestalih tržišnih aktivnosti i sve veće potrošnje električne energije, te sve većeg uticaja obnovljivih izvora električne energije u pogođenoj regiji jugoistočne Evrope na tokove u prenosnoj mreži, kao jedno od rješenja za eliminaciju zagušenja nameće se primjena drugačijeg algoritma za proračun prenosnih kapaciteta (NTC). Odustajanje od klasičnog modela proračuna NTC kapaciteta u skladu sa uredbom (EU) 2019/943 Evropskog parlamenta o unutrašnjem tržištu električne energije na mjesečnom nivou, i primjena novih metodologija za određivanje raspoloživih kapaciteta pri čemu bi se algoritam dodjele kapaciteta vezao za mrežni model, svakako doprinosi da se proračun NTC kapaciteta izrađuje na kraće vremenske periode čime se doprinosi boljoj regijonalnoj energetskej stabilnosti. Istovremeno, postoji mogućnost nastanka tržišnih ograničenja što i nije popularno imajući u vidu porast investicija u obnovljive izvore, posebno u ovom dijelu Evrope. Zbog svega navedenog, djelovanje operatora prenosnih sistema u regiji jugoistočne Evrope treba usmjeriti na iznalaženje novih tehničkih rješenja u povećanju interkonekcije kroz izgradnju novih i rekonstrukciju postojećih prenosnih kapaciteta. Tako naprimjer su i napravljeni neki iskoraci koji se ogledaju kroz studije i sporazume između NOSBiH i CGES, gdje se predlaže prelazak 220 kV dalekovoda Sarajevo 20 – HE Piva na 400 kV naponski nivo Sarajevo 20 – TS Brezna, kao i rekonstrukcija postojećeg voda 220 kV Trebinje – HE Perućica ugradnjom visokotemperaturnih vodiča (HDSL). Takođe, nameće se i rekonstrukcija dalekovoda 220 kV Mostar 4 – Zakućac između NOSBiH i HOPS. Kroz dugoročne studije je planirana zamjena prenosnih kapaciteta u regionu Zapadne Srbije sa 220 kV na 400 kV naponski nivo čime bi i postojeći interkonektivni vod 220 kV Višegrad – Požega bio zamjenjen vodom 400 kV naponskog nivoa. Neke od ovih investicija su veoma izvjesne i ostvarive u ne tako dalekom vremenskom periodu, posebno između NOSBiH i CGES, čime bi se značajno izmjenili uslovi interkonekcije, samim tim i elektroenergetske sigurnosti u regiji.

3 RASPAD EES-A BIH, CRNE GORE, ALBANIJE I DIJELA HRVATSKE

Raspad sistema jugoistočne Evrope se desio kao niz neočekivanih ispada u prenosnoj mreži Crne Gore i Albanije, što je uz trenutnu topologiju i opterećenje mreže imalo za efekat niz kaskadnih ispada i u prenosnoj mreži NOSBiH -a. Black out se nije mogao naslutiti ni u sigurnosnim izvještajima regionalnog sigurnosnog centra (SCC) koji analizira model mreže, spojen u jedinstveni model kontinentalne Evrope. Osoblje dispečerskog centra NOSBiH nije bilo u mogućnosti da reaguje i spriječi kolaps sistema jer su se promjene dešavale veoma brzo a uklopno stanje mreže NOSBiH u trenutku nastanka poremećaja nije uticalo na konačni ishod događaja, što će se kasnije i dokazati kroz brojne analize i finalni izvještaj ENTSO-e. To sve je imalo za posledicu preopterećenje dalekovoda i potpuni naponski slom u regiji, odnosno na području BiH, Crne Gore, Albanije i dijela Hrvatske (Dalmacija).

3.1 Hronologija događaja

Prvi ispad u nizu događaja jeste ispad 400 kV dalekovoda Podgorica 2- Ribarevine u 12:09:16 h pri opterećenju od 25,1 %. U tom trenutku u regiji odgovornosti CGES-a zabilježen je propad 400 kV napona u TS Podgorica 2 za 10 kV, 6 kV u 220 kV mreži za i 3 kV u 110 kV mreži, što je izazvalo promjenu položaja preklopki na transformatorima 110/x kako bi se održao konstantan napon sa sekundarne strane (izvor analiza ENTSO-e).

U mreži NOSBiH nije bilo bitnijih promjena u naponskim prilikama izuzmajuci TS Mostar 4 gdje je zabilježena promjena 2 kV na 220 kV sabirnicama pri čemu je regulaciona preklompka u automatskom modu reagovala za jedan korak.

Takođe u BiH zabilježene su manje promjene tokova aktivne snage na pojedinim dalekovodima 400 i 220 kV mreže što ni u kom slučaju nije moglo naslutiti poremećaju koji će se desiti.

U 12:21:33 h dolazi do ispada 400 kV dalekovoda Kardia-Zemblak (IPTO-OST) pri opterećenju 66,84 % (izvor analiza ENTSO-e) nakon čega napon naglo opada kada nastaje i niz kaskadnih ispada zbog preopterećenja prema redosledu datom u tabeli:

Tabela V: redosljed ispada dalekovoda u regiji, naponski nivoi, vrijeme ispada kao i regulaciona kontrolna oblast u kojem se nalazi dalekovod

Br.	Naponski nivo (kV)	TSO1	TSO2	Dalekovod	Vrijeme (h:min:sec) CET
1	400	CGES	CGES	Ribarevine-Podgorica 2	12:09:16:213
2	400	OST	IPTO	Zemblak-Kardia	12:21:33:200
3	220	OST	KOSTT	Fierze-Prizren	12:21:44:000
4	220	CGES	CGES	Podgorica 1-Mojkovac	12:21:45:774
5	500	IT	CGES	Monita DC Cable	12:21:51:446
6	220	NOSBiH	CGES	Sarajevo-Piva	12:22:06:012
7	220	HOPS	HOPS	Brinje-Padene	12:24:21:587
8	220	NOSBIH	NOSBIH	Prijedor 2-Jajce2	12:24:22:341
9	400	NOSBIH	NOSBIH	Ugljevik-Tuzla 4	12:24:22:350
10	220	OST	OST	Titan-Tirana1	12:24:23:000
11	220	HOPS	NOSBIH	Međurić-Prijedor	12:24:23:089

12	220	HOPS	NOSBIH	Đakovo-Gradačac	12:24:23:959
13	220	HOPS	NOSBIH	Đakovo-Tuzla	12:24:23:959
14	220	OST	OST	Fierze-Peshqesh	12:24:24:000
15	220	NOSBIH	CGES	Trebinje-Perucica	12:24:26:579
16	220	NOSBIH	NOSBIH	Trebinje-Hodovo	12:24:26:579
17	220	NOSBIH	NOSBIH	Trebinje-Mostar 3	12:24:26:583
18	220	NOSBIH	HOPS	Trebinje-Plat	12:24:26:593
19	220	NOSBIH	NOSBIH	Trebinje-Bihać 1	12:24:27:694
20	220	OST	OST	Fierze - Koman	12:24:28:000
20	220	OST	OST	Fierze - Fang	12:24:28:000

**U trenutku nastanka poremećaja u regulacionoj oblasti NOSBiH bili su isključeni dalekovodi:*

- DV 400 kV Tuzla – Višegrad (razlog visoki naponi)
- DV 220 kV Prijedor – Sisak (planirani radovi)

Zbog bolje ilustracije na slici III prikazan je vizuelni prikaz redoslijeda ispada dalekovoda u regiji sa numeracijom i naznakom za predhodno isključene vodove zbog održavanja ili nekog drugog razloga. Vodovi su prikazani različitim bojama i slovnim oznakama:

M- Redovno održavanje vodova (vod van pogona)

O-Ostali razlozi (vod van pogona)

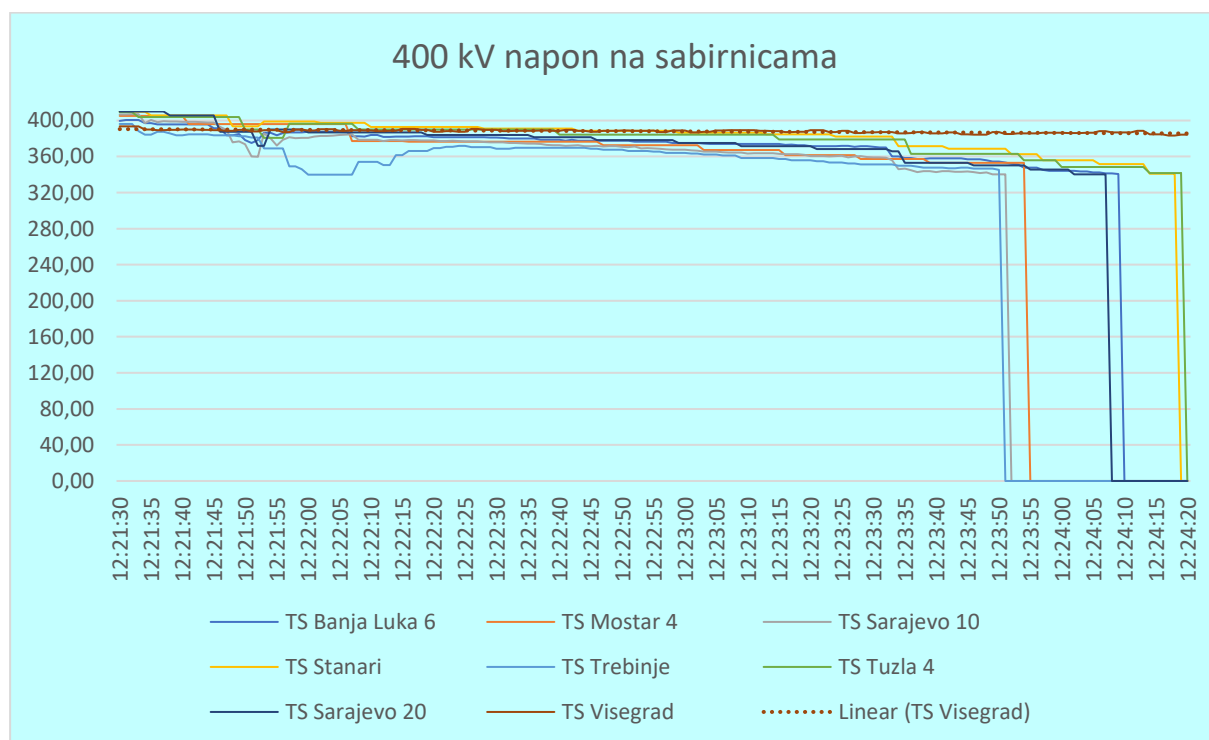
① - ②① - redoslijed ispada dalekovoda u regionu



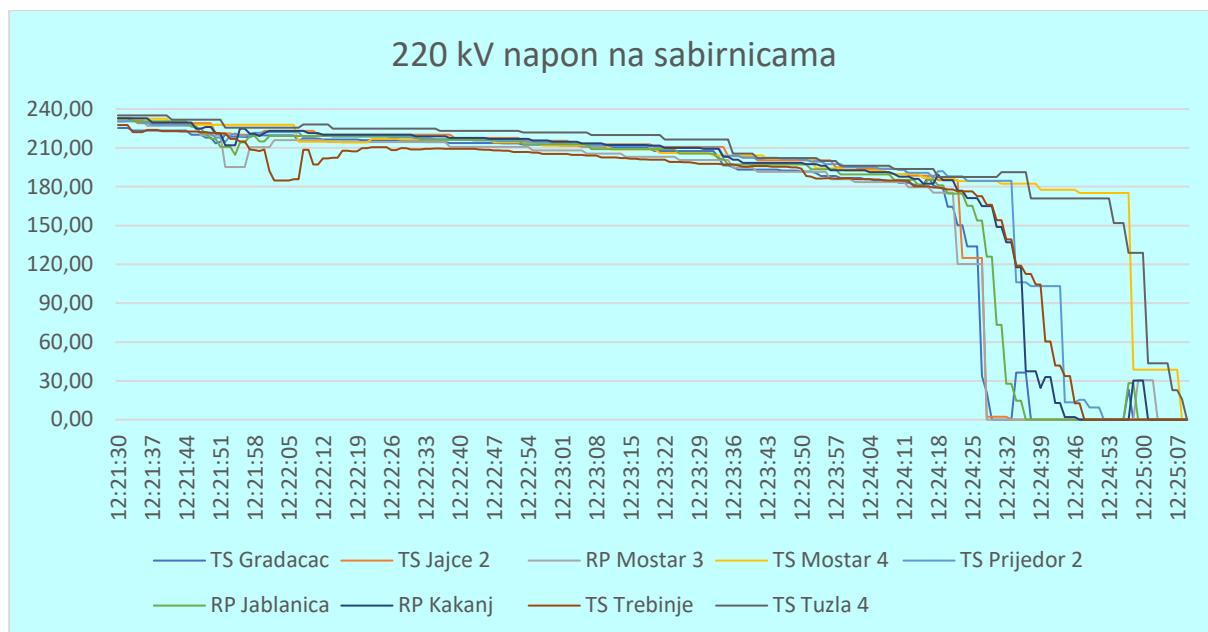
Slika III: geografski prikaz na karti jugoistočne Evrope sa redosledom ispada dalekovoda

3.2 Odziv EES BiH u trenutku nastanka poremećaja

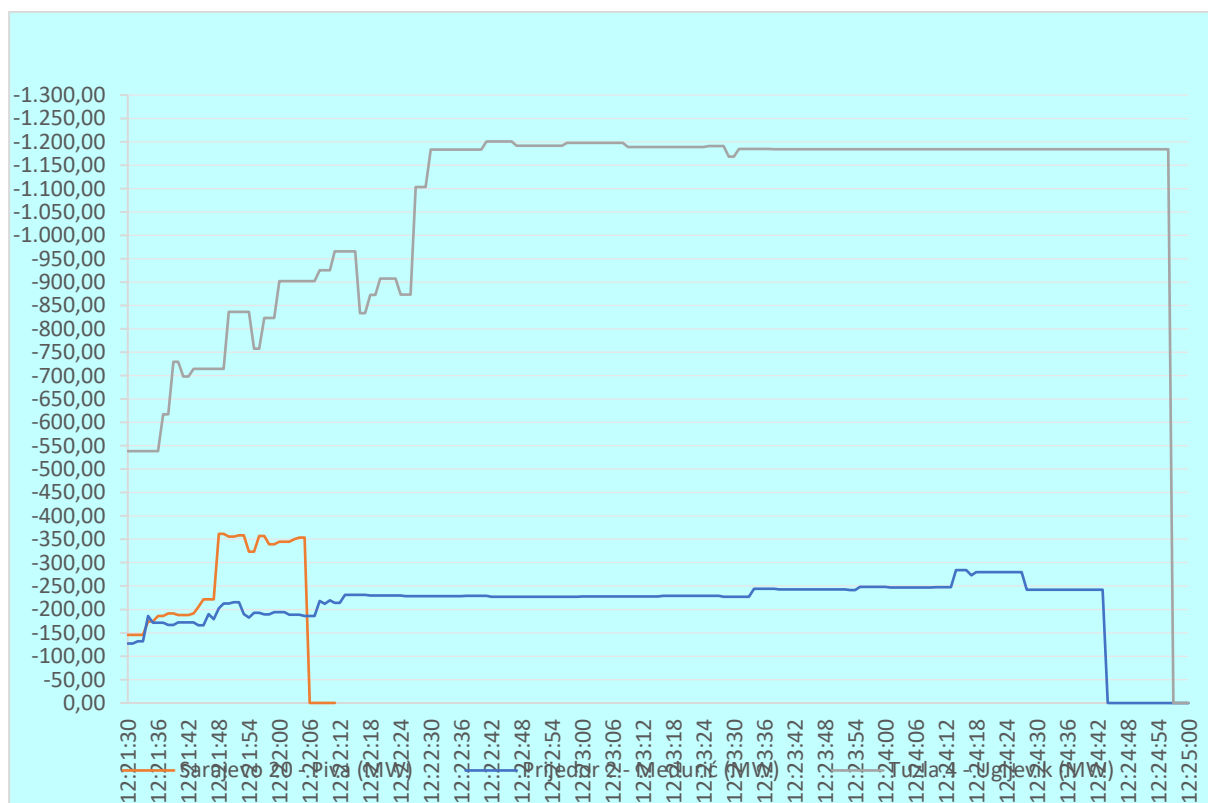
U trenutku ispada DV 400 kV dalekovoda Zemblak – Kardina (12:21:33) dolazi do većeg propada napona u mreži BiH posebno u južnom dijelu zemlje, blizu granice sa Crnom Gorom ,gdje se u TS Trebinje bilježi propad 400 kV napona u 12:22:01 h na 340 kV kao i propad napona u 220 kV mreži na 184,70 kV za isti period. Ispadom dalekovoda 220 kV Sarajevo 20 – Piva 12:22:06 h u EES BiH zabilježeno je značajno pomjeranje regulacionih preklopki za nekoliko položaja na transformatoru u Mostaru 4 220/110 kV, 150 MVA i nekoliko transformatora 110/X sve do tačke (koljena) brzog opadanja napona i potpunog naponskog sloma. Propad napona praćen je istovremeno naglim povećanjem tokova aktivne i reaktivne snage što je evidentirano neposredno prije naponskog kolapsa na SCADA-e sistemu NOSBiH. Kao podrška naponskom oporavku u EES sistemu u istim trenucima zabilježeni su odzivi regulatora na mnogim proizvodnim jedinicama, pri čemu su generatori proizvodili reaktivnu snagu (nadpobuđeni režim) do granice dinamičke stabilnosti. Na dijagramu odziva proizvodnih jedinica u vidu proizvodnje reaktivne snage primjetna je reakcija regulatora na generatorima u HE Dubrovnik G2 i TE Stanari i u 12:09:16 h (trenutak ispada 400 kV Ribarevine-Podgorica 2) kao posledica propada napona čime proizvodne jedinice, povećanjem proizvodnje reaktivne energije, nastaje kompenzovati novonastalu situaciju u sistemu. Dijagramima su dati naponi u važnijim tačkama EES BiH, tokovi aktivne snage na karakterističnim dalekovodima, te je prikazana proizvodnja reaktivne snage u trenucima kolapsa EES BiH.



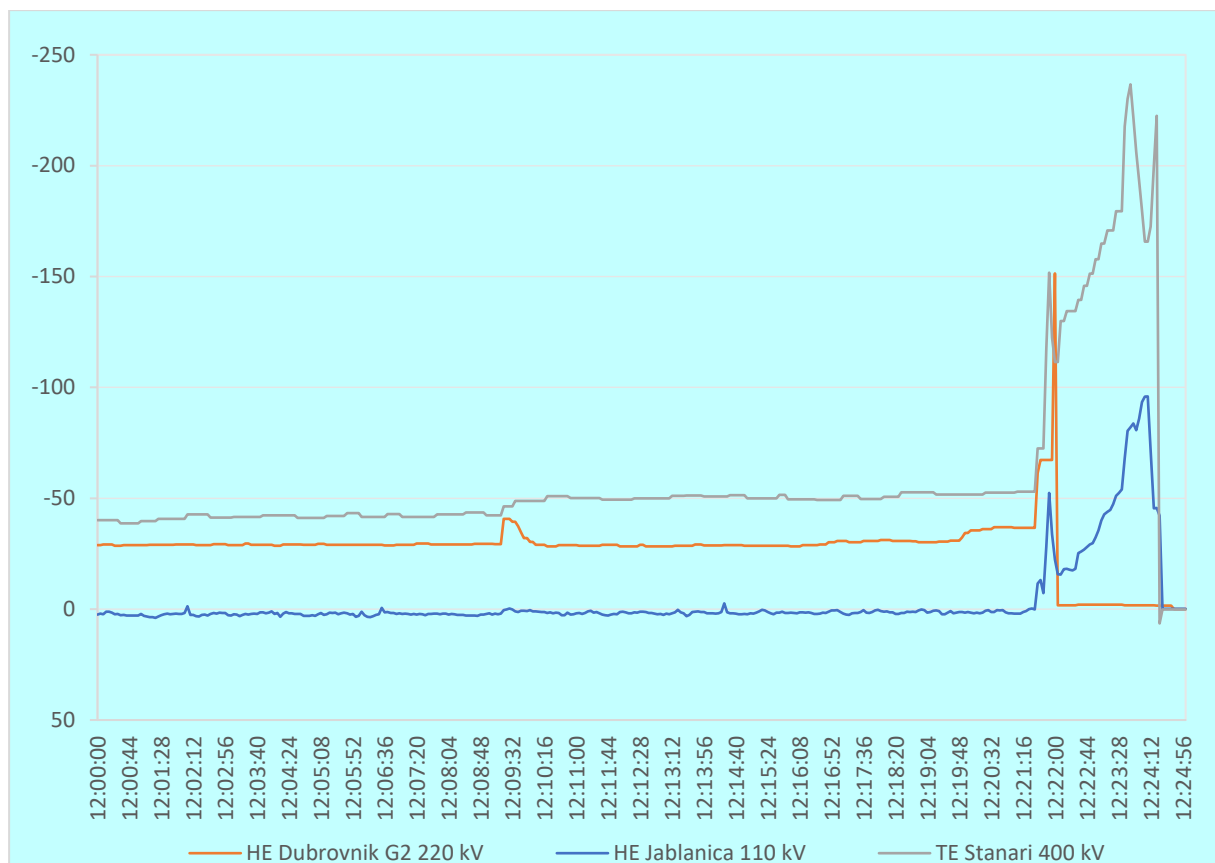
Dijagram I: Naponske prilike na 220 kV sabirnicama u trenutku nastanka poremećaja (SCADA-e NOSBiH)



Dijagram II: Naponske prilike na 220 kV sabirnicama u trenutku nastanka poremećaja (SCADA-e NOSBiH)



Dijagram III: Tokovi aktivne snage na vodovima u trenutku nastanka poremećaja (SCADA-e NOSBiH)



Dijagram IV: Odziv generatora u trenutku nastanka poremećaja (reaktivna snaga generatora na pragu elektrane, **induktivni režim**, podaci sa SCADA-e NOSBiH)

4 PROCES OBNOVE SISTEMA

Nakon poremećaja i totalnog black-out u pogledu potrošnje i proizvodnje u EES BiH, pristupilo se procesu restauracije. Proces restauracije (ponovnog uspostavljanja) elektrenergetskog sistema sastoji se od niza veoma složenih i koordinisanih akcija, koliko god je to moguće unaprijed pripremljenih, s ciljem ponovnog stavljanja sistema pod napon. Proces restauracije EES u slučaju raspada bazira se na dva glavna principa:

- ✓ Princip “odozdo – nagore” (“Bottom-up” principle),
- ✓ Princip “odozgo – nadole” (“Top-down” principle).

Koji od ova dva navedena pristupa obnove sistema će se primjeniti, u slučaju raspada, zavisi od postojeće situacije u sistemu (raspoloživost jedinica sa sposobnošću samopokretanja iz beznaponskog stanja i/ili jedinica sa sposobnošću rada na sopstvenom opterećenju, očekivanog trajanja oba načina restauracije, stanja napona u susjednoj mreži).

Obzirom na stanje u EES BiH i prisustvo napona na pojedinim interkonektivnim dalekovodima pristupilo se procesu restauracije koristeći princip “odozgo – nadole”.

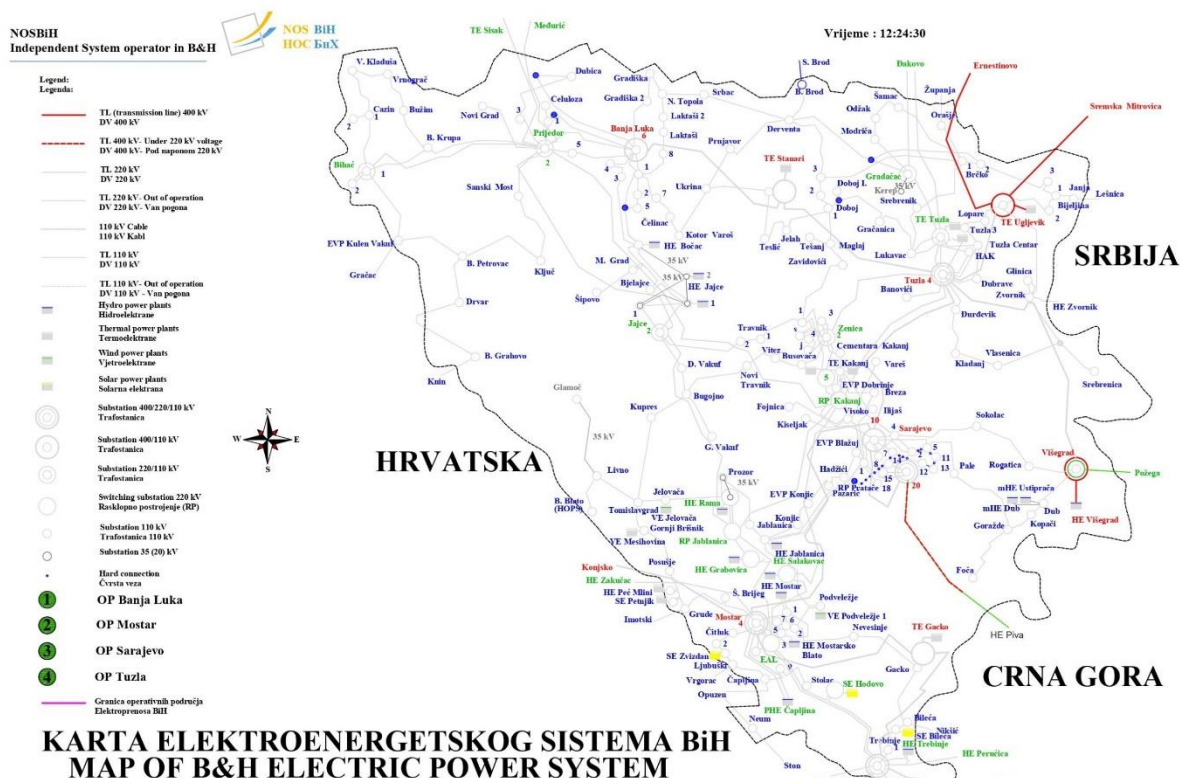
Sporazumima o radu prenosnih sistema (bilateralnim sporazumima potpisanim između susjednih sistema) definisana je obaveza međusobne pomoći prilikom restauracije sistema u jednom prenosnom sistemu. Sistem koji je stabilan i koji može pružiti neophodnu pomoć prilikom restauracije, pruža neophodnu pomoć prosljeđivanjem napona sistemu koji je poremećen.

Prilikom restauracije, prenosni sistem koji je doživio poremećaj, počinje energizaciju postrojenja prosljeđivanjem napona prioritarnim potrošačima, bolnicama, vodovima, termoelektranama kojima je neophodan napon za početak pripreme tehnoloških procesa neophodnih za ponovnu sinhronizaciju na mrežu generatora, prosljeđivanjem napona hidroelektranama koje mogu brzo da izvrše sinhronizaciju generatora na mrežu i obezbijede početne količine električne energije za napajanje potrošača električnom energijom, tehnološkim proizvodnim postrojenjima kojima je napon neophodan za sprečavanje veće štete na proizvodnim pogonima.

Sve navede aktivnosti se moraju kooordinisano obavljati vodeći računa o sigurnosti sistema koji pruža pomoć u procesu restauracije. Kako bi sistem koji pruža pomoć ostao stabilan, bez narušavanja parametara sistema, definisana su ograničenja po interkonektivnim dalekovodima preko kojih se pruža pomoć. Ograničenja se odnose na dozvoljene snage, kako aktivne tako i reaktivne snage na interkonektivnim dalekovodima, a ona iznose:

- za 400 kV: ograničenja odnosno dozvoljena opterećenja 200 MW/100 MVAR;
- za 220 kV: ograničenja odnosno dozvoljena opterećenja 100 MW/50 MVAR;
- za 110 kV: ograničenja odnosno dozvoljena opterećenja 50 MW/30 MVAR.

Na slici IV prikazano je stanje EES BiH nakon poremećaja, gdje možemo da vidimo da na pojedinim interkonektivnim dalekovodima imamo prisutan napon, i to na: DV 400 kV Ugljevik – Sremska Mitrovica, DV 400 kV Ugljevik – Ernestinovo, DV 220 kV Požega – Višegrad, DV 220 kV HE Piva – Sarajevo 20 i DV 110 kV Slavonski Brod – Brod.



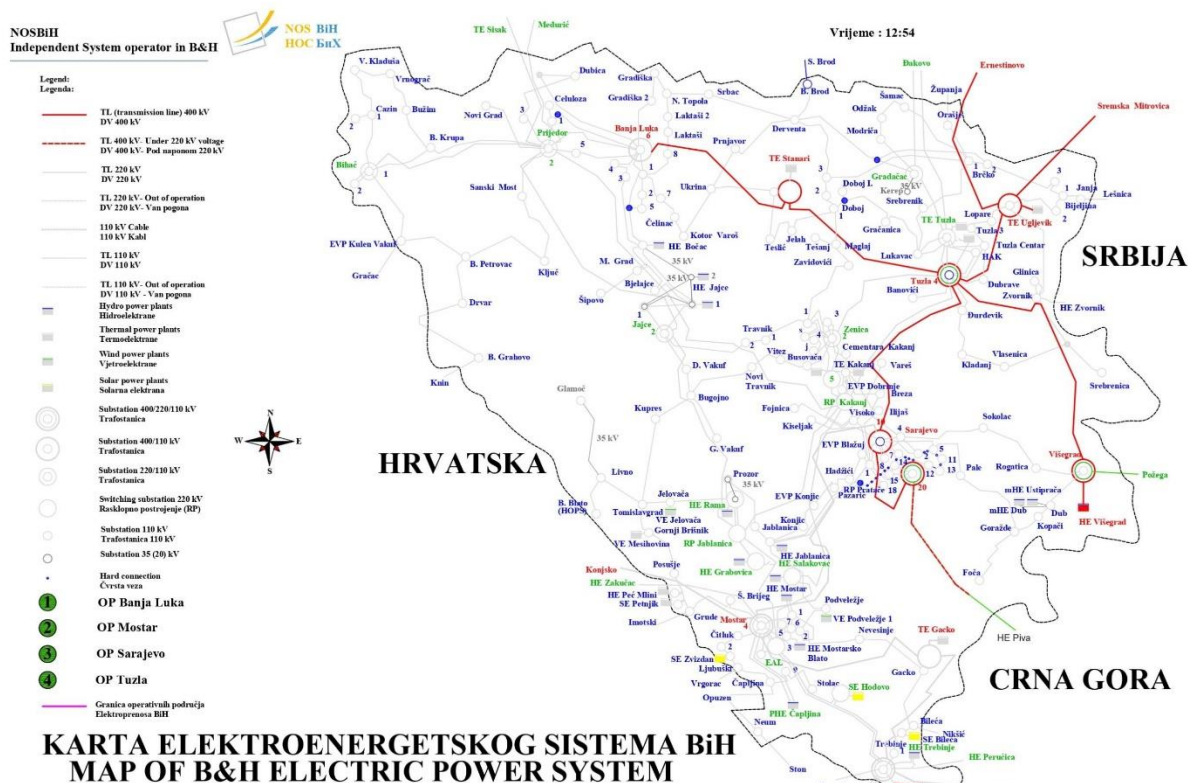
Slika IV: Trenutno stanje EES BiH u 12:24:30 nakon poremećaja

Prema Planu obnove EES BiH, dežurni uklopničari po pojavi beznaponskog stanja sabirnica (BNS) obavezni su da isključe sve prekidače, kako na dalekovodnim poljima tako i na transformatorskim poljima, pregledaju postrojenje i čekaju prijem napona i uputstva za dalje aktivnosti. Operativno osoblje DC NOSBiH, zbog brzine procesa restauracije, počinje proces obnove i uključanja dalekovoda bez izdavanja pisanih naloga (definirano Pravilnikom o radu DC NOSBiH).

Prvi energizirani dalekovod bio je DV 400 kV Ugljevik – Tuzla 4 čime su energizirane 400 kV sabirnice u TS Tuzla 4 i stvoreni preduslovi za dalje prosljeđivanje napona prema naponskim nivoima prema potrošačima, ali i prema tehnološki osjetljivim objektima kao što su TE Stanari, TE Tuzla. Obzirom na namjeru operatera da što prije počnu sa obnovom snabdijevanja krajnjih potrošača električnom energijom i potrebom za obezbjeđenjem početnih količina električne energije iz proizvodnih objekata, izvršena je sinhronizacija jednog generatora u HE Višegrad sa proizvodnjom u iznosu od 70MW. Nakon toga, operativno osoblje DC NOSBiH uključuje mrežni transformator 400/220kV u TS Sarajevo 20, čime se sabirnice 400kV u TS Sarajevo 20 dovode pod napon. U dogovoru sa kolegama iz dispečerskog centra CGES-a i potvrde da opterećenje po interkonektivnom dalekovodu DV 220 kV Sarajevo 20 – HE Piva neće biti veće od definisanih opterećenja u slučaju restauracije, 100 MW/50 MVar, kreće se dalje sa prosljeđivanjem napona prema TS 400kV Sarajevo 10 i zatvaranje dalje petlje prema TS Tuzla 4. Paralelno sa ovim manipulacijama, izvršeno je i uključanje DV 400 kV Višegrad – Tuzla 4, čime se omogućava prosljeđivanje proizvedene električne energije iz HE Višegrad u elektroenergetski sistem u BiH.

Dalje, uključuje se DV 400kV Tuzla 4 – Stanari, čime se omogućava snabdijevanje vitalnih potrošača u TE Stanari, kao i uključanje mrežnog transformatora 400/220 kV 400MVA u TS Tuzla 4. Prosljeđuje se 400kV napon prema TS Banja Luka 6, čime se stvaraju uslovi i za početak normalizacije snabdijevanja električnom energijom u regiji Banja Luka. Ovde moramo naglasiti da pojedine manipulacije usporavaju otežana komunikacija sa dežurnim uklopničarima u trafostanicama, kako zbog obaveze uklopničara na pregledu postrojenja (samo po jedan uklopničar u postrojenju) tako i zbog početka problema u komunikacijama. Naglašavamo da je TK sistem koji funkcioniše na SDH optičkom sistemu ostao stabilan i u punoj funkciji, međutim, u pojedinim trafostanicama nisu implementirane telefonske komunikacije putem optike i u tim postrojenjima dolazi do otkazivanja kako PTT telefonskih linije ali isto tako i početka problema u funkcionisanju mobilnih mreža. U 12:54 sati uključuju se mrežni transformatori 400/110kV 300MVA u TS Sarajevo 10 i transformator 220/110kV u TS Tuzla 4 čime se prosljeđuje napon na 110kV sabirnice u ove dvije trafostanice i omogućava dispečerskim centrima operativnih područja Tuzla i Sarajevo da prosljede napon do ključnih infrastruktura u ovim gradovima ali i sinhronog opterećenja potrošača, a sve u koordinaciji sa DC NOSBiH.

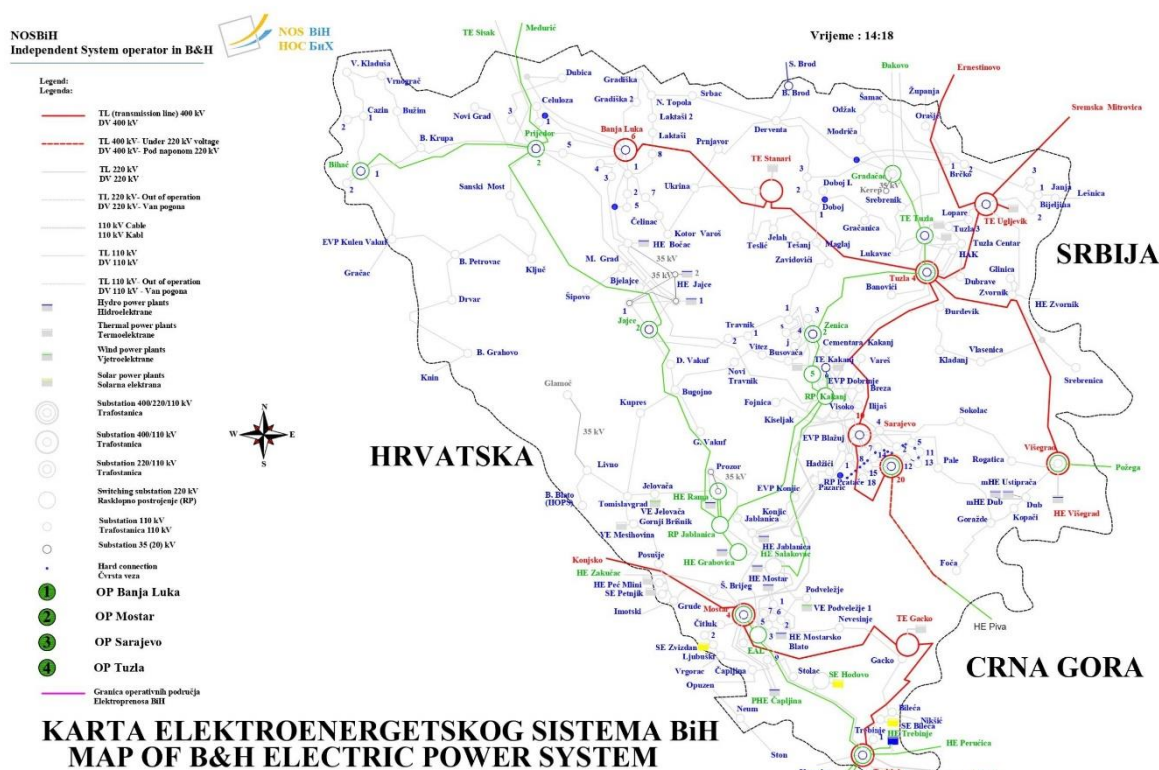
U 13:01 sati već imamo i potrošnju u iznosu od 11MW, uključen DV 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4 ali i zbog povišenih napona i djelovanja nadnaponske zaštite, ispad generatora u HE Višegrad. U ovom trenutku već je primjetan problem u komunikaciji sa dežurnim uklopničarima jer sam proces prosljeđivanja napona krajnjim potrošačima polako počinje da kasni u poređenju sa obnavljanjem 400 i 220 kV mreže.



Slika V: Trenutno stanje EES BiH u 12:54:00 sati

U međuvremenu, prosljeđen je 220kV napon na sabirnice u TS Prijedor 2 iz pravca Međurića, i dalje redom prosljeđen do TS Jajce 2 i RP Jablanica. Ove aktivnosti se prvenstveno rade sa ciljem omogućavanja energiziranja sabirnica u HE Rama, HE Grabovica i HE Salakovac. U 13:07 sati uključuju se mrežni transformatori 400/110kV, 300MVA u TS Banja Luka 6 kao i mrežni transformator 220/110kV, 150MVA u TS Jajce 2. Paralelno sa ovim aktivnostima, prosljeđen je napon 400kV do RP Gacko a sve u cilju obezbjeđenja mrežnog napona u TE Gacko (TE Gacko neposredno prije poremećaja i raspada imala pripremljene tehnološke procese i parametre, i generator bio spreman za sinhronizaciju na mrežu). Uključuje se i mrežni transformator 400/220kV u TS Mostar 4 ali zbog povišenih napona isti se morao isključiti (nemogućnost prosljeđivanja napona u TS Mostar 4 na 110kV sabirnice). Prosljeđuje se 220kV napon iz RP Jablanica prema RP Kakanj. U vremenskom intervalu od 13:13 do 13:17 sati uključuju se mrežni transformatori 400/110 kV u TS Sarajevo 20, u TS Ugljevik kao i mrežni transformator 220/110kV u TS Prijedor 2. U ovom trenutku, već je uključen priličan broj 110kV dalekovoda i energizirano 110/x kV transformatora i opterećenje u BiH u ovom trenutku iznosi 119MW. Na slici nisu prikazani 110kV dalekovodi koji su u pojedinim trenucima energizirani, oni će biti prikazani tokom prezentacije rada. Dalje se prosljeđuje 220kV napon prema HE Salakovac i HE Rama iz RP Kakanja i RP Jablanice. Zbog problema sa povišenim naponima u južnom dijelu EES BiH i nemogućnosti uključenja mrežnih transformatora u TS Mostar 4, isključuje se 400 kV dalekovodi RP Gacko – Mostar 4 i Mostar 4 – Sarajevo 10. Prosljeđuje se napon 220kV u TS Bihać 1 i uključuje se transformator 220/110kV u TS Bihać 1. U 13:33 sati u EES BiH opterećenje iznosi 269MW ali i proizvodnja u iznosu od 59MW (proizvodnja iz HE Jablanica). Obzirom da su kolege iz HOPS-a djelimično obnovile svoj prenosni sistem, u dogovoru prosljeđen je napon 400kV iz TS Konjsko u TS Mostar 4 a sve u cilju pokušaja obezbjeđenja 110kV napona u TS Mostar 4. Takodje, i TE Tuzla dobija 220kV napon kao i TS Zenica 2 i uključuje mrežnog transformatora 220/110kV u TS Zenica 2.

Dispečerskim akcijama i velikim naporima da se uključe mrežni transformatori (problem u gubitku rezervnog napajanja sekundarnih krugova u TS Mosatr 4) uključuje se mrežni transformator 400/110kV u TS Mostar 4 ali i prosljeđivanje 220 kV napona prema TS Trebinje (neophodnost prisustva napona u TS Trebinje kako zbog početka snabdijevanja krajnjih potrošača električnom energijom tako i zbog prosljeđivanja napona proizvodnim objektima koji su u trenutku raspada bili u pogonu, HE Dubrovnik G2 i HE Trebinje. U ovim trenucima dobijamo 220kV napon i po dalekovodu HE Perućica – TS Trebinje ali isti ne uključujemo u TS Trebinje zbog opreza i mogućnosti pojave većih tokova prema Hrvatskoj ili Crnoj Gori i potencijalnog opterećenja ovog dalekovoda. Stvaraju se uslovi i za uključenje 400kV linije od TS Mostar 4 do RP Gacko i dalje do TS Trebinje, čime ponovo TE Gacko dobija neophodan napon za snabdijevanje kritične infrastrukture u samoj elektrani. Nakon uključivanja transformatora 400/220kV u TS Trebinje, u 14:08 sati uključujemo transformator 220/110kV u TS Trebine ali i prosljeđivanje napona u HE Trebinje ali i TS Plat čime omogućavamo operativnom osoblju HOPS-a obnovu i energiziranje 110kV mreže u regiji Dubrovnika. U tom trenutku opterećenje u BiH dostiže vrijednost od 580MW. Daljim dispečerskim akcijama uključuje se redom 220kV prenosna mreža i u 14:18 sati uključujemo i mrežni transformator 220/110kV u TS Mostar 4 nakon promjene regulacionih preklopki, promjene topologije već obnovljene 110kV mreže iz pravca regije Sarajeva i stvaranja uslova za sinhronizaciju dva obnovljena 110kV ostrva. Ovim aktivnostima omogućavamo energiziranje kompletne 110kV mreže u BiH ali i obnovu skoro kompletnog 220k V i 400kV prenosnog sistema BiH (restauracija za nepunih 2 sata).



Slika VI: Trenutno stanje EES BiH u 14:18:00 sati

Nakon povećanja opterećenja i samim tim regulacije napona, stvaraju se uslovi i za uključenje posljednjeg internog 400kV dalekovoda, DV 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4 ali i uključenje prekograničnih dalekovoda 400kV Trebinje – Lastva i 220kV Trebinje – HE Perućica.

NOS BiH
Independent System operator in B&H

NOS BiH
HOC BiH

Vrijeme : 15:12

Legend:

- TL (transmission line) 400 kV
- DV 400 kV
- TL 400 kV: Under 220 kV voltage
- DV 400 kV: Pod naponom 220 kV
- TL 220 kV
- DV 220 kV
- TL 220 kV: Out of operation
- DV 220 kV: Van pogona
- 110 kV Cable
- 110 kV Kablo
- TL 110 kV
- DV 110 kV
- TL 110 kV: Out of operation
- DV 110 kV: Van pogona
- Hydro power plants
- Hidroelektrane
- Thermal power plants
- Termoelektrane
- Wind power plants
- Vjetroelektrane
- Solar power plants
- Solarna elektrana
- Substation 400/220/110 kV
- Transtacija
- Substation 400/110 kV
- Transtacija
- Substation 220/110 kV
- Transtacija
- Switching substation 220 kV
- Rasklopno postrojenje (RP)
- Substation 110 kV
- Transtacija 110 kV
- Substation 35 (20) kV
- Hard connection
- Cvrsta veza
- OP Banja Luka
- OP Mostar
- OP Sarajevo
- OP Tuzla
- Granica operativnih područja Elektroenergetik BiH

KARTA ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA BiH
MAP OF B&H ELECTRIC POWER SYSTEM

Kompletan prenosni sistem, u pogledu normalizacije snabdijevanja svih potrošača u BiH, završen je neposredno prije 16:00 sati gdje u tim trenucima konzum u BiH iznosi 1500MW ali i proizvodnja u iznosu od 584MW.

1165

5 ZAKLJUČAK

Adekvatnim dispečerskim akcijama koje podrazumjevaju podizanje sistema iz black-out stanja uz prisustvo vanjskog napona, a vodeći računa o dozvoljenom opterećenju na uključenim interkonektivnim dalekovodima, normalizuje se stanje u elektroenergetskom sistemu. Prilikom obnove prvenstveno se prosljeđivao napon prioritetnim potrošačima, bolnicama, vodovima, termoelektranama kojima je neophodan napon za početak pripreme tehnoloških procesa neophodnih za ponovnu sinhronizaciju generatora na mrežu, hidroelektranama koje mogu brzo da izvrše sinhronizaciju generatora na mrežu i obezbijede početne količine električne energije za napajanje potrošača električnom energijom. Resinhronizacija EES BiH i normalizovanje stanja u pogledu obnove prenosne mreže i uključanja mrežnih transformatora neophodnih za snabdijevanje električnom energijom krajnjih potrošača izvršena je u roku od cca 2 sata, u saradnji i koordinaciji sa dispečerskim centrima operativnih područja Elektroprenosa BiH. Kompletna obnova, kako prenosnog tako i distributivnog sistema, izvršena je za c.ca 3^{1/2} sata.

U poređenju sa rijetkim poremećajima ovog obima, možemo konstatovati da je obnova sistema izvršena u rekordnom vremenskom roku. Kao primjer, prema dostupnim podacima, možemo navesti poremećaj koji je 2003.godine pogodio Italiju gdje je operatoru prenosnog sistema trebalo 13 sati za obnovu prenosne mreže a znatno duže za obnovu snabdijevanja krajnjih potrošača. Takodje, poremećaj koji se desio u dijelu prenosnog sistema Turske tokom 2015.godine, uzrokovao je prekid napajanja krajnjih potrošača u vremenu od c.ca 6-7 sati.

Tokom procesa obnove sistema, najveći problem predstavljala je otežana komunikacija operativnog osoblja DC NOSBiH i dežurnih uklopničara u TS uzrokovana djelimičnim padom mobilne telefonije i infrastrukture telekom operatera. Drugi problem se ogledao u sporijem podizanju distributivnog sistema a samim tim i sporijem povećanju potrošnje u BiH, što je za posledicu imalo povišene napone u prenosnom sistemu i otežavajuću okolnost u samom procesu obnove prenosne mreže.

U narednom periodu potrebna je posvetiti više pažnje na koordinisanoj obuci oprativnog osoblja, aktivnijoj saradnji operatora prenosnih sistema i regionalnim koordinacionim centrima, međutim, navedena saradnja nije izostala ni prije ni tokom procesa restauracije prenosnih sistema nakon poremećaja.

Drugi problem koje je neophodno rješavati je problem regionalne koordinacije proračuna prenosnih kapaciteta sa akcentom na pokušavanje rješavanja velikih tranzitnih tokova koji se u velikom procentu razlikuju od planiranih razmjena u scheduling procesima. Poznato je da se prekogranični tokovi električne energije razlikuju od planiranih tokova, ali razlike koje dosežu i do dvostruko većih vrijednosti u realnom vremenu predstavljaju ozbiljene probleme u upravljanju prenosnim sistemima ali u procesima koordinacije isključenja dalekovoda.

Održavanje prenosne mreže mora imati daleko veći značaj nego u prethodnom periodu, kako u pogledu redovnih revizija opreme, zamjenom dotrajale opreme i ulaganjem značajnijih finansijskih sistema u rekonstrukciju postojećih dalekovoda sa ciljem povećanja prenosne moći, izgradnjom novih internih i prekograničnih dalekovoda u dijelu sistema u kojima se javljaju povećani tokovi ali sigurno i kvalitetnije održavanje trasa dalekovoda u pogledu prokresa rastinja, kako u trasi dalekovoda, tako i prokresa stabala koji su van trase dalekovoda ali imaju visinu kojom mogu ugroziti normalan rad i funkcionalnost dalekovoda.

6 LITERATURA

- [1] Plan odbrane EES BiH od velikih poremećaja
- [2] Plan obnove EES BiH
- [3] Mrežni kodeks
- [4] Grid Incident in South-East Europe on 21 June 2024 – final report (ENTSO-e)
- [5] Pravila za unutardnevnu dodjelu prekograničnih kapaciteta na granici regulacionih oblasti Nezavisnog operatora sistema u BiH (“NOSBiH”) i Crnogorskog elektroprenosnog sistema AD (“CGES”)
- [6] Dugoročni plan razvoja prenosne mreže 2021-2030. god.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.03)**C2.03****ANALIZA USLOVA OSTRVSKOG RADA MIKROMREŽA SA DISTRIBUIRANOM
PROIZVODNJOM U PROCESU BEZNAPONSKOG USPOSTAVLJANJA
ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA****ANALYSIS OF ISLANDED OPERATION CONDITIONS OF MICROGRIDS WITH
DISTRIBUTED GENERATION IN THE PROCESS OF BLACK START OF THE POWER
SYSTEM****Nevena Popović, Milan Đorđević, Željko Damljanović, Aleksandar Latinović, Željko
Đurišić***

Kratak sadržaj: U procesu dekarbonizacija proizvodnje električne energije i integracije intermitentnih obnovljivih izvora energije stabilnost elektroenergetskog sistema je jedan od glavnih tehničkih izazova. Prisustvo distribuiranih izvora energije, kao što su vetroelektrane, fotonaponske elektrane i elektrane na biomasu, sa jedne strane povećava rizik od raspada elektroenergetskog sistema, dok sa druge strane omogućava novi pristup u ponovnom uspostavljanju elektroenergetskog sistema. U ovom radu analizirana je mogućnost uspostavljanja ostrvskog rada mikromreže sa distribuiranim izvorom energije nakon beznaponskog stanja u prenosnoj mreži. Biće analiziran proces uspostavljanja i stabilizacije napona i frekvencije u ostrvskom radu mikromreže. Istraživanja će obuhvatiti modelovanje sistema i analize tranzijentnih procesa pri postepenom uspostavljanju stabilnog rada mikromreže sa promenljivim opterećenjem. Na osnovu sprovedenih analiza biće sagledani uslovi ostrvskog rada mikromreže sa zadatim opterećenjem, kao i mogućnosti pružanja pomoćne usluge participacije mikromreže u procesu resturacije prenosnog sistema u uslovima beznaponskog pokretanja. Sprovedene analize biće komentarisane i u svetlu unapređenja žilavosti elektroenergetskih sistema sa distribuiranom proizvodnjom kroz koncept uspostavljanja i hijerarhijskog organizovanja energetski samoodrživih mikromreža nakon raspada globalnog elektroenergetskog sistema.

Ključne reči: *Restauracija elektroenergetskog sistema, Ostrvski rad mikromreže, Žilavost elektroenergetskog sistema, Beznaponsko pokretanje*

Abstract: In the process of decarbonization electricity generation and integrating intermittent renewable energy sources, power system stability is one of the main technical challenges.

*Nevena Popović, Elektrotehnički fakultet, pn243357m@student.etf.bg.ac.rs

Milan Đorđević, Elektroprivreda Srbije AD, djordjevic.milan@eps.rs

Željko Damljanović, Institut Mihajlo Pupin - Automatika, zeljko.damljanovic@pupin.rs

Aleksandar Latinović, Elektroprivreda Srbije AD, aleksandar.latinovic@eps.rs

Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, djurisic@etf.rs

The presence of intermittent renewable energy sources, such as wind farms, photovoltaic power plants and biomass power plants, on one hand, increases the risk of power system collapse, while on the other hand, distributed generation enables a new approach to power system restoration. This paper analyzes the possibility of establishing islanded operation of a microgrid with a renewable energy source after a blackout in the transmission network. The process of voltage and frequency restoration and stabilization in the islanded operation of the microgrid will be analyzed. The research will include system modeling and transient process analysis during the gradual establishment of stable microgrid operation under variable load conditions. Based on the conducted analyses, the conditions for islanded operation of the microgrid with a given load will be assessed, as well as the potential for providing ancillary services through microgrid participation in the transmission system restoration process under black start conditions. The conducted analyses will also be discussed in the context of enhancing the resilience of the power system with distributed generation through the concept of establishing and hierarchically organizing energy self-sustaining microgrids following the collapse of the global power system.

Key words: *Power system restoration, Islanded operation of a microgrid, Resilience of power system, Black start conditions*

1 UVOD

Proces dekarbonizacije proizvodnje električne energije je usmeren ka permanentnom povećanju instalisanih snaga intermitentnih obnovljivih izvora energije, kao što su vetroelektrane i fotonaponske elektrane. Značajni kapaciteti ovih izvora se priključuju na distributivnu mrežu, koja je po pravilu slaba i izložena čestim poremećajima koji ugrožavaju stabilnost rada distribuiranih izvora, uključujući i elektrane sa stabilnom proizvodnjom, kao što su biogasne elektrane. Varijabilnost primarnog energenta (sunca i vetra), kao i pouzdanost distribuiranog generisanja, mogu ugroziti stabilnost rada prenosnog sistema i u kritičnim slučajevima dovesti do njegovog raspada.

Beznaponsko uspostavljanje elektroenergetskog sistema (engl. *Black Start*) predstavlja proces koji se inicira nakon delimičnog ili potpunog raspada elektroenergetskog sistema (EES), koji je okarakterisan kao HILP (*High Impact Low Probability*) [1], događaj sa vrlo malom verovatnoćom pojave, ali sa veoma velikim uticajem na kompletnu mrežu. Trenutne strategije beznaponskog uspostavljanja zasnivaju na korišćenju konvencionalnih generatorskih jedinica priključenih na prenosni sistem koje mogu obezbediti stabilno napajanje i potrebnu snagu za pokretanje sistema. S obzirom na aktuelne tendencije ka dekarbonizaciji i integraciji distribuiranih izvora električne energije, neophodno je razmotriti mogućnosti koje ove promene donose u pogledu pružanja pomoćnih usluga beznaponskog uspostavljanja sistema i ostrvskog rada. Mikromeže, kao autonomne energetske celine sa mogućnošću rada u ostrvskom režimu, mogu igrati značajnu ulogu u procesu uspostavljanja sistema. Upotreba mikromreža sa distribuiranim izvorima energije u procesu uspostavljanja sistema poboljšava njegovu fleksibilnost, stabilnost i žilavost [1], a pored toga može doneti značajne finansijske benefite i skratiti vreme potrebno za ponovno uspostavljanje normalnog rada. Ključni tehnički izazovi uključuju stabilnost napona i frekvencije i sinhronizaciju sa ostatkom mreže.

U ovom radu analiziran je proces uspostavljanja sistema pomoću mikromreže modelovane u softverskom alatu *DigSILENT PowerFactory*. Model obuhvata distribuirani izvor električne energije (npr. elektrana na biomasu) modelovan kao sinhroni generator sa pripadajućim modelima automatskog regulatora napona (AVR - *Automatic Voltage Regulator*), stabilizatora sistema (PSS - *Power System Stabilizer*), turbinskog regulatora (GOV) i sopstvenom potrošnjom potrebnom za rad elektrane. Cilj rada je da se ispita mogućnost ovakve mreže za beznaponsko pokretanje, sa posebnim naglaskom na uticaj turbinskog regulatora u održavanju stabilnosti sistema.

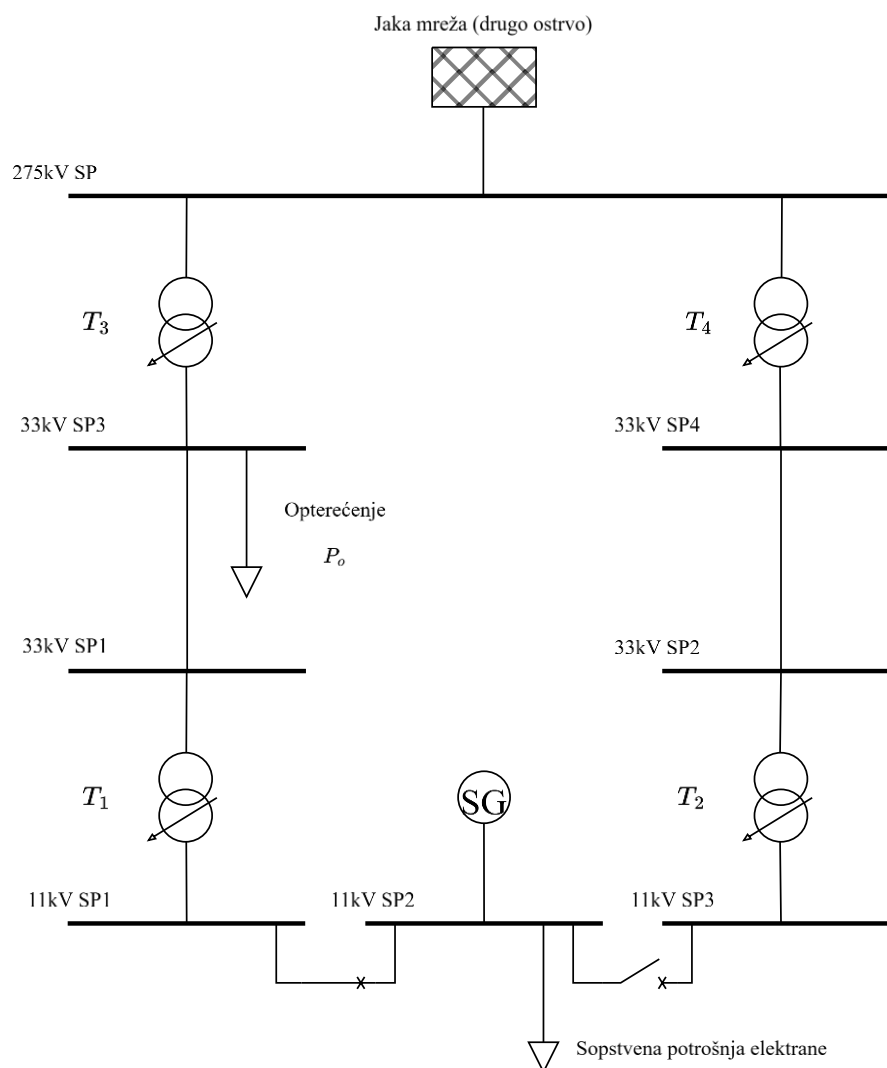
Rad je organizovan u 5 celina. Poglavlje 2 obuhvata opis modela mikromreže sa svim pripadajućim komponentama i modelovanim regulatorima. U poglavlju 3 objašnjena je metodologija simulacije sa opisom koraka beznaponskog pokretanja i uspostavljanja sistema. Takođe, analizirani su problemi koji se mogu javiti tokom pojedinih koraka, kao i načini njihovog prevazilaženja primenom adekvatnog regulatora. Četvrto poglavlje sadrži analizu dobijenih rezultata sa prikazom grafika najbitnijih veličina. U poslednjem poglavlju izneti su zaključci rada i istaknute su glavne prednosti primene ovakvog pristupa uspostavljanju EES.

2 OPIS MODELA MIKROMREŽE

2.1 Struktura modela

U cilju istraživanja mogućnosti uspostavljanja sistema sa distributivnog nivoa, napravljen je matematički model mreže u softverskom alatu *DigSILENT PowerFactory*. Razmatran je distribuirani izvor električne energije sa generatorom naznačene snage 72,5 MW i naznačenog napona 11 kV. Sopstvena potrošnja elektrane predstavljena je kao posebno opterećenje na generatorskim sabirnicama snage 6 MW. Za potrebe ovog rada, nije razmatran proces pokretanja elektrane, već se za početni trenutak uzima trenutak kada je generator dostigao naznačeni broj obrtaja i napojio sopstvenu potrošnju. Model sadrži sabirnice naponskih nivoa 11 kV, 33 kV i 275 kV koje su povezane odgovarajućim energetske transformatorima i kablovima/dalekovodima. Na sabirnicama 33 kV naponskog nivoa modelovano je opterećenje mikromreže koje se sekvencijalno povećava u koracima od 6 MW što omogućava ispitivanje odziva turbinskog regulatora. Model sadrži i model elektroenergetske mreže, drugog ostrva, čime je omogućeno modelovanje dva režima rada: ostrvski rad analizirane mikromreže i režim paralelnog rada mikromreže sa drugim ostrvom. Opisani simulacioni model prikazan je na

Sl. 1. Desna polovina mikromreže može biti iskorišćena kao rezerva za priključenje generatora na mrežu, pri čemu bi se opterećenje na sabirnicama 33 kV SP3 napajalo iz mreže. Takođe, ovaj deo mikromreže omogućuje implementaciju dodatnog izvora energije koji bi pružao podršku postojećem generatoru u procesu uspostavljanja sistema. Jedna od mnogobrojnih funkcionalnosti koje softverski paket *PowerFactory* nudi jeste i korišćenje već definisanih, standardnih modela iz biblioteke. Za modelovanje PSS i AVR su korišćeni standardni modeli: IEEE PSS2B, odnosno IEEE ST6B, respektivno, dok je turbinski regulator modelovan preko korisnički definisanog modela. U nastavku rada biće detaljnije opisan model turbinskog regulatora i njegovih parametara koji je implementiran pomoću DSL (*DigSILENT Simulation Language*).



Sl. 1: Struktura mikromreže modelovane za analizu procesa beznaponskog uspostavljanja sistema

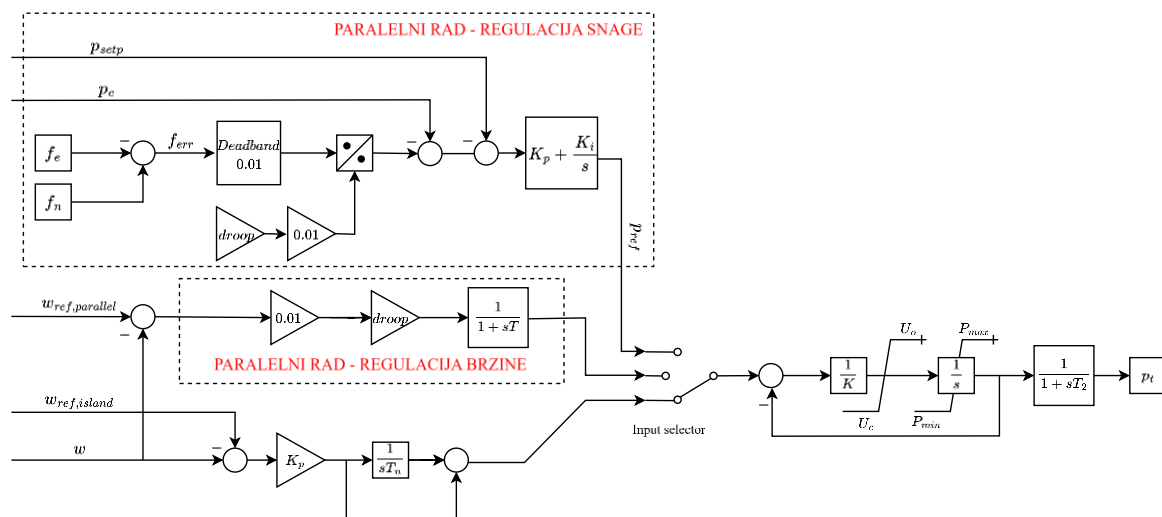
2.2 Turbinski regulator

Turbinski regulator je jedna od ključnih komponenti upravljačkih sistema generatora zadužena za kontrolu protoka radnog fluida kroz turbinu, a u cilju održavanja željene brzine rotora ili snage koju generator proizvodi [2]. U kontekstu uspostavljanja sistema, turbinski regulator ima nekoliko funkcija:

- da održava stabilnu frekvenciju inicijalno formiranog ostrva;
- da prilagodi proizvodnju snage promenljivom opterećenju ostrva;
- da omogući stabilno prebacivanje između ostrvskog i paralelnog režima rada pri sinhronizaciji sa drugim ostrvom;
- da omogući stabilan rad u paralelnom režimu rada kroz regulaciju snage.

U okviru modela turbinskog regulatora modelovane su tri regulacione strukture koje odgovaraju režimima rada:

- Izbor željenog radnog režima rada može se izvršiti pomoću *Input selector* bloka. Model regulatora je prikazan na Sl. 2. Za potrebe upravljanja mikromrežom u okviru ovog rada, korišćeni su radni režimi pod rednim brojevima 1) i 3). Detaljniji opisi regulacije aktivne i reaktivne snage mogu se pronaći u [3].



U slučaju rada u režimu regulacije brzine, na ulaz proporcionalno-integralnog (PI) regulatora dovodi se odstupanje brzine rotora od zadate vrednosti. Na izlazu regulatora dobija se položaj ventila koji teži da brzinu vrati na referentnu vrednost. Izlazna snaga turbine u ostrvskom režimu rada određena je funkcijom prenosa (1).

U režimu regulacije snage, na ulaz proporcionalno-integralnog (PI) regulatora dovodi se razlika snage generatora korigovane za odstupanje frekvencije od nominalne vrednosti i referentne vrednosti snage. Korekcijom merenja snage za vrednost odstupanja frekvencije od nominalne vrednosti modeluje se primarna regulacija učestanosti.

Kod ovakvog režima regulacije snaga agregata se povećava usled smanjenja frekvencije i obratno. Uobičajeno je da je primarna regulacija učestanosti aktivna tek kada odstupanje frekvencije pređe neku predefinisanu vrednost. Ovo se postiže tako što razlika izmerene i nominalne učestanosti prolazi kroz blok mrtve zone (*Deadband*). Nakon prolaska kroz blok mrtve zone, signal odstupanja frekvencije se deli zadatom vrednošću statizma čime se dobija potrebna modifikacija aktivne snage. Nakon poređenja sa referentnom (p_{setp}) aktivnom snagom, dobija se referenca za upravljanje ventilima turbine, tj. mehaničkom snagom turbine. U slučaju paralelnog rada sa beskonačno jakom mrežom i nominalnom vrednošću frekvencije, greška frekvencije bi postala jednaka nuli nakon prelaznog procesa, usled čega bi izlazna snaga u ustaljenom stanju bila jednaka zadatoj snazi.

Tab. 1 prikazane su usvojene vrednosti parametara regulatora. U slučaju paralelnog rada sa beskonačno jakom mrežom i nominalnom vrednošću frekvencije, greška frekvencije bi postala jednaka nuli nakon prelaznog procesa, usled čega bi izlazna snaga u ustaljenom stanju bila jednaka zadatoj snazi.

Tab. 1: Parametri turbinskog regulatora

Parametar	Vrednost	Jedinica
$droop$	5	%
K_p	5	r.j.
T_n	40	s
T_1	0,68	r.j.
T	0,02	s
T_2	2	s
U_o	-1	r.j. / s
U_c	1	r.j. / s
P_{min}	0	r.j.
P_{max}	1	r.j.
$mode$	0 – island, 1 – parallel (w), 2 – parallel (p)	

3 METODOLOGIJA SIMULACIJE

RMS simulacija u softveru *PowerFactory* omogućava analizu prelaznih pojava (trajanja od nekoliko sekundi do nekoliko minuta) u elektroenergetskom sistemu, čime se može ispitivati stabilnost napona i frekvencije, kao i rad regulacionih sistema. U ovom slučaju, simulacija je izvršena u cilju analize odziva generatora pri postepenom priključivanju opterećenja i kasnijem sinhronizovanju sa drugim ostrvom. Ovakav pristup omogućava detaljno praćenje odziva regulatora, uključujući automatski regulator napona i turbinski regulator, koji su ključni za održavanje stabilnog rada generatora u različitim režimima.

Simulacija se odvija u nekoliko ključnih koraka. Na početku, mikromreža radi izolovano, pri čemu generator napaja samo sopstvenu potrošnju elektrane. U sledećim koracima simulacije, u razmacima od po 20 s, sledi sekvencijalno priključivanje ostalih elemenata mikromreže. Najpre se uspostavlja napajanje 11 kV sabirnicom, a zatim transformatora T_1 . U 80. sekundi dolazi do priključenja dalekovoda DV 1, a 20 s nakon toga se pokreće priključenje tereta P_o .

Na svakih 200 s priključuje se po deo opterećenja snage 6 MW do dostizanja ukupne snage opterećenja od 18 MW. U završnoj fazi, mikromreža se sinhronizuje sa drugim ostrvom pri čemu se menja režim rada turbinskog regulatora u paralelni rad sa regulacijom snage.

U razmatranom slučaju je transformator T3 povezan kablovskim vodom 33kV kratke dužine, te Frantijev efekat tj. uticaj dalekovoda u praznom hodu na generisanje reaktivne energije u ovom slučaju nije bio izražen. U Tab. 2 je prikazan tok simulacije sa tačno definisanim koracima (događajima).

Tab. 2: Definisani koraci simulacije

	Događaj	
#1	Stavljanje pod napon sabirnica 11 kV	20
#2	Stavljanje pod napon transformatora T ₁	40
#3	Uključivanje u prazan hod DV1	80
#4	Priključenje opterećenja P _o	100
#5	Dodavanje dodatnog opterećenja	300
#6	Dodavanje dodatnog opterećenja	500
#7	Stavljanje pod napon transformatora T ₃	550
#8	Promena referentne vrednosti snage	600
#9	Sinhronizacija sa drugim ostrvom	630
#10	Promena režima rada regulatora	630
#11	Promena referentne vrednosti snage	900

Treba primetiti da generalna struktura turbinskog regulatora prikazana na Sl. 2 ne sadrži strukturu za promenu reference neaktivnog regulatora tzv. *tracking* vrednosti. Ukoliko regulacioni sistem ne bi imao implementirano praćenje referentne vrednosti u trenucima kada nije aktivan, može doći do naglih prelaza i oscilacija prilikom prelaska iz jednog u drugi režim rada. Kako u predmetnim analizama nije bio cilj detaljno modelovanje svih struktura turbinskog regulatora, već samo najuticajnijih, u cilju ispravnog prelaska iz jednog u drugi režim rada u model je dodat događaj promene setpointa aktivne snage kojim se referentna snaga turbine u trenutku sinhronizacije postavlja na vrednost koja je odgovara isporučenoj snazi pre sinhronizacije. Događaj u 900. sekundi služi kao primer promene reference snage u cilju ispitivanja odziva regulatora na promenu referentne vrednosti kada je regulator u režimu regulacije snage.

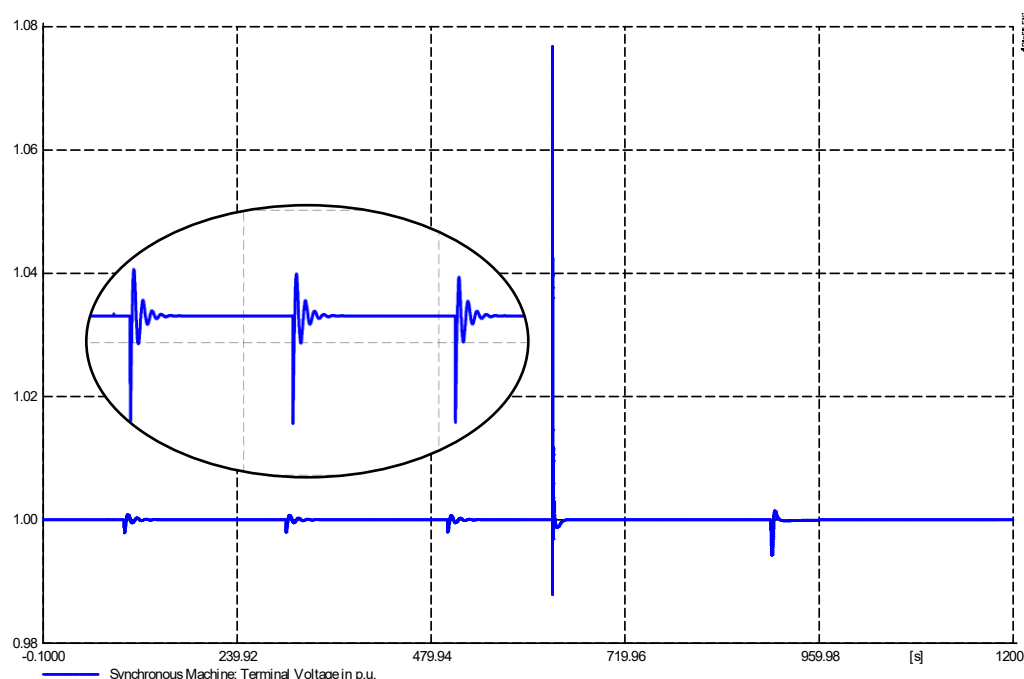
4 REZULTATI SIMULACIJE

Nakon simulacije uspostavljanja EES izvršena je analiza ključnih električnih veličina mikromreže tokom njenog rada u ostrvskom režimu i nakon sinhronizacije sa drugim ostrvom. U nastavku su prikazani rezultati analize napona, brzine, pobudne struje i snage turbine.

4.1 Napon na priključcima generatora

Na Sl. 3 prikazan je vremenski tok napona na priključcima sinhronog generatora tokom trajanja simulacije. U početnoj fazi rada, dok mikromreža funkcioniše u izolovanom režimu, napon na priključcima generatora održava se na približno konstantnoj vrednosti od 1 r.j. Ova stabilnost se postiže zahvaljujući regulatoru napona (AVR), koji održava napon generatora na postavljenoj vrednosti.

Sa grafika se mogu videti kratkotrajni propadi napona koji su uzrokovani povećavanjem opterećenja, te konačnom brzinom odziva regulatora i generatora. Sinhronizacijom mikromreže sa drugim ostrvom dolazi do porasta napona, što je posledica struje izjednačenja prilikom sinhronizacije. Važno je napomenuti da model ne sadrži model funkcije sinhronizatora, usled čega se sinhronizacija ne izvršava u najpovoljnijem trenutku. Nakon kratkotrajnih oscilacija, napon se stabilizuje, čime se potvrđuje ispravan rad automatskog regulatora napona generatora. U 900. sekundi se takođe dešava manji propad napona koji je posledica smanjenja snage turbine.



Sl. 3: Napon na priključcima generatora

4.2 Dinamički odziv brzine i pobudne struje generatora

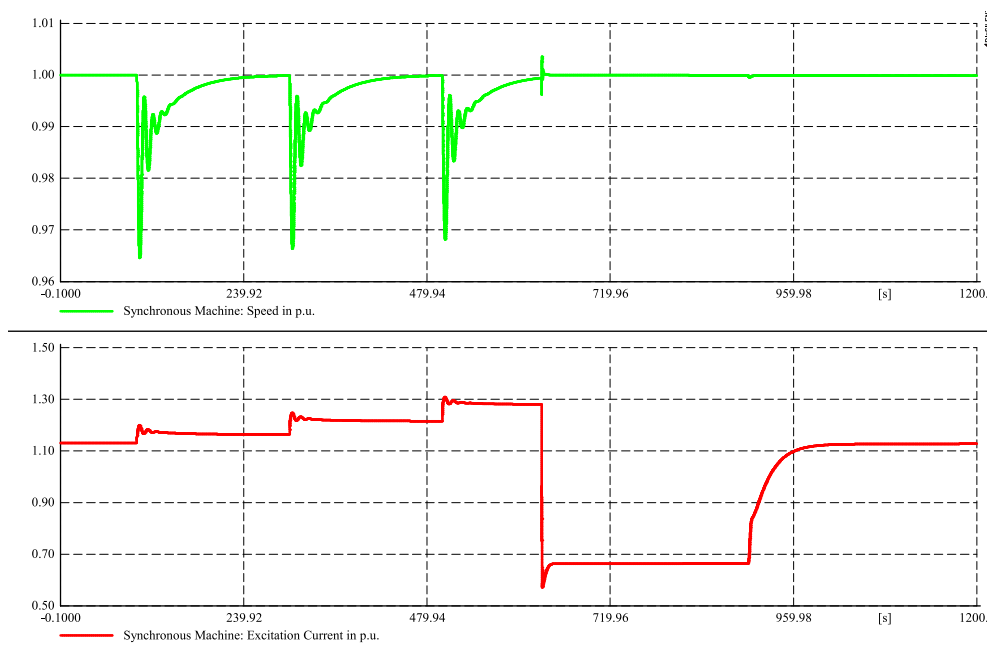
Na Sl. 4 **Error! Reference source not found.** prikazane su promene brzine i pobudne struje sinhronog generatora tokom simulacije. U inicijalnoj fazi rada, brzina generatora ostaje približno konstantna, u skladu sa modom rada turbinskog regulatora. Brzina generatora od 100. sekunde ispoljava prigušene oscilacije usled promene opterećenja. Kada dolazi do povećanja opterećenja, brzina rotora privremeno opada zbog povećanog momenta opterećenja na osovini. Turbinski regulator prepoznaje ovu promenu i povećava dotok pare kako bi kompenzovao gubitak energije, čime se brzina postepeno vraća na referentnu vrednost. Nakon sinhronizacije sa drugim ostrvom, javljaju se oscilacije brzine rotora, koje se postepeno prigušuju dok se sistem ne stabilizuje na sinhronoj brzini drugog ostrva koje je jaka mreža. Ove oscilacije su posledica usklađivanja frekvencije mikromreže sa frekvencijom mreže, a

njihovo uspešno prigušenje potvrđuje efikasnost primenjenog regulatora. Nakon 900. sekunde simulacije može se primetiti trend linearnog opadanja brzine generatora koji je posledica opadanja brzine mreže. Naime, u softverskom alatu *PowerFactory*, mreža je modelovana kao sinhroni generator sa podesivom inercijom (u ovom slučaju, ta inercija je mnogo veća od inercije generatora u mikromreži) i sa konstantnom mehaničkom snagom. Dakle, mreža koja bi trebalo da bude beskonačno jaka sa konstantnom frekvencijom, ponaša se kao generator koji isporučuje električnu snagu na račun kinetičke energije akumulisane u obrtnoj masi jako velike inercije.

Na osnovu diferencijalne jednačine za obrtno kretanje (2), može se zaključiti da se brzina odnosno frekvencija takvog sistema menja kada god postoji debalans snaga i nakon dovoljno dugo vremena postojanja tog debalansa bi brzina dostigla nultu vrednost.

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_m - M_e \quad (2)$$

Pobudna struja generatora se pri ostrvskom radu mikromreže menja skokovito u trenucima kada dolazi do promene opterećenja. Promene pobudne struje su relativno male, s obzirom na to da je opterećenje generatora čisto aktivno u ovim režimima. Nakon sinhronizacije mikromreže sa drugim ostrvom, dolazi do smanjenja pobudne struje, što je posledica razmene reaktivne snage između mreža. Tok reaktivne snage je od drugog ostrva ka mikromreži, usled čega je generator potpobuđen, tj. potrebna mu je manja pobudna struja za održavanje naznačenog napona na priključcima. Regulator pobude uspešno reaguje na sve poremećaje, što je očigledno na osnovu odziva napona prikazanog na Sl. 3 u prethodnom odeljku.



Sl. 4: Brzina rotora i pobudna struja generatora

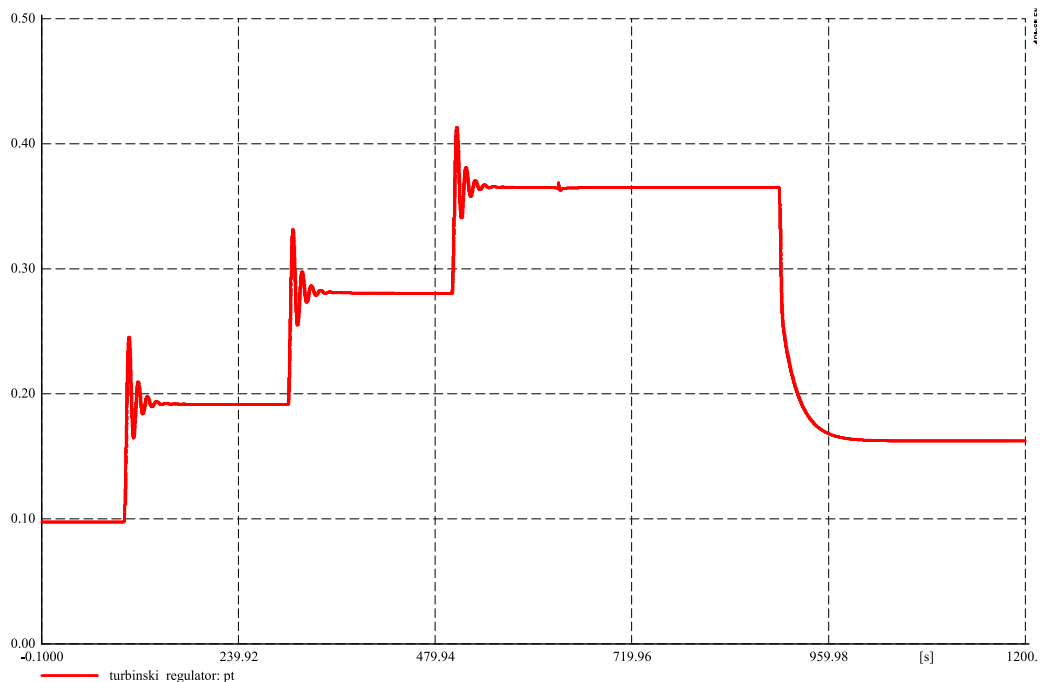
4.3 Analiza snage turbine

Na Sl. 5 prikazana je promena aktivne snage turbine tokom trajanja simulacije. Pri izolovanom radu, snaga koju generator proizvodi pokriva isključivo sopstvenu potrošnju. Sekvencijalno povećavanje opterećenja dovodi do proporcionalnog povećanja aktivne snage, pri čemu se mogu uočiti prigušene oscilacije nakon svakog priključivanja novog opterećenja.

U trenutku sinhronizacije sa drugim ostrvom, snaga na priključcima generatora blago opada usled nepovoljnog trenutka sinhronizacije, čime se povećava razlika između zadate i merene snage generatora. U cilju dostizanja željene vrednosti snage, turbinski regulator kratkotrajno povećava snagu turbine, nakon čega snaga turbine dostiže novu ustaljenu vrednost. U 900. sekundi uočava se pad snage turbine koji je posledica promene referentne snage na 10 MW. Referentna snaga turbine u režimu regulacije može se, na osnovu dijagrama na Sl. 2, izraziti kao

$$P_{ref} = \left(K_p + \frac{K_i}{s} \right) (P_{setp} - P_e + k \Delta f), \quad (3)$$

gde su P_{setp} i P_e zadata i merena vrednost snage generatora, Δf odstupanje učestanosti od nazivne vrednosti, K_p i K_i parametri PI regulatora snage generatora i k parametar statizma primarne regulacije učestanosti. U skladu sa jednačinom (3), vrednost snage generatora pri radu na beskonačno jakoj mreži i nazivnoj vrednosti učestanosti bila bi jednaka zadatoj vrednosti. Imajući u vidu da inercija ostrva nije beskonačna, već da ima konačno veliku vrednost, brzina mreže kontinuirano opada, dok se snaga turbine jako sporo, ali monotono povećava usled uvećavanja odstupanja frekvencije Δf . U realnim sistemima bi se vrednosti snage turbine i izlazne snage generatora ustalile na konstantnim vrednostima delovanjem turbinskih regulatora. Kako je uočeni trend porasta snage turbine zanemariv i kako je posledica ograničenja primenjenog modela, sa stanovišta modelovanog procesa može se konstatovati da su sinhronizacija mikromreže sa drugim ostrvom i regulacija snage izvršeni uspešno.



Sl. 5: Snaga turbine

5 ZAKLJUČAK

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da mikromreža sa distribuiranom proizvodnjom, uz implementirane regulacione mehanizme kao što su automatski regulator napona (AVR), stabilizator sistema (PSS) i turbinski regulator (GOV), predstavlja tehnički izvodljivo rešenje za realizaciju procesa beznaponskog uspostavljanja elektroenergetskog

sistema. Detaljno modelovanje i simulacija u softverskom okruženju *PowerFactory* pokazali su da je sistem sposoban da održi stabilnost napona i frekvencije tokom ostrvskog rada, kao i prilikom postepenog priključenja opterećenja i kasnije sinhronizacije sa drugim ostrvom. Uočeno je uspešno prigušenje tranzijentnih oscilacija, što ukazuje na efikasnost primenjene regulacije u različitim režimima rada. Posebno je značajno to što ovakve mikromreže, osim autonomnog rada, imaju potencijal za pružanje pomoćnih sistemskih usluga u širem kontekstu restauracije sistema, čime se povećava fleksibilnost celokupnog elektroenergetskog sistema. Mikromreže sa distribuiranim izvorima energije doprinose unapređenju žilavosti sistema – sposobnosti sistema da se održi ili brzo povрати u stabilno operativno stanje nakon ozbiljnih poremećaja, kao što su masovni ispadi ili potpun kolaps mreže.

EES u budućnosti treba formirati kao fizički spoj hijerarhijski strukturisanih energetske samoodrživih mikromreža. Ovaj koncept obezbeđuje da se raspadom prenosnog sistema formiraju mala ostrva koja funkcionišu nezavisno i da restauracija sistema počiva na njihovoj ponovnoj sinhronizaciji. Ovakav koncept sistema ima visoku žilavost jer se raspadom integralnog sistema stvaraju nezavisni podsistemi koji su funkcionalni i obezbeđuju snabdevanje potrošača električnom energijom. Žilavost se u ovom kontekstu ne ogleda samo u otpornosti na poremećaje, već i u sposobnosti decentralizovanog delovanja, lokalne proizvodnje i kontrole, kao i fleksibilnog povezivanja i odvajanja od glavne mreže u zavisnosti od trenutnih uslova.

S obzirom na masovnost i prostornu propagaciju fotonaponskih izvora u distributivnim mrežama, kao pravac daljih istraživanja predlaže se analiza mogućnosti i uslova učešća ovih izvora u procesu restauracije sistema. Očekuje se da prisustvo fotonaponskih izvora u distributivnoj mreži u paralelnom radu sa sinhronim generatorom može dodatno rasteretiti glavni generator, kako u pogledu aktivne, tako i u pogledu reaktivne podrške sistemu, čime bi se omogućila još brža i efikasnija restauracija sistema u realnim eksploatacionim uslovima, uz istovremeno smanjenje emisija ugljen dioksida i povećanje energetske održivosti. Dodatna istraživanja mogu uključiti i optimizaciju koordinacije regulatora u mikromreži sa više izvora, kao i razvoj naprednih algoritama za automatsku sinhronizaciju sa mrežom. Takođe, potrebno je sagledati i mogućnost i tehničke uslove izolovanog rada i snihronizacije distributivnog sistema koji nema obrtne generatore priključene na mrežu.

Treba napomenuti, da proces restauracije sistema zahteva uspostavljanje i frekvencijske i naponske stabilnosti, u tom pored regulacije aktivnih snaga, treba imati u vidu da obnovljivi izvori energije, kao što su fotonaponske elektrane i vetroelektrane, mogu pružati i značajnu reaktivnu podršku, koja je nepohodna za održavanje naponske stabilnosti kako unutar izolovanih mikromreža, tako i nakon sinhronizacije sa prenosnom mrežom u procesu restauracije elektroenergetskog sistema.

6 LITERATURA

- [1] Nordic Energy Research, Nordic Energy Islanding - Resilience and Blackout Restoration in the Nordic Power System, 2024, <https://www.neso.energy/document/191636/download>
- [2] Woodward Inc., Governing Fundamentals, Fort Collins, CO, USA, 2003, <https://www.pbm.hr/media/1101/woodward-governing-fundamentals.pdf>
- [3] Kundur, P. (1994), Power System Stability and Control, McGraw-Hill

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.04)**C2.04****PROCEDURA ZA KRITIČNE SITUACIJE U MREŽI U REGIONU JUGOISTOČNE
EVROPE****PROCEDURE FOR CRITICAL GRID SITUATIONS IN SOUTH-EAST EUROPE****Andrijana Prešić, Kristina Janošević***

Kratak sadržaj: Procedura za kritične mrežne situacije u regionu Jugoistočne Evrope (u daljem tekstu ‘Procedura’) je kreirana i odobrena od strane TSO-a Jugoistočne Evrope 2017. godine. Godine 2020. osnovan je još jedan RCC u JIE regionu, Selene CC koji je 2022. kreirao proceduru za kritične mrežne situacije za svoje korisnike usluga. Tako je region JIE dobio dve procedure za kritične mrežne situacije koje su se delimično preklapale po svom sadržaju. Potom su Selene CC i SCC usvojili ideju da region JIE ima zajedničku proceduru za kritične mrežne situacije. U decembru 2024. TSO-i Jugoistočne Evrope, koji su odobrili Proceduru iz 2017., su usvojili ideju o ažuriranju postojeće Procedure i o uključivanju Selene CC u istu. Pored potrebe za uključivanjem Selene CC u Proceduru, došlo je i do promene drugih okolnosti koje utiču na Proceduru što zahteva ažuriranje inicijalne verzije Procedure. U radu će biti opisani glavni elementi obnovljene Procedure iz 2017: akteri i njihova zaduženja, trigeri za pokretanje Procedure, proces koordinacije tokom kritične mrežne situacije, pisanje izveštaja.

Ključne reči: *Kritične situacije u mreži, Procedura, Koordinacija, TSO, RCC*

Abstract: Procedure for Critical Grid Situation (CGS) in SEE region (hereinafter referred to as ‘Procedure’) was created and approved by TSOs from SEE region in 2017. Selene CC was established in 2020 as a new RCC in SEE region, and implemented procedure for CGS for their service users in 2022. In that way SEE region had two procedures for CGS which partially overlapped in their content. Selene CC and SCC endorsed the idea that SEE region should have common procedure for CGS. In December 2024 SEE TSOs that approved Procedure from 2017 provided endorsement to revise the existing Procedure and to include Selene CC in it. Besides the need to include Selene CC in the Procedure, another input elements affecting the Procedure have changed what requests update of the initial version of the Procedure. In this Paper the main aspects of the renewed Procedure from year 2017 will be described: roles and responsibilities, triggers for Procedure’s activation, coordination process during CGS, reporting.

Key words: *Critical Grid Situation, Procedure, Coordination, TSO, RCC*

* Andrijana Prešić, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, andrijana.presic@scc-rsci.com
Kristina Janošević, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, kristina.janosevic@scc-rsci.com

1 UVOD

Procedura za kritične situacije u mreži u regionu Jugoistočne Evrope [1] (u daljem tekstu „Procedura“) je razvijena u saradnji SCC-a i EMS-a 2017. godine a potom je iste godine i odobrena od strane ostalih TSO-a Jugoistočne Evrope (JIE)¹ i susednih TSO-a². Procedurom su definisane uloge i odgovornosti aktera Procedure, „okidači“ za pokretanje Procedure, kao i sam proces koordinacije rada između TSO-a i RCC-a³ tokom kritičnih mrežnih situacija.

Od 2017. godine do danas, mnoge okolnosti koje su uticale na formiranje inicijalne verzije Procedure su se promenile, što je dovelo do potrebe za njenim ažuriranjem. Najpre, operativni procesi su vremenom unapređeni, pa sam način trigerovanja Procedure i njenog sprovođenja kako je opisano u inicijalnoj verziji nije u skladu sa današnjom operativnom praksom. Druga važna okolnost je osnivanje još jednog RCC-a u JIE regionu, Selene CC, koji je za svoje korisnike usluga (TSO-e Grčke, Bugarske i Rumunije) razvio sopstvenu proceduru za kritične situacije u mreži. Ovim je JIE region dobio dve procedure za kritične situacije koje su se delimično preklapale po svom sadržaju. Najzad, 2024. godine je razvijena *Cross-regional CGS Communication Procedure* [2] (u daljem tekstu „CR CGS procedura“) da bi se definisao zajednički proces komunikacije tokom kritičnih mrežnih situacija koje pogađaju više regiona.

Pod okriljem RCC Working Table (RWT) grupe, Selene CC i SCC su se složili da razviju zajedničku proceduru za kritične mrežne situacije koja bi se sprovodila u regionu JIE, i da se pritom pođe od Procedure koja je razvijena 2017. godine. Ideja o jedinstvenoj proceduri je predstavljena i TSO-ima JIE regiona koji su odobrili inicijalnu verziju Procedure iz 2017. godine i oni su ovu ideju podržali. Nakon toga je 3. februara 2025. godine osnovana radna grupa South East Europe Critical Grid Situation Working Group (SEE CGS WG) čiji je zadatak redovno ažuriranje Procedure.

U poglavlju 2 rada opisani su glavni aspekti CR CGS procedure koji se tiču koordinacije aktivnosti tokom kritične mrežne situacije, s obzirom na to da su oni primenjeni i u Proceduri za JIE region. U poglavlju 3 ukratko je opisana organizacija rada između 2 RCC-a JIE regiona, po pitanju preuzimanja odgovornosti za sprovođenje Procedure. U poglavlju 4 opisana je sama Procedura, akteri i njihova zaduženja, „okidači“ za pokretanje Procedure, kao i sam proces koordinacije tokom kritične mrežne situacije. Na samom kraju, u poglavlju 5, ukratko je opisano testiranje Procedure, a posle toga je dat zaključak rada.

2 KOORDINATOR TOKOM KRITIČNE MREŽNE SITUACIJE PREMA CR CGS PROCEDURI

Cross-regional Critical Grid Situation Working Group (CR CGS WG) je osnovana pod okriljem RCC Working Table (RWT) grupe. Prevladajući cilj grupe je da uspostavi harmonizovani proces komunikacije tokom kritičnih mrežnih situacija koje pogađaju više regiona za koje su nadležni različiti RCC-ovi. Ovaj proces komunikacije je definisan u formi već pomenute CR

¹ Misli se na TSO-e: CGES, EMS, ESO, IPTO, KOSTT, MEPSO, NOSBiH, OST, TEIAS, TRANSELECTRICA.

² Misli se na TSO-e HOPS i MAVIR.

³ Regionalni koordinatori sigurnosti (Regional Security Coordinator) – RSC-i locirani u zemljama Evropske Unije (EU) postaju 2022. godine Regionalni Koordinacioni Centri (Regional Coordination Center) – RCC-i, u skladu sa članom 35 Evropske regulative 2019/ 943. Kako se SCC nalazi u zemlji koja nije članica EU, on zadržava ulogu RSC-a. Međutim, zbog jednostavnosti, u ovom radu će se koristiti termin RCC, da bi se između ostalih RCC-a imenovao i SCC kao RSC.

CGS procedure [2]. Dva puta godišnje RCC-i održavaju trening na temu CR CGS procedure svim RCC-ima i TSO-ima na panevropskom nivou.

Kritične situacije u mreži mogu ugroziti prenosne sisteme više TSO-a, štaviše ovo je i očekivaniji scenario s obzirom na interkonektivnost elektroenergetskog sistema. TSO-i pogođeni kritičnom situacijom mogu biti deo jednog regiona i pod nadzorom jednog RCC-a ili mogu pripadati različitim regionima pa tako i pod nadzorom više RCC-a. Kritične mrežne situacije koje pogađaju više regiona su izazovnije sa aspekta koordinacije istih, s obzirom na to da svaki region ima svoju proceduru za kritične mrežne situacije. Jedan od ciljeva osnivanja CR CGS procedure je rešavanje ovog izazova, definisanjem harmonizovanog procesa komunikacije za slučaj kritičnih mrežnih situacija na granici regiona, koji je usvojen od strane svih RCC-ova.

Prema CR CGS proceduri, u slučaju kritične mrežne situacije koja pogađa više regiona (u daljem tekstu „kros-regionalna kritična mrežna situacija“) vođa koordinacije je RCC koji je odgovoran za najugroženiji TSO i on je imenovan kao RCC leader. Tokom kros-regionalne kritične mrežne situacije RCC leader je obavezan da poštuje pravila CR CGS procedure. Dakle, u slučaju kritične mrežne situacije koja pogađa JIE region ali i susedne regione, RCC leader može ali ne mora biti RCC iz JIE regiona, u zavisnosti od toga koji TSO je u datoj kritičnoj situaciji procenjen kao najugroženiji. U slučaju kritične mrežne situacije koja pogađa samo jedan region (u daljem tekstu „regionalna kritična mrežna situacija“) RCC koji je nadležan za dati region poštuje pravila svoje regionalne procedure.

Ažuriranjem Procedure za JIE region se nastojalo da ona bude primenjiva kako u regionalnim kritičnim situacijama, tako i u kros-regionalnim kritičnim situacijama, s obzirom na to da su u njoj uvažene odredbe CR CGS procedure. Dakle, u oba slučaja kada RCC JIE regiona vodi koordinaciju, bilo da je to tokom kritične mrežne situacije koja pogađa više regiona a najugroženiji TSO je iz JIE regiona, bilo tokom kritične mrežne situacije koja pogađa samo JIE region, RCC JIE regiona vodi koordinaciju u skladu Procedurom koja je predmet ovog rada.

3 ORGANIZACIJA RADA DVA RCC-A JIE REGIONA U SPROVOĐENJU PROCEDURE

Selene CC i SCC, kao RCC-i JIE regiona, preuzimaju odgovornost za sprovođenje Procedure poštujući unapred definisan četvoromesečni rotacioni princip. U skladu sa tim, Procedurom su uvedene uloge Main RCC i Back-up RCC (Procedura je pisana na engleskom jeziku pa su engleski termini zadržani i u radu). Selene CC i SCC preuzimaju uloge Main RCC-a i Back-up RCC naizmenično, sa četvoromesečnom učestanošću.

Ovo u praksi znači da odgovornost za izvršenje Procedure preuzima onaj RCC koji u trenutku aktiviranja Procedure ima ulogu Main RCC-a. Odgovornosti Main RCC-a i Back-up RCC-a, kao i ostalih aktera Procedure su definisane u sledećem poglavlju.

4 CGS PROCEDURA ZA JIE REGION

4.1 Uloge i odgovornosti definisane Procedurom

Akteri viđeni Procedurom su TSO-i i RCC-i JIE regiona, kao i dva susedna TSO-a, HOPS i MAVIR, i dva RCC-a nadležna za susedne TSO-e, TSCNET i Coreso respektivno. Trenutno je u toku uključivanje i drugih susednih TSO-a kao aktera Procedure: Ukrenerg, Moldelectrica i Terna. Za sprovođenje Procedure definisana je lista kontakata čiji su predstavnici zaposleni

TSO-a i RCC-a iz JIE regiona, kao i susednih TSO-a i RCC-a, dakle svih aktera Procedure. U naredna četiri potpoglavlja su sumirane odgovornosti RCC-a i TSO-a.

4.1.1 Odgovornosti RCC leader-a

RCC leader je odgovoran za koordinisanje TSO i RCC aktivnosti tokom kritične mrežne situacije.

4.1.2 Odgovornosti Main RCC-a

Odgovornosti Main RCC-a su sumirane na sledeći način:

- Upozoravanje ugroženog TSO-a i predlaganje aktivacije Procedure ako je detektovan rizik od potencijalne kritične situacije na osnovu rezultata RCC procesa, a nakon prethodnog usaglašavanja sa Back-up RCC-om.
- Preuzimanje uloge RCC leader-a ako je najugroženiji TSO iz JIE regiona; u tom slučaju proces koordinacije se vrši na način opisan Procedurom.
- Priprema i dostavljanje detaljnog izveštaja nakon što se završi proces koordinacije, u skladu sa Procedurom.
- Sprovođenje testiranja Procedure, u dogovoru sa Back-up RCC-om, u skladu sa Procedurom.

4.1.3 Odgovornosti Back-up RCC-a

Odgovornosti Back-up RCC su sumirane na sledeći način:

- Koordinacija sa Main RCC-om ako je detektovan rizik od potencijalne kritične situacije na osnovu rezultata RCC procesa.
- Praćenje svih aktivnosti koje sprovodi Main RCC, kao i asistencija tokom istih ako je potrebno, u procesima koordinacije kritične situacije, kreiranja izveštaja o kritičnoj situaciji i testiranja Procedure.
- Preuzimanje uloge Main RCC-a, u bilo kom od gore pomenutih procesa ako je to zahtevano od strane Main RCC-a ili u slučaju njegove neraspoloživosti (na primer, zbog tehničkih problema na strani Main RCC-a).

4.1.4 Odgovornosti TSO-a

Odgovornosti TSO-a su sumirane na sledeći način:

- Detektovanje kritičnih mrežnih situacija na osnovu politike TSO-a o upravljanju rizicima ili na osnovu rezultata RCC procesa i zahtevanje aktivacije Procedure od strane RCC-a.
- Procena i analiza situacije u slučaju upozorenja dobijenog od strane Main RCC-a o riziku od potencijalne kritične mrežne situacije i zahtevanje pokretanja Procedure od strane RCC-a ako je procenjeno kao potrebno.
- Učestvovanje u procesu koordinacije, u skladu sa Procedurom.
- Odlučivanje o prestajanju važenja kritične mrežne situacije.

- Učestvovanje u pripremanju detaljnog izveštaja nakon završenog procesa koordinacije u saradnji sa Main RCC-om/ Back-up RCC-om.
- Učestvovanje u testiranju Procedure u saradnji sa Main RCC-om/ Back-up RCC-om.
- Pravovremeno obaveštavanje RCC-a o svim promenama vezanim za kontakte koji učestvuju u sprovođenju Procedure.

4.2 „Okidači“ za aktiviranje Procedure

Proceduru može pokrenuti samo TSO dok RCC i ENTSO-E mogu upozoriti TSO na rizik od potencijalne kritične situacije ali ne mogu pokrenuti Procedure. Procedure može biti pokrenuta tokom faze operativnog planiranja, pre vremenskog okvira „dan unapred“ (Day Ahead Congestion Forecast - DACF). Ako bi se Procedure pokretala nakon započinjanja vremenskog okvira „dan unapred“ ne bi bilo dovoljno vremena za njeno sprovođenje, pa tako taj vremenski okvir nije predviđen Procedurem. U slučaju potrebe TSO-a da se Procedurem obuhvati i vremenski horizont „dan-unapred“, to će biti i urađeno.

Procedure može biti pokrenuta na osnovu rezultata RCC procesa ili na osnovu procene rizika sprovedene od strane TSO-a, u skladu sa njegovom politikom o upravljanju rizicima. Rezultati RCC procesa koji mogu dovesti do pokretanja Procedure su:

- Regionalni OPC proces (u svetlu RCC poslova poznat kao „Outage Planning Incompatibilities (OPI) assessment“), u slučaju da tokom ovog procesa nije pronađena akcija za rešavanje detektovane nekompatibilnosti plana isključenja.
- Regionalni STA proces, u slučaju da tokom ovog procesa nije rešena detektovana neadekvatnost.

TSO-i, u skladu sa njihovom politikom upravljanja rizicima i specifičnim procedurama mogu detektovati rizik od potencijalne kritične situacije koja bi mogla uticati kako na njihov elektroenergetski sistem tako i na elektroenergetske sisteme susednih TSO-a.

Kriterijumi za detekciju potencijalne kritične situacije mogu biti vezani sa:

- Ekstremnim vremenskim uslovima i prirodnim katastrofama (na primer ekstremna hladnoća, toplotni udari, jake oluje, uragani, solarne eklipse, šumski požari, itd.).
- Potencijalnim hitnim slučajevima u prenosnom sistemu (na primer na osnovu praćenja stanja elemenata prenosnih sistema).
- Prognoziranim ekstremnim uslovima rada (na primer, ekstremno visoka ili niska potrošnja).
- Problemima vezanim za snabdevanje energijom (na primer nestašice u snabdevanju gorivom, spuštanje rezerve ispod kritičnog praga).
- Štrajkovima u elektroprivredi koji dovode do problema u radu sistema.
- itd.

Ugroženi TSO može zahtevati pokretanje Procedure za kritične dane i sate kako bi se pronašle koordinisane vanredne mere u cilju obezbeđivanja pouzdanog i sigurnog rada sistema.

4.3 Koordinacija tokom kritične mrežne situacije

4.3.1 Aktiviranje Procedure i određivanje RCC leader-a

Faza koordinacije počinje kada ugroženi TSO aktivira Proceduru kontaktiranjem RCC-a JIE regiona meglom i telefonskim putem. TSO dostavlja informacije o detektovanoj kritičnoj mrežnoj situaciji u unapred definisanoj formi koja ja usaglašena na nivou svih RCC-a. Ova forma koja sadrži informacije o TSO-u koji pokreće Proceduru, o periodu u kome se očekuje kritična situacija kao i opis kritične situacije, prikazana je na slici 1.

YELLOW PART TO BE COMPLETED BY TRIGGER TSO	
TEMPLATE 1	
<u>Critical Grid Situation (CGS)</u>	
TSO NAME:	RTE / TERNA / ELIA / REN / REE / NG/ 50 Hertz / NGESO.....
Mail:	@.....
Phone:	+.....
DATE:	DD/MM/YYYY
TIME:	hh:mm
CGS TYPE: N-1 Violation / Adequacy / Load shedding / ...	
Day(s) expected:	DD/MM/YYYY
Timestamp(s) expected:	N/A or 10:00 – 13:00 / 17:00 – 20:00
<u>CGS DESCRIPTION:</u>	
Example: Very High load expected in RTE and not enough production and / or import to cover its load.	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	
.....	

Slika 1: Forma koju popunjava ugroženi TSO da bi pokrenuo Proceduru

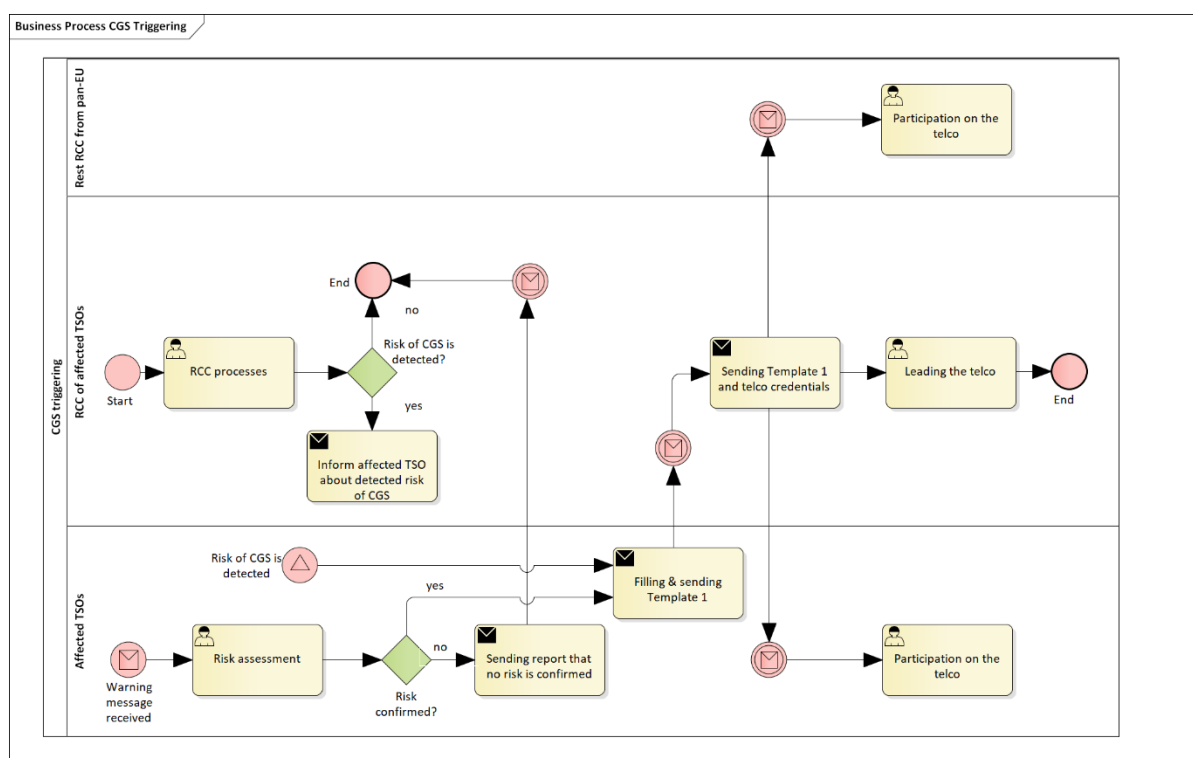
Nakon što TSO aktivira Proceduru kako je prethodno opisano, Main RCC saziva telekonferenciju za sve učesnike Procedure i sve RCC-e na panevropskom nivou. Učešće svih RCC-a je neophodno da bi se napravila adekvatna procena o dometu date kritične situacije i da bi se u skladu sa tim odgovarajući TSO-i uključili u dalji proces koordinacije. Ukoliko se proceni da kritična situacija ima uticaja i izvan granica JIE regiona, TSO-i i RCC-i zajedno treba da naprave procenu o tome koji TSO je najugroženiji i u skladu sa tim da odrede RCC leader-a. Uloga RCC leader-a se dodeljuje RCC-u koji je odgovoran za najugroženiji TSO.

Telekonferencija može imati tri ishoda. Prvi ishod je da je na osnovu zajedničke procene TSO-a i RCC-a najugroženiji TSO van JIE regiona, iako je pokretanje Procedure inicijalno zahtevano od TSO-a JIE regiona. U tom slučaju uloga RCC leader-a se dodeljuje nekom od susednih RCC-a koji dalje vodi proces koordinacije. Ova situacija nije predmet ovog rada i dalje neće biti razmatrana. Drugi ishod je da kritična situacija ima domet i van granica JIE regiona ali da je najugroženiji TSO unutar JIE regiona, pa se uloga RCC leader-a se dodeljuje Main RCC-u. Treći ishod je da kritična situacija ima uticaja samo unutar granica JIE regiona, pa se i ovde uloga RCC leader-a dodeljuje Main RCC-u. U daljem tekstu će biti opisan proces koordinacije kada se desi drugi ili treći ishod, dakle kada je uloga RCC leader-a dodeljena Main RCC-u. U zavisnosti od toga da li kritična situacija ima uticaja van granica JIE regiona ili je regionalnog karaktera pojedini koraci u koordinacionom procesu će biti dodati.

RCC JIE regiona može postati RCC leader i u situaciji kada nije zahtevano pokretanje Procedure od TSO-a JIE regiona, već je rizik prevashodno detektovan od TSO-a iz susednog regiona. Kada susedni RCC sazove telekonferenciju, ako se ispostavi da je najugroženiji TSO iz JIE regiona, onda Main RCC preuzima ulogu RCC leader-a, bez obzira na to što zahtev za pokretanje Procedure nije inicijalno potekao od TSO-a JIE regiona. Ova situacija je manje očekivana, ali je takođe obuhvaćena Procedurom. Bez obzira na način kojim je Main RCC-u dodeljena uloga RCC leader-a, proces koordinacije iz JIE regiona se vodi na isti način, onako kako je opisano u narednom potpoglavlju.

Učesnici koordinacije se dogovaraju na prethodno održanoj telekonferenciji, a očekuje se da to budu ugroženi TSO-i, njihovi nadležni RCC-i, susedi ugroženih TSO-a (makar direktni susedi ugroženih TSO-a) i susedni RCC-i. S obzirom na to da su redovni učesnici Procedure susedni TSO-i, HOPS i MAVIR, kao i susedni RCC-i, TSCNET i Coreso, oni će svakako biti uključeni u proces koordinacije čak i kada je kritična mrežna situacija regionalnog karaktera.

Proces aktiviranja Procedure i određivanja RCC leader-a je dat i kroz poslovni proces prikazan na slici 2.



Slika 2: Poslovni proces aktiviranja Procedure

4.3.2 Vođenje koordinacije od strane Main RCC-a u ulozi RCC leader-a

Main RCC sastavlja zapisnik sa prethodno održane telekonferencije u unapred definisanoj formi. Ova forma je slična onoj kojom TSO pokreće Proceduru (koja je prikazana na slici 1), ali sadrži i dodatne informacije o dogovorenom RCC leader-u kao i o dogovorenim daljim koracima koordinacije. U slučaju kros-regionalne kritične situacije, ovaj izveštaj se šalje predstavnicima svih TSO-a i RCC-a na panevropskom nivou, kao i predstavnicima ENTSO-E. Na ovaj način oni se obaveštavaju da je u JIE regionu kritična situacija na snazi koja ugrožava i susedne regione. U slučaju regionalne kritične situacije, komunikacija se vrši samo među

članovima Procedure, kojima se šalje isti izveštaj. Forma izveštaja nakon prve telekonferencije na kojoj se određuje RCC leader je prikazana na slici 3.

TEMPLATE 2	
Critical Grid Situation (CGS)	
IMPACTED TSOs:	RTE / AMPRION / SWISSGRID / ...
IMPACTED RCCs:	TSCNet / CORESO / ...
RCC LEADER:	TSCNet or CORESO or SCC or ... Mail:
.....@.....	Phone: +
DATE: DD/MM/YYYY	TIME: hh:mm

CGS TYPE:	N-1 Violation / Adequacy / Load shedding / ...
Day(s) expected:	DD/MM/YYYY
Timestamp(s) expected:	N/A or 10:00 – 13:00 / 17:00 – 20:00
/ ... CGS DESCRIPTION:	
Very High load expected in RTE and not enough production and amount of FR import to cover its load.	
.....	
.....	
.....	
.....	
POTENTIALS NEXT STEPS	
Examples: Start of extraordinary process (NIB tense situation process, SEE process, ...) / telco organization to start coordination / Collect of new inputs for SMTA re-calculation / ...	
.....	
.....	
TEAMS LINK for the meeting	

Slika 3: Forma koju popunjava RCC leader nakon telekonferencije

U nastavku Main RCC organizuje telekonferenciju sa svim učesnicima koordinacionog procesa koji su dogovoreni na prethodnoj telekonferenciji. U cilju pripreme za telekonferenciju, Main RCC treba da analizira sve informacije do tada prikupljene od TSO-a, sprovede dodatnu procenu situacije ako je moguće, i da sakupi dodatne informacije od TSO-a ako je neophodno. Za vođenje telekonferencije je odgovoran Main RCC. Primarni cilj telekonferencije jeste da se učesnici dogovore oko dodatnih analiza kako bi se sprečila ili prevazišla kritična situacija. Svi učesnici analiziraju dostupne informacije i daju ekspertsko mišljenje, dok predstavnici TSO-a odlučuju o primeni odgovarajućih dodatnih analiza i/ ili preventivnih mera. Dodatne analize mogu biti:

- Ažuriranje individualnih mrežnih modela sa poslednjim dostupnim informacijama o topologiji i prognoziranim vrednostima potrošnje i proizvodnje.
- Definisane vanrednih korektivnih akcija vezanih za kritičnu situaciju koja je na snazi (dodatnih u odnosu na one koje su već definisane u listi regularnih korektivnih akcija).
- Sprovođenje dodatnih analiza sigurnosti.
- Modifikacija plana isključenja u prenosnom sistemu.
- Primena preventivnog redispečinga i kontratrgovine (važi za TSO-e koji za ovo već imaju potpisane odgovarajuće ugovore).
- itd.

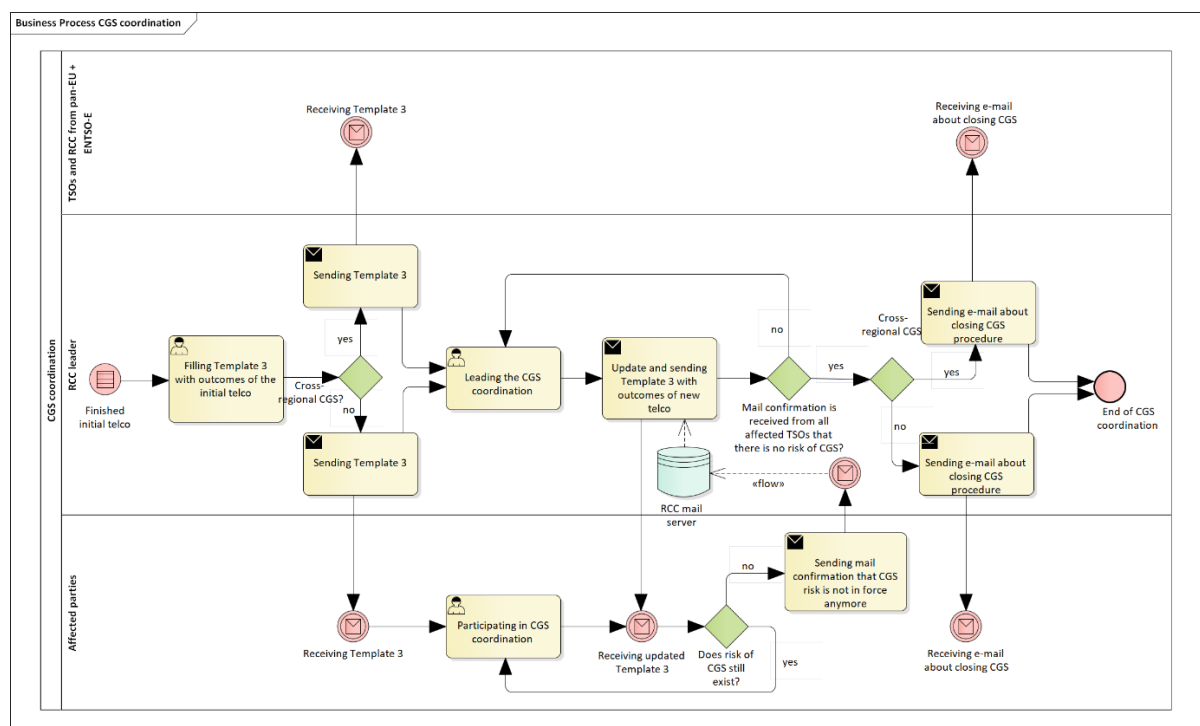
Nakon završene telekonferencije Main RCC priprema izveštaj sa informacijama o dogovorenim dodatnim analizama i/ ili preventivnim merama i daljim dogovorenim koracima. Za potrebe pisanja izveštaja koristi se ista forma kao i nakon prethodne telekonferencije, koja se sada

ažurira sa novim zaključcima. Ovaj izveštaj se dostavlja svim učesnicima koordinacionog procesa zajedno sa kredencijalima za sledeću telekonferenciju, oko koje su se učesnici dogovorili tokom prethodne telekonferencije. U zavisnosti od dogovora koji je postignut na telekonferenciji, RCC-i i/ ili TSO-i mogu biti zaduženi za sprovođenje dodatnih analiza, ili mogu asistirati zaduženom za sprovođenje analiza. TSO-i treba da dostave sve neophodne ulazne podatke na zahtev entiteta koji je zadužen za sprovođenje analiza, u meri u kojoj su ti podaci raspoloživi. Rezultati dodatnih analiza se smeštaju na deljenom direktorijumu kome imaju pristup svi operativni kontakti.

4.3.3 Prestanak važenja kritične situacije

Proces koordinacije opisan u delu 4.3.2 *Vođenje koordinacije od strane Main RCC-a u ulozi RCC leader-a* se sprovodi dokle god je kritična situacija na snazi, u skladu sa dogovorom postignutim na telekonferencijama. Kada ugroženi TSO-i, u koordinaciji sa Main RCC-om na zajedničkoj telekonferenciji tokom koordinacije, procene da rizik od kritične situacije nije više na snazi, oni putem mejla treba da obaveste Main RCC-a o prestanku važenja date kritične situacije. U slučaju kros-regionalne kritične situacije Main RCC prenosi ovu informaciju predstavnicima svih TSO-a i RCC-a na panevropskom nivou, kao i predstavnicima ENTSO-E. U slučaju regionalne kritične situacije informacija se prosleđuje samo akterima Procedure.

Proces koordinacije tokom kritične situacije kao i njenog završetka je dat kroz poslovni proces prikazan na slici 3.



Slika 3: Poslovni proces koordinacije tokom kritične mrežne situacije

Tokom kros-regionalne kritične situacije, proces komunikacije je takav da se nakon prve telekonferencije na kojoj se određuje RCC leader, izveštaj dostavlja predstavnicima svih TSO-a i RCC-a na panevropskom nivou kao i predstavnicima ENTSO-E. Dalja komunikacija se odvija između TSO-a i RCC-a koji su pogođeni datom kritičnom situacijom, koji učestvuju u koordinaciji. Na kraju, informacija o završetku koordinacije usled kritične situacije se dostavlja takođe svim predstavnicima na panevropskom nivou, kao i detaljan izveštaj nakon završene

koordinacije. Tokom regionalne kritične situacije, komunikacija se odvija u skladu sa odredbama odgovarajuće regionalne procedure, bez obaveze obaveštavanja predstavnika na panevropskom nivou.

4.4 Izveštaj o kritičnoj situaciji

Nakon prestanka važenja kritične situacije, RCC leader, u koordinaciji sa TSO-ima i RCC-ima koji su bili uključeni u proces koordinacije, priprema izveštaj o kritičnoj situaciji koja je bila na snazi. Izveštaj treba da sadrži najmanje:

- Informacije o timu koji je bio odgovoran za pripremu izveštaja.
- Detaljan opis kritične situacije.
- Detaljne analize i/ ili preventivne mere dogovorene na telekonferencijama.
- Efektivnost i efikasnost primenjenih mera.
- Preporuke za unapređenje Procedure u bilo kom segmentu kako bi se unapredio odgovor na buduće kritične situacije.
- Itd.

Ovaj izveštaj se dostavlja predstavnicima svih TSO-a i RCC-a na panevropskom nivou, kao i predstavnicima ENTSO-E.

5 TESTIRANJE PROCEDURE

Zbog velikog uticaja kritične situacije i male verovatnoće da se ona dogodi, ključno je da se proces definisan Procedurom testira kako bi svi njeni učesnici bili dobro praktično obučeni za efikasno izvršavanje Procedure ako se ona aktivira u realnom vremenu. Na osnovu dogovora postignutog između Selene CC i SCC, Procedura treba da se testira dva puta godišnje simuliranjem njene aktivacije i sprovođenjem svih daljih koordinacionih koraka. Selene CC i SCC će se smenjivati u preuzimanju uloge RCC leader-a u godišnjim testovima. Makar jedan od godišnjih testova treba da bude unapred najavljen učesnicima Procedure, dok drugi može biti sproveden bez prethodne najave.

6 ZAKLJUČAK

U radu je opisana Procedura za kritične situacije u regionu Jugoistočne Evrope, sa ciljem da se ona približi široj javnosti, a naročito da se i ovim putem približi TSO-ima. Kako je proces revizije na samom kraju, do sad još nije testirana ažurirana Procedura, testiranje se planira u skorijem periodu. Ono što trenutno SCC vidi kao slabu tačku Procedure jeste određivanje „ugroženog TSO-a“ i „najugroženijeg TSO-a“ tokom kros-regionalne kritične mrežne situacije. Ovi termini su preuzeti iz CR CGS procedure, ali ni tu nisu definisani kriterijumi prema kojima bi se odredili ugroženi TSO-i. Cilj je da se ubuduće, kroz veći broj testiranja Procedure, kao i kroz češću komunikaciju sa TSO-ima po pitanju revizije Procedure, nađu adekvatna rešenja za ove kriterijume.

7 LITERATURA

[1] D. Tubić, A. Đalović, M. Đurđević, N. Stojković, Kritične situacije u mreži, 18. Simpozijum Cigre Srbija, Zrenjanin, 2018.

[2] Cross-regional Critical Grid Situation Communication Procedure v3.0, 03.04.2024.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.05)

C2.05

AUTOMATIZACIJA ODABIRA I PRIMENE KOREKTIVNIH MERA U REALNOM VREMENU

REMEDIAL ACTIONS AUTOMATION

Petar Petrović, Goran Jakupović, Igor Bundalo, Nikola Savić, Nemanja Vukojić, Simona Radonjić Petronijević, Marko Batić*

Kratak sadržaj: U ROSC metodologiji trenutno se korektivne akcije zasnivaju na analizama koje se vrše na DACF ili IDCF modelima. Ovi modeli se pripremaju unapred i ponekad ne oslikavaju stvarno stanje mreže u realnom vremenu. Zbog neočekivanih promena u sistemu korektivne akcije koje se zasnivaju na ovim proračunima u nekim slučajevima neće biti primenljive u realnom vremenu, pa se samim tim moraju preispitati ili definisati nove u kratkom vremenskom periodu. To je moguće samo ako su odabir, provera i primena korektivnih akcija automatizovane. Trenutno se određivanje brzih korektivnih akcija zasniva na ličnom iskustvu bez numeričkih provera. Uz automatizovane korektivne akcije i njihovu proveru, sigurnost sistema bi mogla biti značajno povećana u najzahtevnijim situacijama. Korektivne akcije mogu biti:

- Preventivne, u koje po definiciji iz ROSC metodologije spadaju korektivne akcije koje su rezultat procesa operativnog planiranja i treba da se aktiviraju pre ispitivanog vremenskog okvira za ispunjenost „N-1“ kriterijuma.
- Kurativne, u koje po definiciji iz ROSC metodologije spadaju korektivne akcije koje su rezultat procesa operativnog planiranja i aktiviraju se odmah nakon nastanka preopterećenja ili narušavanja „N-1“ kriterijuma.

U ovom radu biće prikazan način automatizacije izbora korektivnih akcija, provera njihove učinkovitosti na modelu bliskom realnom vremenu kao i njihovo izvršenje automatskim slanjem grupnih signala sa SCADA sistema na primarnu opremu. Komandni signali koji se salju mogu biti signali za promenu uklopnog stanja rasklopne opreme, signali za promenu pozicija na regulacionim transformatorima ili signali za promenu aktivne snage na generatorskim jedinicama. Takođe, u radu će biti opisana i softverska implementacija alata za automatizaciju korektivnih akcija (RA TOOL) i načina njegove integracije sa SCADA/EMS sistemom i aplikativnim bazama EMS sistema.

Ključne reči: Korektivna akcija, Automatizacija, ROSC metodologija, Pouzdanost sistema

Abstract: Currently, in ROSC methodology RAs are based on analysis calculated prior to the real time, on a model prepared in day ahead or intraday time frame. This implies that RAs that are agreed in day ahead or even intraday may not be applicable to the real time operation, due to unexpected changes in the system. In such cases, the agreed RAs must be reconsidered or even new RAs must be defined in a

* Petar Petrović, Elektromreža Srbije - EMS AD, petar.petrovic@ems.rs

Goran Jakupović, Institut Mihajlo Pupin - IMP Automatika, goran.jakupovic@pupin.rs

Igor Bundalo, Institut Mihajlo Pupin, igor.bundalo@pupin.rs

Nikola Savić, Elektromreža Srbije - EMS AD, nikola.savic@ems.rs

Nemanja Vukojić, Elektromreža Srbije - EMS AD, Nemanja.Vukojicic@ems.rs

Simona Radonjić Petronijević, Elektromreža Srbije - EMS AD, simona.radonjic@ems.rs

Marko Batić, Institute Mihajlo Pupin, marko.batic@pupin.rs

very short period of time. This is only possible if RAs selection is automated. This mechanism can also be used when defining so-called fast RAs according to the ROSC methodology (presently, qualitative, based on personal experience, criterion is used instead of numerical when defining fast RAs). With automated RAs, the resilience of the system could be greatly increased in the most demanding situations. RAs can be:

- Preventive (PRA) which is by the definition from ROSC methodology a RA that is the result of an operational planning process and needs to be activated prior to the investigated timeframe for compliance with the “N-1” criterion.
- Curative (CRA) which is by the definition from ROSC methodology a RA that is the result of an operational planning process and is activated straight subsequent to the occurrence of the respective contingency for compliance with the “N-1” criterion, taking into account transitory admissible overloads and their accepted duration.

This paper will show the way to automate the selection of remedial actions as well as their execution by automatically sending group signals from the SCADA system to the primary equipment. The signals that are exchanged can be signals for changing the state of the switchgear or signals for changing the positions on the tap-changer transformers or the power on the generator units. Also, the paper will describe the software implementation of the RA tool and the way of its integration with the SCADA/EMS system and application bases of the EMS system.

Key words: Remedial action, Automation, ROSC methodology, System resilience

1 UVOD

Prilikom upravljanja savremenim elektroenergetskim sistemima dispečeri se suočavaju sa složenim izazovima usled dinamičnih promena opterećenja i neočekivanih događaja. U okviru ROSC metodologije, korektivne akcije koje se trenutno primenjuju zasnivaju se na analizama izvršenim na DACF i IDCF modelim. Iako ovi modeli nude sistematski pristup, često ne uspeavaju da precizno reflektuju realno stanje mreže, što može rezultirati neefikasnim rešenjima u kritičnim situacijama. Ovaj nedostatak ukazuje na potrebu za preispitivanjem postojeće prakse i razvojem alternativnih pristupa koji omogućavaju bržu i efikasniju reakciju.

Alat koji je opisan u ovom radu je razvijen za potrebe automatizacije odabira korektivnih akcija i njihove validacije, kao i automatizacije primene korektivnih akcija slanjem grupnih signala na primarnu opremu. Upotrebom ovog alata povećava se sigurnost prilikom primene korektivnih akcija, jer se svaka akcija verifikuje automatskom izradom analiza sigurnosti na modelu sa već primenjenim korektivnim akcijama. Model na kom se vrše analize dobija se iz SCADA/EMS sistema i predstavlja „real-time“ model mreže na koji su automatski primenjene izabrane korektivne akcije. Ovakvim pristupom se značajno smanjuje mogućnost greške i dodatnog ugrožavanja sigurnosnog kriterijuma primenom neadekvatne korektivne akcije.

U nastavku pored funkcionalnosti alata biće prikazana i softverska implementacija, kao i sam način integracije ovog alata sa ostalim SCADA/EMS aplikacijama.

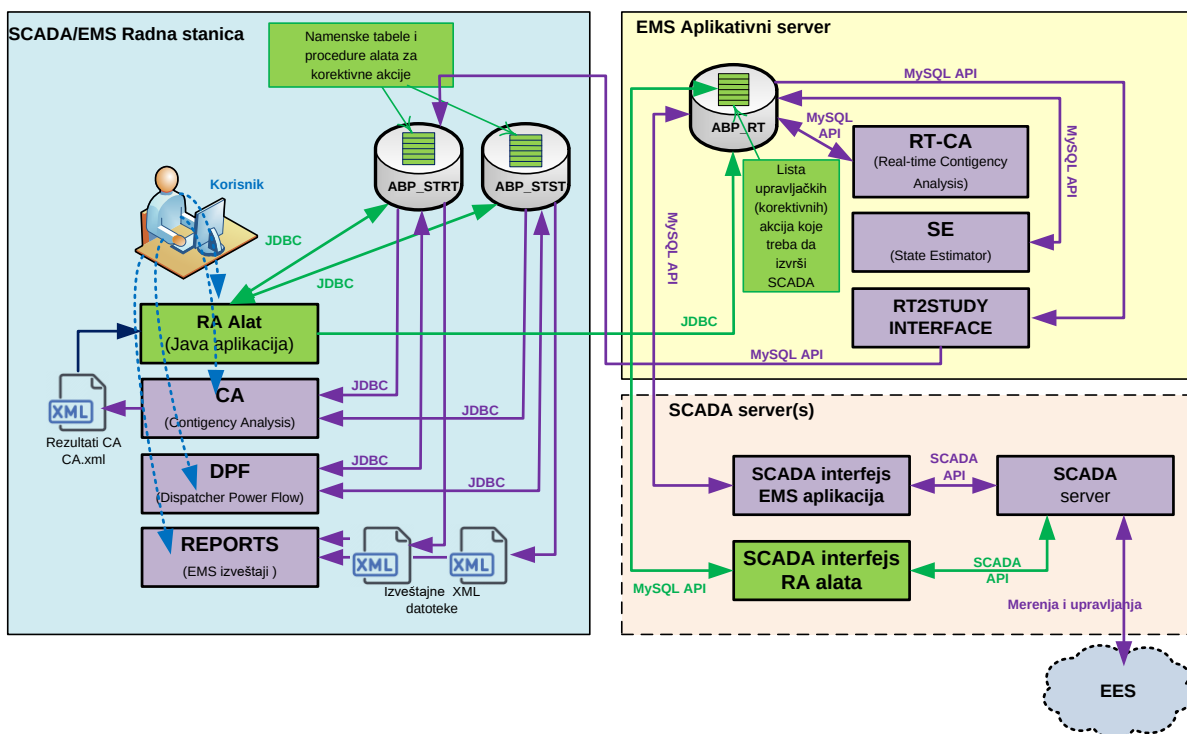
2 ARHITEKTURA SOFTVERA I INTERFEJS SA SCADA/EMS

2.1 Interakcija sa SCADA/EMS

Alat za korektivne akcije je projektovan da radi u okruženju IMP VIEW4 SCADA/EMS okruženja [1-3]. Komponente SCADA/EMS sa kojima alat za korektivne akcije (RA alat) interaguje uključuju sledeće glavne komponente:

- **SCADA sistem** (koji obezbeđuje relevantnu telemetriju i interakciju za kontrolu elektroenergetskog sistema).
- **EMS (Energy Management System)** integrisan sa SCADA sistemom, koji radi u realnom vremenu i režimu studije, uključujući sledeće komponente:
 - **Estimator stanja (SE)** pruža osnovno rešenje za stanje sistema na osnovu podataka u realnom vremenu dobijenih iz SCADA sistema (ili iz Savecase u režimu studije).
 - **Aplikacija za proračun tokova snaga (DPF)** omogućava dispečerima da izračunaju nove tokove snage i stanja u sistemu nakon ručno ili automatski (od strane RA alata) unetih promena (poput operacija preklapanja, promene zadatih vrednosti/setpoint-a, promena tap pozicija, skaliranja opterećenja, itd.).
 - **Analiza sigurnosti (CA)** vrši „bezbednosnu analizu“ u realnom vremenu i režimu studije, analizirajući elektroenergetski sistem radi identifikacije preopterećenja i problema koji mogu nastati usled ispada.
 - **EMS alati za izveštavanje** generišu prikaz SE, DPF, CA i drugih EMS aplikacija u formi izveštaja dostupnih za pregled kroz web pregledač.
- **EMS baze podataka** sistema omogućavaju RA alatu interakciju s drugim komponentama EMS sistema kroz čitanje i pisanje podataka iz/ka EMS bazama podataka. RA alat koristi proširene standardne EMS baze podataka, koje uključuju nove tabele, procedure i funkcije baza podataka. IMP VIEW4 EMS sistem radi sa sledećim instancama EMS baza podataka:
 - **Aplikativna baza podataka u realnom vremenu (ABP_RT)**. Ova instanca radi s podacima u realnom vremenu iz SCADA sistema, a koriste je aplikacije estimatora stanja u realnom vremenu i druge EMS aplikacije. ABP_RT se nalazi na serveru EMS aplikacija i funkcioniše kao jedna logička instanca.
 - **Aplikativna baza podataka za studijske analize inicijalizovana podacima iz realnog vremena (ABP_STRT)**. Ova instanca sadrži kopiju podataka u realnom vremenu iz ABP_RT, s mogućnošću modifikovanja ulaznih podataka korisnika (obično putem DPF-a) radi procene potencijalnih posledica korisničkih akcija. Koristi se za validaciju akcija RA alata pre primene korektivnih kontrola na sistem. Nezavisna instanca ove vrste baze podataka dostupna je na svakoj EMS radnoj stanici za svakog registrovanog korisnika.
 - **Studijska instanca aplikativne baze podataka (ABP_STST)**. Ova instanca se koristi za offline analize zasnovane na prethodno sačuvanim slučajevima (savecases) i/ili ručno unetim podacima. Služi za razvoj aplikacija van kontrolnog centra gde podaci u realnom vremenu nisu dostupni. Sačuvani slučajevi iz **ABP_RT** i **ABP_STRT** se koriste za testiranje RA alata u offline okruženju. Nezavisna instanca ove vrste baze podataka dostupna je na svakoj EMS radnoj stanici za svakog registrovanog korisnika.

Dijagram koji prikazuje pregled interakcija RA softvera i njegovu poziciju unutar SCADA/EMS sistema dat je na Slici 1 ispod. Ljubičasti blokovi i veze, kao što je prikazano na Slici 1, predstavljaju već postojeće komponente ciljanog SCADA/EMS sistema koje nisu predmet istraživanja i razvoja u sklopu R²D² projekta. Zeleni blokovi i veze predstavljaju delove RA alata koji su razvijeni u okviru R²D² projekta.

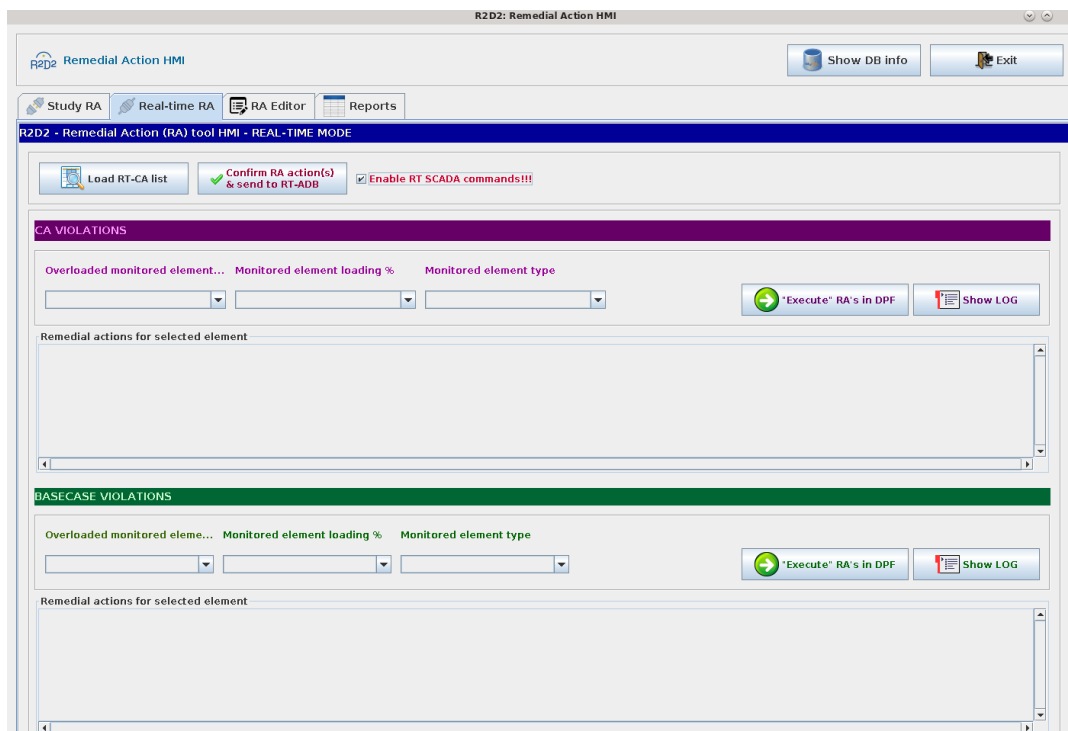


upravljanja se označavaju kao takve, a informacije o uspehu ili neuspehu upisuju se u tabelu RA komandi i upravljanja.

- Ova aplikacija razvijena je kao C++ aplikacija za Linux platformu (ista kao ciljana IMP VIEW4 SCADA/EMS platforma).
- **Dodatne tabele RA alata u aplikativnim bazama (ABP).** Da bi se olakšao rad RA alata, ciljane SCADA/EMS baze podataka ABP proširene su novim tabelama potrebnim za rad RA alata. Nove tabele pružaju sledeće funkcionalnosti:
 - Mapiranje RA akcija sa ID kontrole, odnosno povezivanje akcija sa nadgledanim elementima (isključivo u ABP_STRT, ABP_STST).
 - Lista RA akcija, tj. tabela sa odgovarajućim RA akcijama, koja sadrži ID elementa na koji se primenjuje, tip akcije (uključivanje/isključivanje, promena tap pozicije, zadavanje setpoint-a), ID SCADA komandi i upravljanja, ID DPF merenja ili statusa koji se menja u fazi validacije (isključivo u ABP_STRT, ABP_STST).
 - Lista prihvaćenih/odabranih RA akcija, tj. lista akcija koje je korisnik potvrdio za izvršenje radi validacije (isključivo u ABP_STRT, ABP_STST) pomoću DPF/CA aplikacija.
 - Lista RA komandi i upravljanja za izvršenje sa argumentima (isključivo u ABP_RT), koja sadrži RA komande i upravljanje odobrene od strane korisnika nakon validacije pomoću DPF/CA aplikacija.

3 PRIKAZ RA ALATA

Alat za korektivne akcije omogućava rad u dva režima. Prvi režim rada predstavlja rad u okviru „*real-time*“ i predviđeno je da se ovaj režim koristi u svakodnevnom radu u Nacionalnom dispečerskom centru. Na Slici 2 prikazano je osnovno radno okruženje „*real-time*“ dela aplikacije. Drugi režim rada predstavlja rad u studijskom okruženju koje je predviđeno za trening dispečera i validaciju unete baze korektivnih akcija. Glavna razlika između ova dva režima rada je u tome što u studijskom režimu rada ne postoji mogućnost slanja komandi na rasklopnu opremu, regulatore generatora ili regulacione sklopke transformatora. U okviru „*real-time*“ dela aplikacije postoji opcija da se onemogući slanje komandnih signala, jer to predviđeno samo sa jedne radne stanice u visokokontrolisanom okruženju kako sa aspekta fizičkog pristupa tako i sa „cyber security“ aspekta.



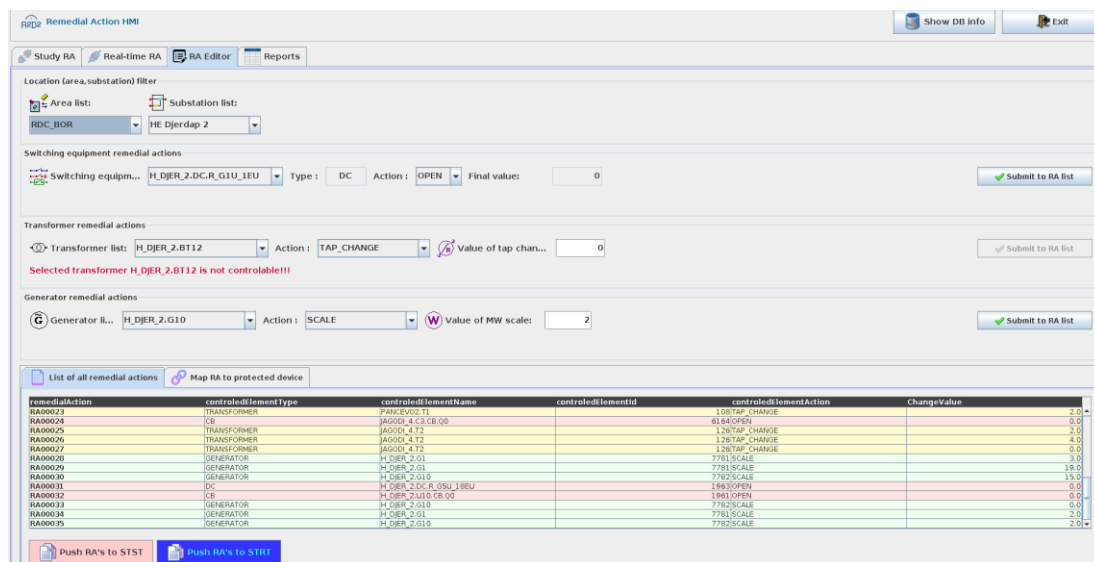
Slika 2 RA alat real-time

4 EDITOR KOREKTIVNIH MERA

Postoje tri tipa korektivnih akcija koje mogu biti kreirane:

- Korektivne akcije na rasklopnoj opremi – to su korektivne akcije koje se koriste za promenu topologije mreže. Promena statusa rasklopne opreme se odnosi na sve prekidače (tip CB) i rastavljače (tip DC), pri čemu korektivne akcije mogu biti uključjenje ili isključenje. Naziv opreme se definiše u SCADA/EMS sistemu.
- Korektivne akcije na transformatorima – to su korektivne akcije koje se koriste za promenu pozicije regulacione sklopke na transformatorima. Takve akcije se primenjuju samo na transformatorima koji imaju mogućnost promene pozicije regulacione sklopke pod opterećenjem. Korektivna akcija se sprovodi na sonovu poslanog set-point-a iz SCADA/EMS sistema za promenu položaja regulacione sklopke naviše ili naniže.
- Korektivne akcije na generatorima – to su korektivne akcije koje se koriste za promenu aktivne snage na generatorskim jedinicama. Promena proizvodnje je izvedena tako što se kreira korektivna akcija koja ima za cilj skaliranje trenutne proizvodnje sa unetim koeficijentom.

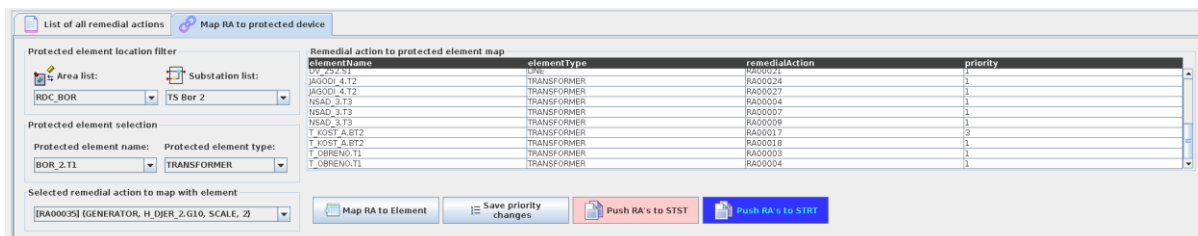
Korisnici prvo biraju područje i trafostanicu u kojoj se nalazi element koji je predmet korektivne akcije, a nakon toga u zavisnosti od tipa korektivne akcije unose podatke koji su prikazani na Slici 3. Kada se korektivna akcija kreira, korisnici je potvrđuju klikom na dugme "Submit to RA list". Potvrđene korektivne mere mogu se videti u tabeli pod nazivom "List of all remedial actions".



Slika 3 Prozor za kreiranje korektivnih mera

Nakon kreiranja korektivnih akcija potrebno je povezati elemente čija se preopterećenja rešavaju sa odgovarajućim korektivnim merama. Na Slici 4 je prikazan filter koji se koristi za lakše pronalaženje željenog elementa. Nakon što korisnik odabere korektivnu akciju koju želi da poveže sa elementom, akcija se potvrđuje klikom na dugme "Map RA to Element".

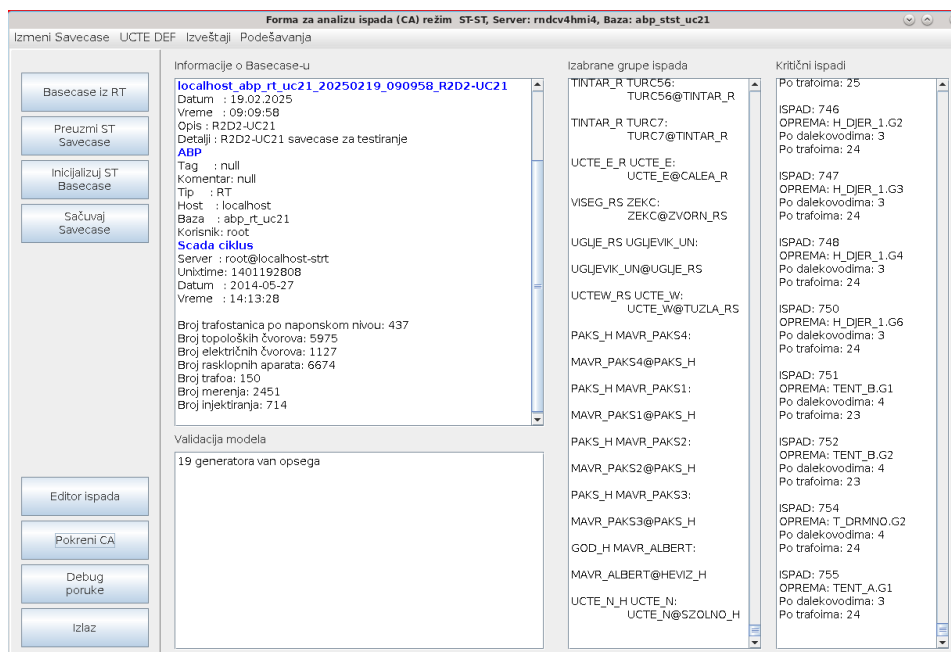
Prioriteti za korektivne akcije se koriste kako bi se korisnicima uštedelo vreme prilikom odlučivanja koju korektivnu akciju će odabrati. Korektivne akcije sa najvišim prioritetima imaju najveći uticaj na rešavanje propterećenja na povezanom elementu. Kada je korektivna mera povezana sa štićenim elementom, RA alat joj automatski dodeljuje prioritet 1. Korisnici zatim mogu ručno promeniti prioritet u tabeli pod nazivom "Remedial action to protected element map" koja je prikazana na Slici 4. Korisnik potvrđuje promene prioriteta klikom na dugme "Save priority changes".



Slika 4 Povezivanje korektivnih mera sa štićenim elementom

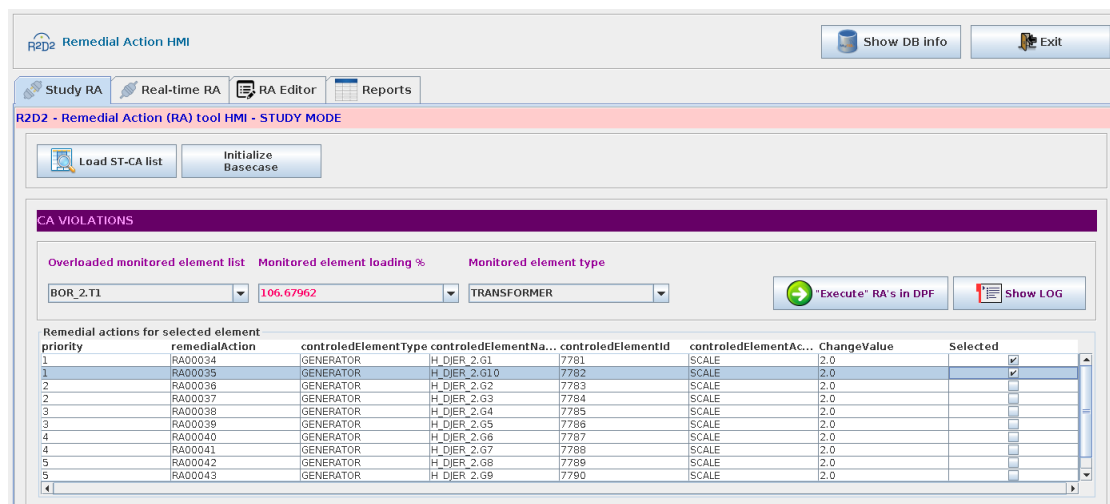
5 REŠAVANJE PREOPTEREĆENJA ELEMENATA U STUDIJSKOM REŽIMU RADA APLIKACIJE

Ulazni podaci za rad aplikacije u studijskom režimu su rezultati proračuna „N-1“ analize sigurnosti. Za ove proračune je korišćena ranije razvijena CA aplikacija koja je deo SCADA/EMS sistema. CA aplikacija je prikazana na Slici 5, a analize su rađene na ranije sačuvanom modelu mreže.



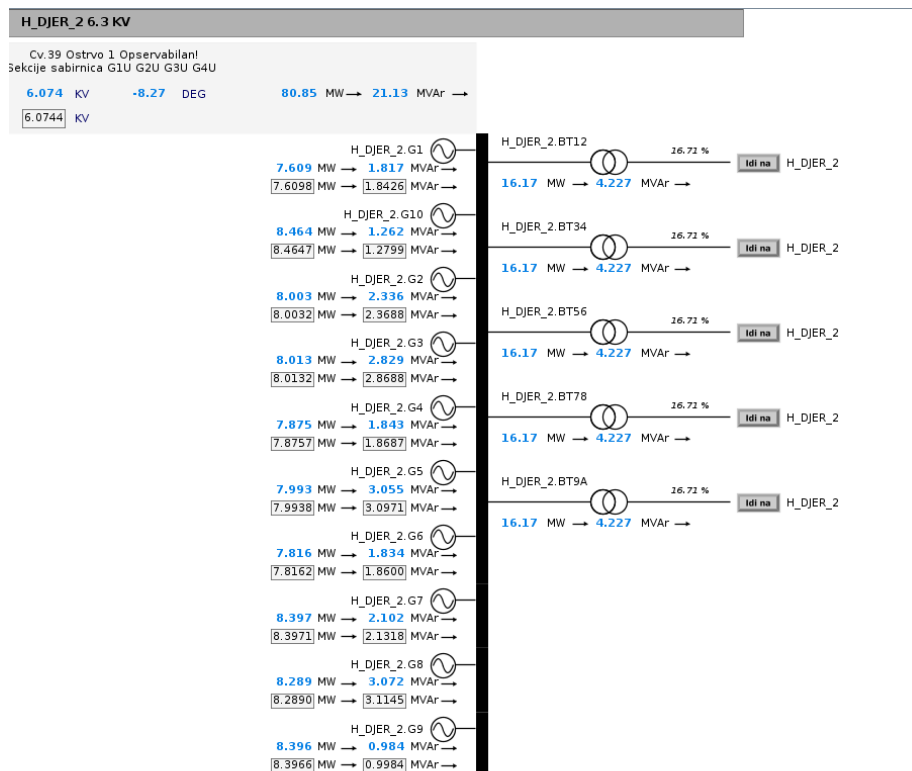
Slika 5 CA aplikacija

Rezultati proračuna se učitavaju u studijski režim RA alata klikom na dugme "Load ST-CA list". Preopterećenje koja će biti rešavano je preopterećenje transformatora T1 400/110 kV u trafostanici Bor 2. Do ovog preopterećenja dolazi u slučaju ispada 110 kV dalekovoda TS Bor 2 – TS Majdanpek 2 (interno SCADA/EMS numerisanje ovog dalekovoda je 177 i na narednim slikama ovaj dalekovod biće prikazan kao 110 kV dalekovod broj 177). Na Slici 6, iz padajućeg menija, korisnici biraju preopterećenje koje žele da rešavaju, što je u ovom slučaju transformator T1 400/110 kV u trafostanici Bor 2. Nakon odabira elementa automatski se pojavljuje lista dostupnih korektivnih akcija kao i procentualno preopterećenje izabranog elementa.



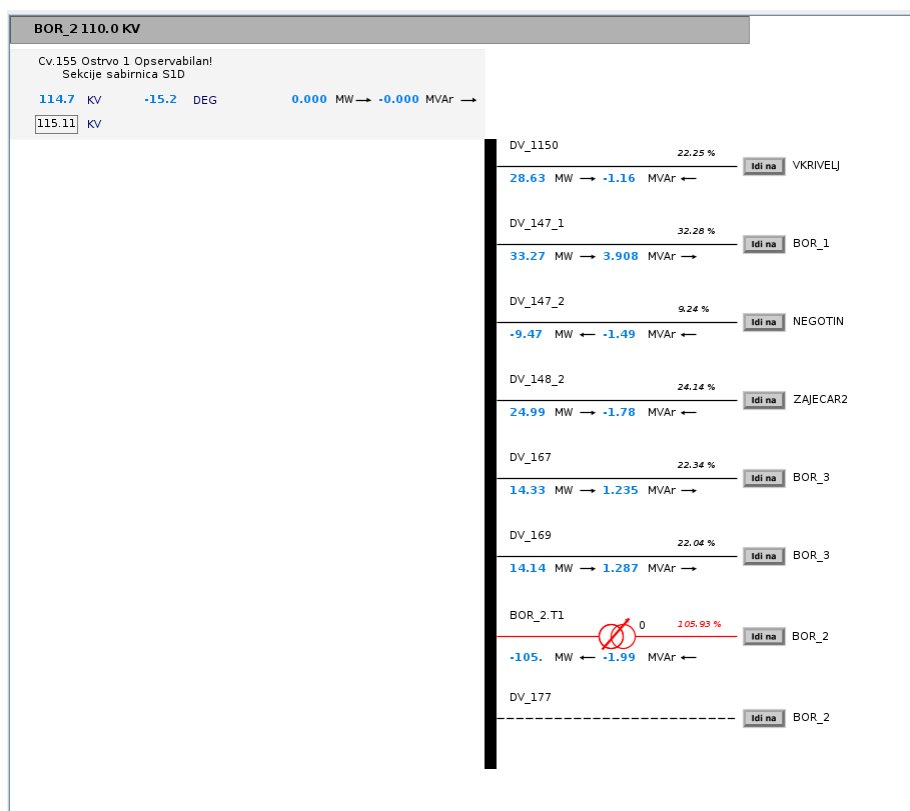
Slika 6 Studijski režim RA alata

Korisnici odlučuju koje korektivne akcije žele da primene tako što označe „check-box“ u polju "Selected". U ovom slučaju, primenjene korektivne akcije su skaliranje aktivne snage na generatorima G1 i G10 u HE Đerdap 2. Na Slici 7 je prikazana šema za sistem sabirница broj 1 u HE Đerdap 2 sa tokovima iz baznog slučaja pre primene korektivnih akcija. Aktivna snaga na generatoru G1 iznosi 7.6098 MW, a na generatoru G10 8.4647 MW. Nakon primene korektivnih akcija, očekuje se da će proizvodnja na oba generatora biti udvostručena.



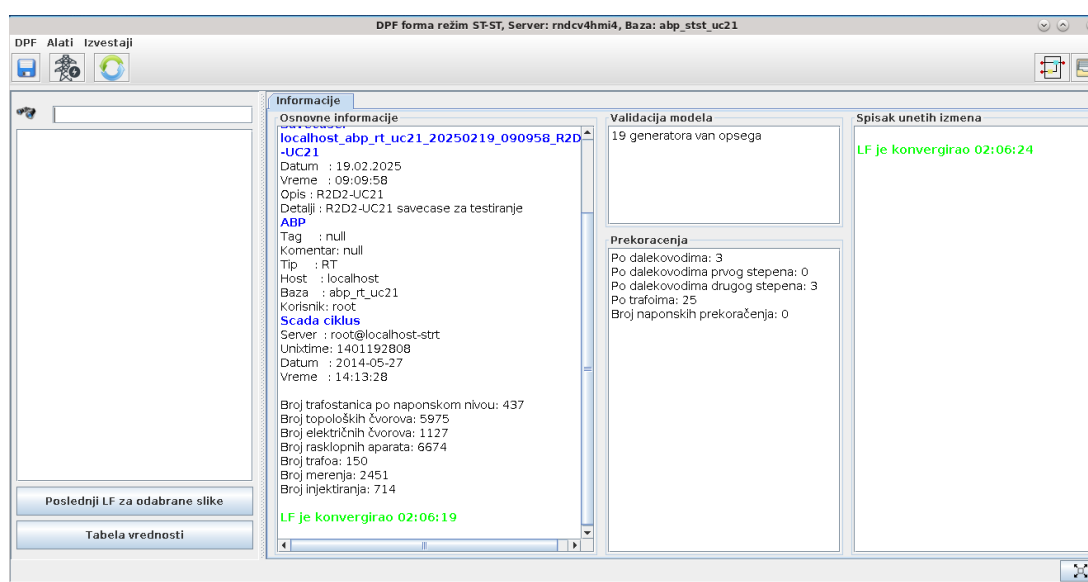
Slika 7 HE Đerdap 2 pre primene korektivnih akcija

„N-1“ preopterećenje koje se rešava je prikazano na Slici 8 tako što je kreiran novi bazni slučaj u kojem je isključen 110 kV dalekovod broj 177. Preopterećenje transformatora broj T1 400/110 kV u trafostanici Bor 2 je vizuelno prikazano crvenom bojom. Pošto se preopterećenje „N-1“ rešava u studijskom modu na ovaj način je simuliran ispad dalekovoda 110 kV broj 177 radi bolje grafičke preglednosti. U realnom vremenu ovo preopterećenje bi se videlo samo u „N-1“ listi preopterećenja i ne bi se kreirao novi bazni slučaj sa isključenim elementom čiji ispad izaziva preopterećenje.



Slika 8 Trafostanica Bor 2 110 kV pre primene korektivnih akcija

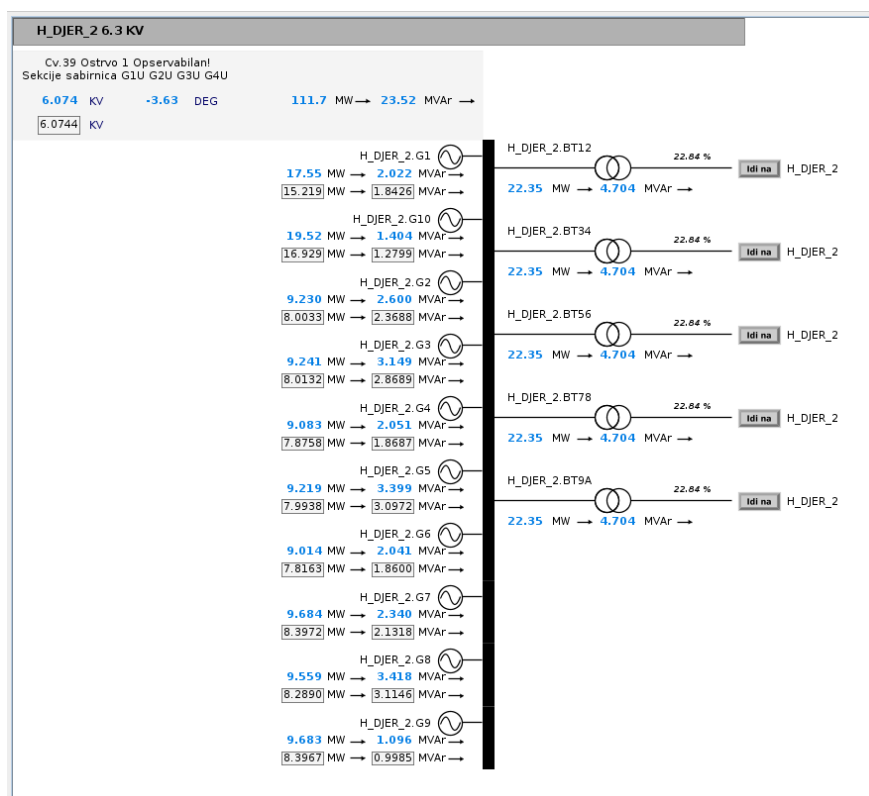
Nakon što je korisnik izabrao korektivne akcije klikom na dugme "Execute RA's in DPF" one se automatski primenjuju na model i šalju aplikaciji DPF (Dispatcher Power Flow) koja vrši proračun toka snage i u okviru koje korisnik proverava validnost primenjenih korektivnih mera. DPF aplikacija je takođe sastavni deo SCADA/EMS sistema, prikazana je na Slici 9 i koristi se za proračune tokova snage nezavisno od RA alata.



Slika 9 DPF aplikacija

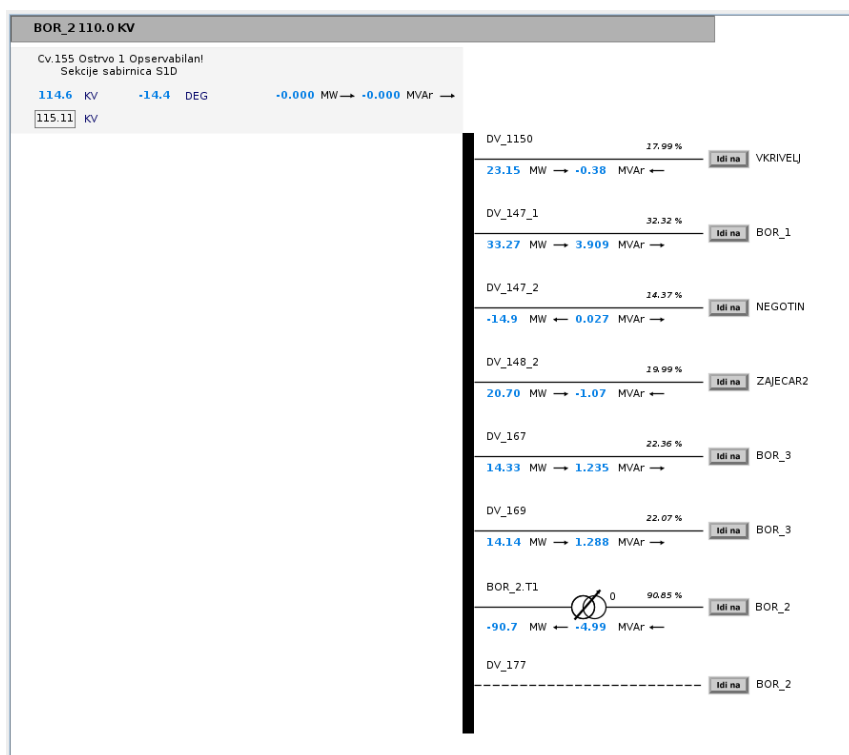
Nakon proračuna tokova snage u DPF aplikaciji, korisnici mogu proveriti validnost primenjenih korektivnih akcija na grafičkim prikazima relevantnih trafostanica. Kao što je prikazano na Slici 10,

aktivna snaga na generatoru G1 u HE Đerdap 2 je 15.219 MW, a na G10 je 16.929 MW, što su očekivani rezultat.



Slika 10 HE Đerdap 2 nakon primene korektivnih akcija

Opterećenje na transformatoru T1 400/110 kV u trafostanici Bor 2 prikazano je na Slici 11 i smanjilo se sa 105.93 % na 90.85 %.



Slika 11 Trafostanica Bor 2 nakon primene korektivnih akcija

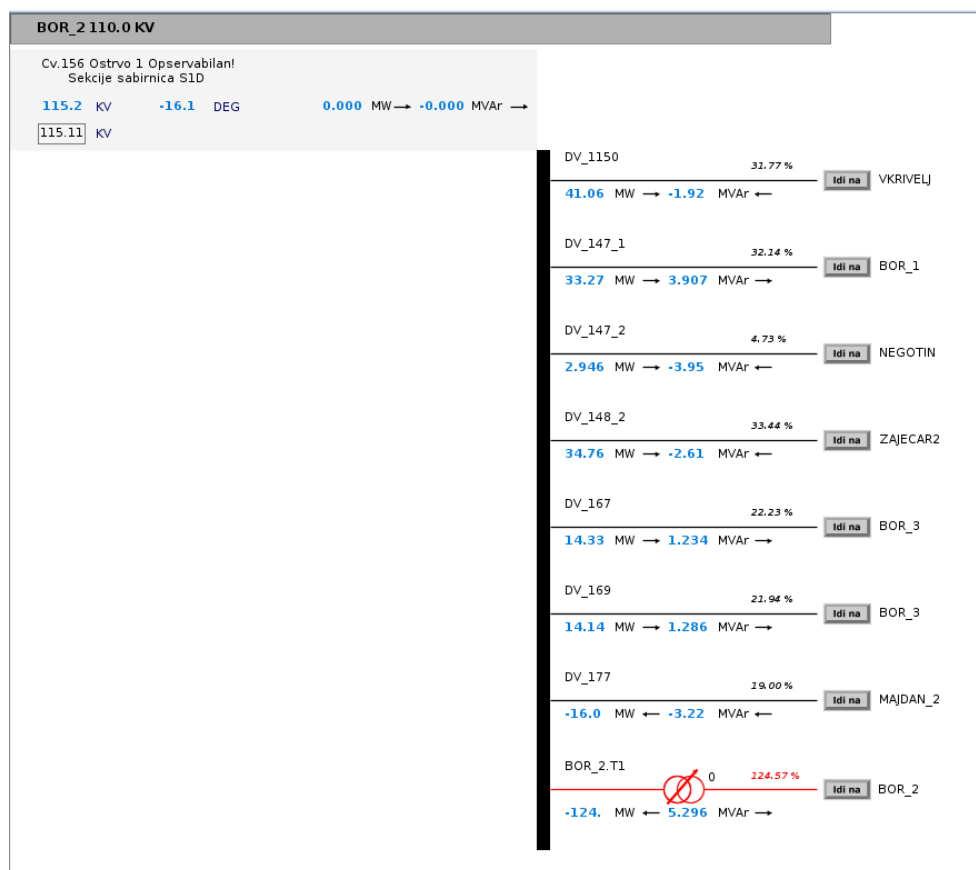
Za studijski deo aplikacije ovo je konačan rezultat. U realnom vremenu, RA alat će omogućiti korisnicima da šalju grupne signale/komande opremi na terenu.

Drugi primer rada RA alata je ukoliko se rešava preopterećenje transformatora T1 400/110 kV u trafostanici Bor 2 koje se javlja u baznom slučaju u modelu. Nakon što se u aplikaciji Analiza ispada izvrši proračun tokova snaga i „N-1“ analiza, rezultati se učitaju u RA alat i korisnici iz liste preopterećenja biraju transformator T1 400/110 kV u trafostanici Bor 2. Na Slici 12 prikazan je prozor u okviru RA alata u kom se pojavljuju sva preopterećenja u baznom slučaju. Nakon što se izabere element čije se preopterećenje rešava, kao i u prethodnom slučaju, unapred definisana lista korektivnih akcija se automatski pojavljuje. Prozor je zelene boje, da bi se razlikovala preopterećenja koja se javljaju u baznom slučaju od „N-1“ preopterećenja.

BASECASE VIOLATIONS							
Overloaded monitored eleme...		Monitored element loading %		Monitored element type			
BOR_2.T1		129.616396		TRANSFORMER		Execute RA's in DPF Show LOG	
Remedial actions for selected element	remedialAction	controledElementType	controledElementName	controledElementId	controledElementAction	ChangeValue	Selected
2	RA00037	GENERATOR	H.DIER_2_03	7784	SCALE	2.0	
3	RA00038	GENERATOR	H.DIER_2_04	7785	SCALE	2.0	
3	RA00039	GENERATOR	H.DIER_2_05	7786	SCALE	2.0	
4	RA00040	GENERATOR	H.DIER_2_06	7787	SCALE	2.0	
4	RA00041	GENERATOR	H.DIER_2_07	7788	SCALE	2.0	
5	RA00042	GENERATOR	H.DIER_2_08	7789	SCALE	2.0	
5	RA00043	GENERATOR	H.DIER_2_09	7790	SCALE	2.0	
1	RA00044	CB	BOR_2.E10.CB.00	5220	OPEN	0.0	
1	RA00048	CB	BOR_2.E11.CB.00	5222	OPEN	0.0	
1	RA00049	CB	BOR_2.E12.CB.00	5225	OPEN	0.0	

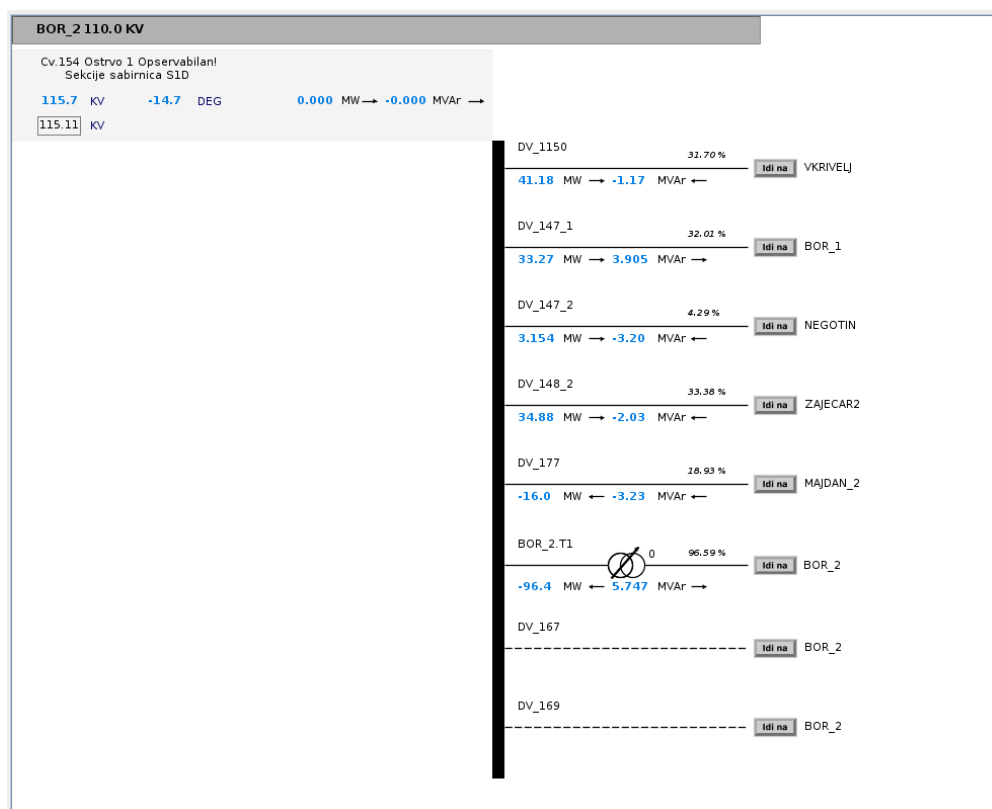
Slika 12 Prozor za rešavanje preopterećenja u baznom slučaju

Rezultati proračuna tokova snage pre primene korektivnih akcija u trafostanici Bor 2 na 110 kV strani su prikazani grafički na Slici broj 13. Kao i u prethodnom slučaju pošto se preopterećenje rešava u studijskom režimu, preopterećenje u baznom slučaju je prikazano grafički nakon izvršenog proračuna tokova snaga. U realnom vremenu, ovo preopterećenje će biti detektovano pojavom alarma u alarm listi na SCADA/EMS sistemu.



Slika 13 Trafostanica Bor 2 na 110 kV strani pre primene korektivnih akcija

Kao što je prikazano na Slici 13, transformator T1 400/110 kV je opterećen 124.57%, što predstavlja preopterećenje od 24.57 %. Korisnik bira da ovo preopterećenje reši primenom topoloških promena. Izabrane korektivne akcije su prikazane na Slici broj 12 i to su isključenje prekidača 110 kV dalekovoda TS Bor 2 – TS Bor 3 (na Slici 13 ova dva dalekovoda su obeležena brojevima 167 i 169 po internom standardu za numerisanje dalekovoda). Kada korisnici izaberu ove dve korektivne akcije potrebno je da klikom na dugme "Execute RA's in DPF" proslede ove akcije DPF aplikaciji koja automatski u modelu isključuje izabrane prekidače. Na Slici 14 prikazani su tokovi u trafostanici Bor 2 na 110 kV strani nakon primene korektivnih akcija. Kao što se može videti opterećenje transformatora T1 400/110 kV u trafostanici Bor 2 je palo sa 124.57% na 96.59%.



Slika 14 Trafostanica Bor 2 na 110 kV strani nakon primene korektivnih akcija

6 ZAKLJUČAK

Principijalno sprovođenje korektivnih akcija u „real-time“ procesu od strane dispečera se sastoji od više nezavisnih funkcionalnih celina. Počev od provere off-line RA baza podataka ili direktnog predloga na osnovu empirije, preko proračun toka snage u nekom od nezavisnih softvera gde je prethodno neophodno da operativno osoblje ručno ispravi model mreže tako da predložene korektivne mere budu primenjene i na kraju izdavanje odgovarajućih naloga putem govorne veze, jasno je da u zavisnosti od iskustva trenutne smene vreme potrebno za realizaciju korektivnih mera može znatno da varira. Navedene aktivnosti su kroz ovaj alat integrisane u jedno koherentno okruženje. U simuliranim slučajevima, RA alat je rezultirao smanjenjem vremena provedenog od detekcije preopterećenja ili potencijalnog preopterećenja u „N-1“ do finalnog režima rada elektroenergetskog sistema u kome je ponovo upostavljen njegov normalan rad i to za oko 30%.

Testiranje funkcionalnosti aplikacije kroz R²D² projekat predviđena je kroz dve demonstrativne celine. Preliminarna demonstracija potvrdila je uspešnost integracije i ispravnog rada RA alata u test SCADA/EMS okruženju. Funkcionalnost za kreiranje novih korektivnih akcija, njihovo pridruživanje određenom elementu kao i uvažavanje u mrežnom modelu na kome je potrebno verifikovati uspešnost, testirani su na velikom broju primera. Ovaj korak razvoja je bio ključni za definisanje narednih zahteva za unapređenje aplikativnog razvoja i procesa implementacije korektivnih akcija na brži i sigurniji način, jer je tendencija da će se ova aplikacija koristiti tokom najkritičnijih situacija u mreži u prenosnom sistemu. Ova činjenica je od presudnog značaja za naredni korak koji podrazumeva integraciju RA alata u SCADA/EMS sistem u okviru operativnog rada u Nacionalnom dispečerskom centru EMS AD.

Pored prethodno ispitanih funkcionalnosti alata, značajna ušteda vremena za realizaciju korektivnih akcija ogleda se u automatskom izdavanju seta kontrolnih signala koji se preko SCADA/EMS prosleđuju ka odgovarajućim elementima elektroenergetskog sistema i rasklopnoj opremi na nivou trafostanice, razvodnih postrojenja i elektrana. Plan je da se ova funkcionalnost prikaže tokom finalne demonstracije.

ZAHVALNICA

Rad je deo *Horizon Europe* projekta R²D² (*Reliability, Resilience and Defense technology for the griD*, ID: 101075714). Ovaj dokument je urađen uz finansijsku pomoć Evropske Unije. Sadržaj ovog dokumenta je isključivo odgovornost autora i ni pod kojim okolnostima se ne može smatrati da odražava stav Evropske Unije.

LITERATURA

- [1] Miloš Stojić, Goran Jakupović, Ninel Čukalevski, Jelena Veselinović, „*Novi SCADA/EMS sistem u Nacionalnom dispečerskom centru Elektromreže Srbije*“, IV Savjetovanje CG KO CIGRE, Igalo 11–14. maj 2015.
- [2] Igor Bundalo, Miloš Stojić, Goran Jakupović, Nina Stojanović, Ninel Čukalevski, Ivana Jovanović, Tatjana Rakić, Aleksandra Mihajlović Bogdanoski, Vladimir Netaj, Nada Turudija, „*Mrežne aplikacije SCADA/EMS sistema regionalnih dispečerskih centara*“, 19. SIMPOZIJUM CIGRE Srbija–Upravljanje i telekomunikacije u EES, On–line, 20–23. oktobar 2020.
- [3] J. Trhulj, G. Jakupovic, M. Stojic and N. Cukalevski, "*Real-Time Power System State Estimator within the National Control Centre of Serbia*", EUROCON 2005 - The International Conference on "Computer as a Tool", Belgrade, Serbia, 2005, pp. 1473-1476, doi: 10.1109/EURCON.2005.1630242.
- [4] „*Methodology for regional operational security coordination for the Core CCR* - in accordance with Article 76(1) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation“, ACER Decision on Core ROSC Methodology: Annex I, 4. decembar 2020.
- [5] <https://r2d2project.eu>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.06)**C2.06****UNAPREĐENJE KOORDINACIJE PLANIRANJA ISKLJUČENJA KORIŠĆENJEM
SOFTVERSKOG REŠENJA RAZVIJENOG U OKVIRU R2D2 PROJEKTA****IMPROVEMENT OF OUTAGE PLANNING COORDINATION USING SOFTWARE
SOLUTION DEVELOPED WITHIN R2D2 PROJECT****Kristina Janošević, Andrijana Prešić, Dušan Prešić, Predrag Simić, Jovica Vidaković,
Petar Petrović, Stefan Tirnanić, Marija Popović, Marko Batić***

Kratak sadržaj: Koordinacija planova isključenja (*Outage Planning Coordination – OPC*) predstavlja jedan od najbitnijih procesa operativnog planiranja rada elektroenergetskog sistema (EES). Ovaj proces se koordiniše na nacionalnom nivou od strane operatora prenosnog sistema, ali i na regionalnom i panevropskom nivou od strane regionalnih koordinacionih centara. U okviru R^2D^2 projekta, finansiranog kroz *Horizon Europe* program, razvijen je *Outage Planning (OP)* alat koji se sastoji od 2 dela: koordinacione platforme putem koje korisnici mogu da prijavljuju planove isključenja i upravljačkog modula putem koga koordinatori procesa mogu da manipulišu isključenjima i zadaju komande za analizu sigurnosti na mrežnim modelima za neki specifični scenario. Korišćenjem datog alata postignuto je da se informacije o predloženim planovima isključenja mogu lako prikupiti, kao i da se simulacija uticaja datih isključenja na EES može jednostavno sprovesti. *OP* alat je dizajniran tako da može da se koristi i za potrebe nacionalnog i za potrebe regionalnog *OPC* procesa. U radu je opisana softverska implementacija *OP* alata, najbitnije funkcionalnosti alata, kao i njegova primena u okviru nacionalnog i regionalnog *OPC* procesa.

Ključne reči: *Koordinacija planiranja isključenja, R2D2, Horizon Europe, Operator prenosnog sistema, Regionalni koordinacioni centar*

Abstract: Outage Planning Coordination (OPC) represents one of the most important processes in operational planning of the Electrical Power and Energy Systems (EPES).

* Kristina Janošević, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, kristina.janosevic@scc-rsci.com
Andrijana Prešić, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, andrijana.presic@scc-rsci.com
Dušan Prešić, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, dusan.presic@scc-rsci.com
Predrag Simić, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, pedjasimke1@gmail.com
Jovica Vidaković, Elektromreža Srbije EMS AD, jovica.vidakovic@ems.rs
Petar Petrović, Elektromreža Srbije EMS AD, petar.petrov@ems.rs
Stefan Tirnanić, Elektromreža Srbije EMS AD, stefan.tirnanic@ems.rs
Marija Popović, Institut Mihajlo Pupin, marija.popovic@pupin.rs
Marko Batić, Institute Mihajlo Pupin, marko.batic@pupin.rs

This process is coordinated at the national level by the transmission system operator, but also at the regional and Pan-European level by the regional coordination centers. As part of the R^2D^2 project, funded through the Horizon Europe program, an Outage Planning (OP) tool was developed that consists of 2 parts: a coordination platform through which users can submit outage plans and a control module through which process coordinators can manipulate outages and issue commands for the security analysis using network models for a specific scenario. By using this tool, it was achieved that information on the proposed outage plans can be easily collected, as well as the simulation of the impact for the given outages on the EPES can be easily executed. The OP tool is designed so that it can be used both for the needs of the national and for the needs of the regional OPC process. The paper describes the software implementation of the OP tool, the most important functionalities of the OP tool, as well as the application of this tool within the national and regional OPC process.

Key words: OPC, R2D2, Horizon Europe, TSO, RCC

1 UVOD

Proces koordinacije planova isključenja (*Outage Planning Coordination – OPC*) elektroenergetske mreže igra važnu ulogu u operativnom planiranju rada elektroenergetskog sistema (EES). Kako bi se EES održao u bezbednom operativnom stanju potrebno je redovno izvoditi radove na održavanju elemenata koji zahtevaju povremena isključenja elemenata. Zahteve za isključenja dostavljaju korisnici različitih službi u okviru nacionalnog operatora prenosnog sistema (*Transmission System Operators – TSO*) – u slučaju Elektromreže AD (EMS, srpskog TSO-a) to su: Direkcija za održavanje prenosnog sistema, Direkcija za upravljanje sredstvima, Direkcija za investicije, Centar za telekomunikacione sisteme, Direkcija za kapitalne projekte. TSO-i za potrebne nacionalnog nivoa OPC procesa imaju obavezu da razmotre i odobre predloge planova remonta elemenata prenosnog sistema, proizvodnih jedinica i elemenata distributivnog sistema. Pored toga, TSO mora koordinisati isključenja sa susednim TSO-ima i sa RCC-ima (*Regional Coordination Centres*) te se ovaj proces godinama sprovodi i na regionalnom i na panevropskom nivou. OPC proces se obavlja u nekoliko vremenskih horizonta: godišnji, kvartalni, mesečni i sedmični.

Najveći izazov na nacionalnom nivou, pored komunikacije pri odobravanju termina isključenja, predstavlja i to što ne postoji automatski način optimizacije planiranih isključenja na osnovu kojeg bi TSO-i mogli da odluče koja se tražena isključenja mogu odobriti sa stanovišta sigurnog rada sistema, već se ove odluke donose na osnovu rezultata analiza sigurnosti i iskustva inženjera. U slučaju regionalnog OPC procesa najčešći izazov predstavlja komunikacija, posebno prilikom usaglašavanja planova isključenja za predstojeću godinu, kada je potrebno više iteracija pregovora da bi se došlo do optimalnog plana isključenja.

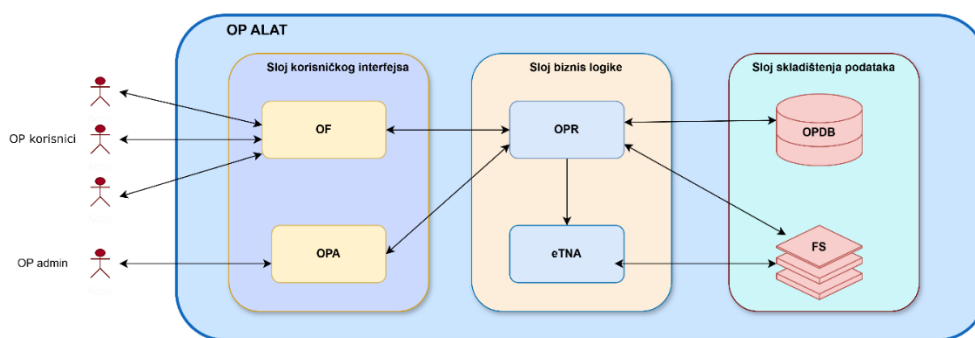
U okviru *Horizon Europe* projekta skraćenice R^2D^2 (*Reliability, Resilience and Defense technology for the griD*) razvijaju se četiri nova proizvoda posvećena prevenciji, zaštiti i obnavljanju EES-a u dva različita nezavisna, ali komplementarna scenarija u energetsom lancu vrednosti – od regionalne koordinacije između TSO-a, do privatnosti krajnjih kupaca električne energije [1]. Ovi proizvodi pokrivaju širok spektar Use Case-ova, među kojima su i oni definisani sa ciljem unapređenja regionalne koordinacije. Jedan od modula je i *EMMA* (*Enhanced Assets Maintenance And Management Toolkit*) u okviru koga je razvijen alat *Outage Planning (OP)* koji za cilj ima da doprinese rešavanju gore pomenutih izazova.

Po pitanju optimizacije plana isključenja ovaj alat nudi mogućnost brzog pokretanja analiza sigurnosti za moguće kombinacije prijavljenih isključenja i uvid u rezultate. Za poboljšanje komunikacije razvijena je koordinaciona platforma *Operator Fabric (OF)* gde korisnici mogu da prijavljuju planirana isključenja. *OP* alat pruža i poboljšanu vizuelizaciju u okviru *Outage Planning Application (OPA)* interfejsa, gde se automatski prikazuju gantogrami isključenja učitavanjem *Unavailability Plan (UAP)* fajlova koji sadrže sve zahteve za isključenja.

U Poglavlju 2 je opisana arhitektura *OP* alata i način kako je povezan sa ostalim alatima, dok Poglavlje 3 predstavlja implementirani algoritam optimizacije isključenja. Poglavlje 4 predstavlja funkcionalnosti i primenu *OP* alata u nacionalnom i regionalnom *OPC* procesu. Poglavlje 6 daje zaključke rada, a poslednje dve celine predstavljaju Zahvalnicu i Literaturu.

2 SOFTVERSKA IMPLEMENTACIJA I ARHITEKTURA *OP* ALATA

OP alat je implementiran kao skup modula koji prate server-klijent arhitekturu, pri čemu se moduli mogu podeliti u 3 tehničke celine (Slika 1):



Slika 1 : Arhitektura *OP* alata

1. Sloj korisničkog interfejsa

OP alat poseduje dve glavne korisničke aplikacije, to su *Operator Fabric (OF)* i *Outage Planning Application (OPA)*.

OF se koristi za prikupljanje zahteva isključenja i dobijanje liste planiranih isključenja nakon završetka procesa optimizacije.

OPA je aplikacija na kojoj su vizuelno prikazani zahtevi za planirana isključenja, gde se može manipulirati zahtevima i gde se prikazuju rezultati procesa optimizacije. Korisnik *TSO*-a može imati ulogu *OP* admina koji će nadgledati proces optimizacije.

2. Sloj biznis logike

Outage Planning Processor (OPR) – interni modul, koristi se za obradu isključenja, manipulisanje softverom *Enterprise Transmission Network Analyzer (eTNA)*, pripremu različitih scenarija isključenja *Outage Planning Scenario (OPS)* i prikazivanje rezultata analiza sigurnosti *Outage Planning Incompatibility (OPI)*.

eTNA – eksterni softver specijalizovan za operativno planiranje, korišćen u okviru *OP* alata za pouzdano i brzo izvršenje analize sigurnosti.

3. Sloj skladištenja podataka

Outage Planning Database (OPDB) modul je zadužen za čuvanje, upravljanje i preuzimanje strukturiranih podataka dok *File Server (FS)* pruža iste funkcionalnosti u radu sa fajlovima.

2.1 OperatorFabric (OF)

OF je eksterni modul namenjen za koordinaciju i saradnju između učesnika u poslovnim procesima u različitim industrijskim domenima [2]. U kontekstu integracije sa *OP* alatom, ova platforma se pokazala kao veoma pogodna za komunikaciju između učesnika *OPC* procesa – entiteta koji prijavljuju željena isključenja, kao i operatora prenosnog sistema koji je zadužen za pokretanje i zatvaranje prozora za *OPC* proces i za prikupljanje samih zahteva (optimizacija zahteva se vrši preko drugog interfejsa – *OPA*).

Komunikacija u okviru *OF*-a se zasniva na sistemu kartica – koje se mogu posmatrati kao određene informacije ili akcije koje učesnici treba da razmene ili izvrše tokom određenog procesa. Kartice koje se razmenjuju u okviru *OF* platforme koriste *handlebars – templating engine* koji kombinuje *HTML* i *Javascript* [3], omogućavajući definisanje i implementaciju specifičanog dizajna i funkcionalnosti kartica.

Modularna arhitektura *OF* pruža jednostavnu integraciju sa eksternim komponentama, putem *REST API*-ja, čime je omogućena standardizovana razmena poruka između dve softverske aplikacije.

2.2 Outage Planning Application (OPA)

OPA modul je interna veb aplikacija implementirana koristeći *React* tehnologiju [4], koja pruža korisnički interfejs za obradu zahteva za isključenje u nacionalnom i regionalnom procesu. Korisnici mogu da se uloguju na *OPA* putem *Keycloak*-a [5], servisa integrisanog u *OF*, čime je autentifikacija i autorizacija delegirana ovom servisu. Konfiguracija korisnika *OP* alata je ostvarena kroz odgovarajuće konfiguracione fajlove podržane od *OF*.

2.3 Outage Planning Processor (OPR)

OPR modul je interna *backend* aplikacija implementirana koristeći *Node.js* [6] platformu, okruženje koje omogućava izvršavanje *javascript*-a na serverskoj strani. Dodatno, korišćena je *Nest.js* [7] platforma, zasnovana na modularnoj arhitekturi i koja koristi *typescript* – pružajući tipizaciju, bolju organizaciju koda i veću otpornost na greške pri razvoju.

Predstavlja *core* modul *OP* alata i izvodi sledeći set funkcionalnosti:

- obrada zahteva isključenja što podrazumeva kreiranje *OPC CON* fajlova (fajlovi sa izabranim isključenjima) na osnovu zahteva isključenja za referentni sat, kao i obrada rezultata analiza sigurnosti;
- komunikacija sa *OF* (preuzimanje zahteva isključenja i slanje konačne liste planiranih isključenja);
- komunikacija sa *eTNA* (razmenjene komande neophodne za izvršavanje analize sigurnosti);

- komunikacija sa *OPA* (primanje zahteva za ručni ili automatski režim rada *OPI* proračuna, slanje *OPI* rezultata);
- komunikacija sa FS (učitavanje *UAP* fajlova, izvoženje *OPC CON* i *UAP* fajlova i učitavanje rezultata analiza sigurnosti).

2.4 eTNA

eTNA je eksterna softverska aplikacija za operativno planiranje, korišćena u okviru *OP* alata za izvršavanje analize sigurnosti [8]. Komunikacija sa *eTNA* alatom je ostvarena pomoću razmenjenih komandi: komanda za učitavanje ulaznih fajlova spojenog modela *CGM* (*Common Grid Model*), *CON* listi (elementi čija se isključenja simuliraju tokom analize sigurnosti) i *MON* listi (monitoring lista sa elementima koji se prate u cilju otkrivanja preopterećenja), komande za učitavanje *OPC CON* fajla, zatim komande za izvršenje *OPC Scale* funkcije koja primenjuje isključenja iz *OPC CON* fajla na *CGM*, komande za izvršenje analize sigurnosti i komande za izvoženje rezultata analize sigurnosti. Pomenute komande su objedinjene u *powershell* skriptu, radi jednostavnije upotrebe, konzistentnosti i automatizacije u komunikaciji sa *eTNA*.

2.5 Outage Planning Database (OPDB)

OPDB je relacionalna baza podataka implementirana u *MySQL*-u, koja sadrži sve podatke neophodne za izvršenje *OPC* procesa: elemente mreže, mapiranje *EIC* – *CIM* kodova (*EIC* kodovi su definisani kroz *UAP* fajl, a *CIM* kodovima su dati elementi predstavljeni u mrežnim modelima na kojima se rade analize sigurnosti), zahteve za isključenje, *OPI* scenarije, kao i *OPI* rezultate. Komunikacija sa *OPR* je ostvarena putem *TypeORM*-a [9], koji omogućava objektno-relaciono mapiranje – u *OPR*-u se definišu entititeti koji se mapiraju na tabele u bazi, čime je omogućen rad sa podacima na apstraktnijem nivou, bez direktnog pisanja *SQL* upita.

2.6 File Server (FS)

Korišćenje fajlova od strane različitih modula je realizovano preko razmene fajlova u okviru FS sistema, što je adekvatno za trenutne potrebe manjeg broja korisnika. Međutim, sa rastom broja korisnika i količine podataka, planiran je prelazak na namenski fajl server kako bi se dobilo rešenje koje će omogućiti centralizovano upravljanje fajlovima, veću skalabilnost i poboljšanu kontrolu pristupa.

3 ALGORITAM OPTIMIZACIJE ISKLJUČENJA U OP ALATU

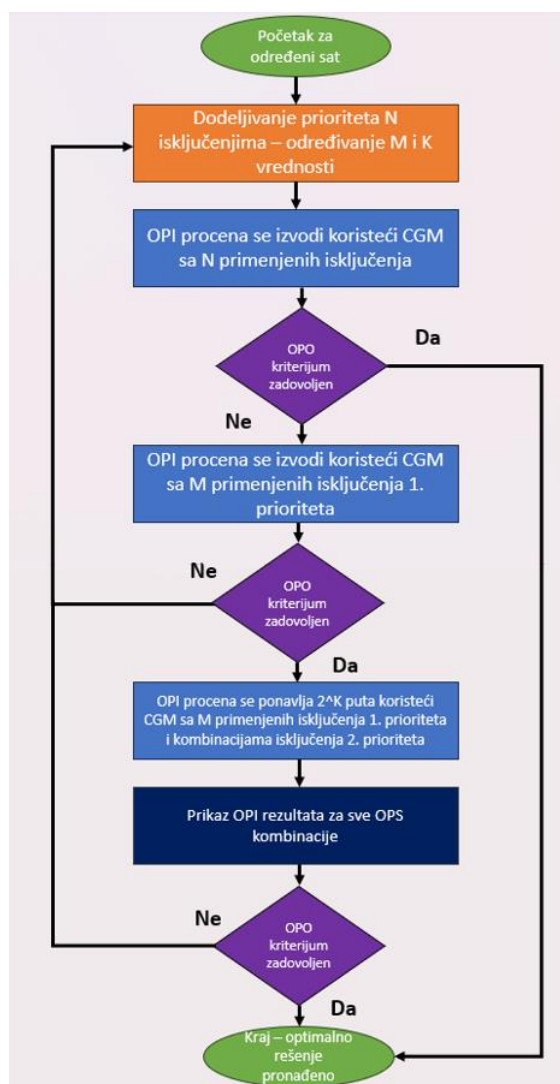
OP alat nudi mogućnost automatizacije i optimizacije procesa odabira planiranih isključenja koji za sad *TSO*-i sprovode ručno, odrađivanjem analiza sigurnosti za neke od kritičnih sati, a finalne odluke donose inženjeri sa iskustvom u planiranju isključenja. Proces automatizacije se bazira na komunikaciji sa softverom *eTNA* koji nad izabranim modelom proverava da li je primenom izabranih isključenja zadovoljena sigurnost u mreži. Ovaj postupak se može primeniti kako za nacionalni, tako i za regionalni *OPC* proces. *OP* alat ima dva režima rada za *OPI* proračune: ručni i automatski režim.

U ručnom režimu *OP* admin odlučuje koja isključenja će biti primenjena u *CGM*-u, i to admin odrađuje ručno. To se može odraditi tako što se u gantogramu na *OPA* označe sva polja za elemente za koje admin želi da budu isključeni u posmatranom satu. U gantogramu za svaki sat postoji dugme kojim je moguće izvršiti analizu sigurnosti nad modelom mreže sa izabranim isključenjima uz relevantne podatke i nakon njenog završetka će biti prikazani rezultati. Na

osnovu tih rezultata, *OP* admin može da odluči da li treba izvršiti analize sa drugim izabranim isključenjima za taj sat i ponovo pokrenuti analizu.

Automatski režim obezbeđuje adminu da uporedi rezultate analiza sigurnosti za više scenarija sa različitim kombinacijama isključenja na osnovu kojih bi alat mogao da predloži optimalno rešenje. Za formiranje kombinacija isključenja postoje dva nivoa prioriteta zahteva za isključenjima: zahtevi za isključenja 1. prioriteta su obavezni i oni se primenjuju na *CGM*, dok se zahtevi 2. prioriteta mogu menjati. Od ukupnog broja *N* zahteva za isključenja, admin određuje *M* broj elemenata 1. prioriteta koji će u svim kombinacijama biti isključeni, a *K* broj elemenata 2. prioriteta koji će menjati status.

Na Slici 2 [10] je prikazan algoritam za automatski način rada.



Slika 2: Algoritam automatskog načina rada OP alata

Scenario za koji se *OPO* kriterijum zadovolji smatra se rešenjem optimizacije i prikazuje se na *OPA*. *OPO* kriterijum je zadovoljen ako je $KPI_1 \geq 0$, gde KPI_1 (*KPI* – *Key Performance Indicators*, srp. ključni pokazatelji učinka) predstavlja minimalnu vrednost preostalog opterećenja monitorisanog elementa (iz *MON* liste) nakon simulacije ispada najuticajnijeg elementa (iz *CON* liste). Nakon što *OP* admin odredi prioritete vrši se proračun za najoptimističniji scenario, tako što se svih *N* isključenja primeni u *CGM*-u i nad tim modelom

se sprovodi analiza sigurnosti. Ukoliko *OPO* kriterijum nije ispunjen procena se vrši nad modelom sa *M* isključenih elemenata. Ukoliko ni tada nije ispunjen kriterijum, proces se vraća na drugi korak gde admin treba da izabere različite kombinacije za *M* i *K*. Nakon što se utvrdi da je *OPO* kriterijum zadovoljen za *M* planiranih isključenja, vrši se proračun za različite scenarije čiji je ukupan broj 2^k-2 (izuzimaju se slučajevi da su svi *K* elementi isključeni i svi *K* elementi uključeni).

4 FUNKCIONALNOSTI I PRIMENA *OP* ALATA U OKVIRU NACIONALNOG I REGIONALNOG *OPC* PROCESA

4.1 Koordinaciona platforma *OF*

Zahtevi za planiranje isključenja se prikupljaju putem koordinacione platforme, dela na *OF* platformi, prilagođenog potrebama ovog procesa. Proces kreiranja zahteva se obavlja putem kreiranja kartica koje predstavljaju glavni vid komunikacije na *OF*. Kartice je moguće kreirati za sledeće korake koji predstavljaju ujedno i zahteve u *OPC* procesu:

- Početak procesa prijavljivanja planiranih isključenja;
- Završetak procesa prijavljivanja planiranih isključenja;
- Kreiranje i izmene zahteva za isključenja;
- Slanje rezultata *OPC* procesa.

Korisnik *TSO*-a ima ulogu *OP* admina na koordinacionoj platformi u procesu nacionalnog *OPC* procesa.

Sam proces počinje kada *OP* admin pošalje informativnu poruku o početku procesa prijave planiranih isključenja. Proces kreiranja te kartice je prikazan na Slici 3. U ovom slučaju opisan je proces za godišnji plan isključenja. U gornjem delu slike su prikazani detalji procesa – koji je proces u pitanju i koji korak izabranog procesa, u ovom slučaju početak prijave isključenja. Kartica sadrži osnovne detalje: tip procesa – godišnji i rok do kada je moguće podnositi zahteve. U drugom delu kartice se nalaze primaoci ove poruke i, kao što se može videti, nabrojane su sve organizacije koje imaju prava da podnesu zahteve za isključenja planirana tokom sledeće godine.

Treći deo kartice, koji se vidi neposredno pred slanje, se sastoji iz predefinisanoog teksta sa informacijama o predstojećim akcijama za primaoca. Ovo je prikazano na Slici 4.

Unošenje zahteva je jednostavno, kroz padajući meni se izaberu željeni elementi i vremenski periodi isključenja.

U zahtevu za isključenje je potrebno uneti i ime elementa, opis (ovo je opciono polje), tip isključenja (zbog čega je element isključen), početak i završetak isključenja, potrebno vreme za vraćanje u pogon (opciono), da li je isključenje dnevno ili trajno, kao i da li je planirano i za dane vikenda.

Slika 3: Kreiranje kartice – početak procesa prijavljivanja planiranih godišnjih isključenja

Slika 4: Prikaz poruke pred slanje početka procesa prijavljivanja planiranih godišnjih isključenja

Na kraju se unose primaoci koji će dobiti ovu notifikaciju. Moguće je promeniti i tip kartice, u ovom slučaju kartica je informativnog karaktera i to je za sada predefinisano. Vreme *Start date* označava vreme kada je kartica kreirana, a *End date* do kada će kartica biti aktivna. Na Slici 5 je prikazan primer prijave zahteva za isključenje elementa u EMS-ovoj mreži 400 kV TS Leskovac – TS Niš 2 u periodu od 12. do 16. maja 2025.

Na Slici 6 je prikazan zahtev sa prethodne slike, ali sada u vidu kartice na nalogu korisnika koji je postavljen kao primalac na prošloj slici. Može se uočiti da u desnom donjem uglu kartice postoji dugme *Acknowledge and Close* koje primalac može kliknuti što predstavlja vid potvrđivanja ove notifikacije. Takođe, u levom delu prikaza, gde su izlistane sve notifikacije, može se videti sa kog naloga je poslata kartica kao i vreme njenog slanja. U okviru jedne kartice zahteva, korisnik može prijaviti više isključenja istog ili različitih elemenata što doprinosi ubrzanju procesa prijave isključenja.

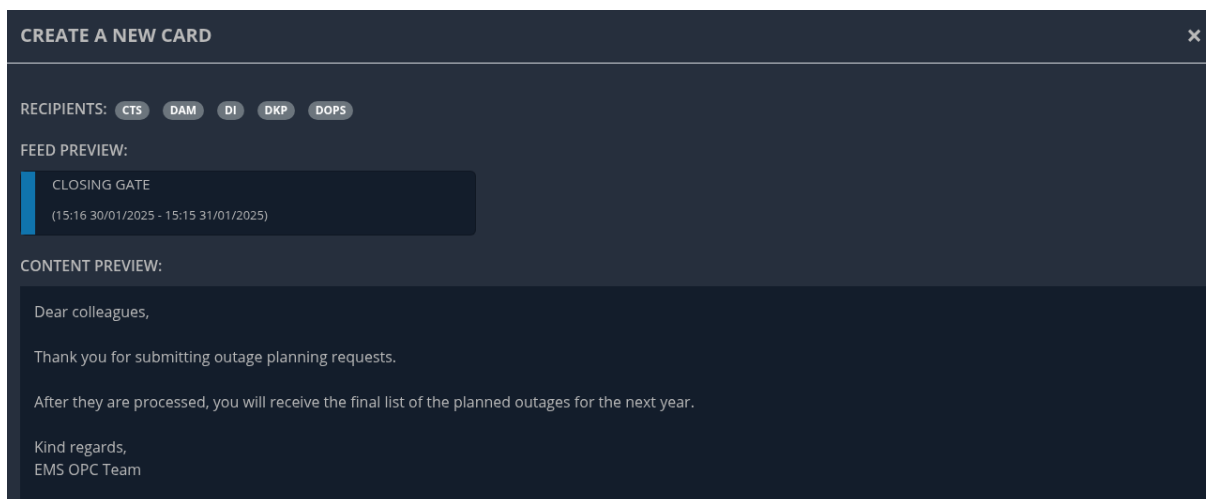
Slika 5: Kreiranje zahteva za isključenje dalekovoda 400 kV TS Leskovac – TS Niš 2

Nakon završetka roka za prijavu isključenja *OP* admin šalje obaveštenje korisnicima o završetku prijave isključenja – tekst notifikacije na Slici 7.

Ova akcija automatski pokreće kreiranje *UAP* fajla koji sadrži sve prethodno prijavljene zahteve za isključenja. Ovaj fajl je struktuiran tako da odgovara zvaničnom formatu koji koristi ENTSO-e. Generalno, ovaj fajl se može učitati u zvanični ENTSO-e alat za *OPC* proces i izvesti iz njega. Ovakvim generisanjem *UAP* fajla od strane *OP* alata se postiglo da *OP* alat bude kompatibilan sa panevropskim alatom za *OPC* proces.

Element	Description	Business type	Start date	End date	Daily	Weekend work	Restoration time
347460-LE2-NIZV	Radovi na dalekovodu	B81	2025-05-12T08:00	2025-05-16T16:00	Daily	No	2

Slika 6: Prikaz zahteva za isključenje u vidu notifikacije na korisničkom nalogu primaoca



Slika 6: Notifikacija o završetku procesa prijave isključenja

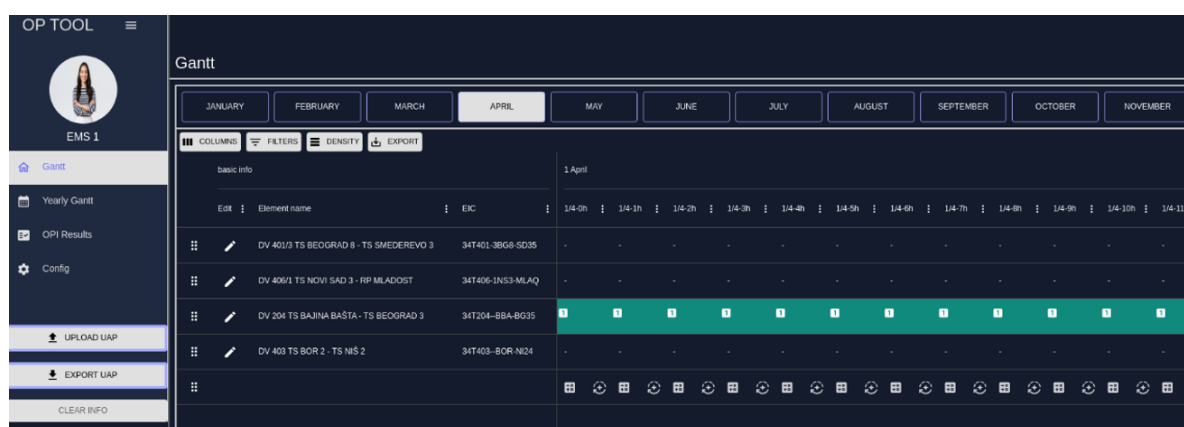
4.2 OPA

Ova aplikacija predstavlja vizuelni prikaz *OP* alata. Napravljena je kao veb aplikacija koja obezbeđuje vizuelni prikaz planiranih isključenja, konfigurisanje elemenata mreže i rukovanje podacima koji će se obrađivati u analizi sigurnosti u *eTNA* softveru. Takođe, na ovoj aplikaciji se mogu prikazati rezultati nakon odrađene analize.

Na Slici 8 je dat izgled početnog ekrana *OPA* i to za slučaj kada je ulogovan korisnik EMS-a. Može se uočiti da postoje dva glavna dela ekrana, levi deo koji sadrži ime aplikacije, ime i sliku ulogovanog korisnika, tri dugmeta i meni sa četiri opcije.

Dugme *Upload UAP* služi za dostavljanje *UAP* fajlova na *OPA*; jedna od mogućnosti je da se iskoristi fajl koji je nastao kao rezultat koordinacije u *OF*, a druga mogućnost je da se koristi *UAP* fajl koji je preuzet sa ENTSO-e alata za *OPC* proces.

Dugme *Export UAP* služi za preuzimanje *UAP* fajl sa *OPA*, može se aktivirati u bilo kojoj fazi optimizacije planiranja isključenja kako bi se sačuvao trenutni prikaz isključenja. *Clear Info* je dugme kojim se resetuju sve promene nakon učitavanja *UAP* fajla.



Slika 8: OPA početni ekran

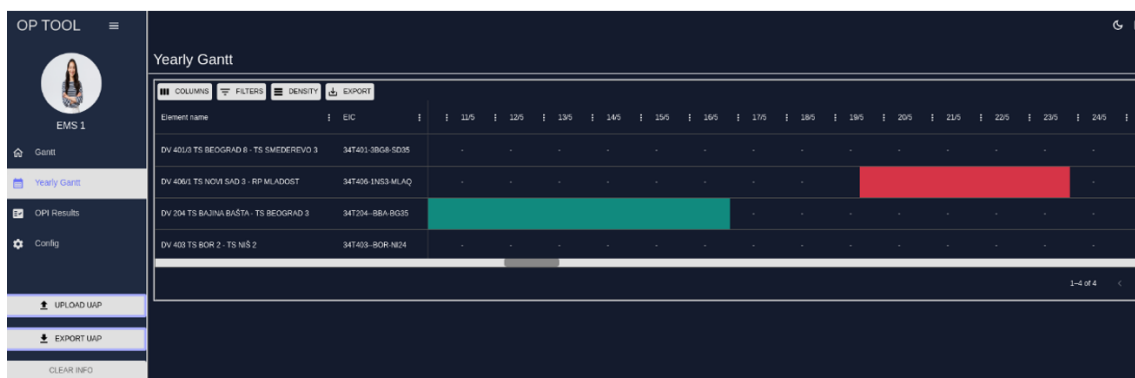
Najveći deo ekrana u aplikaciji zavisi od izabrane stavke iz menija. Ukoliko korisnik ima odabran *Gantt*, sa desne strane se pojavljuju isključenja iz *UAP* fajla na satnoj rezoluciji. Čelije tabele mogu biti: označene crticom što znači da nema zahteva za isključenje tog elementa u tom satu ili obojene jednom od boja (crvena, zelena ili crna – zavisi od naponskog nivoa elementa 400, 220 ili 110 *kV*, respektivno) što znači da je planirano isključenje tog elementa u tom satu. Čelije mogu biti popunjene sa brojevima 1 ili 2, u zavisnosti od izabranog prioriteta zahteva.

Za odabir odgovarajućeg prikaza planiranih isključenja se koristi dugmad koja korisniku omogućava filtriranje isključenja po mesecima, a moguće je istovremeno filtrirati i više meseci, što je posebno korisno za isključenja koja obuhvataju duži vremenski period. Ova funkcija olakšava korisnicima da se fokusiraju samo na vremenske okvire koji su im od interesa.

Informacije o planiranim isključenjima je moguće menjati u samoj aplikaciji klikom na ikonicu olovke u koloni *edit*. Na Slici 9 je prikazano koja se polja dodatno mogu izmeniti: početno i krajnje vreme trajanja isključenja, da li je isključenje dnevno ili trajno, da li je isključenje aktivno i tokom dana vikenda, a moguće je i čekirati prioritet isključenja.

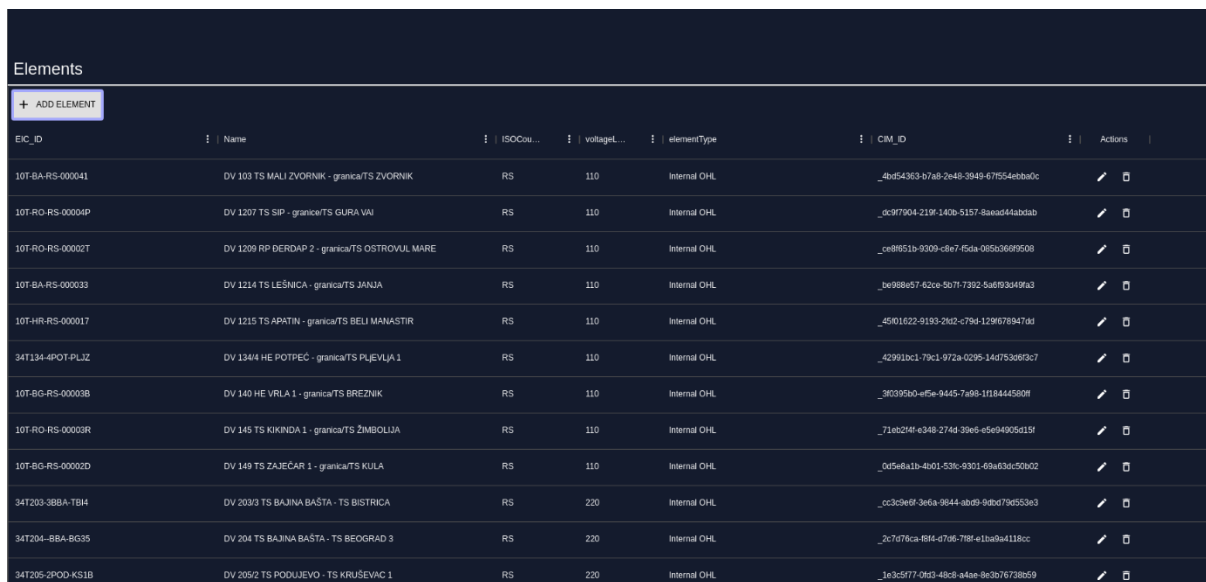
Slika 9: Izmene zahteva za isključenje

Drugi prikaz isključenja je godišnji prikaz (Slika 10) na kom korisnik može videti zahteve za isključenja koji su prikazani u dnevnoj rezoluciji.



Slika 10: Prikaz godišnjeg gantograma

Stavka iz menija *OPI Results* ima funkciju prikazivanja izračunatih *KPI*-jeva nakon odrađene analize sigurnosti. Ukoliko je izabran ručni režim biće prikazane vrednosti za jedan scenario, a ukoliko je automatski, biće prikazane vrednosti za sve *OPS*. *Config* ima ulogu u definisanju liste svih elemenata čija se isključenja prikazuju na gantogramima. Ovo registrovanje elemenata je bitno jer se na ovaj način povezuju *EIC* kodovi prethodno definisani kroz *UAP* fajl sa *CIM* kodovima kojima su dati elementi predstavljeni u mrežnim modelima na kojima se rade analize sigurnosti pomoću *eTNA* alata – Slika 11.



EIC_ID	Name	ISOCode	voltage	elementType	CIM_ID	Actions
10T-BA-RS-000041	DV 103 TS MALI ZVORNIK - granica/TS ZVORNIK	RS	110	Internal OHL	_4b54363-b7a8-2e48-3949-67554ebba0c	 
10T-RO-RS-00004P	DV 1207 TS SIP - granica/TS GURA VAN	RS	110	Internal OHL	_dc97904-219f-140b-5157-8aad44abdad	 
10T-RO-RS-00002T	DV 1209 RP DERDAP 2 - granica/TS OSTROVUL MARE	RS	110	Internal OHL	_ce8951b-9309-c8e7-f5da-085b3699508	 
10T-BA-RS-000033	DV 1214 TS LEŠNICA - granica/TS JANJA	RS	110	Internal OHL	_be988e57-62ce-5b7f-7382-5a6f93d49a3	 
10T-HR-RS-000017	DV 1215 TS APATIN - granica/TS BELI MANASTIR	RS	110	Internal OHL	_4501622-9193-2b2c-79d-129f78947dd	 
34T134-4POT-PLIZ	DV 134/4 HE POTPEČ - granica/TS PLJEVLJA 1	RS	110	Internal OHL	_42991bc1-79c1-972a-0295-14d7536f3c7	 
10T-BG-RS-00003B	DV 140 HE VRLA 1 - granica/TS BREZNIK	RS	110	Internal OHL	_30395b0-e5e-9445-7a98-118444580ff	 
10T-RO-RS-00003R	DV 145 TS KIKINDA 1 - granica/TS ŽIMBOLJA	RS	110	Internal OHL	_71e624f-e348-274d-39e6-e5e94905d19f	 
10T-BG-RS-00002D	DV 149 TS ZAJEČAR 1 - granica/TS KULA	RS	110	Internal OHL	_0d5e6a1b-4b01-538c-9301-69a63dc5b02	 
34T203-3BBA-TBH	DV 203/3 TS BAJINA BAŠTA - TS BISTRICA	RS	220	Internal OHL	_cc3c9e8f-3e6a-9844-abd9-9dbd79d553e3	 
34T204-BBA-BG35	DV 204 TS BAJINA BAŠTA - TS BEOGRAD 3	RS	220	Internal OHL	_2c7d78ca-884-d7d6-788f-41ba9a4118cc	 
34T205-2POD-KS1B	DV 205/2 TS PODUJEVO - TS KRUŠEVAC 1	RS	220	Internal OHL	_1e3c5977-0bd-48c8-e4ae-8e3b76728b59	 

Slika 11: Registrovanje elemenata u Config odeljku

Na osnovu informacija iz gantograma *OP* admin priprema ulazne podatke koji će se koristiti za proračune analiza sigurnosti. Za proračun se koristi *CGM* i *OPC CON* lista koja predstavlja listu izabranih isključenja. Integracijom *OPC CON* liste u *CGM* se dobija izmenjeni *CGM* sa izabranim isključenjima u tom referentnom satu. Pored ovih ulaznih podataka koriste se još i *CON* i *MON* lista.

OPI proces je predviđen da se vrši i pokretanjem direktno iz *OP* aplikacije.

Za svrhu nacionalnog *OPC* procesa *TSO* može učitati *UAP* fajl direktno u *OPC* alat, dok za potrebe regionalnog procesa *RCC* može da preuzme *UAP* fajl sa *OPC* alata i importuje ga u *OP* alat. Alat je specifikiran da zadovolji i potrebe *RCC*-a i potrebe *TSO*-a. Funkcionalnosti alata kao što su brza manipulacija, kreiranje različitih kombinacija isključenja, brzo pokretanje analiza sigurnosti doprinose i *RCC* inženjerima kojima nedostaje iskustvo iz dispečarskog centra.

Za potrebe regionalnog *OPC* procesa korišćene su funkcionalnosti aplikacije *OPA*. U aplikaciju je učitani *UAP* fajl, preuzet sa *OPC* alata, a koji sadrži ne samo EMS-ove elemente već i regionalne, elemente koji pripadaju mrežama okolnih *TSO*-a. Primer jednog korišćenog *UAP* fajla je dat na Slici 12. Konkretno dat je primer zapisa isključenja 400 kV dalekovoda Pljevlja 2 – Ribarevine u *UAP* fajlu koji je preuzet sa *OPC* panevropskog alata.

```

252 <psrType.psrType>A02</psrType.psrType>
253 <psrType.powerSystemResources.highVoltageLimit unit="KVT">400.0</psrType.powerSystemResources.highVoltageLimit>
254 </RegisteredResource>
255 </TimeSeries>
256 <TimeSeries>
257 <mRID>ME_0611_10</mRID>
258 <description>Maintenance</description>
259 <businessType>B81</businessType>
260 <outage_Period.timeInterval>
261 <start>2025-09-19T06:00Z</start>
262 <end>2025-09-19T08:00Z</end>
263 </outage_Period.timeInterval>
264 <lastChange_MarketAgreement.createdDateTime>2024-11-06T10:29:00Z</lastChange_MarketAgreement.createdDateTime>
265 <noRestitution_ConstraintDuration.type>N</noRestitution_ConstraintDuration.type>
266 <marketObjectStatus.status>A36</marketObjectStatus.status>
267 <coordination_MarketObjectStatus.status>A29</coordination_MarketObjectStatus.status>
268 <measurement_Unit.name>MAW</measurement_Unit.name>
269 <day_MarketObjectStatus.status>A05</day_MarketObjectStatus.status>
270 <week_MarketObjectStatus.status>A05</week_MarketObjectStatus.status>
271 <saturday_MarketObjectStatus.status>A03</saturday_MarketObjectStatus.status>
272 <sunday_MarketObjectStatus.status>A03</sunday_MarketObjectStatus.status>
273 </RegisteredResource>
274 <mRID_codingScheme>A01</mRID_codingScheme>35T-4-RIB-FV2--W</mRID>
275 <name>DV 400kV Pljevlja 2 - Ribarevine</name>
276 <psrType.psrType>A02</psrType.psrType>
277 <psrType.powerSystemResources.highVoltageLimit unit="KVT">400.0</psrType.powerSystemResources.highVoltageLimit>
278 </RegisteredResource>
279 </TimeSeries>
280 <TimeSeries>
281 <mRID>ME_0611_12</mRID>
282 <description>Maintenance</description>
283 <businessType>B81</businessType>
284 <outage_Period.timeInterval>
285 <start>2025-10-06T06:00Z</start>
286 <end>2025-11-02T17:00Z</end>
287 </outage_Period.timeInterval>
288 <lastChange_MarketAgreement.createdDateTime>2024-11-06T10:29:00Z</lastChange_MarketAgreement.createdDateTime>
289 <maximumRestitution_ConstraintDuration.duration>FODT1H0M</maximumRestitution_ConstraintDuration.duration>
290 <marketObjectStatus.status>A36</marketObjectStatus.status>
291 <coordination_MarketObjectStatus.status>A29</coordination_MarketObjectStatus.status>
292 <measurement_Unit.name>MAW</measurement_Unit.name>
293 <day_MarketObjectStatus.status>A05</day_MarketObjectStatus.status>
294 <week_MarketObjectStatus.status>A05</week_MarketObjectStatus.status>

```

Slika 12: Primer UAP fajla sa elementima iz regiona

Sam prikaz u *OPA* nakon učitavanja *UAP* fajla je identičan kao u slučaju *OPC* procesa na nacionalnom nivou, a na Slici 13 je prikazana funkcionalnost filtriranja isključenja, što je dodatna funkcionalnost u odnosu na *OF*.

The screenshot shows the 'OP TOOL' interface. On the left is a sidebar with a user profile (SCC 1) and navigation options: Gantt, Yearly Gantt (selected), OPI Results, and Config. At the bottom of the sidebar are buttons for 'UPLOAD UAP', 'EXPORT UAP', and 'CLEAR INFO'. The main area is titled 'Yearly Gantt' and contains a table with columns 'Columns', 'Operator', and 'Value'. A filter overlay is active, showing a list of filters: 'EIC starts with 35', 'And Element name contains Filter value', and 'And Element name contains Filter value'. Below the filter overlay, a table lists two elements: 'OHL 400kV Pljevlja 2 - Ribarevine' with value '35T-4-RIB-PV2--W' and 'OHL 220kV Podgorica 1 - Mojkovac' with value '35T-2-PG1-MOJK-M'. The table has columns for 'Columns', 'Operator', and 'Value'.

Slika 13: Filtriranje zahteva za isključenja

U slučaju nacionalnog *OPC* procesa postoji mogućnost da *RCC* korisnik pokrene analize sigurnosti kao *OP* admin. Samo pokretanje analiza sigurnosti u *eTNA* je realizovano preko API skripte u kojoj su definisane sve komande potrebne za proračun, koje su već opisane u prethodnom poglavlju.

Nakon uvida *RCC* inženjera u preopterećenja elemenata mreže posle primenjenih isključenja, proces regionalne koordinacije isključenja se nastavlja izvoženjem *UAP* fajla koji je u *.xml* formatu.

5 ZAKLJUČAK

Ovaj rad pruža detaljnu sliku jednog alata koji može biti od velikog značaja za *OPC* proces u budućnosti kako na nacionalnom, tako i na regionalnom nivou. Opisane funkcionalnosti alata doprinose prevazilaženju trenutnih izazova u ovom procesu i značajno bi mogle da olakšaju koordinaciju, optimizaciju i automatizaciju izbora planiranih isključenja. Sam proces optimizacije i finalnog izbora planiranih isključenja trenutno se uglavnom oslanja na ljudski faktor – iskustvo inženjera, te s obzirom na to, ovaj alat predstavlja napredak ka automatizaciji tog procesa. Različiti moduli ovog alata su za sada testirani tokom preliminarne demonstracije u okviru R^2D^2 projekta. Trenutno se radi na finalizaciji alata, povezivanju svih pomoćnih komponenti i uspostavljanju međusobne komunikacije, a dodatna testiranja se očekuju u narednim mesecima. Buduća unapređenja *OP* alata mogu ići u pravcu:

- Izgradnje robustnog softverskog koda, kako bi se omogućila primena u produkcionom okruženju *TSO*-a i *RCC*-a;
- Ugradnje modula za proračun tokova snaga u okviru *OP* alata kako bi se eliminisala njegova zavisnost prema spoljnom alatu koji trenutno radi ovaj proces za potrebe optimizacije isključenja;
- Usložnjavanja optimizacione funkcije kako bi optimizacija postala efikasnija, brža i kako bi se uvažili drugi bitni aspekti u procesu planiranju isključenja.

ZAHVALNICA

Rad je deo *Horizon Europe* projekta R^2D^2 (*Reliability, Resilience and Defense technology for the grid*, ID: 101075714). Ovaj dokument je urađen uz finansijsku pomoć Evropske Unije. Sadržaj ovog dokumenta je isključivo odgovornost autora i ni pod kojim okolnostima se ne može smatrati da odražava stav Evropske Unije.

6 LITERATURA

- [1] Reliability, Resilience and Defense technology for the grid, <https://r2d2project.eu/>, 30.03.2025;
- [2] “OperatorFabric.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://opfab.github.io/>
- [3] “Handlebars.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://handlebarsjs.com/>
- [4] “React.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://react.dev/>

- [5] K. Team, “Keycloak.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.keycloak.org/>
- [6] “Node.js — Run JavaScript Everywhere.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://nodejs.org/en>
- [7] “NestJS - A progressive Node.js framework.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://nestjs.com/>
- [8] “Transmission Network Analyzer | Electricity Coordinating Center - EKC.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://www.ekc-ltd.com/software/transmission-network-analyzer>
- [9] “TypeORM - Amazing ORM for TypeScript and JavaScript (ES7, ES6, ES5). Supports MySQL, PostgreSQL, MariaDB, SQLite, MS SQL Server, Oracle, WebSQL databases. Works in NodeJS, Browser, Ionic, Cordova and Electron platforms.” Accessed: Apr. 02, 2025. [Online]. Available: <https://typeorm.io/>
- [10] R²D² project consortium, „D6.2 Final version of the enhanced maintenance and asset management toolkit", september 2024.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.07)**C2.07****UTICAJ TAČNOSTI PROGNOZE PROIZVODNJE IZ OIE NA DSO NIVOU NA
OPERATIVNO PLANIRANJE PRENOSNOG SISTEMA****THE IMPACT OF FORECAST ACCURACY OF RES GENERATION CONNECTED TO
THE DISTRIBUTION SYSTEM ON THE OPERATIONAL PLANNING OF THE
TRANSMISSION SYSTEM****Ivana Stamenić, Srđan Mladenović, Marija Đorđević, Ana Bukara, Miroslav Vilček***

Kratak sadržaj: Iako je u Srbiji trenutno udeo proizvodnje iz obnovljivih izvora energije (OIE) na distributivnom nivou relativno nizak, očekuje se da će njegov značaj u budućnosti rasti. Precizna prognoza proizvodnje OIE na DSO nivou postaje ključna ne samo za analize i operativno planiranje prenosnog sistema, već i za njegovo upravljanje, jer može uticati na tokove snaga, naponske profile, proračune prenosnih kapaciteta i sigurnost rada elektroenergetskog sistema. Ovaj rad analizira kako odstupanja u prognozama proizvodnje iz OIE na distributivnom nivou mogu uticati na procese operativnog planiranja u prenosnom sistemu, a samim tim i na donošenje odluka u realnom vremenu. Iako trenutni uticaji nisu značajni, pravovremena priprema kroz unapređenje metodologija prognoziranja i bolju koordinaciju između DSO i TSO može doprineti preciznijim analizama, optimalnijem korišćenju mrežnih kapaciteta i pouzdanijem radu elektroenergetskog sistema. Kroz analizu mogućih scenarija, rad ukazuje na potrebu za unapređenjem razmene podataka i razvojem prognoza kako bi se omogućilo kvalitetnije operativno planiranje. Na taj način, uticaj distributivne proizvodnje iz OIE može biti pravovremeno prepoznat i adekvatno uzet u obzir, čime se poboljšava i upravljanje prenosnim sistemom u uslovima sve veće integracije obnovljivih izvora na nižim naponskim nivoima.

Ključne reči: OIE, TSO, DSO, prognoza proizvodnje

Abstract: Although the share of renewable energy production (RES) at the distribution level in Serbia is currently relatively low, it is expected that its importance will grow in the future. Accurate forecasting of RES production at the DSO level is becoming crucial not only for analysis and operational planning of the transmission system but also for its control, as it can impact power flows, voltage profiles, transmission capacity calculations, and the overall reliability of the electricity system.

* Ivana Stamenić, EMS AD, ivana.stamenic@ems.rs

Srđan Mladenović, EMS AD, srdjan.mladenovic@ems.rs

Marija Đorđević, EMS JSC, marija.djordjevic@ems.rs

Ana Bukara, EMS, ana.bukara@ems.rs

Miroslav Vilček, EMS, miroslav.vilcek@ems.rs

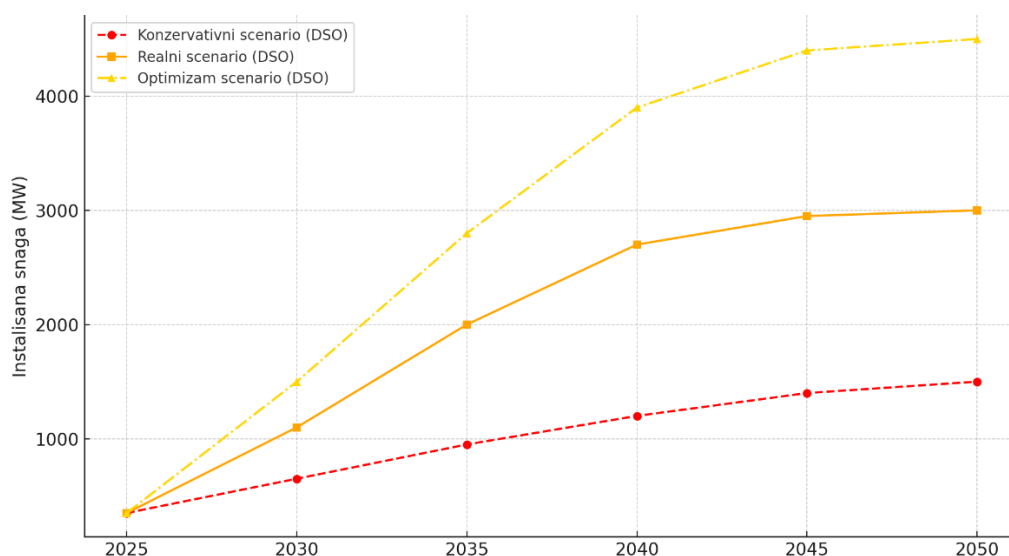
This paper analyzes how deviations in the forecasts of RES production at the distribution level can affect the operational planning processes in the transmission system and, consequently, decision-making in real-time. Although the current impacts are not significant, timely preparation through improved forecasting methodologies and better coordination between DSOs and TSOs can contribute to more accurate analyses, more optimal use of network capacities, and more reliable operation of the electricity system. Through the analysis of possible scenarios, the paper highlights the need for improving data exchange and the development of forecasts to enable better operational planning. In this way, the impact of distributed RES production can be timely recognized and adequately taken into account, thereby improving transmission system control as the integration of renewable energy sources at lower voltage levels increases.

Key words: OIE, TSO, DSO, production forecast

1 OIE NA DISTRIBUTIVNOM NIVOU

Obnovljivi izvori energije (OIE) na distributivnom nivou, poput solarnih panela na krovovima domaćinstava i manjih vetroelektrana, beleže konstantan porast u mnogim evropskim zemljama, a isti trend je prisutan i u Srbiji. Sve veći broj priključenih proizvodnih jedinica može dovesti do značajnog uticaja na rad elektroenergetskog sistema (EES), kako u distributivnoj, tako i u prenosnoj mreži. Operativno planiranje u prenosnim sistemima tradicionalno je zasnovano na stabilnim i predvidivim tokovima, ali sa porastom OIE tokovi postaju dinamičniji i manje predvidivi.

Najpovoljniji uslovi za razvoj solarnih elektrana na distributivnom nivou nalaze se u južnoj i istočnoj Srbiji, gde sunčevo zračenje prelazi 1400 kWh/m² godišnje. Lokalni razvoj vetroelektrana moguć je u južnom Banatu, istočnoj i jugozapadnoj Srbiji, u oblastima sa prosečnom brzinom vetra većom od 6 m/s. Realizacija ovih projekata zavisice od tehničkih kapaciteta za priključenje, dostupnosti mrežne infrastrukture i postojanja efikasnih tržišnih mehanizama. Na slici 1 prikazana su tri scenarija za porast kapaciteta solarnih i vetroelektrana na distributivnom nivou do 2050.

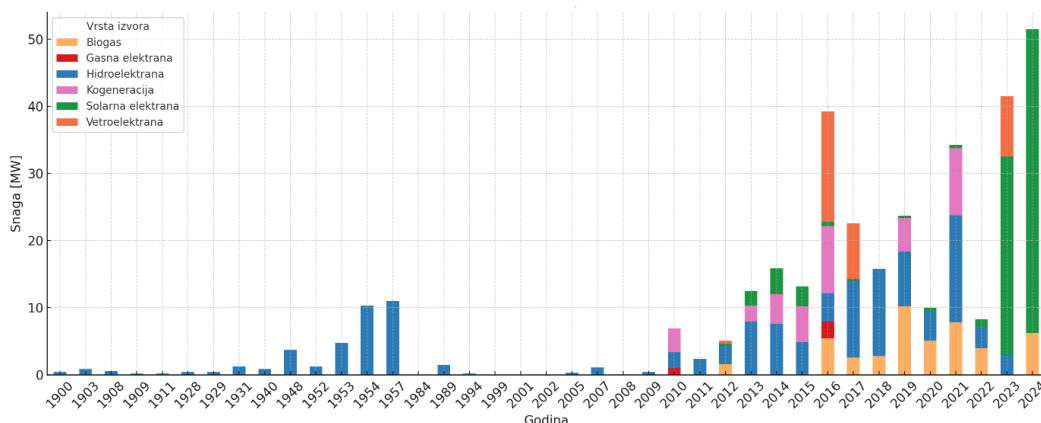


Slika 1: Prognozirana snaga solarnih i vetroelektrana priključenih na distributivnom nivou za različite scenarije u budućnosti

Scenariji rasta kapaciteta OIE na distributivnom nivou razvijeni su na osnovu tehničkih mogućnosti mreže, regulatornog okvira i tržišnih pretpostavki. Uvaženi su infrastrukturni limiti za priključenje novih izvora, potreba za modernizacijom i automatizacijom mreže, kao i ciljevi definisani u NEKP-u (Nacionalni energetske i klimatski plan – 40% udela OIE do 2030) i Strategiji razvoja energetike. U obzir su uzeti i tržišni mehanizmi poput aukcija, PPA ugovora, podrške prozumerima i uloge agregatora, kao i očekivani pad troškova tehnologije. Scenariji prate logiku postepenog prelaska ka decentralizovanom energetskom modelu.

- Konzervativni scenario: Očekuje se sporiji rast zbog ograničene podrške i potencijalnih problema u mreži. Do 2050. godine dostiže ~1500 MW.
- Realni scenario: Umereni rast u skladu sa postojećim NEKP i nacionalnim planovima. Do 2050. se dostiže ~3000 MW, sa zasićenjem nakon 2040.
- Optimistični scenario: Ambiciozan razvoj uz snažne tržišne podsticaje, povoljne cene tehnologije

Prema podacima iz novembra 2024. godine, na distributivni nivo u Srbiji priključeno je više od 2.100 proizvodnih postrojenja iz OIE, čija je ukupna instalisana snaga oko 450 MW. Najzastupljeniji izvori su solarne elektrane (oko 180 MW), potom hidroelektrane (130 MW), kogeneracija, biogoriva i vetroelektrane. Najveći porast broja priključenja zabeležen je nakon 2020. godine, posebno među kupcima – proizvođačima (prosumer). Na slici 2 prikazan je broj priključenih OIE po godinama.



Slika 2: Broj novih OIE elektrana po godinama na osnovu DSO podataka

2 ULOGA PROGNOZE OIE U OPERATIVNOM PLANIRANJU

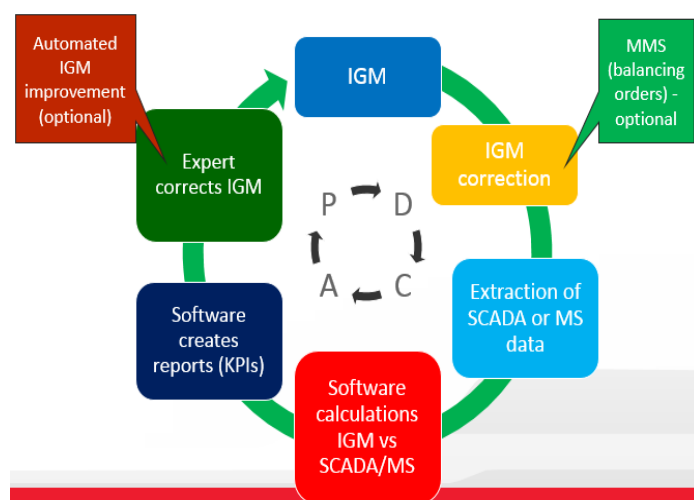
Precizna prognoza proizvodnje iz OIE je ključna za pravovremeno operativno odlučivanje u prenosnom sistemu. Tačnost ovih prognoza direktno utiče na više ključnih segmenata operativnog planiranja, uključujući:

- balansiranje proizvodnje i potrošnje,
- proračun raspoloživih kapaciteta za prenos (npr. NTC vrednosti),
- evaluaciju potreba za rezervama i redispečingom,
- procenu opterećenja elemenata sistema i sprovođenje analiza sigurnosi N-1.

Metodologije prognoze koje se primenjuju uključuju determinističke modele zasnovane na istorijskim podacima, kao i meteorološke simulacije i pristupe mašinskog učenja. EMS koristi kombinovani pristup i sarađuje sa eksternim provajderima za dobijanje prognoza proizvodnje za solarne i vetroelektrane.

Prognoze se izrađuju u različitim vremenskim rezolucijama, najčešće na satnom i 15-minutnom nivou, i obuhvataju više vremenskih horizonata – do 7 dana unapred. Tokom samog dana, one se kontinuirano ažuriraju u okviru dnevnog (DA CF) i unutar dnevnog (IDCF) vremenskog horizonata. Tipične vrednosti greške prognoza iznose od 10% do 20% u zavisnosti od tipa izvora i vremenskih uslova, izražene kroz pokazatelje kao što su MAPE (Mean Absolute Percentage Error) – srednja apsolutna procentualna greška i RMSE (Root Mean Square Error) – srednja kvadratna greška.

U okviru EU projekata Crossbow i R2D2, Elektromreža Srbije je razvila alat za proveru kvaliteta mrežnih modela – IGM QA (Individual Grid Model Quality Assessment). Na slici 3 prikazan je algoritam IGM QA aplikacije.



Slika 3: Algoritam IGM QA aplikacije

Provera kvaliteta mrežnih modela pomoću IGM QA aplikacije zahteva povezivanje sa više IT sistema i aplikacija, kako bi se obezbedili svi relevantni ulazni podaci:

- softver za izradu IGM modela,
- sistem za merenje (MS),
- SCADA sistem,
- sistem za upravljanje tržištem (MMS).

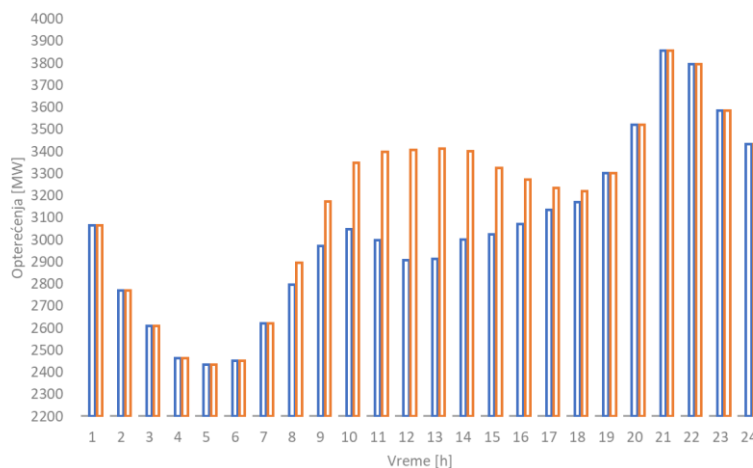
Na nivou celokupnog modela, uvedeni su ključni indikatori performansi (KPI), koji omogućavaju kontinuirano praćenje kvaliteta IGM (Individual Grid Model) kroz duži vremenski period. Korišćenjem ovog alata, primećeno je da značajna odstupanja u profilima potrošnje potiču upravo iz područja sa većim udelom proizvodnje iz OIE, što je ukazalo na potrebu za pouzdanijim prognozama na DSO nivou.

3 UTICAJ Odstupanja PROGNOZE NA PLANIRANJE PRENOSNOG SISTEMA

Odstupanja između prognozirane i stvarne proizvodnje izazvaju pogrešne procene tokova snaga i napona u mreži, preopterećenja, potrebu za neplaniranim aktiviranjima rezervi, kao i otežavanje u proračunu prekograničnih kapaciteta.

U slučajevima kada je proizvodnja iz solarnih ili vetro izvora viša od prognozirane, dolazi do potrebe za dodatnim angažovanjem balansne energije, najčešće aktiviranjem sekundarne i tercijarne rezerve koje TSO mora blagovremeno da obezbedi. Ovo povećava operativne troškove i utiče na efikasnost rada sistema.

Greške u prognozama često su uslovljene nepouzdanim ili nedovoljno preciznim meteorološkim ulaznim podacima, pre svega brzinama vetra i solarnom iradijacijom, čija tačnost značajno utiče na kvalitet procene raspoložive proizvodnje iz OIE. Na slici 4 prikazan je očekivani profil potrošnje u prenosnom sistemu u slučaju uvažavanja i neuvažavanja proizvodnje na DSO nivou u trenutku kada na distributivnom sistemu bude priključeno preko 500 MW proizvodnje iz OIE. Kada je reč o analizi sigurnosti rada sistema, neprecizne prognoze značajno utiču na rezultate N-1 analiza, jer se stvarno opterećenje elemenata može značajno razlikovati od očekivanog. Ova razlika je naročito izražena kod scenarija koji uključuju tok snage iz DSO mreže prema TSO, što nije bio slučaj do sada.



Slika 4: Kriva potrošnje sa i bez uvažavanja proizvodnje na distributivnom nivou u budućnosti

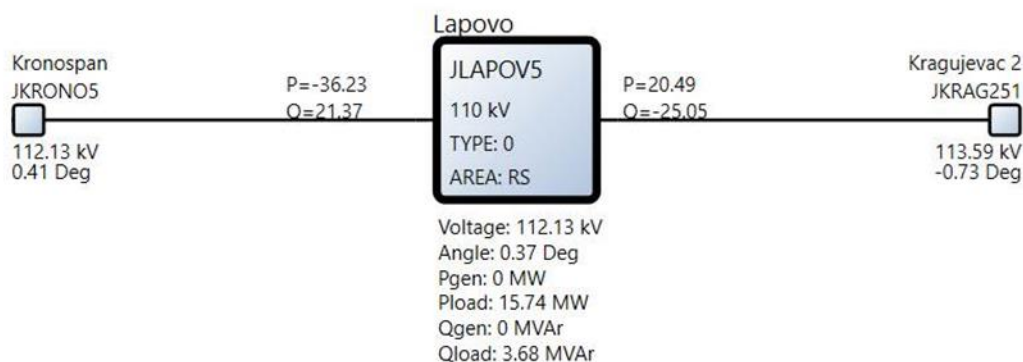
Analize koje se zasnivaju na DACF modelima pokazuju veća odstupanja u tokovima snaga ukoliko se u procesu planiranja ne uvaži prognozirana proizvodnja jedinica koje su priključene na distributivni sistem. Ono što je primetno, modeli zasnovani na IDCF (unutardnevnim) podacima imaju znatno veću tačnost, jer koriste ažurirane prognoze i bliže su trenutku za koji se analize rade. Ova razlika je posebno izražena kod solarne proizvodnje, koja se može značajno menjati u toku dana u zavisnosti od kretanja oblačnosti i lokalnog je karaktera.

3.1 Uticaj promene proizvodnje OIE na tokove snaga u IGM modelu

Kako bi se analizirala zavisnost između priključenja proizvodnih kapaciteta iz OIE na distributivnom nivou i ponašanja čvorova u prenosnoj mreži, razmatran je slučaj TS Lapovo u tri karakteristična stanja: bez priključenih kapaciteta iz OIE, sa priključenih 10 MW, i sa priključenih 50 MW proizvodnje.

Analizirane vrednosti su očitane iz IGM modela na osnovu prikaza realnog opterećenja u čvoru. Vrednosti aktivne proizvodnje (Pgen) u samom čvoru su 0 MW u svim slučajevima jer su OIE kapaciteti priključeni na distributivnom nivou, ali se njihov efekat reflektuje kroz smanjenje ukupne aktivne snage preuzete iz prenosne mreže (Pload).

- Bez priključenih OIE kapaciteta

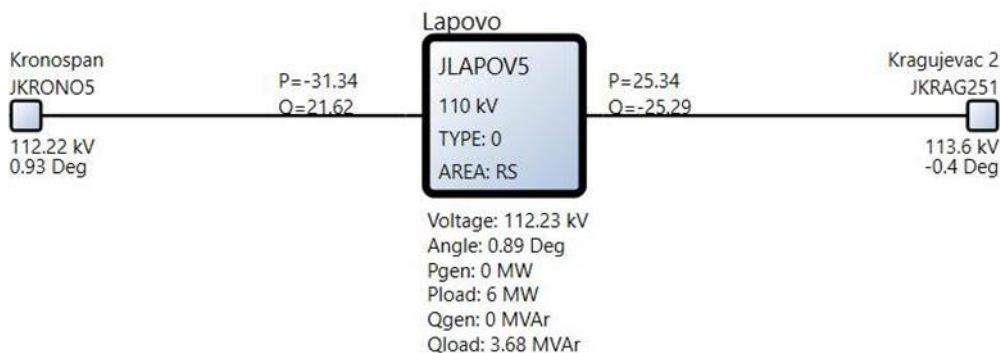


Slika 5: TS Lapovo - Bez priključenih OIE kapaciteta

U scenariju, prikazanom na slici 5, u konzumnom području TS Lapovo nije prisutna proizvodnja iz OIE.

Prikazana potrošnja u IGM modelu iznosi 15.74 MW, što predstavlja neto preuzimanje iz prenosne mreže, bez rasterećivanja sa strane distributivnog sistema.

- Priključenih 10 MW proizvodnje iz OIE (maksimalna proizvodnja trenutno instalisanih kapaciteta)



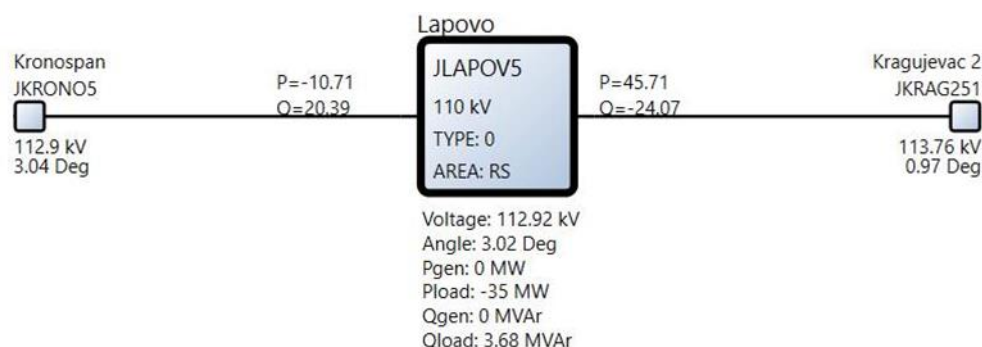
Slika 6: TS Lapovo - Priključenih 10 MW proizvodnje iz OIE

Prilikom priključenja 10 MW proizvodnje iz OIE, Pload u istom čvoru opada na svega 6 MW, što ukazuje da je znatan deo potrošnje pokriven lokalno u okviru distributivne mreže. Ovo je klasičan primer efekta netovanja proizvodnje i potrošnje u DSO mreži, koji smanjuje potrebnu snagu iz prenosne mreže. Ovaj scenario je prikazan na slici 6.

- Priključenih 50 MW proizvodnje iz OIE (potencijalni budući scenario)

U slučaju značajnog priključenja 50 MW proizvodnje iz OIE, ukupno prikazana potrošnja TS Lapovo dostiže -35 MW.

Ovaj rezultat pokazuje da je proizvodnja iz obnovljivih izvora u distributivnoj mreži na području Lapova bila dovoljna da zadovolji lokalnu potrošnju, čak je i veća od nje - dolazi do obrnutog toka snage – višak proizvedene energije se injektira iz distributivnog u prenosni sistem.



Slika 7: TS Lapovo - Priključenih 50 MW proizvodnje iz OIE

Ovi rezultati potvrđuju da promena u priključenju proizvodnje iz OIE na distributivnom nivou direktno utiče na ponašanje čvorova u IGM modelima. Iako se proizvodnja ne vidi eksplicitno u prenosnom čvoru, njen efekat je jasno vidljiv kroz promenu neto potrošnje i tokova snaga, uključujući i moguće tokove iz DSO ka TSO mreži. Ovaj scenario je prikazan na slici 7.

3.2 KPI pokazatelji za praćenje kvaliteta mrežnih modela

EMS koristi KPI (Ključni indikatori performansi) vrednosti za ocenu tačnosti IGM modela, uključujući:

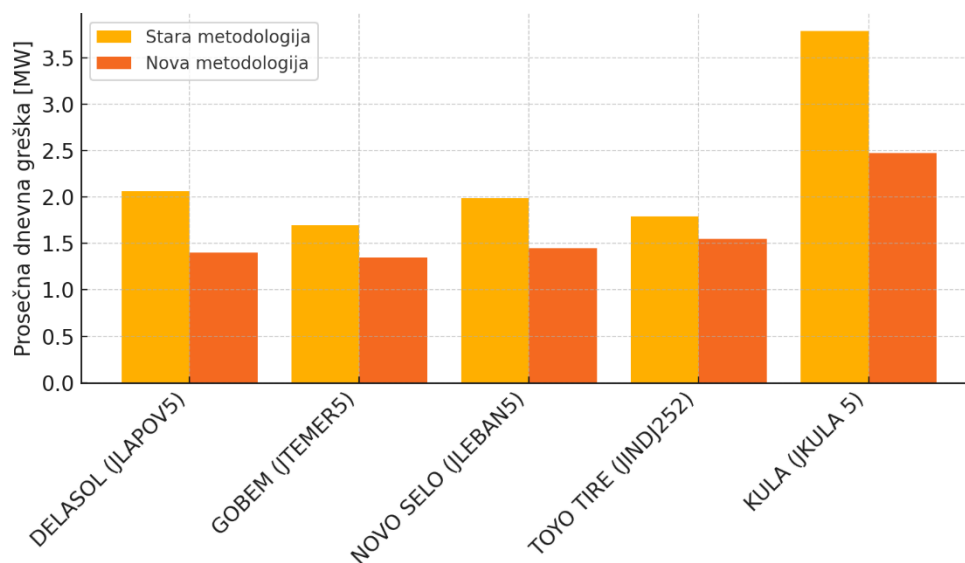
- razliku između prognozirane i izmerene aktivne snage u čvoru (sa pragom tolerancije $\pm 5\%$),
- MAPE (srednja apsolutna procentualna greška) i RMSE (srednja kvadratna greška) vrednosti za prognozu proizvodnje iz OIE,
- broj čvorova sa učestalim prekoračenjem dozvoljenog odstupanja.

Za veće proizvodne jedinice na distributivnom nivou, EMS je 2024. godine počeo da sprovodi analize preciznosti prognoza iz OIE kroz praćenje potrošnje u svojim TS, u kojima su te proizvodne jedinice priključene. U nastavku (tabela 1 i slika 8) su prikazane prosečne dnevne greške pre i nakon promene metodologije planiranja potrošnje u procesu kreiranja modela prenosnog sistema u nekoliko tačaka u kojima je priključena proizvodnja na distributivnoj mreži, odnosno nakon uvažavanja prognoze proizvodnje na DSO nivou:

Tabela 1: Uporedna tačnost prognoze (stara/nova metod.) za 5 velikih OIE elektrana – septembar 2024.

Elektrana	Instalisana snaga [MW]	Srednja greška staro [MW]	Srednja greška novo [MW]	Poboljšanje [%]
DELASOL (JLAPOV5)	9.9	2.06	1.4	32.1

Elektrana	Instalisana snaga [MW]	Srednja greška staro [MW]	Srednja greška novo [MW]	Poboljšanje [%]
GOBEM (JTEMER5)	9.32	1.7	1.35	20.5
NOVO SELO (JLEBAN5)	8	1.99	1.45	26.9
TOYO TIRE (JINDJ252)	7.5	1.79	1.55	13
KULA (JKULA 5)	9.9	3.79	2.47	35



Slika 8: Uporedne vrednosti prosečnih dnevnih grešaka za odabrane elektrane

4 KOORDINACIJA DSO I TSO

U skladu sa odlukom ACER-a o zajedničkim specifikacijama za razmenu mrežnih modela (CSAM), predviđena je obaveza saradnje između TSO i DSO u cilju obezbeđivanja sveobuhvatnih i tačnih mrežnih modela. U dokumentu se posebno naglašava značaj uključivanja DSO-ova u proces dostavljanja podataka o aktivnim resursima, uključujući proizvodne jedinice, skladišta energije i fleksibilnih potrošača.

U skladu sa tim, DSO je u obavezi da dostavlja:

- agregirane ili po jedinici specificirane podatke o proizvodnji iz OIE,
- informacije o topologiji i parametrima mreže na granici sa TSO,
- ažurirane podatke u rokovima predviđenim za IGM/CGM razmenu.

TSO, s druge strane, mora obezbediti tehničke specifikacije i alate koji omogućavaju standardizovanu razmenu podataka, kao i mogućnost povratne informacije ka DSO o kvalitetu podataka i njihovom uticaju na model celokupnog sistema.

Razmena podataka TSO – DSO se još uvek izvršava preko elektronske pošte. Međutim, cilj je da se uspostavi razmena podataka preko platforme „Let’s coordinate“ koja omogućava da DSO-ovi na strukturisan način dostavljaju neophodne informacije. Cilj je da ova platforma bude u svakodnevnoj upotrebi između EMS i ODS operatora, pri čemu bi se razmenjivali agregirani profili, topološki podaci i ažurirani planovi proizvodnje. Ova praksa je usklađena sa CSAM (Methodology for coordinating operational security analysis) zahtevima i predstavlja osnovu za kvalitetno modelovanje IGM i CGM mrežnih modela.

4.1 Pogled u budućnost – izazovi sa većim udelom OIE na distributivnom nivou

U narednim godinama očekuje se značajan porast kapaciteta OIE, naročito u oblasti decentralizovane solarne proizvodnje i kroz povećanje broja prozjuma. Ovaj rast je u skladu sa politikama energetske tranzicije i ciljevima dekarbonizacije.

Iskustva iz zemalja koje imaju veći udeo OIE na nižim naponskim nivoima, poput Grčke, pokazuju da lokalna proizvodnja može znatno uticati na bilans snaga i stabilnost rada elektroenergetskog sistema.

Na primer, tokom određenih dana, proizvodnja iz OIE priključenih na distributivni nivo u Grčkoj činila je više od 40% ukupne proizvodnje u zemlji. U takvim situacijama dolazi do tokova snaga iz DSO ka TSO mreži, čime se narušava predvidljivost sistema i otežava planiranje raspoloživih prenosnih kapaciteta.

U ekstremnim slučajevima, ovakvi uslovi dovode do pojave da rezerve snage postanu nedovoljne ili da se sistem nalazi na granici sigurnog rada, što zahteva trenutno angažovanje fleksibilnih resursa poput skladišta energije, agregatora i potrošača sa mogućnošću prilagođavanja potrošnje (fleksibilni potrošači).

Za Srbiju je od presudnog značaja da se sistemski pripremi za ovakav razvoj kroz:

- unapređenje metodologija prognoze, naročito za proizvodnju iz solarnih elektrana,
- uspostavljanje i primenu naprednih mehanizama razmene podataka između DSO i TSO,
- uključivanje fleksibilnih potrošača i razvoj tržišta pomoćnih usluga na nižim naponskim nivoima,
- izgradnju lokalnih mrežnih modela na DSO nivou.

U suprotnom, moglo bi doći do sve češćih problema sa naponskim profilima, netransparentnim injektiranjem snage između distributivnog i prenosnog nivoa, i ograničavanjem planiranih tokova prema susednim sistemima, što bi negativno uticalo na pouzdanost i ekonomičnost rada elektroenergetskog sistema Srbije.

5 ZAKLJUČAK

Kako raste broj proizvodnih kapaciteta priključenih na distributivnu mrežu, prognoze njihove proizvodnje postaju sve važnije za stabilan i efikasan rad prenosnog sistema. Unapređenje metodologije prognoza, standardizacija i digitalizacija razmene podataka, kao i jačanje koordinacije između DSO i TSO predstavljaju osnovu za uspešnu integraciju OIE na svim nivoima mreže.

Elektromreža Srbije je kroz implementaciju alata kao što su IGM QA i platforma „Let’s coordinate“ uspešno postavila temelje za integraciju proizvodnje sa distributivnog nivoa u operativno planiranje prenosnog sistema.

Na osnovu dosadašnjeg iskustva, preporučuju se sledeći pravci daljeg razvoja:

- proširenje sistema prognoze na nove tehnologije (npr. skladišta energije, fleksibilne potrošače),
- automatizacija ažuriranja mrežnih modela kroz API (Application Programming Interface) pristupe,
- dosledna primena CSAM i SOGL obaveza u pogledu kvaliteta i rokova isporuke podataka.

Kombinacija preciznijih prognoza i kvalitetnije koordinacije između operatora omogućiće sigurniji rad sistema, posebno u uslovima ubrzane energetske tranzicije.

6 LITERATURA

- [1] Methodology for coordinating operational security analysis (CSAM) in accordance with Article 75 of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation
- [2] Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) regulation
- [3] R2D2 Project & CROSSBOW Project
- [4] SmartNet Project (H2020). Coordination schemes between TSO and DSO for the integration of distributed resources.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.08)**C2.08****UTICAJ DISTRIBUIRANIH SOLARNIH ELEKTRANA NA UNUTARDNEVNO
UPRAVLJANJE ELEKTROENERGETSKIM PORTFELJEM EPS AD****THE INFLUENCE OF DISTRIBUTED PV ON THE INTRADAY MANAGMENT OF THE
ELECTRICITY PORTFOLIO OF EPS JSC****Janko Lešević, Stanislava Božić Komatina***

Kratak sadržaj: Imajući u vidu sve veću potrebu za električnom energijom koja prati visoke ekološke standarde u pogledu smanjenja emisije CO₂, Republika Srbija je razvila zakonodavni okvir za kupce-proizvođače, koji je uz trend pada cena izgradnje solarnih elektrana doveo do sve masovnije integracije solarnih elektrana u domaćinstvima. Rad analizira uticaj sve veće proizvodnje električne energije iz solarnih elektrana instalisanih na krovovima domaćinstava i preduzeća na unutardnevno upravljanje elektroenergetskim portfeljem EPS AD kroz prikaz izobličenja dijagrama potrošnje i proizvodnje. Kroz reprezentativne realizovane primere kvantitativno je određen uticaj neupravljive proizvodnje iz solarnih sistema. Takođe, u radu su predstavljeni mehanizmi za optimizaciju upravljanja koji se koriste za neutralizaciju tog uticaja i povećanje profitabilnosti kompanije. Dati su predlozi za unapređenje i adekvatniji odgovor na trend rasta implementacije solarnih elektrana. Cilj je da se pokaže značaj adaptacije tržišta i strategije upravljanja kao i da se ukaže na nove tehnologije koje bi mogle biti prateća (dopunska) mera za optimizaciju upravljanja.

Ključne reči: *Optimizacija, solarna elektrana, konzum, upravljanje, tržište električne energije*

Abstract: Given the increasing demand for electricity that's accompanying high environmental standards regarding CO₂ emission reduction The Republic of Serbia has developed a legislative framework for prosumers, which, combined with the declining cost of building solar power plants, has led to the increasingly widespread integration of rooftop solar installations in households.. This paper analyzes the impact of the growing electricity production from rooftop solar installations in households and businesses on intraday management of EPS JSC portfolio, by illustrating the distortion of consumption and production diagrams. Through representative real-world examples, the impact of non-dispatchable production from solar systems is quantitatively assessed. Furthermore, the paper presents optimization mechanisms used to neutralize this impact and increase the company's profitability. Suggestions are provided for improvements and more adequate responses to the growing trend of solar power plant implementation. The goal is to demonstrate the importance of adapting the market and

* Janko Lešević, Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije”, Beograd, Janko.Lesevic@eps.rs
Stanislava Božić Komatina, Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije”, Beograd, stanislava.bozic@eps.rs

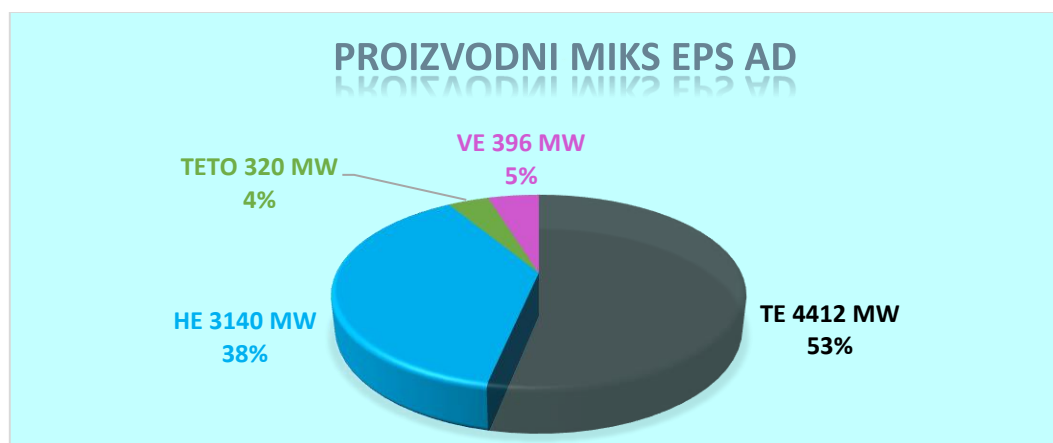
management strategies, as well as to highlight new technologies that could serve as complementary measures for optimizing energy management.

Key words: *Optimitazion, solar power plant, electricity demand, operation, electricity market*

1 UVOD

Sve veće trenutne potrebe kao i trend konstantog porasta potražnje za električnom energijom u svetu¹, doveli su do izgradnje novih proizvodnih kapaciteta. Zahtevi za ekološki prihvatljivijim rešenjima uzrokovali su zamenu konvencionalnih proizvodnih kapaciteta obnovljivim izvorima energije. Njihova masovna izgradnja u svetu dovela je do pojeftinjenja tehnologije proizvodnje fotonaponskih panela i mogućnosti da se proizvodnja organizuje na distributivnom nivou. Uz podsticajne mere za implementaciju pv panela domaćinstva su dobila priliku da deo svoje potrošnje smanje.

Udeo proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije (OIE) u Republici Srbiji je u prethodnom periodu izgradnjom velikih vetroelektrana znatno uvećan, prateći globalne ekološke zahteve i svetski trend smanjenja emisije CO₂. Uprkos tome, i dalje većinski udeo instalisane snage kapaciteta EPS AD dolazi iz elektrana na fosilna goriva (4412 MW na pragu prenosnog sistema), i nešto manje iz hidroelektrana (3140 MW na pragu prenosnog sistema), kao što prikazuje Slika 1 što u poređenju sa drugim elektroprivredama u regionu i Evropi čini proizvodni miks EPS AD vrlo fleksibilnim. Pored sopstvenih kapaciteta, EPS AD je u skladu sa Zakonom o energetici preuzeo balansnu odgovornost za vetroelektrane sa statusom povlašćenih proizvođača instalisane snage 396 MW. Takođe, do kraja 2025. godine očekuje se i puštanje u rad prve vetroelektrane u vlasništvu EPS AD u Kostolcu (instalisan snage 66MW) i solarne elektrane na istoj lokaciji snage 10MW. Slika 1 prikazuje udele različitih tehnologija u proizvodnom miksu EPS AD, gde se može videti dominantnost termoelektrana, uz nešto niži udeo hidroelektrana.



Slika 1: Proizvodni miks EPS AD

Iskorišćen hidropotencijal Srbije pored najavljene izgradnje reverzibilne hidroelektrane RHE Bistrica i Đerdap 3 ostavio je prostora za izgradnju malih hidroelektrana, što je kroz sistem podsticaja relativno brzo dovelo do eksploatacije većine lokacija koje su imale takav potencijal.

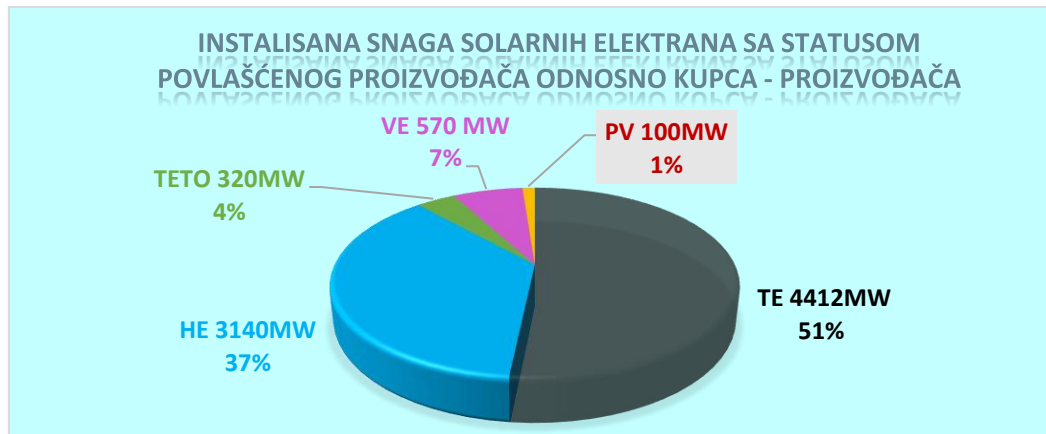
¹ <https://www.iea.org/reports/electricity-2025/executive-summary>

Kako se zahtevi za ekološkim rešenjima po pitanju proizvodnje električne energije nameću kao jedino prihvatljivo rešenje, tako je i okretanje ostalim OIE i povećavanje njihovog udela u proizvodnom miksu deo planova razvoja EPS AD. Kako bi se što pre ostvarili zacrtani ciljevi u povećanju udela OIE, Srbija je kroz podsticajne mere za izgradnju vetro i solarnih elektrana ispratila globalni trend. Jedan od načina koje je država obezbedila jeste podsticaj privrede i stanovništva da se solarne elektrane grade na krovovima postrojenja ali i stambenih objekata. Poslednjih godina cena izgradnje solarnih elektrana je drastično opala. Trenutna cena fotonaponskih panela je na istorijskom minimum i iznosi oko 0.167\$/Wp, čak oko 12 puta niža nego u periodu pre 15 godina kada je iznosila oko 2\$/Wp².

Podsticajne mere u vidu davanja subvencija za izgradnju solarne elektrane na krovovima domaćinstava uticale su na sve veću distribuiranu proizvodnju električne energije. Tako je povećanje instalisanog kapaciteta solarnih elektrana na distributivnom nivou dovelo do povećanja ukupno proizvedene električne energije iz solarnih elektrana, što se sa stanovišta prenosnog sistema ogleda u smanjenju dela potrošnje električne u periodima najveće iradijacije. Pored subvencija, radi pojednostavljenja procedure izgradnje i puštanja malih solarnih elektrana u rad, uvedene su dodatne podsticajne mere koje se tiču otkupa proizvedene električne energije malih solarnih elektrana. Uveden je sistem kupaca – proizvođača koji je omogućio vrlo jednostavno regulisanje svih obaveza u vezi sa dobijanjem neophodnih dozvola za izgradnju elektrane ali i plasmanom energije. Navedeni propisi su predviđali da se sva proizvedena energija koja nije lokalno potrošena može isporučiti u distributivnu mrežu, a da će se pritom koristiti sistem „neto merenje“, koji omogućava kupcu – proizvođaču da „deponuje“ energiju koju je prethodno predao u mrežu, i potroši je u drugom periodu kada je njegova potrošnja veća (ili proizvodnja solarne elektrane manja). Presek stanja se vrši 1. aprila, što znači da svu proizvedenu, a nepotrošenu energiju, kupci – proizvođači mogu potrošiti do ovog datuma, nakon koga se stanje resetuje. Nakon velikog odziva građana i privrede na ovaj vid podsticaja, najavljena je promena podsticajne mere na „neto obračun“, gde se vrednost viška predate električne energije, u toku jednog meseca obračunava i naplaćuje na osnovu ugovora između kupca-proizvođača i snabdevača, dok će se potrošnja tarifirati u skladu sa važećim tarifama. U odnosu na „neto merenje“ način obračuna, jedna od najvažnijih izmena predstavlja i činjenica da kupac-proizvođač neće moći da „deponuje“ višak proizvedene energije koji bi koristio u periodu više potrošnje (ili niže proizvodnje solarne elektrane – najčešće zimski period, kada domaćinstva koja koriste električnu energiju za grejanje mogu imati i nekoliko puta veću potrošnju u odnosu na ostatak godine). Za snabdevača ova promena predstavlja značajno unapređenje jer su kupci-proizvođači mogli predavati višak energije snabdevaču u periodu veoma niskih cena (recimo na proleće, period visokih dotoka na hidroelektranama i niske potrošnje usled odsustva potrebe za grejanjem i hlađenjem), i „deponovanu“ energiju koristiti u periodu vrlo visokih cena (na primer zimi, u periodu loše hidrologije i visoke potrošnje usled potrebe za grejanjem). Pristup „neto merenje“ je kupcu-proizvođaču omogućavao da izgradi elektranu koja bi tokom većine godine bila značajno predimenzionisana u odnosu na njegovu potrošnju, a koja bi uprkos tome bila isplativa zbog visoke potrošnje u zimskom periodu. „Neto obračun“ to menja, pa će budući kupci-proizvođači morati drugačije ocenjivati isplativost svoje investicije. Sve navedeno je uticalo da se brzina izgradnje novih malih solarnih elektrana izuzetno ubrza. Solarne elektrane možemo podeliti na povlašćene proizvođače (čija je

²<https://cleantechnica.com/2020/09/06/solar-pv-panels-were-12x-more-expensive-in-2010-459x-more-expensive-in-1977-tesla-solar-cost-lowest/>

instalirana snaga prema registru povlašćenih proizvođača 8MW), kupce-proizvođače (čija je instalirana snaga prema trenutno dostupnim podacima Elektro distribucije Srbije 27 MW za elektrane na stambenim objektima³, oko 80kW za kupce-proizvođače stambene zajednice⁴ i oko 65MW na ostalim (uglavnom industrijskim) objektima⁵, odnosno ukupno oko 100 MW, što prikazuje Slika 2).



Slika 2 - Udeo solarnih elektrana kod prozjumeru u ukupnoj proizvodnji

Međutim, izvesno je da postoje i dodatne solarne elektrane koje ne pripadaju nijednoj od prethodno navedenih kategorija. Kako bi se procenila ukupna instalirana snaga svih solarnih elektrana u Srbiji, moguće je koristiti izveštaj AERS (poslednji objavljen se odnosi na 2023. godinu) gde su svi proizvodni kapaciteti na distributivnom nivou grupisani po tehnologiji, čiji deo prikazuje Slika 3.

Врста електране	Број електрана	Инсталирана снага (MW)
Мале хидроелектране	163	132
Електране на биомасу	3	4
Електране на биогас	37	39
Ел. на депонијски гас и гас из отпадних вода	0	0
Електране на ветар	5	34
Електране на сунчеву енергију	164	43
Електране на сунчеву енергију на тлу	28	36
Електране на сунчеву енергију на објектима	136	7
Електране на геотермалну енергију	0	0
Ел. са комбин. произ. на фосилна горива	15	39
Електране на отпад	0	0
Остале електране	2	3
УКУПНО	389	294

Slika 3 - Instalirana snaga elektrana na distributivnom nivou prema godišnjem izveštaju AERS za 2023. godinu

Ukupna instalirana snaga svih elektrana na distributivnom nivou 2023. godine iznosila je 294MW, od čega je 252MW elektrana na obnovljive izvore energije. Prema registru Elektro distribucije Srbije⁶, instalirana snaga elektrana na obnovljive izvore energije na distributivnom nivou u trenutku pisanja rada iznosila je 329MW. Ukoliko pretpostavimo da je

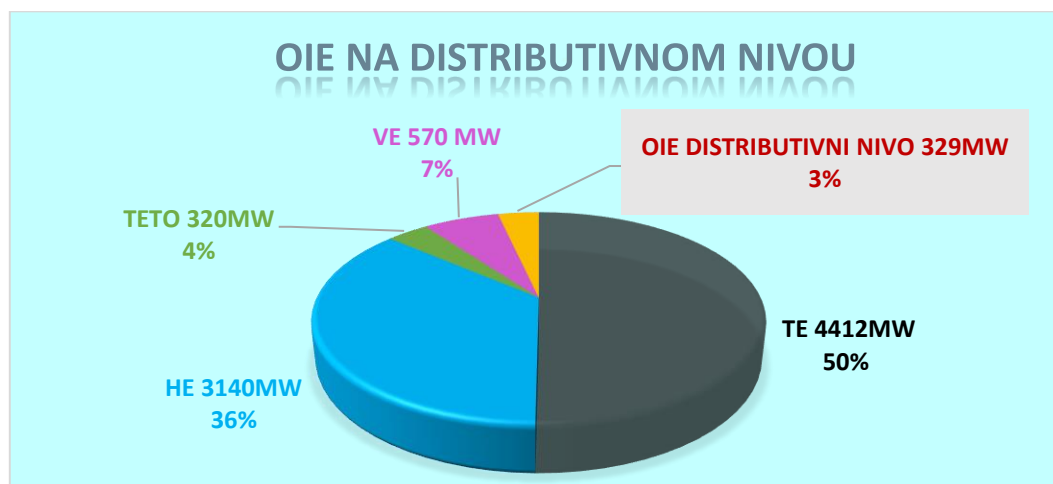
³ <https://elektrodistribucija.rs/pdf/DOMACINSTVA.pdf>

⁴ https://www.elektrodistribucija.rs/pdf/STAMBENA_ZAJEDNICA.pdf

⁵ https://elektrodistribucija.rs/pdf/OSTALI_KP.pdf

⁶ <https://elektrodistribucija.rs/pdf/ELEKTRANE.pdf>

sav dodatni kapacitet koji je instalisan tokom 2024. i 2025. godine (odnosno 77MW) predstavljao solarne elektrane, može se zaključiti da je ukupna instalisana snaga svih solarnih elektrana u Srbiji bez obzira na njihov status iznosi 120MW.



Slika 4 - Udeo OIE na distributivnom nivou

Može se zaključiti da je pomak u povećanju udela OIE u ukupnom porizvodnom miksu mali u procentualnom smislu. Međutim, kada se analiziraju i porede dijagrami potrošnje električne energije u toku dana kada je dan bio oblačan i kada se posmatra sunčan dan, može se doći do zaključka da je na unutardnevnom nivou uticaj solarnih elektrana nezanemarljiv.

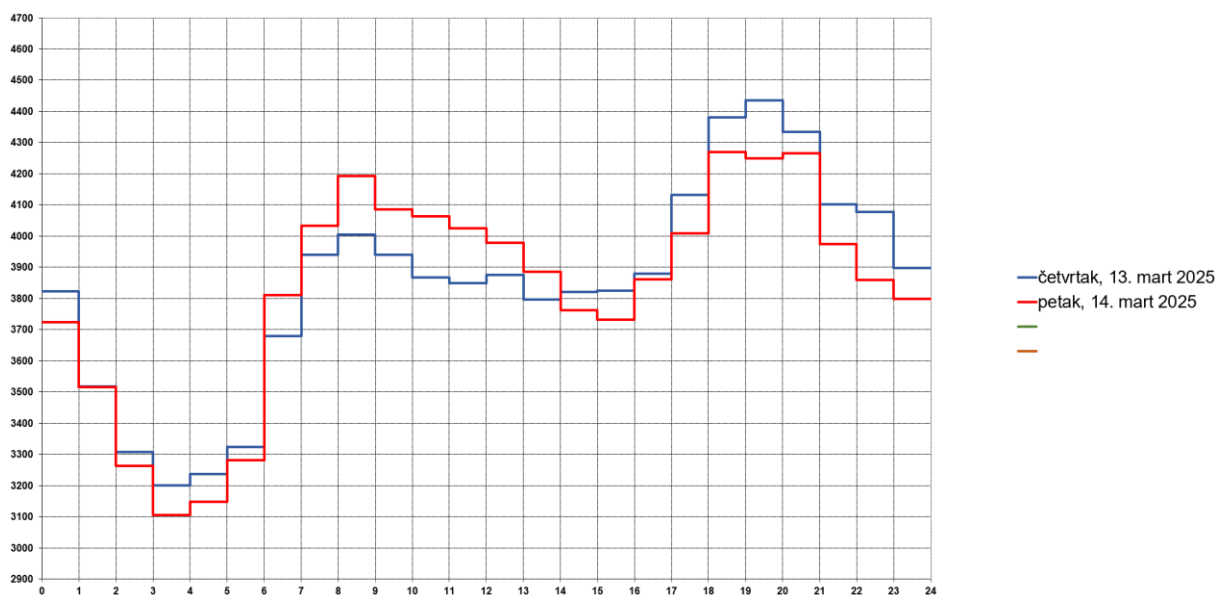
Pored uticaja na konzum, snižena potrošnja električne energije (odnosno snižena potražnja – povećana ponuda) dovodi do promena na tržištu električne energije. U regionu, pa i u celoj Evropi, primetan je drastičan pad cene električne energije na veleprodajnom tržištu u periodu najveće proizvodnje solarnih elektrana. Ovaj trend se preslikava i na Srbiju, što dovodi do temeljitih promena u načinu upravljanja portofolijom EPS AD, odnosno njegovoj optimizaciji.

2 IDENTIFIKACIJA UTICAJA SOLARNIH ELEKTRANA NA REZIDUALNI KONZUM EPS AD

Rezidualni konzum se kao pojam definiše kao ukupna potrošnja svih potrošača na nekoj teritoriji (u ovom slučaju na prostoru Republike Srbije), umanjen za proizvodnju električne energije na distributivnom nivou. Drugim rečima, to je konzum koji se može “videti” iz pozicije prenosnog sistema. Za operatora prenosnog sistema, proizvodnja na distributivnom nivou nije vidljiva, pa se sva ova proizvodnja prezentuje kao umanjenje potrošnje električne energije. Kako prikupljanje podataka o proizvodnji svih ovih elektrana u realnom vremenu nije bilo planirano (iako bi tehnički bilo moguće), tako ni distinkcija između stvarnog i rezidualnog konzuma nije jasno vidljiva (nije moguće jasno definisati koliki je uticaj distribuirane proizvodnje).

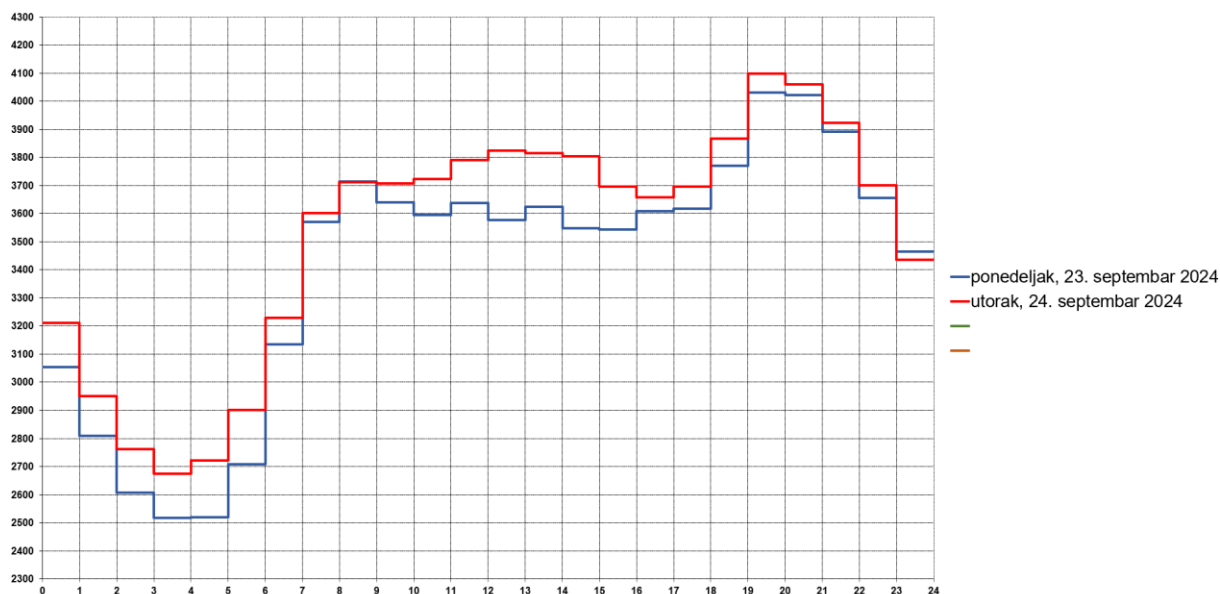
Može se reći da uticaj distribuiranih solarnih elektrana ima dva efekta na potrošnju električne energije. S jedne strane distirbuirana proizvodnja solarnih elektrana dovodi do toga da se smanjuje potrošnja jer deo energije neophodan domaćinstvu i objektu se nadomešćuje iz sopstvene proizvodnje, a s druge strane deo koji se ne iskoristi na lokalnom nivou se predaje mreži i dodatno povećava proizvodnju eleketrične energije u sistemu. Taj efekat se slikovito

prikazuje kroz posmatranje dva uzastopna radna dana koji za sličnu temperaturu (što bi za efekat imalo približno jednak konzum) imaju različite dijagrame potrošnje, što prikazuje Slika 5. Primećuje se specifičan propad potrošnje u vidnom delu dana (delu dana sa velikom iradijacijom) što je logična posledica proizvodnje električne energije solarnih elektrana.



Slika 5 - Poređenje konzuma između dva slična uzastopna dana, primer 1

Na grafiku se mogu videti ostvareni konzumi za dva karakteristična dana sa skoro identičnim temperaturama (13.6°C minimalna, 22.4°C maksimalna i 17.7°C srednja dnevna temperatura, naspram 13.8°C minimalna, 23.7°C maksimalna, 17.9°C srednja dnevna temperatura), uz značajnu razliku u broju sunčanih sati (7.8 naspram 3.2 sata). Razlika između potrošnje tokom ova dva dana u periodu od 6h do 14h iznosila je i do 200MW satno. Jedan deo te razlike potiče od stvarnog povećanja konzuma zbog dodatne potrošnje električne energije za osvetljenje, dok je ostatak posledica manje proizvodnje iz distribuiranih solarnih elektrana. Pored toga, prvog dana je popodne došlo do razvoja oblačnosti i kratkotrajne kiše u popodnevnim časovima (od 14h do 16h), što je rezultiralo povećanjem konzuma u odnosu na naredni dan u tom periodu kada kiše nije bilo.



Slika 6 – Poređenje konzuma između dva slična uzastopna dana, primer 2

Na drugom primeru vide se ostvareni konzumi tokom dva uzastopna dana, 23. i 24. septembra 2024. godine. Prvog dana, srednja dnevna temperatura iznosila je 20.3°C, dok je maksimalna bila 28.7°C. Drugog od dva dana srednja dnevna temperatura bila je 20.9°C dok je maksimalna bila 27.2°C. Broj sunčanih sati drugog dana opao je sa 10.3 na 6.1, što je uzrokovalo značajno manju proizvodnju električne energije iz solarnih elektrana, što se može videti kao razlika u konzumu između dva predstavljena dana, kao što prikazuje Slika 6. Sa grafika se može jasno videti da je razlika u konzumu u pojedinim satima iznosila i do 250 MW, što ukazuje na instalisanu snagu solarnih elektrana.

Kao što je već navedeno, Elektrodistribucija Srbije vodi registar kupaca – proizvođača koji se redovno ažurira, te u njemu trenutno figuriše 1262 pravna lica, 3280 fizičkih lica (domaćinstava), kao i 4 stambene zajednice, ukupne instalisane snage oko 90MW. Tabela 1 prikazuje rast instalisanih kapaciteta u kategoriji kupaca – proizvođača po godinama.

Godina	Domaćinstva (kW)	Ostali (kW)	Ukupno (kW)
2022	5,032	4,159	9,191
2023	15,662	24,076	39,738
2024	25,059	61,357	86,416
2025	26,863	65,343	92,206

Tabela 1 - Instalisani kapacitet kupaca - proizvođača⁷

Imajući u vidu da su statusi kupac – proizvođač dodeljivani počevši od 1.4.2022. godine, vidan je značajan porast u broju aplikacija u 2023. i 2024. godini. Ukoliko se trend iz prvih 3 meseca 2025. godine nastavi, za očekivati je da broj novopriključenih kupaca – proizvođača i u ovoj godini bude sličan onom iz prethodnih godina. Tabela 2 sadrži podatke o broju kupaca – proizvođača po vrsti (fizička/pravna lica).

⁷ Napomena: podaci su ažurni zaključno sa 29.03.2025. godine

Broj kupaca proizvođača	Domaćinstva	Ostali (preduzeća)
2022	602	87
2023	1,925	657
2024	3,074	1,189
2025	3,280	1,262

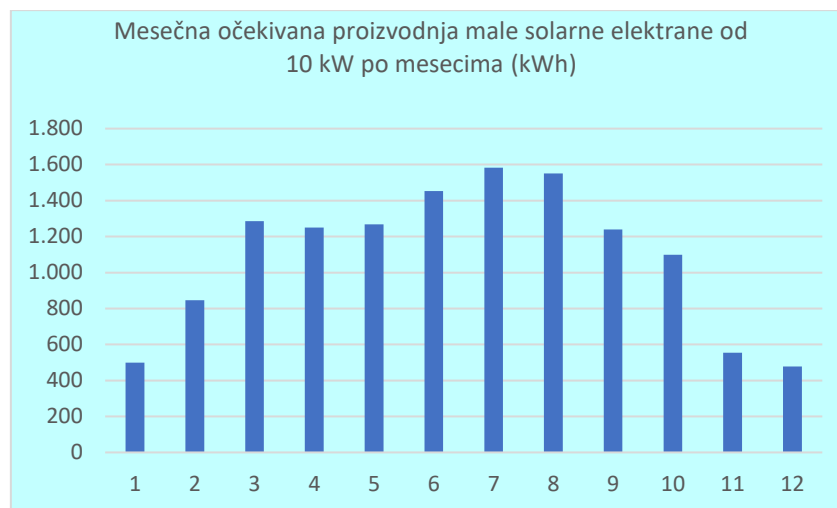
Tabela 2 - Broj kupaca - proizvođača po godinama

Važno je napomenuti da pored povlašćenih proizvođača i kategorije kupac – proizvođač postoje i dodatne solarne elektrane koje ne pripadaju pomenutim grupama. Imajući u vidu uticaj osunčanosti na konzum sa 2 predstavljena primera, može se zaključiti da je instalisana snaga preostalih solarnih elektrana na distributivnom nivou između 100MW i 150MW, što odgovara pretpostavci iz poglavlja 1.

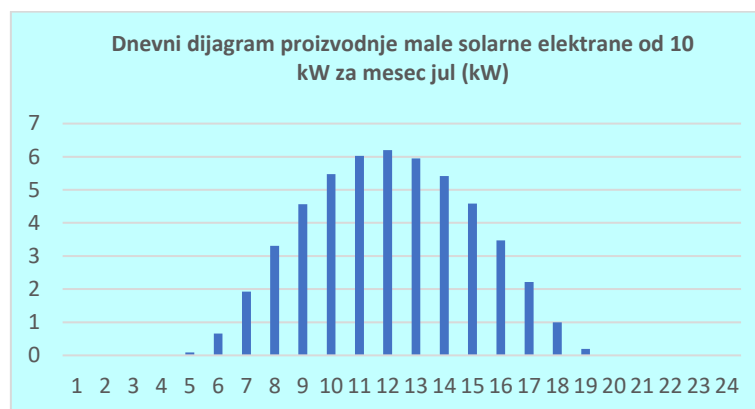
Nemogućnost da se precizno odredi proizvodnja distribuiranih elektrana, umnogome komplikuje i otežava planiranje rada portfolia EPS AD. Naime, osnova planiranja svih bitnih aspekata jednog elektroenergetskog portfolija, kako dugoročnog (izgradnja novih kapaciteta, planovi remonata, planovi trgovine...), tako i kratkoročnog (satni dijagram trgovine, satno angažovanje proizvodnih kapaciteta...) jeste adekvatno sagledavanje potrošnje kupaca (konzuma). U slučaju kada se drastično uvećava proizvodnja malih solarnih elektrana, nije moguće napraviti distinkciju između trenda rasta (smanjenja) potrošnje i instalacije novih malih solarnih elektrana. Ukoliko se zaključi da postoji trend stagnacije, ili čak pada vršnog opterećenja, to bi moglo uticati na donošenje odluke o odlaganju izgradnje, ili pak potpunom odustanku od izgradnje novog proizvodnog kapaciteta, što može imati dalekosežne posledice. U momentu kada trend izgradnje malih solarnih elektrana dođe do zasićenja, ponovo bi postao primetan rast potrošnje kako u vršnim intervalima tako i na dnevnom/sezonskom nivou. Međutim, potrebno je imati u vidu vreme neophodno za izgradnju novih kapaciteta, te moguće probleme koje bi neadekvatno planiranje izgradnje novih kapaciteta moglo da izazove.

Na isti način, ovo sagledavanje može imati uticaj na sezonsko planiranje raspoloživosti postojećih kapaciteta (kapitalni remont), plan nabavke primarnog goriva (ugalj, prirodni gas). Dakle, osim evidencije o instalisanim kapacitetima, od krucijalnog značaja su i podaci o ukupnoj proizvodnji ovih elektrana (makar i približni), jer bi se tek tada stekao realan pogled na bilans elektroenergetskog portfolia EPS AD.

Primeri iz prakse pokazuju da proizvodnja male solarne elektrane (na teritoriji Republike Srbije) značajno može varirati na dnevnom, ali i sezonskom nivou, pa se najveći deo proizvodnje može očekivati u dugim letnjim danima sa malom količinom padavina i oblačnosti, dok je tokom dana očekivana proizvodnja elektrane najveća oko podneva. Slika 7 i Slika 8 predstavljaju reprezentativni primer za malu solarnu elektranu instalisane snage 10kW na teritoriji Beograda. Ukupna godišnja proizvodnja je na nivou od oko 13MWh, ali umnogome zavisi od orijentacije same elektrane kao i inklinacije koja je zavisna od krova na koji se postavlja elektrana a koja se razlikuje od objekta do objekta. Prikazani dnevni dijagram proizvodnje predstavlja srednju vrednost za ceo reprezentativni mesec (jul), dok se na nivou dana mogu očekivati značajnija odstupanja.



Slika 7 - Prosečna mesečna proizvodnja SE od 10kW



Slika 8 - Prosečan dijagram proizvodnje SE od 10kW za mesec jul

3 OPTIMIZACIONE METODE ZA MITIGACIJU UTICAJA

Izazovi koje stohastički, neupravljivi izvori energije donose sistemima su odavno poznati: ne može se sa sigurnošću utvrditi kada će i kojoj meri elektrana proizvoditi energiju. Za manje instalisane snage, ovo možda i nije od prevelikog značaja, ali sa povećanjem instalisanog kapaciteta, uticaj koji može imati se uvećava. S jedne strane, postoji benefit od smanjenja potrošnje električne energije, pa se višak može plasirati na slobodnom tržištu, ili u slučaju da za to postoji mogućnost, promenom angažovanja upravljive proizvodnje (najčešće hidroelektrana), dodatno optimizovati elektroenergetski portfolio. Međutim, ukoliko dođe do značajnog odstupanja proizvodnje od plana, a pritom je instalisana snaga kapaciteta velika (uzmimo u obzir na primer vetroelektrane na teritoriji Republike Srbije, sa instalisanim kapacitetom od oko 570MW), funkcionisanje EES može biti ozbiljno ugroženo. Trenutno važeći propisi definišu pomoćne usluge sekundarne i tercijarne rezerve u iznosu od 140MW⁸ i 300MW (135MW u smeru naniže) redom (primarna rezerva se angažuje samo u slučaju odstupanja frekvencije od nominalne vrednosti i nije od interesa za ovu analizu).

Sve napred navedeno pokazuje značaj adekvatnog planiranja proizvodnje svih obnovljivih izvora energije, uključujući i male solarne elektrane. Iako je proizvodnja solarnih elektrana

⁸ Potreban opseg sekundarne rezerve u kontrolnoj oblasti EMS AD smanjen je sa 160MW na 140MW od početka 2025. godine

smještena u vidni deo dana, kada je i potrošnja električne energije svakako veća nego noću, ukupan vrh potrošnje je svakako u toku večernjih sati kada je i proizvodnja SE (solarnih elektrana) jednaka nuli. Značajna proizvodnja solarnih elektrana u satima koji prethode večernjem vrhu potrošnje može dodatno produbiti problem potrebe za brzim povećanjem proizvodnje na konvencionalnim elektranama.

Sa povećanjem instalisane snage varijabilnih izvora energije, dolaze i naprednije i preciznije tehnike prognoze njihove proizvodnje. U poređenju sa pomenutim prognozama za period pre 2020. godine, subjektivni osećaj autora je da je trenutna prognoza proizvodnje vetroelektrana daleko unapređena te da su značajna odstupanja proizvodnje znatno ređa.

Međutim, vlasnici malih solarnih elektrana nemaju obavezu da dostavljaju planove proizvodnje EPS AD, što znači da je neophodno da se razvije nezavisna prognoza koja bi bila korišćena u ovu svrhu. Kako bi to bilo moguće, potrebno je angažovanje više sektora unutar kompanije, ali i izvan nje, poput operatora distributivnog i prenosnog sistema, kao i vlasnika/operatora malih solarnih elektrana. Prikupljanje istorijskih podataka o proizvodnji za što duži period je od ključne važnosti za ovaj proračun, kako bi se mogao formirati jedan (ili više) proizvodnih profila koji bi se mogli primeniti na instalisani kapacitet svih solarnih elektrana. Moguće je takođe obezbediti i korišćenje specijalizovanih softvera za prognoziranje proizvodnje solarnih (i vetro) elektrana za jedan ili nekoliko dana unapred.

Na kraju, moguće je aktivirati i tržišne mehanizme kako bi se eventualna odstupanja korigovala, u vidu prodaje ili kupovine energije na slobodnom tržištu. Na tom polju je situacija značajno bolja nego prethodnih godina jer je aktivno unutardnevno tržište na SEEPEX berzi, pored regionalnih berzi na kojima je EPS AD takođe aktivan. Pored toga, očekuje se i skora implementacija trgovine na kraćem obračunskom intervalu (15 minuta umesto 1 sat) što bi dalo dodatnu mogućnost za precizno balansiranje neupravljive proizvodnje. To bi, naravno, moralo biti praćeno i dodatnim angažmanom trgovačkih kuća prisutnih na srpskom tržištu.

Tokom dana se u periodima najveće insolcije potrošnja smanjuje, i dnevni minimum postaje izraženiji. Razlika između dnevnog vrha i dnevnog minimuma ide i preko 700 MW. Takođe nameće se pitanje kako velike razlike u cenama tokom dana, utiču na unutardnevno poslovanje u EPS AD, kakvi se sve izazovi pojavljuju u optimizaciji upravljanja i kakva se rešenja traže da bi se ovaj trend minimizovao. O trenutnim metodama koje se koriste za ublažavanje uticaja priključenja solarnih elektrana na distributivnom nivou kao i potencijalnim rešenjima koja bi mogla biti implementirana u budućnosti biće reči u okvirima ovog rada.

4 UTICAJ NA TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pored efekta na konzum, velika proizvodnja iz solarnih elektrana promenila je trend tržišnih cena. Tabela 3, Tabela 4 i Tabela 5 sadrže podatke analize ostvarenih cena na referentnim berzama (SEEPEX, HUPX, CROPEX) u poslednjih nekoliko godina, kada se povećao udeo električne proizvedene iz solarnih elektrana. Analiziran je broj sati sa izuzetno niskim cenama (nižom od 1, 5 i 10€/MWh) u prethodnim godinama. Ovde treba uzeti u obzir da zakonodavni okvir u Republici Srbij ne prepoznaje negativne cene električne energije, što nije slučaj na berzama u regionu gde se neretko dešava da cene u toku dana budu negativne usled sve većeg priključenja solarnih elektrana. Treba napomenuti i da su cene u intraday procesu rada berze često приметно niže od cena u day-ahead procesu, te da analizirani podaci obuhvataju cene zaključno sa 30.03.2025. godine.

Limit cene	1	5	10
2022	2	8	19
2023	41	114	185
2024	81	173	259
2025	13	26	37
ukupno	137	321	500

Tabela 3 - Broj sati na berzi SEEPEX sa cenama nižim od navedenog limita

Limit cene	1	5	10
2022	10	18	34
2023	164	246	344
2024	394	480	567
2025	12	24	35
Ukupno	580	768	980

Tabela 4 - Broj sati na berzi HUPLEX sa cenama nižim od navedenog limita

Limit cene	1	5	10
2022	15	34	60
2023	169	268	392
2024	322	417	519
2025	11	24	35
Ukupno	517	743	1006

Tabela 5 - Broj sati na berzi CROPEX sa cenama nižim od navedenog limita

To dovodi do promene u načinu unutardnevnog poslovanja EPS AD, kako je dijagram cena značajno izmenjen u odnosu na dosadašnje. Ranije je po pravilu nizak noćni konzum praćen i niskim cenama električne energije što je umnogome oblikovalo dijagram trgovanja EPS AD. Međutim, tokom poslednjih nekoliko godina, situacija je izmenjena tako da se vrlo često cene preko dana niže nego cene tokom noći, što direktno utiče na strategiju trgovine ali i upravljanja proizvodnim kapacitetima EPS AD. Istorijski, reverzibilna hidroelektrana (RHE) Bajina Bašta je u pumpnom režimu angažovana prevashodno noću (i u veoma specifičnim režimima i tokom dana). Međutim, njeno angažovanje uglavnom prati, s jedne strane konzum u Republici Srbiji, i s druge strane, cenu električne energije na berzama u regionu. Zbog toga, sve je češće angažovanje RHE Bajina Bašta u režimima koji ne odgovaraju uobičajenim, već se dešava da se u pumpnom režimu angažuje u periodima sa najvećom insolacijom, dok tokom noći nije angažovana.

S druge strane, porast instalisanih kapaciteta obnovljivih izvora energije (koji prikazuje Tabela 1) koincidira sa smanjenjem prosečnih cena električne energije. Tabela 6 prikazuje prosečne cene električne energije na berzama SEEPEX, HUPX i CROPEX od 2022. godine. Pored Srbije, instalisani kapaciteti solarnih elektrana u regionu (Mađarskoj⁹, Hrvatskoj¹⁰, Sloveniji¹¹) su prikazali drastičan skok u istom intervalu. 2022. godina je bila pogođena veoma visokim

⁹ ceenergynews.com

¹⁰ balkangreenenergynews.com

¹¹ www.pvknowhow.com

cenama prirodnog gasa zbog konflikta u Ukrajini, niskih rezervi gasa u skladištima u EU, kao i zbog izuzetno visokih konzuma zbog niskih temperatura¹².

Average	SEEPEx	HUPX	CROPEX
2022	273.65	271.66	272.42
2023	103.46	106.82	103.72
2024	101.76	100.81	94.69
2025	132.46	136.74	131.00

Tabela 6 - Prosečne godišnje cene električne energije na berzama u regionu

Dodatno, u prethodnom periodu došlo je do smanjenja traženog opsega sekundarne rezerve sa 160MW na 140MW. Naime, Pravila o radu prenosnog sistema¹³ predviđaju računanje neophodnog opsega sekundarne rezerve putem empirijske formule (Jednačina 1):

$$R = \sqrt{10 * L_{max} + 150^2} - 150$$

Jednačina 1 - Formula za određivanje potrebnog opsega sekundarne rezerve

Opseg sekundarne rezerve od 160MW odgovara maksimalnom opterećenju od oko 7,400MW, dok je vršno opterećenje u kontrolnoj oblasti EMS AD ispod 6,000MW¹⁴. Međutim, ovo je protivrečno povećanju udela obnovljivih izvora energije u proizvodnom miksu Republike Srbije. Kako bi najbolje valorizovao sopstveni proizvodni portfolio, EPS nema podsticaj da obezbedi veći opseg sekundarne rezerve (jer za isto ne bi bio plaćen), već preostali kapacitet teži da iskoristi kroz prodaju energije na slobodnom tržištu. U slučaju značajnog odstupanja proizvodnje distribuiranih elektrana od plana, a usled smanjenja opsega sekundarne rezerve, moguće je da će kontrolna oblast EMS AD biti neizbalansirana, što dovodi do dodatnih troškova za kupovinu energije od susednih operatora prenosnog sistema. Mišljenje je autora da bi trebalo povećati izdvajanja za pomoćne usluge, te povećati opseg sekundarne rezerve tako da uzima u obzir instalisani kapacitet neupravljivih izvora energije (prvenstveno solarnih i vetroelektrana).

Fokus u prethodnim poglavljima bio je na malim solarnim elektranama, ali značajan udeo u ukupnom proizvodnom miksu imaju i veće elektrane, koje ne mogu biti u sistemu podsticaja, ili imati status kupca – proizvođača. I ove elektrane moraju rešiti pitanje balansne odgovornosti koje je ranije po pravilu preuzimao EPS AD. Zakonom o energetici, u Srbiji su prepoznati „agregatori“ elektrana koji, između ostalog, mogu formirati virtuelnu elektranu, objediniti balansnu odgovornost za sve članove virtuelne elektrane, zajednički nastupiti na tržištu električne energije i sami bivaju balansno odgovorni. Ovo je relativno nov pojam na domaćem tržištu koji zahteva napredne tehnike prognoze kako svako odstupanje od planirane proizvodnje nosi značajne troškove. Prednost virtuelnih elektrana je što je verovatnoća da se greška na više elektrana superponira ograničena, pa je preciznost prognoze potrošnje na većem broju elektrana uglavnom veća u poređenju sa preciznosti prognoze proizvodnje samo jedne elektrane.

U drugim regionima u kojima solarne elektrane čine dominantan udeo u proizvodnom miksu, dodavanje novih elektrana nije tako jednostavno jer stvara probleme u radu prenosnog sistema.

¹²https://www.ecb.europa.eu/press/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202204_01~68ef3c3dc6.en.html
¹³

[https://www.aers.rs/media/Files/AktiAERS/AERSDajeSaglasnost/Pravila%20o%20radu%20prenosnog%20sistema%20EE%20\(GEN_NAZIV\).pdf](https://www.aers.rs/media/Files/AktiAERS/AERSDajeSaglasnost/Pravila%20o%20radu%20prenosnog%20sistema%20EE%20(GEN_NAZIV).pdf)

¹⁴ <https://ems.rs/tehnicki-izvestaji/>

U Južnoj Australiji rezidualni konzum u periodima nižih opterećenja može biti negativan¹⁵. Da bi dobili saglasnost za povezivanje na mrežu solarnih elektrana na krovu objekta, investitori moraju obezbediti uređaje koji dozvoljavaju operatoru prenosnog ili distributivnog sistema ograničavanje proizvodnje elektrane u periodu kada je penetracija solarne energije u sistemu najveća. Takođe, subvenciju mogu dobiti samo oni koji izgrade solarnu elektranu čija je orijentacija takva da se maksimalna proizvodnja obezbeđuje u ranim jutarnjim ili kasnim popodnevним satima (istočna ili južna orijentacija), što za posledicu ima manju ukupnu proizvodnju električne energije.

5 PREDLOŽENE MERE – SKLADIŠTENJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Energija sunca kao besplatna odavno je u fokusu da preuzme primat u proizvodnji električne energije. Međutim, poznata ograničenja usled nepredvidivosti i neophodnosti da se sva proizvedena energija potroši u istom trenutku, dovela je do potrebe skladištenja takve besplatne energije. EPS AD u svojim proizvodnim kapacitetima ima reverzibilnu hidroelektranu RHE Bajina Bašta sa kapacitetom od 194,3GWh, kao i PAP Lisina sa oko 9.3GWh kapaciteta (rad isključivo u pumpnom režimu, voda se prebacuje u akumulaciju Vlasinskih HE). U toku je razvoj RHE Bistrica koja će povećati fleksibilnost u upravljanju u EPS AD. U daljem tekstu će biti pomenuti i moderniji načini skladištenja energije koje bi doprineli boljoj optimizaciji.

Proizvodni portfolio EPS AD se može smatrati za izuzetno fleksibilan u poređenju sa pojedinim evropskim elektroprivredama, imajući u vidu veliki udeo hidroelektrana u ukupnom proizvodnom miks. Međutim, ostatak kapaciteta je izrazito nefleksibilan, budući da je mogućnost promene opterećenja na termoelektranama na ugaj vrlo ograničena. Termoelektrane – toplane na prirodni gas su u nešto boljem položaju, ali je njihov broj radnih sati znatno manji. U periodima velikih voda, kada protočne elektrane rade u prelivnim režimima (proizvodnja jednaka instalisanom kapacitetu), akumulacione hidroelektrane rade sa manjim kapacitetom kako ne bi povećavale preliv na nizvodnim elektranama (osim „neutralnih“ Vlasinskih HE i HE Pirot), mogućnost brze regulacije proizvodnje je limitirana.

Značajnu ulogu na tržištima pomoćnih usluga u prethodnim godinama preuzimaju baterijski sistemi za skladištenje energije (Battery Energy Storage System – BESS), koji se odlikuju izuzetnom fleksibilnošću. Baterije imaju mogućnost da postignu svoju maksimalnu snagu (koja može biti više stotina MW) za svega nekoliko sekundi iz stanja mirovanja. U oblastima koja imaju razvijena tržišta pomoćnih usluga (Velika Britanija¹⁶, Australija¹⁷, Sjedinjene Američke Države¹⁸), baterijski sistemi su izuzetno rasprostranjeni i preuzimaju većinu ovih usluga na sebe, dok se konvencionalni generatori oslobađaju za slobodnu optimizaciju proizvodnje električne energije. Kao jedna od najbrže rastućih grana energetike, baterije su doživele veliki broj unapređenja, počevši od produženog životnog veka (najčešće 20 godina proizvođačke garancije), preko više efikasnosti (oko 85% „round-trip“ efikasnost), do poboljšane bezbednosti. Takođe, degradacija kapaciteta baterija je smanjena (iako je i dalje primetna), pa je očekivana degradacija tokom životnog veka sistema oko 1% godišnje. Pored toga, tehnološka unapređenja su omogućila baterijama da pružaju sistemu „veštačku“ inerciju implementacijom „grid – forming“ tehnologije invertora, što omogućava reagovanje na promene frekvencije slično sinhronim generatorima. Zahvaljujući tome, sistemi u potpunosti bez obrtnih mašina

¹⁵ <https://www.sapowernetworks.com.au/data/313655/sa-network-sets-a-new-mark-for-negative-demand/>

¹⁶ <https://www.energy-storage.news/uk-reaches-6gw-8gwh-of-operational-bess-nearly-20gwh-under-construction/>

¹⁷ <https://www.energycouncil.com.au/analysis/battery-storage-australia-s-current-climate/>

¹⁸ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61202>

postaju mogući, pa će baterijski sistemi zauzimati veoma važnu poziciju u elektroenergetskim sistemima u budućnosti. Modularna priroda BESS znači da se sama postrojenja mogu graditi u izuzetno širokom spektru instalisanih snaga, što za uzvrat znači da se mogu graditi u različitim sredinama. Mogu se ko-locirati sa obnovljivim izvorima energije ili sa centrima potrošnje, što bi za rezultat moglo imati smanjenje gubitaka u prenosnoj i distributivnoj mreži.

Dodatnu mogućnost za skladištenje energije predstavlja vodonik, koji ima značajno širi spektar primena u odnosu na baterije. Osnovna premisa je izgradnja postrojenja za elektrolizu gde bi se od jeftine električne energije iz obnovljivih izvora energije proizvodio vodonik, koji se može skladištiti i čuvati na dužem horizontu. Dalja upotreba može biti u gorivim ćelijama gde se vodonik pretvara nazad u električnu energiju. Mana ovog procesa je drastično niža „round-trip“ efikasnost (ukupna efikasnost procesa pretvaranja električne energije u vodonik, i zatim pretvaranja vodonika u električnu energiju) u poređenju sa baterijskim sistemima (oko 50% za vodonik naspram 85% za baterije¹⁹) kao i činjenica da tokom produženog skladištenja vodonika, dolazi do gubitaka usled curenja. Ostale primene su upotreba vodonika u industriji u kojoj vodonik već igra značajnu ulogu, kao i upumpavanje vodonika u gasovodnu mrežu, čime bi se smanjila zavisnost od uvoza prirodnog gasa.

Na teritoriji Srbije, pored pomenutih RHE Bajina Bašta, PAP Lisina i RHE Bistrica, postoji i ideja o izgradnji RHE Đerdap (Đerdap 3), sa izuzetno visokom instalisanom snagom, sa relativno niskim energetske kapacitetom. RHE se karakterišu sa relativno visokim efikasnostima, uporedivim sa efikasnošću baterija.

Sa stanovišta regulative, Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije predviđa obavezu investitora da obezbedi kapacitet za balansiranje proizvodnje neupravljive elektrane u iznosu od najmanje 20% instalisanog kapaciteta po snazi, kapaciteta za skladištenje energije od 40% moguće satne proizvodnje (na primer, za elektranu od 100MW, potrebno je obezbediti kapacitet za balansiranje obnovljivih izvora snage najmanje 20MW, sa kapacitetom od 40MWh). Na taj način, otvoren je put za izgradnju većeg broja baterijskih postrojenja kao najjeftinijih i najjednostavnijih za implementaciju od svih gorenavedenih opcija.

6 ZAKLJUČAK

Analiza uticaja distribuiranih solarnih elektrana na unutardnevno upravljanje elektroenergetskim portfeljem EPS AD pokazala je da sve veći broj instalacija malih solarnih sistema ima značajan efekat na potrošnju električne energije, posebno u periodima visokog sunčevog zračenja. Ovaj uticaj se manifestuje kroz smanjenje potrošnje iz distributivne mreže, što može otežati prognozu potrošnje i planiranje rada elektroenergetskog sistema.

Iako je trenutni doprinos distribuiranih solarnih elektrana ukupnom proizvodnom miksu Srbije relativno mali, njihov uticaj na dnevne profile potrošnje je vidljiv, posebno u periodima maksimalne proizvodnje tokom sunčanih dana. Ovi efekti su приметni kroz promene na tržištu električne energije, uključujući pojavu sati sa izuzetno niskim ili čak negativnim cenama električne energije u regionu, kao i kroz potrebu za prilagođavanjem upravljanja elektroenergetskim portfeljem EPS AD u skladu sa novim tržišnim uslovima.

U radu su predstavljeni različiti mehanizmi za optimizaciju upravljanja, uključujući unapređenje prognoza proizvodnje iz solarnih sistema, prilagođavanje strategija trgovine i upotrebu tržišnih mehanizama. Poseban naglasak stavljen je na potencijal integracije

¹⁹ <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2015/ee/c4ee04041d>

skladištenja energije kroz baterijske sisteme (BESS) i reverzibilne hidroelektrane, kao ključne tehnologije za povećanje fleksibilnosti i stabilnosti sistema. Predložene mere uključuju i povećanje opsega sekundarne rezerve, kao i implementaciju skladišnih kapaciteta za balansiranje neupravljivih izvora energije. Takođe, preporučuje se dalji razvoj regulatornog okvira koji će omogućiti optimalno integrisanje novih izvora energije u elektroenergetski sistem.

Ovi zaključci naglašavaju značaj adaptacije tržišta i strategija upravljanja u skladu sa trendom ubrzane implementacije solarnih elektrana, ali i potencijal za dalji razvoj novih tehnologija koje mogu doprineti unapređenju upravljanja elektroenergetskim portfeljem EPS AD.

7 LITERATURA

- [1] Zakon o energetici, Sl. Glasnik RS, 2024
- [2] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije, Sl. Glasnik RS, 2024
- [3] Pravila o radu tržišta električne energije, EMS AD, 2024
- [4] Strategies for Provision of Secondary Reserve Capacity to Balance Short-Term Fluctuations of Variable Renewable Energy, Radu, KTH School of Industrial Engineering and Management, 2017
- [5] Energy Storage System Consolidated Performance Test Results, Department of Energy USA, Crawford et al., 2020

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.09)**C2.09****NOVI SISTEM AUTOMATSKOG UPRAVLJANJA PROIZVODNOM (AGC)
ELEKTROPRIVREDE REPUBLIKE SRPSKE (ERS)****A NEW SYSTEM OF AUTOMATIC GENERATION CONTROL (AGC) FOR THE
ELECTRIC POWER INDUSTRY OF THE REPUBLIC OF SRPSKA (ERS)****Goran Jakupović*, Milan Josifović, Pavle Lučić, Nikola Jemuović, Nikola Jelić, Simo Bošnjak**

Kratak sadržaj: U ovom radu, autori će predstaviti novi sistem za upravljanje proizvodnjom (AGC) razvijen za potrebe dispečerskog centra Mješovitog Holdinga "Elektroprivreda Republike Srpske" (ERS) u Trebinju. Ovaj hijerarhijski upravljački sistem upravlja elektranama ERS-a koje učestvuju u automatskoj regulaciji proizvodnje (AGC), na osnovu zahteva operatora prenosnog sistema NOSBIH-a. Rad je strukturisan na sledeći način: na početku, autori će predstaviti algoritme upravljanja i celokupnu organizaciju sistema upravljanja, naglašavajući njegovu integralnu ulogu unutar novog sistema nadzora i upravljanja u dispečerskom centru ERS-a. Zatim, rad će detaljnije obraditi softversku i hardversku implementaciju sistema upravljanja proizvodnjom. Na kraju, rad će prikazati rezultate prvih operativnih testiranja sistema upravljanja, pokazujući njegove performansu i efikasnost. Autori imaju za cilj da demonstriraju napretke i praktične primene novog sistema za upravljanje proizvodnjom unutar okvira elektroprivrede Republike Srpske.

Ključne reči: *AGC, LFC, Hijerarhijsko upravljanje*

Abstract: In this paper, the authors will present a new system for automatic generation control (AGC) developed for the needs of the dispatch center of the Mixed Holding "Elektroprivreda Republike Srpske" (ERS) in Trebinje. This hierarchical control system manages the ERS power plants participating in automatic generation control (AGC) based on the requirements of the independent system operator NOSBIH. The paper is structured as follows: first, the authors will present the control algorithms and the overall organization of the control system, emphasizing its integral role within the new monitoring and control system at the ERS dispatch center. Then, the paper will delve into the software and hardware implementation of the generation control system. Finally, the paper will present the results of the initial operational tests of the control system, demonstrating its performance and efficiency. The authors aim to showcase the advancements and practical applications of the new generation control system within the framework of the Electric Power Industry of the Republic of Srpska.

Key words: *AGC, LFC, Hierarchical Control*

* Goran Jakupović, Institut Mihajlo Pupin - IMP Automatika, goran.jakupovic@pupin.rs

1 UVOD

Sistem za automatsko upravljanje proizvodnjom (*AGC - Automatic Generation Control*), posebno njegova komponenta za regulaciju frekvencije i snage razmene (*LFC - Load Frequency Control*), igra ključnu ulogu u obezbeđivanju kontinuiranog i sigurnog rada međusobno povezanih elektroenergetskih sistema. Kao neophodan deo svakog sistema za upravljanje energijom (*EMS - Energy Management System*) u dispečerskim centrima operatora prenosnog sistema, AGC sistem pomaže u održavanju sigurnosti sistema [1, 2].

Kako bi se obezbedio neometan rad, operatori sistema moraju kontinuirano balansirati energiju koju zahtevaju potrošači sa proizvodnjom i razmenom sa susedima. Promene u potražnji ili ponudi se reflektuju na frekvenciji sistema, koja idealno treba ostati na 50 Hz (ili 60 Hz u Sjedinjenim Američkim Državama i nekim drugim zemljama). Povećanje potrošnje iznad proizvodnje i uvoza uzrokuje pad frekvencije ispod 50 Hz, dok smanjenje potrošnje dovodi do frekvencije iznad 50 Hz. Operator sistema je odgovoran za održavanje ove ravnoteže, držeći frekvenciju što bliže ciljanoj vrednosti, proces poznat kao LFC.

LFC postiže ravnotežu između proizvodnje i potrošnje električne energije unutar svake regulacione oblasti. Ove oblasti su međusobno povezane preko interkonektivnih dalekovoda. Svaka regulaciona oblast je odgovorna ne samo za održavanje frekvencije svog sistema već i za regulisanje aktivnih tokova energije (razmena) na međusobno povezanim interkonektivnim dalekovodima prema unapred određenim ugovornim vrednostima (planovima razmene).

Kako bi ispunila ove ciljeve, svaka regulaciona oblast koristi sistem LFC. Ovaj sistem izdaje regulativne komande proizvodnim jedinicama (elektranama) na osnovu merenja frekvencije sistema i tokova energije interkonektivnih dalekovoda u realnom vremenu. Ove komande se olakšavaju preko centralizovanog regulatora sa zatvorenom petljom instaliranog u dispečerskim centrima odgovarajućih regulacionih oblasti.

Tipičan sistem za automatsko upravljanje proizvodnjom (*AGC - Automatic Generation Control*) obezbeđuje sledeće ključne funkcije [1]:

- **Regulator frekvencije i snage razmene** (*LFC - Load Frequency Control*): Zadužen za obavljanje zadataka regulacije radi održavanja frekvencije sistema i ravnoteže proizvodnje i potrošnje.
- **Aplikacija za planiranje**: Omogućava korisnicima unos, modifikaciju i uvoz različitih planova, kao što su planovi razmene i planovi kompenzacije.
- **Sistem za praćenje performansi**: Prati i izračunava indekse performansi AGC/LFC sistema i generiše izveštaje vezane za te indekse.
- **Sistem za praćenje rezervi**: Prati i izračunava rezerve, uključujući rezerve za obuzdavanje frekvencije (*FCR - Frequency Containment Reserve*), automatsku rezervu za obnovu frekvencije (*aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve*) i manuelnu rezervu za obnovu frekvencije (*mFRR - Manual Frequency Restoration Reserve*), na osnovu tehničkih parametara proizvodnih jedinica i podataka izmerenih u realnom vremenu.

U vertikalno integrisanim elektroenergetskim sistemima, AGC (Automatsko upravljanje proizvodnjom) takođe uključuje rezultate funkcionalnosti ekonomske raspodele (*ED - Economic Dispatching*).

ED pruža podatke o baznim snagama proizvodnih jedinica i koeficijentima učešća sa ciljem minimizacije troškova rada. Ovo podrazumeva planiranje izlaza angažovanih proizvodnih jedinica kako bi se zadovoljila potrebna potrošnja uz najniže operativne troškove, dok se istovremeno poštuju sva ograničenja sistema.

Međutim, u deregulisanim elektroenergetskim sistemima, odgovornost za ekonomsku raspodelu obično pripada proizvodnoj kompaniji (GENCO), a ne operatoru prenosnog sistema (TSO). Zbog toga se ekonomska raspodela više ne smatra delom AGC sistema u takvim elektroenergetskim sistemima.

Iako dodatne usluge balansiranja, kao što je Imbalance Netting, mogu uticati na rad AGC/LFC sistema, one se ne smatraju integralnim komponentama AGC sistema [3].

Operator prenosnog sistema (TSO - Transmission System Operator) odgovoran je za izračunavanje greške regulacione oblasti (ACE - Area Control Error) i obezbeđivanje da njena prosečna vrednost ostane što je moguće bliža nuli. ACE je ključni parametar u održavanju ravnoteže snage unutar međusobno povezanog sistema i definiše se sledećim izrazom (za neku regulacionu oblast „i“):

$$ACE_i(t) = B_i \Delta F_i(t) + \Delta P_i(t) \quad (1)$$

Ovde, B_i predstavlja koeficijent regulacije frekvencije (poznat i kao konstanta regulacije frekvencije ili „k-faktor“) za frekvenciju i-te regulacione oblasti. Ova vrednost je odabrana tako da približno odgovara globalnom koeficijentu samoregulacije regulacione oblasti. Termin ΔF_i se odnosi na odstupanje frekvencije unutar i-te oblasti, dok ΔP_i označava odstupanje u planiranoj razmeni snage sa susednim oblastima.

Kako bi se ACE održao što bliže nuli, mogu se primeniti dva pristupa. U prvom pristupu, TSO direktno kontroliše proizvodne jedinice unutar svoje oblasti izdavanjem komandi u obliku zadatih vrednosti (setpointa) ili impulsa za povećanje/smanjenje kako bi se prilagodili nivoi proizvodnje. U drugom, hijerarhijskom pristupu, TSO šalje zahteve za aktivaciju automatske rezerve za obnovu frekvencije (*aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve*) proizvodnim kompanijama. Ove kompanije zatim samostalno upravljaju svojim proizvodnim kapacitetima kako bi ispunile zahteve specificirane u zahtevima za aktivaciju. Oba pristupa imaju za cilj održavanje stabilnosti sistema osiguravanjem da odstupanja frekvencije i tokovi snage između oblasti ostanu u prihvatljivim granicama.

U regulacionoj oblasti NOSBIH-a primenjuje se hijerarhijski pristup za održavanje greške regulacione oblasti (ACE - Area Control Error). To znači da NOSBIH, kao operator prenosnog sistema, šalje zahteve za aktivaciju automatske rezerve za obnovu frekvencije (*aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve*) proizvodnim kompanijama koje posluju unutar njegove regulacione oblasti. Među njima je i Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske (dalje u tekstu „ERS“). Nakon što prime te zahteve, proizvodne kompanije su odgovorne za upravljanje svojim proizvodnim kapacitetima kako bi ispunile zahteve koje je definisao NOSBIH.

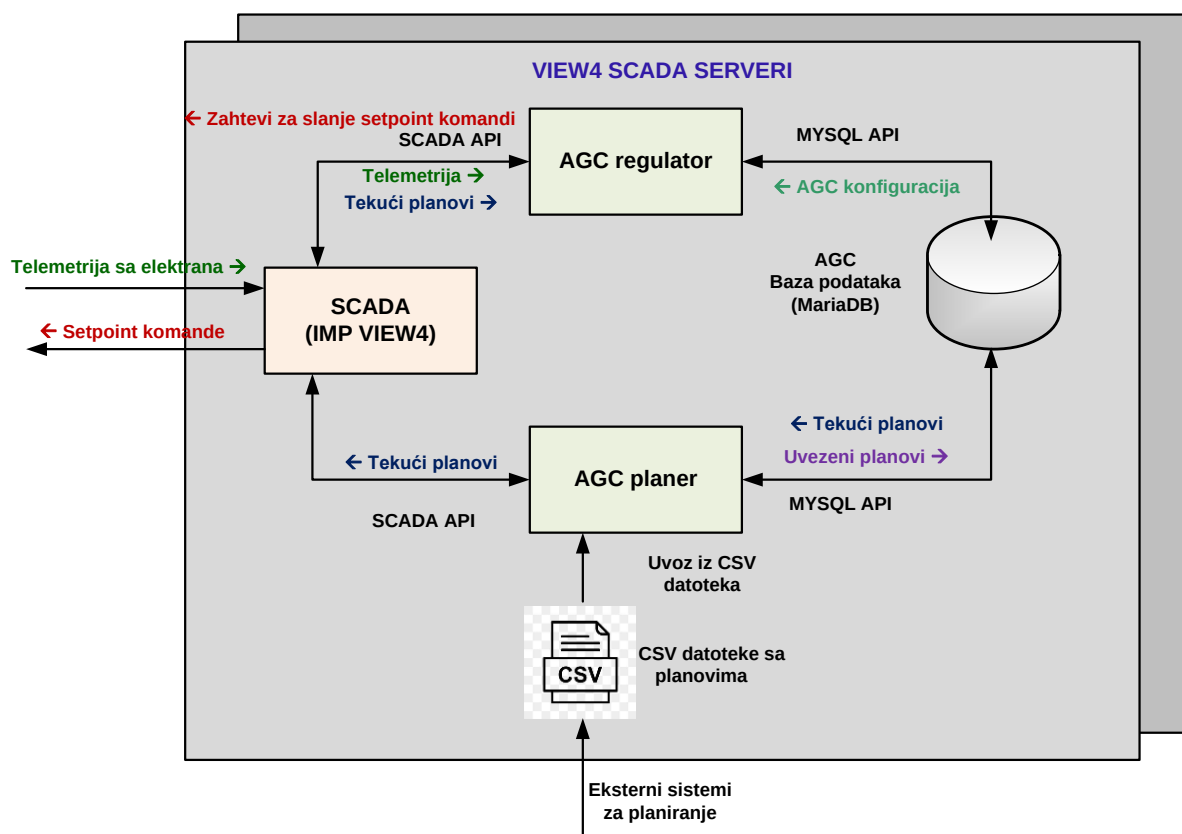
Rad sistema za automatsko upravljanje proizvodnjom u Bosni i Hercegovini regulisan je „Mrežnim kodeksom“, tačnije poglavljem 7.2.1.2 pod nazivom „Sekundarna regulacija (*aFRR - Automatski proces obnove frekvencije*)“, koje definiše pravila za sekundarnu regulaciju frekvencije (*aFRR*). Pored toga, „Tržišna pravila“, naročito član 30 u delu o pomoćnim uslugama, daju dodatne smernice za rad AGC sistema.

Ovi propisi postavljaju okvir za balansiranje proizvodnje i potrošnje energije, održavanje frekvencije sistema i obezbeđenje usklađenosti sa zahtevima za pomoćne usluge [4, 5].

Fokus ovog rada je na upravljanju proizvodnjom na nivou ERS-a, posebno na načinima na koje kompanija upravlja svojim proizvodnim kapacitetima kako bi ispunila zahteve koje dobija od NOSBIH-a. To uključuje analizu procesa, algoritama i sistema implementiranih u okviru ERS-a kako bi se osigurala usklađenost sa zahtevima NOSBIH-a, uz očuvanje stabilnosti i efikasnosti sopstvenih proizvodnih operacija.

2 ARHITEKTURA

Pojednostavljena softverska arhitektura sistema, implementirana na redundantnim SCADA serverima, prikazana je na slici 1. AGC modul se sastoji od dve glavne komponente: planera proizvodnje i regulatora, kako je prikazano na Slici 1. Regulator izvršava sve korake algoritma za upravljanje proizvodnjom (detaljno opisane u narednim poglavljima) i šalje zahteve SCADA sistemu za izdavanje odgovarajućih komandi elektranama. U međuvremenu, planer proizvodnje upravlja unosom podataka o planiranju (npr. planovi proizvodnje), izračunava izvedene planove i prosleđuje trenutne planove SCADA sistemu. I uvezeni i ručno uneti podaci o planiranju čuvaju se u posebnim tabelama unutar AGC baze podataka. Ova baza podataka takođe sadrži postavke konfiguracije sistema, modele elektrana i druge ključne parametre.



Slika 1: Uprošćena arhitektura sistema

3 TOKOVI PODATAKA I ALGORITMI

Slika 2 ispod prikazuje interakciju AGC modula sa postojećim delovima sistema. Prvo, AGC modul prima podatke o baznim snagama proizvodnih jedinica i njihovim opsezima regulacije (vrednosti za učešće u sekundarnoj regulaciji) iz sistema za planiranje.

Takođe, iz elektrana se primaju izmerene vrednosti neto aktivne snage proizvodnih jedinica. Ovo su neophodni podaci za izračunavanje granica za željene snage (P_{demand}), koje će biti poslate operatoru prenosnog sistema (NOSBIH).

Za elektrane koje su u režimu regulacije:

$$P_{max,lfc} = P_{basepoint} + \Delta P_{AGC} \quad (2)$$

$$P_{min,lfc} = P_{basepoint} - \Delta P_{AGC} \quad (3)$$

U jednačinama (2) i (3) veličina ΔP_{AGC} označava regulacioni opseg (tačnije njegovu polovinu simetričnu oko bazne snage).

Za elektrane koje trenutno nisu u režimu regulacije:

$$P_{max,lfc} = P_{min,lfc} = P_{gen_{pp}} \quad (4)$$

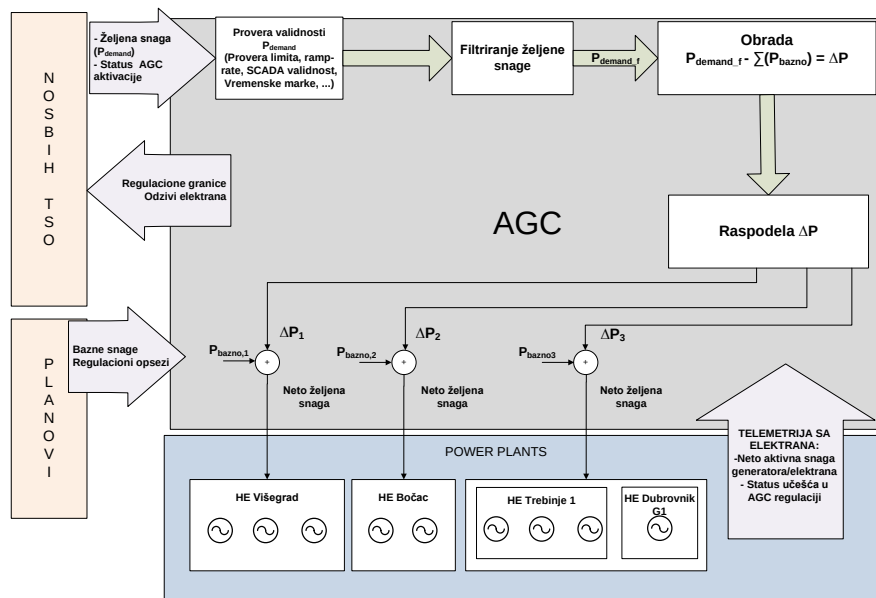
U jednačini (4) $P_{gen_{pp}}$ označava trenutnu, izmerenu, aktivnu snagu elektrane.

Konačne granice koje se šalju operatoru prenosnog sistema (NOSBIH) su:

$$LFC_{MAX} = \sum P_{max,lfc} \quad (5)$$

$$LFC_{MIN} = \sum P_{min,lfc} \quad (6)$$

Takođe, AGC šalje status da je AGC aktivan i vrednost vrednost regulacionog opsega aktivne snage unutar koga mora da se nalazi željena snaga koju šalje NOSBIH.



Slika 2: Pregled sistema upravljanja

NOSBIH šalje vrednost željene aktivne snage za sve elektrane. AGC zatim proverava da li je ova vrednost ispravna:

- Da li je vrednost unutar poslatog opsega [LFC_{MIN} , LFC_{MAX}]? Ako nije, vrednost za P_{demand} će biti suma trenutnih vrednosti izmerenih proizvodnji elektrana.
- Da li brzina promene snage (ramp rate) unutar granica?
- Da li je vrednost validna i da li je zamrznuta?

Nakon provere, željena vrednost se filtrira koristeći eksponencijalni filter za izgladivanje. Ova filtrirana vrednost (P_{demand_f}) koristi se za izračunavanje promene bazne snage za raspodelu.

$$\Delta P = P_{demand_f} - \sum P_{bazno,pp} \quad (7)$$

Gde je $\sum P_{bazno,pp}$ suma baznih snaga svih elektrana (u okviru AGC-a i van njega).

Na osnovu AGC statusa elektrana, promene bazne snage (ΔP) će biti raspodeljene korišćenjem jednog od dva algoritma opisana u odeljku sa algoritmima.

3.1 Algoritmi raspodele

3.1.1 Raspodela normalizovana na baznu snagu.

Ideja ovog algoritma je da se raspodela među angažovanim jedinicama u okviru AGC-a vrši na osnovu zadatog opsega (Reg_i u formulama ispod).

$$P_{desired_i} = P_{bazno_i} + K_{u_i}(P_{demand} - \sum_i P_{bazno_i}) \quad (8)$$

$$K_{u_i} = \frac{Reg_i}{\sum_i Reg_i} \quad (9)$$

3.1.2 Raspodela relativna u odnosu na trenutnu aktivnu snagu.

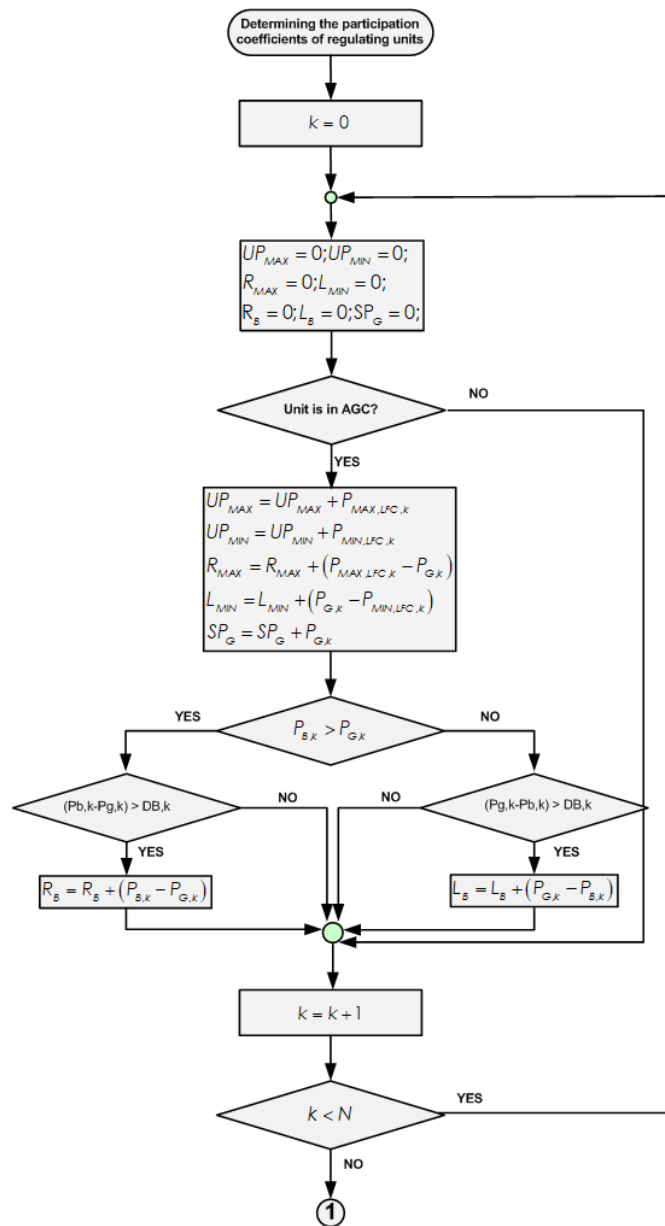
Ideja ovog algoritma je da se optimizuje angažovanje jedinica koje su na suprotnim stranama bazne snage. Ako potražnja premaši ukupnu trenutnu snagu jedinica, algoritam će prvo angažovati jedinice čija je trenutna snaga ispod bazne snage. Kada se dostigne bazna snaga, raspodela će se vršiti proporcionalno raspoloživom opsegu u odnosu na trenutnu snagu.

Algoritam za izračunavanje koeficijenata učešća u regulaciji opisan je putem dijagrama toka (Slike 3 i 4).

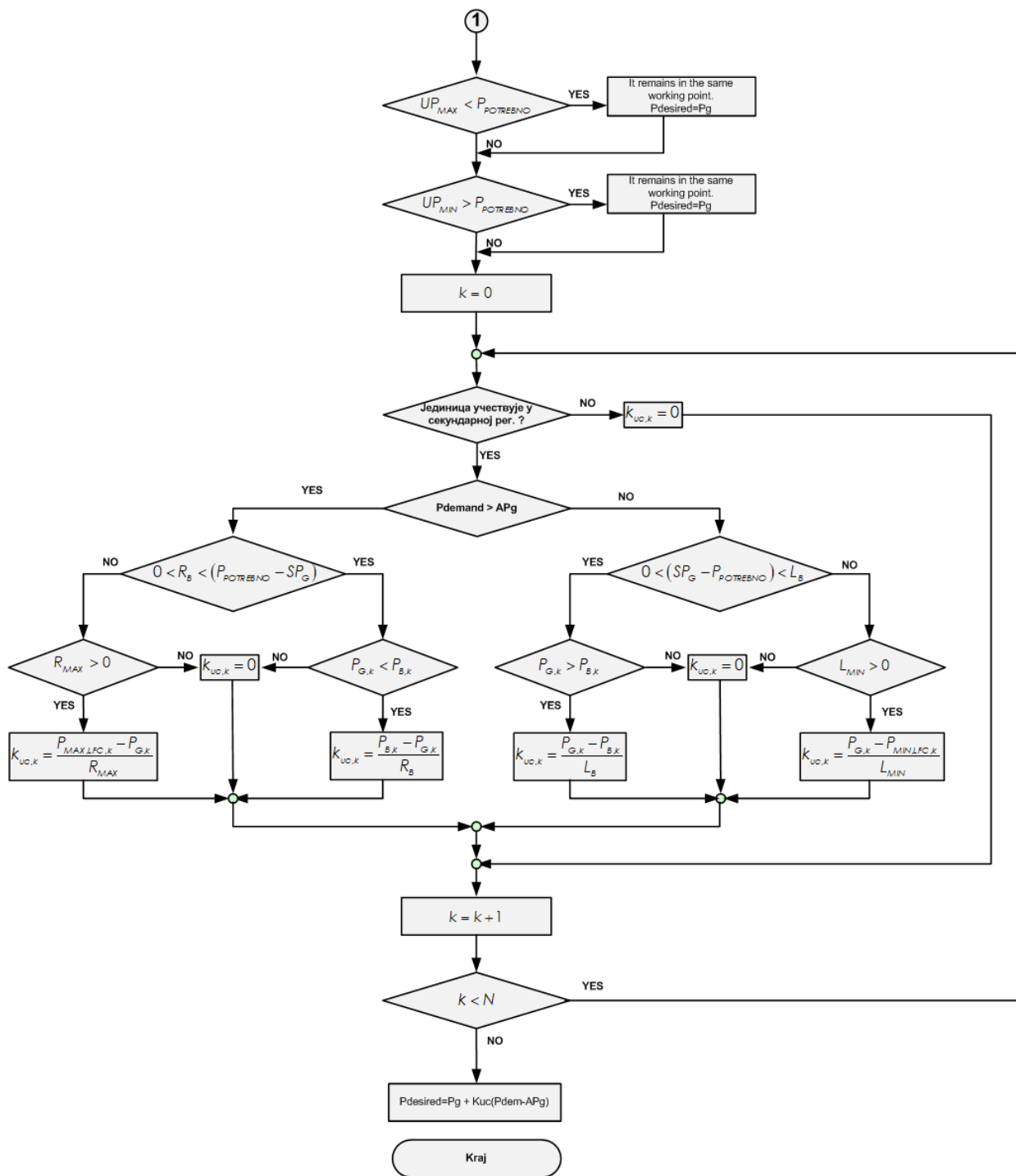
Oznake na slikama 3, 4 i 5 su sledeće:

- **k** – predstavlja k-tu regulacionu jedinicu.
- **N** – ukupan broj regulacionih jedinica.
- **AP_G** – suma izmerenih snaga jedinica koje mogu učestvovati u sekundarnoj regulaciji.
- **SP_G** – suma izmerenih snaga jedinica koje trenutno učestvuju u sekundarnoj regulaciji.
- **P_{DEMAND}** – zahtev poslat od strane NOSBIH.
- **P_{G,k}** – izmerena aktivna snaga k-te jedinice.
- **P_{B,k}** – bazna snaga k-te jedinice.
- **P_{MAX,LFC,k}** – maksimalna snaga za sekundarnu regulaciju k-te jedinice.
- **P_{MIN,LFC,k}** – minimalna snaga za sekundarnu regulaciju k-te jedinice.

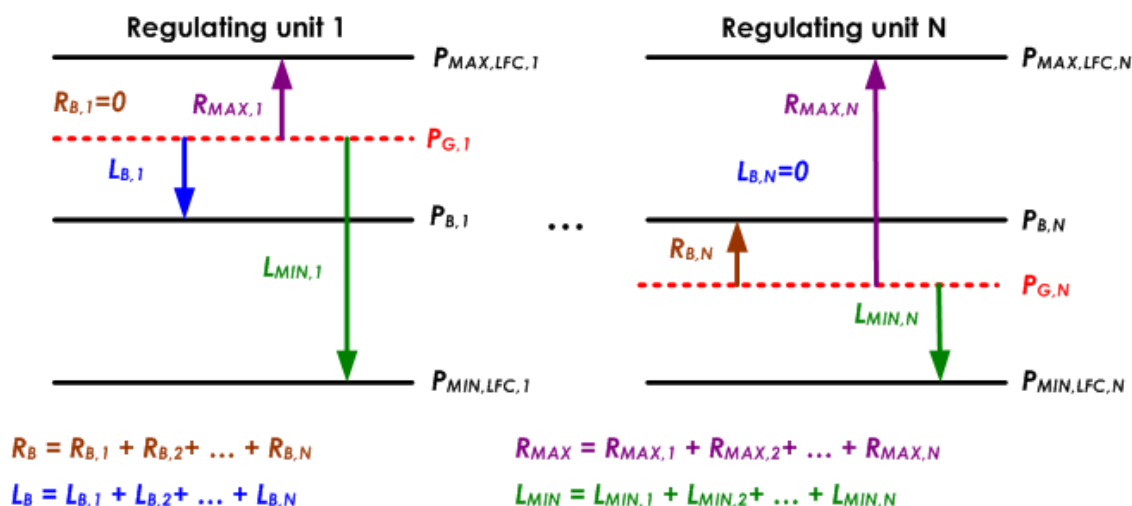
- UP_{MAX} – suma maksimalnih snaga za sekundarnu regulaciju jedinica koje trenutno učestvuju u sekundarnoj regulaciji.
- UP_{MIN} – suma minimalnih snaga za sekundarnu regulaciju jedinica koje trenutno učestvuju u sekundarnoj regulaciji.
- R_{MAX} – regulaciona rezerva za povećanje snage jedinica koje trenutno učestvuju u sekundarnoj regulaciji (Slika 4).
- L_{MIN} – regulaciona rezerva za smanjenje snage jedinica koje trenutno učestvuju u sekundarnoj regulaciji (Slika 4).
- R_B – suma opsega od izmerene snage do bazne snage za one jedinice čija je izmerena snaga ispod bazne snage i koje trenutno učestvuju u sekundarnoj regulaciji (Slika 5).
- L_B – suma opsega od izmerene snage do bazne snage za one jedinice čija je izmerena snaga iznad bazne snage i koje trenutno učestvuju u sekundarnoj regulaciji (Slika 5).
- $k_{uc,k}$ – koeficijent učešća u regulaciji za k-tu jedinicu.



Slika 3: Dijagram toka za izračunavanje koeficijenata učešća sa raspodelom relativnom u odnosu na trenutnu snagu (Deo I).



Slika 4: Dijagram toka za izračunavanje koeficijenta učešća sa raspodelom relativnom u odnosu na trenutnu snagu (Deo II).



Slika 5: Grafička ilustracija algoritma

4 KORISNIČKI INTERFEJSI

Glavni korisnički deo AGC interfejsa integrisan je u okviru VIEW4 SCADA sistema, koji je sada VIEW4 SCADA/GMS sistem. Dok je interfejs za aplikaciju za uvoz planova odvojen.

Prvi ekran predstavlja glavni AGC ekran koji sadrži osnovne podatke vezane za aplikaciju. Prva grupa podataka su AGC statusi, a korisnik može:

- Uključiti/isključiti AGC.
- Uključiti/isključiti režim nadzora – režim u kojem se sve vrednosti izračunavaju, ali se zadate vrednosti (setpoints) ne šalju.
- Indikaciju da li je AGC aktivan.
- Indikaciju kako NOSBIH vidi status AGC.
- Status pauze – aktivira se ako neki od neophodnih podataka ima nevažeći kvalitet SCADA statusa ili nije dostupan. Ovo prebacuje AGC u režim praćenja. Kada uslov koji je izazvao pauzu prestane, sistem nastavlja sa radom.
- Status suspendovanja – on isključuje AGC nakon vremena definisanog od strane korisnika, i korisnik mora resetovati stanje suspendovanja.

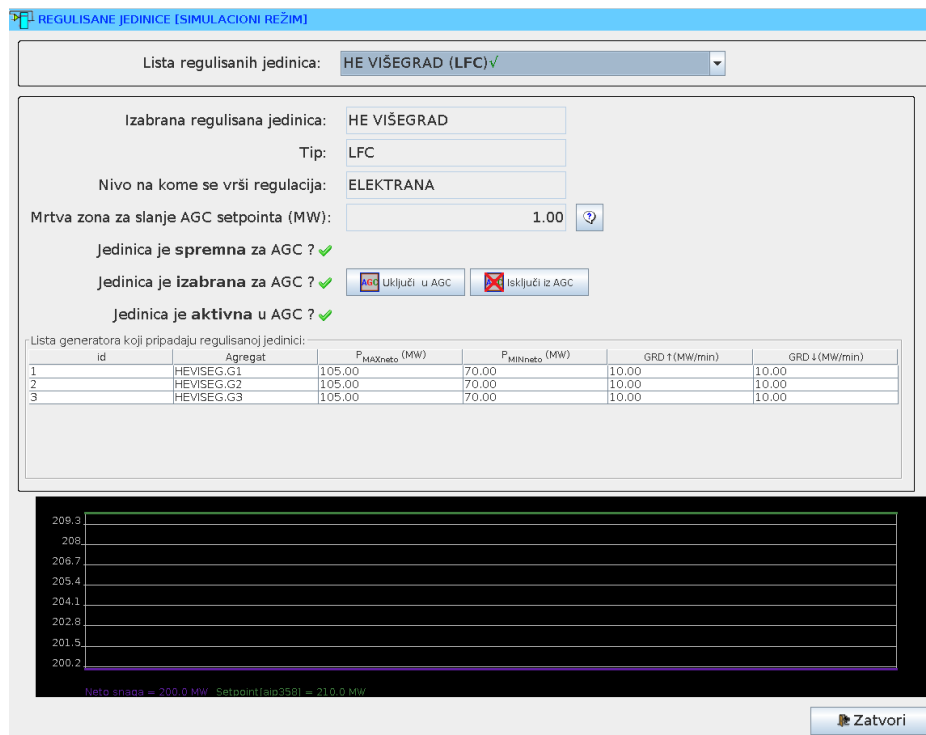
Druga grupa predstavlja analogne podatke:

- Pdemand od NOSBIH-a – sirova i konačna vrednost (na grafiku).
- LFCmin i LFCmax za NOSBIH.
- Suma baznih snaga elektrana.
- Regulatorna rezerva za povećanje/smanjenje snage.



Slika 6: AGC status

Sledeći ekran sadrži podatke vezane za regulacione jedinice. Korisnik iz padajućeg menija bira koju regulacionu jedinicu želi da posmatra. Prikazani podaci pokazuju da li je regulaciona jedinica spremna za AGC, da li je odabrana (opcija za korisnika da odabere jedinicu za AGC), kao i konačnu vrednost koja pokazuje da li je jedinica u AGC-u. Takođe sadrži listu odgovarajućih generatora unutar regulacione jedinice, kao i grafikon zadate vrednosti (setpoint) i odziva elektrane.



Slika 7: Regulacione jedinice

Treći ekran prikazuje elektrane sa odgovarajućim generatorima, vrednosti trenutne aktivne snage elektrana i trenutnu vrednost bazne snage.

LISTA ELEKTRANA [SIMULACIONI REŽIM]

Lista elektrana:

HE Višegrad

Izabrana elektran...

HE Višegrad

EIC kod elektrane:

36W-HE-VISEGRADJ

Vrsta:

Hidroelektrana

EIC naziv elektra...

BA-HE-VISEGRAD

Vlasnik:

Elektroprivreda Republike Srpske

Lista generatora elektrane

	id	Agregat	P _{MAX} neto (MW)	P _{MIN} neto (MW)	GRD ↑ (MW/min)	GRD ↓ (MW/min)
1		HEVISEG.G1	105.00	70.00	10.00	10.00
2		HEVISEG.G2	105.00	70.00	10.00	10.00
3		HEVISEG.G3	105.00	70.00	10.00	10.00

P_{G,neto} =

200.00

P_{PLAN} =

200.00

Zatvori

Slika 8: Elektrane

Poslednji ekran prikazuje pregled planova. Prva kartica sadrži prikaz planova baznih snaga i planova za angažovanje sekundarne regulacije. Druga kartica prikazuje planove razmene, dok se treća kartica koristi za pojedinačni prikaz željenih planova. Korisniku je omogućeno da planove izvozi u XLS format, pregleda planove za prethodne dane (planovi se ne mogu korigovati za prošle sate i dane), ili da ih prikaže grafički.

Prikaz bazne snage i sekundarne rezerve

Sačuvaj

Izvoz u Excel

Grafički prikaz

Izadi

← → ↺

Datum za koji se prikazuju podaci:

2025-03-14

Planovi proizvodnje i sekundarne (AGC) regulacije

Razmena

Planovi čiji prikaz bira korisnik

Bazne snage (Planovi proizvodnje)

Vreme	TE Gacko	TE Ugljevik	HE Bošac	HE Višegrad	HET DBCCO	HE Trebinje 1	HE Trebinje 2	HE Dubrovnik 1
14:00-14:15	0.00	0.00	295.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14:15-14:30	0.00	0.00	295.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14:30-14:45	0.00	0.00	295.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14:45-15:00	0.00	0.00	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15:00-15:15	0.00	0.00	305.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15:15-15:30	0.00	0.00	310.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15:30-15:45	0.00	0.00	315.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
15:45-16:00	0.00	0.00	320.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16:00-16:15	0.00	0.00	325.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16:15-16:30	0.00	0.00	330.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16:30-16:45	0.00	0.00	335.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16:45-16:00	0.00	0.00	340.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17:00-17:15	0.00	0.00	345.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17:15-17:30	0.00	0.00	350.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17:30-17:45	0.00	0.00	355.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17:45-18:00	0.00	0.00	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:00-18:15	0.00	0.00	365.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:15-18:30	0.00	0.00	370.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:30-18:45	0.00	0.00	375.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:45-18:00	0.00	0.00	380.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:00-18:15	0.00	0.00	385.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:15-18:30	0.00	0.00	390.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:30-18:45	0.00	0.00	395.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18:45-20:00	0.00	0.00	400.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20:00-20:15	0.00	0.00	405.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20:15-20:30	0.00	0.00	410.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20:30-20:45	0.00	0.00	415.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20:45-21:00	0.00	0.00	420.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21:00-21:15	0.00	0.00	425.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21:15-21:30	0.00	0.00	430.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21:30-21:45	0.00	0.00	435.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21:45-22:00	0.00	0.00	440.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:00-22:15	0.00	0.00	445.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:15-22:30	0.00	0.00	450.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:30-22:45	0.00	0.00	455.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22:45-23:00	0.00	0.00	460.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:00-23:15	0.00	0.00	465.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:15-23:30	0.00	0.00	470.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:30-23:45	0.00	0.00	475.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23:45-00:00	0.00	0.00	480.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Sekundarna regulacija i sumarni podaci

Vreme	HE Višegrad plan AGC regulacije	HE Bošac plan AGC regulacije	HET DBCCO plan AGC regulacije	ERS plan proizvodnje jedinica	ERS Ukupan plan AGC	HE Višegrad AGC _{MAX}	HE Višegrad AGC _{MIN}	HE Bošac AGC _{MAX}	HE Bošac AGC _{MIN}	HET DBCCO AGC _{MAX}	HET DBCCO AGC _{MIN}	ERS AGC _{MAX}	ERS AGC _{MIN}
14:00-14:15	0.00	0.00	0.00	285.00	0.00	0.00	0.00	285.00	285.00	0.00	0.00	285.00	285.00
14:15-14:30	0.00	0.00	0.00	290.00	0.00	0.00	0.00	290.00	290.00	0.00	0.00	290.00	290.00
14:30-14:45	0.00	0.00	0.00	295.00	0.00	0.00	0.00	295.00	295.00	0.00	0.00	295.00	295.00
14:45-15:00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	300.00	0.00	0.00	300.00	300.00
15:00-15:15	0.00	0.00	0.00	305.00	0.00	0.00	0.00	305.00	305.00	0.00	0.00	305.00	305.00
15:15-15:30	0.00	0.00	0.00	310.00	0.00	0.00	0.00	310.00	310.00	0.00	0.00	310.00	310.00
15:30-15:45	0.00	0.00	0.00	315.00	0.00	0.00	0.00	315.00	315.00	0.00	0.00	315.00	315.00
15:45-16:00	0.00	0.00	0.00	320.00	0.00	0.00	0.00	320.00	320.00	0.00	0.00	320.00	320.00
16:00-16:15	0.00	0.00	0.00	325.00	0.00	0.00	0.00	325.00	325.00	0.00	0.00	325.00	325.00
16:15-16:30	0.00	0.00	0.00	330.00	0.00	0.00	0.00	330.00	330.00	0.00	0.00	330.00	330.00
16:30-16:45	0.00	0.00	0.00	335.00	0.00	0.00	0.00	335.00	335.00	0.00	0.00	335.00	335.00
16:45-16:00	0.00	0.00	0.00	340.00	0.00	0.00	0.00	340.00	340.00	0.00	0.00	340.00	340.00
17:00-17:15	0.00	0.00	0.00	345.00	0.00	0.00	0.00	345.00	345.00	0.00	0.00	345.00	345.00
17:15-17:30	0.00	0.00	0.00	350.00	0.00	0.00	0.00	350.00	350.00	0.00	0.00	350.00	350.00
17:30-17:45	0.00	0.00	0.00	355.00	0.00	0.00	0.00	355.00	355.00	0.00	0.00	355.00	355.00
17:45-18:00	0.00	0.00	0.00	360.00	0.00	0.00	0.00	360.00	360.00	0.00	0.00	360.00	360.00
18:00-18:15	0.00	0.00	0.00	365.00	0.00	0.00	0.00	365.00	365.00	0.00	0.00	365.00	365.00
18:15-18:30	0.00	0.00	0.00	370.00	0.00	0.00	0.00	370.00	370.00	0.00	0.00	370.00	370.00
18:30-18:45	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	375.00	0.00	0.00	375.00	375.00
18:45-18:00	0.00	0.00	0.00	380.00	0.00	0.00	0.00	380.00	380.00	0.00	0.00	380.00	380.00
18:00-18:15	0.00	0.00	0.00	385.00	0.00	0.00	0.00	385.00	385.00	0.00	0.00	385.00	385.00
18:15-18:30	0.00	0.00	0.00	390.00	0.00	0.00	0.00	390.00	390.00	0.00	0.00	390.00	390.00
18:30-18:45	0.00	0.00	0.00	395.00	0.00	0.00	0.00	395.00	395.00	0.00	0.00	395.00	395.00
18:45-20:00	0.00	0.00	0.00	400.00	0.00	0.00	0.00	400.00	400.00	0.00	0.00	400.00	400.00
20:00-20:15	0.00	0.00	0.00	405.00	0.00	0.00	0.00	405.00	405.00	0.00	0.00	405.00	405.00
20:15-20:30	0.00	0.00	0.00	410.00	0.00	0.00	0.00	410.00	410.00	0.00	0.00	410.00	410.00
20:30-20:45	0.00	0.00	0.00	415.00	0.00	0.00	0.00	415.00	415.00	0.00	0.00	415.00	415.00
20:45-21:00	0.00	0.00	0.00	420.00	0.00	0.00	0.00	420.00	420.00	0.00	0.00	420.00	420.00
21:00-21:15	0.00	0.00	0.00	425.00	0.00	0.00	0.00	425.00	425.00	0.00	0.00	425.00	425.00
21:15-21:30	0.00	0.00	0.00	430.00	0.00	0.00	0.00	430.00	430.00	0.00	0.00	430.00	430.00
21:30-21:45	0.00	0.00	0.00	435.00	0.00	0.00	0.00	435.00	435.00	0.00	0.00	435.00	435.00
21:45-22:00	0.00	0.00	0.00	440.00	0.00	0.00	0.00	440.00	440.00	0.00	0.00	440.00	440.00
22:00-22:15	0.00	0.00	0.00	445.00	0.00	0.00	0.00	445.00	445.00	0.00	0.00	445.00	445.00
22:15-22:30	0.00	0.00	0.00	450.00	0.00	0.00	0.00	450.00	450.00	0.00	0.00	450.00	450.00
22:30-22:45	0.00	0.00	0.00	455.00	0.00	0.00	0.00	455.00	455.00	0.00	0.00	455.00	455.00
22:45-23:00	0.00	0.00	0.00	460.00	0.00	0.00	0.00	460.00	460.00	0.00	0.00	460.00	460.00
23:00-23:15	0.00	0.00	0.00	465.00	0.00	0.00	0.00	465.00	465.00	0.00	0.00	465.00	465.00
23:15-23:30	0.00	0.00	0.00	470.00	0.00	0.00	0.00	470.00	470.00	0.00	0.00	470.00	470.00
23:30-23:45	0.00	0.00	0.00	475.00	0.00	0.00	0.00	475.00	475.00	0.00	0.00	475.00	475.00
23:45-00:00	0.00	0.00	0.00	480.00	0.00	0.00	0.00	480.00	480.00	0.00	0.00	480.00	480.00

Slika 9: Planovi

Uvoz planova se obavlja putem odvojene aplikacije (Slika 10 ispod). Korisnici biraju koji fajl će biti uvezen, zatim mogu proveriti vrednosti pre nego što planovi budu uvezeni u bazu podataka. Na SCADA serverima ovaj uvoz se takođe obavlja automatski pomoću planera ako se CSV fajl detektuje u određenom folderu.

Identifikator vremenske...	Resurs	Vreme	Datum	Vrednost	Tip vremenske sesije	Identifikator proizvoda
TS0001	HE Bošac	23:00	2025-03-14	5	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	23:15	2025-03-14	10	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	23:30	2025-03-14	15	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	23:45	2025-03-14	20	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	00:00	2025-03-14	25	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	00:15	2025-03-14	30	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	00:30	2025-03-14	35	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	00:45	2025-03-14	40	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	01:00	2025-03-14	45	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	01:15	2025-03-14	50	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	01:30	2025-03-14	55	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	01:45	2025-03-14	60	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	02:00	2025-03-14	65	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	02:15	2025-03-14	70	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	02:30	2025-03-14	75	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	02:45	2025-03-14	80	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	03:00	2025-03-14	85	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	03:15	2025-03-14	90	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	03:30	2025-03-14	95	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	03:45	2025-03-14	100	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	04:00	2025-03-14	105	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	04:15	2025-03-14	110	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	04:30	2025-03-14	115	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	04:45	2025-03-14	120	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga
TS0001	HE Bošac	05:00	2025-03-14	125	Proizvodnja (koristi se z...	Aktivna snaga

Upis podataka u bazu CDS_MASTER (10.1.49.142) je završen. Upisano je ukupno 98 planova (2025-03-14 u 17:14:19).
 Upis podataka u bazu CDS_MASTER (10.1.49.142) je u toku (2025-03-14 u 17:14:19).
 Upis podataka u bazu CDS_MASTER (10.1.49.142) je završen. Upisano je ukupno 98 planova (2025-03-14 u 17:14:20).
 Upis podataka u bazu CDS_MASTER (10.1.49.142) je u toku (2025-03-14 u 17:14:20).
 Upis podataka u bazu CDS_MASTER (10.1.49.142) je završen. Upisano je ukupno 98 planova (2025-03-14 u 17:14:20).

Slika 10: Uvoz planova

5 ZAKLJUČAK

Zaključno, predstavili smo sveobuhvatno softversko rešenje za upravljanje proizvodnjom za ERS. Ovo rešenje uspešno je testirano 2024. godine, uključujući Factory Acceptance Testing (FAT) i Site Acceptance Testing (SAT). Trenutno je u svakodnevnoj upotrebi u dispečerskom centru ERS-a, gde je efikasno zamenilo stariji Siemens SCADA sistem. U budućnosti, potencijalni razvoj mogao bi uključivati implementaciju naprednih sistema za planiranje, alata za izveštavanje baziranih na webu, uvođenje lista prioriteta (merit order lists) i drugih inovativnih funkcija za dodatno unapređenje funkcionalnosti i efikasnosti sistema.

6 LITERATURA

- [1] Jakupović Goran, Čukalevski Ninel, Obradović Nikola, Đurđević Mirela, "Implementation and Testing of Automatic Generation Control Software Package for Serbian Electric Power System", CIGRE Black-Sea El-Net Regional Meeting, Suceava, Romania, 10-14 June 2001.
- [2] Mirela Đurđević, Zoran Rudić, Nikola Obradović, Goran Jakupović, Ninel Čukalevski, "Implementation and Testing of AGC SMM Control Block in NDC in Serbian TSMO within the Project of Modernization and Upgrading of Existing SCADA/EMS System", DEMSEE 2015, 10th Jubilee International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South Eastern Europe, 24-25 September 2015, Budapest, Hungary, ISBN 978-615-80340-0-5
- [3] Goran Jakupović, Ninel Čukalevski, "Imbalance netting optimization algorithm based on linear programming for SMM LFC control block", Second SEERC Conference 2018: ENERGY TRANSITION AND INNOVATIONS IN ELECTRICITY SECTOR, 12-13 June 2018, Kiev, Ukraine
- [4] NOSBIH Mrežni kodeks, <https://www.nosbih.ba/files/2021/12/20211220-bs-Mreznikodeks-NOSBiH-a.pdf>
- [5] NOSBIH Tržišna pravila, <https://www.nosbih.ba/files/2021/10/20211015-sr-Trzisnapravila-NOSBiH.pdf>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.10](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.10)**C2.10****ODREĐIVANJE MOMENTA INERCIJE TURBOAGREGATA****DETERMINATION OF THE MOMENT OF INERTIA OF A UNIT IN A THERMAL POWER PLANT****Žarko Janda, Jasna Dragosavac, Ilija Klasnić, Anita Mijajlović, Milan Đorđević, Igor Damjanac, Miloš Brdarević***

Kratak sadržaj: U konvencionalnoj strukturi elektroenergetskog sistema sinhroni generatori obezbeđuju tranzijentnu i frekvencijsku stabilnost zahvaljujući kinetičkoj energiji obrtnih masa. Povećana penetracija obnovljivih izvora energije i postepeni prelazak na zelenu agendu rezultuju gašenjem postojećih proizvodnih jedinica koje se oslanjaju na fosilna goriva, čime sistem postaje podložniji poremećajima usled nedostatka inercije. Problemi koji se javljaju u sistemu suočenim sa manjkom inercije mogu da izazovu značajan finansijski gubitak, te je jako bitno sagledati koliku inerciju obezbeđuju postojeći agregati u elektranama i odrediti minimalnu kritičnu vrednost inercije kojom sistem treba da raspolaže u svakom trenutku. Za konvencionalne proizvodne jedinice podatak o inerciji generatora jedan je od parametara koji se mogu pronaći u tehničkoj dokumentaciji generatora, ali nije moguće doći do istog podatka za turbine, a naročito za parne turbine. U radu je predstavljen metod za proračun inercije turboagregata na osnovu snimaka zaustavljanja termobloka B1 u TE “Nikola Tesla B”, polazeći od Njutnove jednačine obrtnog kretanja, s ciljem da predloženi proračun doprinese boljem sagledavanju ukupne inercije sistema.

Ključne reči: *moment inercije, generator, parna turbina, Njutnova jednačina*

Abstract: In a conventional power system structure, synchronous generators provide transient and frequency stability due to the kinetic energy of rotating masses. Increased penetration of renewable energy sources and the gradual shift towards the green agenda result in the shutdown of existing power generation units that rely on fossil fuels, making the system more susceptible to disturbances due to a lack of inertia. Problems that arise in a system facing a lack of inertia can lead to significant financial losses, so it is crucial to assess the amount of inertia provided by the existing units in power plants and determine the minimum critical inertia value that the system should always have.

* Žarko Janda, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, zarko.janda@ieent.org
Jasna Dragosavac, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, jasna.dragosavac@ieent.org
Ilija Klasnić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, ilija.klasnic@ieent.org
Anita Mijajlović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, anita.mijajlovic@ieent.org
Milan Đorđević, JP Elektroprivreda Srbije, djordjevic.milan@eps.rs
Igor Damjanac, JP Elektroprivreda Srbije, Ogranak TENT B, igor.damjanac@eps.rs
Miloš Brdarević, JP Elektroprivreda Srbije, Ogranak TENT B, milos.brdarevic@eps.rs

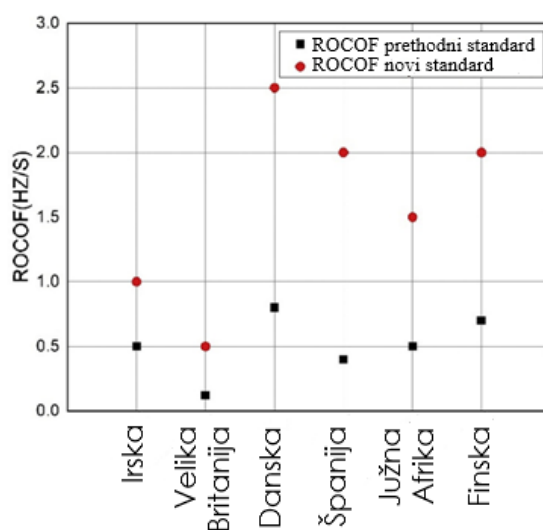
For conventional power generation units, the inertia data of the generator is one of the parameters that can be found in the technical documentation of the generator. However, it is not possible to obtain the same data for turbines, especially for steam turbines. This paper presents a method for calculating the inertia of turbo generators based on the stop recordings of thermal block B1 in the "Nikola Tesla B" power plant, starting from Newton's equation of rotational motion, with the aim of contributing to a better understanding of the overall inertia of the system.

Key words: *moment of inertia, generator, steam turbine, Newton's equation*

1 UVOD

Konvencionalni izvori energije, kakvi su sinhroni generatori, poseduju kinetičku energiju obrtnih masa na kojoj se zasniva stabilnost sistema i njegova otpornost u pogledu nepredviđenih poremećaja. Integracijom obnovljivih izvora energije (OIE), postojeći sistem se decentralizuje i postaje osetljiviji na poremećaje, posebno u pogledu frekvencijske i tranzijentne stabilnosti. Do toga dolazi jer se jedinice obnovljivih izvora energije vezuju na mrežu preko uređaja energetske elektronike, koji ne poseduju ili poseduju jako malu inerciju. Smanjena inercija sistema dovodi do povećanja brzine promene frekvencije (ROCOF - *rate of change of frequency*) pri odskočnoj promeni tereta, koja po dostizanju kritične vrednosti prouzrokuje neželjeno rasterećenje sistema i skraćuje raspoloživo vreme operaterima da pravilno odreaguju na iznenadne disbalanse u sistemu, a koji su naročito prisutni usled promenljivosti i nepredvidljivosti proizvodnje iz OIE. Velika vrednost ROCOF-a može da izazove i druge negativne posledice po sistem, kao što je nepotrebno reagovanje zaštitnih releja [1].

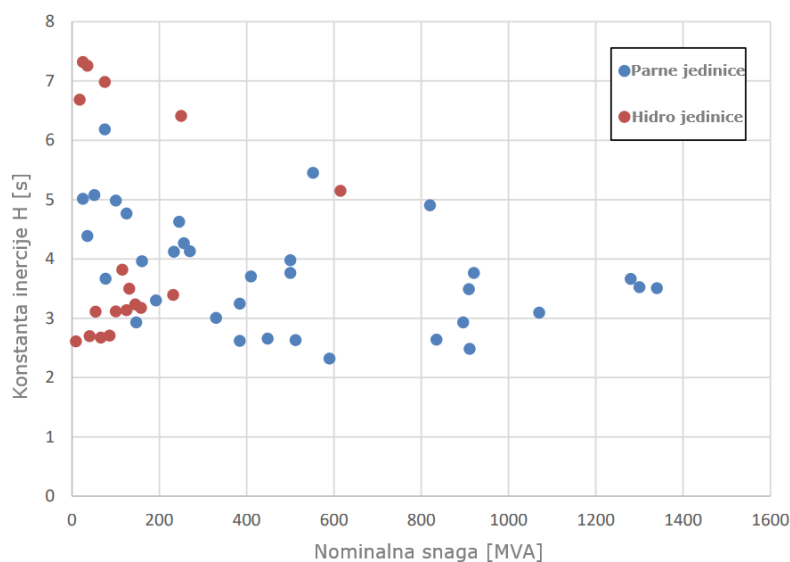
Iz perspektive stabilnosti mreže sa povećanim nivoom integracije OIE proizvodne jedinice moraju se uspešno suočavati sa posledično većom promenom frekvencije. Ova situacija je dovela do uvođenja preciznih zahteva u nekim mrežama. Neke zemlje su značajno spustile pragove reagovanja releja, odnosno podigle dozvoljene vrednosti ROCOF-a za koje releji neće reagovati, kako bi se postigao cilj integracije OIE za 2020. godinu, kao što je prikazano na Slici 1. Na primer, Danska je podigla prihvatljivu vrednost ROCOF-a sa oko 0.8 Hz/s na 2.5 Hz/s [2].



Slika 1: Dozvoljene vrednosti ROCOF-a u pojedinim zemljama sveta [3]

Na osnovu svega pobrojanog očigledan je značaj poznavanja vrednosti inercije delova sistema, jer je, pored poteškoća skladištenja proizvedene energije, nedostatak inercije najveći problem sa kojim se suočavaju sve više prisutni OIE. Odatle je proistekla potreba za uređajima energetske elektronike, kao što je VSG (*virtual synchronous generator*), koji mogu da emuliraju inerciju. Međutim, nije dovoljno ispitano da li na taj način emulirana inercija ima isto dejstvo na sistem kao i inercija koju poseduje sinhroni generator, prilikom kvara na mreži, na primer. Da bi se do tog, ali i sličnih zaključaka došlo, potrebno je poznavati koliku vrednost inercije obezbeđuju postojeći agregati, što nije jednostavno. Za tradicionalne proizvodne jedinice podatak o inerciji generatora jedan je od parametara koji se mogu pronaći u tehničkoj dokumentaciji generatora, ali nije moguće doći do istog podatka za turbine.

Konstante inercije za nekoliko termoelektrana i hidroelektrana različitih nazivnih snaga prikazane su na Slici 2. Uočava se da ne postoji jasna konzistencija u konstantama inercije za određeni tip elektrane ili snagu. Vrednost inercije jedne elektrane je stoga specifična za svaki pojedinačni slučaj i u velikoj meri zavisi od dizajna kako generatora, tako i turbine.



Slika 2: Zavisnost konstante inercije od naznačene snage za različite tipove jedinica [4]

Stabilnost elektroenergetskog sistema se klasifikuje u zavisnosti od promenljive sistema od interesa. Veličine od značaja na osnovu kojih se definiše stabilnost sistema su ugao snage, napon i frekvencija. U [5, 6] pokazano je da ne postoji direktna veza između smanjenja inercije sistema i stabilnosti rotorskog ugla ili napona. Ipak, inercija igra važnu ulogu u stabilnosti sistema po frekvenciji. [7] definiše stabilnost frekvencije kao sposobnost elektroenergetskog sistema da održi stabilnu frekvenciju nakon ozbiljnog poremećaja između proizvodnje i potrošnje. Nestabilnost frekvencije može dovesti do trajnih oscilacija frekvencije koje mogu prouzrokovati isključivanje proizvodnih jedinica ili potrošača ako frekvencija izađe van definisanog opsega ili u slučaju da ROCOF postane prevelik.

Posmatrajući jednu sinhronu mašinu, njena dinamika se može opisati Njutnovom jednačinom obrtnog kretanja, koja je data izrazom (1).

$$2H \frac{df}{dt} = P_m - P_e, \quad (1)$$

gde P_m i P_e označavaju mehaničku i električnu snagu, respektivno, dok f predstavlja frekvenciju na priključcima mašine. Konstanta inercije H u (1) se koristi za kvantitativno određivanje inercije i izražava se u sekundama, jer ukazuje na vreme u sekundama tokom kojeg generator može da obezbedi svoju nominalnu snagu S koristeći isključivo kinetičku energiju (E_{kin}) uskladištenu u obrtnoj masi njegovog pogonskog sklopa.

$$H = \frac{\frac{J \omega_0^2}{2}}{S} = \frac{E_{kin}}{S}, \quad (2)$$

gde je ω_0 nominalna ugaona brzina (rad/s), a J moment inercije [kgm²]. Inercija sinhronne mašine, označena njenom konstantom inercije H , izražava otpornost na promenu frekvencije koja proizilazi iz disbalansa između mehaničke i električne snage [8]. Fotonaponski sistemi i vetroelektrane, izuzimajući vetroturbine sa fiksnom brzinom, ne pružaju nikakvu inerciju zbog energetskih pretvarača koji razdvajaju generator od sistema. Opterećenje u sistemu takođe doprinosi trenutnoj inerciji, ali zanemarivo malo. Stoga se kao prva procena u većini studija elektroenergetskih sistema uzima u obzir samo inercija konvencionalnih elektrana. Cilj rada je da predloži metod za proračun inercije turboagregata i time doprinese boljem sagledavanju ukupne inercije sistema.

Rad je organizovan na sledeći način. U poglavlju 2 predstavljena je metoda proračuna inercije turboagregata, dok su u poglavlju 3 prikazani rezultati njene primene. Izvedeni zaključci i pravci budućih istraživanja predstavljeni su u poglavlju 4.

2 PRORAČUN INERCIJE TURBOAGREGATA

Na raspolaganju su podaci sa pet zaustavljanja termobloka B1 u TE „Nikola Tesla B“, kao i vrednosti parametara generatora:

- $\eta_{75} = 98.63 \%$ stepen iskorišćenja generatora,
- $n_s = 3000$ ob/min naznačena brzina obrtanja,
- $R_{a,20} = 1.079$ mΩ otpor namotaja statora na 20°C,
- $U_{f,n} = 550$ V naznačeni napon rotora,
- $I_{f,n} = 5875$ A naznačena struja rotora,
- $I_n = 20$ kA naznačena struja statora
- $J = 56$ tm² inercija turboagregata.

U analizi dinamike obrtnog kretanja turbogeneratora, posebno u režimu zaustavljanja, ključnu ulogu ima otporni moment koji se suprotstavlja rotaciji rotora. Kočioni moment, označen kao M_k , predstavlja zbir svih momenata otpora koji deluju na rotor mašine i usporavaju njegovo kretanje. Fizički, ovaj moment se može izraziti kao odnos ukupne snage gubitaka P_{gub} i trenutne ugaone brzine ω , prema izrazu:

$$M_k = \frac{P_{gub}}{\omega} \quad (3)$$

U kontekstu zaustavljanja i dinamičkog usporavanja, najznačajniji su upravo oni gubici koji zavise od brzine obrtanja, jer oni stvaraju otpor koji se direktno manifestuje kao otporni moment. Ipak, gubici koji doprinose kočionom momentu nisu svi iste prirode niti isti po zavisnosti od brzine.

Dinamika obrtanja turbogeneratorsa u režimu zaustavljanja može se iskazati korišćenjem Njutnove jednačine obrtnog kretanja izražene preko momenta inercije turboagregata J [kgm^2]:

$$J \frac{d\omega}{dt} = -M_k, \quad (4)$$

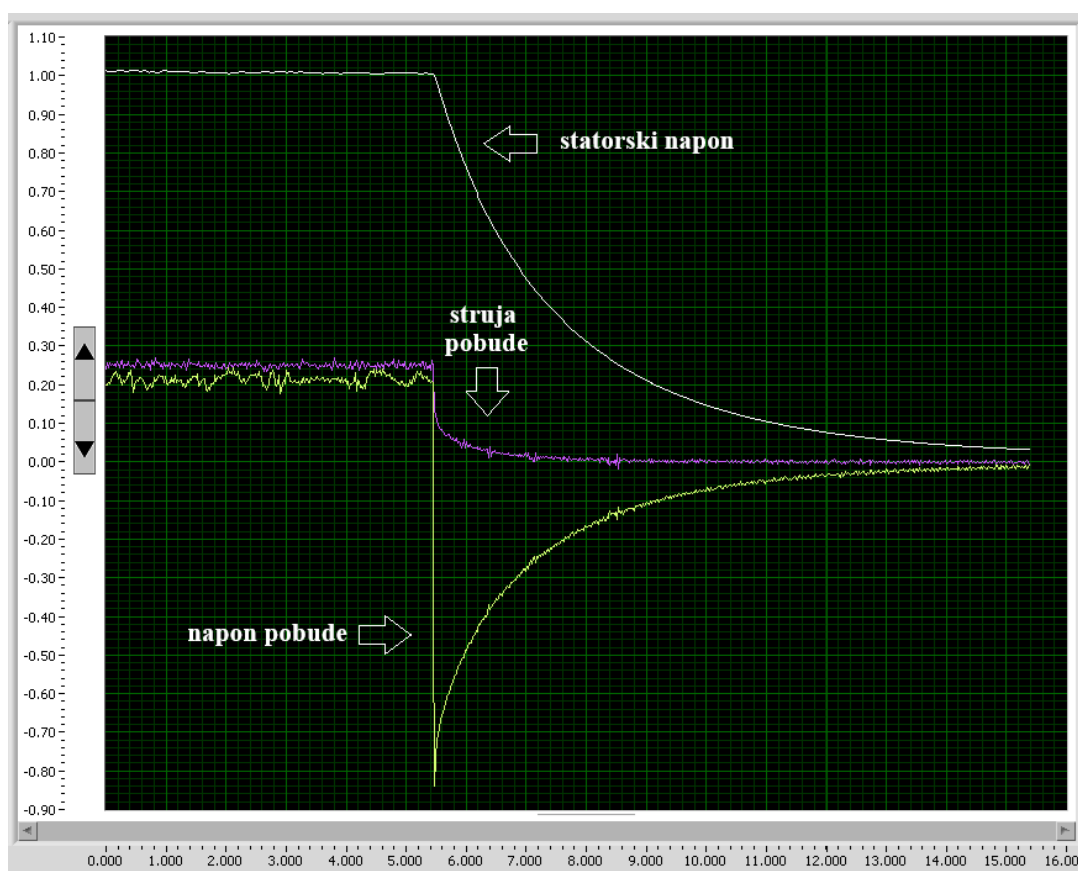
gde je ω [rad/s] ugaona brzina obrtanja. U fazi zaustavljanja, kada je pogonski moment jednak nuli, otporni moment postaje dominantan i izaziva negativno ugaono ubrzanje, tj. usporavanje rotora. Upravo u toj fazi dolazi do izražaja mehanička interpretacija gubitaka kao izvora otpora koji određuje dinamiku zaustavljanja turbogeneratorsa.

U cilju određivanja inercije turboagregata potrebno je poznavati vrednost gubitaka koji doprinose usporavanju, a pri sinhronoj brzini (ω_{sinhr}) mogu se izraziti uz pomoć (5).

$$P_\gamma(\omega_{\text{sinhr}}) = P_{\gamma,\text{turb}} + P_{\gamma,\text{lež}} + P_{\gamma,\text{vent,gen}}, \quad (5)$$

gde su $P_{\gamma,\text{turb}}$ unutrašnji mehanički gubici turbine, $P_{\gamma,\text{lež}}$ gubici u ležajevima i $P_{\gamma,\text{vent,gen}}$ gubici ventilacije generatora. U [9] navodi se da gubici turbine u uskom opsegu rada oko sinhronne brzine iznose 1.5% nominalne snage turbine. Vrednosti snaga gubitaka iz (5) date su u Tabeli 1.

Važno je napomenuti da se pri proračunu inercije posmatra opseg brzina (2500 – 1500) ob/min, gde se na osnovu dijagrama razmagnećenja sa Slike 3 sa sigurnošću može tvrditi da je polje iščezlo, a samim tim i da ne postoje gubici u magnetnom kolu.



Slika 3: Dijagram razmagnećenja generatora u sklopu termobloka B1 u TE "Nikola Tesla"

Tabela 1: Vrednosti snaga gubitaka koji su dominantni prilikom zaustavljanja turboagregata

Snaga gubitaka	Vrednost [MW]
$P_{\gamma,turb}$	9.750
$P_{\gamma,lež}$	1.754
$P_{\gamma,vent,gen}$	1.779
$P_{\gamma}(\omega_{sinhr})$	13.283

Istovremeno, vrednost gubitaka pri određenoj brzini proporcionalna je trećem stepenu te brzine, te se za sinhronu brzinu može izraziti sledećom relacijom:

$$P_{\gamma}(\omega_{sinhr}) = k \cdot \omega_{sinhr}^3, \quad (4)$$

iz koje se dobija vrednost koeficijenta k . Njutnova jednačina (2) sada se može napisati preko poznatog koeficijenta k kao:

$$J \frac{d\omega(t)}{dt} = -k \cdot \omega^2(t). \quad (5)$$

Rešavanjem diferencijalne jednačine prvog reda (5) uz uvažavanje početnog uslova da je brzina neposredno pre zaustavljanja jednaka sinhronoj ($\omega(t = 0) = \omega_{sinhr}$) dobija se da je:

$$\omega(t) = \frac{1}{\frac{1}{\omega_{sinhr}} + \frac{k}{J}t} \quad (6)$$

U skladu sa mernim jedinicama na graficima brzine zaustavljanja od vremena, relacija (6) može se predstaviti funkcijom oblika (7), uz pomoć parametara a i b , koji su dobijeni kao rezultat fitovanja u softverskom alatu OriginLab 2024 za pet raspoloživih snimaka.

$$n(t) = \frac{1}{a + bt}, \quad (7)$$

gde je n [ob/min] brzina obrtanja generatora.

Kako je usvojeno da koeficijent b bude jednak:

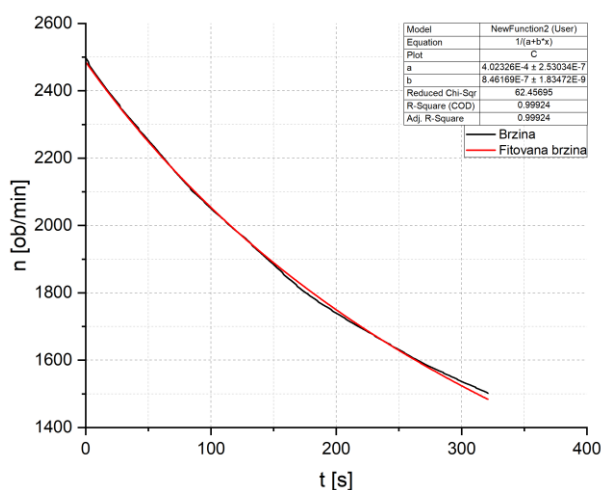
$$b = \frac{\pi}{30} \cdot \frac{k}{J}, \quad (8)$$

odatle sledi da se moment inercije J računa korišćenjem izraza (9).

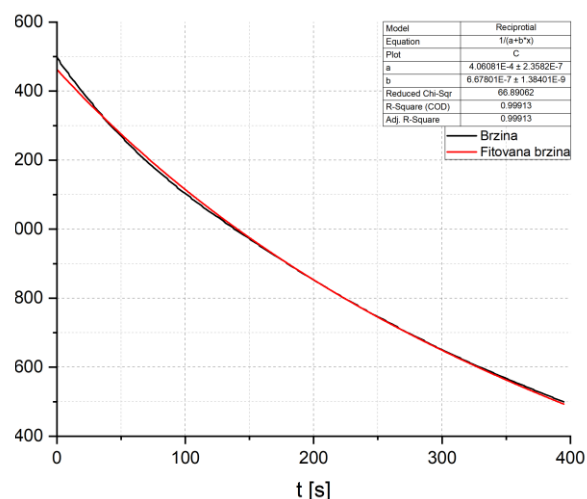
$$J = \frac{\pi \cdot k}{30 \cdot b}. \quad (9)$$

3 REZULTATI

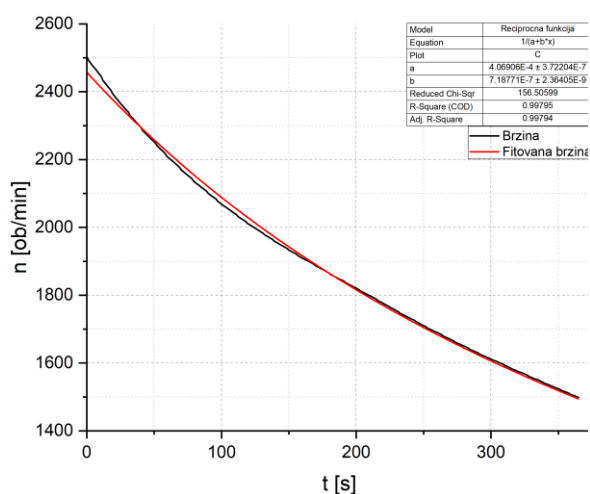
Na Slici 4 prikazana je zavisnost brzine zaustavljanja od vremena za odabrani opseg brzina za pet snimaka zaustavljanja turboagregata, kao i odgovarajuće funkcije fitovanja u softverskom programu Origin. Vrednosti koje su određene za parametar b prikazane su u Tabeli 2.



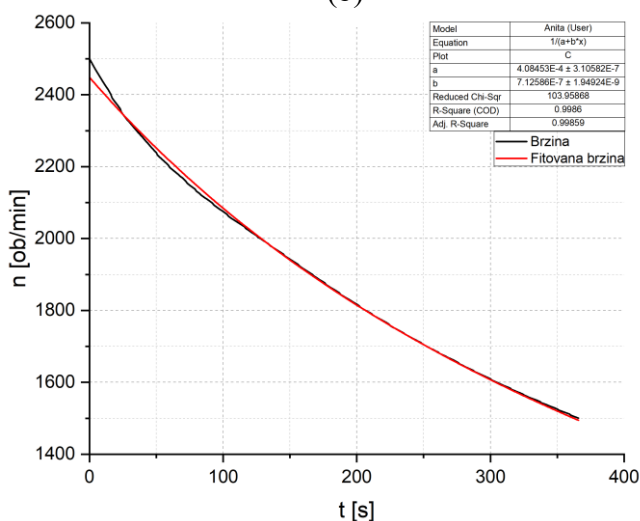
(a)



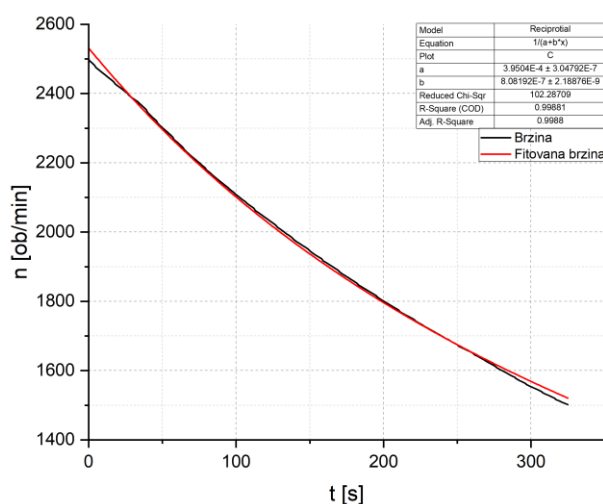
(b)



(v)



(g)



(d)

Slika 4: Rezultati fitovanja funkcije zavisnosti brzine zaustavljanja turboagregata od vremena

Tabela 2: Vrednosti koeficijenta b dobijeni fitovanjem funkcije brzine zaustavljanja turboagregata

Redni broj snimka zaustavljanja	b
1	$8.46169 \text{ e} - 7$
2	$6.67801 \text{ e} - 7$
3	$7.18771 \text{ e} - 7$
4	$7.12586 \text{ e} - 7$
5	$8.08192 \text{ e} - 7$

Uvrštavanjem srednje vrednosti koeficijenta b u izraz (9) za vrednost inercije turboagregata dobija se vrednost $J = 59759 \text{ kgm}^2$.

4 ZAKLJUČAK

Održavanje stabilnosti elektroenergetskog sistema u uslovima smanjene inercije zahteva precizno poznavanje doprinosa pojedinačnih agregata. U ovom radu predstavljen je metod za procenu momenta inercije turboagregata na osnovu snimaka zaustavljanja, koji omogućava uvid u stvarni inercioni doprinos konvencionalnih jedinica. Dobijeni rezultati mogu doprineti definisanju minimalnih zahteva sistema po pitanju inercije i unapređenju modelovanja njegove dinamičke otpornosti. Dalja istraživanja baviće se poboljšanjem ove metode i proširenjem na veći broj agregata, kao i razvojem posebne metode za hidroagregate, kako bi se formirao sveobuhvatan okvir za sagledavanje inercije različitih tipova agregata.

5 LITERATURA

- [1] Kamala Sarojini Ratnam, K. Palanisamy, Guangya Yang, *Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, May 2020.
- [2] Brian Mulhern, *Rate of change of frequency (RoCoF) modification to the grid code*, Common Energy Regul (2014)
- [3] Kamala Sarojini Ratnam, K. Palanisamy, Guangya Yang, *Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews , May 2020.
- [4] Pieter Tielens, Pierre Henneaux and Stijn Cole, *Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions*, November 2018.
- [5] P. Tielens, *Operation and control of power systems with low synchronous inertia*, KU Leuven, Ph.D. Dissertation, 2017.
- [6] M. Reza, *Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation*, TU Delft, Ph.D. Dissertation, 2006.
- [7] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, A. Taylor, T. Van Cutsem and V. Vittal, *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*, IEEE transaction on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [8] Jan Machowski, Zbigniew Lubosny, Janusz W. Bialek, James R. Bumby, *Power System Dynamics Stability and Control*, John Wiley & Sons (2020), 127.
- [9] Bojan Kraut, *Strojarski priručnik*, Tehnička knjiga, Zagreb, 1988, 231.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.11](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.11)**C2.11****DOPRINOS VEŠTAČKOG INERCIJALNOG ODZIVA VETROELEKTRANA
SISTEMSKOJ INERCIJI U PERSPEKTIVNOM ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU
SRBIJE****CONTRIBUTION OF WIND POWER PLANTS' SYNTHETIC INERTIAL RESPONSE TO
SYSTEM INERTIA IN THE PROSPECTIVE POWER SYSTEM OF SERBIA****Milica Aščerić, Kristina Lazović, Željko Đurišić***

Kratak sadržaj: Frekvencijska stabilnost u elektroenergetskim sistemima (EES) odnosi se na sposobnost sistema da održi frekvenciju unutar dozvoljenih granica nakon poremećaja, kao što su iznenadne promene u potrošnji ili proizvodnji. Rotacione mase sinhronih generatora u hidroelektrana i termoelektranama, koje skladište kinetičku energiju, su osnovni resurs inercije u savremenom EES-u Srbije. Kada dođe do debalansa aktivnih snaga proizvodnje i potrošnje, kinetička energija zamajnih masa nadomešćuje snagu debalansa i time usporava promenu frekvencije, obezbeđujući vremenski prostor za aktivaciju resursa primarne regulacije. Međutim, proces dekarbonizacije proizvodnje električne energije dovodi do sve manjeg procentualnog učešća konvencionalnih izvora u proizvodnom miksu i naglog porasta instalisanih kapaciteta u novim obnovljivim izvorima energije (OIE). Savremeni vetroagregati se na mrežu priključuju preko pretvarača, koji frekvencijski rasprežu vetrogenerator od mreže, što ih čini neosetljivim na promenu frekvencije u sistemu. Međutim, pretvarač ima mogućnost da se uvede upravljačka petlja osetljiva na frekvenciju, tzv. koncept veštačkog inercijalnog odziva, te bi vetroagregati mogli da doprinesu inerciji sistema na račun uskladištene kinetičke energije u obrtnim masama, prvenstveno turbini i generatoru. U ovom radu se kao relevantan podatak o proceni raspoložive inercije u sistemu, definiše specifična kinetička energija kao odnos dostupne kinetičke energije u sistemu i ukupne snage proizvodnje u analiziranom satu. Ovaj pokazatelj daje realnu predstavu o kapacitetu sistema da odreaguje na poremećaj, jer praktično daje raspoloživu kinetičku energiju po MW mogućeg debalansa izazvanog ispadom proizvodnih jedinica. Kroz vrednost ovog parametra, koji je dinamičkog karaktera, je sagledan uticaj integracije perspektivnih kapaciteta OIE na promenu inercije u elektroenergetskog sistemu Srbije. U okviru rada se razmatra potencijal vetroagregata kroz pružanje inercijalne podrške u perspektivnom sistemu Srbije za dva posmatrana scenarija razvoja OIE i dve hidrološki ekstremne godine. Raspoloživa kinetička energija vetroagregata nije fiksni podatak, jer se brzina turbine menja sa promenom brzine vetra. Osim toga, unutar vetroelektrane ne rade svi vetroagregati u istoj radnoj tački, te je stoga potrebno da se za svako radno stanje zasebno proračuna kinetička energija svakog vetroagregata ponaosob, a onda i vetroelektrane kao celine.

* Milica Aščerić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Go2Power, ascericmilica4@gmail.com
Kristina Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, kristinadz@etf.bg.ac.rs
Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, djurisic@etf.rs

Procena doprinosa kinetičke energije vetroelektrana u perspektivnom sistemu je zasnovana na analizi rada vetroelektrane Čibuk 1, kao reprezentativne za buduće kapacitete vetroelektrana u sistemu.

Ključne reči: *dekarbonizacija, vetroelektrane, inercija, kinetička energija, frekvencijska stabilnost*

Abstract: Frequency stability in power systems refers to the system's ability to maintain frequency within permissible limits following disturbances such as sudden changes in consumption or generation, or outages of generating units. The rotating masses of synchronous generators in hydropower plants and thermal power plants, which store kinetic energy, serve as the primary source of inertia in Serbia's modern power system. When a frequency disturbance occurs, these rotating masses slow down the frequency deviation, providing a time buffer for the activation of primary frequency control resources. However, the decarbonization of electricity generation is leading to a decreasing share of conventional sources in the generation mix and a rapid increase in the installed capacity of new renewable energy sources (RES). Modern wind turbines are connected to the grid via power converters, which decouple the generator from the grid frequency, making them insensitive to frequency changes in the system. However, a frequency-sensitive control loop can be implemented in the converter—known as the synthetic inertial response concept—allowing wind turbines to contribute to system inertia by utilizing the kinetic energy stored in their rotating masses, primarily in the turbine and generator. In this study, specific kinetic energy is defined as a relevant metric for assessing available system inertia. It represents the ratio of available kinetic energy in the system to the total generation power during the analyzed hour. This indicator provides a realistic representation of the system's ability to respond to disturbances, as it effectively quantifies the available kinetic energy per megawatt of potential imbalance caused by generating unit outages. By analyzing the dynamic changes in this parameter, the impact of integrating future RES capacities on system inertia is examined. The study also evaluates the potential of wind turbines to provide inertial support in Serbia's prospective power system under two RES development scenarios and two hydrologically extreme years. The available kinetic energy of wind turbines is not a fixed value, as turbine speed varies with wind speed fluctuations. Additionally, not all wind turbines within a wind farm operate at the same operating point, making it necessary to calculate the kinetic energy of each wind turbine individually for each operating state, followed by an assessment at the wind farm level. The estimation of wind farms' kinetic energy contribution in the prospective system is based on an analysis of the Čibuk 1 wind farm, considered representative of future wind power capacities in the system.

Key words: *decarbonization, wind power plants, inertia, kinetic energy, frequency stability*

1 UVOD

Briga za zaštitu životne sredine, kao i razvoj tehnologija vetroenergetskih i fotonaponskih sistema, podstakle su integraciju obnovljivih izvora energije (OIE) i sa druge strane ubrzale povlačenje elektrana na fosilna goriva. Ovakva energetska tranzicija dovela je do značajnih promena u dinamičkim karakteristikama elektroenergetskih sistema (EES), pri čemu je frekvencijska stabilnost prepoznata kao jedan od ključnih izazova u kontekstu održivosti dekarbonizovanih EES-a [1].

Proizvodne jedinice zasnovane na OIE su u najvećem broju slučajeva povezane na mrežu preko energetskih pretvarača, i tako su raspregnute od mrežne dinamike i neosetljive na promenu frekvencije. Kao posledica toga, ukupna inercija sistema se smanjuje, što rezultira pogoršanim frekvencijskim odzivom. Kratkoročno rešenje za ovaj problem je podsticanje rada elektrana sa smanjenim opterećenjem, davanje prioriteta blokovima sa većom inercijom ili ograničavanje udela OIE koji su povezani na mrežu putem pretvarača. Dugoročno posmatrajući, potrebno je da novi obnovljivi izvori energije doprinesu sigurnosti snabdevanja i frekvencijskoj stabilnosti. Fotonaponske elektrane (bez baterijskog skladištenja energije) ne mogu pružati inercijalnu podršku sistemu jer nemaju uskladištenu energiju u svojim instalacijama koja bi mogla biti injektirana u sistem. Relativno mala elektrostatička energija, koja je uskladištena u kondenzatorima u invertorskim elementima, ne može biti iskorišćena jer bi njeno korišćenje brzo dovelo do kolapsa napona na DC linku pretvarača i isključenja fotonaponske elektrane sa mreže. Uključivanje vetroelektrana u sisteme regulacije frekvencije i aktivnih snaga je prepoznato kao moguće rešenje, s obzirom na potencijal kinetičke energije uskladištene u obrtnim masama vetroagregata, [2]. Emulacija inercije, poznata i kao sintetička ili virtuelna inercija, koristi energetske pretvarače i napredne kontrolne algoritme kako bi se oponašao prirodni inercijalni odziv sinhronih generatora. Za razliku od fotonaponskih elektrana, kinetička energija u zamajnim masama vetroagregata može održati napon na DC kolu pretvarača pri injektiranju aktivne snage od strane mrežnog konvertora u procesu emulacije inercije i time pružiti održiv inercijalan odziv koji neće dovesti do kolapsa napona u DC kolu pretvarača i isključenja vetroagregata. Trenutno, neki operatori prenosnog sistema već zahtevaju od vetroelektrana pružanje inercijalnog odziva, kao što je slučaj u Kini i Kanadi, dok je u pojedinim zemljama, poput Španije, to još uvek na dobrovoljnoj osnovi [3]. U okviru evropske interkonekcije, u ovom trenutku se radi isključivo na definisanju minimalnog nivoa sistemske inercije [4].

U radu [5] je izvršena procena smanjenja inercione konstante u sistemu Srbije za dva moguća pravca razvoja OIE do 2030, konzervativni i maksimalistički, kao i za trenutno stanje. Pregled instalisanih kapaciteta OIE za svaki od 3 slučaja je dat u Tabeli I. Pokazano je da srednja godišnja sistemska inerciona konstanta može da se smanji i za više od 0,5 s ukoliko bi se izgradili novi planirani kapaciteti elektrana na OIE.

Tabela I: Instalisani kapaciteti OIE priključeni na prenosni sistem u razmatranim scenarijima

	Referentno stanje (31.12.2023.)	Konzervativni scenario 2030. god	Maksimalistički scenario 2030. god
Vetroelektrane	374	3200	7100
Solarne elektrane	0	2000	3500
Ukupno	374	5200	10600

Ovaj rad razmatra uključivanje perspektivnih vetroelektrana u regulaciju frekvencije u istim scenarijima, sa ciljem da se utvrdi njihov mogući doprinos očuvanju sistemske inercije, kao bitnog kvantifikatora frekvencijske stabilnosti. Analize pretpostavljaju da će svi novopriključeni vetroagregati imati mogućnost pružanja inercijalnog odziva, a rad vetroelektrane Čibuk 1 se smatra reprezentativnim za procenu rada svih perspektivnih vetroelektrana. Rad je organizovan na sledeći način: u Poglavlju 2 dat je pregled veličina koje opisuju nivo sistemske inercije i uvedena je nova veličina, specifična kinetička energija, koja će se koristiti u analizama za karakterizaciju kapaciteta EES-a u pogledu inercijalne podrške sistemu pri poremećajima debalansa aktivnih snaga proizvodnje i potrošnje. Poglavlje 3 prikazuje analizu ostvarenog rada vetroelektrane Čibuk 1 i daje procenu ukupne kinetičke energije koju će posedovati perspektivne vetroelektrane u sistemu Srbije.

U Poglavlju 4 predstavljeni su rezultati uključivanja perspektivnih vetroelektrana u regulaciju frekvencije, sa aspekta sistemske inercije. Na kraju, u Poglavlju 5 izneti su zaključci sprovedenih analiza.

2 DEFINICIJA INERCIJE SISTEMA

Inercija sistema se može definisati kao količina uskladištene kinetičke energije u direktno povezanim sinhronim agregatima koje pružaju otpor bilo kakvoj promeni frekvencije u analiziranom EES-u [6]. Kinetička energija uskladištena u sinhronim hidro i termo agregatima u konvencionalnim elektranama se može izraziti preko konstante inercije generatora (H_{SG}), koja predstavlja vreme tokom kojeg generator može obezbeđivati aktivnu snagu koja odgovara naznačenoj prividnoj snazi generatora samo na račun uskladištene kinetičke energije u njegovim zamajnim masama:

$$H_{SG} = \frac{J_{SG} \cdot \omega_n^2}{2 \cdot S_{nom}} \quad (1)$$

gde su: J_{SG} - momenat inercije agregata, ω_n - naznačena mehanička brzina obrtanja turbine i S_{nom} naznačena prividna snaga agregata.

Ukupna kinetička energija sistema tradicionalno se izražava kao suma proizvoda konstante inercije i naznačene snage sinhronih jedinica direktno povezanih na mrežu [7]:

$$E_{sys} = \sum_{n=1}^{N_{sg}} H_{SG,n} \cdot S_{nom,n} \quad (2)$$

Uobičajeno je da se ukupna kinetička energija sistema kvantifikuje preko inercione konstante sistema (H_{sys}), koja može da se koristi i za poređenje inercije sistema različitih veličina. U literaturi se može naći nekoliko formulacija za izračunavanje H_{sys} . Prema [8], ona predstavlja odnos ukupne kinetičke energije sistema i naznačene snage angažovanih proizvodnih jedinica, što je dato izrazom:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{n=1}^{N_{sg}} H_{SG,n} \cdot S_{nom,n}}{\sum_{n=1}^{N_{sg}} S_{nom,n}}, \quad (3)$$

gde se navedene veličine odnose na angažovane proizvodne jedinice, tj. na one koje su sinhronizovane na mrežu, njih N_{sg} . Konstanta inercije sistema se izražava u sekundama i varijabilna je veličina, jer zavisi od broja i tipa mašina povezanih na mrežu, shodno planu angažovanja proizvodnih jedinica. Ono što je bitno uočiti je da konstanta inercije sistema, prema definiciji (3), ne zavisi od radnog režima agregata, odnosno on poseduju istu kinetičku energiju kada agregati rade u praznom hodu i kada su opterećeni. Ovakva definicija ima opravdanje u sistemima sa konvencionalnim agregatima, s obzirom na to da kinetička energija zamajnih masa ne zavisi od radnog režima generatora jer se njegove zamajne mase u stacionarnom režimu uvek obrću sinhronom brzinom nezavisno od generisanja aktivne i reaktivne snage.

Dostupna kinetička energija se često prikazuje u odnosu na proizvodnju jedinica u sistemu. U radu [9], Međunarodna agencija za energetiku (eng. *International Energy Agency*) procenjuje prosečnu konstantu inercije sistema, uzimajući u obzir prosečnu godišnju proizvodnju električne energije. Sa druge strane, u radu [8] je definisana konstanta inercije sistema u odnosu na ukupnu godišnju proizvodnju električne energije prema jednačini (4):

$$H_{eq} = \frac{\sum_{n=1}^{N_{sg}} H_{SG,n} \cdot E_{g,n}}{E_{g,total}} \quad (4)$$

gde su $E_{g,n}$ – ukupna godišnja proizvodnja i -tog generatora, a $E_{g,total}$ ukupna godišnja proizvodnja sistema.

U ovoj analizi, kao relevantan podatak o proceni inercije, definiše se specifična kinetička energija $E_{K,sp}$, kao odnos dostupne kinetičke energije i ukupne proizvodnje u analiziranom satu:

$$E_{K,sp,i} = \frac{\sum_{k=1}^{N_i} H_k \cdot S_{nom,k}}{\sum_{k=1}^{N_i} P_k} \quad (5)$$

gde je $\sum_{k=1}^{N_i} P_k$ suma proizvodnje aktivne snage svih angažovanih jedinica (ukupno N_i) u analiziranom satu i u analiziranom EES-u.

Pokazatelj $E_{K,sp,i}$ zavisi od radnog režima svih sinhronizovanih agregata, odnosno raspoloživa kinetička energija sistema je izražena u odnosu na proizveden MW sistema. Opravdanost ovakvog pristupa leži u činjenici da OIE uzimaju značajan udeo u ukupnoj proizvodnji u sistemu. Parametar $E_{K,sp,i}$ fokus stavlja na angažovanost nekonvencionalnih agregata. Što znači da pri maksimalnoj promeni snage elektrana na OIE, od minimalne do instalisane, konstanta inercije sistema ostaje nepromenjena dok će parametar specifične kinetičke energije uzimati različite vrednosti u skladu sa promenom proizvodnje nekonvencionalnih izvora, koji ne doprinose inerciji. Deljenjem ukupne kinetičke energije sa ukupnom trenutnom snagom proizvodnje se dobija realnija predstava o mogućnosti sistema da odreaguje na poremećaj. Opravdanost uvođenja ove veličine, kao mere kapaciteta sistema za inercijalni odziv usled poremećaja frekvencije pri debalansu snaga proizvodnje i potrošnje, leži u činjenici da ona daje predstavu o potencijalu sistema za pružanje inercijalnog odziva po MW proizvodnje u analiziranom EES-u nezavisno da li ovaj proizvedeni MW dolazi od OIE ili konvencionalnih elektrana. Inerciona konstanta, koja je formalno matematički predstavljena relacijom (3), ne može oslikati stvarni kapacitet sistema u pogledu inercijalnog odziva. Na primer, ako bi u analiziranom EES-u bila priključena fotonaponska elektrana snage 300 MW, to bi shodno relaciji (3) umanjilo konstantu inercije sistema jer je ova elektrana vidljiva sa svojom odobrenom snagom samo u imeniocu u relaciji (3). Međutim, ova definicija ne uzima u obzir da li elektrana radi sa punom snagom (kada je jaka insolacija), i time bitno doprinosi balansu snaga u sistemu, ili je u režimu minimalne proizvodnje (na primer oblačno vreme) kada je sinhronizovana na mrežu ali praktično ne doprinosi bilansu snaga u sistemu. Ispad solarne elektrane pri sunčanom danu u podnevnim satima uzrokuje značajan debalans u sistemu, dok će ispad iste ove elektrane pri oblačnom danu uzrokovati beznačajan debalans aktivnih snaga. U ovom leži važnost definisanja specifične kinetičke energije, relacija (5), koja prepoznaje i veličinu potencijalnog debalansa snaga u sistemu i potencijal za njegovu kompenzaciju kroz inercijalni odziv. Kapacitet sistema u pogledu inercijalnog odziva je od suštinske važnosti za stabilnost sistema. U skladu sa zakonom o održanju energije, bilans snaga proizvodnje i potrošnje mora biti održan u svakom trenutku. Neposredno nakon poremećaja balansa snaga proizvodnje i potrošnje, na primer ispada velikih proizvodnih jedinica, regulacija primarnog energenta kroz dejstvo turbinskih regulatora u elektranama koje su priključene na sistem nema dovoljnu brzinu da može uspostaviti balans između snaga proizvodnje i potrošnje. U tom kritičnom periodu snaga debalansa se nadomešćuje na račun smanjenja kinetičke energije zamajnih masa u sistemu. Ona se spontano odvija kod obrtnih električnih mašina koje su direktno priključene na mrežu, dok se kod mašina koje su priključene na mrežu preko pretvarača, kao što su vetrogeneratori, ova energija injektira kroz emulaciju inercijalnog odziva.

Inercijalni odziv je od ključnog značaja za stabilnost sistema jer od njega zavisi brzina propada frekvencije. Inercijalni odziv daje potrebno vreme za aktivaciju primarne regulacije i uspostavljanje balansa snaga proizvodnje iz primarnog energenta i potrošnje u sistemu, kada dolazi do stabilizacije frekvencije čime se inercijalni odziv sistema završava, a normalizaciju frekvencije u sistemu preuzimaju sistemi primarne, sekundarne i tercijerne regulacije.

Vetroagregati su neosetljivi na poremećaje frekvencije u sistemu zbog njihovog načina povezivanja na mrežu. Oni ne pružaju spontanu inercijalnu podršku pri promeni frekvencije i ne doprinose kinetičkoj energiji sistema. Mogućnost emulacije inercije kroz upravljanje pretvaračem čini da je moguće iskoristiti kinetičku energiju uskladištenu u obrtnim masama vetroagregata, koja bi se u slučaju poremećaja mogla plasirati u sistem, na račun smanjenja brzine obrtanja.

Kinetička energija jednog vetroagregata zavisi od kvadrata brzine obrtanja turbine, ω , i momenta inercije obrtnih masa, J . Kod modernih vetroagregata, brzina obrtanja se menja u skladu sa brzinom vetra kada je ova manja od nominalne brzine vetra, a pri brzinama vetra većim od nominalne, vetroturbina se obrće nominalnom brzinom. Procena brzine obrtanja turbine biće izvršena uz pretpostavke da se u opsegu brzina vetra od brzine uključenja do nominalne brzine, ona linearno menja sa izlaznom snagom, što je u skladu sa strategijom maksimalnog stepena iskorišćenja vetroturbine. Pri brzinama vetra većim od nominalne, vetroagregat prelazi na strategiju konstantne brzine obrtanja, kada se vetroturbina obrće sa maksimalnom brzinom (ω_{max}), što je definisano sledećim relacijama:

$$\omega(v) = \begin{cases} \omega_{min} + (\omega_{max} - \omega_{min}) \frac{v - v_{cut-in}}{v_{nom} - v_{cut-in}}, & v_{cut-in} < v < v_{nom} \\ \omega_{max}, & v_{nom} < v < v_{cut-out} \end{cases} \quad (6)$$

gde su: ω_{min} i ω_{max} minimalna i maksimalna radna brzina obrtanja vetroturbine, respektivno, a v_{cut-in} , v_{nom} i $v_{cut-out}$ su brzina uključenja, nominalna, i brzina isključenja.

Kinetička energija uskladištena u zamajnim masama m -tog vetroagregata se može izračunati na sledeći način:

$$E_{m,i}(v) = \frac{1}{2} J(\omega_i(v))^2 = H_m \cdot S_{nom,m} \cdot \left(\frac{\omega_i(v)}{\omega_{max}} \right)^2 = H_{ve,m,i} \cdot S_{nom,m} \quad (7)$$

gde su $H_{ve,m,i}$ i $S_{nom,m}$ konstanta inercije u i -tom satu i nominalna prividna snaga vetroagregata, respektivno.

Konačno, ukupna kinetička energija na nivou vetroelektrane se dobija kao:

$$E_{VE,i} = \sum_{m=1}^{N_{va,i}} E_{m,i}(v) \quad (8)$$

gde je $N_{va,i}$ broj sinhronizovanih vetroagregata u i -tom satnom intervalu.

Raspoloživa kinetička energija vetroturbine nije fiksna podatak, kao kod konvencionalnih sinhronih generatora, jer se brzina turbine menja sa promenom brzine vetra. Uključivanjem vetroagregata koji imaju mogućnost pružanja veštačkog inercijalnog odziva u proizvodni mikrosistem, dolazi do modifikacije računanja konstante inercije sistema i specifične kinetičke energije. Stoga su u nastavku prikazane jednačine konstante inercije sistema (9) i specifične kinetičke energije (10) koje uvažavaju kinetičku energiju dobijenu iz vetroagregata.

$$H_{sys,i} = \frac{\sum_{n=1}^{N_{sg,i}} H_{SG,n} \cdot S_{nom,n} + \sum_{m=1}^{N_{va,i}} H_{ve,m,i} \cdot S_{nom,m}}{\sum_{k=1}^{N_i} S_{nom,k}} \quad (9)$$

$$E_{K,sp,i} = \frac{\sum_{n=1}^{N_{sg,i}} H_{SG,n} \cdot S_{nom,n} + \sum_{m=1}^{N_{va,i}} H_{ve,m,i} \cdot S_{nom,m}}{\sum_{k=1}^{N_i} P_k} \quad (10)$$

gde je $\sum_{m=1}^{N_{va,i}} H_{ve,m,i} \cdot S_{nom,m}$ ukupna kinetička energija vetroelektrana kojom sistem raspolaže kroz emulaciju inercije tko posmatranog i -tog intervala.

3 ANALIZA POTENCIJALA KINETIČKE ENERGIJE U VETROELEKTRANI ČIBUK 1 TOKOM 2023.

Vetroelektrana Čibuk 1 je instalisane snage 158,46 MW i čini je 57 vetroagregata GE 2.75- 120. Osnovne tehničke specifikacije vetroagregata koje su od interesa za proračun kinetičke energije su date u Tabeli II. dok je moment inercije vetroagregata J izračunat na strani turbine. Autorima su na raspolaganju bili podaci o izmerenoj proizvodnji i brzini vetra na nivou svakog vetroagregata tokom 2023. godine sa 10-minutnom rezolucijom, kao i zbirna snaga proizvodnje vetroelektrane i broj operativnih vetroagregata sa 15-minutnom rezolucijom. Raspoloživ skup podataka je statistički obrađen sa ciljem da se donesu zaključci koji će biti korišćeni za procenu mogućeg zbirnog doprinosa vetroelektrana inerciji perspektivnog sistema Srbije.

Tabela II: Podaci o vetroagregatu GE 2.75120

H [s]	ω_{min} [obr/min]	ω_{max} [obr/min]	v_{cut-in} [m/s]	v_{nom} [m/s]	$v_{cut-out}$ [m/s]	J [kg m ²]
3,5	8	13	3	12,5	25	$10,5 \cdot 10^6$

Od interesa za predmetnu analizu je broj vetroagregata koji su sinhronizovani na mrežu. Prvi razlog zbog kog vetroagregat nije na mreži je neraspoloživost usled aktivnosti održavanja, popravki ili zaleđivanja. Prosečna raspoloživost vetroagregata u VE Čibuk 1 tokom 2023. godine je bila 98,64%. Svi vetroagregati su bili operativni tokom 5010 sati, dok je najmanji zabeleženi broj raspoloživih vetroagregata 50.

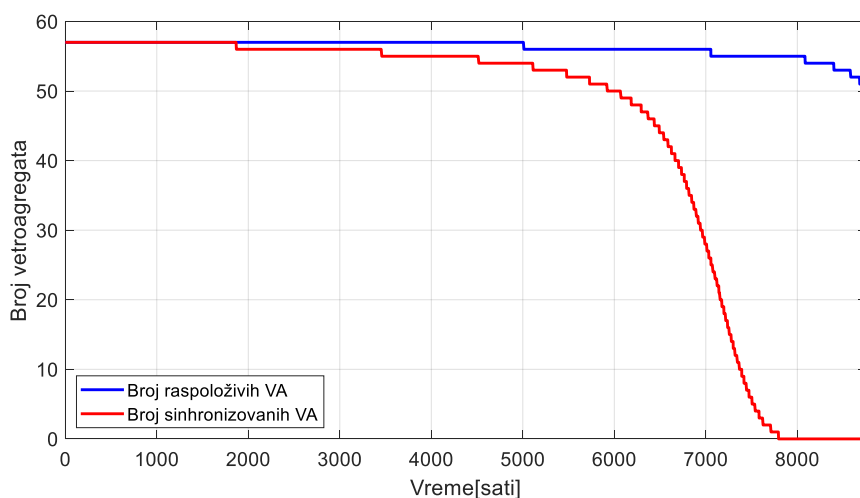
Drugi razlog zbog kojeg vetroagregat nije sinhronizovan je brzina vetra izvan operativnog opsega (manja od 3 m/s ili veća od 25 m/s). Detektovanje vetroagregata koji su sinhronizovani na mrežu je izvršeno prema kriterijumu pozitivne zabeležene snage proizvodnje tokom 10-min intervala. Negativna snaga je pokazatelj da se tokom tog intervala napaja samo sopstvena potrošnja, a da je vetroturbina u stanju mirovanja. Primena prethodnog kriterijuma ukazuje da je svih 57 vetroagregata bilo sinhronizovano tokom 1870 sati, dok nijedan nije bio na mreži tokom 970 sati. Prosečan broj sinhronizovanih vetroagregata je 44.

Na Sl. 1 je prikazan uređen histogram broja raspoloživih (plava linija) i broja sinhronizovanih (crvena linija) vetroagregata (VA) tokom 2023 u VE Čibuk 1.

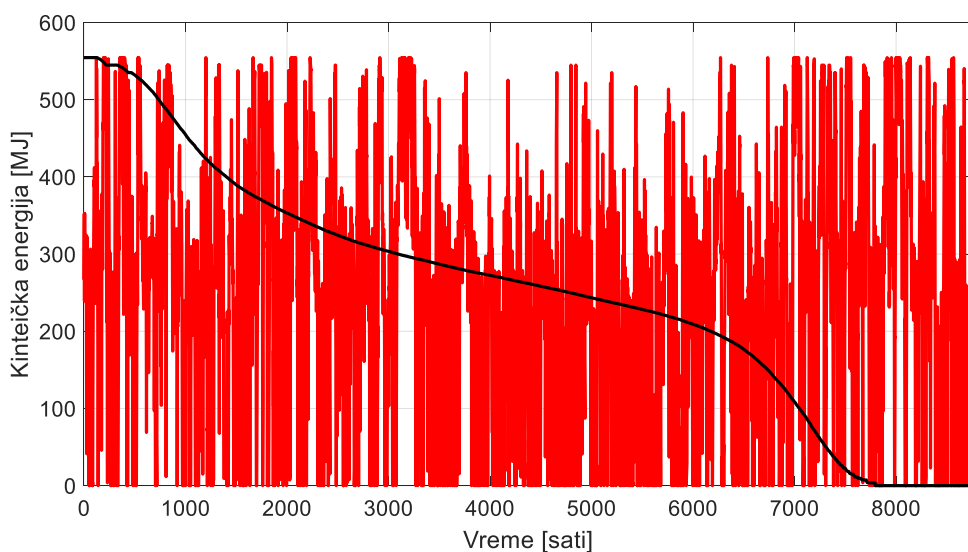
Dalje je izvršen proračun kinetičke energije cele vetroelektrane u skladu sa relacijama (6-8). Dobijena je kinetička energija čiji je dijagram (hronološki i uređen) prikazan na Sl. 2.

Srednja raspoloživa kinetička energija iznosi 245 MWs odnosno oko 44,2% u odnosu na maksimalni kapacitet u zamajnim masama vetroelektrane koji bi se imao kada bi svi vetroagregati bili sinhronizovani i radili sa nominalnom brzinom obrtanja.

Maksimalna kinetička energija postoji tokom približno 130 sati, što odgovara trajanju perioda kada vetroelektrana radi sa instalisanom snagom. S druge strane, raspoloživa kinetička energija je 0 tokom 970 sati, tj, tokom tog trajanja su sve vetroturbine zaustavljene.



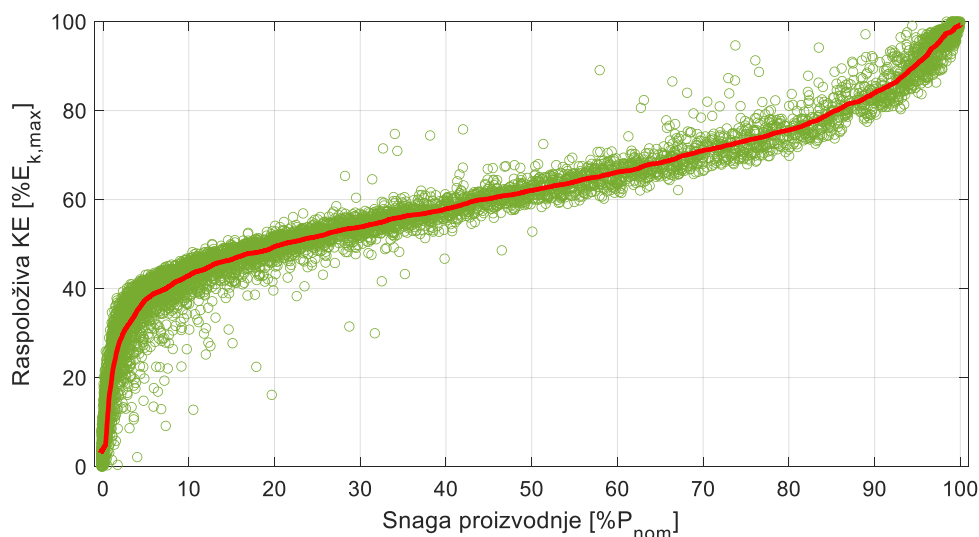
Slika 1: Uređeni histogrami broja raspoloživih i broja sinhronizovanih vetroagregata tokom 2023. godine u VE Čibuk 1



Slika 2: Uređeni i hronološki dijagram kinetičke energije VE Čibuk 1 tokom 2023. godine

3.1 Analiza potencijala kinetičke energije vetroelektrana za perspektivne scenarije

Estimacija kinetičke energije koju će vetroelektrane posedovati u perspektivnim scenarijama je izvršena pod pretpostavkom da će procentualni udeo raspoložive kinetičke energije u odnosu na normalizovanu proizvodnju VE Čibuk 1 tokom 2023 biti isti i za perspektivne vetroelektrane. Na Sl. 3 je prikazana zavisnost raspoložive normalizovane kinetičke energije od normalizovane snage proizvodnje. Generalno, za proizvodnje veće od 10% se očekuje linerani priraštaj raspoložive kinetičke energije sa povećanjem proizvodnje, i to oko 0,7% na svaki dodatni % proizvodnje. U domenu male proizvodnje je zavisnost sa većim koeficijentom proporcionalnosti jer se ovde očekuje da mala promena u brzini vetra, tj. mali priraštaj u snazi proizvodnje dovede do uključenja novih vetroagregata, što ima veći uticaj na priraštaj dostupne kinetičke energije.



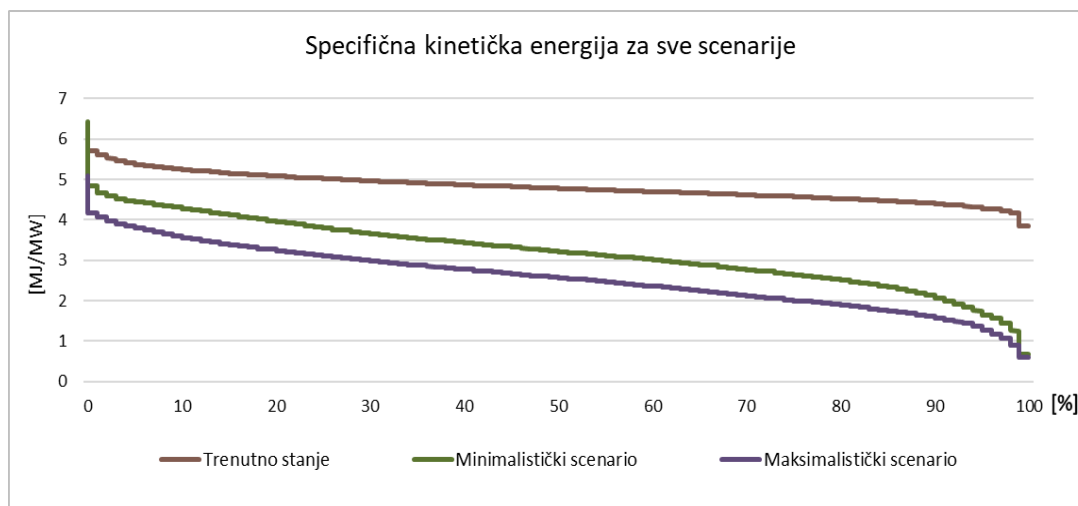
Slika 3: Zavisnost raspoložive kinetičke energije od snage proizvodnje vetroelektrane

Kako bi se dobila ukupna raspoloživa kinetička energija u zamajnim masama perspektivnih vetroelektrana u nekom satu i, očekivanu satnu proizvodnju tokom određenog sata treba normalizovati prema ukupnoj instalisanoj snazi vetroelektrana za analizirani scenario, a onda sa dijagrama na Sl. 3 odrediti odgovarajući nivo raspoložive kinetičke energije u odnosu na maksimalnu.

4 SISTEMSKA INERCIJA U SADAŠNJEM I PERSPEKTIVNOM SISTEMU SRBIJE UZ DOPRINOS VETROELEKTRANA KROZ INERCIJALNI ODZIV

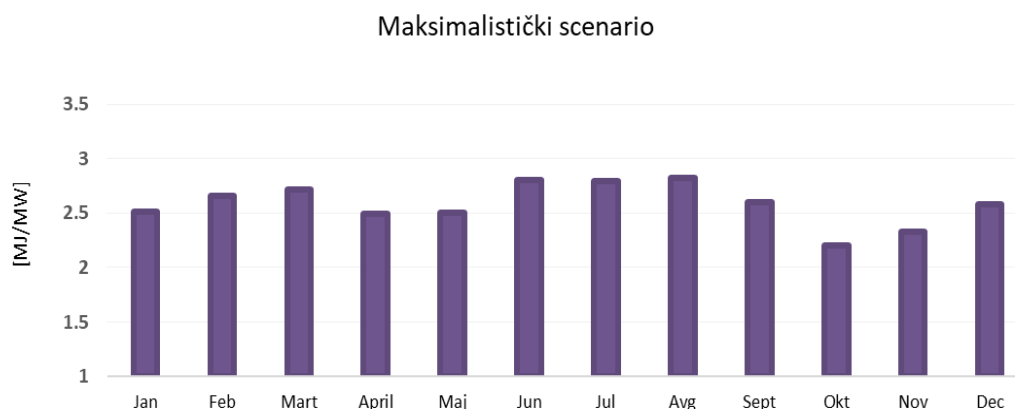
Proračun inercije EES-a Srbije za postojeće stanje je izvršena na osnovu ulaznih podataka o tehničkim specifikacijama svih agregata koji su bili priključeni na EES Srbije i satnih snaga proizvodnje vetroelektrana tokom 2023. godine, koja je uzeta kao referentna godina za referentno stanje. Proračun parametara inercije za perspektivno stanje instalisanih kapaciteta OIE u 2030. godine je izvršen za dva scenarija u skladu sa instalisanim kapacitetima iz Tab.1. Za analizirane scenarije izvršen je proračun proizvodnje vetroelektrana prema raspoloživim meteorološkim podacima i izvršena je simulacija rada sistema Srbije, na osnovu koje su definisane stane vrednosti proizvodnje svake konvencionalne elektrane i obnovljivih izvora energije. Na osnovu ranije opisane metodologije izvršen je proračun specifične kinetičke energije. Na Sl. 4 je prikazan histogram specifične kinetičke energije za sva tri slučaja uz pretpostavku da vetroelektrane ne učestvuju u inercijalnom odzivu.

Za trenutno stanje je tokom godine 90% vremena specifična kinetička energija veća od 4,41 MJ/MW, pri čemu je njena godišnja srednja vrednost 4,81 MJ/MW. Na godišnjem nivou ukupna varijacija specifične kinetičke energije za trenutno stanje je mala. Razlog tome je relativno mala instalisana snaga OIE, pa sam tim i njihovo učešće u ukupnoj proizvodnoj strukturi EES-a Srbije. S druge strane, konvencionalni izvori, koji su glavni nosioci proizvodnje u postojećem stanju, unose malu varijaciju u promeni specifične kinetičke energije jer se njihovim uključenjem ili isključenjem sa sistema približno podjednako povećava i brojilac i imenilac u relaciji (5). Sa značajnim učešćem OIE, dolazi do povećanja proizvodnje i potiskivanja konvencionalnih elektrana sa mreže, čime se u izvesnoj meri smanjuje brojilac i povećava imenilac u relaciji (5), što rezultuje smanjenjem specifične kinetičke energije sistema. Osim toga, varijabilnost proizvodnje OIE dovodi do veće vremenske promene specifične kinetičke energije zamajnih masa u sistemu.



Slika 4: Histogram specifične kinetičke energije za trenutno stanje, minimalistički i maksimalistički scenario bez učešća vetroelektrana u inercijalnom odzivu

Zaključak je da razvoj OIE bitno utiče na smanjenje specifične kinetičke energije. Očekivano, najkritičniji slučaj je maksimalistički scenario. Kako bi se stekao bolji uvid u trend promene specifične kinetičke energije tokom godine, na Sl. 5 je dat grafički prikaz srednjih mesečnih vrednosti specifične kinetičke energije za maksimalistički scenario za pretpostavku da vetroelektrane ne učestvuju u inercijalnom odzivu.

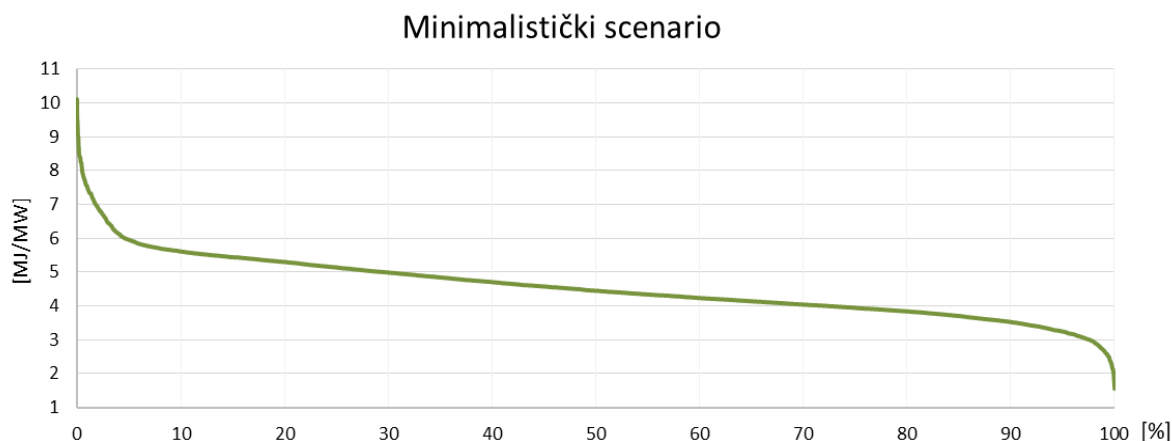


Slika 5: Srednje mesečne vrednosti specifične kinetičke energije u maksimalističkom scenariju

U maksimalističkom scenariju, zbog velikog nivoa penetracije vetroelektrana, njihova proizvodnja ima dominantan uticaj na smanjenje srednje mesečne vrednosti specifične kinetičke energije. Kao rezultat navedenog, mesec oktobar je najkritičniji sa smanjenjem specifične kinetičke energije, za čak 56% u poređenju sa trenutnim stanjem.

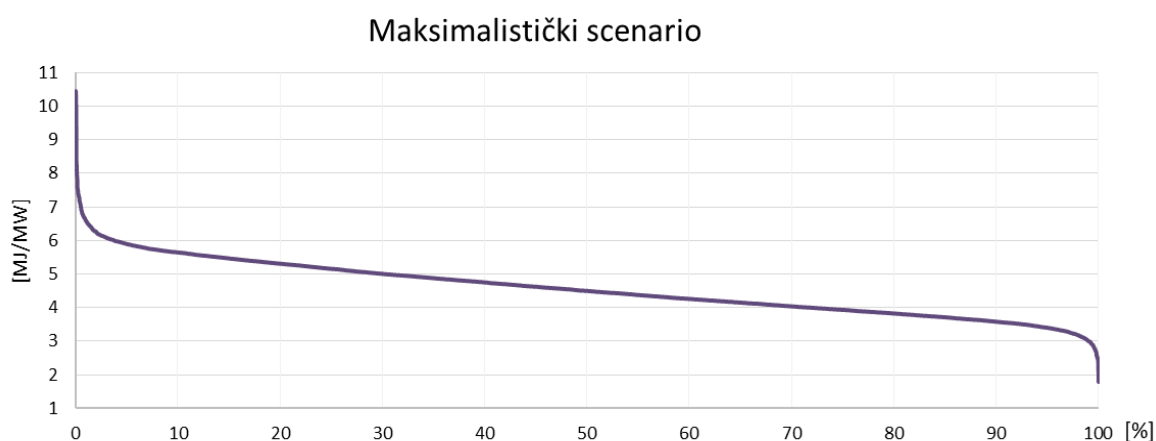
4.1 Perspektivni scenariji sa doprinosom vetroelektrana u inercijalnom odzivu

U nastavku je razmatran doprinos vetroagregata usled veštačkog inercijalnog odziva na specifičnu kinetičku energiju sistema Srbije. U proračunima je uvažena pretpostavka da svi vetroagregati imaju mogućnost pružanja inercijalnog odziva. Primenom relacije (10) dobijeni su rezultati specifične kinetičke energije za definisane perspektivne scenarije razvoja OIE u EES-u Srbije. Na Sl. 6 prikazan je histogram specifične kinetičke energije za minimalistički scenario, kada vetroagregati pružaju inercijalnu podršku sistemu kroz emulaciju inercije.



Slika 6: Histogram specifične kinetičke energije za minimalistički scenario uz uvažavanje inercijalnog odziva vetroagregata

Na Sl. 7 prikazan je histogram specifične kinetičke energije za maksimalistički scenario, kada vetroagregati pružaju inercijalnu podršku sistemu.



Slika 7: Histogram specifične kinetičke energije za maksimalistički scenario uz uvažavanje inercijalnog odziva vetroagregata

Radi lakšeg poređenja razmatranih scenarija, u Tab. III dat je prikaz najvažnijih parametara specifične kinetičke energije za sve scenarije, gde su:

$E_{K,spsr}$ – srednja vrednost specifične kinetičke energije,

$E_{K,sp90\%}$ - vrednost od koje je specifična kinetička energija tokom 90% vremena veća

$E_{K,sp99\%}$ - vrednost od koje je specifična kinetička energija tokom 99% vremena veća.

Zaključuje se da uključivanje vetroagregata u inercijalni odziv značajno poboljšava specifičnu kinetičku energiju sistema. Prednosti najviše dolaze do izražaja u satima kada je procentualni udeo vetroelektrana u proizvodnom miks velik. Pozitivan uticaj inercijalnog odziva vetroagregata preovladava u maksimalističkom scenariju, pri čemu se dobija veća srednja vrednost specifične kinetičke energije za oko 75%. Dobijeni rezultati su posledica duplo većeg instalisanog kapaciteta vetroelektrana u maksimalističkom scenariju u poređenju sa minimalističkim scenarijem.

Tabela III: Pregled najvažnijih parametara specifične kinetičke energije

	Referentno stanje 2023. god	Minimalistički scenario 2030. god		Maksimalistički scenario 2030. god	
		Bez VA u inercijalnom odzivu	Sa VA u inercijalnom odzivu	Bez VA u inercijalnom odzivu	Sa VA u inercijalnom odzivu
$E_{K,spsr}$ [MJ/MW]	4,81	3,22	4,55	2,58	4,56
$E_{K,sp90\%}$ [MJ/MW]	4,41	2,14	3,52	1,61	3,57
$E_{K,sp99\%}$ [MJ/MW]	4,16	1,25	2,66	0,9	2,99

5 ZAKLJUČAK

Rezultati sprovedene analize ukazuju da, uz odgovarajuću strategiju upravljanja, vetroelektrane mogu igrati važnu ulogu u očuvanju frekvencijske stabilnosti EES-a sa visokim udelom proizvodnje iz OIE. U radu je uveden i definisan pojam specifične kinetičke energije sistema. Uvođenjem ovog parametra omogućava se kvantifikacija kapaciteta EES-a sa varijabilnim obnovljivim izvorima energije u pogledu inercijalne podrške sistemu pri poremećajima debalansa aktivnih snaga proizvodnje i potrošnje. Ovaj parametar doprinosi boljem uvidu u dinamičke promene sistemske inercije i omogućava procenu potencijala vetroelektrana da aktivno učestvuju u pružanju usluga inercijalnog odziva. Analizom zavisnosti raspoložive kinetičke energije vetroelektrana od proizvodnje postavljena je osnova za procenu doprinosa vetroelektrana inerciji sistema. Za oba analizirana scenarija zaključeno je da emulacijom inercije perspektivnih vetroelektrana se može značajno unaprediti kapacitet perspektivnog EES-a Srbije u pogledu inercijalne podrške frekvencijskoj stabilnosti. Uprkos značajnom potencijalu koji vetroelektrane poseduju kao resurs za obezbeđivanje inercije, treba napomenuti da se njihov glavni nedostatak ogleda u intermitentnosti energije vetra, zbog čega inercijalni odziv nije uvek zagarantovan.

ZAHVALNICA

Ovaj rad su finansijski podržale Elektromreža Srbije AD i Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije pod brojem ugovora: 451-03-137/2025-03/200103.

6 LITERATURA

- [1] Makolo, Peter, Ramon Zamora, and Tek-Tjing Lie. "The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables-A review of challenges and solutions." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 147 (2021): 111223.
- [2] Aziz, Asma, Aman Than Oo, and Alex Stojcevski. "Frequency regulation capabilities in wind power plant." *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 26 (2018): 47-76.
- [3] Li, Le, et al. "Review of frequency regulation requirements for wind power plants in international grid codes." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 187 (2023): 113731.

- [4] ENTSO-E, Project Inertia – Phase II Recovering power system resilience in case of system splits for a future-ready decarbonised system, January, 2025.
- [5] Aščerić, Milica, Džodić, Kristina i Đurišić, Željko. "Analiza smanjenja sistemske inercije u EES-u Srbije za različite scenarije razvoja instalisanih kapaciteta OIE i doprinos vetroelektrana regulaciji frekvencije.", 36. savetovanje CIGRE, 2023.
- [6] Pieter Tielens, Pierre Henneaux, Stijn Cole, "ASSET STUDY on Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions", November 2018.
- [7] Pieter Tielens, Dir Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 55, 999-1009, 2016, doi:10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [8] Ana Fernández-Guillamón, Emilio Gómez-Lázaro, Eduard Muljadi, Ángel Molina-García, "Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 115, 109369, 2019, doi:10.1016/j.rser.2019.1093.
- [9] International Energy Agency. Total primary energy supply (tpes) by source, year and country, <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Key%20indicators&indicator=TPESbySource&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT&showDataTable=true>, Accessed date: 17 October 2018.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.12](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.12)**C2.12****EFIKASNOST BALANSIRANJA VETROELEKTRANA U JUŽNOM BANATU KORIŠĆENJEM
INTEGRISANIH BATERIJSKIH SKLADIŠTA PROPISANOG KAPACITETA****EFFICIENCY OF WIND FARM BALANCING IN THE SOUTHERN BANAT REGION USING
INTEGRATED BATTERY STORAGE OF THE PRESCRIBED CAPACITY****Dorđe Lazović, Bojana Škrbić, Kristina Lazović, Željko Đurišić***

Kratak sadržaj: Regulatorni okvir za integraciju obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem Srbije zahteva obezbeđivanje balansnih kapaciteta u skladu sa odobrenom snagom elektrane od strane operatora prenosnog sistema. Ovaj zahtev se obično od strane investitora pri razvoju vetroelektrana realizuje kroz planiranje i izgradnju baterijskih skladišta integrisanih uz samu elektranu. Međutim, greške u predikciji proizvodnje vetroelektrana često prevazilaze raspoloživu snagu baterijskog skladišta. Pored toga, greške u prognozi mogu kontinuirano imati pozitivnu, odnosno negativnu vrednost, tokom dužeg vremenskog perioda, što predstavlja kritičan režim sa aspekta energetskog kapaciteta skladišta. U tom kontekstu, postavlja se pitanje u kojoj meri ovako planirani balansni kapaciteti mogu podmiriti potrebe vetroelektrana u procesu balansiranja. Ovaj rad analizira četiri postojeće vetroelektrane u Južnom Banatu, za koje su dostupni istorijski podaci o planiranim i ostvarenim snagama proizvodnje za dan unapred. Cilj istraživanja je da se ispita mogućnost njihovog sopstvenog balansiranja (pokrivanje debalansa koji data elektrana uzrokuje u EES-u) u slučaju integracije baterijskih sistema, u skladu sa važećom regulativom. S obzirom na to da ove vetroelektrane koriste različite modele za prognozu proizvodnje, za svaku od njih kvantitativno će biti određeni pokazatelji smanjenja debalansa u odnosu na trenutno stanje bez sistema za skladištenje. Pored toga, biće sprovedena ekonomska analiza potencijalnih ušteda koje bi ove vetroelektrane ostvarile pod pretpostavkom da preuzmu balansnu odgovornost. Na kraju, biće predstavljen teorijski modeli za procenu uticaja balansiranja vetroelektrane na stepen degradacije baterijskog sistema nakon jedne godine eksploatacije i estimaciju njegovog životnog veka. Dobijeni rezultati na primeru realnih vetroelektrana imaju dvostruki benefit. Sa stanovišta investitora, utvrđeni indikatori predstavljaju osnovu za tehno-ekonomsku analizu pri razvoju novih projekata vetroelektrana koji podležu balansnoj odgovornosti. Sa druge strane, za operatora prenosnog sistema, rezultati pružaju uvid u efikasnost postojeće regulative u kontekstu smanjenja ukupne balansne energije, prosečne procentualne greške debalansa i maksimalnog debalansa koje vetroelektrane generišu.

Ključne reči: *vetroelektrane, baterije, balansiranje, regulatorni okvir, balansna greška*

Abstract: The regulatory framework for renewable energy sources integration into power system of Serbia requires the provision of balancing capacities in accordance with the approved installed power

* Đorđe Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, lazovic@etf.bg.ac.rs

Bojana Škrbić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, bskrbic@etf.bg.ac.rsKristina Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, kristinadz@etf.bg.ac.rsŽeljko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, djurisic@etf.bg.ac.rs

by the transmission system operator. Investors typically meet this requirement when developing wind farms projects by planning and constructing battery storage systems integrated with the power plant. However, forecasting errors in wind farm production often exceed the available power capacity of the battery storage system. Moreover, these errors can persistently exhibit either positive or negative values over an extended period, creating a critical condition in terms of the storage energy capacity. In this context, the key question is to what extent such planned balancing capacities can effectively meet the balancing needs of wind farms. This paper analyzes four existing wind farms in the South Banat region, for which historical data on forecasted and observed day-ahead production are available. The aim of the study is to assess the feasibility of self-balancing (covering the imbalance caused by the given power plant in the power system) for these wind farms through the integration of battery systems, in accordance with the current regulatory framework. Since these wind farms employ different forecasting models, quantitative indicators of imbalance reduction will be determined for each one, compared to the current state without a storage system. Additionally, an economic analysis will be carried out to evaluate the potential cost savings if these wind farms take on balancing responsibility. Finally, a theoretical model will be presented to evaluate the impact of wind farm balancing on battery system degradation rate over one year of operation and to estimate its lifespan. The results obtained from the analysis of real wind farms offer a dual benefit. From the investor's perspective, the established indicators provide a basis for techno-economic analysis in the development of new wind farm projects that are subjected to balancing responsibility. On the other hand, for the transmission system operator, the results offer insights into the effectiveness of the current regulation framework in terms of reducing total balancing energy, average imbalance percentage error, and the maximum imbalance generated by the wind farms.

Keywords: *wind farms, batteries, balancing, regulatory framework, imbalance error*

1 UVOD

U skladu sa međunarodnim obavezama, posebno Pariskim sporazumom [1] i Zelenom agendom za Zapadni Balkan [2], Srbija sprovodi transformaciju energetske politike i elektroenergetskog sistema (EES-a), sa ciljem dekarbonizacije istog, smanjenja zagađenja vazduha i emisije gasova sa efektom staklene bašte. Ključnu ulogu u tom procesu ima razvoj obnovljivih izvora energije (OIE). Povećanje proizvodnje iz varijabilnih OIE, poput vetroelektrana (VE) i solarnih elektrana, menja način rada EES-a, i organizaciono i tehnički.

Za dalja razmatranje u predmetnoj analizi, ključno je razlikovati pojmove: bilansiranje i balansiranje. Bilansiranje podrazumeva optimalno uravnoteženje proizvodnje i potrošnje elektroenergetskog sistema (EES-a) u određenom vremenskom intervalu. Cilj adekvatnog bilansiranja jeste obezbeđivanje dovoljne količine energije u skladu sa potrebama konzuma. S druge strane, balansiranje se odnosi na aktivnosti usmerene na otklanjanje greške regulacione oblasti, i predstavlja proces angažovanja sekundarne i tercijarne rezerve u cilju održavanja ravnoteže između ukupne snage razmene sa susednim prenosnim sistemima i frekvencije na planiranoj vrednosti [3]. Balansiranje, koje je ujedno i predmet ovog istraživanja, realizuje se u značajno kraćim vremenskim intervalima u odnosu na bilansiranje, kroz pružanje sistemskih usluga operatoru prenosnog sistema (OPS) na balansnom tržištu [4].

Tokom rada proizvodnih kapaciteta mogu se javiti odstupanja od planirane proizvodnje, usled varijabilnog kvaliteta primarnog energenta, neplaniranih zastoja, eksploatacionih ograničenja, grešaka u prognozi proizvodnje obnovljivih izvora energije i drugih faktora. S druge strane, ni planirani nivo potrošnje nije u potpunosti predvidiv, jer je podložan greškama u prognozi uticajnih meteoroloških veličina, nepredvidivošću efekata na potrošnju energije, kao i sve većem uticaju prozjuma na nivou distributivne mreže. Neusklađenost proizvodnje i potrošnje u realnom vremenu dovodi do debalansa koji je neophodno neutralisati, odnosno izbalansirati, angažovanjem prethodno obezbeđene balansne rezerve. Da bi se odgovorilo na potrebe sistema u pogledu balansiranja, uz razuman i ekonomski opravdan nivo rizika, neophodno je da sistem u svakom trenutku raspolaže rezervom u energiji i snazi [5].

S obzirom na to da je proizvodnju OIE nemoguće precizno prognozirati dan-unapred, što je vremenski horizont u kojem se sprovodi većina aktivnosti vođenja elektroenergetskog sistema, zadatak balansiranja postaje sve složeniji. Prema Planu razvoja prenosnog sistema [6], očekuje se priključenje dodatnih 8 GW kapaciteta iz VE i 5,5 GW u solarnim elektranama do 2032. godine, što nameće nove izazove u pogledu očuvanja stabilnosti sistema. Prema istraživanju [7], greška dan-unapred prognoze proizvodnje VE u evropskim zemljama iznosi između 5% i 15%, dok se za VE u Srbiji ta greška procenjuje na 8,5% do 17,5% [8]. Aktuelna zakonska regulativa je prepoznala ovaj perspektivni problem, te se Zakonom o korišćenju OIE [9] propisuje da proizvođači iz OIE moraju obezbediti kapacitete za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve, koji će biti ponuđeni OPS-u za potrebe systemske usluge sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene. Baterijski sistemi za skladištenje su viđeni kao osnovni resurs koji će se u ove svrhe koristiti.

U ovom radu analizirana je mogućnost da se baterijski sistem u vlasništvu VE koristi kao resurs za minimizaciju greške u prognozi proizvodnje VE, čime bi se smanjila potreba za aktivacijom systemske balansne energije. Osim direktnog benefita za OPS, koji se ogleda u smanjenju balansnog odstupanja, vlasnik VE mogao bi da ostvari uštedu na balansnom tržištu. Predmet razmatranja ovog rada je u kojoj meri baterijski sistem, dimenzionisan prema važećim zahtevima iz [9], može da pokrije odstupanje u prognozi proizvodnje VE, te koliko bi uštedu to moglo doneti vlasniku sistema. Analize su sprovedene na osnovu istorijskih podataka o radu postojećih VE (Čibuk 1, Kovačica, Košava, Alibunar) iz 2023.godine, uz uvažavanje aktuelnog balansnog mehanizma. Osim toga, izvršena je i analiza degradacije baterijskog sistema za skladištenje energije (BSSE) tokom eksploatacije. Važno je napomenuti da analizirane VE ne podležu obavezama balansiranja, te da dobijeni rezultati nisu direktno primenljivi na postojeće elektrane u aktuelnim uslovima. Ipak, može se očekivati da bi balansne greške budućih VE u analiziranom regionu bile slične, što čini predloženu metodologiju relevantnom za procenu njihovog rada.

2 BALANSNI MEHANIZAM U REPUBLICI SRBIJI

U Republici Srbiji, balansnu rezervu (sekundarnu i tercijarnu regulacionu rezervu) obezbeđuju konvencionalni izvori energije, uključujući hidroelektrane, termoelektrane i pumpno-akumulaciona postrojenja [10]. Balansni mehanizam predstavlja regulatorni okvir koji definiše pravila, procedure i aktivnosti u okviru balansnog tržišta električne energije. Na balansnom tržištu, OPS kupuje ili prodaje balansnu energiju i vrši obračun odstupanja. Ciljevi ovog mehanizma uključuju:

- održavanje ravnoteže između proizvodnje, potrošnje i razmene električne energije sa okolnim sistemima u realnom vremenu,
- obezbeđenje sigurnog rada elektroenergetskog sistema,
- održavanja potrebnog nivoa sekundarne i tercijarne rezerve.

Operativna primena balansnog mehanizma za određeni tržišni dan počinje nakon što OPS potvrdi dnevne planove rada i traje do kraja tog dana. Tokom ovog procesa, balansna rezerva se aktivira u dva pravca:

- regulacija naviše – kada OPS kupuje balansnu energiju kako bi nadoknadio manjak u sistemu,
- regulacija naniže – kada OPS prodaje balansnu energiju radi smanjenja viška u sistemu.

Prema važećoj regulativi u EES-u Srbije, regulacija naviše se ostvaruje kroz:

- povećanje proizvodnje ili smanjenje potrošnje,
- kupovinu balansne energije od snabdevača,
- kupovinu prekogranične tercijarne regulacione energije,
- kupovinu balansne energije po osnovu netovanja odstupanja.

Sa druge strane, regulacija naniže se ostvaruje kroz:

- smanjenje proizvodnje ili povećanje potrošnje,
- prodaju prekogranične tercijarne regulacione energije,
- prodaju balansne energije po osnovu netovanja odstupanja [11].

Učešće balansnih entiteta u balansnom mehanizmu regulisano je ugovorima o pružanju pomoćnih usluga i ugovorom o učešću u balansnom mehanizmu. Ove ugovore zaključuju OPS i učesnik na tržištu koji poseduje balansne kapacitete u tržišnoj oblasti Srbije. Sa aspekta balansne odgovornosti, učesnici na balansnom tržištu mogu se klasifikovati na sledeće kategorije:

- balansne grupe,
- balansno odgovorne strane (BOS),
- pružaoce balansnih usluga.

Balansne grupe su organizovane grupe tržišnih učesnika koje imaju zajedničku balansnu odgovornost, pri čemu svaka balansna grupa ima jednog nosioca balansne odgovornosti (BOS). BOS je učesnik na tržištu električne energije koji je odgovoran za odstupanja jedne balansne grupe u zoni trgovanja Srbije. BOS takođe ima obavezu da dan-unapred OPS-u prijavi dnevne planove rada proizvodnje i upravljive potrošnje za sve balansne entitete iz svoje balansne grupe. Sa druge strane, svi pružaoce balansnih usluga dužni su da balansnom tržištu dostave eksplicitne ponude za angažovanje regulacije naviše i naniže za sve balansne entitete u svojoj nadležnosti [11]. Sa ekonomske tačke gledišta, BOS snosi finansijsku odgovornost za odstupanja između planirane i ostvarene potrošnje/proizvodnje električne energije, dok provajderi dobijaju naknadu za pružanje balansnih usluga.

S obzirom na to da balansno tržište u Srbiji još uvek nije u potpunosti liberalizovano i razvijeno, najveći deo balansnih kapaciteta poseduje Akcionarsko društvo Elektroprivreda Srbije (EPS AD) kao dominantni učesnik. Važno je istaći da EPS istovremeno ima ulogu BOS, preuzimajući finansijsku odgovornost za odstupanja svoje balansne grupe, i provajdera balansnih usluga, obezbeđujući balansnu rezervu i energiju OPS-u angažujući svoje proizvodne kapacitete. Kao dominantni učesnik na balansnom tržištu, EPS je u obavezi da OPS-u najkasnije do 16:00 časova prethodnog dana dostavi eksplicitnu ponudu, koja obuhvata sve balansne entitete u njegovoj nadležnosti. Ova ponuda sastoji se od skupa parova „energija – cena“, na osnovu kojih se određuje cena angažovanja regulacije naviše i naniže. Postojeća pravila tržišta definišu sledeće ograničenja koja se tiču dominantnog učesnika:

- Cena u eksplicitnoj ponudi može iznositi najmanje 0,10 EUR/MWh, dok njen maksimalni iznos ne sme prelaziti nižu od sledeće dve vrednosti: trostruku cenu postignutu na dan-unapred tržištu za odgovarajući vremenski interval ili 500 EUR/MWh.
- Cena za angažovanje prvih 100 MWh naviše ne može biti veća od cene postignute na dan-unapred tržištu električne energije, uvećane za veću vrednost između 30 EUR ili 40% cene postignute na dan-unapred tržištu u posmatranom obračunskom intervalu.
- Cena za angažovanje prvih 100 MWh naniže ne može biti manja od cene električne energije sa tržišta za dan unapred umanjene za 60% u istom obračunskom interval [11].

Tokom realnog vremena, OPS prioriteto koristi prethodno dostavljene ponude za aktivaciju balansne energije kako bi otklonio debalans u sistemu. Istovremeno, za svakog učesnika balansnog mehanizma, OPS evidentira ukupnu količinu angažovane balansne energije u okviru obračunskog intervala i razvrstava je prema: tipu regulacije (sekundarna/tercijarna) i smeru aktivacije (naviše/naniže). Na osnovu dostavljenih eksplicitnih ponuda i količine aktivirane balansne energije, za svaki period formira se cena poravnanja, koja predstavlja osnovu za proračun finansijskog poravnanja BOS. Cena poravnanja se za svaki obračunski interval određuje kao ponderisana cena:

- aktiviranih eksplicitnih ponuda iz tercijarne regulacije,
- angažovane sekundarne regulacije,
- razmenjene energije u procesu netovanja odstupanja.

Cena poravnanja za vremenski interval t (CP_t) se može iskazati formulom [12]:

$$CP_t = \frac{W_{S,t} \cdot C_{S,t} + W_{T,t} \cdot C_{T,t} + W_{GCC \rightarrow EMS,t} \cdot C_{N,t} - W_{EMS \rightarrow GCC,t} \cdot C_{N,t}}{W_{S,t} + W_{T,t} + W_{GCC \rightarrow EMS,t} - W_{EMS \rightarrow GCC,t}} \quad (1)$$

gde su:

- $W_{S,t}$ i $W_{T,t}$ balansne energije usled angažovanja sekundarne i tercijarne regulacije (pozitivne vrednosti za regulaciju naviše, negativne vrednosti za regulaciju naniže),

- $W_{GCC \rightarrow EMS,t}$ balansna energija koju GCC (*Grid control Cooperation* – kooperacija za netovanje odstupanja) dostavlja Elektromreži Srbije radi kompenzacije odstupanja, a $W_{EMS \rightarrow GCC,t}$ izvoz balansne energije ka GCC mreži,
- $c_{S,t}$ i $c_{T,t}$ cene angažovane balansne energije usled angažovanja sekundarne i tercijarne regulacije, respektivno,
- $c_{N,t}$ cena poravnanja u procesu netovanja odstupanja.

U slučaju da je cena poravnanja proračunata na osnovu izraza (1) negativna, usvaja se da je jednaka 0 EUR/MWh. Takođe, maksimalna vrednost cene poravnanja može biti najviše 1,5 puta veća od maksimalne cene angažovane balansne energije u regulaciji naviše u datom obračunskom intervalu.

Odstupanje pojedinačne balansne grupe za koju je odgovorna BOS za određeni obračunski interval ($OBOS_t$) određuje se poređenjem:

- ukupne prijavljene pozicije (prihvaćeni blokovi razmene električne energije iz dnevnog plana rada),
- ukupne očitane pozicije (izmerena predata i preuzeta električna energija na mestima primopredaje te balansne grupe sa EES-om),
- eventualnog angažovanja balansne energije iz balansnih entiteta koji su pridruženi toj balansnoj grupi.

Balansno tržište je uređeno tako da uvek postoji inverzna veza između tokova novca i balansne energije. Za pozitivno odstupanje balansne grupe ($OBOS_t > 0$) OPS plaća naknadu BOS, dok za negativno odstupanje balansne grupe ($OBOS_t < 0$), BOS plaća naknadu OPS-u. Postojeća pravila ukazuju da se finansijsko poravnanje na balansom tržištu, pored odstupanja balansne grupe ($OBOS_t$) i cene poravnanja (CP_t), određuje na osnovu veličine prihvatljivog odstupanja balansne grupe (POB_t). Ovaj parametar se definiše na dnevnom nivou i zavisi od dnevnog plana rada balansne grupe i njene strukture.

U slučaju pozitivnog odstupanja balansne grupe, naknada koju prima BOS ($NOB_{+,t}$) se računa na sledeći način:

$$NOB_{+,t} = \begin{cases} OBOS_t \cdot CP_t, & \text{ako je } OBOS_t \leq POB_t \\ POB_t \cdot CP_t + (OBOS_t - POB_t) \cdot CP_t \cdot K_1, & \text{ako je } OBOS_t > POB_t \end{cases} \quad (2)$$

pri čemu je vrednost koeficijenta $K_1=0,5$.

U slučaju negativnog odstupanja balansne grupe, naknada koju plaća BOS ($NOB_{-,t}$) se računa na sledeći način:

$$NOB_{-,t} = \begin{cases} |OBOS_t| \cdot CP_t, & \text{ako je } |OBOS_t| \leq POB_t \\ POB_t \cdot CP_t + (|OBOS_t| - POB_t) \cdot CP_t \cdot K_2, & \text{ako je } |OBOS_t| > POB_t \end{cases} \quad (3)$$

pri čemu je vrednost koeficijenta $K_2=1,3$.

Na osnovu prethodno navedenog, može se zaključiti da cena poravnanja dominantno zavisi od tipa, količine i smera aktivirane balansne energije, kao i ostvarene cene električne energije na dan-unapred tržištu. Naime, cena angažovane balansne energije usko je povezana sa cenom na dan-unapred tržištu, s obzirom na to da je EPS AD dominantni učesnik na balansom tržištu. Prema postojećim tržišnim pravilima, bez obzira na znak odstupanja balansne grupe, finansijski obračun se za BOS vrši po jedinstvenoj ceni poravnanja, tj. primenjuje se „one-price settlement“ mehanizam [13]. Ovakav mehanizam dozvoljava tržišne špekulacije, odnosno ostavlja mogućnost da BOS prodaje balansnu energiju na balansom tržištu po većoj ceni nego sa spot tržišta, ili da je kupuje po nižoj ceni. Uvođenjem prihvatljivog odstupanja balansne grupe i upotrebom faktora K_1 i K_2 , BOS se dodatno penalizuje u slučaju velikih odstupanja.

3 MODEL VETROELEKTRANE SA INTEGRISANIM BATERIJSKIM SKLADIŠTEM NA BALANSNOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Prema Zakonu o korišćenju obnovljivih izvora energije [9], investitori koji priključuju VE na EES Srbije imaju obavezu da obezbede pomoćne usluge za balansiranje sistema. Ova obaveza može biti ispunjena na jedan od sledećih načina:

- obezbeđivanjem novog kapaciteta za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve, koji će biti ponuđen OPS-u za sistemsku uslugu sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene,
- izdvajanjem kapaciteta iz postojećih proizvodnih jedinica za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve, koji će takođe biti ponuđen OPS-u,
- angažovanjem drugog učesnika na tržištu, koji će, umesto investitora, obezbediti novi kapacitet za pružanje pomoćne usluge sekundarne rezerve i ponuditi ga OPS-u.

Ukoliko investitor odluči da uz VE integriše BSSE, zakon propisuje da njegov kapacitet mora biti najmanje 0,4 MWh po svakom MW instalirane snage VE. Pored toga, za pružanje pomoćnih usluga neophodno je da regulacioni opseg skladišta iznosi najmanje 20% instalisane aktivne snage VE. U ovom radu pretpostaviće se da VE snosi balansnu odgovornost za odstupanja koja generiše, kao i da poseduje BSSE propisanog kapaciteta, čija će osnovna funkcija biti sopstveno balansiranje, odnosno redukcija debalansa VE u realnom vremenu. S obzirom da definisani kapacitet skladišta neće biti dovoljan za potpuno pokrivanje debalansa (zbog ograničenja po snazi i energiji baterijskog sistema), pretpostavlja se da će vlasnik VE obezbediti dodatne balansne kapacitete angažovanjem drugih balansnih provajdera na tržištu.

Model VE sa integrisanim BSSE detaljno je izložen u radu [14]. Izrazi (4) i (5) definišu limite za snagu pražnjenja $P_{BATdisch,t}$ i punjenja $P_{BATch,t}$ baterijskog skladišta instalisane snage $P_{BAT,inst}$ tokom vremenskog intervala t , dok binarna promenljiva $i_{BAT,t}$, definisana u izrazu (6), uzima vrednost 1 ako baterijsko skladište radi u režimu pražnjenja, odnosno 0 ako radi u režimu punjenja. Izrazom (7) predstavljena je promena stanja napunjenosti (*State of Charge*) BSSE ($SOC_{BAT,t}$) instalisanog energetskog kapaciteta $W_{BAT,inst}$, pri čemu su posebno uvažene ekvivalentne efikasnosti punjenja $\eta_{BAT,ch}$ i pražnjenja $\eta_{BAT,disch}$. Ove efikasnosti obuhvataju gubitke baterijskog sistema, invertora, interne gubitke u kablovskoj mreži i druge faktore. Ograničenje (8) definiše tehnička ograničenja po stanju napunjenosti baterije, sa aspekta minimalne vrednosti $SOC_{BAT,min}$ i maksimalne vrednosti $SOC_{BAT,max}$. Ovim ograničenjima obezbeđuje se pre svega pouzdan rad BSSE, odnosno prevremeno trajno oštećenje baterija. Osim toga, ova ograničenja određuju brzinu degradacije performansi i dugovečnost BSSE.

$$0 \leq P_{BATdisch,t} \leq P_{BATinst,t} \cdot i_{BAT,t} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{BATch,t} \leq P_{BATinst,t} \cdot (1 - i_{BAT,t}) \quad (5)$$

$$i_{BAT,t} \in \{0,1\} \quad (6)$$

$$SOC_{BAT,t} = SOC_{BAT,t-1} + \frac{P_{BATch,t} \cdot \eta_{BATch} - P_{BATdisch,t} / \eta_{BATdisch}}{W_{BAT,inst}} \cdot \Delta t \quad (7)$$

$$SOC_{BAT,min} \leq SOC_{BAT,t} \leq SOC_{BAT,max} \quad (8)$$

Odstupanje koje VE generiše tokom vremenskog intervala t zavisi od razlike između prognozirane snage za dan unapred $P_{VEDa,t}$, realizovane snage $P_{VERt,t}$, kao i doprinosa baterijskog skladišta koje pomaže smanjenju ovog odstupanja. Formalno matematički, ovo se može iskazati na osnovu izraza (9), gde $W_{VEib+,t}$ i $W_{VEib-,t}$ predstavljaju pozitivne varijable koje definišu energije pozitivnog i negativnog debalansa, respektivno. S obzirom da samo jedna od ovih promenljivih stanja može uzeti nenultu vrednost, uvedena je pomoćna binarna promenljiva $j_{BAT,t}$ koja je jednaka 1 kada je energija debalansa VE pozitivna, odnosno 0 kada je energija debalansa negativna. Prethodni uslov je zadovoljen upotrebom izraza (10)-(12), gde M predstavlja veliki pozitivan broj.

$$W_{VEib+,t} - W_{VEib-,t} = (P_{VERt,t} - P_{VEDa,t} + P_{BATdisch,t} - P_{BATch,t}) \cdot \Delta t \quad (9)$$

$$W_{VEib+,t} \leq M \cdot j_{BAT,t} \quad (10)$$

$$W_{VEib-t} \leq M \cdot (1 - j_{BAT,t}) \quad (11)$$

$$j_{BAT,t} \in \{0,1\} \quad (12)$$

U ovom radu će biti razmatrana dva modela za pokrivanje debalansa:

- Model 1: standardni algoritam upravljanja baterijom, koji ima za cilj da se u svakom vremenskom intervalu u najvećoj mogućoj meri minimizuje odstupanje VE:

$$f_t = \min (W_{VEib+t} + W_{VEib-t}) \quad (13)$$

- Model 2: modifikovani algoritam upravljanja baterijom, koji nastoji da se u svakom vremenskom intervalu minimizuje razlika odstupanja VE i prihvatljivog odstupanja balansne grupe, ali samo onda kada odstupanje prelazi vrednost prihvatljivog odstupanja. U suprotnom, baterija se ne upotrebljava za balansiranje VE:

$$f_t = \begin{cases} \min |POB_{VE,t} - W_{VEib+t} - W_{VEib-t}|, & \text{ako je } POB_{VE,t} < |P_{VErt,t} - P_{VEDa,t}| \\ \min (P_{BATdisch,t} + P_{BATch,t}), & \text{ako je } POB_{VE,t} \geq |P_{VErt,t} - P_{VEDa,t}| \end{cases} \quad (14)$$

Važno je istaći da Pravila o radu tržišta električne energije [11] u slučaju VE propisuju vrednost prihvatljivog odstupanja balansne grupe na veću vrednost od 1 MWh i 10% maksimalne prijavljene satne proizvodnje VE iz dnevnog plana rada. Pored toga, OPS objavljuje podatke o angažovanoj balansnoj energiji i ceni poravnanja za posmatrani tržišni dan tek nakon njegove realizacije, pa operatoru VE ovi podaci tokom eksploatacije u realnom vremenu nisu poznati. S obzirom da postojeći balansni mehanizam uvažava jedinstvenu cenu poravnanja, kao i to da se u njenom proračunu mogu javiti izvesne anomalije kada su aktivirane balansne energije u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji slične po apsolutnoj vrednosti, ali različitog znaka, postavlja se pitanje ekonomske opravdanosti stalnog korišćenja baterije za pokrivanje debalansa VE. Iz tog razloga uveden je Model 2 za upravljanje baterijom, koji podrazumeva pokrivanje samo onih odstupanja koja prevazilaze prihvatljivu vrednost, a za koje BOS snosi dodatne troškove, u skladu sa izrazima (2) i (3).

Troškovi balansiranja VE tokom određenog vremenskog perioda T , mogu se sračunati kao razlika između prihoda koje bi ova VE ostvarila na tržištu električne energije za dan unapred, pod pretpostavkom idealne prognoze, i prihoda koje ostvaruje na osnovu dostavljene prognoze. Od ove vrednosti potrebno je oduzeti naknadu koju VE dobija na balansnom tržištu kada pravi pozitivno odstupanje (izraz (2)) i dodati nakanadu koju VE plaća kada izaziva negativni debalans (izraz (3)).

$$C_{VE} = \sum_{t=1}^T ((P_{VE,rt,t} - P_{VE,da,t}) \cdot \Delta t \cdot \lambda_{da,t} - NOB_{VE+t} + NOB_{VE-t}), \quad (15)$$

gde $\lambda_{da,t}$ predstavlja cenu električne energije na dan-unapred tržištu.

4 PROCENA EFIKASNOSTI I TROŠKOVA BALANSIRANJA NA PRIMERU ČETIRI POSTOJEĆE VETROELEKTRANE U JUŽNOM BANATU

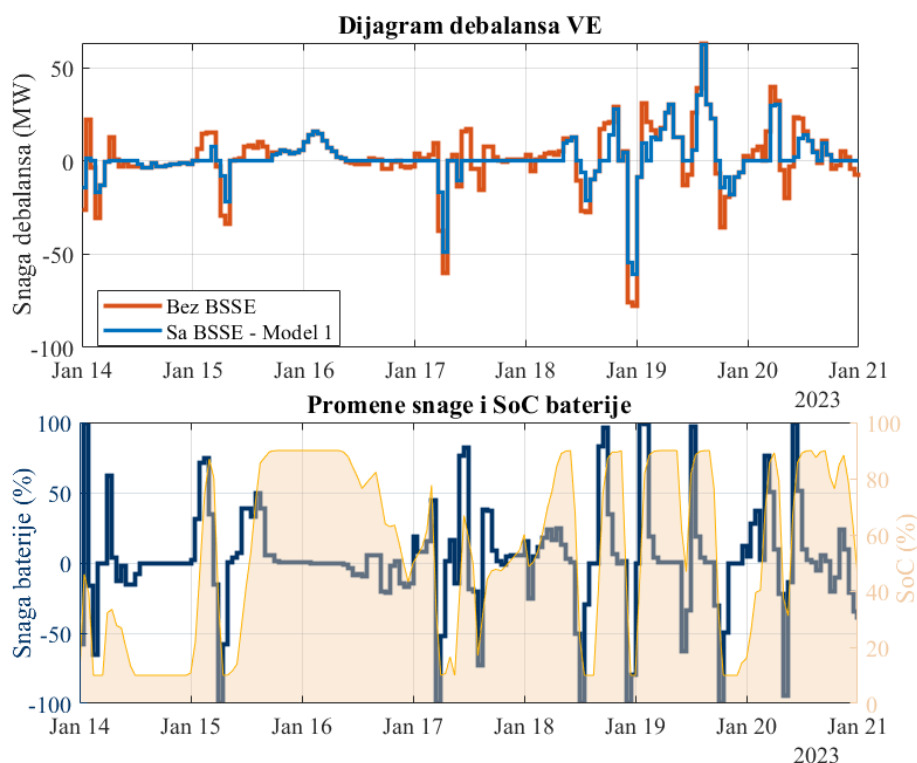
Predloženi algoritmi za upravljanje BSSE testiran je na primeru postojećih VE na teritoriji Južnog Banata (Čibuk 1, Kovačica, Alibunar i Košava). Ove VE su inicijalno stekle status povlašćenih proizvođača električne energije, što im je omogućilo korišćenje podsticajnih mera, poput fid-in tarifa. Tokom trajanja podsticajnog perioda, garantovani snabdevač preuzima balansnu odgovornost, odnosno snosi troškove balansiranja VE. S obzirom da za pomenute VE postoji značajna istorijska baza podataka o njihovom radu, u ovom istraživanju će biti pretpostavljeno da one, u skladu sa važećom regulativom, samostalno snose balansnu odgovornost i poseduju integrisane baterijske sisteme. Ovakav pristup omogućava procenu ekonomskih pokazatelja za balansiranje, što može biti osnova za tehno-ekonomske analize novih vetroelektrana u ovom regionu, ali i postojećih VE nakon izlaska iz sistema podsticajnih mera.

Kao reprezentativna godina za analizu uzeta je 2023. godina, za koju su autorima bili dostupni podaci o planiranim i ostvarenim snagama proizvodnje VE, cenama električne energije na dan-unapred tržištu, kao i cenama poravnjanja na balansnom tržištu [15]. Pregled ulaznih parametara VE dat je u Tabeli 1. Usvojeno je da operativni kapacitet baterijskog skladišta iznosi 0,4 MWh po svakom MW instalisane snage VE, a da su maksimalne snage punjenja i pražnjenja jednake 20% od instalisane aktivne snage VE. Kao preporučeni opseg stanja napunjenosti baterije uzet je raspon od 0,1 do 0,9, kako bi se obezbedila pouzdanost i duži životni vek. Konačno, ekvivalentne efikasnosti punjenja i pražnjenja baterijskog skladišta procenjene su na sredini životnog veka sistema i iznose 90%.

Tabela 1: Pregled ulaznih parametara za vetroelektrane u Južnom Banatu

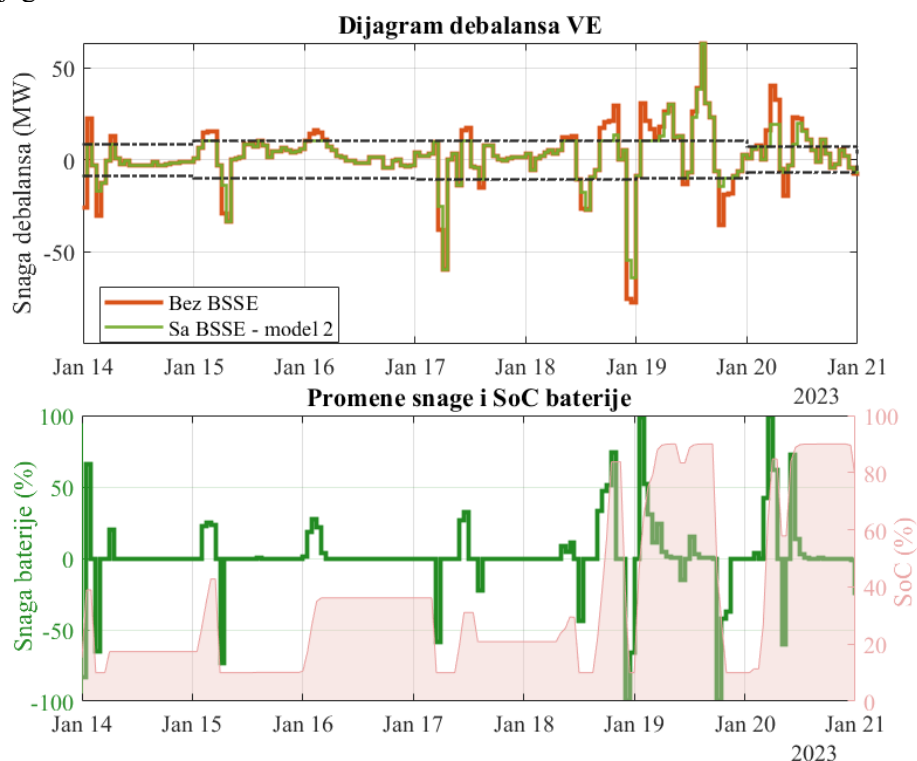
Parametar	VE Čibuk 1	VE Kovačica	VE Alibunar	VE Košava
$P_{VE,inst}$ (MW)	158,48	104,5	42	69
$W_{BAT,inst}$ (MWh)	99,1	65,3	26,3	43,1
$P_{BAT,inst}$ (MW)	31,7	20,9	8,4	13,8
$SOC_{BAT,min}$ (r.j.)	0,1			
$SOC_{BAT,max}$ (r.j.)	0,9			
$\eta_{BAT,ch}$	0,9			
$\eta_{BAT,dich}$	0,9			

Slika 1 ilustruje princip rada i efekte integrisanog BSSE na primeru VE Kovačica za proizvoljan period od nedelju dana, u slučaju upotrebe standardnog algoritma za upravljanje (Model 1). Ovaj algoritam podrazumeva upravljanje BSSE u realnom vremenu, s ciljem minimizacije odstupanja između planirane i ostvarene snage proizvodnje VE u njenoj tački priključenja na EES. U poređenju sa scenarijom bez BSSE, prisustvo baterije značajno smanjuje odstupanja VE, a u pojedinim situacijama ih u potpunosti eliminiše. Međutim, pozitivna odstupanja VE se ne mogu dodatno redukovati u periodima kada je baterija napunjena do maksimalnog kapaciteta, dok negativna odstupanja ostaju nepromenjena kada je nivo napunjenosti baterije na minimalno dozvoljenoj vrednosti. Tokom eksploatacije povremeno dolazi do toga da se debalansi mogu samo delimično redukovati, usled ograničenja baterijskog sistema u pogledu maksimalne snage punjenja i pražnjenja.



Slika 1: Princip rada integrisanog baterijskog skladišta VE Kovačica – Model 1 upravljanja

Princip rada integrisanog baterijskog skladišta na primeru VE Kovačica u slučaju upotrebe modifikovanog algoritma upravljanja (Model 2) prikazan je na Slici 2. U ovom scenariju, punjenje i pražnjenje baterije vrši se isključivo u periodima kada snaga pozitivnog i negativnog odstupanja VE premašuje unapred definisanu prihvatljivu vrednost, koja se određuje na dnevnom nivou. Za razliku od Modela 1, kod Modela 2 ne dolazi do potpunog anuliranja debalansa, već se on svodi na malu vrednost samo onda kada je prag odstupanja (parametar *POB*) dovoljno nizak. Ovaj pristup rezultira smanjenjem vršnih vrednosti debalansa, ali i značajno redom upotrebom baterijskog sistema, čime se posledično produžava njegov životni vek.



Slika 2: Princip rada integrisanog baterijskog skladišta VE Kovačica – Model 2 upravljanja

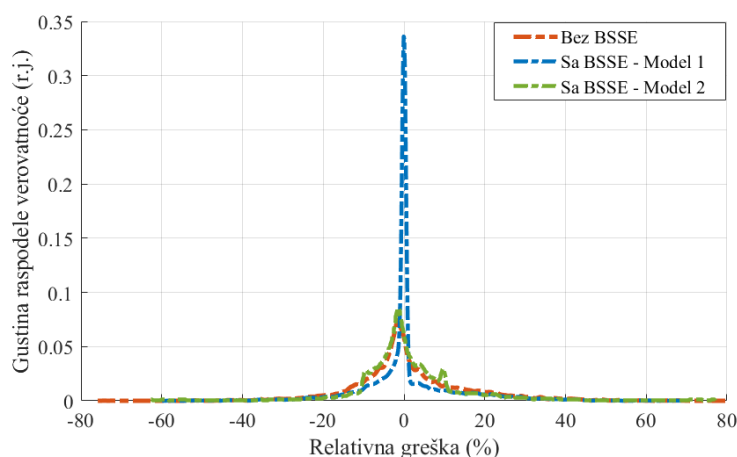
Po ugledu na [16], za analizirane VE sračunati su sledeći statistički pokazatelji: srednja vrednost apsolutnih normalizovanih grešaka ($|\sigma|$), srednja vrednost pozitivnih normalizovanih grešaka (σ^+), srednja vrednost negativnih normalizovanih grešaka (σ^-), kao i kumulativna godišnja energija pozitivnog i negativnog debalansa (Tabela 2). Važno je naglasiti da je u ovom radu normalizacija grešaka izvršena u odnosu na instalisanu snagu VE, kao i to da se pozitivan debalans javlja kada ostvarena proizvodnja VE premaši planiranu vrednost. Najbolju tačnost prognoze pokazuje VE Čibuk 1 ($|\sigma| = 6,63\%$), dok je najlošiji kvalitet prognoze zabeležen kod VE Alibunar ($|\sigma| = 15,31\%$). Zanimljivo je istaći da su kod svih VE srednje vrednosti grešaka veće kada se prema planu rada za dan-unapred podestimira proizvodnja.

Uvođenje integrisanog BSSE ima pozitivan uticaj na smanjenje greške debalansa VE. Najveća redukcija greške se postiže ako se baterijom upravlja prema Modelu 1, pri čemu je ovaj scenario najpovoljniji iz ugla OPS-a, jer dovodi do smanjenja srednje vrednosti apsolutnih normalizovanih grešaka za oko 3-3,5% u odnosu na scenario bez BSSE. Sa druge strane, ako bi se BSSE upravljalo po Modelu 2, ostvaruje se smanjenje greške u rasponu od približno 1,3-1,8%. Najmanje relativno smanjenje kumulativne energije debalansa javlja se kod VE Alibunar, što je posledica specifične prirode grešaka u prognozi, koje su kod ove elektrane pretežno pozitivne. Takva raspodela grešaka dovodi do toga da je baterijski sistem tokom eksploatacije u većem delu vremena potpuno napunjen, čime se ograničava njegova sposobnost da kompenzuje nova pozitivna odstupanja u proizvodnji.

Tabela 2. Statistički pokazatelji debalansa vetroelektrana u Južnom Banatu

Scenario	Statistički parametar	VE Čibuk 1	VE Kovačica	VE Alibunar	VE Košava
VE bez baterije	σ^+ (%)	8,23	11,98	19,62	12,71
	σ^- (%)	5,59	7,42	8,43	5,91
	$ \sigma $ (%)	6,63	9,66	15,31	9,29
	W_{VEib+} (GWh)	44,3	50,8	44,4	38,3
	W_{VEib-} (GWh)	47,8	37,6	11,9	17,8
VE sa baterijom - Metoda 1 upravljanja	$ \sigma $ (%)	3,76	6,19	12,41	6,29
	W_{VEib+} (GWh)	24,1	35,1	39,3	29,2
	W_{VEib-} (GWh)	31,5	25,1	7,8	10,5
VE sa baterijom - Metoda 2 upravljanja	$ \sigma $ (%)	5,36	7,79	13,61	8,02
	W_{VEib+} (GWh)	35,5	42,4	41,3	34,4
	W_{VEib-} (GWh)	40,6	30,8	9,5	14,7

Na primeru VE Kovačica formirana je funkcija gustine raspodele verovatnoće relativne greške debalansa za scenarije sa i bez BSSE (Slika 3). U analizi je korišćena Kernelova funkcija gustine raspodele verovatnoće, koja predstavlja neparametarsku, kontinualnu aproksimaciju diskretne raspodele podataka. Uvođenjem BSSE, vršne relativne greške se smanjuju za oko 10%. U slučaju pozitivnog odstupanja, 95. percentil relativne greške opada sa 36,4% (VE bez BSSE) na 28,2% u slučaju upravljanja prema Modelu 1, odnosno na 32,9% kod Modela 2. Kod negativnih odstupanja, isti pokazatelj se smanjuje sa 24,6% na 18,8% (Model 1), odnosno na 20,8% (Model 2). Posebno je značajno istaći da se, uz primenu Modela 1, relativna greška debalansa zadržava unutar opsega od $\pm 2\%$ tokom približno 4400 sati godišnje, što je više nego dvostruko u odnosu na preostala dva razmatrana scenarija.

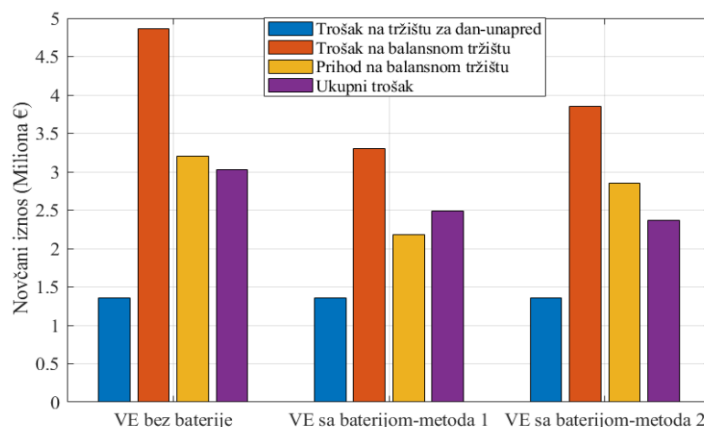


Slika 3: Kernelova funkcija gustine raspodele verovatnoće debalansa na primeru VE Kovačica

Na Slici 4 dat je pregled godišnjih ekonomskih indikatora dobijenih na primeru VE Kovačica za sve razmatrane scenarije. Trošak na dan-unapred tržištu definiše se kao razlika između prihoda koje bi VE ostvarila pod pretpostavkom idealne prognoze i prihoda koje ostvaruje na osnovu dostavljene prognoze. Ovaj trošak iznosi približno 1,36 miliona eura. Ukoliko bi ova VE, u postojećoj konfiguraciji bez BSSE, preuzela balansnu odgovornost, godišnji trošak za kupljenu balansnu energiju iznosio bi 4,36 miliona eura, dok bi prihod od prodaje balansne energije iznosio 3,19 miliona eura. Ukupni godišnji troškovi balansiranja jednaki su 3,02 miliona eura.

Uvođenje BSSE dodatno smanjuje i troškove i prihode na balansnom tržištu, jer operator VE unapred ne raspolaže cenom poravnjanja, odnosno pokrivanje debalansa se vrši i u situacijama kada to ekonomski nije isplativo. Primera radi, broj sati u toku godine kada VE Kovačica pravi pozitivan debalans, a cena

poravnanja je veća od cene na dan-unapred tržištu, iznosi 2648. Istovremeno, broj sati kada je debalans negativan, a cena poravnanja niža od tržišne cene za dan-unapred, iznosi 1400. Troškovi balansiranja u scenarijima sa integrisanim BSSE jednaki su 2,48 miliona eura u slučaju upravljanja po Modelu 1, odnosno 2,36 miliona eura ako se primenjuje Model 2. Ovo pokazuje da, iako je u drugom scenariju kumulativna energija debalansa veća, VE ostvaruje nešto veće finansijske uštede na balansnom tržištu. Takav ishod ukazuje na potrebu za prilagođavanjem i modifikacijom postojećeg regulatornog okvira.



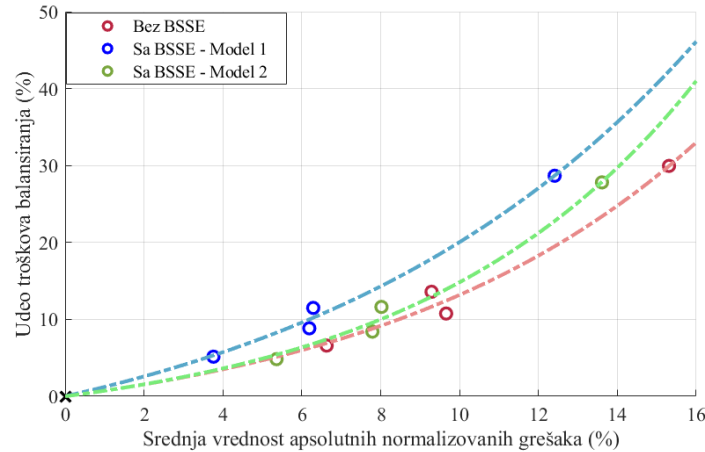
Slika 4: Godišnji ekonomski indikatori dobijeni na primeru VE Kovačica

Tabela 3 ilustruje ključne ekonomske pokazatelje za sve četiri analizirane VE i tri razmatrana scenarija. Ukupan godišnji trošak balansiranja postojećih VE, koji se u trenutnim uslovima može interpretirati kao oportunitetni trošak EPS AD, iznosi nešto više od 10 miliona eura. Ukoliko bi perspektivna VE odlučila da angažuje drugog tržišnog učesnika za pružanje pomoćne usluge balansiranja EES-a, očekivani specifični trošak po instalisanom megavatu (MW) mogao bi se kretati u rasponu od 17000 eura (u slučaju dobre prognoze proizvodnje – slučaj VE Čibuk 1) do čak 59000 eura (u slučaju loše prognoze – VE Alibunar). Integracijom BSSE definisanog kapaciteta, specifični trošak balansiranja se može smanjiti i do 25%, u zavisnosti od veličine, dinamike i karakteristika grešaka u prognoziranju proizvodnje VE. Dobijeni rezultati ukazuju da je upravljanje baterijom prema Modelu 2 povoljnije iz ugla investitora, budući da omogućava gotovo iste novčane uštede kao Model 1, ali uz redu upotrebu baterije.

Tabela 3. Godišnji pregled ekonomskih indikatora vetroelektrana u Južnom Banatu

Scenario	Parametar	VE Čibuk 1	VE Kovačica	VE Alibunar	VE Košava
VE bez baterije	Godišnji trošak balansiranja (€)	2 794 800	3 029 200	2 469 800	2 031 100
	Udeo troškova balansiranja u odnosu na prihod ostvaren na DA tržištu (%)	6,59	10,76	29,95	13,59
	Specifični godišnji trošak balansiranja (€/MW)	17 635	28 988	58 805	29 437
VE sa baterijom - Metoda 1 upravljanja	Godišnji trošak balansiranja (€)	2 184 500	2 489 300	2 364 200	1 716 500
	Udeo troškova balansiranja u odnosu na prihod ostvaren na DA tržištu (%)	5,15	8,84	28,67	11,49
	Specifični godišnji trošak balansiranja (€/MW)	13 784	23 821	56 291	24 877
VE sa baterijom - Metoda 2 upravljanja	Godišnji trošak balansiranja (€)	2 049 100	2 365 200	2 293 200	1 735 800
	Udeo troškova balansiranja u odnosu na prihod ostvaren na DA tržištu (%)	4,83	8,41	27,81	11,62
	Specifični godišnji trošak balansiranja (€/MW)	12 930	22 633	54 600	25 156

Na Slici 5 prikazana je zavisnost između udela godišnjih troškova balansiranja i očekivanog prihoda VE na dan-unapred tržištu, u funkciji srednje vrednosti apsolutnih normalizovanih grešaka u prognozi proizvodnje. Dijagram je formiran na osnovu jednogodišnje analize podataka o proizvodnji VE i relevantnih cena poravnanja, te može poslužiti za orijentacionu procenu troškova balansiranja u zavisnosti od konfiguracije VE i kvaliteta prognoze koji obezbeđuje izabrani provajder. Na primer, ukoliko se radi o VE opremljenoj BSSE propisanog kapaciteta kojim se upravlja prema Modelu 1, a očekivana srednja greška prognoze iznosi 8%, procenjeni troškovi balansiranja iznose približno 14% od očekivanog prihoda na tržištu električne energije.



Slika 5: Zavisnost troškova balansiranja od normalizovane greške prognoze proizvodnje VE

5 UTICAJ MODELA SOPSTVENOG BALANSIRANJA VETROELEKTRANE NA DUGOVOČENOST BATERIJSKOG SISTEMA ZA SKLADIŠTENJE ENERGIJE

Da bi se sagledala isplativost investicije u BSSE radi smanjenja troškova sopstvenog balansiranja VE, neophodno je proceniti životni vek baterija u datim uslovima eksploatacije. Koliki će uticaj određeni način eksploatacije imati na dugovečnost baterija, bitno zavisi od odabrane tehnologije baterijskih ćelija. Za stacionarne primene sistema za skladištenje pogodne su LFP/C (litijum- gvožđe.fosfatne) baterije sa grafitnom anodom koje odlikuje velika temperaturna stabilnost i dugotrajnost, kao i relativno velika gustina energije. Njihova gustina energije je niža od konkurentne NMC (nikl-mangan-kobaltne) tehnologije, ali imaju 30% nižu cenu i duži životni vek [17]. Dimenzionisanjem kapaciteta baterijskog skladišta pravi se kompromis između početnih investicionih troškova u baterijske pakete ćelija i troškova njihove zamene tokom životnog veka VE koji direktno zavise od dugovečnosti baterija. Naime, iako konkretna namena zahteva da BSSE obezbedi određeni energetska kapacitet za balansiranje, ovaj, operativni kapacitet može da predstavlja različit udeo u ukupnom kapacitetu BSSE kao i različite radne zone u pogledu opsega stanja napunjenosti, što bitno utiče na brzinu degradacije performansi baterija. Raspoloživi kapacitet, maksimalna snaga i efikasnost baterijskih ćelija opadaju tokom eksploatacije preko dva mehanizma: kalendarskog starenja i starenja uzrokovanog punjenjem i pražnjenjem koji veoma zavise od radne temperature baterijskih ćelija. Na brzinu starenja utiču i srednje stanje napunjenosti baterija, kao i stope punjenja i pražnjenja. Međutim, uticaj umerenih stopa punjenja i pražnjenja na starenje litijum-jonskih baterija je mali i neće biti razmatran. Pretpostavljeno je da će razmatrani BSSE imati sistem za grejanje i hlađenje koji će temperaturu baterija održavati na vrednosti sobne temperature ($25 \pm 2^\circ\text{C}$). Životni vek baterijskog sistema je procenjen pomoću modela za degradaciju kapaciteta LFP/C baterijskih ćelija usled kalendarskog starenja (izraz (1) i usled punjenja i pražnjenja sa ciklusima različite dubine (DOD – *depth of discharge*) i srednjeg stanja napunjenosti (SOC_{avg}) (izraz 2) [18].

$$C_{degradacija}^{kalendar} (\%) = 0.1723 \cdot e^{0.007388 \cdot SOC(\%)} \cdot t(\text{meseci})^{0.8}, \quad (16)$$

$$C_{degradacija}^{ciklusi} (\%) = 0.021 \cdot e^{-0.0143 \cdot SOC_{avg}(\%)} \cdot DOD(\%)^{0.7162} \cdot N_{ciklusi}^{0.5}. \quad (17)$$

Dati izrazi važe za radnu temperaturu baterija od 25°C. U izrazu (16) t označava vreme eksploatacije tokom kojeg se baterije niti pune niti prazne. Izraz (17) izračunava degradaciju kapaciteta u funkciji broja ciklusa čija je dubina jednaka DOD , a srednje stanje napunjenosti iznosi SOC_{avg} . Izraz (16) podrazumeva da stanje napunjenosti baterije tokom celokupnog vremenskog perioda t ima vrednost jednaku SOC , tj. baterija je u režimu mirovanja. Izraz (17) podrazumeva da baterija radi sa ciklucima konstantne dubine i konstantne srednje vrednosti stanja napunjenost, a da ne postoje vremenski intervali tokom kojeg baterija ne razmenjuje energiju sa okolinom. U realnim uslovima eksploatacije postoje i režimi mirovanja i režimi punjenja i pražnjenja, a radni uslovi u pogledu srednjeg stanja napunjenosti, dubine ciklusa i temperature se u opštem slučaju menjaju u vremenu. Za procenu životnog veka baterija u realnim uslovima eksploatacije primenjuje se Palmgren-Minerova metoda koja se široko primenjuje za određivanje zamora materijala. Ova metoda pretpostavlja linearnu akumulaciju oštećenja baterijskih ćelija usled cikličnog rada koja ne zavisi od hronologije različitih naprezanja u vidu ciklusa punjenja i pražnjenja različite dubine i srednje vrednosti stanja napunjenosti. Naime, zamor materijala u smislu degradacije kapaciteta baterijskih ćelija koji je posledica realizovanog broja ciklusa određenog tipa, linearno je srazmeran maksimalnom zamoru koji odgovara završetku njihovog eksploatacionog veka, a koeficijent srazmernosti predstavlja odnos između broja realizovanih ciklusa i maksimalnog broja takvih ciklusa u toku životnog veka baterijske ćelije. Uticaj kalendarskog starenja procenjen je pomoću izraza (16) na osnovu maksimalnog stanja napunjenosti koje se očekuje u razmatranoj primeni, što daje konzervativnu procenu životnog veka baterija. Za procenu životnog veka neophodan je očekivani profil stanja napunjenosti tokom eksploatacije. Budući da su ovi profili složenog oblika, za njihovu karakterizaciju u pogledu broja realizovanih ciklusa punjenja i pražnjenja, njihove dubine i srednje vrednosti, koristi se algoritam kišnog toka [19].

Dubina ciklusa punjenja i pražnjenja predstavlja razliku između maksimalnog i minimalnog stanja napunjenosti tokom jednog ciklusa, tj. procesa punjenja i pražnjenja koje se završava istim stanjem napunjenosti baterija kao što je bilo na početku i izražava se u procentima aktuelnog raspoloživog kapaciteta. U ovoj analizi korišćen je profil stanja napunjenosti koji odgovara poslednjoj eksploataciono godini, budući da je raspoloživi kapacitet baterija tada najmanji, što znači da su ciklusi punjenja i pražnjenja koje zahteva razmatrana aplikacija najveće dubine i kao takvi najviše doprinose starenju baterija. Profil stanja napunjenosti veoma zavisi od efikasnosti punjenja i pražnjenja koje se takođe smanjuju tokom eksploatacije. U ovoj analizi korišćen je podatak o srednjoj efikasnosti tokom životnog veka za baterije odabrane tehnologije. Brzina degradacije je približno konstantna (izuzev na samom početku eksploatacije) do trenutka kada raspoloživi kapacitet dostigne 80% početne vrednosti. Nakon toga baterije ubrzano stare i njihovo ponašanje je nepredvidivo. Stoga se prilikom procene životnog veka najčešće uzima da je baterija pri kraju životnog veka kada njen raspoloživi kapacitet opadne na 80% početne vrednosti. Uz ovu pretpostavku, primenjujući modele (16) i (17) i metodu kišnog toka na profile stanja napunjenosti BSSE u analiziranim VE čiji je operativni kapacitet između 10% i 90% stanja napunjenosti, određen je životni vek baterija i prikazan u Tabeli 1 za slučaj upravljanja BSSE prema modelu 1 i u Tabeli 2 za slučaj upravljanja prema modelu 2. Ako bi se ove baterije koristile prema modelu 1, njihov životni vek bi bio oko 11-12 godina, dok bi balansiranje prema modelu 2 produžilo životni vek baterija na 13-14 godina.

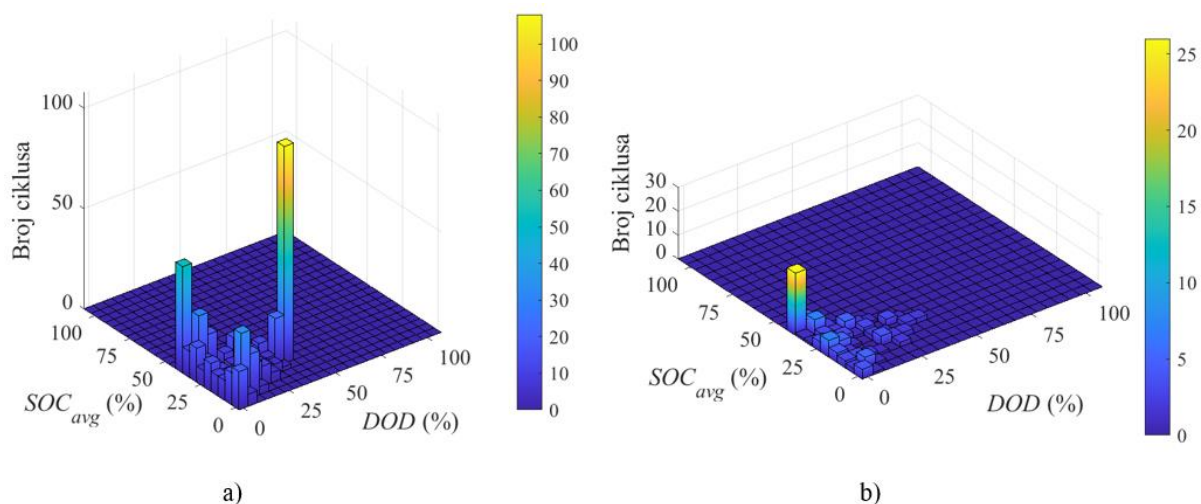
Tabela 4: Životni vek BSSE za sopstveno balansiranje VE kada rade prema Modelu 1 u granicama od 10% do 90% stanja napunjenosti

Naziv VE	SOC_{avg} (%)	Životni vek (god.)	FEC
Čibuk 1	38.3	10.80	160.80
Kovačica	47.2	10.53	192.62
Alibunar	66.8	11.47	142.50
Košava	53.2	11.23	149.82

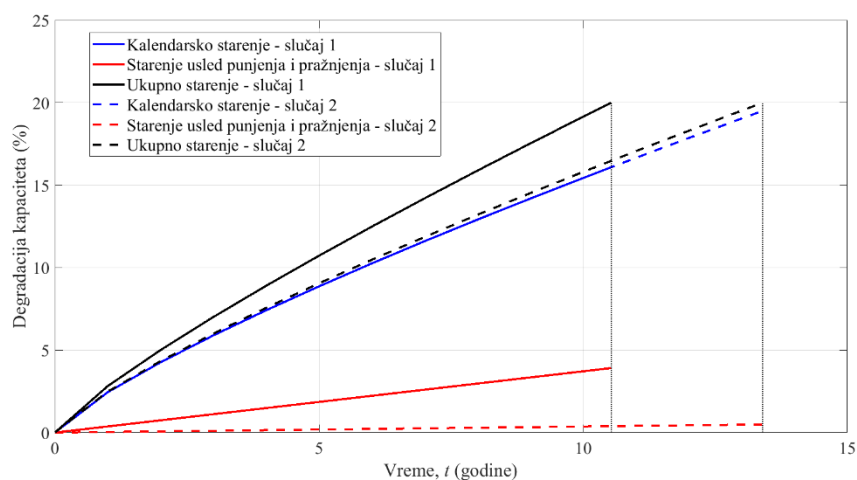
Tabela 5: Životni vek BSSE za sopstveno balansiranje VE kada rade prema Modelu 2 u granicama od 10% do 90% stanja napunjenosti

Naziv VE	SOC_{avg} (%)	Životni vek (god.)	FEC
Čibuk 1	44.6	13.66	10.85
Kovačica	52.7	13.40	22.93
Alibunar	72.8	13.54	15.00
Košava	64.0	13.56	16.35

Razlike u načinu eksploatacije mogu se sagledati pomoću Slike 6a i Slike 6b na primeru BSSE u VE Kovačica koje prikazuju da se modelom 2 eliminišu ciklusi najveće dubine. Ukupan broj punih ekvivalentnih ciklusa (*FEC – full equivalent cycles*) u poslednjoj eksploataciono godini prikaza u Tabeli 1 i Tabeli 2 takođe pokazuje drastično smanjenje aktivnosti skladišta i ukupne energije koja prođe kroz skladište kada se primenjuje model 2. Na Slici 7 prikazano je procentualno smanjenje raspoloživog kapaciteta BSSE u VE Kovačica tokom eksploatacije u zavisnosti od modela upravljanja i upoređeni su doprinosi kalendarskog starenja i starenja usled cikličnog rada BSSE. Rezultati pokazuju da BSSE dimenzionisani prema zahtevima aktuelne regulative dominantno stare usled proticanja vremena, odnosno njihovo radno opterećenje u pogledu broja i dubine ciklusa je relativno malo. Degradacija usled kalendarskog starenja je ista u oba slučaja jer je korišćena maksimalna vrednost stanja napunjenosti prilikom izračunavanja izraza (16), a ista maksimalna vrednost stanja napunjenosti se dostiže i kada BSSE radi prema modelu 1 i kada radi prema modelu 2. Na ovaj način je dobijena konzervativna procena kalendarske degradacije koja je sigurno veća od stvarne, tako da očekivani životni vek nije manji od procenjene vrednosti. Srednje vrednosti stanja napunjenosti date u Tabeli 5 i Tabeli 6 ukazuju da je stvarno kalendarsko starenje veće kada BSSE radi prema modelu 2 nego kada radi prema modelu 1. Važno je naglasiti da se dobijeni rezultati odnose isključivo na pretpostavljeni operativni opseg BSSE od 10% do 90% stanja napunjenosti i da se promenom operativnog opsega menja i životni vek baterija, kao i potreban instalisani kapacitet koji sa takvim operativnim granicama može da obezbedi zahteve razmatrane primene.



Slika 6: Ciklusi punjenja i pražnjenja BSSE u VE Kovačica u poslednjoj eksploataciono godini: a) kada BSSE radi prema Modelu 1, b) kada BSSE radi prema Modelu 2.



Slika 7: Uticaj načina eksploatacije BSSE u VE Kovačica na brzinu degradacije kapaciteta.

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu sagledan je regulatorni okvir u Republici Srbiji koji se odnosi na postojeći balansni mehanizam i uslove priključenja novih VE u kontekstu obezbeđivanja pomoćne usluge balansiranja sistema. Predstavljen je detaljan matematički model VE sa integrisanim BSSE na balansnom tržištu električne energije, sa posebnim osvrtom na određivanje stepena degradacije baterije i procenu njenog životnog veka koje je ključno za evaluaciju ekonomske isplativosti BSSE. U radu su predložena dva modela za upravljanje baterijom: prvi ima za cilj da se u svakom trenutku minimizuje odstupanje u proizvodnji VE, dok drugi podrazumeva korišćenje baterije samo u periodima kada odstupanje premašuje prihvatljivu vrednost definisanu Pravilima o radu tržišta električne energije.

Razvijeni modeli testirani su na primeru četiri postojeće VE, uz pretpostavku da one, u skladu sa važećom regulativom, samostalno snose balansnu odgovornost i poseduju integrisane BSSE propisanog kapaciteta. Najveća redukcija balansne greške postignuta je ako se baterijom upravlja prema Modelu 1, što ovaj scenario čini najpovoljnijim iz ugla OPS-a. Sa druge strane, iz perspektive vlasnika VE, povoljniji je Model 2 upravljanja, jer omogućava ostvarenje sličnih novčanih ušteda na balansnom tržištu, uz produženje očekivanog životnog veka baterijskih sistema. Analiza je pokazala da troškovi balansiranja VE u velikoj meri zavise od tačnosti prognoze proizvodnje za dan-unapred i za razmatrane VE se godišnje kreću od 17000 do 58000 eura po instalisanom megavatu. Integracijom BSSE definisanog kapaciteta, specifični trošak balansiranja može biti smanjen i do 25%.

Dobijeni rezultati imaju dvostruki značaj: investitorima pružaju osnovu za tehno-ekonomsku evaluaciju budućih projekata pod balansnom odgovornošću, dok OPS-u omogućavaju uvid u efikasnost važeće regulative. Pored toga, dobijeni rezultati ukazuju na određene nelogičnosti pri formiranju cene poravnanja i finansijskom obračunu za BOS, čime je istaknuta potreba za prilagođavanjem i unapređenjem postojećeg regulatornog okvira.

Važno je istaći da je analiza sprovedena na osnovu jednogodišnjeg istorijskog skupa podataka, što predstavlja ograničenje u pogledu vremenske reprezentativnosti rezultata. U budućim istraživanjima planirano je korišćenje višegodišnjih vremenskih serija kako bi se dobili pouzdaniji tehnički i ekonomski pokazatelji. Takođe, biće analiziran i uticaj BSSE različitih kapaciteta po energiji i snazi, radi preciznijeg određivanja optimalne veličine skladišta za potrebe balansiranja VE.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržan od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije, po ugovoru broj: 451-03-137/2025-03/200103.

7 LITERATURA

- [1] Republika Srbija. (2017). *Zakon o potvrđivanju Sporazuma iz Pariza. Službeni glasnik RS – Međunarodni ugovori*, br. 4/2017.
- [2] European Commission. (2020). *Guidelines for the implementation of the Green Agenda for the Western Balkans*. Brussels, 6 October.
- [3] Elektromreža Srbije. (2020). *Pravila o radu prenosnog sistema Republike Srbije*. Skupština Akcionarskog društva „Elektromreža Srbije“.
- [4] Đorđević, M., Latinović, A., Surudžić, D., Džodić, K., Lazović, Đ., & Đurišić, Ž. (2022, Oktobar). *Izazovi integracije značajnih kapaciteta obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem* (Ref. R. C2-10). 20. simpozijum CIGRE Srbija, Bajina Bašta.
- [5] Đurišić, Ž., Lazović, Đ., Džodić, K., Škrbić, B., Batić, I., Radovanović, M., Popović Zdravković, B., Kovačević, B., & Đorđević, M. (2023, Maj). *Analiza potrebnih kapaciteta za*

balansiranje obnovljivih izvora energije u EES-u Srbije za postojeće i perspektivno stanje 2030. godine – I deo: metodologija (pp. STK C2-01). 36. savetovanje CIGRE Srbija, Zlatibor.

- [6] AD Elektromreža Srbije. (2023, Jun). *Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period 2023–2032*.
- [7] Piotrowski, P., Rutyna, I., Baczyński, D., & Kopyt, M. (2022). *Evaluation metrics for wind power forecasts: A comprehensive review and statistical analysis of errors*. Energies, 15(24), 9657.
- [8] Koprivica, M., & Đurišić, Ž. (2021). *Poboljšanje predikcije proizvodnje vetroelektrana u Južnom Banatu kombinovanjem pojedinačnih prognoza pomoću modela veštačke inteligencije*. Energija, ekonomija, ekologija, 23(3), 54-60.
- [9] Republika Srbija. (2021). Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Sl. glasnik RS", br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon).
- [10] Lazović, Đ., Džodić, K., Savić, A., Antonijević, V., Đurišić, Ž., Dilparić, M., Vrcelj, N., Latinović, A., Surudžić, D. (2023, Maj). *Utvrdjivanje optimalnog angažovanja proizvodnih jedinica JP EPS radi balansiranja EES za različite scenarije instaliranih kapaciteta OIE* (pp. STK C2-06). 36. savetovanje CIGRE Srbija, Zlatibor
- [11] Elektromreža Srbije. (2022, Novembar). *Pravila o radu tržišta električne energije*.
- [12] Elektromreža Srbije. *Angazovana balansna energija i cena poravnanja*. Dostupno na: <https://ems.rs/angazovana-balansna-energija-i-cena-poravnanja/>
- [13] Onshuus, J. O. (2024). *Predicting Net Regulation Volume in the Norwegian Power System using Deep Learning Models* (Master's thesis, NTNU).
- [14] Heredia, F. J., Cuadrado, M. D., & Corchero, C. (2018). *On optimal participation in the electricity markets of wind power plants with battery energy storage systems*. Computers & Operations Research, 96, 316-329.
- [15] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Transparency platform. Dostupno na: <https://transparency.entsoe.eu/>
- [16] Radovanović, M., & Đurišić, Ž. (2022). *Optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana u Južnom Banatu*. Energija, ekonomija, ekologija, 24(4), 38-46.
- [17] IEA (2025), *The battery industry has entered a new phase*, IEA, Paris <https://www.iea.org/commentaries/the-battery-industry-has-entered-a-new-phase>, Licence: CC BY 4.
- [18] Stroe, D. I., Swierczynski, M., Stroe, A. I., Laerke, R., Kjaer, P. C., & Teodorescu, R. (2016). *Degradation behavior of lithium-ion batteries based on lifetime models and field measured frequency regulation mission profile*. IEEE Transactions on Industry Applications, 52(6), 5009-5018.
- [19] Amzallag, C., Gerey, J. P., Robert, J. L., & Bahuaud, J. (1994). *Standardization of the rainflow counting method for fatigue analysis*. International journal of fatigue, 16(4), 287-293.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.13](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.13)**C2.13****OPTIMIZACIJA I POBOLJŠANJE NAPONSKIH PRILIKA U EES SRBIJE
KORIŠĆENJEM VARIJABILNIH ŠANT REAKTORA****OPTIMIZATION AND IMPROVEMENT OF VOLTAGE CONDITIONS IN THE SERBIAN
POWER SYSTEM USING VARIABLE SHUNT REACTORS****Pavle Gorašević *, Nebojša Jović, Nemanja Miljanić, Milan Ivanović, Ognjen
Pantović, Nikola Savić, Nemanja Vukojičić**

Kratak sadržaj: Dugotrajna izloženost naponima višim od dozvoljenih dovodi do skraćenja životnog veka elektroenergetske opreme, pri čemu su najviše ugroženi energetske i merni transformatori. Rad u režimu napona viših od dozvoljenih dovodi do dodatnog naprezanja opreme, a posledice mogu biti pojedinačni ispadi celih postrojenja i trajni kvarovi energetskih transformatora. Ova tematika je istraživana u sklopu različitih naučnih organizacija (IEEE, CIGRE) sa zaključcima da se nazivni naponi opreme moraju poštovati kako bi se izbeglo skraćenje životnog veka i smanjila učestanost kvarova u prenosnom sistemu. Cilj ovog rada je određivanje optimalnih lokacija za ugradnju kompenzacionih uređaja, njihovih instalisanih kapaciteta, kao i tehničkih karakteristika samih uređaja za regulaciju napona u visokonaponskoj mreži u vlasništvu EMS AD, pre svega sa ciljem sniženja napona u prenosnom sistemu tokom kritičnih perioda godine, ali i poboljšanjem sposobnosti upravljanja naponskim prilikama u celom sistemu. Dat je primer procene isplativosti ugradnje varijabilne prigušnice u slučaju izloženosti visokonaponske opreme ubrzanom starenju.

Ključne reči: naponske prilike, varijabilni šant reaktori, naponska regulacija, gubici u prenosnom sistemu, kontrola napona

Abstract: Prolonged exposure to voltages exceeding permissible levels leads to a reduction in the lifespan of power system equipment, with power and measurement transformers being the most affected. Operating under excessive voltage conditions imposes additional stress on the equipment, which can result in individual outages of entire substations and permanent failures of power transformers. This issue has been extensively researched within various scientific organizations (IEEE, CIGRE), with conclusions emphasizing that nominal equipment voltage ratings must be strictly adhered to in order to prevent a reduction in lifespan and minimize the

* Pavle Gorašević, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, gorasevic.pavle@gmail.com

Nikola Savić, Elektromreža Srbije - EMS AD, nikola.savic@ems.rs

Nemanja Vukojičić, Elektromreža Srbije - EMS AD, Nemanja.Vukojiacic@ems.rs

Nebojša Jović, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, nebojsa.jovic@ekc-ltd.com

Nemanja Miljanić, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, nemanja.miljanic@ekc-ltd.com

Milan Ivanović, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, milan.ivanovic@ekc-ltd.com

Ognjen Pantović, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, ognjen.pantovic@ekc-ltd.com

frequency of failures in the transmission system. The objective of this study is to determine the optimal locations for installing compensation devices, their installed capacities, and the technical characteristics of the voltage regulation equipment in the high-voltage network owned by EMS JSC. The primary goal is to reduce voltage levels in the transmission system during critical periods of the year while also improving the overall capability of voltage control across the system. An example of a feasibility assessment for the installation of a variable reactor in the event of high-voltage equipment being exposed to accelerated aging has been presented.

Key words: *voltage profile, variable shunt reactors, voltage regulation, voltage control, power system losses*

1 UVOD

Tokom prethodnih nekoliko godina dolazi do drastičnog povećanja radnih napona u čitavom prenosnom sistemu (400, 220 i 110 kV) Jugoistočne Evrope, naročito u operativnim režimima sa nižim konzumom (sezonski tokom proleća i jeseni) kao i tokom noćnih režima u toku skoro čitave godine.

Dugotrajna izloženost naponima višim od dozvoljenih dovodi do skraćanja životnog veka elektroenergetske opreme, pri čemu su najviše ugroženi energetske i merni transformatori. Rad u režimu napona viših od dozvoljenih dovodi do dodatnog naprežanja opreme, a posledice mogu biti pojedinačni ispadi celih postrojenja i trajni kvarovi energetskih transformatora.

U periodu od 2021. godine do danas dolazi do značajnijeg širenja problema sa regulacijom napona u pomenutim režimima na čitav prenosni sistem R. Srbije usled izgradnje novih 400 kV postrojenja i dalekovoda, kao i usled smanjenja potrošnje na distributivnom nivou i preraspodele tokova snaga u regionu i po naponskim nivoima usled sve veće integracije obnovljivih izvora.

Usled pojave operativnih problema sa previsokim naponima kao i usled očekivane veće integracije obnovljivih izvora u narednih 3-5 godina, realno je očekivati da će se uočeni problemi povećavati, usled dodatne izgradnje prenosne infrastrukture, te je zaključeno da je neophodno odrediti nove optimalne lokacije i veličine kompenzacionih uređaja koji bi bili ugrađeni u planirana i postojeća postrojenja prenosne mreže R. Srbije.

Cilj ovog rada je određivanje optimalnih lokacija za ugradnju kompenzacionih uređaja, njihovih instaliranih kapaciteta, kao i tehničkih karakteristika samih uređaja za regulaciju napona u visokonaponskoj mreži u vlasništvu EMS AD, pre svega sa ciljem sniženja napona u prenosnom sistemu tokom kritičnih perioda godine, ali i poboljšanjem sposobnosti upravljanja naponskim prilikama u celom sistemu.

Same lokacije ugradnje su analizirane iz tehno-ekonomske perspektive uz uvažavanje mogućnosti ugradnje u već postojeća postrojenja (ili u postrojenja koja su u fazi planiranja i izgradnje) u vlasništvu EMS AD.

Za identifikaciju novih kapaciteta za upravljanje naponskim profilom EES-a izvršena je analiza naponskog profila elektroenergetskog sistema na osnovu:

1. Podataka o trenutnom stanju EES Srbije i modelima koji reprezentuju trenutno stanje,
2. Modela koji reprezentuju planirano stanje za petogodišnji period saglasno aktuelnom Planu razvoja.

U okviru analiza trenutnog stanja razmotreni su kritični intervali tokom godine (pre svega u proleće i jesen), kao i različita hidrometeorološka stanja (niski i visoki dotoci na Dunavu i Drinsko - Limskom slivu, scenariji visoke i niske proizvodnje električne energije iz vetroelektrana itd.). Takođe su uvažene realne mogućnosti i ograničenja trenutnih kapaciteta za regulaciju napona u prenosnom sistemu Srbije (realna ograničenja pogonskih dijagrama generatora, ograničenja po ugrađenoj opremi u pojedinim elektranama; kao što je ograničenje VE Čibuk po strujnom opterećenju niže-naponskih kablova u samoj elektrani, blok transformator TENT B G1, itd.).

Rad je podeljen na dva dela:

- Određivanje optimalnih lokacija za ugradnju kompenzacionih uređaja i određivanje njihovih instalisanih kapaciteta i tehničkih karakteristika uvažavajući tehno-ekonomske principe i mogućnost ugradnje u postojeća postrojenja (ili postrojenja koja su u fazi planiranja i izgradnje).
- Analiza načina eksploatacije i određivanje opsega regulacije prethodno predloženih uređaja.

2 ANALIZA OPTIMALNIH LOKACIJA I KAPACITETA

U ovom poglavlju je opisana metodologija kojom se došlo do optimalnih rešenja u cilju poboljšanja naponskih prilika u prenosnoj mreži.

2.1 Analiza naponskih prilika u EES Srbije

Izvršena je statistička analiza dostavljenih srednje satnih merenja napona u tri godine (2021, 2022 i 2023) kako bi bile utvrđene maksimalne vrednosti napona po čvorištima koje se javljaju u 99%, 99.5% i 99.9% operativnih sati. Nakon određivanja ovih statističkih pokazatelja, usvojene su vrednosti za 99.5% operativnih sati.

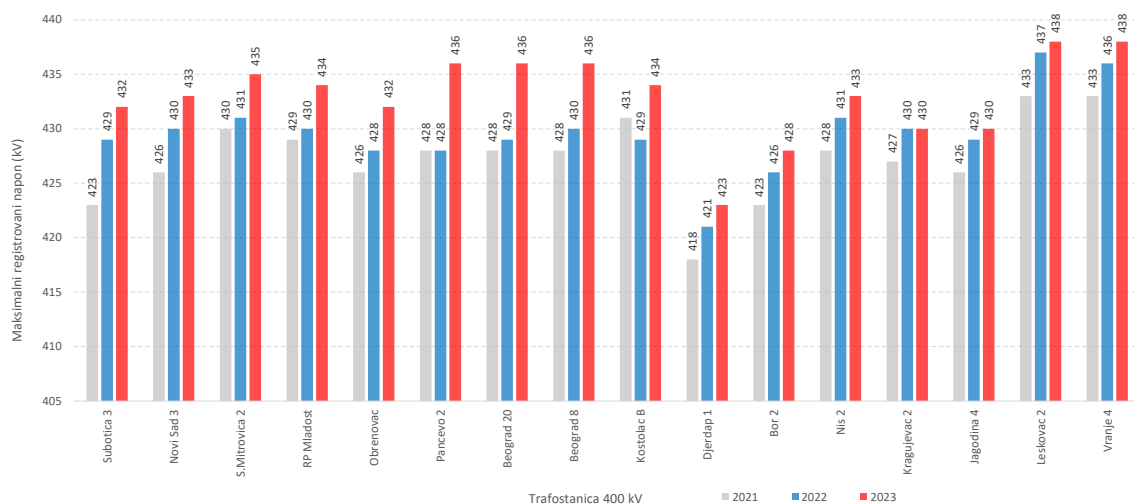
Na osnovu analize satnih vrednosti profila napona po godinama, uočava se očigledan trend porasta broja operativnih režima sa naponima iznad dozvoljenih vrednosti. Najkritičnija situacija je u TS Vranje 4, 4 500 sati za 2021. godinu, malo više od 7 000 sati za 2022. godinu i oko 7 500 sati za 2023. godinu, dok je situacija u RP Đerdap na granici dozvoljenih vrednosti sa manjim brojem sati u kojima je napon bio iznad dozvoljenih vrednosti za sve tri godine.

Pored pomenutih postrojenja uočene su vrednosti napona van dozvoljenih granica u interkonektivnim transformatorskim stanicama TS Niš 2 (oko 4 000 sati naponi preko dozvoljene granice) i TS Subotica 3 (oko 1 100 sati).

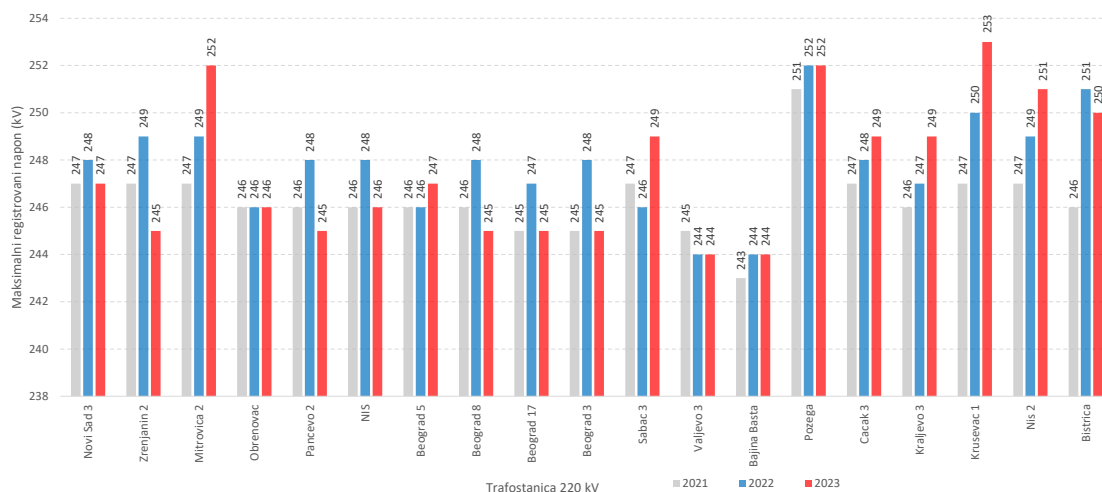
Naponske prilike u TS Sremska Mitrovica 2 su takođe alarmantne kao posledica povišenih napona u čitavom EES Srbije i ograničenih mogućnosti za upravljanje naponima uz pomoć generatorskih jedinica ali i veoma visokih napona u susednoj mreži Bosne i Hercegovine.

U 220 kV mreži, najkritičnija situacija je u TS Požega sa preko 1000 sati sa naponima van granica u toku 2023. godine.

Maksimalne vrednosti napona koje se javljaju u 99.5 % po analiziranim godinama su prikazane na narednim slikama.



Sl. 2-1: Maksimalni registrovani naponi po godinama (99.5%) na 400 kV naponskom nivou



Sl. 2-2: Maksimalni registrovani naponi po godinama (99.5%) na 220 kV naponskom nivou

Metodom minimizacije jednovremenih odstupanja od dobijenih maksimalnih vrednosti napona po čvorovima koji se javljaju u 99.5% operativnih sati, odabran je reprezentativni režim 05/05/2023 u 03h30 za analizu optimalnih lokacija i optimalnog kapaciteta kompenzacionih uređaja¹.

Na osnovu rezultata izrađen je model stanja (*snapshot* model) za 05/05/2023 u 03h30 na osnovu dostavljenih podataka iz odgovarajućeg *UCTE* modela sa pratećim fajlovima. Kao osnova za izradu modela za 05/05/2023 u 03h30, korišćen je referentni spojeni model EES-a Republike Srbije sa susedima za 2024. godinu (letnji minimum).

2.2 Opis metodologije odabira optimalnih lokacija

Uzimajući u obzir da su EMS AD i CGES započeli projekte ugradnje varijabilnih otočnih reaktora u TS Vranje 4 i TS Lastva, uvažava se postojanje varijabilnih reaktora u sledećim postrojenjima:

¹ Ovakav režim je odabran kako bi se uvažile maksimalne potrebe za kompenzacijom viška reaktivne snage u sistemu Srbije dok bi se u malom broju operativnih sati (oko 45 sati) dozvolila kratkotrajna odstupanja u cilju tehnno-ekonomske efikasnosti predloženog rešenja.

- 400/110 kV TS Lastva - 250 MVar (420 kV)
- 400/110 kV TS Vranje 4 - 200 MVar (420 kV)

Na osnovu analize prostornih mogućnosti za ugradnju prigušnica u objektima EMS AD, odabrana su sledeća postrojenja-kandidati za analizu novih optimalnih lokacija:

- 400 kV postrojenja: TS Beograd 8, TS Beograd 20, TS Novi Sad 3, TS Srbobran, TS Subotica 3, TS Sombor 3, TS Niš 2, TS Kraljevo 3, TS Kragujevac 2
- 220 kV postrojenja: TS Šabac 3, TS Valjevo 3, TS Čačak, TS Požega, TS Bistrica

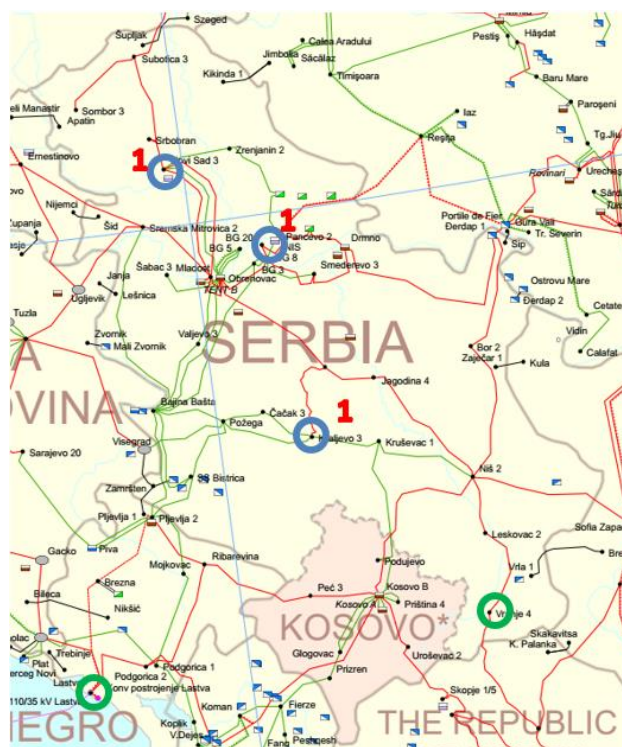
Za odabir optimalnih lokacija usvojena je sledeća metodologija za analize "postojećeg stanja" (za automatizaciju proračuna korišćen je *Python* kod):

1. U svakoj iteraciji proračuna analizira se uticaj izgradnje prigušnice u postrojenjima-kandidatima na ukupan kumulativ odstupanja napona od željene (ciljne) vrednosti
2. Nakon svake iteracije ostaje priključena prigušnica sa najvećim doprinosom u minimizaciji odstupanja od maksimalno dozvoljenih vrednosti
3. Dimenzionisanje prigušnica je tipsko prema raspoloživim tehničkim karakteristikama proizvođača (200 MVar ili 250 MVar)
4. Usvojene željene vrednosti napona nakon ugradnje kompenzacije:
 - 420/246 kV (bez margine sigurnosti)
 - 418/242 kV (sa marginom sigurnosti)

2.3 Predlog optimalnog rešenja

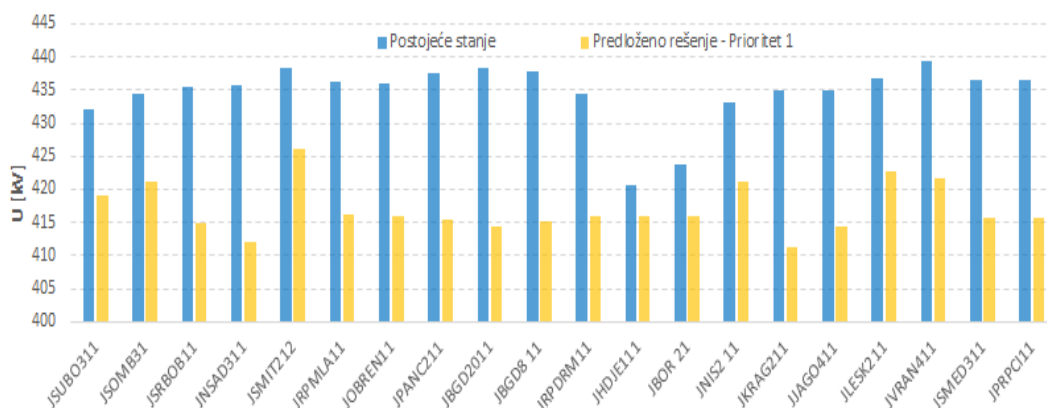
Na osnovu izvršenih analiza i dobijenih rezultata proračuna izvedeni su sledeći zaključci i preporuke o optimalnim lokacijama za ugradnju prigušnica:

- Ugradnja kompenzacionih uređaja (varijabilnih prigušnica od 250 MVar) u 400 kV postrojenja na objektima u TS Novi Sad 3, TS Beograd 20 i TS Kraljevo 3

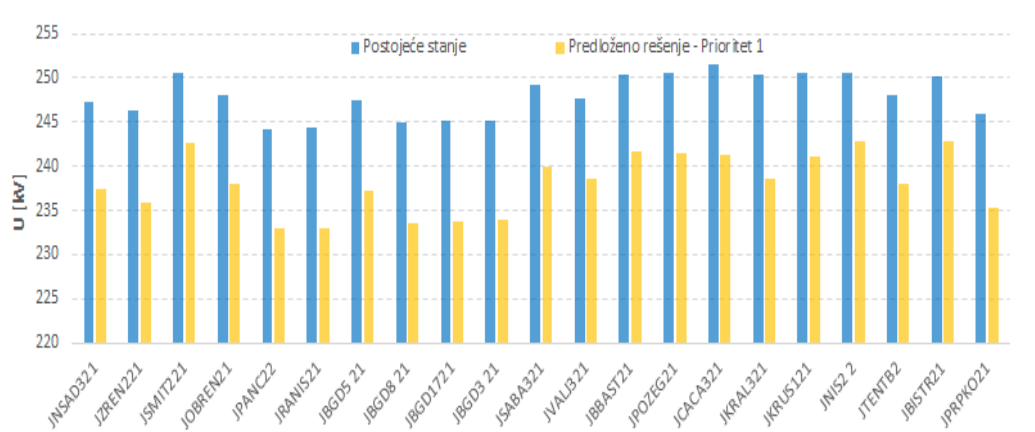


Sl. 2-3: Predlog rešenja ugradnje kompenzacionih uređaja na postojećoj šemi sistema

Naponi u prenosnoj mreži pre i posle ugradnje predloženog rešenja su prikazani na narednim slikama.



Sl. 2-4: Naponi u postojećim čvorovima 400 kV mreže pre i posle implementacije predloženog rešenja



Sl. 2-5: Naponi u postojećim čvorovima 220 kV mreže pre i posle implementacije predloženog rešenja

3 ODREĐIVANJE NAČINA EKSPLOATACIJE

U ovom poglavlju biće prikazana analiza načina eksploatacije koja direktno utiče na naponske prilike i eksploataciju sistema.

3.1 Analiza eksploatacionih karakteristika

Posmatrana su četiri karakteristična dana za analize eksploatacionih karakteristika:

- 5. maj 2023. – dan sa najvećim zabeleženim vrednostima napona u toku 2023. godine
- 13. septembar 2023. – dan sa najvećom zabeleženom razlikom između satnih vrednosti maksimalnog i minimalnog napona po čvorovima u toku dana
- 12. januar 2024. – dan u kojem je zabeležena maksimalna potrošnja u toku zimskog perioda 2024. godine
- 17. jul 2024. – dan u kojem je zabeležena maksimalna potrošnja u toku letnjeg perioda 2024. godine

Za izradu modela mreže su korišćeni regionalni DACF modeli. Regionalni modeli su podešavani i verifikovani poređenjem napona po čvorovima dobijenim iz simulacija tokova snaga sa izmerenim vrednostima napona u analiziranim karakterističnim danima.

Za svaki sat u navedenim karakterističnim danima izvršena je analiza zahtevanih položaja na regulacionim sklopkama predloženih kompenzacionih uređaja u cilju održavanja naponskih prilika unutar dozvoljenih granica i optimizaciji gubitaka u prenosnom sistemu. Analizirane su sledeće tehničke karakteristike predloženih kompenzacionih uređaja:

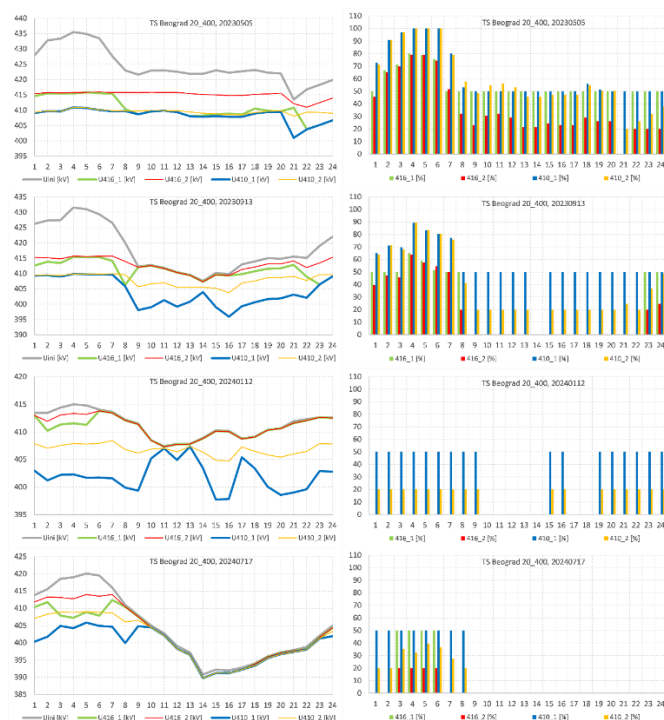
Tipiska varijabilna prigušnica – Tip 1 od 250 MVar (420 kV) :

- Regulacioni opseg: 50 - 100%
- Zadata vrednost napona: 416 kV i 410 kV
- Broj otepa: 33 (-3.43575 Mvar / otepa)
- Lokacija: TS Novi Sad 3, TS Beograd 20, TS Kraljevo 3

Tipiska varijabilna prigušnica – Tip 2 od 250 MVar (420 kV) :

- Regulacioni opseg: 20 - 100%
- Zadata vrednost napona: 416 kV i 410 kV
- Broj otepa: 53 (-3.4228 Mvar / otepa)
- Lokacija: TS Novi Sad 3, TS Beograd 20, TS Kraljevo 3

Analizom eksploatacionih karakteristika za Tip1 i Tip 2 prigušnice dobijaju se sledeći grafici (TS Beograd 20 je uzeta kao reprezentativni primer promena naponskih prilika kao posledica ugradnje prigušnica) za karakteristične dane. Grafici na levoj strani označavaju promenu napona posle uvođenja kompenzacije prigušnice, dok grafici na desnoj strani pokazuju aktiviranost raspoloživog opsega regulacije tokom jednog dana.



Sl. 3-1: Eksploatacione karakteristike za prigušnicu priključenu u TS Beograd 20 za obe varijante regulacionog opsega i setpointa napona za 4 karakteristična dana

Analizom rezultata prikazanih na Sl. 3-1 zaključuje se:

- Za TS Beograd 20 potrebno je da prigušnica bude u pogonu sezonski (jesen, proleće)
- Za Tip 1 prigušnice potrebna je angažovanost opsega regulacije od 60% do 100% tokom noćnih režima i 50% tokom dnevnih režima.
- Za tip 2 prigušnice potrebna je angažovanost opsega regulacije od 50% do 100% tokom noćnih režima i 20% do 50% tokom dnevnih režima.

Na Sl. 3-2 prikazani su tokovi snaga i naponske prilike u mreži R. Srbije oko TS Beograd 20 kako bi se dobio uvid u način eksploatacije prigušnice priključene na TS Beograd 20.



Sl. 3-2: Tokovi snaga i naponske prilike u prenosnoj mreži RS – centar

4 TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA

Stalna izloženost prekomernim naponskim vrednostima negativno utiče na dugoročni rad i pouzdanost elektroenergetske opreme. Kada su njeni delovi trajno izloženi naponskim vrednostima većim od dozvoljenih, dolazi do magnetnog i dielektričnog stresa, što na kraju skraćuje njen očekivani životni vek. Ovo dovodi do smanjenja efikasnosti i povećanja operativnih troškova. Ugradnja kompenzacionog uređaja može biti efikasno rešenje, jer omogućava stabilizaciju i smanjenje napona tokom kritičnih radnih režima. S'obzirom na sve učestaliji problem visokih napona i njihov očekivani dalji porast, sprovedena je analiza isplativosti ugradnje uređaja za kompenzaciju reaktivne snage.

Za procenu opravdanosti ulaganja u kompenzacioni uređaj, sprovedena je tehno-ekonomska analiza. Cilj analize je da pokaže da je ulaganje u kompenzacioni uređaj opravdano ukoliko troškovi njegove ugradnje ne premašuju značajne uštede ostvarene procenjenim produženjem životnog veka opreme koja izložena visokim naponima.

Ključni koraci tehno-ekonomske analize obuhvataju sledeće aspekte:

- Utvrđivanje troškova u slučaju da se kompenzacioni uređaj ne ugradi, uključujući povećane operativne troškove i skraćenje životnog veka visokonaponske opreme.
- Procenu troškova vezanih za instalaciju kompenzacionog uređaja, koja uključuje inicijalne troškove nabavke kao i izbegavanje troškove vezanih za skraćenje životnog veka opreme.

Na nivou čitavog sistema EMS posmatrajući TS u 400 kV mreži, izloženosti pojedinih trafo stanica naponima većim od dozvoljenih su prikazane u sledećoj tabeli:

Tab. 4-1: Kumulativna procena napona van dozvoljenih granica - Godišnji tehnički izveštaj EMS-a iz 2023

Napon van dozvoljenih granica	Kumulativni procenat
TS	2023
Vranje 4	87.8%
Leskovac 2	73.1%
Sremska Mitrovica 2	54.7%
Cibuk	49.0%
Nis 2	48.0%
Beograd 8	44.3%
Drmno	40.7%
Beograd 20	40.2%
Pancevo 2	39.0%
Novi sad 3	31.6%
Kraljevo 3	30.9%
Jagodina	25.5%
Obrenovac	25.2%
Kragujevac 2	23.1%
Mladost	22.0%
Subotica 3	15.8%
Bor 2	12.0%

U nastavku je za potrebe analize isplativosti uzet primer elektroenergetske opreme za određeni region koja je direktno izložena visokim naponima, i za koju važe sledeće ulazne pretpostavke:

- Ukupna vrednost visokonaponske opreme u području izloženom nepovoljnim naponskim prilikama je 17.9 miliona evra, (analizirano je puštanje u rad sa u 2015. godini).
- Projektovani vek života većine visokonaponske opreme obično je 40 godina pod uslovom da se koristi u standardnim operativnim uslovima i da se redovno održava. Projektovani vek može biti značajno skraćen ako ne postoje adekvatni uslovi održavanja, stabilan napon ili izloženost drugim nepovoljnim uslovima.
- Pretpostavljeni očekivani životni vek kompenzacionog uređaja je 40 godina².
- Realizacija investicije u kompenzacioni uređaj je pretpostavljena u 2025. godini.

² Mrežni elementi projektovani su za životni vek od 40-50 godina u skladu sa IEC standardima koji uzimaju u obzir veliki broj testova.

- Period analize je 30 godina uz diskontnu stopu od 4%³.
- Nakon pregleda literature i analize karakterističnih kriva starenja opreme u zavisnosti od napona i broja sati pri kojima je izložena povišenim naponima - pretpostavljeno je skraćenje životnog veka za 40% i 25% od ukupnog eksploatacionog perioda (skraćenje sa 40 godina na 24 godine u prvom slučaju i 30 godina u drugom slučaju).
- Nabavka kompenzacionog uređaja značajno smanjuje broj sati sa naponskim prilikama većim od dozvoljenih i omogućava nastavak operativnog rada bez skraćenja eksploatacionog veka.

U narednim tabelama su prikazani maksimalni iznos inicijalne investicije u kompenzacioni uređaj (inicijalni Capex), koji omogućava postizanje nulte tačke rentabilnosti (break-even point), u slučaju pretpostavljenog smanjenja očekivanog životnog veka za 40% i 25%. Ova analiza će pomoći u određivanju maksimalnog iznosa investicije koja bi omogućila kompenzaciju svih troškova, s obzirom na pretpostavljeno skraćenje životnog veka, što može značajno uticati na ukupnu isplativost projekta.

Tab. 4-2: Rezultat analize isplativosti za pretpostavljeno skraćenje od 40%

Godina	Sa Kompenzacionim uređajem	Bez komp. Uredjaja	Razlika (Sa/Bez)	Diskontovana razlika
2025	15,000,230	13,425,000	13,425,000	15,000,230
2026	375,006	447,500	958,929	-136,423
2027	375,006	447,500	958,929	-136,423
2028	375,006	447,500	958,929	-136,423
2029	375,006	447,500	958,929	-136,423
2030	375,006	447,500	958,929	-136,423
2031	375,006	447,500	958,929	-136,423
2032	375,006	447,500	958,929	-136,423
2033	375,006	447,500	958,929	-136,423
2034	375,006	447,500	958,929	-136,423
2035	375,006	447,500	958,929	-136,423
2036	375,006	447,500	958,929	-136,423
2037	375,006	447,500	958,929	-136,423
2038	375,006	447,500	958,929	-136,423
2039	375,006	447,500	958,929	-136,423
2040	375,006	447,500	23,500,000	-22,677,494
2041	375,006	447,500	979,167	-156,661
2042	375,006	447,500	979,167	-156,661
2043	375,006	447,500	979,167	-156,661
2044	375,006	447,500	979,167	-156,661
2045	375,006	447,500	979,167	-156,661
2046	375,006	447,500	979,167	-156,661
2047	375,006	447,500	979,167	-156,661
2048	375,006	447,500	979,167	-156,661
2049	375,006	447,500	979,167	-156,661
2050	375,006	447,500	979,167	-156,661
2051	375,006	447,500	979,167	-156,661
2052	375,006	447,500	979,167	-156,661
2053	375,006	447,500	979,167	-156,661
2054	375,006	447,500	979,167	-156,661
2055	375,006	447,500	979,167	-156,661
Rezultat				0

³ U skladu sa ENTSO-E preporukama za analize isplativosti izgradnje elemenata mreže. Period od 30 godina je uzet da bi se analiza uklopila u očekivani životni vek TS

Tab. 4-3: Rezultat analize isplativosti za pretpostavljeno skraćenje od 25%

Godina	Sa Kompenzacionim uređajem		Bez komp. Uređaja	Razlika (Sa/Bez)	Diskontovana razlika
2025	9,951,002	13,425,000	13,425,000	9,951,002	-9,951,002
2026	248,775	447,500	671,250	25,025	-24,063
2027	248,775	447,500	671,250	25,025	-23,137
2028	248,775	447,500	671,250	25,025	-22,247
2029	248,775	447,500	671,250	25,025	-21,392
2030	248,775	447,500	671,250	25,025	-20,569
2031	248,775	447,500	671,250	25,025	-19,778
2032	248,775	447,500	671,250	25,025	-19,017
2033	248,775	447,500	671,250	25,025	-18,286
2034	248,775	447,500	671,250	25,025	-17,582
2035	248,775	447,500	671,250	25,025	-16,906
2036	248,775	447,500	671,250	25,025	-16,256
2037	248,775	447,500	671,250	25,025	-15,631
2038	248,775	447,500	671,250	25,025	-15,029
2039	248,775	447,500	671,250	25,025	-14,451
2040	248,775	447,500	671,250	25,025	-13,896
2041	248,775	447,500	671,250	25,025	-13,361
2042	248,775	447,500	671,250	25,025	-12,847
2043	248,775	447,500	671,250	25,025	-12,353
2044	248,775	447,500	671,250	25,025	-11,878
2045	248,775	447,500	671,250	25,025	-11,421
2046	248,775	447,500	23,500,000	-22,803,725	10,007,041
2047	248,775	447,500	783,333	-87,058	36,735
2048	248,775	447,500	783,333	-87,058	35,322
2049	248,775	447,500	783,333	-87,058	33,963
2050	248,775	447,500	783,333	-87,058	32,657
2051	248,775	447,500	783,333	-87,058	31,401
2052	248,775	447,500	783,333	-87,058	30,193
2053	248,775	447,500	783,333	-87,058	29,032
2054	248,775	447,500	783,333	-87,058	27,915
2055	248,775	447,500	783,333	-87,058	26,842
Rezultat					0

U tabeli su prikazani ukupni procenjeni godišnji troškovi u dva različita scenarija, koji ilustruju promene u troškovima u zavisnosti od primene kompenzacionog uređaja.

Prva i druga kolona prikazuju ukupne troškove kada visokonaponska oprema funkcioniše u uslovima normalnih naponskih prilika, tj. kada su naponi u mreži stabilni i unutar dozvoljenih granica. U ovom slučaju, oprema radi u optimalnim uslovima bez skraćenja životnog veka i bez ikakvih dodatnih ulaganja u kompenzacioni uređaj. Uzimajući u obzir usvojenu inicijalnu cenu od 17.9 miliona EUR i očekivani životni vek od 40 godina, godišnja amortizacija iznosi 447.500 EUR. Sa njenom ugradnjom se smanjuje izloženost stresu opreme, koja od tog trenutka nastavlja da se amortizuje po ‘regularnoj’ stopi. U ovom slučaju se izbegavaju dodatni troškovi nastali usled skraćenja životnog veka.

Treća kolona prikazuje troškove u uslovima nepovoljnih naponskih prilika, bez ugradnje kompenzacionog uređaja tokom čitavog eksploatacionog veka. Kao što je već opisano u prethodnim poglavljima, očekivani životni vek se značajno smanjuje i ovom scenariju je pretpostavljeno smanjenje ukupnog životnog veka od 40% i 25%.

Pretpostavljena vrednost opreme koja je ugrožena, a koja obuhvata trafo stanicu i ostalu rasklopnu opremu u trafostanici sa ugrađenim kompenzacionim uređajem, je 23.5 miliona EUR u razmatranom slučaju.

Analiza pokazuje da za skraćenje životnog veka od 40% (Tab. 4-2), investicija u kompenzacioni uređaj donosi godišnju uštedu u rasponu od 136.423 do 156.661 EUR, što rezultira smanjenjem habanja opreme, tj. njene amortizacije. Diskontovanjem godišnjih ušteda tokom analiziranog perioda, sadašnja vrednost ukupnih ušteda iznosi 15 miliona EUR, što odgovara maksimalnoj visini kapitalne investicije (CAPEX) u ovom scenariju. Dakle, investicija od 15 miliona EUR u kompenzacioni uređaj u potpunosti se isplaćuje kroz ostvarene uštede pri smanjenju životnog veka visokonaponske opreme koja je izložena nepovoljnim uslovima za 40%.

U slučaju smanjenja životnog veka od 25% (

Tab. 4-3), investicija u kompenzacioni uređaj donosi godišnju uštedu u iznosu od -25.025 do 87.058 EUR. Diskontovanjem tih ušteda, sadašnja vrednost ukupne uštede iznosi 9,951 miliona EUR, što odgovara maksimalnoj visini kapitalne investicije (CAPEX) u ovom scenariju. Takođe, investicija od 9,951 miliona EUR u kompenzacioni uređaj potpuno se isplaćuje kroz ostvarene uštede pri smanjenju životnog veka opreme za 25%.

U oba analizirana slučaja izračunati iznosi reflektuju samo diskontovane uštede i ne uzimaju u obzir rezidualnu vrednost kompenzacionog uređaja kao ni ostale opreme na kraju obračunskog perioda.

5 ZAKLJUČAK

Na osnovu prikazanih rezultata i poređenja sprovedenih simulacija za različite opsege regulacije varijabilnih prigušnica mogu se izvesti sledeći opšti zaključci vezano za način eksploatacije i opseg regulacije predloženih prigušnica:

- Analize naponskih profila u 400 i 220 kV mreži jasno ukazuju na neophodnost ugradnje dodatnih kompenzacionih uređaja u prenosni sistem Srbije pored projekta ugradnje varijabilnog reaktora u TS Vranje 4 čija je realizacija u toku
- Sprovedene analize postojećeg stanja, odnosno očekivanog stanja u naredne dve godine (nakon očekivanog ulaska u pogon varijabilnih reaktora u TS Vranje 4 i TS Lastva u Crnoj Gori) pokazuju da je u prenosnom sistemu Srbije neophodno ugraditi minimum dodatnih 750 MVar u cilju rešavanja postojećih problema. Eksploatacija varijabilne prigušnice u TS Beograd 20 pri postojećoj topologiji sistema se očekuje sezonski u toku prolećnih i jesenjih režima i to preko čitavog dana kao i u zimskim i letnjim režimima sa smanjenom potrošnjom. U toku noćnih režima sa smanjenom potrošnjom očekivana je angažovanost prigušnice blizu maksimalne raspoložive snage dok je preko dana zahtevana manja angažovanost prigušnice u zavisnosti od naponskih prilika u prenosnoj mreži u okolini Beograda kao i uticaju na smanjenje gubitaka u prenosnoj mreži. Primena varijabilne prigušnice sa širim regulacionim opsegom omogućila bi ravnomerniji dnevni dijagram napona pri upravljanju naponskim prilikama u EES Srbije
- Izloženost mrežne opreme naponima većim od trajno dozvoljenih u velikom broju operativnih režima u proteklom godinama značajno utiče na nivo stresa na opremu, što dovodi do smanjenja njenog projektovanog životnog veka. Uzimajući u obzir postojeću literaturu koja analizira uticaj izloženosti naponima višim od dozvoljenih, kao i karakteristične krive starenja u zavisnosti od napona i broja sati izloženosti, analizirana je isplativost ugradnje prigušnice.

Analiza je sprovedena uz pretpostavku postojećeg nivoa stresa na mrežnu opremu kao i situaciju sa investicijom u kompenzacioni uređaj. Rezultati su sledeći:

- Za procenjeno skraćanje životnog veka opreme od 40%, diskontovana ušteda u analiziranom periodu (maksimalni iznos CAPEX-a za ugradnju kompenzacionog uređaja) iznosi 15 miliona EUR
- U slučaju procenjenog skraćanja životnog veka opreme od 25%, maksimalni iznos CAPEX-a za ugradnju kompenzacionog uređaja, koji odgovara diskontovanoj uštedi iznosi 9,951 miliona EUR

6 LITERATURA

- [1] ENTSO-E Technology Factsheets, www.entsoe.eu
- [2] Application Fields and Control Principles of Variable Shunt Reactors with Tap-Changer, Mohammad Khorami
- [3] Variable Shunt Reactors: Applications and System Aspects, C. Bengtsson 1 , K.Ryen 2, O.A. Rui2 , T.Olsson ABB AB, Ludvika, Sweden Statnett SF, Oslo, Norway, CIGRE 2014.
- [4] Zbirka rešenih zadataka iz proizvodnje, prenosa i upotrebe električne energije, Jovan Štarklj, 2015
- [5] Analyse und Bewertung der Anforderungen an das Leistungsvermögen der Betriebsmittel im Falle von temporären Netzzuständen mit Spannungen oberhalb von Um, VDE FNN, Oktober 2019
- [6] <https://ems.rs/wp-content/uploads/2023/11/Pravila-o-radu-prenosnog-sistema-07.11.2023-1.pdf> [Online].

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.14](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.14)**C2.14****МОГУЋНОСТИ СНИЖЕЊА НАПОНА У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ СРБИЈЕ КРОЗ
РЕАКТИВНУ ПОДРШКУ ПЕРСПЕКТИВНИХ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ****POSSIBILITIES FOR VOLTAGE REDUCTION IN THE TRANSMISSION GRID OF
SERBIA THROUGH REACTIVE SUPPORT OF FUTURE RENEWABLE ENERGY
SOURCES****Мирослав Жерајић, Тодор Шиљеговић, Павле Горашевић, Кристина Лазовић,
Ђорђе Лазовић, Жељко Ђуришић***

Кратак садржај: У процесу декарбонизације производње електричне енергије у електроенергетском систему (ЕЕС) Србије се планира интензивно прикључење ветроелектрана (ВЕ) и фотонапонских (ФН) електрана на преносну мрежу. У анализама у овом раду биће претпостављена два сценарија у погледу инсталираних капацитета ОИЕ за референтну 2030. годину. Према минималистичком сценарију, у периоду до 2030. године очекује се прикључење укупно 5200 MW на преносној мрежу и то 3200 MW ВЕ и 2000 MW ФНЕ. Према максималистичком сценарију очекује се прикључење 7100 MW ВЕ и 3500 MW ФНЕ. За оба сценарија спроведене су анализе техничких могућности и капацитета ових извора за пружање помоћних услуга регулације напона у перспективном ЕЕС-у Србије. У прорачунима су коришћене реалне карактеристике ВЕ и ФНЕ у погледу могућности апсорбовања реактивних снага, као и прорачуни снага производње ових извора на основу расположивих метеоролошких података за циљне локације где су ови извори планирани. Такође је извршена и процена профила производње конвенционалних извора на основу економског критеријума уз уважавање потреба за пружањем баланских услуга. Прорачуни су урађени на моделу преносне мреже Србије за перспективно стање применом софтвера DIgSILENT PowerFactory. Анализе су обухватиле утицај апсорбовања реактивних снага са максималним расположивим капацитетом перспективних ОИЕ на смањење напона су свим чвориштима преносне мреже 400 kV и 220 kV.

Кључне речи: *regulacija napona, pomoćne usluge, prenosna mreža, sniženje napona*

* Miroslav Žerajić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, zm235031p@student.etf.bg.ac.rs

Todor Šiljegović, Go2Power Consulting, toдор.siljegovic@go2power.eu

Pavle Gorašević, Elektroenergetski koordinacioni centar, gorasevic.pavle@gmail.com

Kristina Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, kristinadz@etf.bg.ac.rs

Đorđe Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, lazovic@etf.rs

Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, djurisic@etf.rs

Abstract: During the process of decarbonizing electricity production in the power system of Serbia, an intensive integration of wind power plants (WPPs) and photovoltaic power plants (PVPPs) connected to the transmission grid is planned. The analyses in this paper assume two scenarios regarding the installed capacities of renewable energy sources (RES) for the reference year 2030. According to the minimalist scenario, a total of 5200 MW is expected to be connected to the transmission grid by 2030, including 3200 MW from WPPs and 2000 MW from PVPPs. The maximalist scenario anticipates the connection of 7100 MW from WPPs and 3500 MW from PVPPs. For both scenarios, technical analyses were conducted to assess the capability of these sources to provide ancillary voltage control services in Serbia's future power system. The calculations were based on real characteristics of WPPs and PVPPs in terms of their ability to absorb reactive power, as well as on the power production values calculations derived from available meteorological data for the target locations where these sources are planned. Additionally, an estimation of the production profiles of conventional power plants was conducted based on economic criteria while considering the need for balancing services. The calculations were performed on Serbia's transmission grid model for a future state using DIgSILENT PowerFactory software. The analyses included the impact of reactive power absorption with the maximum available capacity of prospective RES on voltage reduction at all 400 kV and 220 kV transmission grid nodes.

Key words: *voltage control, ancillary services, transmission grid, voltage reduction*

1 УВОД

Обновљиви извори електричне енергије користе локални, неограничени и бесплатни примарни ресурс енергије, и повећањем инсталисаног капацитета ОИЕ, независност у погледу генерисања електричне енергије је извеснија и може бити повећана [1]. Према списку захтева за прикључење производних објеката (електране које су ушле у процес прикључења пре измена и допуна Закона о енергетици, као и електране чија је израда Студије прикључења у току) [2], на преносну мрежу је планирано прикључење значајних инсталисаних снага ВЕ и ФН електрана. Из тог разлога може се очекивати значајан пораст у производном капацитету прикљученом на ЕЕС Србије у односу на укупни инсталисани производни капацитет у 2024. години.

Анализе квалитета напона у преносној мрежи Србије указују да постоје места у мрежи где жељени квалитет није постигнут у одређеним радним режимима, као и да постоји тенденција ка његовом погоршању, нарочито на напонским нивоима 400 kV и 220 kV [2]. Такође, према [2], приметно је да преносни систем у Републици Србији на годишњем нивоу прима реактивну енергију од свих суседа, или услед знатно вишег профила напона код суседа, или услед непостојања локалних капацитета за регулацију напона у том делу преносног система. При чему овакав профил токова реактивних снага у великој мери доприноси јављању превисоких вредности напона у неким од најважнијих чворишта у преносном систему Србије. Да би се утврдио оптималан начин смањења превисоких напона, израђена је Регионална студија регулације напона, којом је предложена уградња уређаја за компензацију реактивне снаге у региону WB6 (*Western Balkan Six*) [3]. Наведена регионална студија изводљивости побољшања напонских прилика је требало да као резултат предложи оптимални капацитет и локације за уградњу пригушница, тако да се на економски најефикаснији начин реше уочени проблеми на регионалном нивоу.

За преносни систем Републике Србије анализом је показано да је оптимално уградити варијабилни шант реактор у РП 400 kV у трансформаторској станици 400/110 kV Врање 4. Проблем превисоких напона је последица растерећених преносних водова највиших напона, који често раде испод границе природне снаге.

С друге стране, ВЕ и ФН електране могу представљати значајан ресурс за регулацију напона с обзиром на то да су савремени ветроагрегати способни да раде у широком опсегу генерисања/апсорбовања реактивне снаге при различитим генерисањима активне снаге, као и у режимима без ветра (опција *wind-free*). Такође, ВЕ се могу прикључити у деловима преносне мреже где је снага кратког споја мреже мала (*short circuit ratio* - SCR мањи од 5), те је подршка напона у таквим деловима система веома важна помоћна услуга за одржавање квалитета напона, спречавање напонске нестабилности и обезбеђивање поузданог преноса активне снаге. С обзиром на то да се у појединим регионима са критичним напонима у Србији развијају пројекти ВЕ и ФН електране које ће потенцијално бити прикључене на преносну мрежу, потребно је истражити потенцијал ових електрана у реактивној подршци ЕЕС-у, односно регулацији напона у преносној мрежи. Условe генерисања активне и реактивне снаге ФН електране диктира инвертор, као спрежни елемент између ФН панела и ЕЕС-а. Максималну расположиву активну снагу диктира ФН панел и она је дефинисана соларном ирадијацијом на активну површину панела и ефикасношћу ФН конверзије. Расположена реактивна снага ФН електране зависи од карактеристика инвертора. Током ноћи, ФН панели су електрично одвојени од инвертора, па се читава расположива привидна снага инвертора може искористити за реактивну подршку систему. Ово је значајно већи капацитет реактивне снаге у односу на период током обданице, када се предност даје генерисању активне снаге. Овај концепт коришћења ФН електране као *STATCOM* уређаја се назива *PV-STATCOM*.

2 МЕТОДОЛОГИЈА ПРОРАЧУНА

За потребе анализе могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије, коришћен је програмски пакет *DIgSILENT PowerFactory*, функционалност „квазидинамичка анализа“ [4]. Квазидинамичка анализа представља прорачун токова снага за одређени временски период и жељени корак симулације, према претходно додељеним временски зависним карактеристикама производње, потрошње, напона чворова и других променљивих од интереса. Овакав начин анализирања система нуди мноштво нових могућности, као што су истраживање прекорачења граничних вредности напона које се могу јавити и могућа преоптерећења елемената за различите услове у мрежи. Такође, може се посматрати утицај интеграције нових електрана, као и њихов значај у помоћним услугама у систему, као што је услуга регулација напона и реактивних снага.

Анализе су спроведене на симулационом моделу преносне мреже Србије у коме топологија одговара топологији постојећег стања преносне мреже, док уклопна стања одговарају нормалним уклопним стањима преносне мреже. Потребно је било ажурирати модел стварним (измереним) подацима, како би се на тај начин добила реална слика постојећег стања у систему у погледу напонских прилика. Коришћени су мерни подаци за 2023. годину са сатном резолуцијом. Шематски приказ креирања симулационог модела система за постојеће стање је приказан на Сл. 1.

Методолошки приступ за креирање иницијалног симулационог модела је био следећи:

1. Ажурирани су подаци о активним и реактивним снагама потрошње (за сваку дистрибутивну ТС 110/X и сваки објекат купца који је прикључен на преносну мрежу) – вредности су додељене као сатне карактеристике еквивалентном потрошачу у оквиру СН постројења;
2. Ажурирани су подаци о активним и реактивним снагама производње за све постојеће агрегате у систему - вредности су додељене као сатне карактеристике одговарајућим агрегатима у оквиру електрана;
3. Ажурирани су подаци о активним и реактивним снагама размене са суседним преносним системима – вредности су додељене као сатне карактеристике одговарајућим „*External Grid*“ елементима;
4. Ажурирани су подаци о измереним напонима на интерконективним чворовима – вредности су додељене као сатне карактеристике одговарајућим „*External Grid*“ елементима.

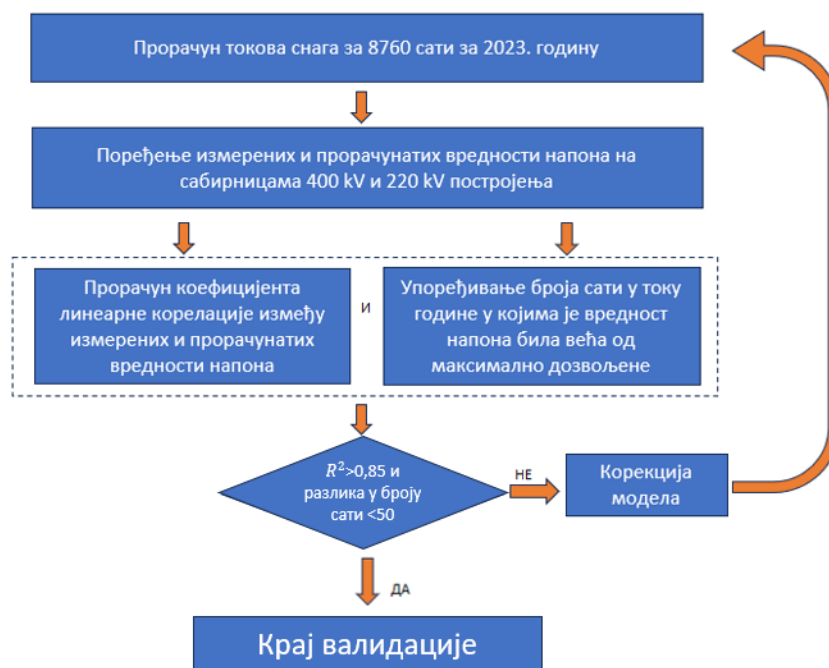


Слика 1: Шематски приказ креирања симулационог модела система за постојеће стање

Након креирања симулационог модела за постојеће стање, спроведена је валидација симулационог модела на следећи начин:

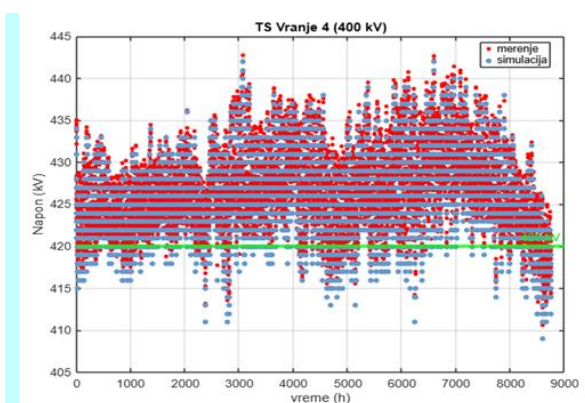
1. Спроведене су симулације токова снага за 8760 сати (једну целу годину);
2. Резултати добијени симулацијом су поређени са измереним вредностима напона на сабирницама 400 kV и 220 kV постројења на којима су мерењима забележене највише вредности напона у већем броју сати у току године;
3. Као индикатори да је валидација модела успешна, поређен је број сати у којима је вредност напона била изнад максимално дозвољене границе и прорачунат је коефицијент линеарне корелације између прорачунатих и измерених вредности напона (R^2);
4. Када је разлика у броју сати у којима је вредност напона била изнад максимално дозвољене границе мања од 50 сати и када је коефицијент линеарне корелације већи од 0,85, валидација симулационог модела је завршена, и тако креирани симулациони модел је био довољно поуздан за коришћење у даљим сценаријима.

Логички блок дијаграм процеса валидације симулационог модела је приказан на Сл. 2.

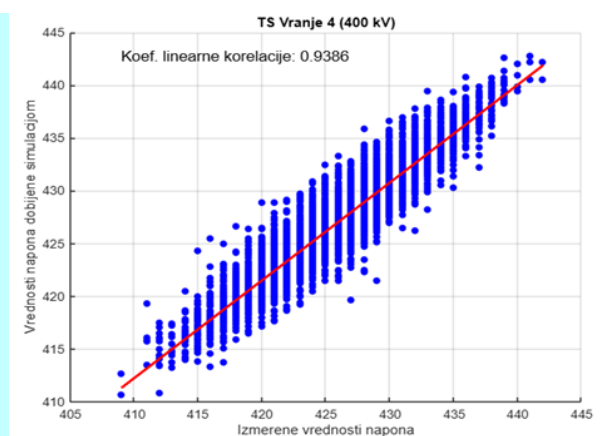


Слика 2: Процес валидације симулационог модела

На примеру ТС Врање 4 (400 kV) је приказан процес поређења измерених и прорачунатих вредности напона за сваки сат у години (Слика 3), као и прорачуна одговарајућег коефицијента линеарне корелације (Слика 4).



Слика 3: Приказ измерених вредности напона и вредности напона добијених симулацијом за 400 kV сабирнице у ТС Врање 4



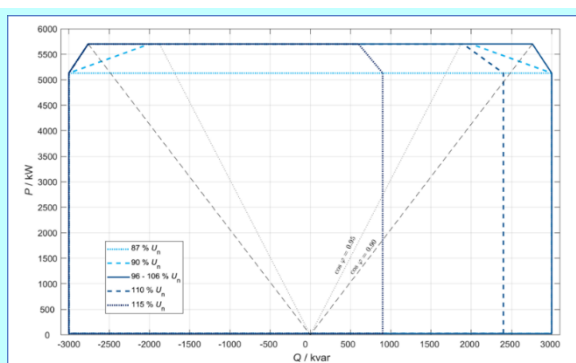
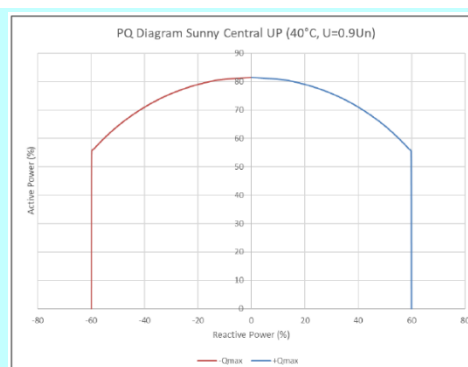
Слика 4: Приказ резултата симулације у функцији измерених вредности и прорачунатог коефицијента линеарне корелације за 400 kV сабирнице у ТС Врање 4

Резултати прорачуна коефицијента линеарне корелације између измерених и прорачунатих вредности напона и број сати у току године у којима је вредност напона била већа од максимално дозвољене, за сабирнице 400 kV и 220 kV постројења на којима су мерењима забележене највише вредности напона у већем броју сати у току године приказани су у Табели 1. Број сати у току године у којима је вредност напона била већа од максимално дозвољене је приказан и за измерене вредности (колона „Мерење“), и за вредности добијене симулацијом (колона „Резултат симулације“).

Табела 1: Резултати валидације модела за претходно описану методологију

Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад максималног лимита		R^2
	Мерење	Резултат симулације	
Врање 4 (400 kV)	7971	7964	0,9386
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4627	4617	0,9956
Суботица 3 (400 kV)	1188	1185	0,9695
Панчево 2 (400 kV)	3275	3292	0,9347
Ниш 2 (400 kV)	4043	4111	0,8888
Београд 20 (400 kV)	3350	3368	0,9318
Пожега (220 kV)	1368	1385	0,8704
Нови Сад (220 kV)	123	126	0,9008
Панчево 2 (220 kV)	525	583	0,8814
Ниш 2 (220 kV)	3452	3486	0,8957

На основу приказаних резултата, може се закључити да симулациони модел довољно верно одсликава радне режиме преносног система током године и да је у такав симулациони модел могуће додати нове електране и анализирати њихов утицај на напонски профил у преносној мрежи. Нове ВЕ и ФН електране су додате у различита чворишта преносне мреже, водећи рачуна о регионалним потенцијалима пројекта ВЕ и ФН електрана који су у развоју. За нове ВЕ и ФН електране су генерисане сатне активне снаге производње за све регионе у којима се развијају планирани пројекти. Активне снаге производње су процењене коришћењем методологије описане у [5,6] на основу расположивих мерних података о регионалним потенцијалима ветра и инсолације. Новим ВЕ и ФН електранама су придружене погонске карте приказане на Слици 5 и Слици 6, респективно.

Слика 5: Погонска карта ветроагрегата *Nordex Delta4000 N149/5.7 MW* [7,8]Слика 6: Погонска карта инвертора *Sunny Central 4600 UP* [9]

3 АНАЛИЗИРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА ОИЕ

Узимајући у обзир постојеће захтеве за прикључење ВЕ и ФН електране [10] и тренутне статусе тих пројеката, као и иницијативе Владе Републике Србије о изградњи ФН електрана [11] сачињен је минималистички и максималистички сценарио инсталисаних капацитета ОИЕ који ће потенцијално бити прикључени на преносну мрежу Србије. У овом раду, анализе су спроведене за три сценарија: тренутно стање развоја ОИЕ, минималистички и максималистички.

3.1 Сценарио тренутног стања развоја ОИЕ

Капацитети ОИЕ за тренутно стање развоја ОИЕ су узети закључно са стањем на дан 31.12.2023. године. На основу расположивих података добијених из [10] сагледани су инсталисани капацитети варијабилних ОИЕ који су већ прикључени на преносну мрежу. Подаци су приказани у Табели 2.

Табела 2: Капацитети варијабилних ОИЕ који су прикључени на преносни систем, стање 31.12.2023. године

Тип електране	Укупна инсталисана снага [MW]
Ветроелектране	374
Фотонапонске електране	0
Укупно	374

3.2 Минималистички сценарио развоја капацитета ОИЕ у Србији

Минималистички сценарио је везан за конзервативне процене у погледу услова развоја пројеката ОИЕ. У Табели 3 дате су процене нових инсталисаних капацитета према овом сценарију. Регионална расподела капацитета је уважила постојеће пројекте који се развијају у појединим регионима Србије.

Табела 3: Капацитети нових варијабилних ОИЕ [MW] који ће бити прикључени на преносни систем Србије до 2030. према минималистичком сценарију

Тип електране	Јужни Банат	Средњи и северни Банат	Бачка и Срем	Источна Србија	Јужна и централна Србија	Западна Србија	Σ
Ветроелектране	1400	200	800	400	400	0	3200
Фотонапонске електране	100	250	300	500	800	50	2000

3.3 Максималистички сценарио развоја капацитета ОИЕ у Србији

Максималистички сценарио изградње ОИЕ у Србији до 2030. године је приказан у Табели 4. Овај сценарио обухвата око 95% пројеката ВЕ и ФН електрана који су упутили захтеве за прикључење Оператору преносног система, сходно [10].

Табела 4: Капацитети нових варијабилних ОИЕ [MW] који ће бити прикључени на преносни систем Србије до 2030. према максималистичком сценарију

Тип електране	Јужни Банат [MW]	Средњи и северни Банат [MW]	Бачка и Срем [MW]	Источна Србија	Јужна и централна Србија	Западна Србија	Σ
Ветроелектране	2200	300	2000	1200	1400	0	7100
Фотонапонске електране	200	400	900	900	1000	100	3500

За потребе анализе напонских прилика у преносној мрежи, поред производних капацитета ОИЕ и њихових активних снага инјектирања, за оба сценарија су дефинисана и прикључна чворишта у којима ће бити инјектиране снаге производње.

Након додавања нових ВЕ и ФН електрана, за сваки сценарио су спроведене анализе ефеката на напонске прилике у преносној мрежи за два режима рада ОИЕ:

- Када ОИЕ раде у режиму $\cos\varphi=1$.
- Када ОИЕ раде у максимално расположивом капацитивном режиму.

Поређењем измерених вредности напона са вредностима добијеним симулацијама, за сваки од анализираних сценарија развоја ОИЕ и за сваки режим рада ОИЕ, могуће је утврдити могућност снижења напона у преносној мрежи Србије кроз реактивну подршку перспективних ОИЕ.

4 РЕЗУЛТАТИ ПРОРАЧУНА

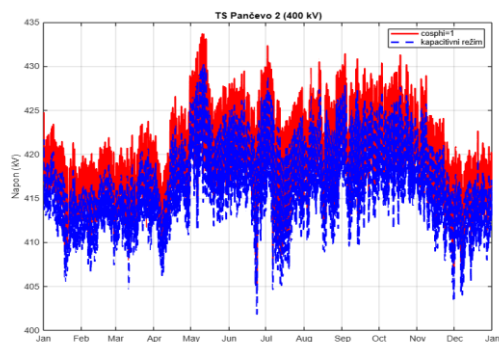
Након валидације симулационог модела, описане у поглављу 2, и креирања сваког сценарија развоја ОИЕ, анализирани су ефекти реактивне подршке инсталисаних капацитета варијабилних ОИЕ који су прикључени на преносну мрежу Србије.

4.1 Могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије за тренутно стање

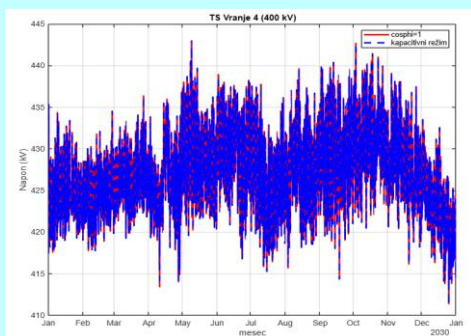
У случају када постојеће ВЕ раде у режиму $\cos\varphi=1$, не долази до смањења напона у преносној мрежи. Напротив, број сати у којима је вредност напона већа од максимално дозвољене се повећава услед повећања генерисања активне снаге.

Највећи ефекат смањења вредности напона када постојеће ВЕ раде у капацитивном режиму се примећује у региону Панчева, јер су све анализиране ВЕ прикључене на преносну мрежу у региону Јужног Баната. На осталим ТС, које су географски даље од ТС Панчево 2, ефекат на вредности напона је све мањи.

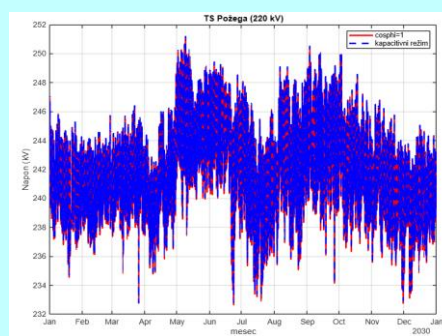
Графички прикази резултата за овај случај за два постројења у којима је изражен ефекат смањења напона - ТС Панчево 2 (400 kV и 220 kV) и два постројења у којима уопште нема ефекта на вредности напона - ТС Врање 4 (400 kV) и ТС Пожега (220 kV) су дати на Слика 7 – Слика 9, респективно.



Слика 7: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Панчево 2 – постојеће стање

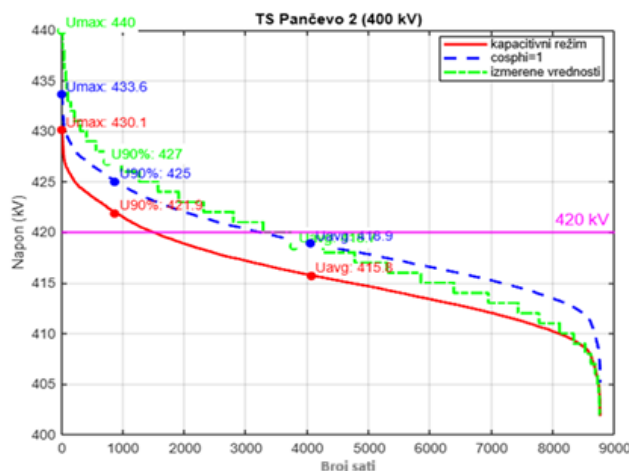


Слика 8: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4– постојеће стање



Слика 9: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега– постојеће стање

На уређеним дијаграмима на Сlici 10 за 400 kV сабирнице у ТС Панчево 2 приказане су вредности напона које су добијене мерењима, и вредности које су добијене симулацијама за случај када постојеће БЕ раде у режиму $\cos\varphi = 1$ и када постојеће БЕ раде у капацитивном режиму. На сваком дијаграму је назначена максимална вредност напона (U_{max}), 90% вредност напона у односу на максималну вредност напона ($U_{90\%}$) и средња вредност напона (U_{avg}).



Слика 10: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Панчево 2 – постојеће стање – уређени дијаграми за различите режиме рада ОИЕ и измерене вредности напона

Резултати за сабирнице 400 kV и 220 kV постројења на којима су мерењима забележене највише вредности напона у већем броју сати у току године приказани су у Табели 5.

Табела 5: Резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита за постојеће стање

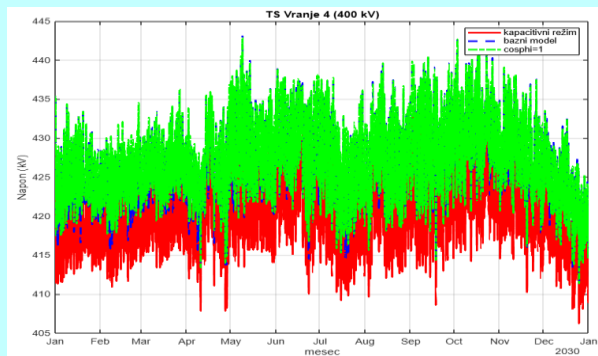
Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад максималног лимита		
	Базни модел	$\cos\varphi = 1$	Капацитивни режим
Врање 4 (400 kV)	7964	7971	7948
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4617	4773	4554
Суботица 3 (400 kV)	1185	1203	1131
Панчево 2 (400 kV)	3292	3438	1614
Ниш 2 (400 kV)	4111	4156	4055
Београд 20 (400 kV)	3368	3692	1737
Пожега (220 kV)	1385	1399	1322
Нови Сад (220 kV)	126	129	73
Панчево 2 (220 kV)	583	593	32
Ниш 2 (220 kV)	3987	3891	3836

На основу приказаних резултата, може се закључити да је кумулативни утицај реактивних могућности постојећих ОИЕ изражен само у електрично блиским постројењима, што је и очекиван резултат. Када све ВЕ раде у капацитивном режиму, максимална вредност напона на 400 kV напонском нивоу у ТС Панчево 2 се смањује за скоро 10 kV, док средња вредност напона износи око 415 kV.

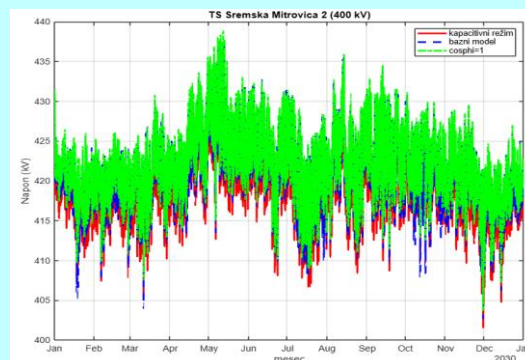
4.2 Могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије за перспективно стање 2030. године према минималистичком сценарију ОИЕ

Након додавања нових 5200 MW производње из ОИЕ, према подацима датим у [6] **Error! Reference source not found.** анализе су спроведене за кишну и сушну хидрологију

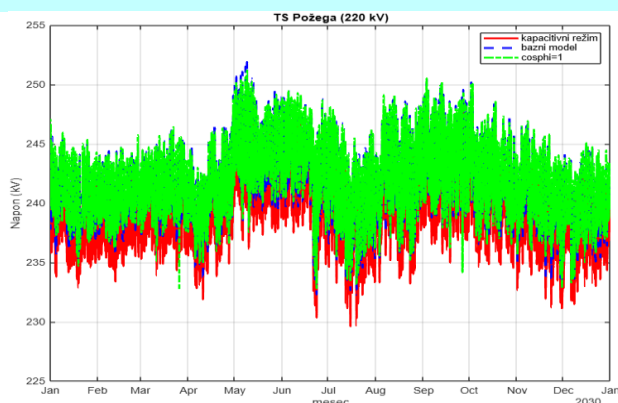
Као што је већ закључено у претходном потпоглављу, у случају када перспективни ОИЕ раде у режиму $\cos\varphi = 1$, не долази до смањења напона у преносној мрежи, док је кумулативни утицај ОИЕ на смањење вредности напона најизраженији у електрично блиском окружењу тачака прикључења ОИЕ, када они раде у капацитивном режиму. У овом потпоглављу се, у односу на постојеће стање, анализира скоро 5 GW више инсталисане снаге у ОИЕ, који нису лоцирани на уском географском подручју, него се налазе у свим регионима Србије. Најмањи удео ОИЕ је заступљен у Западној и Југозападној Србији, доминантно због недостатка инфраструктуре преносне мреже, али и лошијег потенцијала енергије ветра. Графички приказ резултата за два постројења 400 kV су приказани на Слици 11 и 12 (ТС Врање 4 и ТС Сремска Митровица 2, респективно) и за два постројења 220 kV на Слици 13 и 14 (ТС Пожега и ТС Нови Сад 3, респективно).



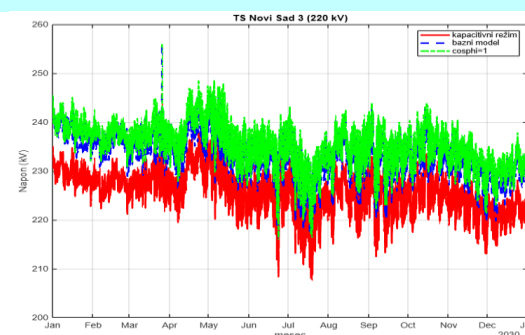
Слика 11: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – минималистички сценарио



Слика 12: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС С. Митровица 2 – минималистички сценарио



Слика 13: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – минималистички сценарио

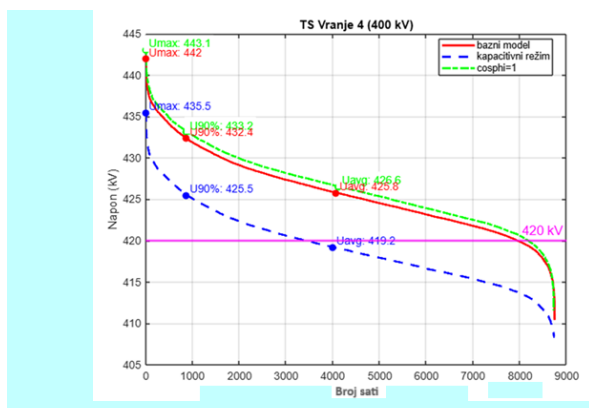


Слика 14: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – минималистички сценарио

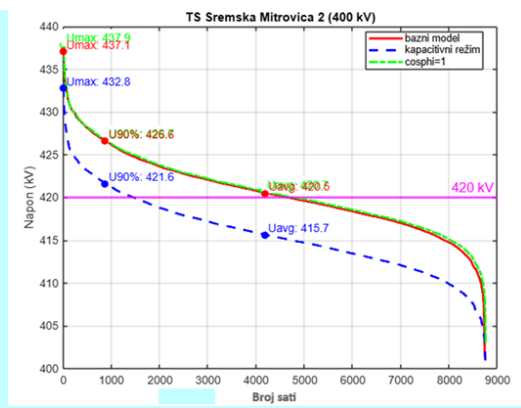
Са претходних слика се види да је смањење вредности напона изражено чак и на 220 kV сабирницама у ТС Пожега, иако у близини ТС Пожега нема планираних прикључења ОИЕ. Може се закључити да перспективни ОИЕ, и у минималистичком сценарију, имају капацитета да допринесу генералном снижавању напона у преносној мрежи Србије.

На Слика 15 – Слика 18 су приказани уређени хистограми напона на ТС Врање 4 (400 kV), ТС Сремска Митровица 2, ТС Пожега (220 kV) и ТС Нови Сад 3 (220 kV). На Слици 15, која се односи за 400 kV сабирнице у ТС Врање 4, приказане су вредности напона које су добијене симулацијом на базном моделу и вредности које су добијене симулацијама за случај када перспективни ОИЕ раде у режиму $\cos\phi=1$ и када перспективни ОИЕ раде у капацитивном режиму. На сваком дијаграму је назначена максимална вредност напона (U_{max}), 90% вредност напона ($U_{90\%}$) и средња вредност напона (U_{avg}). Кумулативни утицај реактивне подршке из ОИЕ смањује максималну вредност напона у ТС Врање 4 за око 7 kV, док је средња вредност напона испод вредности 420 kV.

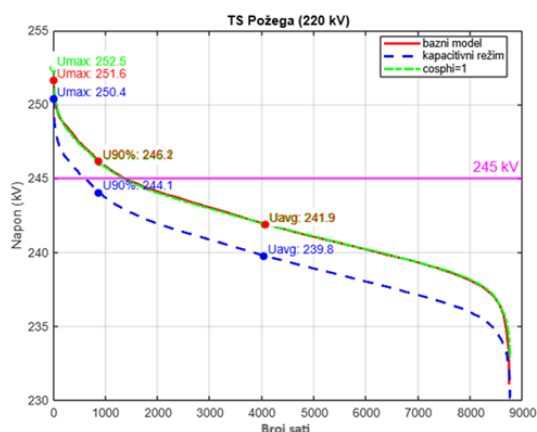
Кумулативни утицај реактивне подршке из ОИЕ смањује 90% вредност напона у ТС Сремска Митровица 2 на 420 kV, што је приказано на Слици 16. Слични ефекти се могу констатовати и у 220 kV мрежи, као што је приказано на сликама Слика 17, која се односи на ТС Пожега и слици Слика 18, која се односи на ТС Нови Сад 3.



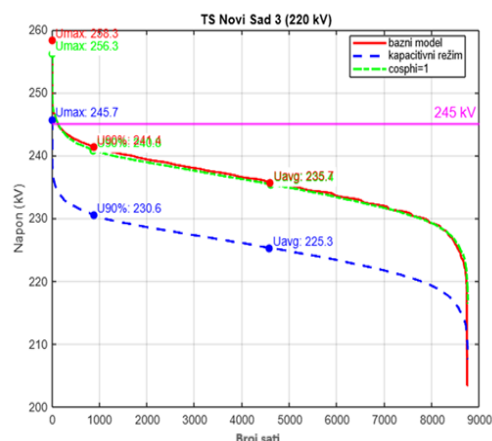
Слика 15: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 16: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Сремска Митровица 2 – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 17: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 18: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела

У Табели 6 приказани су резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за минималистички сценарио изградње ОИЕ. Приказане су вредности за различите хидрологије у погледу ангажовања конвенционалних електрана.

На основу спроведених анализа може се закључити да ресурси перспективних ОИЕ могу битно допринети регулацији напона у преносној мрежи 400 kV и 220 kV, чак и у чвориштима која су електрично и географски удаљена од тачака прикључења ових извора. Утицај хидрологије, односно ангажовања конвенционалних извора који је условљен дотоком река, није изражен, тако да не утиче битно на закључке у погледу могућих ефеката регулације реактивних снага код перспективних ОИЕ.

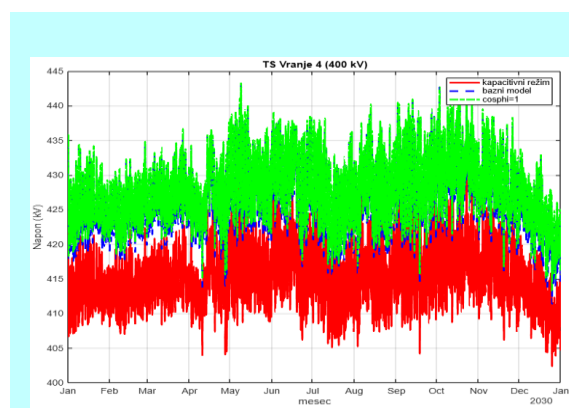
Табела 6: Резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за минималистички сценарио изградње ОИЕ

Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад дозвољеног лимита		
	Базни модел	Кишна/сушна хидрологија	
		$\cos\varphi = 1$	Капацитивни режим
Врање 4 (400 kV)	7964	8175 / 8257	3382 / 3418
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4617	4621 / 4677	1399 / 1513
Суботица 3 (400 kV)	1185	1674 / 1740	147 / 146
Панчево 2 (400 kV)	3292	3742 / 3838	0 / 0
Ниш 2 (400 kV)	3368	3821 / 3887	0 / 0
Београд 20 (400 kV)	4111	4281 / 4385	20 / 14
Пожега (220 kV)	1385	1333 / 1402	591 / 617
Нови Сад (220 kV)	126	129 / 167	2 / 2
Панчево 2 (220 kV)	583	979 / 1026	0 / 2
Ниш 2 (220 kV)	3987	4085 / 4197	0 / 0

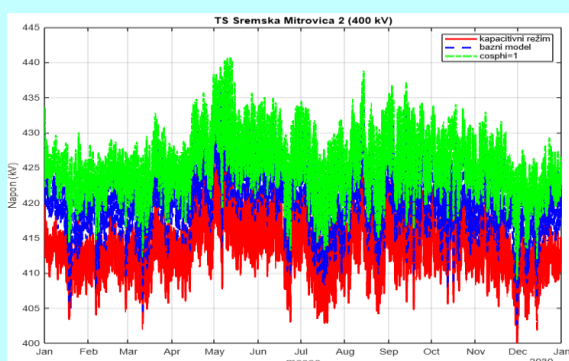
4.3 Могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије за перспективно стање 2030. године према максималистичком сценарију ОИЕ

Након додавања додатних 5400 MW производње из ОИЕ на 5200 MW колико је анализирано у минималистичком сценарију, спроведене су анализе утицаја на напонске прилике у преносној мрежи. Анализе су спроведене за кишну и сушну хидрологију.

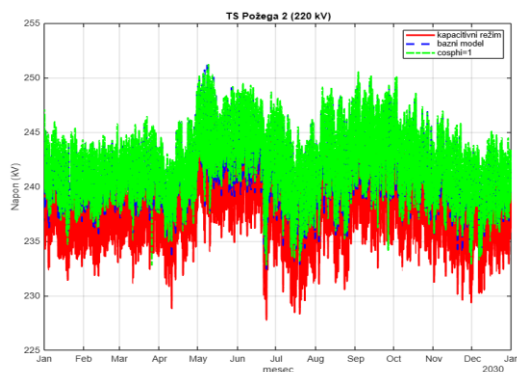
У максималистичком сценарију се очекује још израженији кумулативни утицај реактивне подршке из ОИЕ на смањење вредности напона. Слично као за минималистички сценарио, графички приказ резултата за два постројења 400 kV су приказани на Слика 19 и Слика 20 (ТС Врање 4 и ТС Сремска Митровица 2, респективно) и за два постројења 220 kV на Слика 21 и Слика 22 (ТС Пожега и ТС Нови Сад 3, респективно).



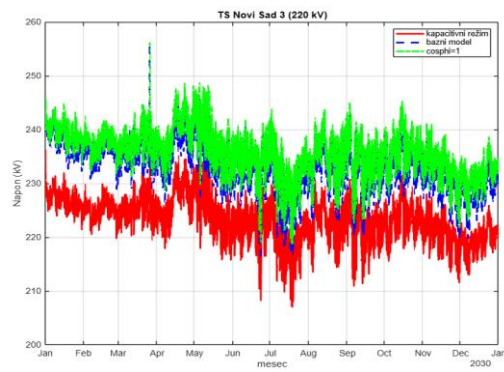
Слика 19: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – максималистички сценарио



Слика 20: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС С. Митровица 2 – максималистички сценарио

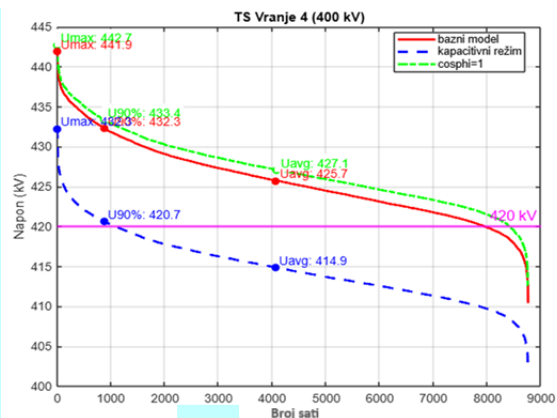


Слика 21: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – максималистички сценарио

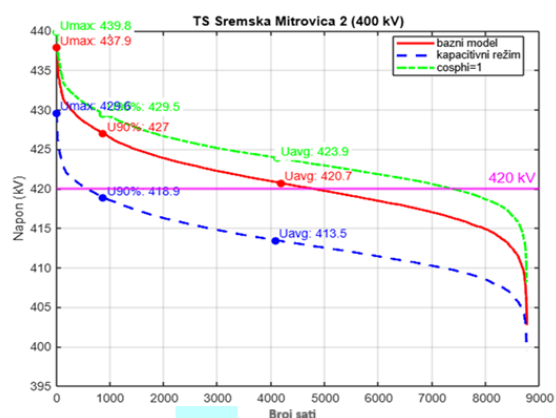


Слика 22: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – максималистички сценарио

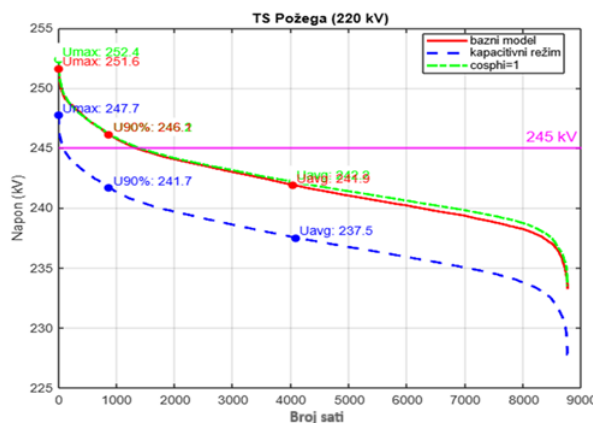
На Сликама 23 –26 су приказани уређени дијаграми напона на ТС Врање 4 (400 kV), ТС Сремска Митровица 2, ТС Пожега (220 kV) и ТС Нови Сад 3 (220 kV).



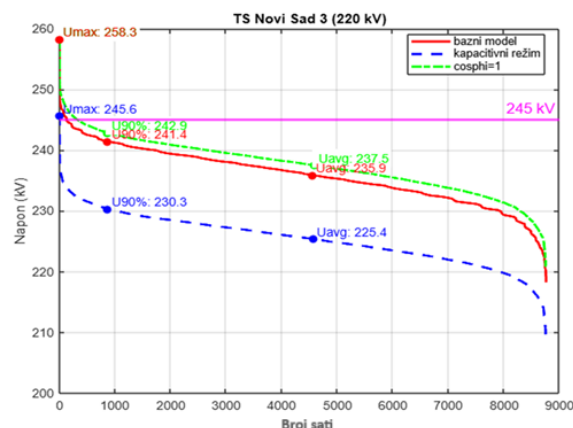
Слика 23: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 24: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Сремска Митровица 2 – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 25: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 26: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела

У Табели 7 приказани су резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за минималистички сценарио изградње ОИЕ. Приказане су вредности за различите хидрологије у погледу ангажовања конвенционалних електрана за случај када ОИЕ раде са јединичним фактором снаге и случај када пружају максималну расположиву реактивну подршку.

Табела 7: Резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за максималистички сценарио изградње ОИЕ

Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад дозвољеног лимита		
	Базни модел	Кишна/сушна хидрологија	
		cosφ =1	Капацитивни режим
Врање 4 (400 kV)	7964	8387 / 8420	1072 / 1090
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4617	7245 / 7375	307 / 308
Суботица 3 (400 kV)	1185	2198 / 2212	83 / 81
Панчево 2 (400 kV)	3292	6411 / 6498	0 / 0
Ниш 2 (400 kV)	3368	6492 / 6563	0 / 0
Београд 20 (400 kV)	4111	6478 / 6551	0 / 0
Пожега (220 kV)	1385	1987 / 2045	690 / 685
Нови Сад (220 kV)	126	312 / 376	0 / 2
Панчево 2 (220 kV)	583	1245 / 1331	0 / 0
Ниш 2 (220 kV)	3987	4867 / 4952	0 / 0

У максималистичком сценарију интеграције ОИЕ у ЕЕС Србије, добијају се додатни ресурси за регулацију напона и у односу на минималистички сценарио додатно је смањен број сати са напонима изнад дозвољене вредности.

5 ЗАКЉУЧЦИ

На основу приказаних резултата, закључује се да ВЕ и ФН електране које се прикључују на преносну мрежу могу да буду значајан ресурс у пружању услуге регулације напона, нарочито у случајевима када су вредности напона у преносној мрежи изнад максимално дозвољених вредности. Да би се ово постигло, електране морају да буду опремљене инверторима који омогућавају производњу/преузимање реактивне снаге и у режимима када нема примарног енергента, односно када не генеришу активну снагу. Овај захтев може бити интегрисан у будућа Правила о раду преносног система или Правила за прикључење на преносни систем, чиме би се обезбедило да будући ОИЕ који буду прикључени на преносну мрежу могу бити поуздан ресурс за решавање проблема превисоких напона.

Након спроведених анализа, показује се да правилним распоредом ОИЕ у систему, кумулативни утицај свих електрана када раде у капацитивном режиму доводи до смањења броја сати у којима је максимална дозвољена вредност напона нарушена за преко 90% у односу на стање када ових електрана нема. Најмање процентуално смањење броја сати се уочава на интерконективним трансформаторским станицама, што је, опет, последица утицаја високих вредности напона у суседним системима. Међутим, узевши у обзир да је и у овим трансформаторским станицама у минималистичком сценарију уочено процентуално смањење броја сати веће од 50% у односу на стање када ових електрана нема, закључује се да је реактивна могућност ОИЕ, нарочито у капацитивном режиму, ресурс који може да смањи потребу за уградњом додатне опреме за решавање проблема високих напона, а уједно представља ресурс који је доступан, или може да постане доступан уколико се створе конкурентни услови на тржишту или измене технички захтеви за капацитивни режим у погледу максималне реактивне снаге коју електрана мора да преузме у тачки прикључења. У максималистичком сценарију је чак и на интерконективним трансформаторским станицама процентуално смањење броја сати веће од 80% у односу на стање када ових електрана нема.

Уколико би власник електране за пружање услуге регулације напона добијао одговарајућу финансијску надокнаду, то би делом или у потпуности компензовало трошкове услед ограничења производње у току експлоатационог века. Уколико је оваква услуга довољно тржишно конкурентна, у режимима када је производња ОИЕ висока, постојала би могућност да смањење тренутне активне снаге зарад проширења опсега реактивних могућности (нарочито код ФН електрана) буде исплативија од зараде остварене пласманом активне енергије, што је, свакако, једна од тема за даље истраживање.

Додатно, услед комплементарности производње ВЕ и ФН електрана, пружање значајне реактивне подршке систему је готово увек омогућено из једног типа електране, па је из тог разлога битно приближно једнако распоредити проценат учешћа инсталисаног капацитета оба типа електрана у укупном инсталисаном капацитету система, што погодује и билансирању снага производње и потрошње у систему [6].

Према тренутно јавно доступним подацима, постоји преко 11 GW захтева за прикључење ОИЕ на преносни систем. Из резултата се може наслутити да би се, уколико сви ОИЕ буду прикључени на преносни систем, коришћењем њихових реактивних могућности уз одговарајућу технологију (*Wind free, STATCOM PV*), проблем превисоких напона свео на минимум или потпуно решио.

У том погледу битно је водити рачуна о просторној дисперзивности електрана, чиме се, поред позитивних ефеката на токове снага, омогућава и ефикасно решавање проблема превисоких напона у целој преносној мрежи Србије.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] „Даљи развој капацитета за енергетско планирање, EuropeAid/135625/IH/SER/RS, уговор бр: 48-00-00140/2019-28, Резултати моделирања са напредним мерама,” Министарство рударства и енергетике, 2022.
- [2] „План развоја преносног система Републике Србије за период 2023-2032.,” Електромрежа Србије а.д., Београд, 2023.
- [3] Regional Study for Voltage Profile Improvement: Feasibility Study, <https://wbif.eu/technicalassistancegrants/WB17-REG-ENE-01> [приступљено 15.01.2025.]
- [4] DIgSILENT PowerFactory, <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>, [приступљено 15.01.2025.]
- [5] Ž. Đurišić, B. Škrbić, Potencijal energije sunca i vetra za strateško planiranje dekarbonizacije proizvodnje električne energije u Srbiji, (doi: 10.46793/EEE22-4.01D) Energija, ekonomija, ekologija, 4, XXIV (2022)
- [6] B. Škrbić, Ž. Đurišić, Novel Planning Methodology for Spatially Optimized RES Development Which Minimizes Flexibility Requirements for Their Integration into the Power System, ENERGIES, Vol. 16, No. 7, 2023.
- [7] Reactive power capability, Wind turbine class Nordex Delta4000, Rev. 2 / 2021-06-25, 2000991EN, Datasheet, 2021.
- [8] STATCOM option for extending the reactive power capability, Wind turbine class Nordex Delta4000, Rev. 0 /2019-05-29, 2000992EN, Datasheet, 2019.
- [9] Technical Information Document, Sunny Central UP (-US), SMA Solar Technology AG, Niestetal, 2020.
- [10] Електромрежа Србије АД, Списак свих поднетих захтева у поступку прикључења за електране које користе обновљиве изворе енергије. Приступљено: 08.03.2024. године: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2024/03/20240308-proizvodjaci-Spisak-prikljucenja.pdf>
- [11] Министарство рударства и енергетике Републике Србије, Јавни позив: <https://www.mre.gov.rs/tekst/1601/-javni-poziv-za-izbor-strateskog-partnera-za-realizaciju-projekta-izgradnje-bez-upravljanja-i-odrzavanja-samo-balansiranih-solarnih-elektrana-velikog-kapaciteta-sa-baterijskim-sistemima-za-skladistenje-elektricne-energije-u-republici-srbiji.php>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.15](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.15)

C2.15

**ОПТИМАЛНО АНГАЖОВАЊЕ РАКТИВНЕ ПОДРШКЕ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА
ЕНЕРГИЈЕ ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА У ПЕРСПЕКТИВНОЈ ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ
СРБИЈЕ****OPTIMAL DEPLOYMENT OF REACTIVE SUPPORT FROM RENEWABLE ENERGY
SOURCES FOR VOLTAGE REGULATION IN THE PROSPECTIVE TRANSMISSION
NETWORK OF SERBIA****Мирослав Жерајић, Жељко Ђуришић***

Кратак садржај: Учешће обновљивих извора енергије (ОИЕ) у регулацији напона у преносној мрежи у режимима када су вредности напона у чвориштима преносне мреже 400 kV веће од максимално дозвољених, захтева оптимизацију токова реактивних снага како би се минимизирала потреба за преузимањем реактивне снаге из преносне мреже, а самим тим и трошкови за преузету реактивну енергију. Оптимизацијом токова реактивних снага, минимизирају се и губици активне снаге у преносној мрежи. У овом раду биће представљени оптимизацион алгоритми који функционишу на принципу слања низа поставних вредности напона регулаторима свих ОИЕ у циљу минимизирања губитака активне снаге и преузете реактивне снаге из преносне мреже. Примена алгоритама ће бити приказана на примеру преносне мреже Србије, за перспективно стање, за које се планира интензивно прикључење ветроелектрана (ВЕ) и фотонапонских електрана (ФНЕ): 7100 MW ВЕ и 3500 MW ФНЕ. Прорачуни ће бити спроведени применом софтвера *DIgSILENT PowerFactory*.

Кључне речи: *обновљиви извори енергије, оптимизација, реактивна снага, поставна вредност напона, преносна мрежа, губици активне снаге*

Abstract: Participation of renewable energy sources (RES) in voltage regulation in the transmission grid when voltage values at the 400 kV transmission grid nodes exceed the maximum permissible limits, the participation of renewable energy sources (RES) in voltage regulation requires the optimization of reactive power flows to minimize the need for reactive power absorption from the transmission network, thereby reducing the costs associated with the absorbed reactive energy. Optimizing reactive power flows also minimizes active power losses in the transmission network. This paper presents optimization algorithms that operate by sending an array/sequence of voltage setpoints to the regulators of all RES units to minimize active power losses and the amount of reactive power absorbed from the transmission grid.

* Miroslav Žerajić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, zm235031p@student.etf.bg.ac.rs
Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, djurisic@etf.rs

The application of these algorithms will be demonstrated using the Serbian transmission network as a case study for a future scenario that anticipates intensive integration of wind power plants (WPP) and photovoltaic power plants (PVPP), totaling 7100 MW of WPP and 3500 MW of PVPP. The calculations will be performed using DIgSILENT PowerFactory software.

Key words: *renewable energy sources, optimization, reactive power, voltage setpoint, transmission grid, active power losses*

1 УВОД

Учешће варијабилних ОИЕ у пружању помоћних услуга је све више заступљено у европским земљама. Најчешће су то помоћне услуге регулације фреквенције и регулације напона. У случају када се варијабилни ОИЕ користе као ресурс за регулацију напона, из угла корисника система и учесника на тржишту (пружалац услуге), потребно је максимизирати опсег реактивне снаге коју варијабилни ОИЕ могу преузети или инјектирати из/у преносну мрежу. С друге стране, из угла оператора система, потребно је минимизирати реактивну енергију која се преузима или инјектира из/у преносну мрежу за потребе регулације напона, како би се минимизирали трошкови за накнаду пружања услуге регулације напона.

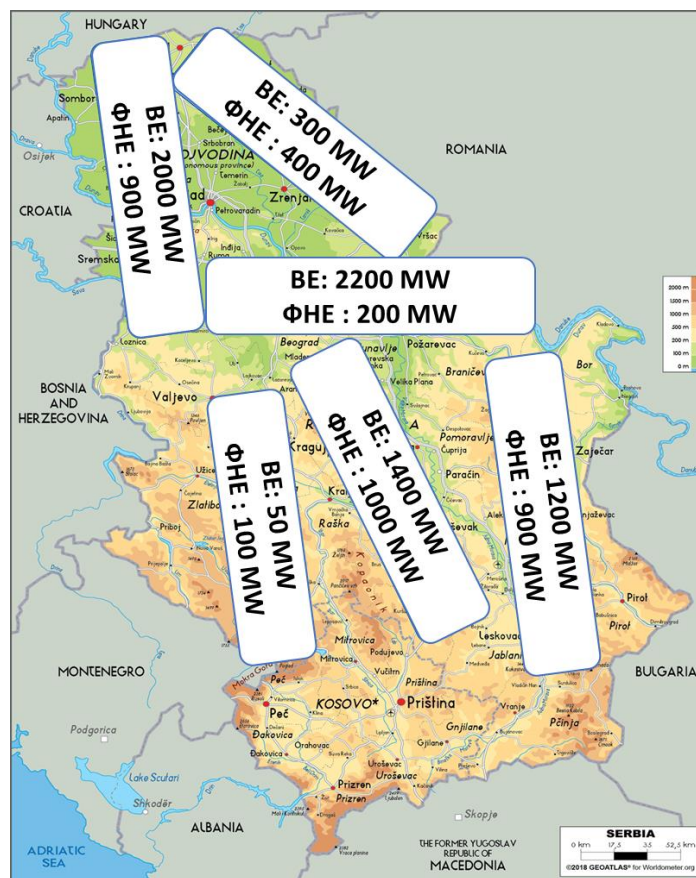
У преносној мрежи Србије, приметне су високе вредности напона на 400 kV напонском нивоу, на појединим ТС и преко 7000 сати годишње [1], због чега је, као резултат представљен у закључцима студије [2] дефинисана потреба за уградњом пригушнице у ТС Врање 4. Могућности учешћа варијабилних ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи је анализирана у [3,4], при чему су анализирана два режима рада варијабилних ОИЕ:

1. Када сви варијабилни ОИЕ раде у режиму $\cos\phi=1$,
2. Када сви варијабилни ОИЕ раде у капацитивном режиму, где је подразумевано да преузимају максималну могућу вредност реактивне снаге у зависности од тренутног ангажовања (према погонској карти ветроагрегата и инвертора ФНЕ).

Циљ приступа који је коришћен у [3,4] је био да се покаже агрегирани утицај варијабилних ОИЕ на смањење вредности напона у преносној мрежи, у свим сатима у години, укључујући и сате у којима ВЕ и ФНЕ не производе услед недостатка примарног енергента, када за преузимање реактивне снаге из мреже користе опције „wind free“ код ВЕ и „ноћни режим рада“ код ФНЕ. Такав приступ је подразумевао да се у свим сатима користи максимални могући опсег реактивних могућности ВЕ и ФНЕ, чиме је преузета реактивна енергија максимално могућа у свим сатима. Овакав режим није оптималан, што за последицу има непотребно ангажовање реактивне подршке ОИЕ у појединим сатима, као и повећане губитке активне снаге у преносној мрежи.

Због свега претходно наведеног, потребно је оптимизовати вредност реактивне снаге која се преузима из преносне мреже у сваком сату, тако да укупна преузета реактивна снага у сваком сату буде најмања могућа и да вредности напона на 400 kV сабирницама буду унутар дозвољеног радног опсега. Очекивани резултат је да оптимизација преузете реактивне снаге у сваком сату смањи и губитке активне снаге у преносној мрежи у односу на случај када се користи максимална реактивна могућност свих ВЕ и ФНЕ у сваком сату.

Неки од алгоритама оптимизације ће бити изложени у наредним поглављима рада, док ће за сваки алгоритам бити приказани резултати добијени на тест примеру у коме је на преносну мрежу прикључено 7100 MW из БЕ и 3500 MW из ФНЕ. На Слици 1 приказана је претпостављена просторна расподела перспективних БЕ и ФНЕ у Републици Србији.



Слика 1: Претпостављена просторна расподела перспективних БЕ и ФНЕ у Републици Србији

2 ВРСТЕ АЛГОРИТАМА ЗА ОПТИМИЗАЦИЈУ ПРЕУЗЕТЕ РЕАКТИВНЕ СНАГЕ

Како је већ споменуто у претходном поглављу, у студији наведеној у референци [3] је подразумевано да варијабилни ОИЕ у сваком сату користе максимални могући опсег реактивне снаге. То се постиже задавањем константне поставне вриједности напона регулатору електране (поставна вредност напона у тачки приључења електране), која се не мења током године. У сваком сату, електрана ради у капацитивном режиму, са поставном вредношћу напона 0.95 p.j., преузимајући из мреже максималну могућу реактивну снагу у складу са погонском картом својих ветроегрегата или инвертора ФНЕ. Овакав приступ као резултат заиста даје највеће смањење напона на 400 kV сабирницама, и кумулативни утицај варијабилних ОИЕ на смањење вредности напона у преносној мрежи је изражен, нарочито при високом уделу ОИЕ у укупној производњи ЕЕС-а Србије. Међутим, коришћење константе поставне вредности напона у свим сатима током целе године доводи до повећања губитака у преносној мрежи, доводи до случајева да електрана преузима реактивну снагу из мреже и онда када то није потребно, или преузима већу вредност реактивне снаге од вредности која је потребна. Све ово оставља простор за додатну оптимизацију преузете реактивне снаге из преносне мреже.

Најједноставнији начин да се оптимизује преузета реактивна снага из преносне мреже је задавање различитих поставних вредности напона сваком регулатору електране, а да се као критеријум узме да укупна реактивна снага преузета из преносне мреже (у тачки прикључења електрана) буде минимална. Поставне вредности напона могу да се прорачунају дан унапред, за сваки сат, или петнаестоминутни период (или неки други временски интервал) и задају у форми низа поставних вредности командом из центра управљања преносном мрежом. Критеријумска функција (1) и ограничења (2), (3) су исте за све алгоритме. Треба напоменути да формирана критеријумска функција априори не гарантује минимум губитака у преносној мрежи, али гарантује минималну количину реактивне снаге којом се постиже жељени ниво напона у чвориштима преносне мреже.

Критеријумска функција је:

$$\min(Q_{total}) = \min(\sum_{i=1}^n Q_i(U_1, U_2, \dots, U_n)) \quad (1)$$

Где је:

- Q_{total} – Укупна реактивна снага преузета из преносне мреже (у тачки прикључења електрана)
- i – Бројач регулатора
- n – Број регулатора електране
- Q_i – Напон у тачки прикључења електране са регулатором i
- $U_1, U_2, \dots, U_n$ – Напон у тачкама прикључења електране (1, ... , n)

Ограничења су:

$$U_{min} \leq U_i \leq U_{max}, \forall i \in \{1, 2, \dots, m\} \quad (2)$$

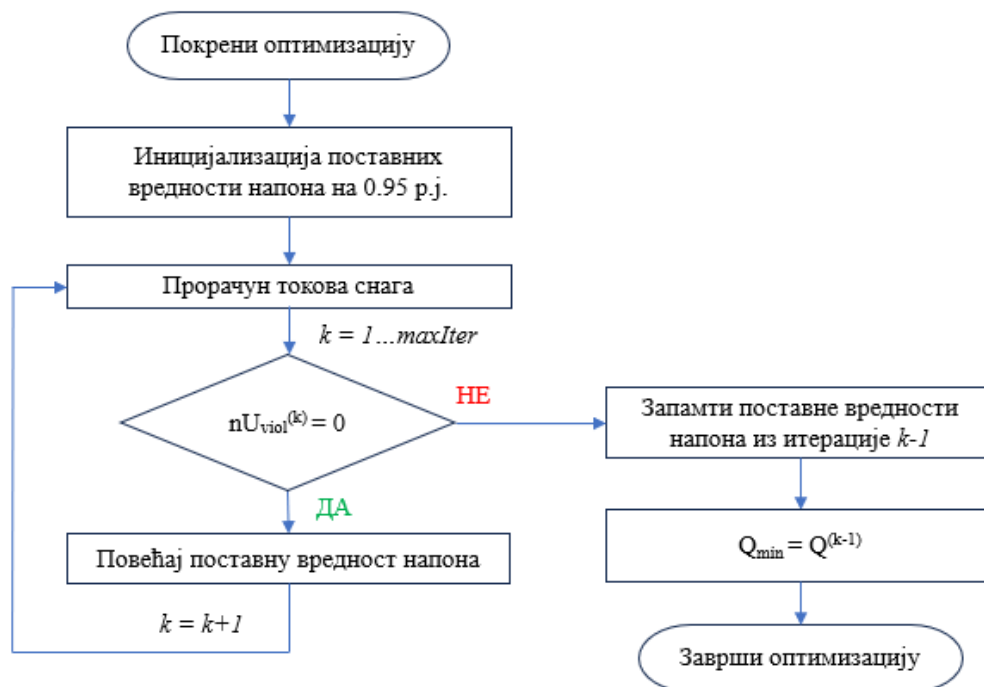
$$Q_{gmin}^{(i)} \leq Q_g^{(i)} \leq Q_{gmax}^{(i)}, \forall i \in \{1, 2, \dots, N_g\} \quad (3)$$

Где је:

- U_{min} – Предефинисана минимална вредност напона
- U_i – Вредност напона на i -тој сабирници у преносној мрежи са укупно m сабирница
- U_{max} – Предефинисана максимална вредност напона
- $Q_{gmin}^{(i)}$ – Минимална расположива реактивна снага i -те електране од укупно N_g електрана
- $Q_g^{(i)}$ – Тренутна расположива реактивна снага i -те електране од укупно N_g електрана
- $Q_{gmax}^{(i)}$ – Максимална расположива реактивна снага i -те електране од укупно N_g електрана

2.1 Алгоритам са једнаким кораком поставне вредности напона за све регулаторе електрана

Први и најједноставнији алгоритам који ће бити представљен у овом раду је алгоритам са једнаким кораком поставне вредности напона за све регулаторе електрана. Алгоритам почиње тако што се свим регулаторима електрана зада иста поставна вредност. Уколико у преносној мрежи нема сабирница са вредношћу напона изнад максимално дозвољене, поставне вредности напона се итеративно увећавају за корак чија је вредност предефинисана, све док се у мрежи не појави прво нарушење максимално дозвољене вредности напона. Када се појави прво нарушење максимално дозвољене вредности напона, бележи се вредност укупне реактивне снаге која је преузета из преносне мреже, губици у преносној мрежи и напони на 400 kV сабирницама из итерације која је претходила оној у којој је нарушење напона детектовано. Алгоритам за случај када у преносној мрежи нема сабирница са вредношћу напона изнад максимално дозвољене је приказан на Слици 2.



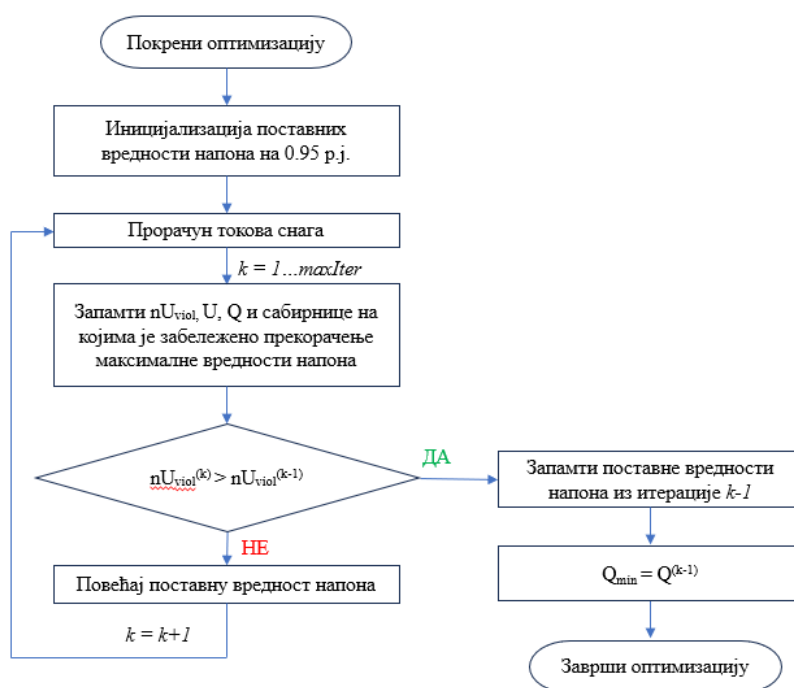
Слика 2: Алгоритам за случај када у преносној мрежи нема сабирница са вредношћу напона изнад максимално дозвољене

Ознаке на Слици 2 имају следећа значења:

- $maxIter$ – Максимални број итерација који се задаје пре почетка оптимизације и служи да заустави алгоритам у случају да није могуће добити нарушење максимално дозвољене вредности напона
- k – Редни број итерације
- $Q^{(k-1)}$ – Сума укупне реактивне снаге која се преузима из преносне мреже у тачкама прикључења електрана у $k-1$ - ој итерацији

- Q_{min} – Минимална сума укупне реактивне снаге која се преузима из преносне мреже у тачкама прикључења електрана
- nU_{viol} – Број нарушења максимално дозвољене вредности напона

Уколико у преносној мрежи постоје сабирнице са вредношћу напона изнад максимално дозвољене, поставне вредности напона се итеративно увећавају за корак чија је вредност предефинисана, али је тај корак ситнији у односу на случај када у мрежи не постоји нарушење максимално дозвољене вредности напона. Оптимизација траје све док је број нарушења максимално дозвољене вредности напона исти у две узастопне итерације. Када се број нарушења максимално дозвољене вредности напона повећа, бележи се вредност укупне реактивне снаге која је преузета из преносне мреже, губици у преносној мрежи и напони на 400 kV сабирницама из итерације која је претходила оној у којој се број нарушења повећао. Алгоритам за случај када у преносној мрежи има сабирница са вредношћу напона изнад максимално дозвољене је приказан на Слици 3.



Слика 3: Алгоритам за случај када у преносној мрежи има сабирница са вредношћу напона изнад максимално дозвољене

Ознаке на Слици 3 имају иста значења као на Слици 2, осим следећег:

- $nU_{viol}^{(k)}$ – Број нарушења максимално дозвољене вредности напона у итерацији k
- $nU_{viol}^{(k-1)}$ – Број нарушења максимално дозвољене вредности напона у итерацији $k-1$

2.2 Алгоритам са факторима осетљивости напона на промену поставне вредности напона регулатора

Други алгоритам користи факторе осетљивости напона на сабирницама у преносној мрежи услед промене поставне вредности напона регулатора. Тиме се процењује колико промена поставне вредности напона на једном регулатору утиче на промену вредности напона на осталим сабирницама у преносној мрежи, чиме се постиже следеће:

1. Реактивна могућност ВЕ и ФНЕ које имају велики допринос промени напона на неким сабирницама се максимално користи.
2. Реактивна могућност ВЕ и ФНЕ које имају мали допринос (или уопште не доприносе) промени напона на неким сабирницама се минимално (или уопште не) користи.

Фактори осетљивости напона се рачунају према (4):

$$S_{i,j} = \frac{U'_j - U_j}{\Delta u_i} \quad (4)$$

Где је:

- $S_{i,j}$ — Фактор осетљивости напона на сабирници j на промену поставне вредности напона i - тог регулатора
- U'_j — Нова вредност напона на сабирници j након промене поставне вредности напона i - тог регулатора
- U_j — Почетна вредност напона на сабирници j пре промене поставне вредности напона i - тог регулатора
- Δu_i — промена поставне вредности напона i - тог регулатора

За мрежу која има m регулатора и n сабирница, може се формирати матрица фактора осетљивости напона S , према (5):

$$S = \begin{bmatrix} S_{1,1} & S_{1,2} & \cdots & S_{1,n} \\ S_{2,1} & S_{2,2} & \cdots & S_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{m,1} & S_{m,2} & \cdots & S_{m,n} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Алгоритам почиње тако што се свим регулаторима електрана зада иста поставна вредност. Уколико у преносној мрежи постоје сабирнице са вредношћу напона изнад максимално дозвољене, поставне вредности напона се увећавају, али само за регулаторе који имају најмањи утицај на вредност напона на сабирницама на којима већ постоји нарушење максимално дозвољене вредности напона, што се одређује према (6).

$$|S_{l,i}| = \min_n |S_{n,i}| \quad (6)$$

Где је:

- $S_{l,i}$ – Најмањи фактор осетљивости напона за сабирницу i на промену поставне вредности напона регулатора l
- $S_{n,i}$ – Фактори осетљивости напона за сабирницу i на промену поставне вредности напона регулатора $1, \dots, n$
- n – Укупан број регулатора

Повећање поставне вредности напона регулатора се спроводи према (7):

$$u_l^{(k+1)} = u_l^{(k)} + \Delta u_l \quad (7)$$

Где је:

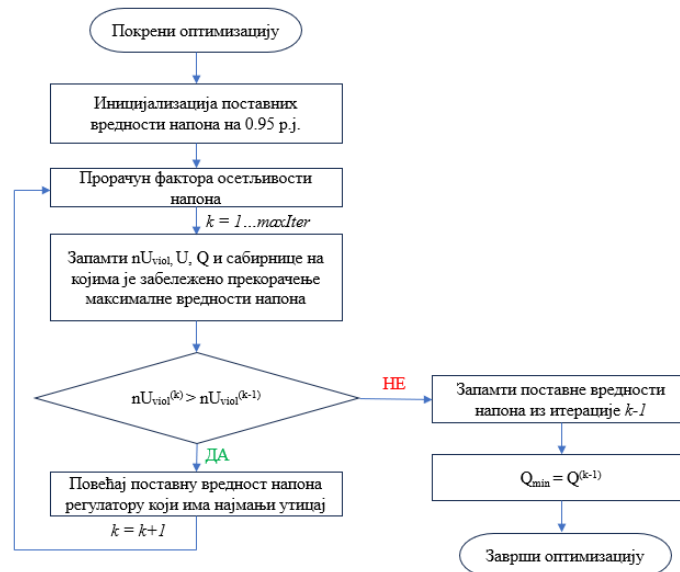
- $u_l^{(k+1)}$ – Поставна вредност напона регулатора l у итерацији $k+1$
- $u_l^{(k)}$ – Поставна вредност напона регулатора l у итерацији k
- Δu_l – Прорачунати инкремент поставне вредности напона регулатора l

Инкремент поставне вредности напона регулатора l се рачуна према (8):

$$\Delta u_l = \min(0.2, \max(0.002, \frac{0.1}{S_{l,i} + 10^{-6}})) \quad (8)$$

Коефицијенти 0.2, 0.002 и 0.1 представљају вредности које се подешавају како би се добила што боља конвергенција итеративног прорачуна, односно, како би се спречила дивергенција итеративног прорачуна.

Алгоритам са факторима осетљивости напона на промену поставне вредности напона регулатора је приказан на Слици 4. Ознаке на Слици 4 су идентичне онима на Слици 3.



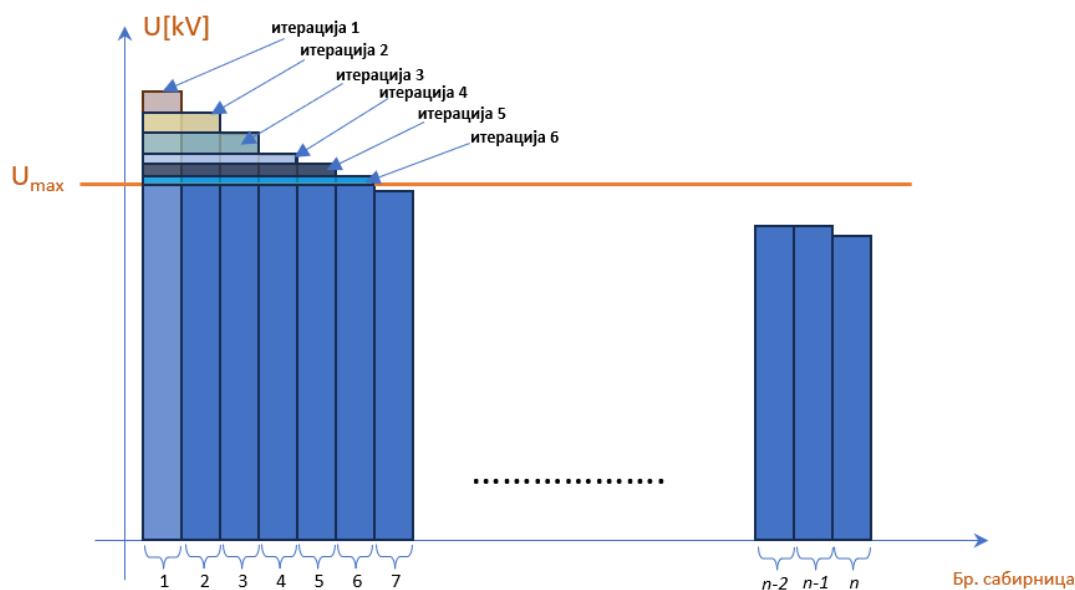
Слика 4: Алгоритам са факторима осетљивости напона на промену поставне вредности напона регулатора

2.3 Хибридни алгоритам за оптимизацију поставних вредности напона

Поред могућности да се алгоритми приказани у потпоглављима 2.1 и 2.2 користе засебно, могуће је коришћење и њихове комбинације. У том случају, прво се користи алгоритам са једнаким кораком поставне вредности напона за све регулаторе електрана, све док се не добије прво нарушење максимално дозвољене вредности напона. Затим се спроводи додатна оптимизација алгоритмом са факторима осетљивости напона на промену поставне вредности напона регулатора, са финијим инкрементом поставне вредности напона у односу на алгоритам са једнаким кораком поставне вредности. Како су ова два алгоритма већ описана у одговарајућим потпоглављима, због прегледности, хибридни алгоритам неће бити детаљније описан, али ће резултати добијени на тест примеру бити приказани када се овај алгоритам употреби.

2.4 Алгоритам са степенастом оптимизацијом

Прва два алгоритма која су приказана, као полазну тачку су имали једнаке поставне вредности напона регулатора свих ВЕ и ФНЕ – вредност 0.95 р.ј. Овакав приступ је био усмерен ка претпоставкама да варијабилни ОИЕ већ раде у режиму регулације напона и да је задавањем ниске вредности напона сигурно постигнуто највеће могуће смањење високих вредности напона. Након тога, извршена је оптимизација којом се укупна реактивна снага преузета из преносне мреже минимизира.



Слика 5: Итеративна оптимизација реактивне снаге у генераторским чворовима ОИЕ ради регулације напона на сабирницама преносне мреже

У случају да сви варијабилни ОИЕ раде у режиму $\cos\phi = 1$, вредности напона на 400 kV сабирницама преносне мреже су и даље превисоки, па је прво неопходно извршити оптимално смањење вредности напона. То се може постићи степенастом оптимизацијом, којом се:

1. Вредности напона на сабирницама 400 kV мреже сортирају у опадајућем редоследу,

2. Мења се поставна вредност регулатора који највише утичу на највећу вредност напона све док се не изједначи са првом следећом вредношћу напона,
3. Корак 2 се понавља све док, у идеалном случају, напони на свим сабирницама у свим сатима, не буду унутар дозвољеног опсега. С обзиром да је у реалности извесније да вредност напона на неким сабирницама у неком сату неће моћи да се спусти тако да буде у дозвољеном опсегу, уведен је и додатни критеријум којим се алгоритам зауставља ако се при промени поставне вредности напона регулатора најугицајније електране не добије задовољавајуће смањење напона на сабирницама са највећим напоном.

Итеративни поступак који се примењује у степенастом алгоритму је приказан на Слици 5, за пример када је вредност напона изнад максимално дозвољене на шест сабирница преносне мреже, од укупно n сабирница.

3 РЕЗУЛТАТИ ПРИМЕНЕ АЛГОРИТАМА НА ТЕСТ ПРИМЕРУ

Алгоритми описани у претходном поглављу се, уз мање модификације, могу користити за оптимизацију вредности укупне преузете реактивне снаге на било којој преносној мрежи за коју постоји валидан симулациони модел са подацима о производњи, потрошњи и размени са суседним системима на нивоу једне године, дана или сата. У зависности од циља који оператор жели да постигне, оптимизација може да се извршава или за дан унапред, или блиско реалном времену (на сваких 60 мин, 30 мин или 15 мин), или комбиновано – дан унапред, уз корекцију на сатном/минутном временском интервалу. С обзиром да расположива реактивна подршка ОИЕ зависи од активне снаге генерисања, план реактивног ангажовања ОИЕ за дан унапред има одређену несигурност. Из тог разлога предлаже се комбиновано планирање за дан унапред са унутардневном фином корекцијом којом се врши преподешавање у складу са расположивим реактивним капацитетом и прецизнијим подацима о напонским приликама у систему.

Тест пример за који ће бити приказани резултати примене алгоритама представља перспективно стање преносне мреже, када је укупно инсталисано 7100 MW ВЕ и 3500 MW ФНЕ.

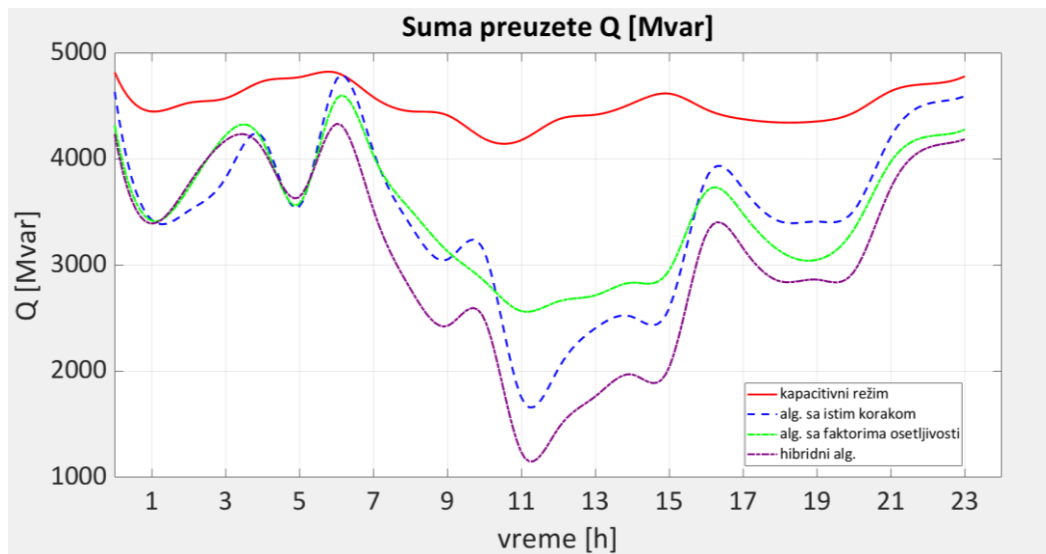
3.1 Резултати за алгоритме описане у 2.1, 2.2 и 2.3

Како је раније напоменуто, алгоритми могу да се примењују за дан унапред, и на Слици 5 су приказани резултати примене алгоритама описаних у 2.1, 2.2 и 2.3 на нивоу једног пролећног радног дана за 2030. годину. На Слици 5 је приказан и резултат за случај када сви варијабилни ОИЕ у свим сатима раде у капацитивном режиму, користећи максималне реактивне могућности.

Резултати примене оптимизационих алгоритама: са једнаким кораком, са факторима осетљивости и хибридног алгоритма и резултати када сви ОИЕ раде у капацитивном режиму показују:

1. Да се коришћењем алгоритма са једнаким кораком најбрже добије нарушење максималне дозвољене вредности напона,
2. Да је алгоритам са факторима осетљивости бољи за случајеве када у мрежи већ постоји нарушење максималне дозвољене вредности напона,

3. Да је хибридни алгоритам најбољи са аспекта минимизирања укупне преузете реактивне снаге из преносне мреже.



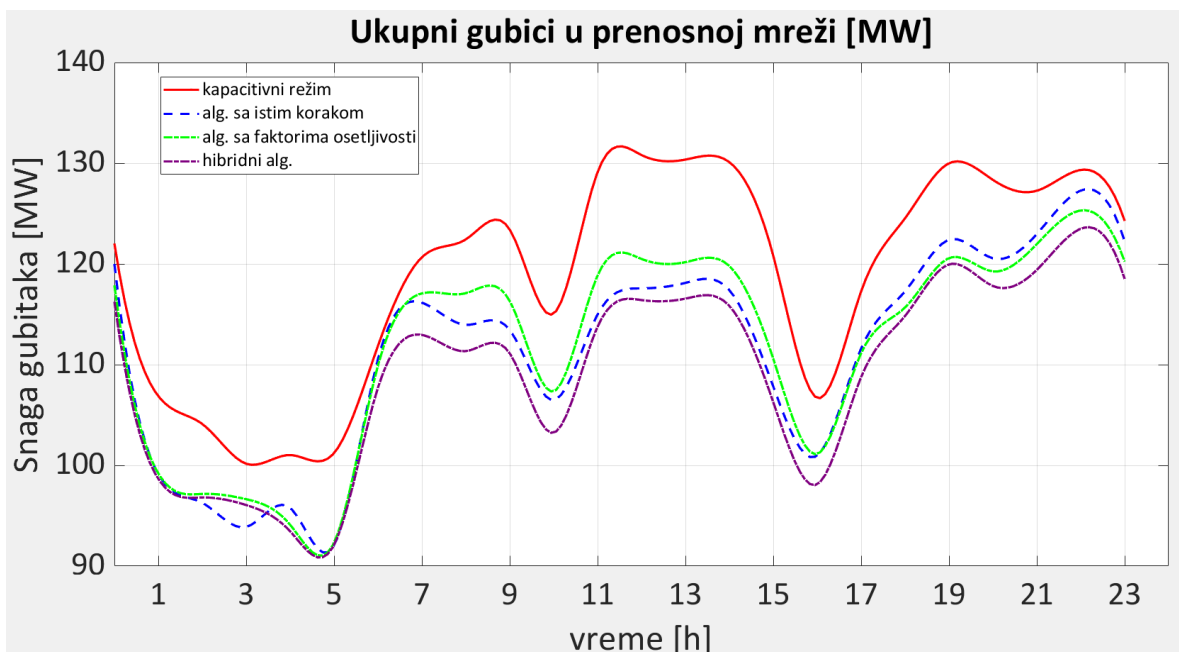
Слика 5: Сума преузете реактивне снаге: резултати примене оптимизационих алгоритама: са једнаким кораком, са факторима осетљивости и хибридног алгорита и резултати када сви ОИЕ раде у капацитивном режиму

Слични закључци важе и за губитке у преносној мрежи (Слика 6):

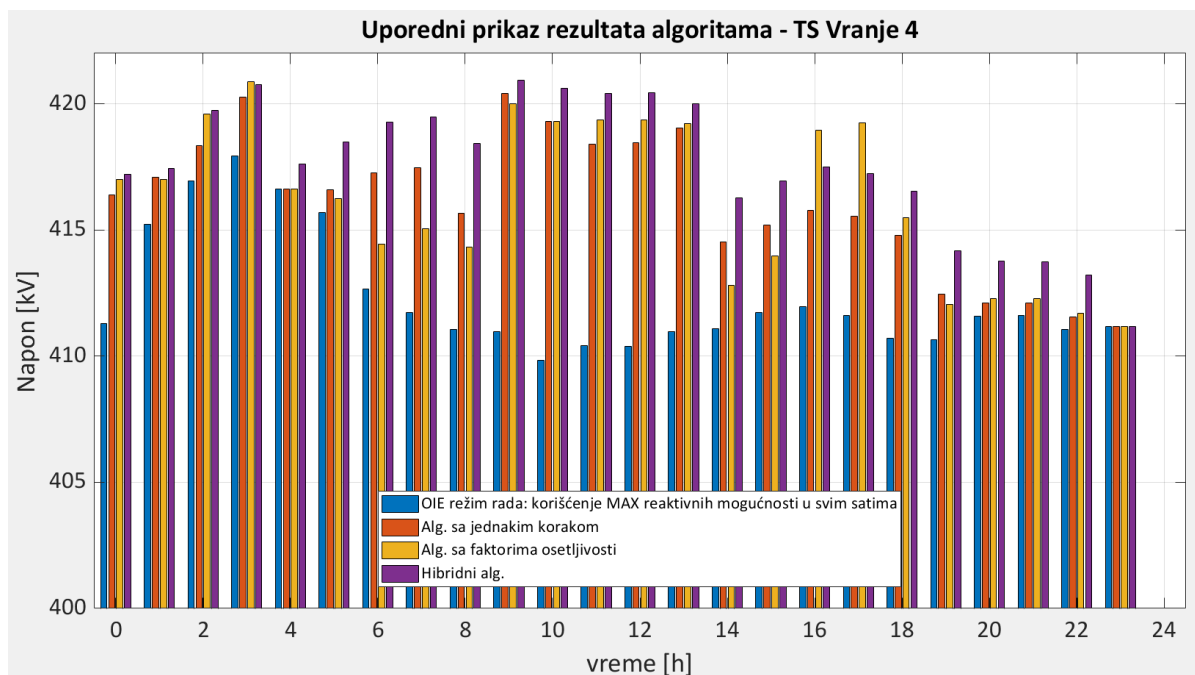
1. Коришћењем алгоритма са једнаким кораком се постижу мање вредности укупних губитака када у преносној мрежи не постоји нарушење максимално дозвољене вредности напона, јер се реактивна снага равномерније распоређује по свим елементима преносне мреже (кумулативни утицај правилно распоређених ОИЕ),
2. Коришћењем алгоритма са факторима осетљивости се постижу мање вредности укупних губитака када у преносној мрежи већ постоји нарушење максимално дозвољене вредности напона, јер тада алгоритам са једнаким кораком не може да се користи, а преко фактора осетљивости се може оптимизовати вредност напона на сабирницама које су електрично удаљене од оних на којима већ постоји нарушење максимално дозвољене вредности напона,
3. Хибридни алгоритам најбољи са аспекта минимизирања укупне снаге губитака у преносној мрежи.

За три одабране сабирнице 400 kV, на Сликама 7, 8 и 9 су приказане вредности напона након примене сваког од алгоритама. Приметно је да у неким сатима вредност напона прелази максимално дозвољену вредност, што може да буде последица следећег:

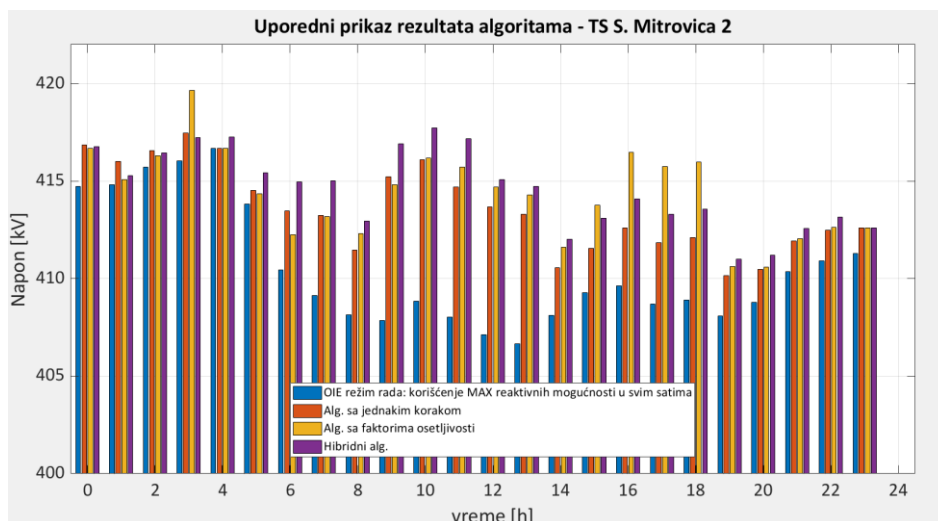
1. Критеријума заустављања алгоритма, што оставља простор за побољшање конвергенције итеративног поступка који се примењује
2. Додатне оптимизације која се примењује када у мрежи већ постоје сабирнице на којима је максимална вредност напона нарушена, или сабирнице на којима је вредност напона близу максималне. Деловањем на најмање утицајан регулатор електране може да доведе до малог пораста највеће вредности напона у мрежи.



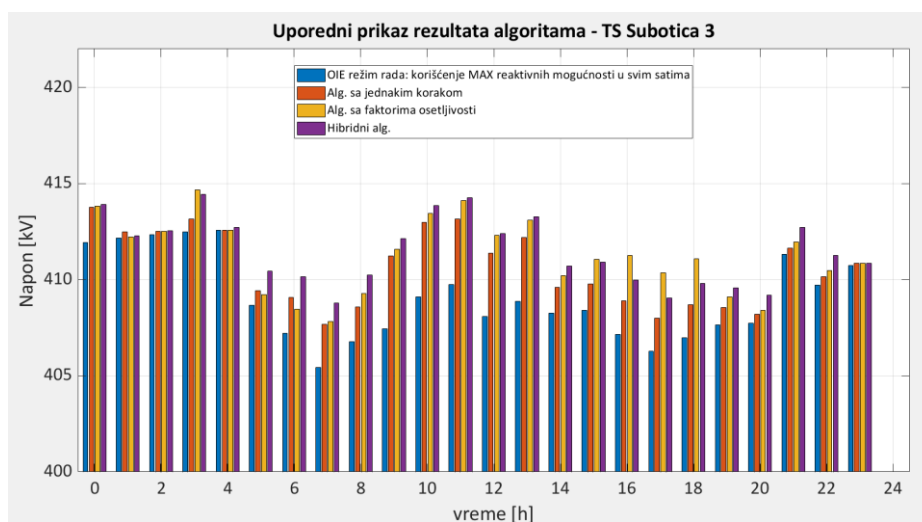
Слика 6: Снага губитака у преносној мрежи: резултати примене оптимизационих алгоритама: са једнаким кораком, са факторима осетљивости и хибридног алгоритама и резултати када сви ОИЕ раде у капацитивном режиму



Слика 7: Упоредни приказ резултата примене оптимизационих алгоритама: напон на 400 kV сабирницама ТС Врање 4



Слика 7: Упоредни приказ резултата примене оптимизационих алгоритама: напон на 400 kV сабирницама ТС Сремска Митровица 2

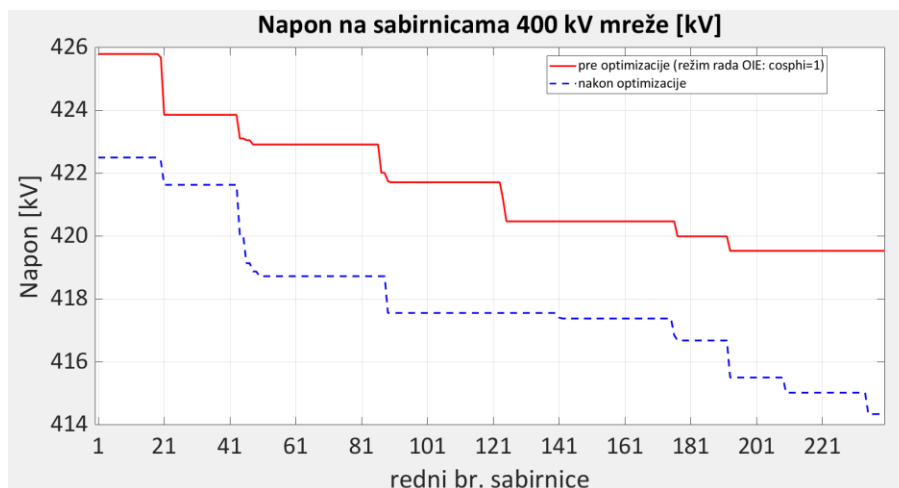


Слика 8: Упоредни приказ резултата примене оптимизационих алгоритама: напон на 400 kV сабирницама ТС Суботица 3

3.2 Резултати за алгоритам са степенастом оптимизацијом

Када сви варијабилни ОИЕ раде у режиму $\cos\phi = 1$, вредности напона на 400 kV сабирницама су и даље високе, и претпоставка је да се применом алгорита са степенастом оптимизацијом може постићи равномернији профил напона тако што ће се прво смањивати напон на сабирницама на којима је вредност напона највећа, док се не достигне друга највећа вредност, и тако редом, док се на свим сабирницама на којима је детектовано нарушење максималне вредности напона не добије $U < 420$ kV. Међутим, резултати алгорита на тест примеру показују да вредности напона на неким сабирницама не могу да се смање испод максимално дозвољене вредности, и да је због међусобне зависности, тешко постићи потпуно идентичне вредности на крају оптимизационог процеса.

Резултати за један сат тест примера, за један пролећни радни дан 2030. године су приказани на Слици 9.



Слика 9: Резултати алгоритма са степенастом оптимизацијом

4 ЗАКЉУЧАК

Алгоритми приказани у раду се могу користити у циљу смањења вредности напона у преносној мрежи, смањења губитака у преносној мрежи и минимизирања преузете реактивне снаге/енергије. Приказане алгоритме је могуће користити у оперативном раду и планирању оперативног рада на следећи начин:

1. За дан унапред (Д+1) се прорачунају поставне вредности напона за сваки временски интервали за које постоји прогноза производње из варијабилних ОИЕ за Д+1,
2. Поставне вредности добијене у Д-1 се коригују на сатном нивоу, како би се уважила евентуална одступања у прогнози производње из варијабилних ОИЕ или уколико је у преносној мрежи дошло до промене која је од суштинског значаја за управљање.

У зависности од циља, сваки алгоритам се може користити засебно. За снижење вредности напона испод максимално дозвољене вредности, најједноставније је користити алгоритам са степенастом оптимизацијом. За минимизирање преузете реактивне снаге и за минимизирање губитака у преносној мрежи, најбоље резултате даје хибридни алгоритам за оптимизацију поставних вредности напона.

Коришћење алгоритама са факторима осетљивости и хибридног алгоритма може да доведе до малог пораста највеће вредности напона у мрежи. Ово оставља простор за побољшање критеријума за заустављање алгоритма, оптимизације инкремента поставних вредности напона, као и самих алгоритама у целини.

5 ЛИТЕРАТУРА

- [1] План развоја преносног система Републике Србије за период 2023-2032., Електромрежа Србије АД, Београд, 2023.
- [2] Regional Study for Voltage Profile Improvement: Feasibility Study, <https://wbif.eu/technicalassistancegrants//WB17-REG-ENE-01>

- [3] Студија „Анализа потенцијала ветроелектрана и соларних електрана за пружање помоћних услуга регулације напона и фреквенције у ЕЕС-у Србије“, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, Београд, децембар 2024.
- [4] М. Žerajić, Т. Šiljegović, Р. Gorašević, К. Lazović, Ђ. Laović, Ž. Đurišić, „Participation of wind farms in voltage control in the transmission grid of Serbia“, Wind Europe annual event 2025, Copenhagen, April 2025.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.16](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.16)

C2.16

**POBOLJŠANJE STABILNOSTI GRID-FOLLOWING INVERTORA KOD OBNOVLJIVIH
IZVORA ENERGIJE****IMPROVING THE STABILITY OF GRID-FOLLOWING INVERTERS IN RENEWABLE
ENERGY SOURCES****Jasna Dragosavac, Žarko Janda, Ilija Klasnić, Anita Mijajlović***

Kratak sadržaj: Sve veće učešće obnovljivih izvora energije (OIE) u proizvodnom miksu modernih elektoroenergetskih sistema zahteva napredne tehnologije upravljanja energetske pretvaračima koje i omogućavaju njihovu pouzdanu integraciju. OIE su priključeni na mrežu preko invertora koji imaju ključnu ulogu u ovoj integraciji i poznavanje njihovih različitih tipova, njihovih prednosti i mana, omogućava efikasno upravljanje što doprinosi povećanju stabilnosti celokupnog sistema. U situaciji kada je više invertora povezano na mrežu, mogu se javiti razni tipovi nestabilnosti, sa rasponom frekvencija od niskih do visokih. U radu se razmatraju fenomeni nestabilnosti koje unose Grid-Following invertori u sistemu sa velikim udelom OIE (vetroelektrane i solarne elektrane). Rad pruža uvid u prednosti i mane ovog tipa invertora, u odnosu na Grid-Forming invertore, i njihovog uticaja na stabilnost sistema kao i na intermitentan način rada OIE. Predložena su moguća unapređenja u načinu upravljanja ovim pretvaračima uvođenjem dodatnih upravljačkih kola koja emuliraju sinhronverter, što potvrđuju prikazani rezultati simulacija.

Ključne reči: *Grid-Following inverter, Grid-Forming inverter, stabilnost sistema, upravljačka struktura, simulacije*

Abstract: The increasing participation of renewable energy sources (RES) in the production mix of modern electricity systems requires advanced converter control technologies, which enable their reliable integration. RES are connected to the grid via inverters, which play a crucial role in this integration. Understanding the different types of inverters, their advantages and disadvantages, allows for efficient management, contributing to the increased stability of the overall system. When multiple inverters are connected to the grid, various types of instability can occur, with frequency ranges from low to high. This paper discusses the instability phenomena introduced by Grid-Following inverters in systems with a high share of RES (wind farms and solar power plants). The paper provides insight into the advantages and disadvantages of this type of inverter compared to Grid-Forming inverters, their impact on

* Jasna Dragosavac, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, jasna.dragosavac@ieent.org
Žarko Janda, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, zarko.janda@ieent.org
Ilija Klasnić, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, ilija.klasnic@ieent.org
Anita Mijajlović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, anita.mijajlovic@ieent.org

system stability, and the intermittent operation of RES. Possible improvements in managing these converters are proposed by introducing additional control circuits that emulate a synchronverter, as confirmed by the simulation results presented.

Key words: *Grid-Following inverter, Grid-Forming inverter, stability of the system, control structure, simulations*

1 UVOD

Obnovljivi izvori energije (OIE), u koje se ubrajaju solarne i vetroelektrane, su povezane na elektroenergetski sistem preko energetske pretvarača. OIE koji su na mrežu povezani preko invertora (IBR – *Inverter based resources*) imaju sve veći udeo u modernim elektroenergetskim sistemima bogatim upravo OIE. Stoga, razumevanje prednosti i mana odnosno ograničenja različitih tipova invertora znatno olakšava efikasno upravljanje OIE što doprinosi stabilnom i održivom sistemu napajanja. U osnovi postoje dve grupe invertora koji su povezani na mrežu, a razlike se ogledaju u različitim veličinama koje se regulišu, ponašanju pri radu u uslovima priključenja na mrežu pri različitim vrednostima impedanse mreže kao i u načinu sinhronizacije sa mrežom:

- Invertori koji prate mrežu (GFLI - *Grid-following inverter*)
- Invertori koji formiraju mrežu (GFMI - *Grid-forming inverter*)

Invertori koji prate mrežu su projektovani da prate napon mreže i injektuju određenu struju u mrežu. Snaga ovih invertora se reguliše injektiranjem određene struje u mrežu pa se oni mogu aproksimirati strujno kontrolisanim izvorom sa velikom impedansom u paraleli.

U radu se proučavaju problemi sa stabilnošću koje unose invertori koji prate mrežu kada su povezani na mrežu preko impedanse velike vrednosti. Da bi se ovi invertori savršeno sinhronizovali sa mrežnim naponom, potrebno je identifikovati ugao mrežnog napona kako bi se proračunao fazni pomeraj struje za injektovanje zadate aktivne i reaktivne snage invertora. Informacija o uglu mrežnog napona se dobija pomoću jedinice za sinhronizaciju tj. najčešće preko fazno sinhronizovane petlje (PLL - *phase locked loops*). Međutim, upravo je ona izvor problema sa stabilnošću, naročito u slučajevima slabe mreže sa velikom vrednošću impedanse [1].

U radu je predložena unapređena upravljačka struktura invertora koji prate mrežu koja se zasniva na konceptu virtuelnog sinhronog generatora (VSG - *Virtual Synchronous Generator*) – sinhronverter [2]. Praktično, ova metoda se zasniva na oponašanju rada sinhronog generatora, odnosno, dinamika GFL invertora koja se vidi od strane mreže ekvivalentna je dinamici sinhronog generatora. Ispitan je uticaj promene impedanse mreže na stabilnost GFL invertora i određena su ograničenja u aktivnoj snazi koju GFL invertori injektuju u mrežu. Prikazani su rezultati simulacija za različite vrednosti reference aktivne snage i vrednosti impedanse mreže na osnovu kojih se može zaključiti da se sa povećanjem impedanse mreže smanjuje granica stabilnosti. Dodatno, razmatrano je i predloženo rešenje upravljanja koje se bazira na konceptu VSG-a u okviru kojeg su dati predlozi za podešenje virtuelne inercije i faktora prigušenja u cilju poboljšanja stabilnosti. Rezultati simulacija potvrđuju da se optimalnim izborom vrednosti

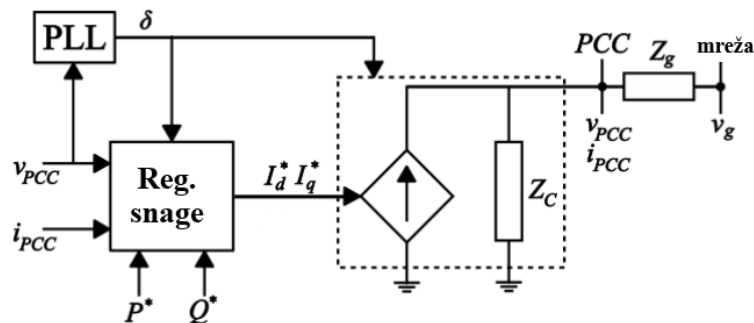
parametara virtuelne inercije i faktora prigušenja može dobiti stabilan odziv čak i u slučajevima velike vrednosti reference aktivne snage invertora i impedanse mreže.

Rad je strukturiran na sledeći način: U prvom poglavlju, **Uvod**, predstavljena je osnovna motivacija i ciljevi istraživanja. Drugo poglavlje, **Grid-Following invertori**, obuhvata opis rada GFL invertora s akcentom na opis jedinice za sinhronizaciju sa mrežnim naponom. U trećem poglavlju, **Virtuelni sinhroni generator**, dat je kratak opis VSG-a, uz opis unapređenog modela VSG-a u cilju unapređenja upravljačke strukture ovih invertora. U četvrtom poglavlju, **Rezultati**, prikazani su rezultati simulacija koji imaju za cilj da ukažu na razlike u odzivu GFL invertora sa P-Q i VSG upravljanjem. Konačno, u petom poglavlju, **Zaključak**, sumirani su ključni zaključci istraživanja.

2 GRID-FOLLOWING INVERTORI

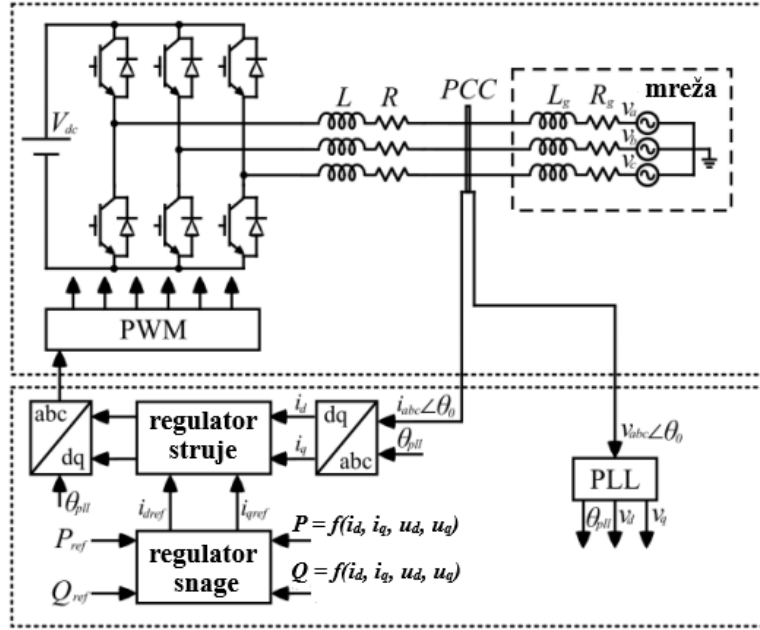
Većina današnjih invertora povezanih na mrežu dizajnirana je tako da prati napon mreže i injektuje odgovarajuću struju u mrežu, zbog čega se nazivaju mrežni invertori. Kod ovakvih uređaja, regulacija snage se ostvaruje injektovanjem određene struje u mrežu, što omogućava da se inverter posmatra kao strujni izvor velike impedanse priključene paralelno [3].

Jedinica za sinhronizaciju predstavlja ključnu komponentu GFL invertora, čija je uprošćena šema prikazana na Slici 1. Njena funkcija je prikupljanje podataka o uglu napona mreže, koji se zatim koristi za izračunavanje potrebnog faznog pomeraja struja kako bi se u mrežu injektirala željena snaga. PLL je rešenje koje se standardno koristi za potrebe sinhronizacije na mrežu, ali može negativno uticati na stabilnost invertora [4].



Slika 1: Aproksimacija GFL invertora

Na Slici 2 prikazan je jedan od najčešće primenjivanih kontrolnih algoritama za GFL invertore. Upravljanje se vrši u dq koordinatnom sistemu, koji je usklađen sa uglom mrežnog napona V_{PCC} , generisanim pomoću PLL-a.



Slika 2: P-Q kontrolni algoritam GFL invertora

3 VIRTUELNI SINHRONI GENERATOR

Virtuelni sinhroni generatori (VSG) su tehnologija koja simulira ponašanje tradicionalnih sinhronih generatora u elektroenergetskim mrežama. Njihova glavna uloga je da obezbede stabilnost frekvencije i napona u mreži, posebno u sistemima sa velikim udelom OIE. VSG koriste algoritme za emulaciju inercije, što omogućava da se ponašaju kao fizičke mašine koje reaguju na promene u mreži.

3.1 Unapređen model virtuelnog sinhronog generatora

Na Slici 3 prikazan je blok dijagram unapređenog modela VSG-a. Razlike u formiranju GFL i GFM invertora ilustrovane su crvenom i plavom bojom na Slici 3, respektivno. Kod formiranja GFL-a, umesto nominalnog koristi se prvi izvod ugla napona mreže dobijen pomoću PLL-a. Dodatno, petlja naponskog statizma se zanemaruje u slučaju GFL-a. Koeficijent naponskog statizma D_q predstavlja odnos promene reaktivne snage ΔQ i promene napona Δv , odnosno:

$$D_q = -\frac{\Delta Q}{\Delta v} \quad (3.1)$$

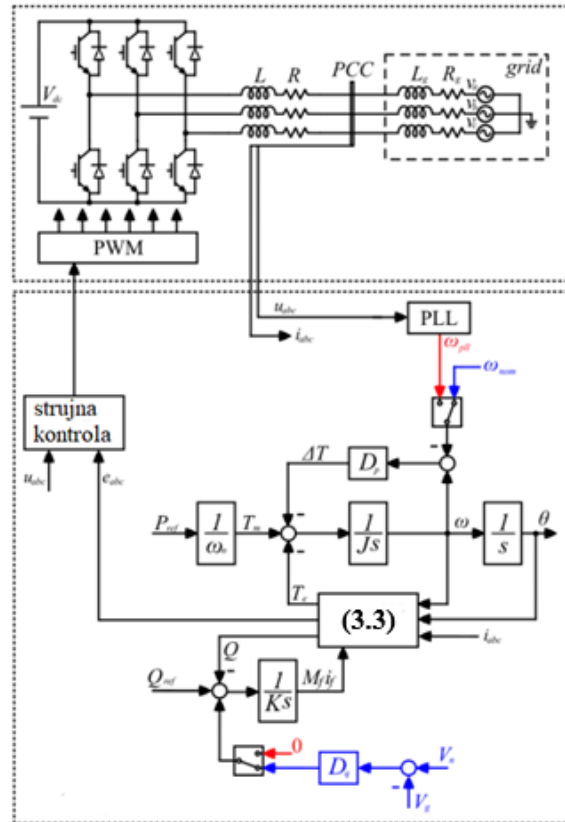
Značajan mehanizam za ravnomernu raspodelu opterećenja kod SG je promena snage koja se isporučuje mreži u skladu sa promenom frekvencije mreže. Ta kontrolna petlja naziva se statizam (*frequency droop*). Konstantna D_p (faktor prigušenja) predstavlja zbir virtuelnog faktora prigušenja i koeficijenta statizma, gde je drugi sabirak značajno veći. Deljenjem promene ukupnog obrtnog momenta ΔT koji deluje na imaginarni rotor sa promenom ugaone učestanosti $\Delta \theta$ dobija se:

$$D_p = -\frac{\Delta T}{\Delta \theta} \quad (3.2)$$

Parametar J označava virtuelni moment inercije. U narednom poglavlju prikazani su rezultati uticaja ovih parametara na stabilnost invertora, sa poređenjem između implementacija GFM-a

i GFL-a. Simulacija je izvršena za različite vrednosti reference aktivne snage i poremećaja u mreži, pri čemu se variraju parametri D_p , J i L_m , gde L_m označava induktivnost mreže. Set jednačina (3.3) sa Slike 3 predstavljen je sledećim izrazima:

$$\begin{aligned}
 e_a &= -M_f i_f \sin(\theta_d) + M_f \frac{di_f}{dt} \cos(\theta_d) \\
 e_b &= -M_f i_f \sin\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) + M_f \frac{di_f}{dt} \cos\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) \\
 e_c &= -M_f i_f \sin\left(\theta_d + \frac{2\pi}{3}\right) + M_f \frac{di_f}{dt} \cos\left(\theta_d + \frac{2\pi}{3}\right) \\
 T_e &= p M_f i_f [i_a \sin(\theta_d) + i_b \sin\left(\theta_d - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \sin\left(\theta_d + \frac{2\pi}{3}\right)] \\
 Q &= \frac{1}{\sqrt{3}} [(v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b + (v_a - v_b)i_c]
 \end{aligned} \tag{3.3}$$



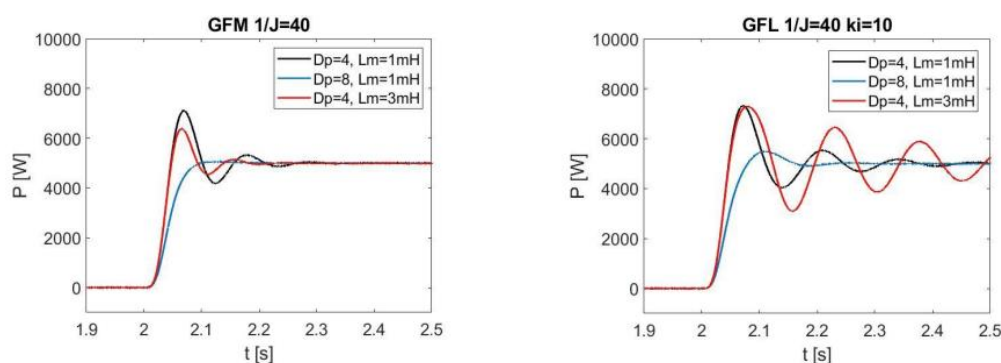
Slika 3: Formiranje upravljačkog signala GFL (crvena) i GFM (plava) invertora koristeći koncept VSG

4 REZULTATI

4.1 Poređenje odziva GFM i GFL invertora realizovanih kao virtuelni sinhroni generator

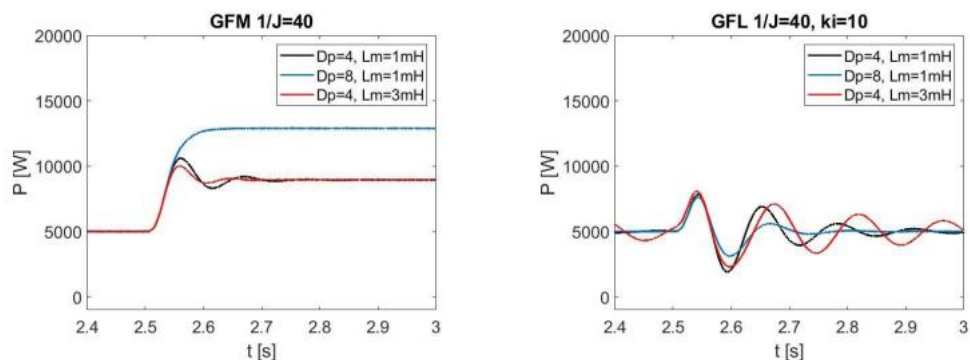
Simulacija je sprovedena korišćenjem softverskog alata Matlab/Simulink. Invertor je povezan na distributivnu mrežu (400 V, 50 Hz) preko LCL filtera, dok je mreža modelovana korišćenjem Tevenenovog generatora. Usvojen je odnos $X/R = 1$ [5]. Simulirane su sledeće promene: u trenutku $t_1 = 2$ s, zadata je referenca aktivne snage od 5 kW invertoru koji je prethodno bio neopterećen. Poremećaj u vidu naglog smanjenja frekvencije napona mreže za 1 % uveden je u trenutku $t_2 = 2.5$ s.

Na Slici 4 prikazani su odzivi na promenu aktivne snage za GFM i GFL invertor, respektivno, za različite vrednosti parametara D_p i L_m . Na osnovu prikazanih odziva na Slici 4 može se zaključiti da povećanje koeficijenta prigušenja D_p rezultuje sporijim i prigušenijim odzivom u oba slučaja. Uticaj promene induktivnosti mreže L_m je različit. Kako se induktivnost mreže povećava, stabilnost GFL invertora se smanjuje zbog nedovoljnog prigušenja odziva. Nasuprot tome, GFM invertor pokazuje stabilniji odziv sa većim vrednostima induktivnosti mreže.



Slika 4: Odziv na step promenu reference aktivne snage GFM invertora (levo) i GFL invertora (desno)

Odziv na poremećaj u vidu smanjenja frekvencije prikazan je na Slici 5. Promena frekvencije mreže ima različit uticaj na dva analizirana tipa invertora. Kod GFM invertora, koji se može aproksimirati kao naponski izvor, radi postizanja regulacije napona i frekvencije, aktivna i reaktivna snaga se menjaju. Na osnovu odziva prikazanih na slici 5 može se zaključiti da se sa smanjenjem učestanosti mreže vrednost aktivne snage povećava, a to povećanje zavisi od parametra D_p (za $D_p = 8$ se dostiže veća vrednost aktivne snage nego za $D_p = 4$). S druge strane, kod GFL invertora, koji se može aproksimirati kao strujni izvor, osnovni cilj je regulisanje snage injektirane u mrežu, dok je podrška mreži sekundarni cilj. Uočava se da se aktivne snage održavaju na zadatim vrednostima i posle poremećaja u mreži.



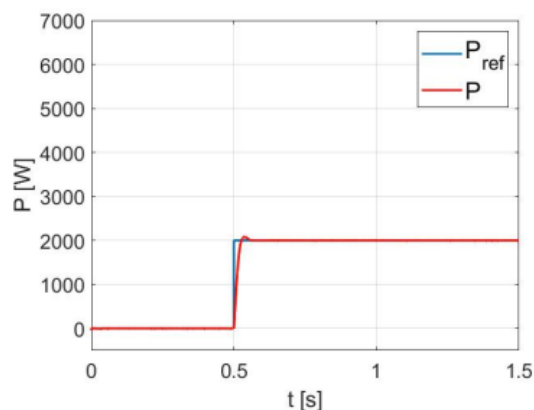
Slika 5: Odziv na step promenu frekvencije mreže GFM invertora (levo) i GFL invertora (desno)

4.2 Poređenje odziva GFL invertora realizovanog standardnim P-Q upravljanjem i korišćenjem modela VSG-a

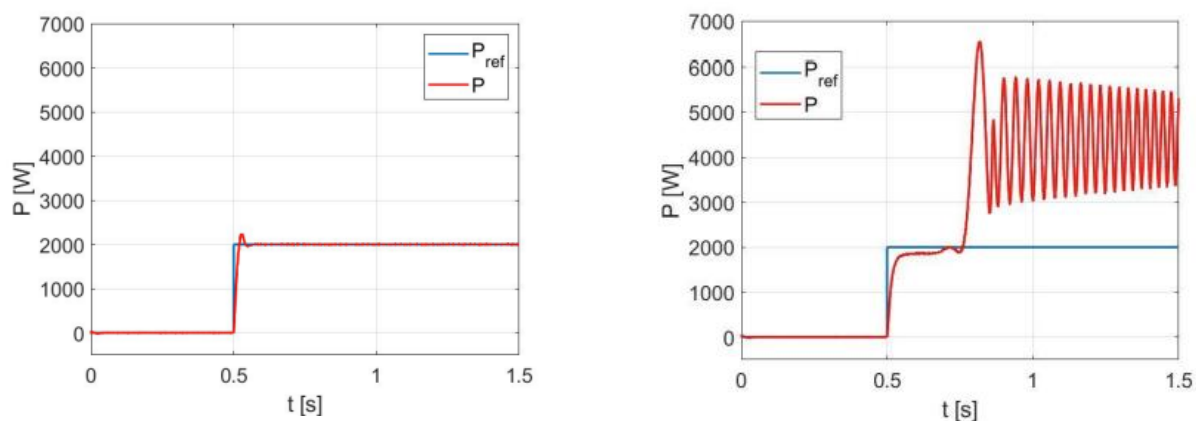
Na Slici 6 su prikazani rezultati simulacija GFL invertora, zasnovanog na standardnom P-Q algoritmu. U trenutku $t = 2$ s, prethodno neopterećenom invertoru postavljena je referentna vrednost aktivne snage P_{ref} . Na Slici 6 prikazan je brz odziv invertora sa malim preskokom, kada je zadata referentna vrednost aktivne snage $P_{ref} = 2$ kW, a induktivnost mreže iznosi $L_m = 0.1$ mH.

Uticaj impedanse mreže na odziv invertora proučavan je kroz promenu otpornosti i induktivnosti mreže, uz održavanje odnosa $\omega L_m/R_m = 1$. Na Slici 7 prikazani su odzivi za impedansu mreže od $L_m = 0.5$ mH i $L_m = 1$ mH, uz referentnu aktivnu snagu od $P_{ref} = 2$ kW. Veća impedansa uzrokuje izraženiji preskok u odzivu, a daljim povećanjem odziv postaje oscilatoran, bez dostizanja zadate vrednosti aktivne snage, što ističe bitan uticaj impedanse mreže na stabilnost invertora.

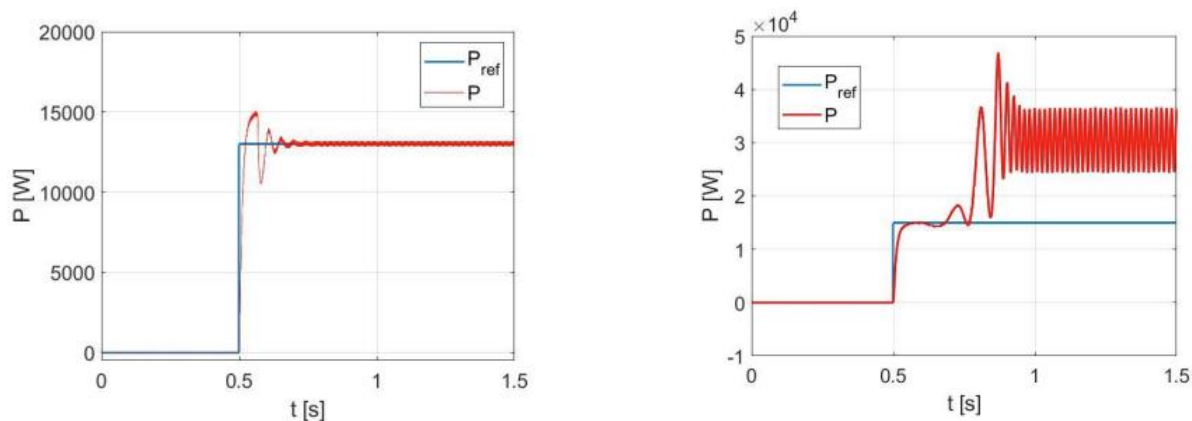
Na Slici 8 analiziran je odziv za različite reference aktivne snage pri impedansi $L_m = 1$ mH. Za $P_{ref} = 13$ kW, odziv postiže stabilno stanje nakon kratkih oscilacija (levo), dok za $P_{ref} = 15$ kW odziv postaje oscilatoran i ne dostiže zadatu vrednost (desno).



Slika 6: Odziv invertora za $P_{ref} = 2$ kW, $L_m = 0.1$ mH

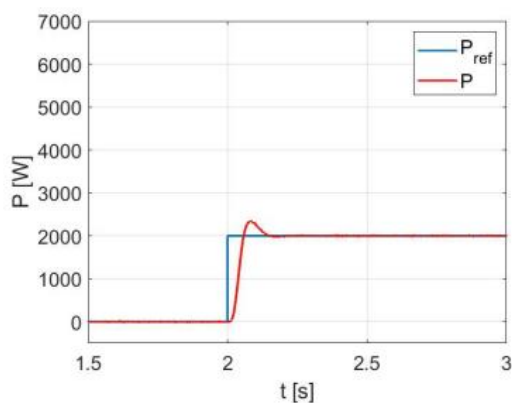


Slika 7: Odziv invertora za $P_{ref} = 2$ kW, $L_m = 0.5$ mH (levo), $L_m = 1$ mH (desno)

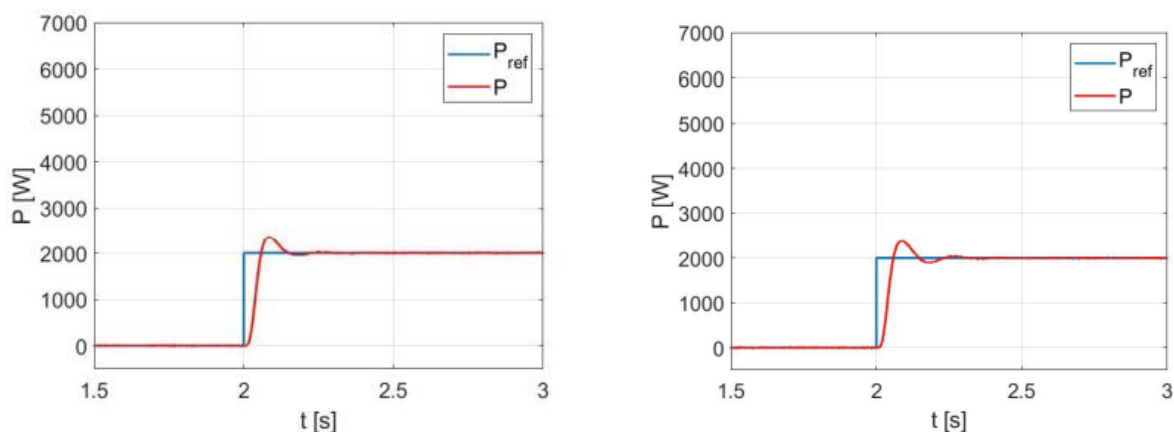


Slika 8: Odziv invertora za $L_m = 0.1$ mH, $P_{ref} = 13$ kW (levo), $P_{ref} = 15$ kW (desno)

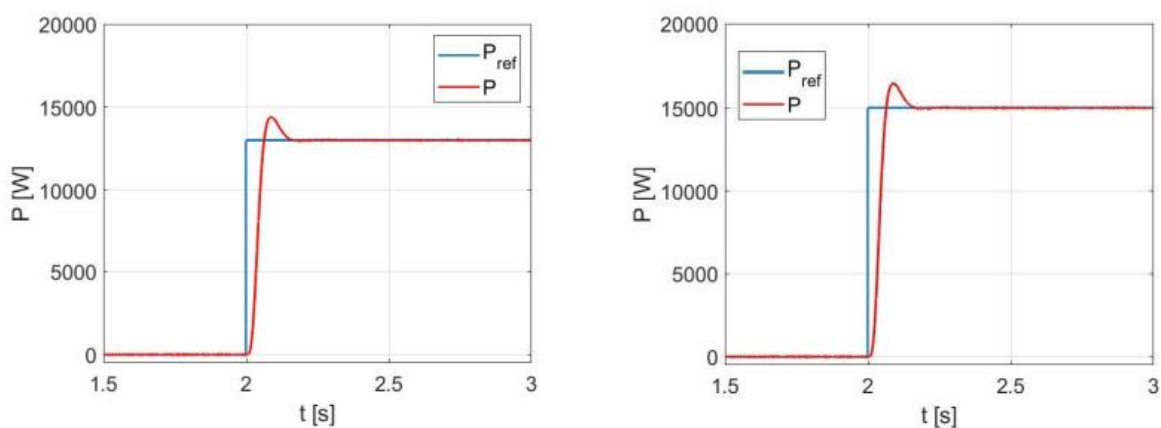
Rezultati simulacija GFL invertora, zasnovanog na konceptu unapređenog VSG-a, prikazani su na slikama 9, 10 i 11, pod istim uslovima kao i u prethodnoj analizi. Iako inverter funkcioniše sporije, uspešno dostiže željenu aktivnu snagu, čak i pri većim vrednostima impedanse mreže i zadate snage, što ga čini pogodnim za mreže sa visokom impedansom i invertore većih snaga.



Slika 9: Odziv VSG invertora za $P_{ref} = 2$ kW, $L_m = 0.1$ mH

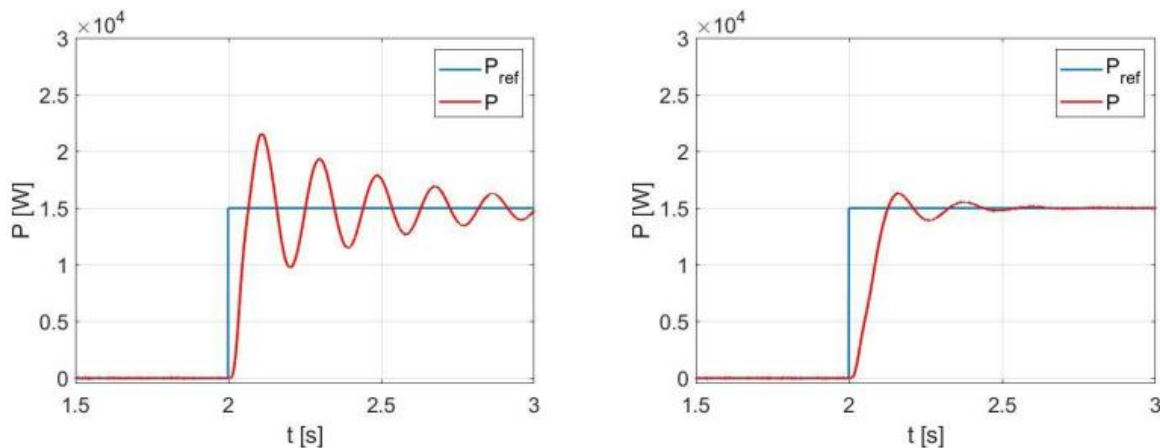


Slika 10: Odziv VSG invertora za $P_{ref} = 2 \text{ kW}$, $L_m = 0.5 \text{ mH}$ (levo), $L_m = 1 \text{ mH}$ (desno)



Slika 11: Odziv invertora za $L_m = 0.1 \text{ mH}$, $P_{ref} = 13 \text{ kW}$ (levo), $P_{ref} = 15 \text{ kW}$ (desno)

Povećanjem koeficijenta D_p , odziv invertora se usporava, ali se oscilacije značajno smanjuju. Na Slici 12 prikazan je odziv invertora za dve različite vrednosti parametra D_p , na osnovu kojih se vidi da i za jako velike vrednosti impedanse mreže i snage inverter može dostići željenu vrednost aktivne snage.



Slika 12: Uticaj parametra D_p na odziv invertora, $D_p = 6$ (levo), $D_p = 16$ (desno)

5 ZAKLJUČAK

Fokus rada je ispitivanje *Grid-following* invertora koristeći unapređeni koncept virtuelnog sinhronog generatora. Kontrolna šema analizirana je putem simulacija, fokusirajući se na uticaj parametara D_p i L_m . Dodatno, analiziran je uticaj pomenutih parametara na odzive *Grid-following* i *Grid-forming* invertora, radi njihovog međusobnog poređenja. Rezultati simulacije pokazuju da pristup VSG-a u upravljačkom algoritmu GFL invertora poboljšava stabilnost u odnosu na standardno upravljanje, čak i pri visokim referentnim vrednostima snage i velikoj impedansi mreže. Dobijeni rezultati mogu poslužiti kao pokazatelj značaja pravilnog odabira parametara pretvarača realizovanih na ovaj način, kako bi se obezbedila optimalna integracija obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem i ubrzao strateški napredak ka zelenoj agendi.

6 LITERATURA

- [1] B. Wen, D. Boroyevich, R. Burgos, P. Mattavelli and Z. Shen, "Analysis of D-Q SmallSignal Impedance of Grid-Tied Inverters," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, no. 1, pp. 675-687, Jan. 2016.
- [2] Q. -C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1259-1267, April 2011.
- [3] D. B. Rathnayake et al., "Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications," in IEEE Access, vol. 9, pp. 114781-114807, 2021.
- [4] Y. Li, Y. Gu and T. C. Green, "Revisiting Grid-Forming and Grid-Following Inverters: A Duality Theory," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 37, no. 6, pp. 4541-4554, Nov. 2022.
- [5] Birchfield, A.B.; Schweitzer, E.; Athari, M.H.; Xu, T.; Overbye, T.J.; Scaglione, A.; Wang, Z. A Metric-Based Validation Process to Assess the Realism of Synthetic Power Grids. Energies 2017, 10, 1233

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.17](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.17)

C2.17

**ANALIZA RADA I EFEKATA UGRADNJE SISTEMA ZA DALJINSKI NADZOR
TEMPERATURE PROVODNIKA I PROGNOZU DOZVOLJENE STRUJE
DALEKOVODA U REALNOM VREMENU NA DV 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA
LUKA 6/I NAKON PET GODINA EKSPLOATACIJE****ANALYSIS OF PERFORMANCE AND BENEFITS OF DYNAMIC THERMAL RATE
SYSTEM ON OHL 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA LUKA 6/I AFTER FIVE YEARS OF
EXPLOITATION****Nikola Đoković*, Dejana Jankelić, Jovan Todorović**

Kratak sadržaj: U radu je opisana arhitektura sistema za daljinski nadzor i prognozu temperature provodnika dalekovoda (DV) 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. Prikazani su podaci sa meteorološke stanice sistema u korelaciji sa podacima o opterećenjima transformatorskih stanica u regiji od interesa. Dat je pregled performansi rada sistema i izmjerenih temperatura provodnika tokom petogodišnjeg perioda eksploatacije. Analizirani su kritični režimi u pogonu dalekovoda i izneseni zaključci u pogledu opravdanosti ugradnje sistema za daljinski nadzor i prognozu temperature provodnika kao alternative rekonstrukciji dalekovoda.

Ključne reči: *Temperatura provodnika, DTR sistem, Prenasna moć dalekovoda, Nadzemni elektroenergetski vod, Rekonstrukcija*

Abstract: This paper presents architecture of dynamic thermal rate (DTR) system installed on OHL 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. The paper presents performance of the system, conductor temperatures reached during the past five years period of exploitation as well as meteorological data from meteorological station in correlation to power consumption data of the area of interest. The critical scenarios in transmission line operation were analysed and conclusions were drawn regarding the justification of the DTR system installation against to a transmission line reconstruction.

Key words: *Conductor temperature performance, Dynamic thermal rate, Ampacity, Overhead line, Reconstruction*

* Nikola Đoković, Elektroprenos BiH, nikola.djokovic@elprenos.ba
Dejana Jankelić, Elektroprenos BiH, dejana.jankelic@elprenos.ba
Jovan Todorović, Elektroprenos BiH, jovan.todorovic@elprenos.ba

1 UVOD

Trend brzog razvoja proizvodnih kapaciteta iz obnovljivih izvora energije (OIE) baziranih na energiji vjetra i sunčevog zračenja uzrokovao je nagle promjene proizvodnje električne energije na prenosnoj mreži i nametnuo nove izazove operatorima prenosnog sistema. Promjenjiva proizvodnja iz OIE za posljedicu ima naglu promjenu opterećenja prenosnih dalekovoda u kratkom vremenu, te se kao jedno od rješenja/alata nameće primjena sistema za daljinski nadzor temperature provodnika i prognozu dozvoljene struje dalekovoda u realnom vremenu (eng. Dynamic Line Rating – DLR ili Dynamic Thermal Rating, u daljem tekstu „DTR sistem“) kao sredstva kojim se uz relativno mala ulaganja trenutno može povećati prenosna moć dalekovoda. Kao moguće rješenje problema preopterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I identifikovanog kroz planove razvoja, Elektroprenos BiH se prije pet godina odlučio za ugradnju DTR sistema na ovom dalekovodu.

Autori su upoznati sa radovima [1], [2] koji se bave teorijskim aspektom ugradnje DTR sistema, proračunom prenosne moći dalekovoda i analizom opravdanosti ugradnje DTR sistema prije ugradnje takvog sistema, ali u ovim radovima nisu prezentovana iskustva o radu DTR sistema. U nekim od studija [3] koje se bave razvojem prenosnog sistema, može se pronaći podatak da prenosna moć dalekovoda sa instalisanim DTR sistemom iznosi 120% prenosne moći dalekovoda bez instalisanog DTR sistema. Treba napomenuti da je ovakva pretpostavka usvojena za dio sistema u kojem se kritična opterećenja dalekovoda javljaju pri angažmanu vjetroelektrana te se može očekivati velika vjerovatnoća povoljnih uslova za hlađenje provodnika pri pojavi vršnih opterećenja dalekovoda.

Namjera autora je da se analizira rad DTR sistema na jednom konkretnom dalekovodu, koji je lociran u dijelu elektroenergetskog sistema gdje vršno opterećenje dalekovoda određuje konzum. Analizirana je pouzdanost i sigurnost pogona dalekovoda i mogućnosti za rasterećenje dalekovoda u kritičnim režimima.

Ključno pitanje kojim se bavi rad je da li je ugradnjom DTR sistema uz rasterećenje dalekovoda u kritičnim režimima osiguran pouzdan i siguran rad u posmatranom dijelu elektroenergetskog sistema i da li su potrebna dodatna ulaganja u rekonstrukciju dalekovoda. Pored pokazatelja rada DTR sistema, provedena je i retrospektivna analiza na setu podataka o meteorološkim uslovima prikupljenim sa meteorološke stanice DTR sistema i prognozom opterećenja dalekovoda na bazi ostvarenih snaga potrošnje i proizvodnje u proteklom periodu u kritičnim režimima, čiji je cilj bio provjeriti da li bi do termičkog preopterećenja dalekovoda u periodu rada DTR sistema došlo da je u bilo kom trenutku došlo do kritičnog ispada u mreži.

Prognoza opterećenja dalekovoda je teorijski bazirana na DC modelu mreže opisanom u literaturi [4]. Za određivanje koeficijenata učešća potrošnje odnosno proizvodnje u pojedinim čvorovima dijela mreže od interesa korišteni su proračuni tokova snaga u računarskom programskom paketu PSS[®]E, proizvođača Siemens PTI, koji se koristi za analizu i planiranje elektroenergetskih mreža kroz razne statičke i dinamičke simulacije. Tokovi snaga na modelima elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine (EES BiH) zimskog i ljetnog maksimuma dobijeni su Newton-Raphson metodom proračuna tokova snaga. Stacionarno stanja tokova snaga simulirano je sa opterećenjima 20% većim u odnosu na vršno opterećenje iz perioda 2020-2023 u mreži od interesa. Potom je analiziran uticaj promjene snage proizvodnje odnosno potrošnje u pojedinim čvorištima u dijelu mreže od interesa na opterećenje posmatranog dalekovoda čime su dobijeni koeficijenti uticaja snage potrošnje odnosno proizvodnje u pojedinim čvorovima na tokove aktivnih snaga na predmetnom dalekovodu.

Po određivanju koeficijenata uticaja proračun opterećenja dalekovoda je računat u programu namjenski napisanom u programskom jeziku MathWorks® MATLAB uz pretpostavku konstantnog napona i tokova reaktivnih snaga na dalekovodu. Proračun opterećenja voda je proveden za sva 15-minutna opterećenja/proizvodnju u čvorištima mreže od interesa u periodu 2020-2023.

Za izračunata opterećenja dalekovoda u normalnom pogonu, u kritičnom režimu i po provedenom rasterećenju, simulirane su temperature provodnika dalekovoda. Za proračun se koristi set meteoroloških podataka sa meteorološke stanice DTR sistema prikupljen u periodu od 2020 do 2023. godine sa vremenom odabiranja od 15 minuta. Proračun je baziran na metodologiji CIGRE opisanom u literaturi [5], u čiju svrhu je takođe izrađen namjenski program u programskom jeziku MathWorks® MATLAB. Razlika u odnosu na metodologiju opisanu u literaturi [5] je u tome što se izračunata temperatura provodnika u zavisnosti od brzine i smjera vjetra poredi sa temperaturom za brzinu vjetra od 0,5 m/s okomito na pravac provodnika, što odgovara stanju prirodne konvekcije i usvaja se niža izračunata temperatura provodnika. Ovo je urađeno iz razloga što se prilikom poređenja rezultata proračuna temperature provodnika sa izmjerenom temperaturom provodnika pokazalo da navedena korekcija daje bolje slaganje rezultata simulacije sa izmjerenim vrijednostima temperature provodnika.

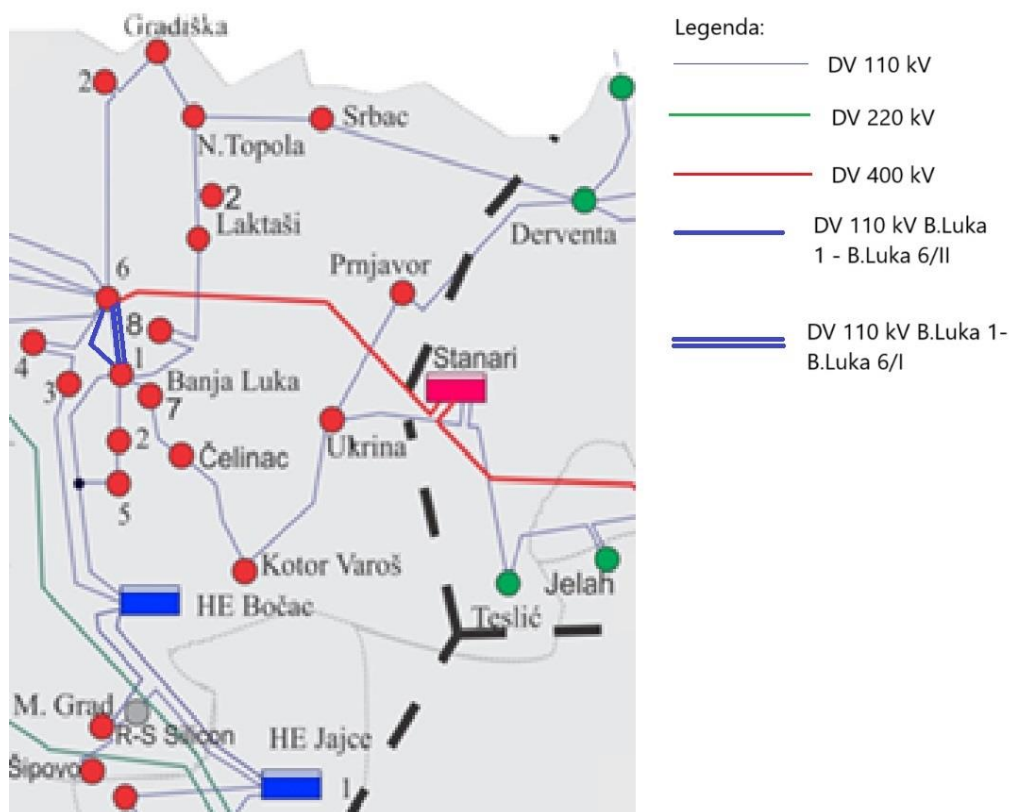
U Poglavlju 2 prikazana je topologija i date karakteristike prenosne mreže na području od interesa, a u Poglavlju 3 karakteristike DV 110 kV Banja Luka 1 - Banja Luka 6/I sa procjenom dodatnih ulaganja u povećanje sigurnosti pogona dalekovoda i dogradnju DTR sistema u poređenju sa troškovima rekonstrukcije dalekovoda. Arhitektura DTR sistema i pokazatelji rada u prethodnom periodu prikazani su u Poglavlju 4. Poglavlje 5 bavi se mogućnostima rasterećenja dalekovoda na modelu sistema za režime ljetnjeg i zimskog maksimuma u programskom paketu PSS®E. U Poglavlju 6 obrađen je termički proračun provodnika dalekovoda u kritičnim režimima rada dalekovoda (normalni pogon, n-1 najnepovoljniji slučaj i rasterećenje dalekovoda nakon najkritičnijeg ispada grane u dijelu elektroenergetskog sistema od interesa) za 15-minutna opterećenja čvorova u prenosnoj mreži u regiji od interesa u periodu 2020-2023. godine. U poglavlju 7 prezentovani su zaključci provedenih analiza.

2 KARAKTERISTIKE PRENOSNE MREŽE NA PODRUČJU OD INTERESA

TS 110/35/10 kV Banja Luka 1 predstavlja jako čvorište mreže 110 kV sa šest dalekovodnih polja preko koga se napaja 50-60% konzuma grada Banja Luka i banjalučke regije, opremljena sa dva sistema sabirnica i spojnim poljem.

Ova TS je sa TS 400/110/20 kV Banja Luka 6 povezana sa dva dalekovoda: DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I sa provodnicima Al/Č 150/25 i DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II sa provodnicima Al/Č 240/40. TS 400/x kV Banja Luka 6 predstavlja glavnu tačku iz koje se preko dva transformatora 400/110 kV snage 300 MVA električnom energijom napaja grad Banja Luka i šire područje banjalučke i dobojske regije. Situacioni prikaz dijela mreže od interesa je dat na Slici 1.

U razvojnim planovima dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – 6/I označen je kao jedan od objekata, na kome dolazi do preopterećenja u slučaju ispada dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. Radi prevazilaženja ovog ograničenja, a imajući u vidu da su na dalekovodu 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I u periodu od 2000. do 2012. godine provodnici Al/Č 150/25 zamijenjeni novim, na dalekovodu je ugrađen DTR sistem. Sistem je ugrađen 2018. godine, u stabilnom i pouzdanom radu se nalazi od 2020. godine.



Slika 1: Prikaz dijela elektroenergetskog sistema BiH na području od interesa

3 KARAKTERISTIKE DV 110 kV BANJA LUKA 1 - BANJA LUKA 6/I

Dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I je dužine 13,87 km, od čega je dionica dužine 11,13 km sa ugrađenim provodnicima Al/Č 150/25 izgrađena 1962. godine, dok su na dijelu trase, izgrađenom kao priključak TS Banja Luka 6 u elektroenergetski sistem 1980. godine ugrađeni provodnici Al/Č 240/40. DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II je paralelan dalekovod, na čijoj cijeloj dužini su ugrađeni provodnici Al/Č 240/40, koji je desni sistem nekadašnjeg DV 2x110 kV Jajce – Zagreb, izgrađenog 1957. godine.

Za DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I nije zadovoljen standardni kriterijum planiranja n-1, budući da pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II dolazi do prekoračenja granične vrijednosti opterećenja dalekovoda koje iznosi 89 MVA (strujno opterećenje voda 468 A izračunato po standardu IEEE 738 [6] uz sljedeće meteorološke podatke: temperatura vazduha 35°C, intenzitet sunčevog zračenja 850 W/m² i brzina vjetra 0,6 m/s okomito na provodnike - prirodno hlađenje).

Na dalekovodu su relativno skoro ugrađeni novi provodnici, te je kao alternativno rješenje rekonstrukciji dalekovoda ugrađen DTR sistem. Prije ugradnje DTR sistema izrađena je analiza sigurnosnih visina na dalekovodu 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. Dalekovod je, u skladu sa regulativom koja je važila u vrijeme izgradnje, projektovan tako da sigurnosne visine budu zadovoljene pri temperaturi provodnika od 40°C. Analizom je obuhvaćeno 49 kontrolnih tačaka u kojima su ukrštanja sa putevima, NN ili SN mrežom, ili se nalaze u blizini stambenih objekata. Od 49 kontrolnih tačaka u tri tačke sigurnosne visine nisu zadovoljene pri temperaturi provodnika od 40°C. Od toga se dva ukrštanja odnose na ukrštanje sa NN vodom i vodom 20 kV, koje je potrebno kablirati.

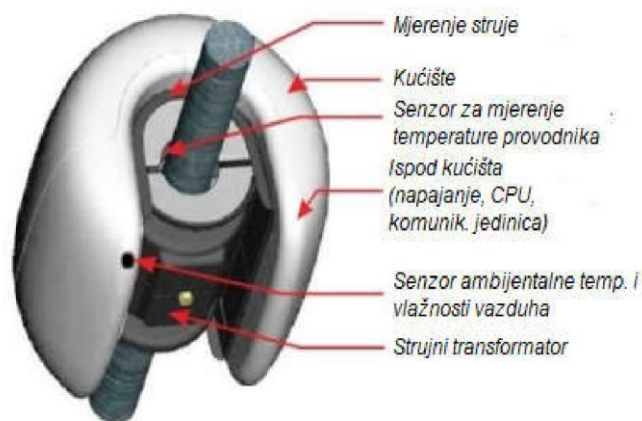
Svi objekti sa nezadovoljavajućim sigurnosnim visinama su nastali nakon izgradnje dalekovoda. Pri temperaturi provodnika od 60°C do narušavanja sigurnosnih visina dolazi u deset kontrolnih tačaka, a pri temperaturi provodnika od 80°C dolazi do narušavanja sigurnosnih visina u četrnaest kontrolnih tačaka.

S obzirom na to da odstupanja u sigurnosnim visinama nisu velika, predmetni dalekovod bi se mogao povećanjem visine stubova na kritičnim mjestima, te ugradnjom horizontalnih lanaca na donjoj fazi na nosnim stubovima u ostalim rasponima dovesti u stanje da su sigurnosne visine zadovoljene pri temperaturi provodnika od 80°C. Pouzdanost dalekovoda bi se mogla povećati dodatnim ulaganjem u proširenje DTR sistema ugradnjom dodatnih senzora za mjerenje temperature i još jedne meteorološke stanice, te povećanjem sigurnosnih visina provodnika na kritičnim mjestima, što je dodatno ulaganje u iznosu od oko 300.000 EUR, koje iznosi do 20% cijene rekonstrukcije dalekovoda po sadašnjim cijenama.

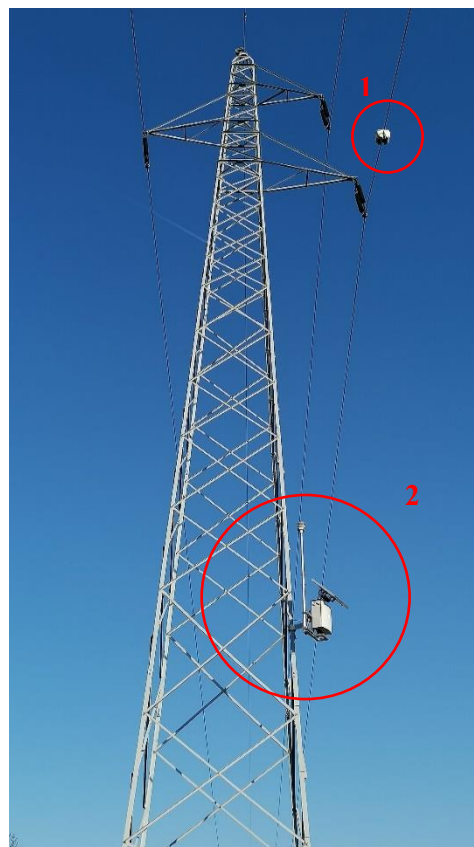
4 ARHITEKTURA DTR SISTEMA I POKAZATELJI RADA U PRETHODNOM PERIODU

DTR sistem se sastoji od senzorske jedinice postavljene na provodniku dalekovoda i meteorološke stanice, montirane na konstrukciju stuba. Senzorska jedinica omogućava direktno mjerenje temperature, struje i nagiba provodnika. Podatak o nagibu provodnika se koristi za procjenu ugiba provodnika i indikaciju leda nataloženog na provodniku. Meteorološka stanica je opremljena senzorima za mjerenje smjera i brzine vjetera, temperature vazduha, vlažnosti vazduha i intenziteta Sunčevog zračenja. Podaci iz senzorske jedinice se putem GSM (eng. Global System for Mobile communication, globalni sistem za mobilnu komunikaciju) uređaja dostavljaju na server sistema postavljen u dispečerskom centru Elektroprenosa BiH u Operativnom području Banja Luka. Sistem je podešen da daje dvije vrste alarma s obzirom na temperaturu provodnika i da na osnovu podataka sa meteorološke stanice prikazuje izračunatu trenutno dozvoljenu struju dalekovoda s obzirom na postavljenu graničnu vrijednost temperature. Podaci sa senzora i meteorološke stanice se dostavljaju u intervalima od 15 minuta i pohranjuju se na serveru radi analize i dalje obrade. Na dalekovodu je ugrađena jedna senzorska jedinica i jedna meteorološka stanica i to na stubu broj 5. Izgled senzorske jedinice i izgled sistema, montiranog na dalekovodu su prikazani na Slici 2a i Slici 2b. Sistem je instalisan 2018. godine i po okončanju perioda probnog rada 2020. godine pušten u trajni rad. Važno je napomenuti da zbog konfiguracije SCADA/EMS sistema (eng. Supervisory Control And Data Acquisition/Energy Management System, sistem za nadgledanje, kontrolu i prikupljanje podataka i upravljanje energijom) i sistema zaštita sistem ne omogućava davanje signala za automatsko isključenje dalekovoda pri prekoračenju maksimalno dozvoljene temperature, već sistem samo daje alarm dispečerskom centru koji upravlja rasterećenjima dalekovoda. Funkcija alarma i pregleda temperature provodnika na dalekovodu je integrisana u postojeći SCADA/EMS sistem. Zaštita od preopterećenja dalekovoda je podešena na alarm podešen pri strujnom opterećenju od 376 A sa vremenskim zatezanjem od 20 s, a isključenje dalekovoda sa vremenom reagovanja od 20 minuta podešeno na 468 A.

Osnovni pokazatelji rada sistema u proteklom periodu su prikazani u Tabeli I. Od 2020-2024, godine, sistem je zabilježio prosječnu neraspoloživost od oko 1,2%, odnosno prosječno oko 105 sati godišnje. Važno je napomenuti da ovo obuhvata i periode kada nije bilo podataka o temperaturi i struji voda sa senzorske jedinice, što ne mora podrazumijevati neraspoloživost samog sistema već može obuhvatati i neraspoloživost samog dalekovoda zbog planiranih isključenja i sl.



Slika 2a: Senzorska jedinica DTR sistema



1 – senzorska jedinica
2 – meteorološka stanica

Slika 2b: DTR sistem montiran na stubu broj 5

Tabela I: osnovni pokazatelji rada sistema u periodu 2019-2024. godine

Godina	Neraspoloživost sistema*		Vrijeme tokom kog je temperatura provodnika $T_{prov} > 40^{\circ}\text{C}$	
	%	sati/god	%	sati/god
2019	49,84%	4366	---	---
2020	1,91%	167	1,09%	96
2021	1,23%	108	3,96%	347
2022	0,19%	16	1,79%	157
2023	0,00%	0	0,00%	0
2024	1,58%	139	1,58%	139

Pregled maksimalno dostignutih vremenskih parametara, je prikazana u Tabeli II. Kada se govori o strujnom opterećenju dalekovoda i maksimalnoj temperaturi provodnika vidljivo je da je strujno opterećenje zadržano u granicama podešenja prekostrujne zaštite. Temperatura provodnika tokom posmatranog perioda je zadržana u granicama do 60°C , odnosno nije dolazilo do aktiviranja alarma povišene temperature provodnika dalekovoda.

Interesantno je primijetiti da pri maksimalno dostignutoj temperaturi provodnika u svakoj od godina ni jedan od meteoroloških parametara nisu dostizali svoje maksimalne (temperatura vazduha, sunčevo zračenje) odnosno minimalne vrijednosti (brzina i pravac vjetra), tako da je u svakom slučaju postojala određena bar minimalna rezerva u pogledu strujnog opterećenja provodnika.

Tabela II: osnovni pokazatelji strujnog i termičkog opterećenja voda u periodu 2019-2024.

Godina	T_{provmax} (°C)	I_{vmax} (A)	Vremenski podaci @ $T_{\text{prov max}}$					
			interval	I (A)	R (W/m ²)	T_v (°C)	v (m/s)	δ (°)
2019	---	---	---	---	---	---	---	---
2020	51,10	442	22.09.2020 11:15	439	474	22,6	0,67	121,7
2021	51,75	378	24.06.2021 16:45	325	531	38,0	0,82	51,9
2022	48,60	404	23.07.2022 15:45	263	700	38,9	1,07	210,3
2023	48,60	371	24.07.2023 15:45	264	687	37,1	1,06	268,0
2024	49,23	412	19.06.2024 14:30	286	838	35,9	1,25	287,7

I_{vmax} - najveća struja provodnika izmjerena u toku godine senzorskom jedinicom DTR sistema

T_{provmax} - najveća temperatura provodnika izmjerena u toku godine senzorskom jedinicom DTR sistema

Vremenski podaci u trenutku dostizanja maksimalne temperature provodnika T_{provmax} u toku godine:

I - struja provodnika, R - jačina sunčevog zračenja, T_v - temperatura vazduha, v - brzina vjetra, δ - smjer vjetra u odnosu na sjever

Meteorološki parametri: T_{max} - maksimalna temperature vazduha, R_{max} -maksimalni intenzitet Sunčevog zračenja, udio perioda bez vjetra, kada je izmjerena brzina vjetra manja od 0,5 m/s, v_{sr} srednje sezone brzine vjetra, v_{max} maksimalne brzine vjetra, dominantni pravci vjetra, te strujna (I_{max}) i termička opterećenja dalekovoda (T_{pmax}), razdvojeni sezonski je prikazani su Tabeli III. Maksimalna temperaturna opterećenja provodnika dalekovoda po pravilu se događaju u ljetnjim mjesecima kada su opterećenja dalekovoda relativno visoka. Zato na ovaj period treba posebno obratiti pažnju pri planiranju eksploatacije dalekovoda. Prolječni period i topliji dani u zimskom periodu su najpovoljniji za planiranje radova na okolnim objektima zbog relativno niskih opterećenja dalekovoda, i nižih temperatura i veće učestanosti vjetra. Sa druge strane, topliji dani u jesenjem periodu takođe mogu biti kritični za pogon dalekovoda zbog relativno visokih temperatura, relativno visokog intenziteta Sunčevog zračenja i manje učestalosti i intenziteta vjetra.

Tabela III: Pokazatelji meteoroloških podataka izmjerenih na stanici sistema u korelaciji sa opterećenjem provodnika

Godina	Zimski mjeseci (januar, februar, decembar)					v_{sr} (m/s)	v_{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T_{pmax} (°C)	I_{max} (A)	T_{max} (°C)	R_{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	31,4	393,0	20,0	722,8	24,93%	1,35	8,70	S, SSW, SW, N, NNE
2021	30,8	377,7	21,8	710,0	23,51%	1,35	7,53	S, SSW, SW, N, NNE
2022	32,5	360,0	20,6	682,0	25,45%	1,29	8,07	S, SSW, SW, N, NNE
2023	31,4	320,0	22,7	662,6	24,62%	1,34	9,89	S, SSW, SW, N, NNE
2024	31,6	335,0	22,9	662,7	24,81%	1,36	7,78	S, SSW, SW, N, NNE

Go-dina	Ljetnji mjeseci (juni, juli, avgust)					v _{sr} (m/s)	v _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	48,5	393,7	35,5	1120,0	20,72%	1,42	8,22	S, SSW, SW, N, NNE
2021	51,8	368,0	39,3	1111,6	21,82%	1,42	6,32	S, SSW, SW, N, NNE
2022	48,6	404,0	39,0	1026,3	19,05%	1,48	6,50	S, SSW, SW, N, NNE
2023	48,6	294,7	37,7	1077,6	21,76%	1,38	8,98	S, SSW, SW, N, NNE
2024	49,2	387,3	38,6	1101,3	20,94%	1,37	6,85	S, SSW, SW, N, NNE
Go-dina	Proljećni mjeseci (mart, april, maj)					v _{sr} (m/s)	v _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	38,2	312,0	29,0	1096,5	25,64%	1,59	7,40	S, SSW, SW, N, NNE
2021	38,7	339,0	29,3	1089,4	16,48%	1,59	6,13	S, SSW, SW, N, NNE
2022	40,2	336,7	31,0	1034,1	17,19%	1,53	7,39	S, SSW, SW, N, NNE
2023	32,6	287,3	27,7	1101,2	21,75%	1,49	6,90	S, SSW, SW, N, NNE
2024	35,6	288,3	32,3	1090,5	22,24%	1,52	8,72	S, SSW, SW, N, NNE
Go-dina	Jesenji mjeseci (septembar, oktobar, novembar)					v _{sr} (m/s)	v _{max} (m/s)	Dominantni pravci vjetra
	T _{pmax} (°C)	I _{max} (A)	T _{max} (°C)	R _{max} (W/m ²)	Bez vjetra			
2020	51,1	441,5	29,6	926,4	30,51%	1,20	7,60	N, NNE
2021	37,3	364,3	33,3	915,7	28,90%	1,22	5,43	N, NNE
2022	41,6	326,3	32,8	925,1	32,64%	1,17	4,96	N, NNE
2023	40,5	370,7	33,0	860,8	26,74%	1,42	9,36	N, NNE
2024	41,8	412,3	34,3	902,6	27,61%	1,29	7,38	N, NNE

Na osnovu podataka sa meteorološke stanice može se zaključiti da su povoljne okolnosti to što je učestalost vjetra relativno velika i što su dominantni pravci vjetra približno okomiti na pravac pružanja dalekovoda. Na osnovu iznesenih podataka, može se zaključiti da se po pitanju prognoze strujnih opterećenja i eventualnog sezonskog podešenja zaštita proljećni i jesenji period treba tretirati jednako kao i ljetnji zbog mogućih relativno visokih temperatura i intenziteta Sunčevog zračenja, koji su bliski onima u ljetnjem periodu.

Ono što čini nedostatak sistema jeste činjenica da se mjerenja vrše samo u jednoj tački. Preporuka proizvođača je bila da se senzorske jedinice za direktno mjerenje temperature provodnika ugrade u tri tačke na dalekovodu, a meteorološke stanice u dvije tačke.

U Poglavlju 6 ovog rada analizirana su ograničenja sistema računajući temperaturu provodnika u svim zateznim poljima sa provodnicima Al/Č 150/25 pod pretpostavkom da su temperatura vazduha, sunčevo zračenje, brzina i pravac vjetra jednaki duž trase dalekovoda. Maksimalna godišnja odstupanja temperature provodnika duž trase dalekovoda, s obzirom na različit ugao kojeg pravac vjetra zaklapa sa pravcem provodnika voda, izračunate prema metodologiji opisanoj u Poglavlju 6, u normalnom pogonu iznose 9,3°C-11,09°C, prilikom ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II distužu čak 34,97°C-44,27°C, a po rasterećenju dalekovoda, opisanom u Poglavlju 5 kreću se u granicama od 20,28°C do 25,27°C.

Vjerovatnoća da, pri pogonskim uslovima zabilježenim u periodu 2020.-2023. godina, u slučaju kritičnog ispada i nakon odgovarajućeg rasterećenja dalekovoda, reazlika u temperaturi provodnika AlČ 150/25 duž trase dalekovoda bude veća od 20°C iznosi oko 0,78%, ne uzimajući u obzir vjerovatnoću nastanka kritičnog pogonskog stanja. Ovo praktično znači, da bi ovako konfigurisan DTR sistem, podešen sa alarmom na 60°C uglavnom trebao da garantuje da temperatura provodnika neće preći maksimalnu trajno dozvoljenu temperaturu AlČ provodnika od 80°C, pod pretpostavkom da se rasterećenje voda izvrši dovoljno brzo.

Pretpostavka da su meteorološki uslovi jednaki duž trase dalekovoda približno se može smatrati približno tačnom kada je riječ o temperaturi vazduha i intenzitetu sunčevog zračenja, ali je upitna u slučaju brzine i pravca vjetrova zbog različite topografije terena duž trase i nije ju moguće provjeriti ni kvantifikovati, bez ugradnje dodatnih mjernih uređaja. Zbog toga su u radu i razmotreni dodatni troškovi dogradnje DTR sistema ugradnjom dva dodatna sistema za direktno mjerenje temperature provodnika i ugradnjom još jedne meteorološke stanice, kao i troškovi povećanja sigurnosnih visina u kritičnim tačkama, kako bi se omogućilo da dalekovod zadovolji sigurnosne kriterijume pri temperaturi provodnika do 80°C.

5 MOGUĆNOSTI RASTEREĆENJA DV 110 KV BANJA LUKA 1 – BANJA LUKA 6/I U KRITIČNIM REŽIMIMA

Radi analize mogućnosti rasterećenja prenosne mreže u kritičnim situacijama po dalekovod 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I formirani su modeli mreže na bazi ostvarenih maksimalnih opterećenja na području od interesa u periodu od početka 2020. godine do kraja 2023. godine. Ukupna opterećenja u regiji od interesa i na području grada Banja Luka za ljetnji i zimski režim uz podatke o atmosferskim prilikama sa meteorološke stanice u trenutku dostizanja maksimalnog opterećenja su prikazana u tabelama IV i V.

Tabela IV: opterećenja i vrijeme dostizanja ljetnjeg maksimuma u prethodnom periodu

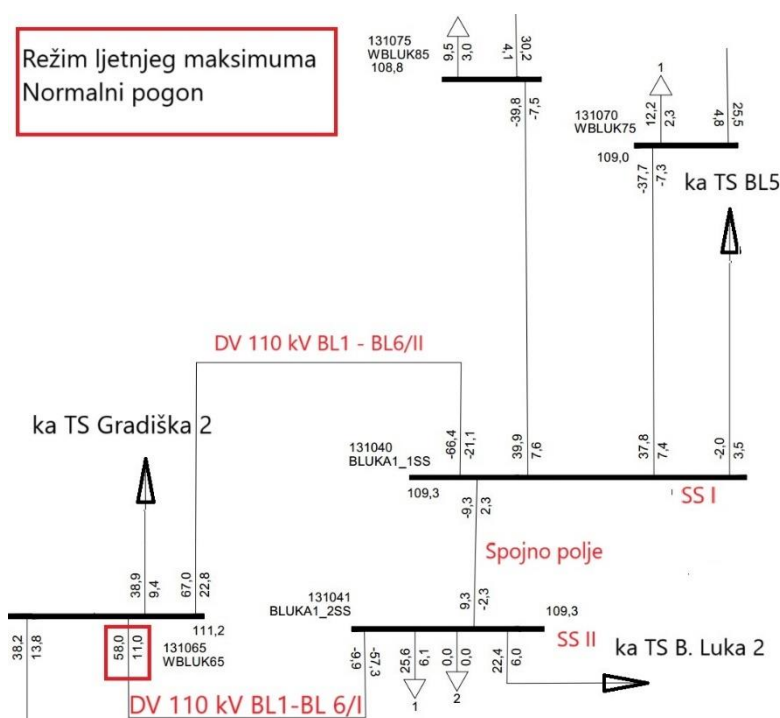
Ljetnji maksimum ¹⁾	Ukupno opterećenje - regija Banja Luka		Ukupno opterećenje -grad Banja Luka		Datum i vrijeme dostizanja	T _v (°C)	v _v (m/s)	Smi- jer (°)	R (W/m ²)
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)					
2020	228,02	67,76	104,67	25,63	31.07.2020. 12:00	31,1	1,353	209,0	786,3
2021	248,13	83,19	112,41	29,16	23.06.2021. 12:30	33,4	2,180	234,2	905,1
2022	251,63	79,60	114,67	26,64	29.06.2022. 13:00	34,0	2,863	355,2	878,8
2023	229,78	65,34	117,21	26,40	17.07.2023. 12:45	36,4	1,043	216,2	897,5

Na Slici 6 prikazani su tokovi snaga u normalnom ljetnjem režimu, kao primjer grafičkog izvještaja rezultata simulacije tokova snaga rađenih u PSS/E. Pokazalo se da je neraspoloživost DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II predstavlja kritičan slučaj za pogon DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. U dosadašnjoj praksi rasterećenje dalekovoda je vršeno isključenjem DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 8 ili isključenjem DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 7 čime se postiže rasterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I za 20 do 30 MW. Na ovaj način dolazi do radijalnog napajanja određenih transformatorskih stanica sa vršnim opterećenjem 25 do 30 MW.

Tabela V: opterećenja i vrijeme dostizanja zimskog maksimuma u prethodnom periodu

Zimski maksimum ¹⁾	Ukupno opterećenje -regija Banja Luka		Ukupno opterećenje -grad Banja Luka		Datum i vrijeme dostizanja	T _v (°C)	v _v (m/s)	Smijer (°)	R (W/m ²)
	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)					
2020	298,1	61,6	152,5	21,0	21.12.2020. 9:45	4,5	0,4	209	46,9
2021	309,5	58,0	163,8	20,4	23.12.2021. 9:30	-1,9	0,9	7	54,4
2022	322,9	53,0	170,4	18,9	25.01.2022. 9:30	-6,0	1,3	121	261,7
2023	298,9	40,9	173,8	18,7	09.02.2023. 9:30	-4,1	0,9	317	57,9

U ovom radu analizirano je rasterećenje DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I razdvajanjem sabirnica u TS Banja Luka 1. Razmatrano je priključenje dalekovoda: Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I, Banja Luka 1 – Banja Luka 2 i transformatorskih polja u TS Banja Luka 1 na jedan sistem sabirnica i istovremeno priključenje dalekovoda: Banja Luka 1 – HE Bočac, Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II, Banja Luka 1 – Banja Luka 7 i Banja Luka 1 – Banja Luka 8 na drugi sistem sabirnica. Sabirnice bi u normalnom pogonu bile spojene preko spojnog polja. U slučaju ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II rasterećenje bi se postiglo isključenjem spojnog polja. Na ovaj način postiže se rasterećenje za oko 20 MVA u kritičnim režimima, a da se pri tome zadrži minimalno dvostrano napajanje svih transformatorskih stanica u regiji od interesa.



Slika 3: Tokovi snaga u režimu ljetnjeg maksimuma

Pregled strujnog opterećenja dalekovoda u maksimalnom zimskom i maksimalnom ljetnjem režimu i napona na sabirnicama u TS Banja Luka 1 u normalnom pogonu (svi objekti u pogonu, I1), pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II (I2) i pri razdvojenim sistemima sabirnica u TS Banja Luka 1 nakon ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II (I3), u zavisnosti od angažmana HE Bočac prikazani su u Tabeli VI. Vidljivo je da se angažmanom HE Bočac može postići rasterećenje voda za oko 10%. U ljetnjem režimu, po izvršenom rasterećenju strujna opterećenja ostaju u granicama trajno dozvoljene struje dalekovoda.

Tabela VI: modelovana maksimalna opterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I

Topologija mreže i angažman HE Bočac	P _{voda} (MW)	Q _{voda} (MVA _r)	U (kV)	I _{voda} (A)	P _{voda} (MW)	Q _{voda} (MVA _r)	U (kV)	I _{voda} (A)
	Režim ljetnjeg maksimuma				Režim zimskog maksimuma			
I1_sa_HE Bočac	54,1	9,3	110,0	288,1	69,1	4,4	111,3	359,2
I1_bez_HE Bočac	58,0	11,0	109,3	311,8	75,7	4,8	110,8	395,2
I2_sa_HE Bočac	95,0	21,0	108,6	517,2	122,3	13,8	109,9	646,6
I2_bez_HE Bočac	101,8	24,7	107,7	561,6	133,9	15,8	109,1	713,5
I3_sa_HE Bočac	74,9	17,2	109,3	405,9	104,1	12,8	110,4	548,5
I3_bez_HE Bočac	81,2	20,6	108,5	445,8	114,5	14,8	109,6	608,2

Pri analiziranom rješenju razdvajanjem opterećenja pomoću dva sistema sabirnica očuvan je rad sistema nakon ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II bez prekoračenja trajno dozvoljene struje provodnika od 80°C. Istovremeno, pri predloženom rješenju za rasterećenje u većini slučajeva ne bi došlo do prekoračenja dozvoljenih strujnih opterećenja i narušavanja naponskih prilika ni pri dodatnim ispadima nekog od vodova na posmatranom dijelu mreže 110 kV. Izuzetak je istovremeni ispad DV 110 kV Banja Luka 6 – Gradiška 2 ili DV 110 kV Gradiška 1 – Gradiška 2 i DV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. U ovom slučaju bi se dalekovod dodatno opteretio sa oko 25 MVA, bez značajnijih mogućnosti daljeg rasterećenja.

Analize tokova snaga su izvršene za opterećenja transformatorskih stanica na području Banjaluke veća za 20% u odnosu na vršno opterećenje iz perioda 2020-2023. To znači da bi primjena DTR sistema uz odgovarajuće dispečerske mjere mogla garantovati pouzdan rad mreže i u narednom periodu. Dodatno je urađena analiza koja uzima u obzir očekivanu izgradnju TS Banja Luka 10 sa priključnim kablovskim vodovima prema TS Banja Luka 1, Banja Luka 2 i TS Banja Luka 3. Ova investicija bi dovela do smanjenja opterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I za 20-30 MVA čime bi bio zadovoljen n-1 kriterijum planiranja. Međutim, ukoliko bi prilikom priključenja TS Banja Luka 10 izostala izgradnja KV Banja Luka 3 – Banja Luka 10, opterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I će se dodatno povećati te je u tom slučaju neophodno razmotriti rekonstrukciju dalekovoda.

6 PRORAČUN TEMPERATURE PROVODNIKA U KRITIČNIM REŽIMIMA

U prelaznom režimu, kada dođe do ispada ili isključenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II strujna opterećenja su visoka zbog čega je urađen dodatni proračun temperature provodnika. Proračun je urađen pod pretpostavkom stvarnih opterećenja transformatorskih stanica iz perioda od 2020. do 2023. godine i izmjerenih meteoroloških parametara u istom periodu. Pretpostavka je da se kvar mogao dogoditi u bilo kom 15-minutnom intervalu i izračunata je stacionarna temperatura za meteorološke parametre i procijenjeno strujno opterećenje voda u tom intervalu.

Takođe, u analizi su uzeti u obzir različiti pravci položaja provodnika za svako zatezno polje i procijenjena je maksimalna temperatura provodnika pod pretpostavkom da su brzina i smjer vjetra jednaki na cijeloj trasi voda.

Proračun strujnog opterećenja dalekovoda dobijen je procjenom strujnog opterećenja dalekovoda na bazi opterećenja transformatorskih stanica na području od interesa u svakom 15-minutnom intervalu primjenom jednačina (1) i (2). Za potrebe proračuna iz maksimalnog ljetnjeg i maksimalnog zimskog režima određeni su koeficijenti učešća pojedinih transformatorskih stanica u opterećenju dalekovoda, pa je ukupno opterećenje dalekovoda izračunato kao:

$$P(j) = \sum_i^n k(j)_i \cdot P_i + P(j)_0, \quad (1)$$

gdje je $k(j)_i = \frac{\partial P}{\partial P_i}$ – koeficijent učešća i – te transformatorske stanice, P_i – snaga potrošnje i -te transformatorske stanice, a $P(j)_0$ je određeno kao razlika između strujnog opterećenja dalekovoda u određenom režimu iz modela maksimalnog režima i zbira $\sum_i^n k(j)_i \cdot P_i$ za odgovarajući režim j iz Tabele VI. Radi jednostavnosti, a zbog uočenih minimalnih razlika za $P(j)_0$ uzeta je srednja vrijednost za odgovarajuće uklopno stanje. Indeks $j=1$ odgovara normalnom uklopnom stanju, indeks $j=2$ odgovara ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II i indeks $j=3$ odgovara razdvajanju sistema sabirnica u TS Banja Luka 1 nakon ispada DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II. Za $Q(j)$ i $U(j)$ takođe uzete su srednje vrijednosti iz Tabele VI za odgovarajuće uklopno stanje.

Konačno, fazna struja provodnika je izračunata iz jednačine:

$$I(j) = \frac{\sqrt{P(j)^2 + Q(j)^2}}{\sqrt{3} \cdot U(j)}, \quad (2)$$

Karakteristične vrijednosti modelovanog strujnog opterećenja dalekovoda 110 kV Banja Luka 1- Banja Luka 6/I su prikazane u tabelama VII i VIII.

Tabela VII: Maksimalne vrijednosti procijenjenog strujnog opterećenja dalekovoda (A)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	441,5	377,7	404,0	370,7
I1 (normalni pogon)	338,6	343,2	330,4	327,9
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	607,3	615,6	593,4	587,4
I3 (N-1)+rasterećenje	492,9	497,8	483,6	476,7

Tabela VIII: srednje vrijednosti procijenjenog strujnog opterećenja dalekovoda (A)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	197,7	202,2	207,5	177,3
I1 (normalni pogon)	225,0	231,2	234,1	215,7
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	402,3	415,6	420,6	387,8
I3 (N-1)+rasterećenje	300,6	310,5	317,2	287,4

Na osnovu izračunatih strujnih opterećenja provodnika i parametara okoline, registrovanih na meteorološkoj stanici DTR sistema, primjenom metodologije [5] iz jednačine (3) izračunata je temperatura površine provodnika T_s za svako zatezno polje.

$$P_g + P_s = P_{konv} + P_{rad} \quad (3)$$

Gdje je:

P_g – snaga Džulovih gubitaka u provodnicima koja zavisi od temperature provodnika,

P_s – snaga apsorbirane toplote Sunčevog zračenja koja zavisi od intenziteta zračenja i koeficijenta apsorpcije površine provodnika

P_{konv} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih konvekcijom, u složenoj zavisnosti od brzine i pravca vjetra, temperature okoline i prečnika provodnika

P_{rad} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih zračenjem, proporcionalna četvrtom stepenu temperature provodnika i proporcionalna koeficijentu emisije provodnika

$$T_c - T_s = \frac{P_g + P_s}{2\pi\lambda} \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{d^2}{D^2 - d^2} \cdot \ln\left(\frac{D}{d}\right) \right] \quad (4)$$

Gdje je:

T_s – temperatura površine provodnika,

T_c – temperatura najtoplijeg mjesta

λ – efektivna radijalna toplotna provodnost provodnika, uzeto je da iznosi 2 W/mK

d – prečnik jezgra provodnika

D – vanjski prečnik provodnika

Od interesa za dalje posmatranje je najveća procijenjena temperatura za cijeli dalekovod. Metodologija omogućava određivanje temperature površine i temperature u unutrašnjosti provodnika. Od interesa je maksimalna temperatura u unutrašnjosti provodnika koja se doduše, ne razlikuje mnogo od izračunate temperature na površini provodnika. Sumarni rezultati proračuna temperature provodnika prikazani su u Tabelama IX i X.

Tabela IX: maksimalne vrijednosti temperature provodnika (°C)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	51,1	51,8	48,6	48,6
I1 (normalni pogon)	51,5	58,1	57,2	58,1
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	95,5	104,9	103,8	107,3
I3 (N-1)+rasterećenje	64,6	73,9	73,5	78,9

Tabela X: srednje vrijednosti temperature provodnika (°C)

Godina	2020	2021	2022	2023
DTR sistem -izmjereno	19,6	19,3	20,2	19,2
I1 (normalni pogon)	22,2	22,6	23,7	22,5
I2 (N-1, ispad DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II)	45,6	47,4	49,5	43,3
I3 (N-1)+rasterećenje	30,2	30,9	32,8	29,4

U tabeli XI prikazano je kumulativno vrijeme u toku godine u kojem bi došlo do prekoračenja određenih graničnih temperatura u slučaju ispada DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II.

Tabela XI: broj sati sa potencijalnim prekoračenjima graničnih temperatura

Godina	2020	2021	2022	2023
Tc>+80°C pri ispadu DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II	53,3	201,5	220,3	63,0
Tc>+60°C pri ispadu DV 110 Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II i rasterećenju razdvajanjem opterećenja u TS B. Luka 1	13,8	116,0	99,0	41,0

7 ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA I ZAKLJUČCI

Ugrađeni DTR sistem je dosta pouzdan i omogućava upravljanje opterećenjem dalekovoda 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I tako da se temperatura provodnika održava ispod trajno dozvoljene temperature za ovaj tip provodnika koja iznosi 80°C u većini kritičnih režima. Analizom tokova snaga pri narušenom kriterijumu n-2 identifikovan je jedan slučaj u kojem su smanjene mogućnosti rasterećenja dalekovoda.

Na osnovu provedenih analiza, može se zaključiti da bi ovi kriterijumi trebali biti ispunjeni i u narednom periodu tako da je stav autora da rekonstrukcija predmetnog dalekovoda nije neophodna. Pouzdanost se može dodatno povećati ulaganjima koja ne prelaze 20% troškova rekonstrukcije dalekovoda. S obzirom na visoko očekivano strujno opterećenje i značaj za sigurnost napajanja šireg područja Banjaluke, oba voda DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I i /II zahtijevaju pojačane mjere održavanja, termografske preglede, češću sječu rastinja i otklanjanje uočenih oštećenja provodnika u najkraćem mogućem roku.

Predlaže se da se razmotri rasterećenje razdvajanjem opterećenja TS Banja Luka 1 na dva sistema sabirnica preko spojnog polja, koje kao rješenje nudi veći stepen sigurnosti i pouzdanosti napajanja konzuma u regiji od interesa nasuprot do sada primijenjenih dispečerskih akcija. S obzirom na to da je zbog velikih opterećenja voda koja nastaju pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II potrebna brza reakcija, ovo rasterećenje bi se moglo izvesti tako da se pri ispadu DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/II automatski isključuje prekidač u spojnom polju čime se postiže razdvajanje sabirnica i smanjenje opterećenja DV 110 kV Banja Luka 1 – Banja Luka 6/I. Potrebno je razmotriti i sezonska podešenja prekostrujne zaštite, na način da se u zimskom periodu (npr. od 01.12. do 28.02.) prekostrujna zaštita podesi na 640 A, a da se tokom ostatka godine zadrži dosadašnje podešenje prekostrujne zaštite. Vrijeme djelovanja prekostrujne zaštite je neophodno uskladiti sa vremenom potrebnim za provođenje akcija za rasterećenje dalekovoda.

8 LITERATURA

- [1] Alen Pavlinić, Metode monitoringa temperature vodiča nadzemnih vodova, CIGRE Crna Gora. 2009
- [2] ENTSOE, Dynamic Line Rating for overhead lines – V6, 2015
- [3] EIHP, Feasibility study, including social and environmental assessment study, for strengthening of main Croatian transmission north-south axis enabling new interconnection development, 2019

- [4] Ivan A. Škokljev, Planiranje elektroenergetskih sistema, Taurus Publik Beograd, 2000, str. 230-236, 252-265
- [5] CIGRÉ WG 22,12, Thermal Behaviour of overhead conductors, 2002
- [6] IEEE Std. 738-2012, "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors", Dec. 2013

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.18](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.18)**C2.18****СИГУРНОСТ СНАБДЕВАЊА ДОМАЋЕ ПОТРОШЊЕ У УСЛОВИМА ДЕЛИМИЧНЕ
ТРАНЗИЦИЈЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА НА ВАРИЈАБИЛНЕ ОИЕ****NATIONAL SECURITY OF SUPPLY UNDER THE CONDITIONS OF PARTIAL
TRANSITION OF THE POWER PRODUCTION TO VARIABLE RENEWABLE ENERGY
SOURCES****Nenad Šijaković, Nikola Obradović, Nebojša Petrović***

Кратак садржај: Транзиција електроенергетског система представља изузетно комплексан и захтеван процес, који се уколико није на адекватан начин испланиран, може одразити лоше по енергетску безбедност државе, угрожавајући највише националне интересе. У Европи смо данас сведоци и добро испланираних процеса енергетске транзиције, али и веома лоше испланираних процеса, који су услед нереалних очекивања практично неизводљиви, такође и невероватно скупи по целокупну привреду те државе. Имамо прилику да учимо од добрих примера у Европи, али и на грешкама оних неуспешних примера. Само сагледавањем проблематике из угла целокупног електроенергетског система, не занемарујући ни један његов сегмент, можемо доћи до оптималног модела транзиције, који је као такав подесан за наш национални систем и очување националних интереса. У овом раду ћемо се фокусирати на параметру сигурности снабдевања као једном од кључних идентификованих параметара битних за одржавање перформанси електроенергетског система на задовољавајућем нивоу у условима делимичне транзиције на варијабилне ОИЕ.

Кључне речи: енергетска транзиција, сигурност снабдевања, стабилност ЕЕС, сигурност рада преносног система, флексибилност ЕЕС, економска ефикасност ЕЕС, варијабилни ОИЕ

Abstract: The transition of the power system is an extremely complex and demanding process, which, if not adequately planned, can have a negative impact on the country's energy security, endangering the highest national interests. In Europe today we are witnessing both well-planned energy transition processes, but also very poorly planned processes, which are practically unfeasible due to unrealistic expectations, and also incredibly expensive for the entire economy of that country. We have the opportunity to learn from good examples in Europe, but also from the mistakes of those unsuccessful examples. Only by looking at the problem from the point of view of the entire power system, without neglecting any of its segments, can we arrive at an

* Nenad Šijaković, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, nenad.sijakovic@ems.rs

Nikola Obradović, EMS, nikola.obradovic@ems.rs

Nebojša Petrović, NK CIGRE Srbija & AERS, nebojsa.petrovic@ems.rs

optimal model of transition, which as such is suitable for our national system and the preservation of national interests. In this paper, we will focus on the security of supply parameter as one of the key identified parameters important for maintaining the performance of the power system at a satisfactory level in conditions of partial transition to variable RES.

Key words: *energy transition, security of supply, power system stability, power system security, flexibility, economic efficiency, variable RES*

1. УВОД

Електроенергетски систем се мора посматрати као целина, како током његовог дугорочног планирања, тако и приликом краткорочног планирања рада, као и током његове експлоатације, односно управљања системом у реалном времену. Реч је не само о највећем техничком систему на националном нивоу, већ о широј европској интерконекцији у којој наш и сви остали системи из окружења функционишу. Европски повезани електроенергетски систем састоји се од око 12.000 чворишта у виду високонапонских разводних постројења, односно трафостаница од интереса, десетина хиљада производних капацитета и стотина хиљада километара далековаода, односно каблова које исте повезују. Читав тако повезани систем интерконекције којој припадамо, Континентална Европа, функционише по веома стриктним техничким правилима и стандардима, које Република Србија помно прати и сходно томе усклађује и своје домаће законско регулаторно окружење. Са друге стране евидентан је притисак од стране европског законодавца, као и других међународних обавеза везаних за процес декарбонизације, као и делимичну транзицију производног портфеља на варијабилне ОИЕ. Резултат свега наведеног јесте да је пред нама веома комплексан задатак у којем је неопходно задржати перформансе електроенергетског система на задовољавајућем нивоу у условима делимичне транзиције на варијабилне ОИЕ. У овом раду фокусираћемо се на једном од кључних параметара рада ЕЕС везаном за сигурности снабдевања користећи резултате адекватности производних ресурса ENTSO-E ERAA 2023 [1] и ERAA 2024 [2].

2. КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ РАДА ЕЕС У УСЛОВИМА ДЕЛИМИЧНЕ ТРАНЗИЦИЈЕ НА ВАРИЈАБИЛНЕ ОИЕ

Параметри рада електроенергетског система на које је посебно потребно обратити пажњу током делимичне транзиције електроенергетског система, односно у условима интеграције високог удела варијабилних ОИЕ у ЕЕС, јесу следећи:

- **сигурност система** (решавање проблема дуготрајних вишкова у производњи варијабилних ОИЕ, неопходна инфраструктура за неометан пласман производње)
 - Дуготрајно складиштење, РХЕ, топлотна складишта или било која друга технологија заснована на дугорочном складиштењу, како би се решили вишкови производње у капацитетима на бази варијабилних ОИЕ, сунца и ветра.
 - Недостајућа инфраструктура за пренос електричне енергије ради несметаног пласмана производње варијабилних обновљивих извора

енергије у тренуцима када производе блиско својој инсталисаној снази (“више од свог фактора капацитета”), односно потреба потрошње, тј. пласирање те прекомерне производње без угрожавања безбедности остатка ЕЕС.

- **сигурност снабдевања** (решавање проблема дуготрајних мањкова у производњи варијабилних ОИЕ, “dunkelflaute” дужи период без ветра и довољно сунца),
 - Одржавање довољног нивоа производног капацитета који се огледа у стабилним термоелектранама на гас, угаљ или нуклеарну енергију за покривање базне потрошње, као и одржавање довољног стабилног капацитета, што се поново огледа у термоелектранама на фосилна горива, у хладној, стратешкој резерви за сврху решавања дуготрајних мањкова у производњи варијабилних обновљивих извора енергије. Решавање проблема сигурности снабдевања.
- **флексибилност система**, неопходна регулациона резерва (секундарна и терцијерна, решавање проблема одступања услед варијабилне природе овог типа извора за производњу електричне енергије),
 - Придružене акумулације које обезбеђују балансну резерву (пумна складишта, акумулаторска складишта, електролизери и други типови извора регулационе резерве) у циљу решавања нежељених одступања узрокованих стохастичком природом варијабилних извора из солара и ветра.
- **стабилност система** (неопходна инерција, напонска (подршка у реактивној снази) и угаона стабилност ЕЕС),
- **економска ефикасност** која се огледа у приступачним ценама за крајњег потрошача (домаће становништво и привреду), постиже се одабиром извора са нижим Levelised Full System Cost of Energy

1.1 У овом раду посебно ћемо се бавити сигурношћу снабдевања, анализирајући резултате анализа адекватности производних ресурса ENTSO-E ERAA 2023 [1] и ERAA 2024 [2].

3. АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДНИХ РЕСУРСА ENTSO-E (ERAA 2023 [1], ERAA 2024 [2])

Према ENTSO-E извештају ERAA 2023 и ERAA 2024 – European Resource Adequacy Assessment [1], [2], односно, Европској процени адекватности електроенергетских ресурса, већина система у Европи улази у наредним годинама, неминовно, у проблем са сигурношћу снабдевања услед сувише брзог напуштања базних производних капацитета, конкретно, термоелектрана, без адекватних заменских капацитета, односно због пребрзе интеграције варијабилних обновљивих извора енергије (ОИЕ) [1], [2].

Сигурност снабдевања у наведеним анализама [1], [2] процењивана је на основу LOLE – Loss Of Load Expectation, односно LOLD – Loss of Load Duration, показатеља који нам дају прогнозиране вредности времена у којем ваш национални електроенергетски систем

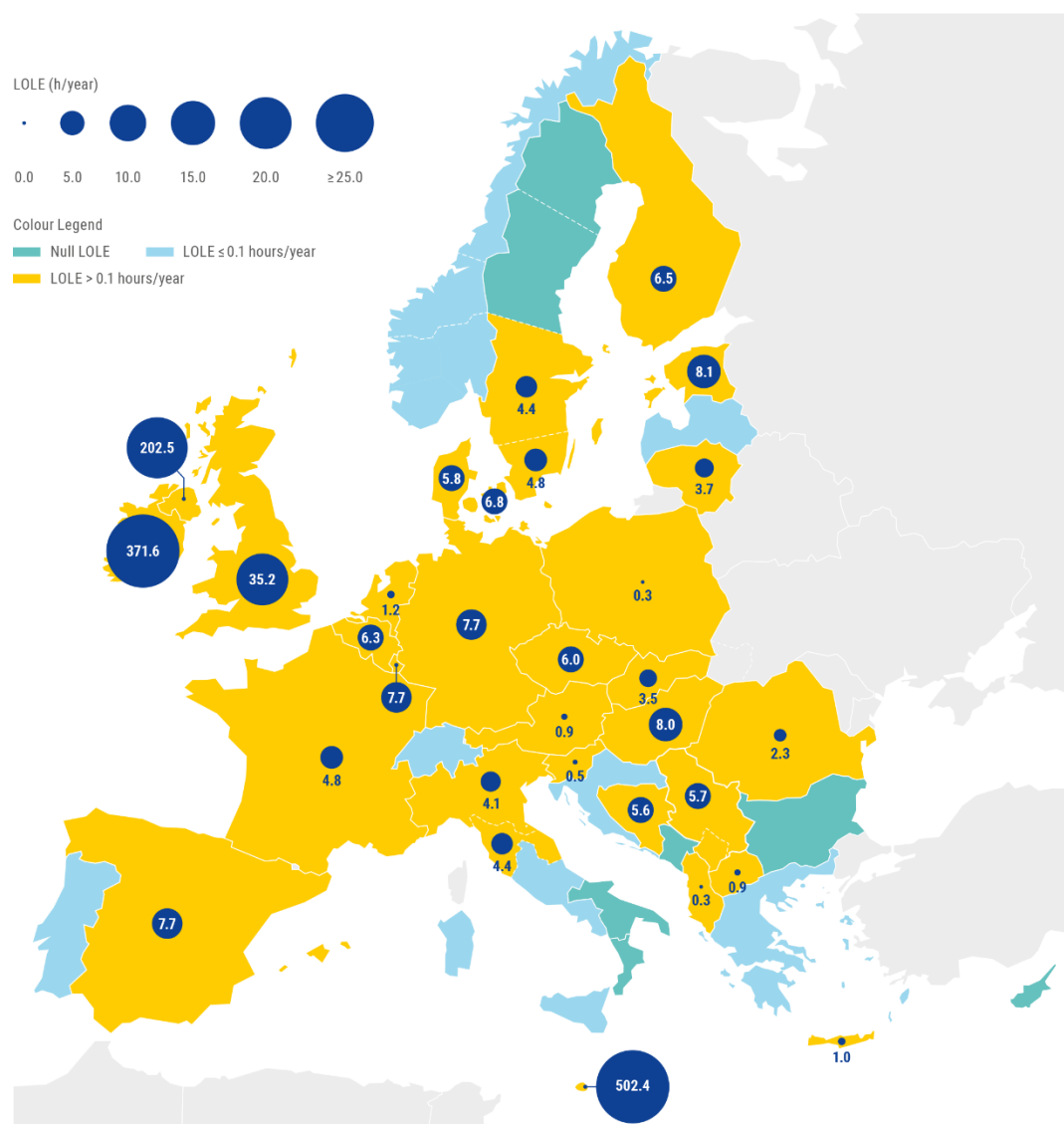
није у могућности да напоји све своје потрошаче електричном енергијом (чак ни увозом електричне енергије, моменти у којима не постоји расположив капацитет у интерконекцији, односно не постоји могућност допремања енергије до нашег система).

Резултати анализа показују да су већ на кратком и средњем року предвиђани проблеми везани за напајање потрошача електричном енергијом у Европи, а већ 2033. [1] односно 2035. године [2] виђени су озбиљни проблеми у функционисању већине европских електроенергетских система – из истих разлога.

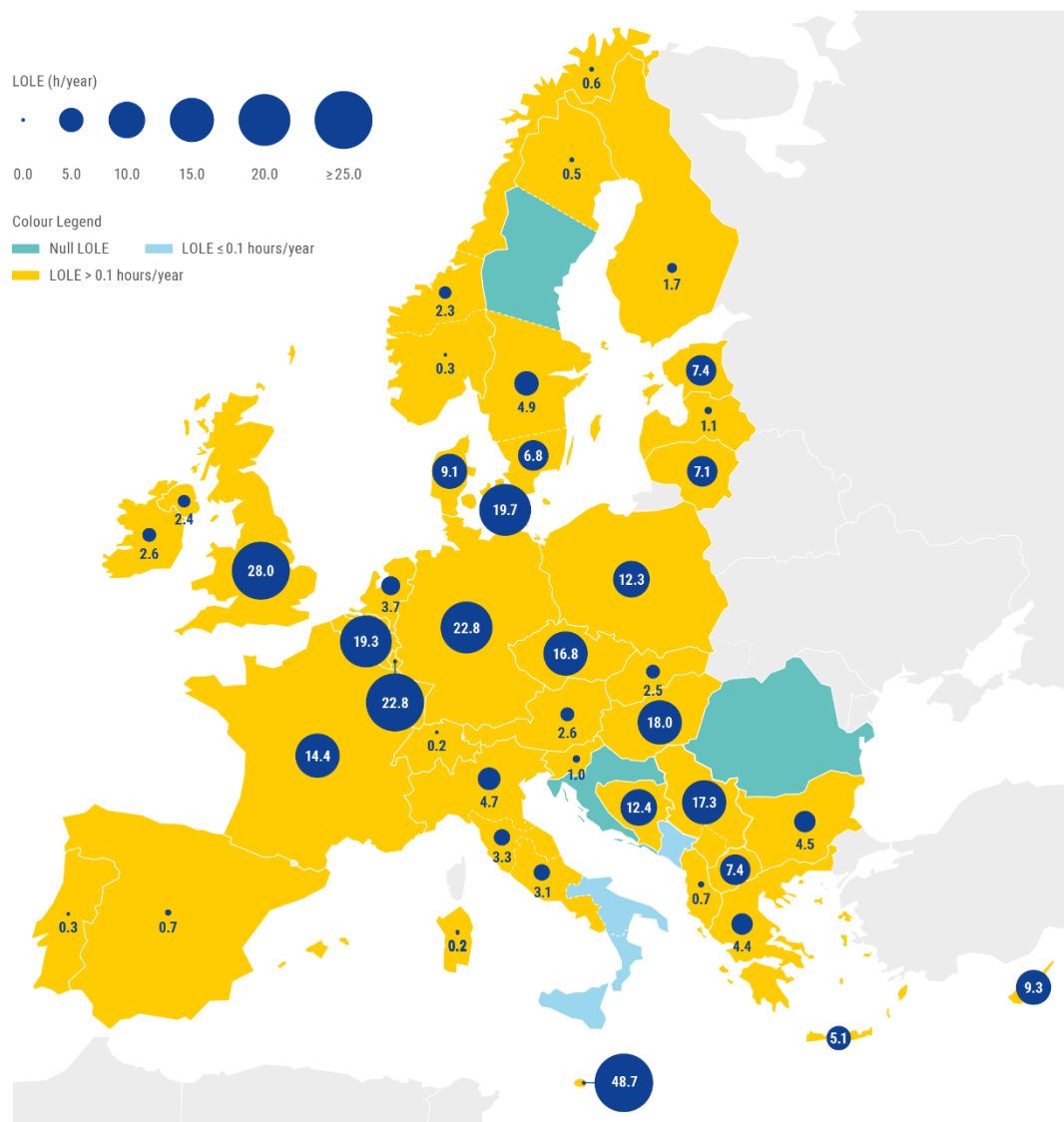
У симулацијама рађеним на подацима достављеним за краткорочне анализе у оквиру ERAA 2023 [1], поменути параметри у свим системима у континенталној Европи показују релативно задовољавајућих мање од 2h, осим у Шпанији, где је вредност 5h. У проблему су европске острвске државе, где је сигурност снабдевања изузетно слаба: Велика Британија, Ирска, Северна Ирска, Малта. Ове острвске државе решавају проблем сигурности снабдевања повезивањем са континенталном Европом подводним кабловима у средњерочним и дугорочним анализама које су следиле.

Проблем сигурности снабдевања се до 2033. јасно сели у континенталну Европу, где због пребрзог потпуног гашења термокапацитета, национални електроенергетски системи нису у стању да их надоместе заменским базним капацитетима, због чега долази до изражених проблема са сигурношћу снабдевања. Тако у 2033. години у Сценарију Б, у оквиру ERAA 2023 [1], у којем се гаси више термокапацитета него у посматраном Сценарију А, у озбиљне проблеме улазе системи Немачке, Белгије, **Србије**, Мађарске, Чешке, Холандије, Пољске, БиХ. Практично је угрожена енергетска безбедност целе Европе.

Наведени извештаји ENTSO-E указују на потенцијално озбиљне проблеме везане за могућност напајања националне потрошње, односно националну енергетску безбедност Републике Србије у наступајућем периоду, уколико би се производни микс Републике Србије мењао онако како је предвиђено у виђеним сценаријима у оквиру ERAA 2023 [1] (Србија је променила приступ у сценаријима рађеним у ERAA 2024 [2], где нису била дозвољена гашења термоблокова у националном систему током симулација) у датим анализама, тј. стављањем ван погона, односно гашењем агрегата у домаћим термоелектранама на угаљ у укупном износу од 600 до 1400 MW инсталисане снаге (ERAА 2023 [1] сценарио А и сценарио Б) уз напомену да је у датим анализама била виђена у погону и ТЕ Колубара Б, која је по тада доступним информацијама била у плану ЕПС АД, што је измењено у анализама ERAA 2024 [2].



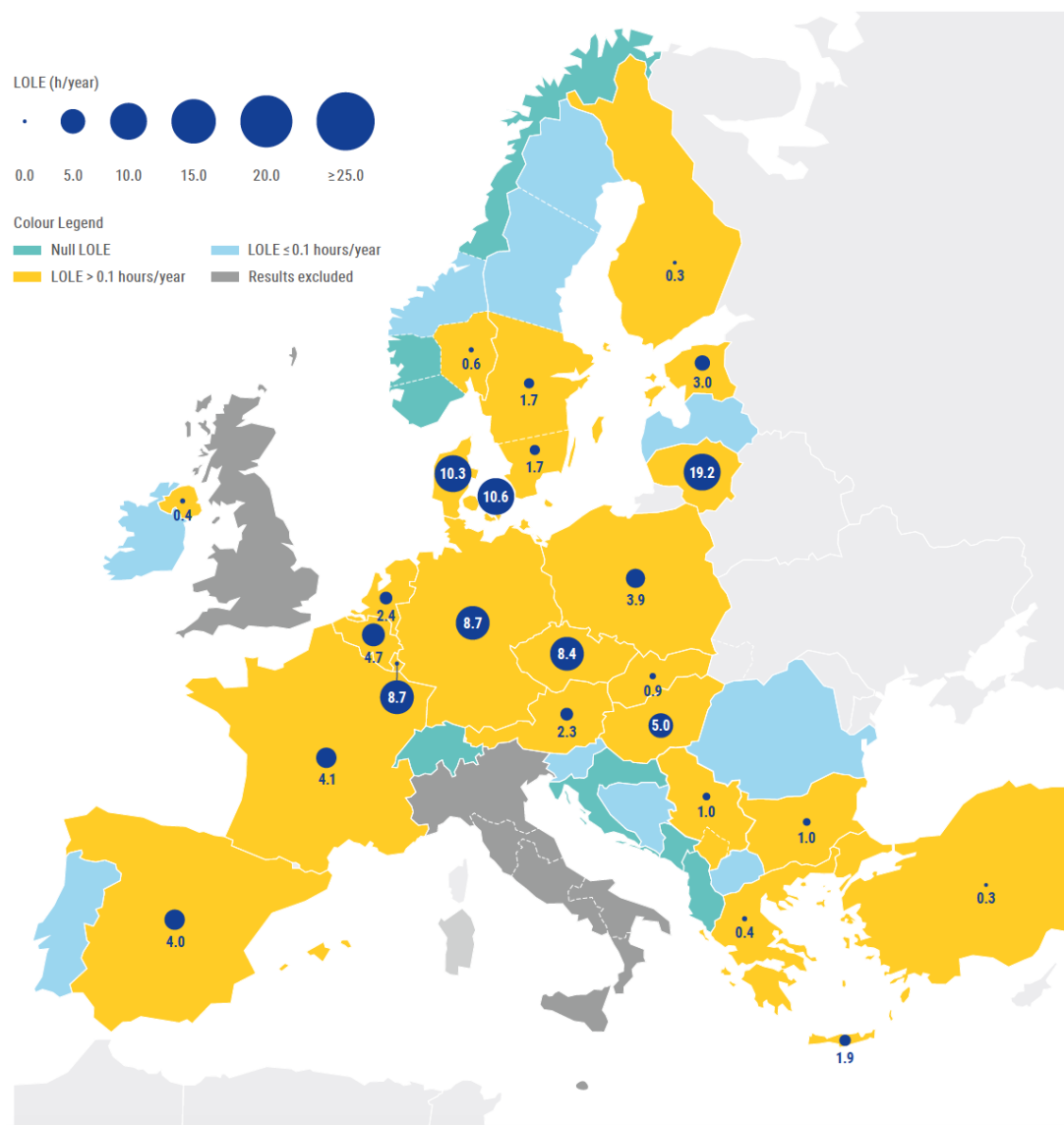
Слика 1: LOLE вредности виђене у 2025. години, сценарион Б, ERAA 2023 [1] – случај са гашењем термоблокова у ЕЕС Србије



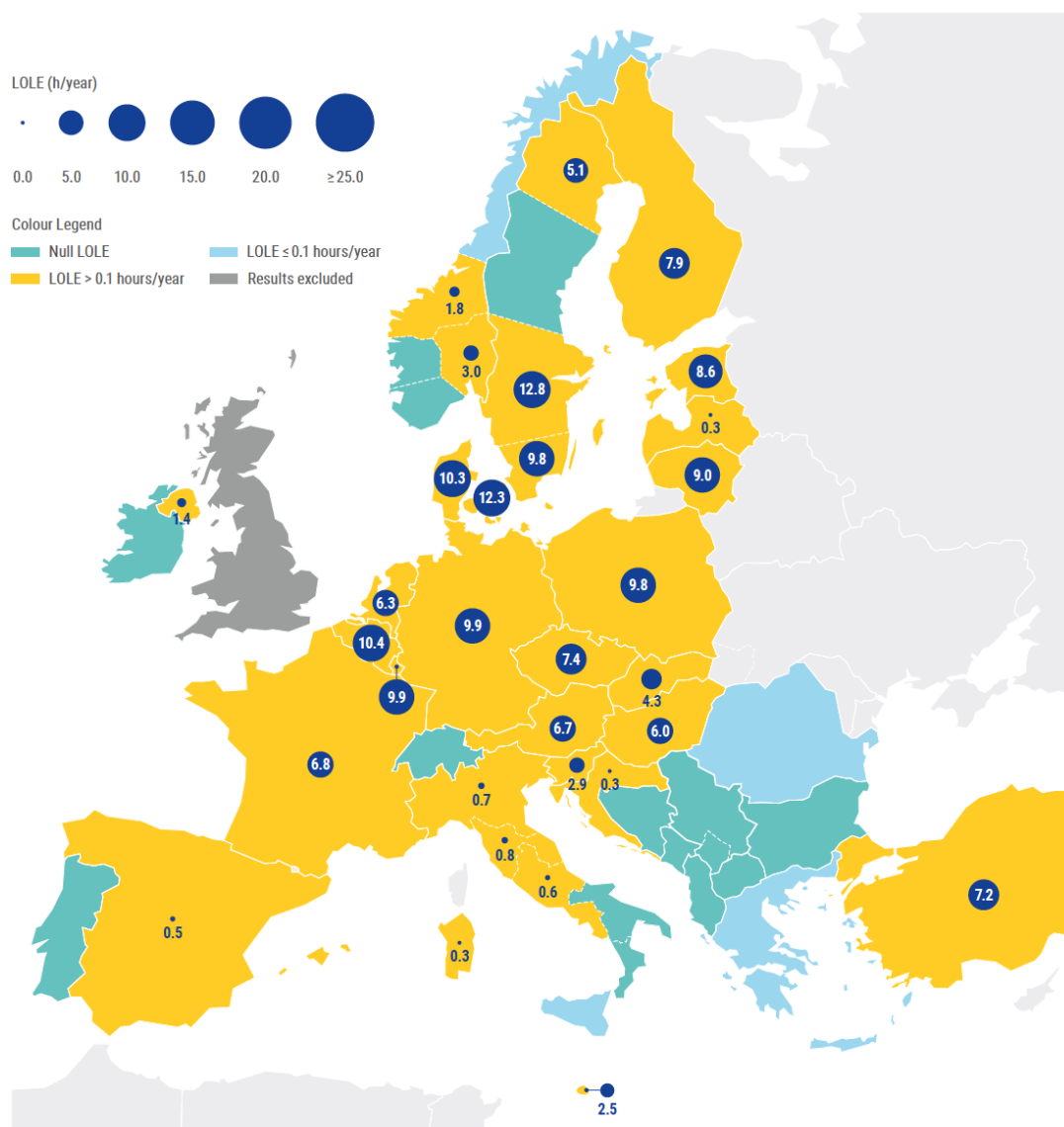
Слика 2: LOLE вредности виђене у 2033. години, сценарио Б, ERAA 2023 [1] – случај са гашењем термоблокова у ЕЕС Србије

У оквиру припреме улазних података за анализу из 2024. године (ERAA 2024 [2]), а на основу националних стратешких докумената, у оквиру EVA анализе није било дозвољено гашење ниједног термоблока у Републици Србији на посматраном временском хоризонту и резултат је био да је Република Србија имала значајно побољшане параметре сигурности снабдевања у односу на анализе из 2023. године [1] где је било дозвољено гашење између 600 и 1400 MW укупне инсталисане снаге термоблокова у домаћим термоелектранама на угаљ.

Приметили бисмо такође да је у оквиру ERAA 2024 [2] дошло и до повећања укупне инсталисане снаге постојећих термоагрегата у региону захваљујући томе што се у неким од система одустало од гашења термоблокова. Односно, уместо првобитно планираних гашења неких од постојећих термоагрегата сагледавана је ревитализација истих.



Слика 3: LOLE вредности виђене у 2026. години, ERAA 2024 [2] – случај без гашења термоблокова у ЕЕС Србије



Слика 4: LOLE вредности виђене у 2035. години, ERAA 2024 [2] – случај без гашења термоблокова у ЕЕС Србије

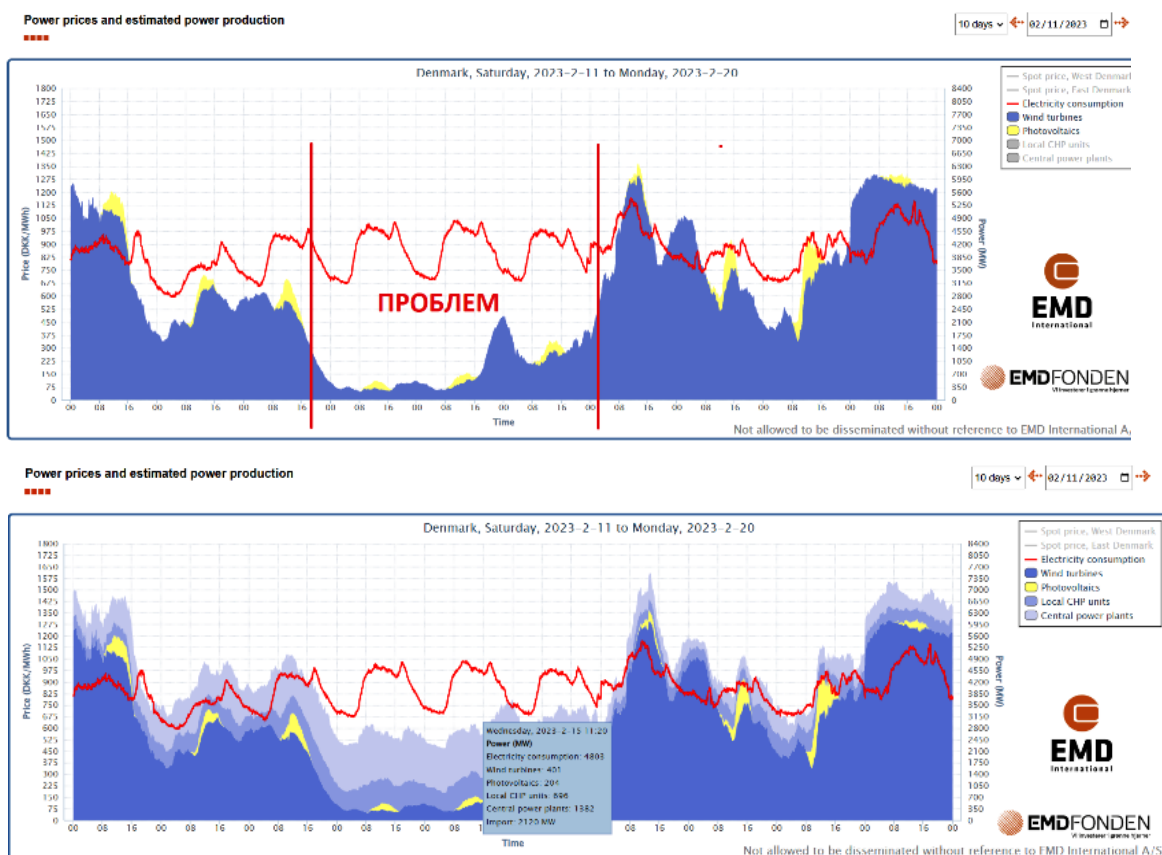
Питања адекватности у једној земљи у великој мери зависе од претпоставки у суседним земљама – и, реципрочно, свако улагање у капацитет у једној земљи може у великој мери утицати на њене суседе. Ово наглашава важност регионалне координације у доношењу одлука.

Растући удео варијабилних производних капацитета захтева примену нових капацитета оспособљених за рад у секундарној и терцијарној регулацији електроенергетског система, од нових производних капацитета до управљиве потрошње, потенцијално електролизера и сличних постројења. Такође, растући удео варијабилних производних капацитета подразумева и задржавање у погону довољног нивоа стабилне производње у конвенционалним електранама неопходним за покривање базне потрошње у националном систему, обезбеђујући сигурност снабдевања домаћем станповништву и привреди.

Краткорочно и средњорочно процена економске одрживости указује на значајне капацитете у ризику од повлачења из употребе услед економско-финансијског притиска огледаног кроз CO₂ таксе, као и општег регулаторног притиска. Истовремено, у тако кратком року нису предвиђена значајна улагања у заменске капацитете што електроенергетски систем јасно угрожава из угла сигурности снабдевања довољним количинама електричне енергије домаћих потрошача не само у појединим земљама, веж шире у европској интерконекцији. Ово друго представља заправо највећи шпрблем пошто у том случају долазимо у ситуацију да ни евентуални увоз недостајуће енергије у таквим режимима не би зашправо били могући ни по највишим ценама, пошто енергије, односно расположиве снаге у читавој интерконекцији не би заправо ни било. Доказ претходно изреченом су два реализована режима рада, један у данском други у немачком систему, који описују радни режим током трајања тзв. “dunkelflaute”, периода са ниском производњом из варијабилних ОИЕ, детаљније описани даље у тексту.

3.1 Посматрани случај - Данска 15. фебруар 2023. године у 11:00h

При конзуму од 4.800 MW, са инсталисаним стабилним термокапацитетима у износу од 4.500 MW, од којих услед потребе за држањем у регулационој резерви само део тог капацитета је доступан за билансно покривање домаће потрошње, Данска је приморана на увоз од чак 2.120 MW у посматраном сату (15.02.2023. године у 11:00h). Данска у тим сатима увози и до 44% свог конзума.



Слика 5: Извор Energinet веб портал [4]

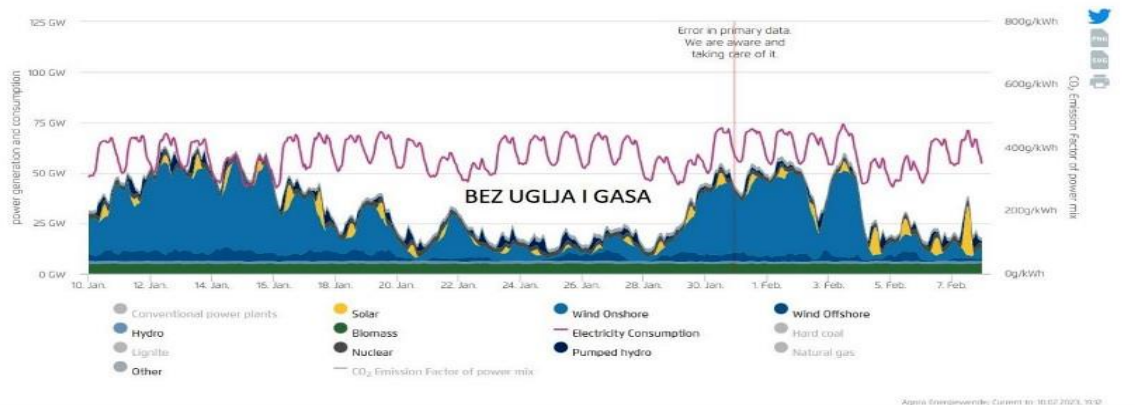
3.2 Посматрани случај - Немачка 22. – 28. јануар 2023. године

Пример Немачка, јануар 2023. године: Укупна производња из ветра и солара у периоду од 22. до 28. јануара, од укупно инсталисаног капацитета од 130 GW, износи свега пар GW. Током 25. јануара производња из ветра и солара пада и испод 1 GW (мање од 1% од укупно инсталисаног капацитета у ветру и солару). Наишао је облачан дан, односно дани без ветра.

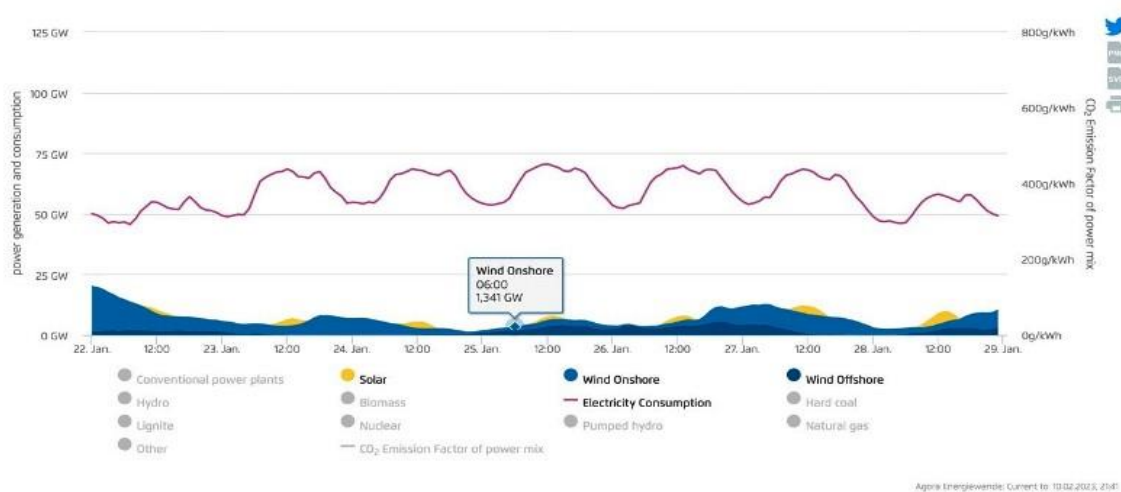
Веома је интересно приметити колики недостатак производње би немачки електроенергетски систем имао нарочито од 18. до 28. јануара без термокапацитета на угаљ и гас, а имајући у виду да инсталисана снага у ветру и солару премашује већ скоро два пута њихов максимални конзум. Практично Немачка би без својих термокапацитета имала велики проблем у билансном покривању потрошње.

Реч је о озбиљном билансном проблему дугог трајања, које не може да покрије никаква резерва предвиђена за сврху балансирања система. Овде лежи најозбиљнији проблем који би се јавио потпуним напуштањем стабилних извора електричне енергије које представљају термокапацитети у било ком електроенергетском систему који претендује ка енергетској независности.

Power Generation and Consumption



Power Generation and Consumption



Слика 6: Извор Agora Energiewende веб портал [3]

4. ЗАКЉУЧАК

Како електроенергетски систем функционише као јединствена целина састављена од производње, преноса и дистрибуције електричне енергије, и само се као такав целокупан систем може на адекватан начин анализирати, неопходно је да свака евентуална промена у националном производном портфељу буде сагледана из угла потреба целокупног електроенергетског система и његовог функционисања у јединственој европској интерконекцији кроз одговарајућу анализу за коју је надлежан оператор преносног система. Наиме, било каква одлука везана за евентуалну промену националног производног микса требало би да узме у обзир и системске анализе спроведене од стране надлежног оператора преносног система, узимајући у обзир неопходне техничко-технолошке системске потребе из угла сигурности снабдевања, односно адекватности националне производње, као и из угла сигурног и стабилног рада националног система у широј интерконекцији, поред техноекономских процена по којима се у својим пословним одлукама руководи производна компаније која поседује дате производне објекте који су предмет измена. Оператор преносног система са својим надлежностима дефинисаним Законом о енергетици врши неопходне обједињене провере испуњености основних техничких критеријума када је реч о адекватности целокупног производног система који узима у обзир обједињени производни микс свих објеката за производњу електричне енергије повезаних на електроенергетски систем Републике Србије. Такође је неопходно обезбедити адекватан регулаторни оквир као и општу климу у држави која ће обезбедити очување у погону довољног нивоа стабилних конвенционалних капацитета неопходних за покривање базне потрошње Републике Србије. Претходно изречено ни на који начин не имплицира потребу за транзицијом електроенергетског система у циљу подизања ефикасности и поузданости, већ баш супротно, представља гарант реализације оптималне транзиције електроенергетског система на чистије и ефикасније технологије, без угрожавања националне енергетске безбедности.

5. ЛИТЕРАТУРА

- [1] ERAA 2023 <https://www.entsoe.eu/eraa/2023/>
- [2] ERAA 2024 <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/>
- [3] Agora Energiewende веб портал https://www.agora-energie-wende.de/en/service/recent-electricity-data/chart/power_generation/22.04.2023/25.04.2023/today/
- [4] Energinet (<https://en.energinet.dk/>).

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.19](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.19)

C2.19

ПРОВЕРА ИСПУЊЕНОСТИ ЗАХТЕВА $U-Q/P_{max}$ И $P-Q/P_{max}$ ИЗ ПРАВИЛА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ У ПРОЦЕСУ ПРИКЉУЧЕЊА МОДУЛА ЕНЕРГЕТСКОГ ПАРКА СА СКЛАДИШТЕМ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ**COMPLIANCE TESTING OF $U-Q/P_{max}$ AND $P-Q/P_{max}$ REQUIREMENTS FROM THE GRID CODE ON CONNECTION TO THE TRANSMISSION SYSTEM IN THE PROCESS OF CONNECTING A POWER PARK MODULE WITH ENERGY STORAGE****Vojislav Simović, Miroslav Žerajić***

Кратак садржај: У процесу прикључења објекта на преносни систем, у току пробног рада и у току њиховог целог животног века, неопходно је спроводити провере усаглашености њиховог рада са захтевима из Правила за прикључење на преносни систем. Код прикључења модула енергетског парка на преносни систем, група захтева који се односе на могућност генерисања или преузимања реактивне снаге су захтеви $U-Q/P_{max}$ и $P-Q/P_{max}$. Захтев $U-Q/P_{max}$ се проверава за цео опсег напона у тачки прикључења модула енергетског парка при константној максималној снази коју модул може да преда у тачки прикључења, док се захтев $P-Q/P_{max}$ проверава за цео опсег производње активне снаге модула, при константном напону у тачки прикључења модула енергетског парка. Уколико модул енергетског парка садржи и складиште електричне енергије, онда провера усаглашености мора да се спроводи за различите комбинације режима рада различитих делова модула. У овом раду ће бити приказана методологија по којој се проводи провера усаглашености за различите типове модула енергетског парка (ветроелектране и фотонапонске електране) са складиштем електричне енергије. Такође, биће наведени тест примери симулационе провере за све комбинације на основу којих је методологија креирана.

Кључне речи: Правила за прикључење објекта на преносни систем, складиште електричне енергије, провера усаглашености

Abstract: In the process of connecting facilities to the transmission system—during commissioning, trial operation, and throughout their operational lifetime—it is essential to verify their compliance with the Grid Connection Code requirements. For the connection of a power park module to the transmission system, a critical set of requirements relates to the ability to generate or absorb reactive power (Q), specifically: $U-Q/P_{max}$ requirement, which is evaluated across the entire voltage range at the point of connection while maintaining the

* Vojislav Simović, Elektromreža Srbije, vojislav.simovic1994@gmail.com

Miroslav Žerajić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, zm235031p@student.etf.bg.ac.rs

module's maximum active power output (P_{max}). P-Q/ P_{max} requirement, which is assessed for the entire range of active power output, at a constant voltage at the connection point. If the power park module includes an energy storage system, compliance verification must be conducted for different operating modes and combinations of the module's subsystems. This paper presents a methodology for verifying compliance for different types of energy park modules, including wind power plants (WPPs) and photovoltaic power plants (PVPPs) with integrated energy storage. Additionally, test cases for compliance simulation will be provided, forming the foundation upon which the methodology was developed.

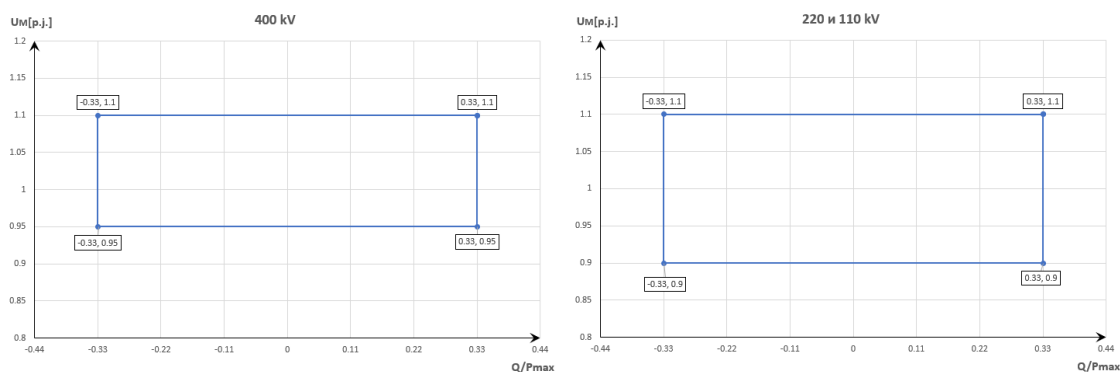
Key words: *Grid Connection Code, energy storage, compliance testing, DIgSILENT PowerFactory*

1 УВОД

Један од највећих изазова интеграције обновљивих извора енергије (ОИЕ) је њихова варијабилна и неуправљива производња. Одступања од планиране производње нарушавају равнотежу између укупне производње и потрошње система и доводе до дебаланса. Познато је да у електроенергетском систему (ЕЕС) производња и потрошња морају да буду уравнотежене. Након одступања производње или потрошње, баланс се одржава активирањем услуга регулације фреквенције: примарна, секундарна и терцијарна регулација. Ове услуге доминантно пружају производни објекти са управљивом производњом. У складу са [1], уколико Оператор преносног система (ОПС) у анализи адекватности утврди да у електроенергетском систему постоји недостатак резерве за пружање услуга регулације фреквенције, ОПС доноси обавештење о наступању услова за одлагање прикључења објеката који користе варијабилне ОИЕ. Нови објекти који користе варијабилне ОИЕ могу избећи одлагање прикључења испуњењем одређених услова који су детаљније наведени у [2]. Један од начина за избегавање одлагања прикључења је да се уз објекат који користи варијабилне ОИЕ предвиди изградња батеријског складишта електричне енергије. Наведено складиште је потребно да има снагу која је већа или једнака 10% инсталисане снаге производног објекта и капацитет који је већи или једнак вредности капацитета потребног да батеријско складиште са снагом која одговара 10% инсталисане снаге производног објекта може да ради 4 сата. За овај рад је од значаја случај када се батеријско складиште гради у склопу производног објекта због утицаја складишта на испуњење техничких захтева за прикључење на преносни систем.

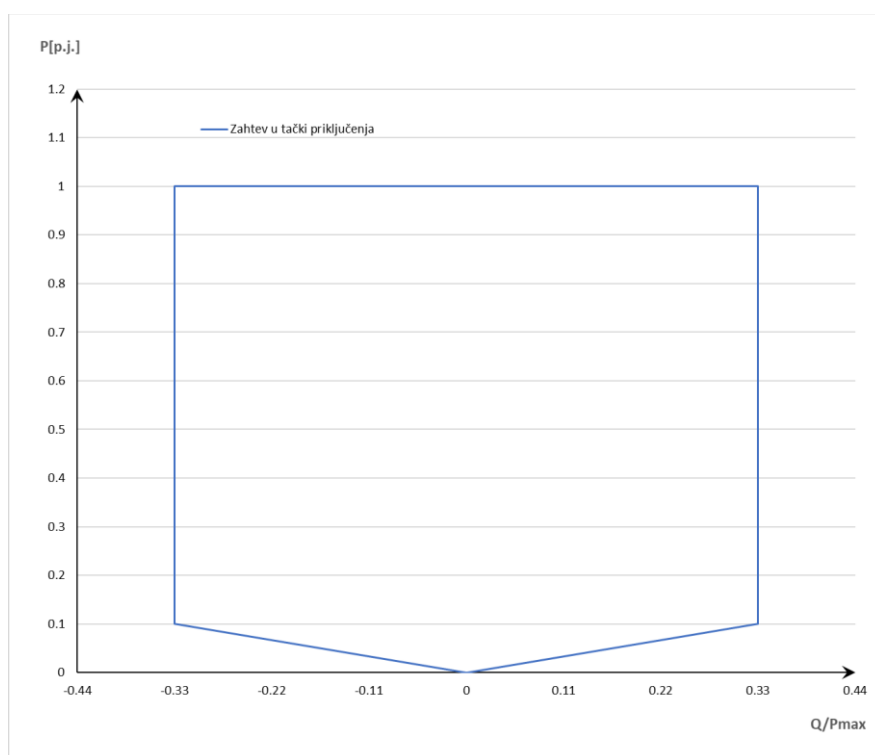
Током процеса прикључења, спроводи се симулациона провера усаглашености рада производног модула са техничким захтевима дефинисаним у [3]. Један од тих захтева који се проверава односи се на реактивне могућности производног модула, и то у два различита случаја:

1. Захтев $U-Q/P_{max}$ који дефинише обавезу да производни модул у свакој радној тачки из опсега напона (U_{min} , U_{max}) може да преузме или генерише реактивну снагу која је већа или једнака захтеваној реактивној снази дефинисаној на Слици 1. Захтев се проверава при максималној могућој активној снази у тачки прикључења производног модула.



Слика 1: Захтев $U-Q/P_{max}$ из [3] за различите напонске нивое тачке прикључења производног модула

- Захтев $P-Q/P_{max}$ који дефинише обавезу да производни модул у свакој радној тачки из опсега (0, 100)% активне снаге генерисања производног модула може да преузме или генерише реактивну снагу већа или једнака захтеваној реактивној снази дефинисаној на Слици 2. Захтев се проверава при константној вредности напона у тачки прикључења производног модула.



Слика 2: Захтев $P-Q/P_{max}$ из [3] за различите напонске нивое тачке прикључења производног модула

P_{max} из захтева је једнака:

- захтеваној одобреној снази ако је максимална снага коју је могуће инјектирати у преносну мрежу у тачки прикључења модула енергетског парка већа од одобрене снаге, или

2. максималној снази коју је могуће инјектирати у преносну мрежу у тачки прикључења модула енергетског парка ако је максимална снага коју је могуће инјектирати у преносну мрежу у тачки прикључења модула енергетског парка мања од одобрене снаге.

Уколико се Подносилац захтева у захтеву за израду Студије прикључења определи да ће обавезу из ЗКОИЕ испунити изградњом складишта и то та начин да ће складиште бити прикључено на унутрашње инсталације енергетског парка, то значи да се складиште неће посматрати као посебан објекат, јер нема своју посебну тачку прикључења на преносни систем.

2 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОВЕРУ ЗАХТЕВА $U-Q/P_{\max}$

С обзиром на чињеницу да се захтев $U-Q/P_{\max}$ проверава за случај максималне могуће активне снаге који модул енергетског парка може да инјектира у преносну мрежу у тачки прикључења, уважавајући ограничење по одобреној снази, за проверу испуњености овог захтева, за модул енергетског парка који на унутрашње инсталације има прикључено складиште електричне енергије, разликују се два случаја:

1. Први случај: Када је максимална снага електране, не узимајући у обзир складиште, већа од одобрене снаге ,

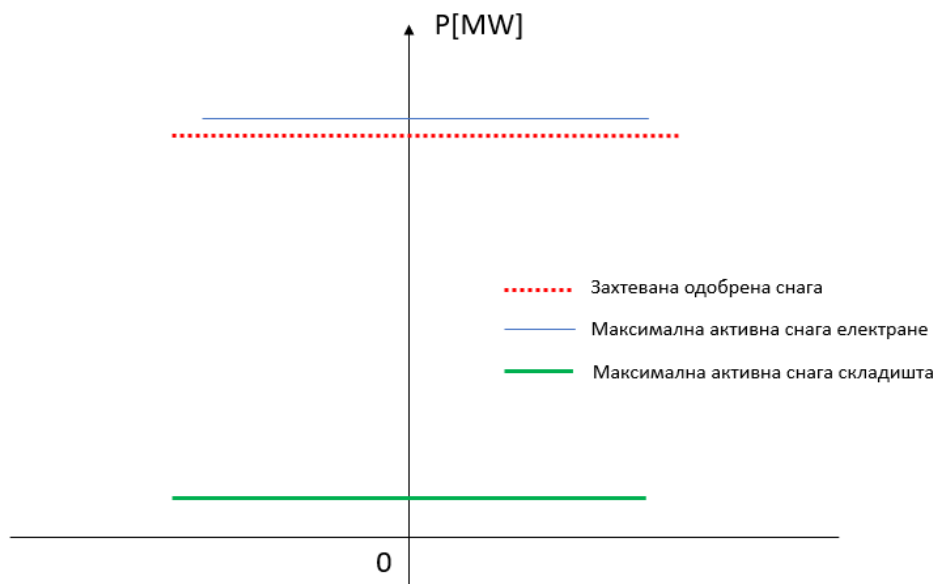
$$P_{od} \leq P_{PPmax} - P_{\gamma} \quad (1)$$

Где су:

- P_{od} – одобрена снага модула енергетског парка
- P_{PPmax} – Максимална активна снага електране
- P_{γ} – Губици активне снаге у интерној мрежи електране
- P_{PP} – Тренутна активна снага електране $P_{PP} < P_{PPmax}$
- P_{ES} – Тренутна активна снага складишта $P_{ES} \leq P_{ESmax}$
- P_{ESmax} – Максимална активна снага складишта

Захтев се у овом случају проверава за два случаја:

- a. Када је електрана ангажована активном снагом $P_{PP} = P_{od} + P_{\gamma}$
- b. Када је електрана ангажована активном снагом $P_{PP} = P_{od} - P_{ES} + P_{\gamma}$.

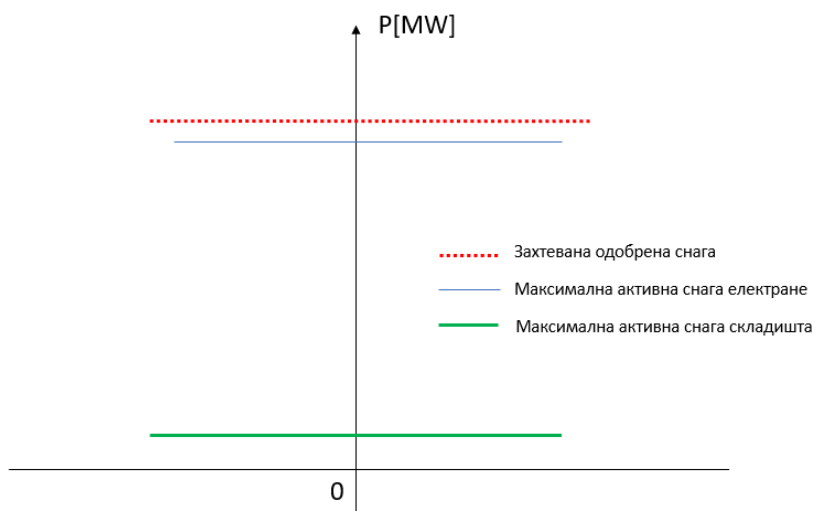


Слика 3: Илустрација случаја када је $P_{od} \leq P_{PPmax} - P_\gamma$

2. Други случај: Када одобрена снага може да се достигне само уколико је и складиште ангажовано у режиму пражњења.

$$P_{od} > P_{PPmax} - P_\gamma \quad (2)$$

$$P_{od} \leq P_{PPmax} - P_\gamma + P_{ESmax} \quad (3)$$



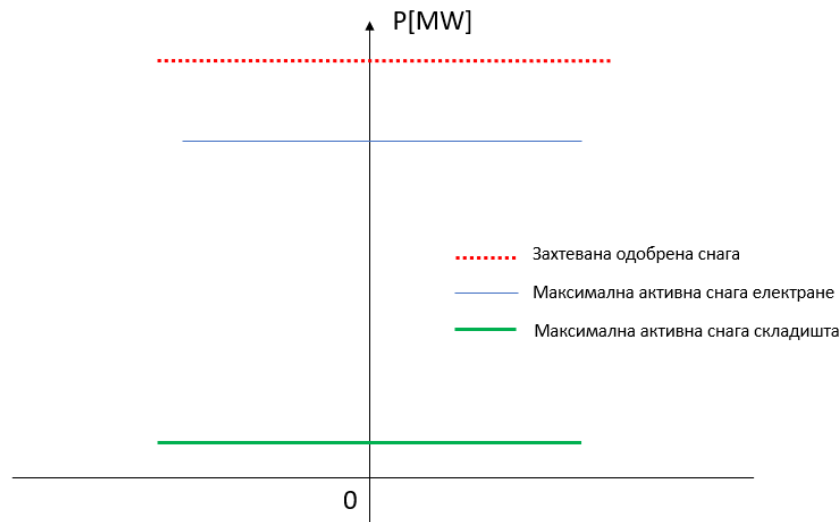
Слика 4: Илустрација случаја када је $P_{od} > P_{PPmax} - P_\gamma$ и $P_{od} \leq P_{PPmax} - P_\gamma + P_{ESmax}$

Захтев се проверава за случај када је електрана ангажована активном снагом $P_{PP} = P_{od} - P_{ES} + P_\gamma$.

3. Трећи случај: Када максимална снага у тачки прикључења не може да достигне захтевану одобрену снагу у тачки прикључења чак ни у режимима када су и

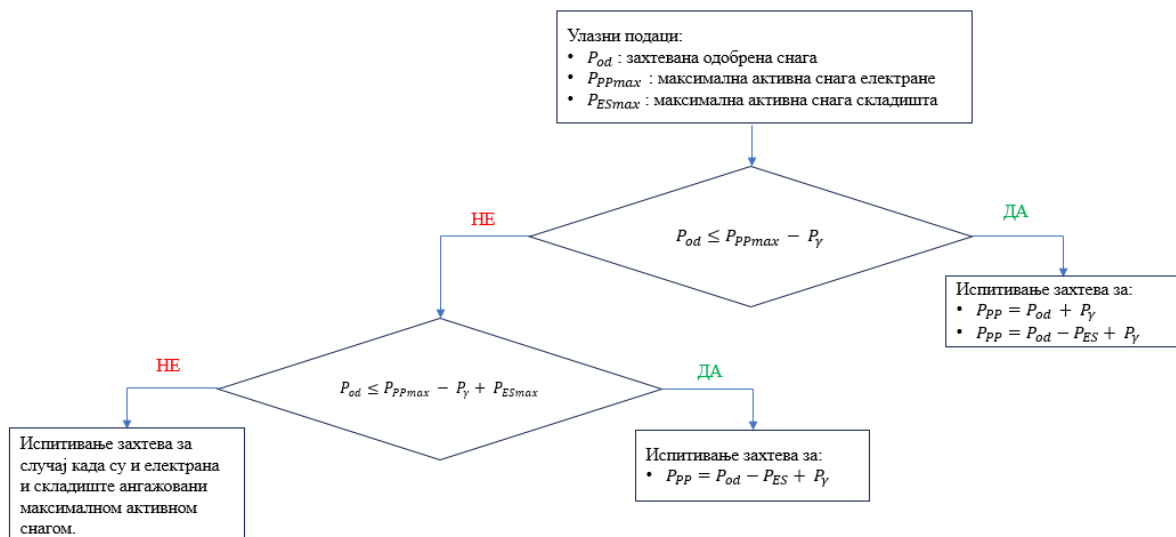
електрана и складиште у режиму пражњења ангажовани максималном активном снагом.

$$P_{od} > P_{PPmax} - P_{\gamma} + P_{ESmax} \quad (4)$$



Слика 5: Илустрација случаја када је $P_{od} > P_{PPmax} - P_{\gamma} + P_{ESmax}$

Захтев се у овом случају проверава случај када су и електрана и складиште ангажовани максималном активном снагом.

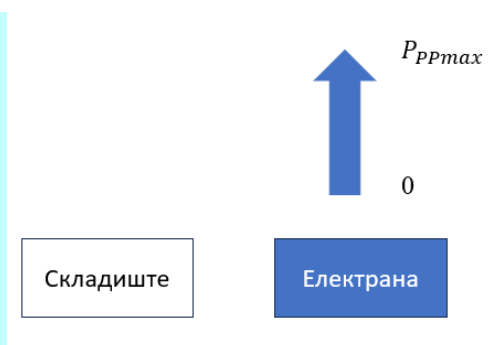


Слика 6: Приказ методологије за проверу захтева $U-Q/P_{max}$

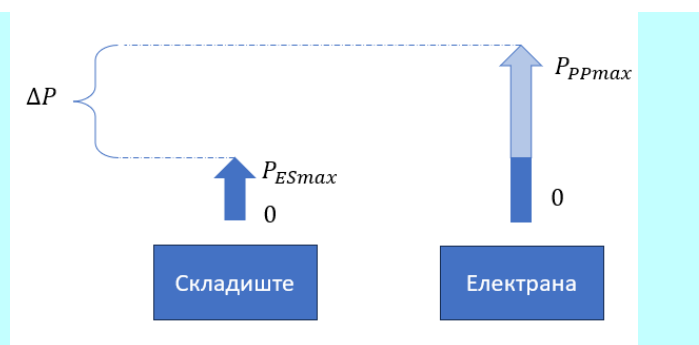
3 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОВЕРУ ЗАХТЕВА $P\text{-}Q/P_{\max}$

За проверу испуњености захтева $P\text{-}Q/P_{\max}$, проверавају се исти случајеви у погледу ангажовања модула енергетског парка као и за захтев $U\text{-}Q/P_{\max}$. Међутим, захтев $P\text{-}Q/P_{\max}$ се проверава за цео опсег могућег ангажовања модула енергетског парка, па је број режима који је потребно испитати у оквиру сваког појединачног случаја већи, и он зависи од максималне снаге складишта, ангажовања модула енергетског парка и ангажовања складишта:

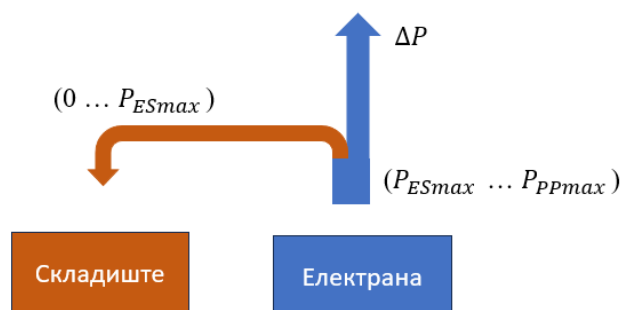
1. Први случај: Када је максимална снага у тачки прикључења, не узимајући у обзир складиште, већа од одобрене снаге, потребно је испитати следеће режиме:
 - а. Снага електране се повећава од $(0 - 100)\%$ максималне активне снаге електране и израчунава се реактивна снага у тачки прикључења, при чему се складиште не узима у обзир,
 - б. Снага складишта се повећава од 0 до P_{ESmax} , а снага електране се повећава од 0 до $(P_{PPmax} - \Delta P)$, и израчунава се реактивна снага у тачки прикључења, при чему се узима у обзир складиште које ради у режиму пражњења. ΔP је разлика максималне активне снаге електране и максималне активне снаге складишта,
 - с. Када складиште ради у режиму пуњења максималном снагом, за различита ангажовања електране, када је $P_{PP} \geq P_{ESmax}$.



Слика 7: Случај 1а – ангажовање електране и складишта



Слика 8: Случај 1б – ангажовање електране и складишта



Слика 9: Случај 1с – ангажовање електране и складишта

- Други случај: Када максимална снага у тачки прикључења може да достигне захтевану одобрену снагу само уколико је и складиште ангажовано у режиму пражњења. За овај случај, проверава се све исто као у првом случају, изузев 1а.

4 ОПИС ТЕСТ ПРИМЕРА

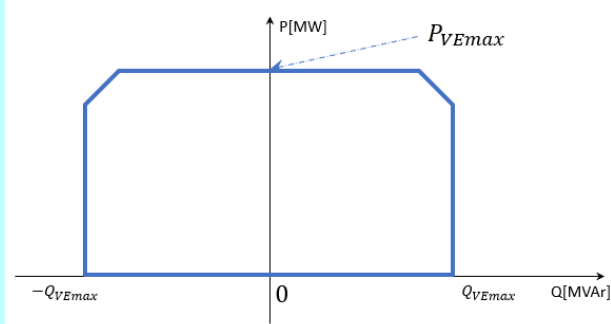
За приказ примене методологије приказане у претходна два поглавља, у овом раду ће бити коришћено укупно шест тест примера на шест електрана (три ветроелектране (ВЕ) и три фотонапонске електране (ФНЕ)), различитих максималних активних снага. Ради лакшег приказа коришћења методологије, максимална активна снага складишта, као и захтевана одобрена снага у тачки прикључења модула енергетског парка су исте за све електране. У свим тест примерима је претпостављено да су параметри каблова и трансформатора идентични како би се поредили само утицаји различитих погонских карти и конфигурација производних модула и складишта на испуњење захтева. Избор максималне снаге електране је спроведен тако да:

- Када су електране ФНЕ1 и ВЕ1 ангажоване максималном активном снагом, могуће је постићи захтевану одобрену снагу без коришћења складишта у режиму пражњења.
- Када су електране ФНЕ2 и ВЕ2 ангажоване максималном активном снагом, могуће је постићи захтевану одобрену снагу само уз коришћење складишта у режиму пражњења.
- Када су електране ФНЕ3 и ВЕ ангажоване максималном активном снагом, није могуће постићи захтевану одобрену снагу ни уз коришћење складишта у режиму пражњења.

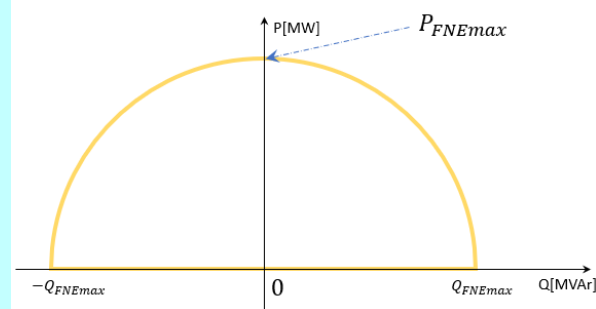
Преглед тест примера је дат у Табели 1, док су погонске карте ВЕ, ФНЕ и складишта приказане на Слици 11, 12 и 13, респективно.

Табела I: Преглед тест примера

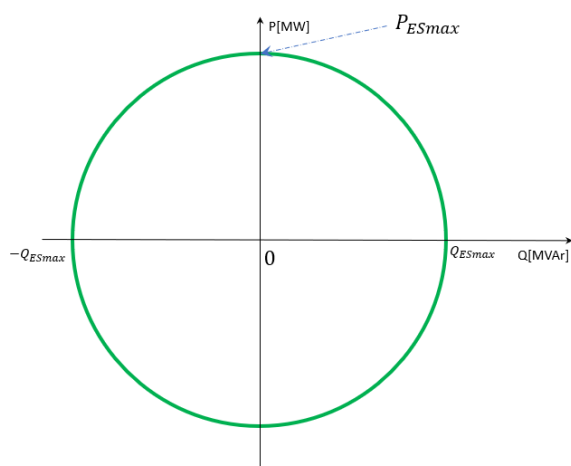
Тест пример	Електрана	Тип електране	Максимална активна снага електране [MW]	Максимална активна снага складишта [MW]	Захтевана одобрена снага [MW]
1	ФНЕ 1	ФНЕ	101	15	100
2	ФНЕ 2	ФНЕ	90	15	100
3	ФНЕ 3	ФНЕ	80	15	100
4	ВЕ1	ВЕ	101	15	100
5	ВЕ2	ВЕ	90	15	100
6	ВЕ3	ВЕ	80	15	100



Слика 11: Погонска карта ветроелектране



Слика 12: Погонска карта фотонапонске електране



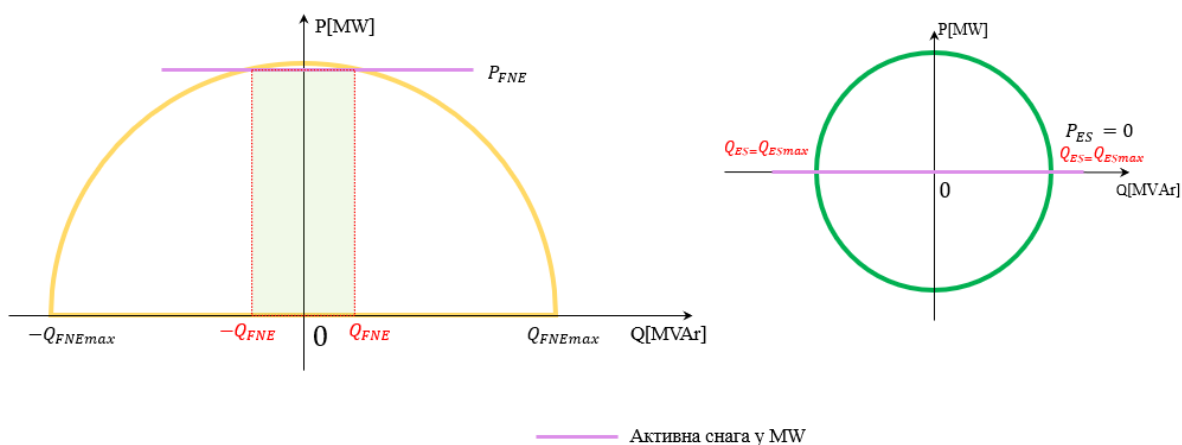
Слика 13: Погонска карта складишта

Ознаке на сликама 11, 12, 13, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 29 и 30 имају следеће значење:

P_{VEmax}	—	Максимална активна снага ВЕ
Q_{VEmax}	—	Максимална реактивна снага ВЕ
P_{FNEmax}	—	Максимална активна снага ФНЕ
Q_{FNEmax}	—	Максимална реактивна снага ФНЕ
P_{ESmax}	—	Максимална активна снага складишта
Q_{ESmax}	—	Максимална реактивна снага складишта

5 РЕЗУЛТАТИ ПРОВЕРЕ ЗАХТЕВА $U-Q/P_{\max}$ НА ТЕСТ ПРИМЕРИМА

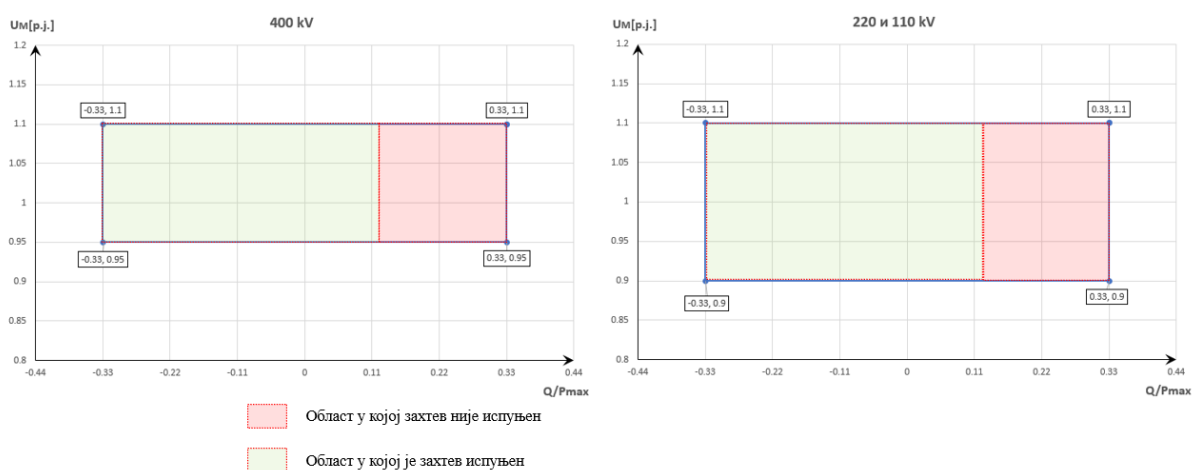
Резултати испуњености захтева $U-Q/P_{\max}$, за тест примере који су наведени у претходном поглављу су приказани на наредним сликама.



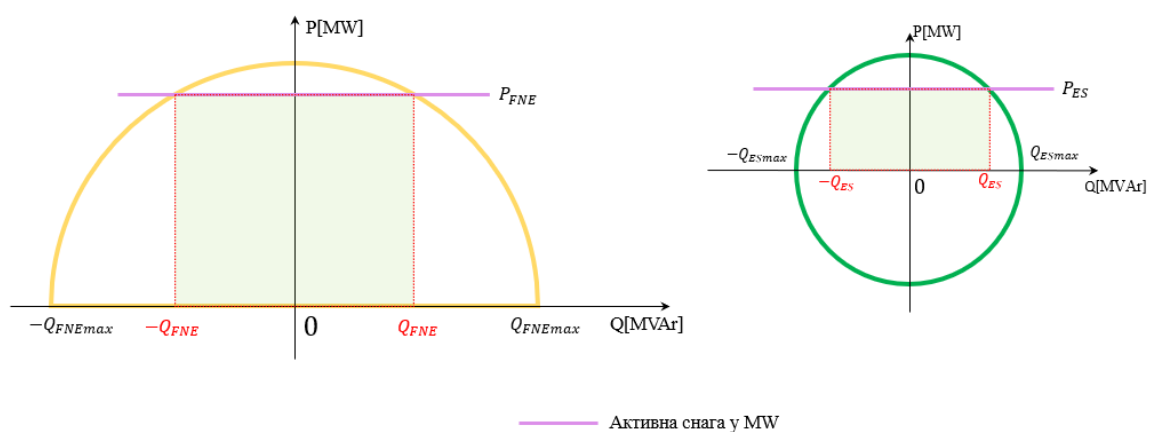
Слика 14: Тест пример 1- Реактивна могућност у тест примеру када је електрана ангажована активном снагом $P_{PP} = P_{od} + P_{\gamma}$

Ознаке на Сликама 14, 16, 18 и 20 које нису наведене на сликама 11,12 и 13, имају следеће значење:

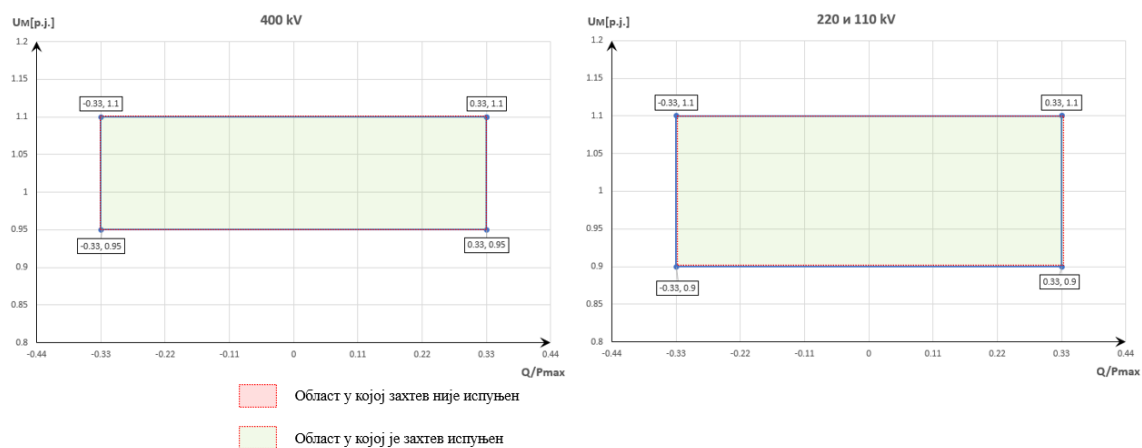
- P_{FNE} — Активна снага соларне ФНЕ
- Q_{FNE} — Реактивна снага ФНЕ
- Q_{ES} — Реактивна снага складишта



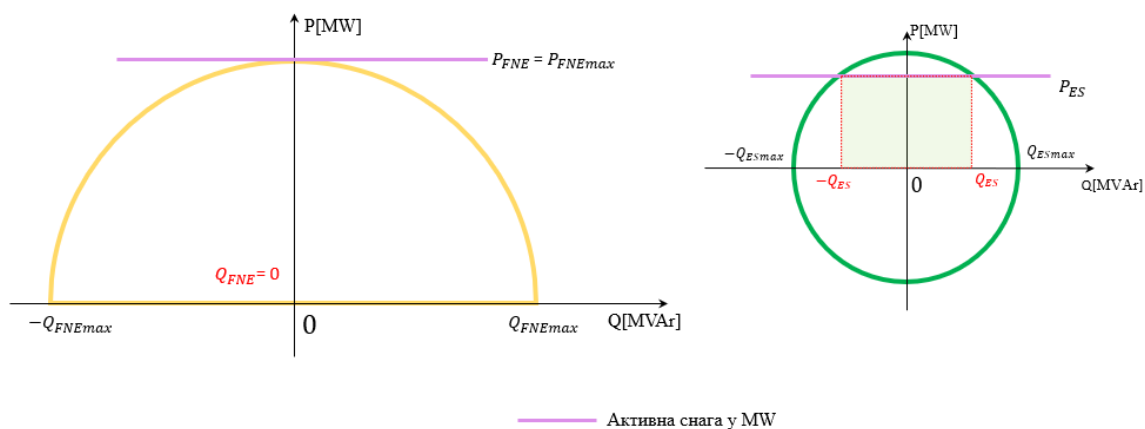
Слика 15: Тест пример 1- Испуњеност захтева у тест примеру када је електрана ангажована активном снагом $P_{PP} = P_{od} + P_{\gamma}$



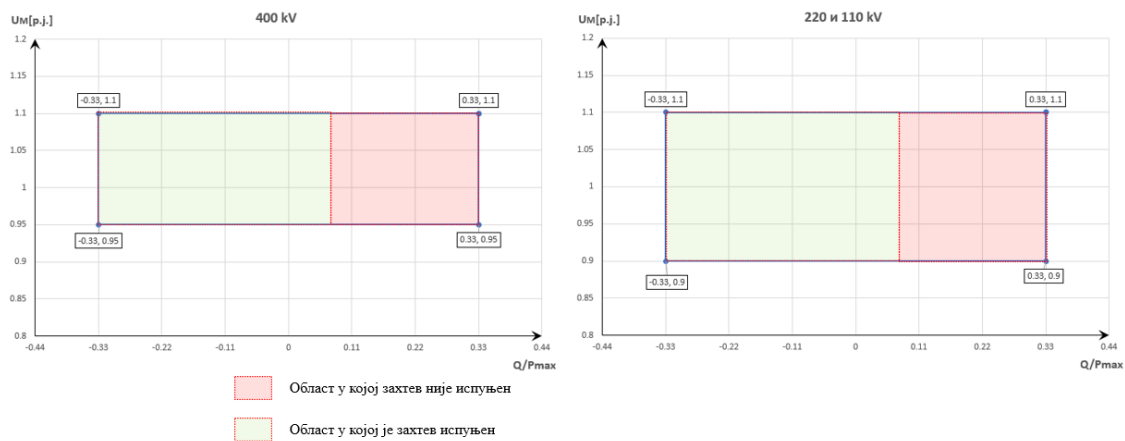
Слика 16: Тест пример 1- Реактивна могућност у тест примеру када је електрана ангажована активном снагом $P_{PP} = P_{od} - P_{ES} + P_{\gamma}$



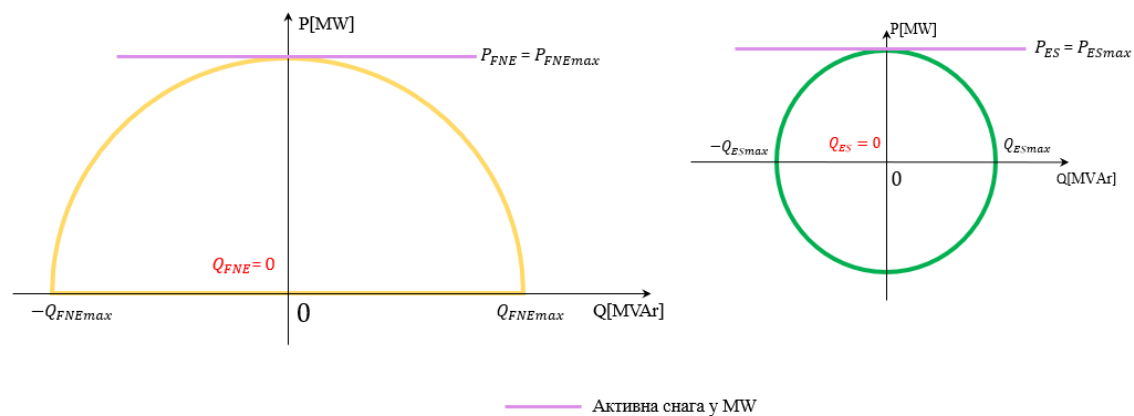
Слика 17: Тест пример 1- Испуњеност захтева у тест примеру када је електрана ангажована активном снагом $P_{PP} = P_{od} - P_{ES} + P_{\gamma}$



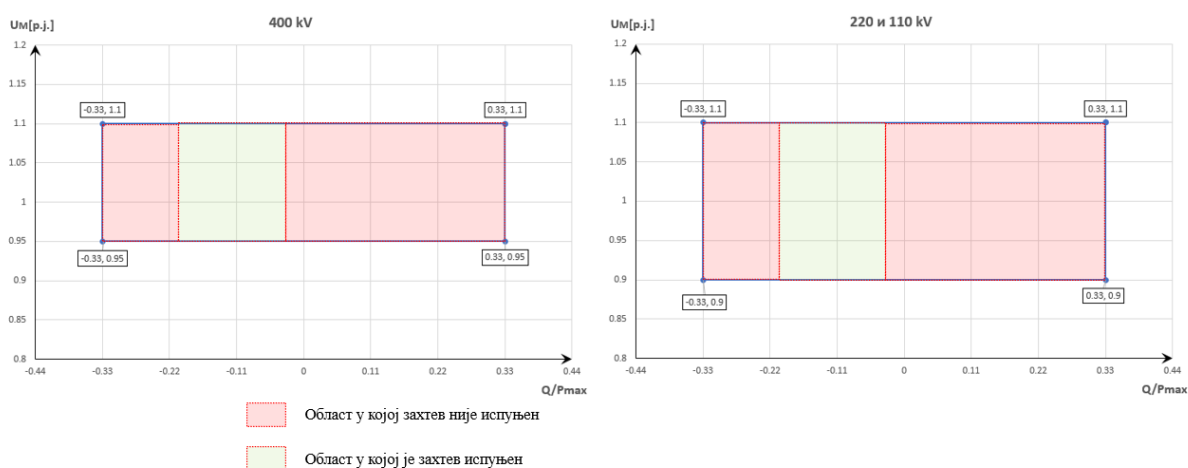
Слика 18: Реактивна могућност у тест примеру 2



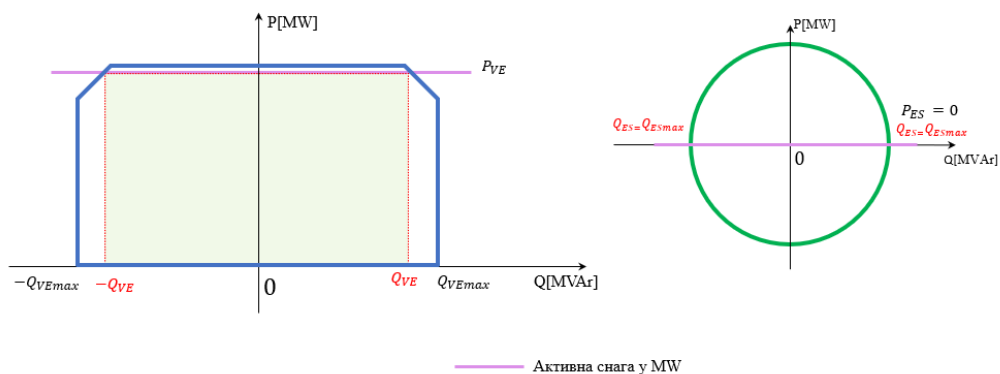
Слика 19: Испуњеност захтева у тест примеру 2



Слика 20: Реактивна могућност у тест примеру 3



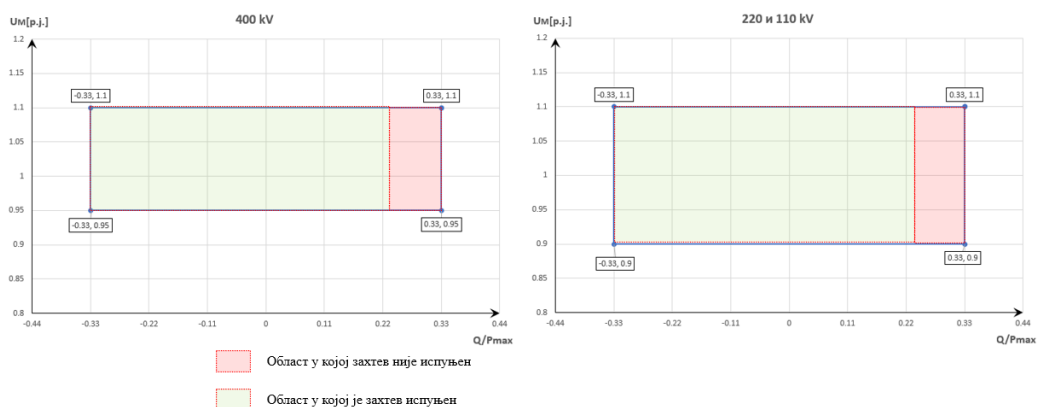
Слика 21: Испуњеност захтева у тест примеру 3



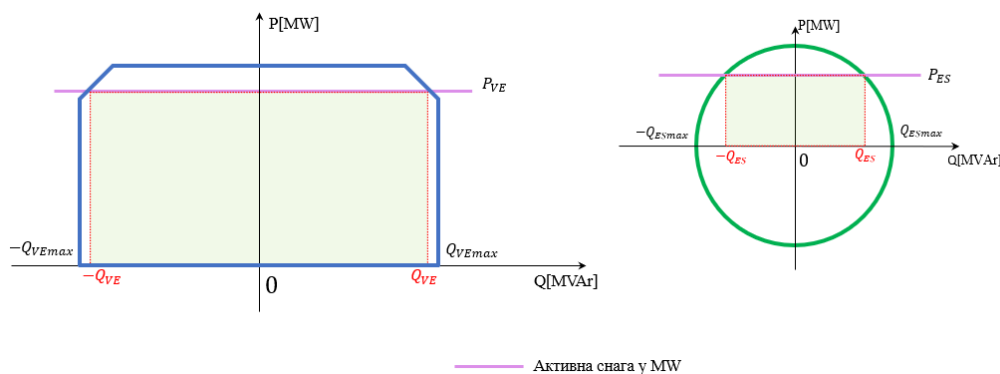
Слика 22: Реактивна могућност у тест примеру 4

Ознаке на Сликама 22, 24 и 26 које нису наведене на сликама 11,12 и 13, имају следеће значење:

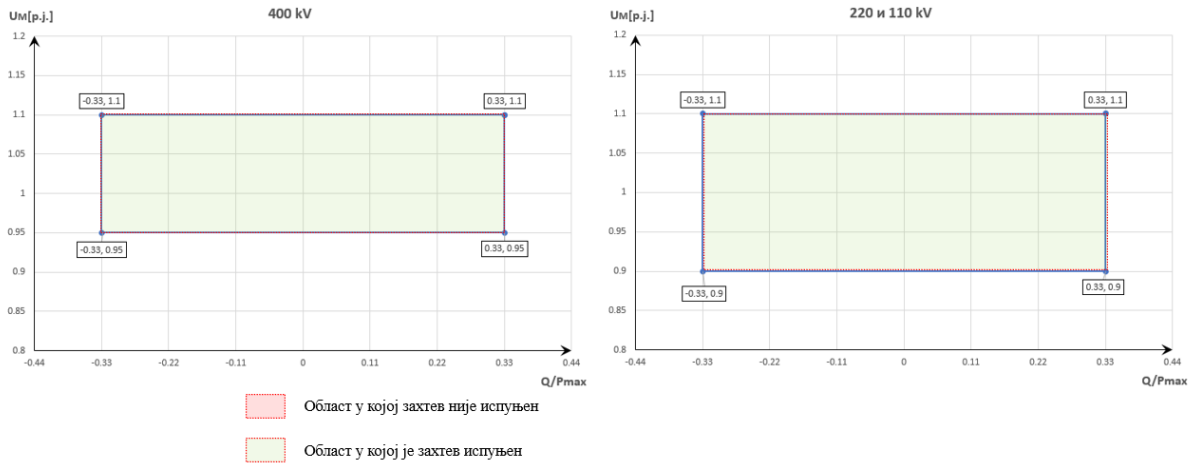
- P_{VE} — Активна снага ВЕ
- Q_{VE} — Реактивна снага ВЕ
- Q_{ES} — Реактивна снага складишта



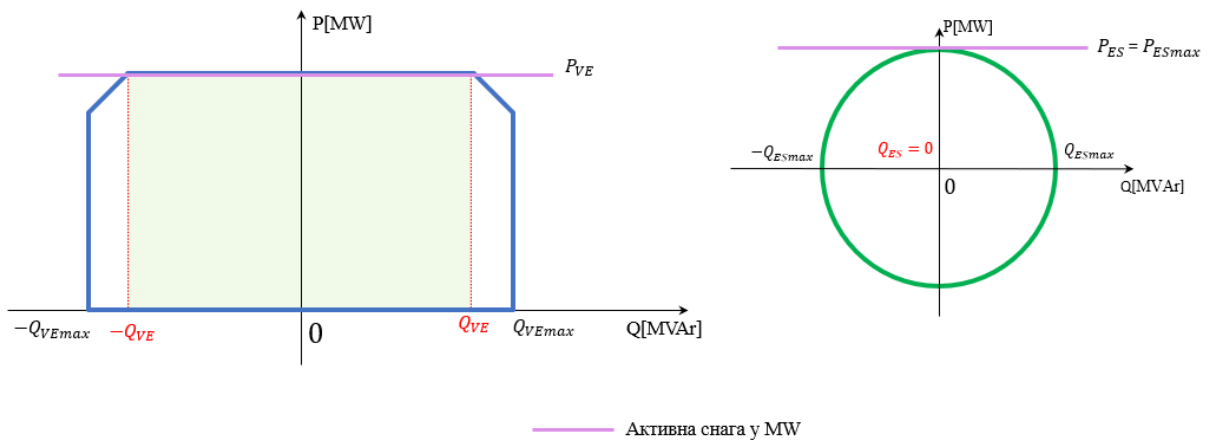
Слика 23: Испуњеност захтева у тест примеру 4



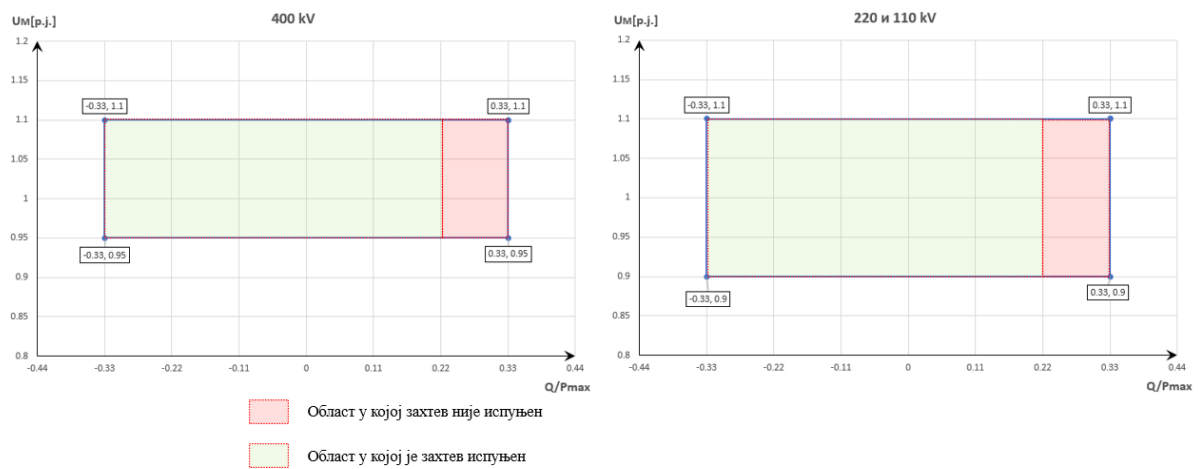
Слика 24: Реактивна могућност у тест примеру 5



Слика 25: Испуњеност захтева у тест примеру 5



Слика 26: Реактивна могућност у тест примеру 6

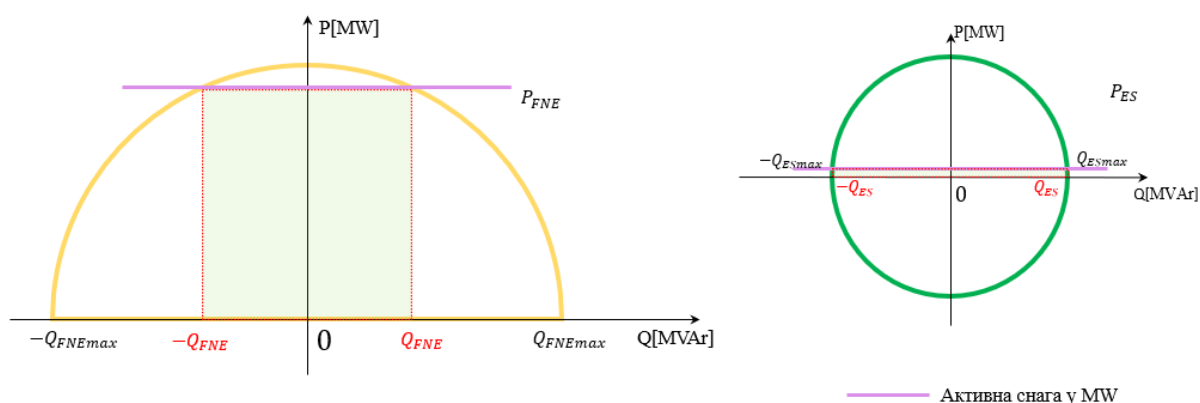


Слика 27: Испуњеност захтева у тест примеру 6

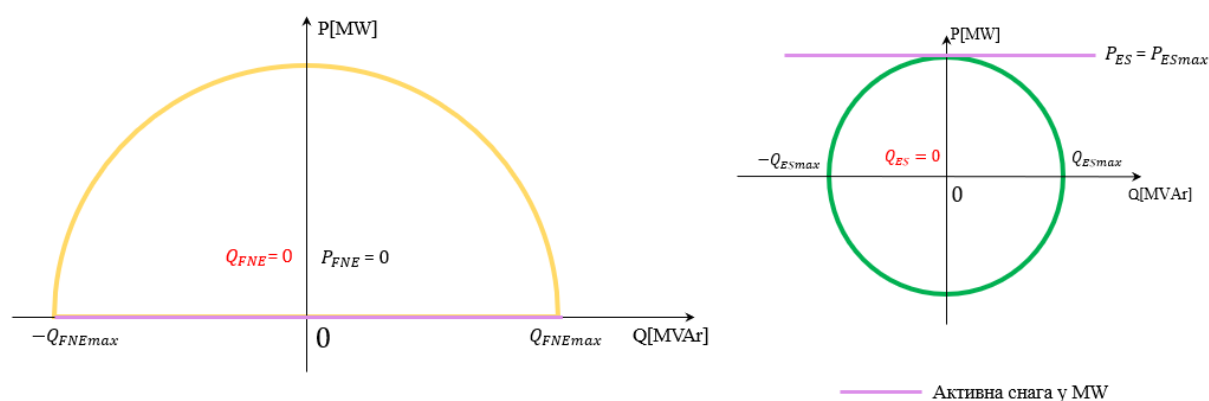
6 РЕЗУЛТАТИ ПРОВЕРЕ ЗАХТЕВА P - Q/P_{max} НА ТЕСТ ПРИМЕРИМА

Испуњеност захтева P - Q/P_{max} када модул енергетског парка ради са максималном активном снагом је обухваћена провером испуњености захтева U - Q/P_{max} . За снаге које су мање од максималне, према погонским картама које су приказане у поглављу 4, реактивна могућност модула енергетског парка се проширује, што доприноси лакшој испуњености самог захтева. Међутим, када модула енергетског парка садржи и складиште, постоје три критична режима за испуњеност захтева P - Q/P_{max} :

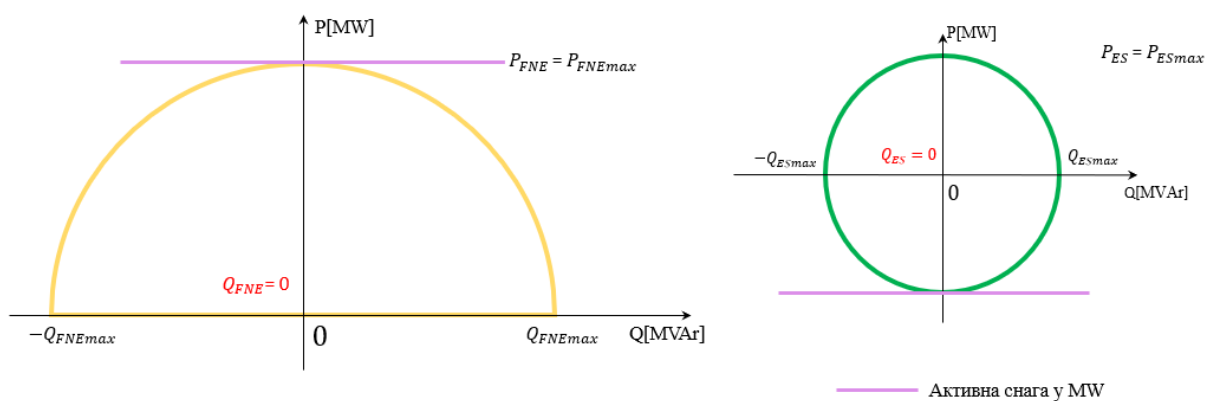
1. Када електрана ради са снагама које су блиске максималној, а складиште не ради или је ангажовано снагом блиској нули (критични случај 1),
2. Када електрана не ради, а складиште ради у режиму пражњења максималном снагом,
3. Када складиште ради у режиму пуњења максималном снагом, за различита ангажовања електране, када је $P_{PP} \geq P_{ESmax}$.



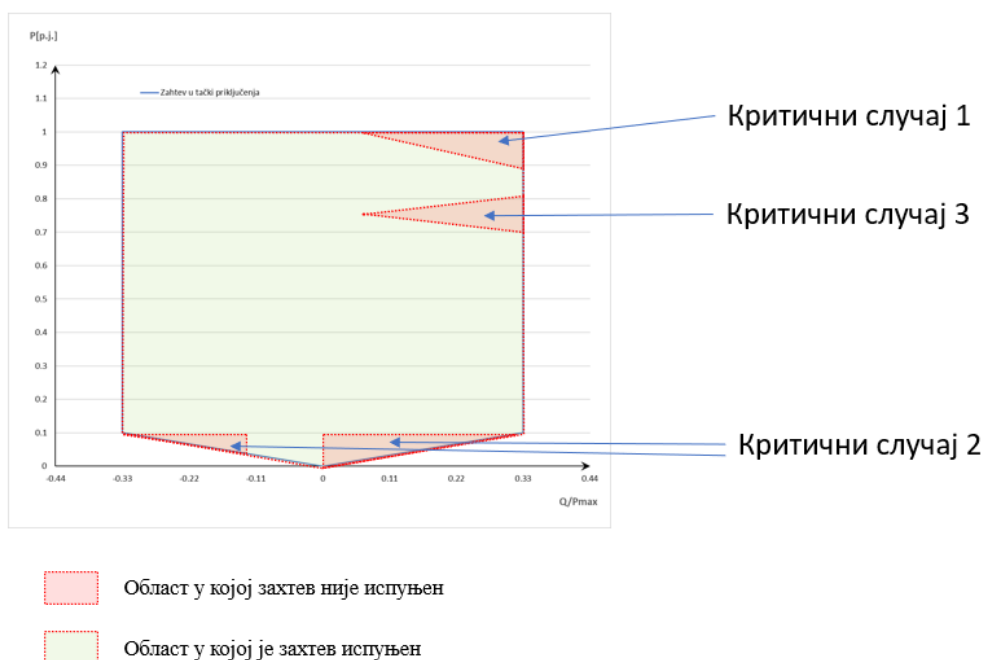
Слика 28: Реактивна могућност за критични случај 1



Слика 29: Реактивна могућност за критични случај 2



Слика 30: Реактивна могућност за критични случај 3



Слика 31: Испуњеност захтева – приказ за сва три критична случаја

Испуњеност захтева $U-Q/P_{max}$ која је приказана у претходном поглављу је показала сличне закључке за ФНЕ и ВЕ, уз бољу реактивну могућност ВЕ при снагама које су блиске максималној. Исти закључак важи и за захтев $P-Q/P_{max}$, па резултати за ВЕ због прегледности неће бити приказани у овом раду.

7 ЗАКЉУЧАК

У овом раду је приказана методологија за проверу испуњености захтева $U-Q/P_{max}$ и $P-Q/P_{max}$, који су дефинисани у [3]. Захтев $P-Q/P_{max}$ је дефинисан 2023. године, и представља проширење до тада јединог захтева за реактивну могућност модула енергетског парка $U-Q/P_{max}$.

На основу изложене методологије и њене примене на тест примерима, могу да се изведу следећи закључци:

1. Испуњеност захтева $P-Q/P_{max}$ за модул енергетског парка који садржи складиште електричне енергије може захтевати додатну компензацију реактивне снаге (или неко другачије техничко решење) при ангажовању снагама које су мање од максималне.
2. Складиште електричне енергије може смањити или потпуно елиминисати потребу за додатном компензацијом реактивне снаге за испуњеност захтева $U-Q/P_{max}$.
3. Испуњеност захтева $U-Q/P_{max}$ и $P-Q/P_{max}$ за модул енергетског парка који садржи складиште електричне енергије зависи од максималне снаге складишта и максималне снаге електране.
4. У овом раду није анализиран утицај параметара каблова и параметара трансформатора на испуњеност захтева $U-Q/P_{max}$ и $P-Q/P_{max}$ за модул енергетског парка који садржи складиште електричне енергије, већ само утицај погонске карте инвертора, јер је циљ рада био да се идентификују критични режими које је потребно проверити и тест примери су одабрани тако да се покаже употреба предложене методологије.

8 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила за прикључење објеката на преносни систем, Новембар 2023. године
- [2] Правилник о начину доказивања испуњености услова којима се одлагање прикључења не примењује на објекте који користе варијабилне обновљиве изворе енергије („Сл. гласник РС”, бр. 76/2023)
- [3] Закон о коришћењу обновљивих извора енергије („Сл.гласник РС“, бр. 40/2021, 35/2023 и 94/2024-др.закон)

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.20](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.20)**C2.20****КОНЦЕПЦИЈА ПРИМЕНЕ ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА ПРОИЗВОДЊЕ НА
ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ****CONCEPT OF OPERATIONAL LIMITATIONS OF GENERATION ON TRANSMISSION
SYSTEM****Vojislav Simović, Sonja Simović***

Кратак садржај: У складу са Законом о енергетици Републике Србије, Оператор преносног система има могућност дефинисања оперативних ограничења у процесу прикључења производних објеката. Оперативна ограничења су Законом дефинисана као привремено смањење активне снаге у месту прикључења у циљу остваривања сигурног рада преносног система, и за та ограничења Оператор не подлеже плаћању финансијске надокнаде корисницима који подлежу прикључењима. Остваривање сигурног рада преносног система, у контексту оперативних ограничења, подразумева смањење снаге производних објеката у оперативном раду у циљу отклањања преоптерећења у мрежи на која утичу ти производни објекти. Због упетљаности преносне мреже, редак је случај да на неко преоптерећење утиче само један објекат, и углавном су преоптерећења изазвана утицајем већег броја објеката, са различитим доприносима, у зависности од места прикључења конкретног објекта и удаљености од елемента који се преоптерећује. Закон дефинише обавезу Оператора да у својим Правилима о раду дефинише критеријуме и начин примене оперативних ограничења поштујући принципе транспарентности и недискриминаторности. Имајући у виду да примена оперативних ограничења има директне финансијске последице по корисника али и да, у случају ограничења објеката који користе варијабилне ОИЕ, суштински представља неповратни губитак енергије са аспекта ЕЕС, јер је примарни извор енергије бесплатан, потребно је да критеријуми и начин примене задовоље примарно два аспекта: минимизацију изгубљене енергије и правичну расподелу смањења производње између оних корисника који утичу на неко преоптерећење. У овом раду ће прво бити изложен методолошки приступ одређивања фактора утицаја објеката на преоптерећења елемената у мрежи, у циљу одређивања њиховог учешћа у спровођењу ограничења. На основу тога ће бити спроведена компаративна анализа спровођења ограничења за два претходно наведена кључна критеријума: минимизација ограничене енергије и правична расподела ограничења. Резултати те анализе ће показати предности и мане примене оба критеријума. Основни циљ рада је да предложи концепт који треба да задовољи оба критеријума, али без примене компромиса и одређивања тежинских фактора једног или другог критеријума, већ концепт који у потпуности испуњава оба наведена критеријума.

* Vojislav Simović, Elektromreža Srbije, vojislav.simovic1994@gmail.com
Sonja Simović, JSC EMS, sonja.simovic@ems.rs

Кључне речи: *prenosni sistem, OIE, ograničenja, priključenje*

Abstract: Main idea of this document is defining the concept for implementation of operational limitations (curtailment without compensation). In most cases, overloads of the transmission system elements will be caused by more than one object which has operational limitations defined in the connection process. In those situations, in general, those objects will have different impacts on the overload. Two basic concepts for application of operational limitations are: 1. Limiting the object which has the highest contribution to the overload 2. Limiting all object proportionally to their contribution to the overload First concept provides limitations with minimal cumulative loss of energy in the system but isn't fair to all the participants because the burden of limitations falls only on one object. Second concept is fair by definition but cumulative energy loss is bigger than in the first case. This document will provide an idea for a different concept that should ensure that both advantages of these 2 concepts are respected without their drawbacks.

Key words: *RES, connection, TSO, curtailment*

1 УВОД

Законом о енергетици из априла 2021. године, оператору преносног система (ОПС) ЕМС АД је омогућено да понуди подносиоцу захтева прикључење које подлеже оперативним ограничењима под условом да су та ограничења одобрена од стране регулаторне агенције (АЕРС). У том Закону и у важећем Закону о енергетици [1] оперативно ограничење је дефинисано као привремено смањење активне снаге у месту прикључења у циљу остваривања сигурног рада преносног система. Идеја да се овакав концепт уведе у домаћу регулативу је проистекао из праксе ОПС у изради студија прикључења, где се показало да често није могуће дефинисати неки одређени прикључак због појаве преоптерећења у анализи сигурности „N-1“ чак и у, условно речено, малом износу, јер нису испуњени услови сигурног рада преносног система, тј. критеријум „N-1“. У тим случајевима би било неопходно дефинисати неки други прикључак који је често комплекснији. Подносиоци захтева су се више пута изјашњавали да они преферирају једноставнији прикључак и да су спремни да прихвате да не могу увек да раде са пуном снагом (да буду ограничени) у тим критичним режимима, али није постојало правног основа за дефинисање таквог начина прикључења, јер је ОПС у обавези да обезбеди свим корисницима испуњен критеријум „N-1“. Овде се као проблем показало и разумевање тог критеријума и начин на који је он дефинисан. Наиме, критеријум „N-1“ подразумева да преносна мрежа буде конфигурисана тако да нерасположивост било ког елемента не доводи до нарушавања граница погонских величина ни на једном другом елементу преносног система, уз изузетак радијално напајаних објеката [2]. Поента оваквог концепта је јасна, у случају нерасположивости неког елемента због непланираних испада или одржавања, ниједан објекат корисника не остаје без напајања. Наравно, овај концепт је настао много пре настанка тржишта електричне енергије и дерегулације. Тада су електроенергетски системи били вертикално интегрисани у склопу великих електропривреда где су практично корисници били само купци, јер су производни објекти били део истог система као и оператори система. У таквим системима, критеријум успешног рада је била минимизација неиспоручене електричне енергије потрошачима, а према потребама потрошача је била планирана и производња. У таквом систему, уколико нерасположивост неког елемента не доводи до губитка напајања неке потрошње, критеријум сигурности је испуњен. Данас, у време тржишта и независних оператора система, критеријуми су другачији.

Производни објекти су посебни корисници система а свој рад планирају у циљу максимизације профита. Тако планиран рад доводи до одступања потреба потрошње и енергије коју пласирају произвођачи што доводи до повећаних транзитних токова снага у систему. Наравно, мрежа је грађена у складу са тадашњим концептом и потребама и није конфигурисана идеално за данашње трендове. Са аспекта критеријума сигурности „N-1“, у данашњем систему он се једнако мора примењивати на све кориснике па и на произвођаче. То практично значи да уколико нерасположивост једног елемента доводи до немогућности пласмана целокупне енергије из неког производног објекта, критеријум сигурности није испуњен чак иако је комплетна потрошња покривена и ако нема прекида испоруке. Последица тога је искључиво изгубљена добит или трошак власника производног објекта. Са друге стране, уколико би критеријум био у потпуности испуњен, предност тога би била искључиво за власника производног објекта. Из тог разлога је оправдано у циљу испуњености критеријума „N-1“ предвидети обимнији прикључак који финансира инвеститор објекта. Иако то делује као једноставно решење, без обзира на то ко сноси трошак изградње те инфраструктуре, поставља се питање каснијих трошкова експлоатације инфраструктуре која можда није оптимално искоришћена и предвиђена је како би се испунио критеријум сигурности у потпуности, иако би прикључак много мањег обима био адекватан у 99% сати у години. Истоветна примена критеријума „N-1“ на производне објекте као на потрошачке доводи до потреба за развојем инфраструктуре у мери за коју је упитно да ли се може оправдати. Нарочито имајући у виду да развој система кроз тарифу финансирају корисници – потрошачи, а да су те потребе сада у највећој мери изазване прикључењем производних јединица. Због свега претходно наведеног, потребно је у некој мери релаксирати примену овог критеријума на производне објекте. Имајући у виду став будућих корисника да преферирају једноставније прикључке са потенцијалним ограничењима уместо обимних прикључака који омогућавају прикључење без икаквих ограничења као и чињеницу да, услед велике интеграције, упетљаности преносног система и рада у интерконекцији, инфраструктура која омогућава прикључење без икаквих ограничења представља само теоријски достижан подухват, дефинисана је могућност примене оперативних ограничења. Овај концепт представља компромис између развоја инфраструктуре за потребе прикључења и прикључка без ограничења.

2 ДЕФИНИСАЊЕ ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА У СТУДИЈАМА ПРИКЉУЧЕЊА

Примењујући овај концепт у изради студија прикључења и дефинисању начина прикључења у складу са регулативом након 2021. године, ЕМС АД је као ОПС подносиоцима захтева дефинисао начине прикључења који обухватају примену оперативних ограничења у циљу отклањања преоптерећења различитих елемената преносних система. У оквиру студије прикључења, дефинисање оперативних ограничења представља идентификацију елемената преносног система чије преоптерећење може да буде узрок ограничавања производње. Елементи су дефинисани као потенцијални узрок примене ограничењима оним подносиоцима за које је компаративном анализом утврђено да прикључење њиховог објекта негативно утиче на појаву преоптерећења – изазива преоптерећење или повећава преоптерећење тог елемента. Практично, дефинисано ограничење даје могућност оператору да када предметни објекат буде у погону, у случају потребе ограничи његову производњу како би отклонио или спречио појаву преоптерећења неког елемента.

Иако су начини прикључења који садрже оперативна ограничења без превише дилема прихватани од стране подносилаца захтева, мора се имати у виду да, у овој фази процеса, дефинисана ограничења још увек не коштају никога ништа. Важно је напоменути да су ограничења идентификована у прорачунима на моделима у којима је садржан велики број производних објеката у различитим фазама процеса прикључења, од којих немају сви подједнаке вероватноће реализације. Та чињеница је уважена од стране нових подносилаца при одлучивању о прихватању начина прикључења који садржи оперативна ограничења.

3 ПРИМЕНА ОПЕРАТИВНИХ ОГРАНИЧЕЊА У ОПЕРАТИВНОМ РАДУ

По питању будуће примене оперативних ограничења у овом тренутку још увек постоји доста недоумица. Измене и допуне Закона о енергетици из новембра 2024 [1]. године су предвиделе обавезу ОПС да у оквиру својих Правила о раду преносног система [2] дефинише „критеријуме и начин примене оперативних ограничења“. Као што је претходно објашњено, дефинисана оперативна ограничења у студији прикључења дају оператору могућност да их спроведе у конкретном случају појаве преоптерећења неког елемента уколико је тај елемент дефинисан у списку оперативних ограничења. Уколико реално стање мреже у некој будућој години буде такво да се преоптерећење тог елемента не појављује, јасно је да неће бити потребе ни за спровеђењем оперативног ограничења. Са друге стране, уколико се деси преоптерећење неког елемента који није идентификован на нивоу студије прикључења као потенцијални узрок спровођења оперативног ограничења за неки производни објекат, ОПС неће имати право да ограничи производњу тог објекта у циљу отклањања преоптерећења конкретног елемента. Као релевантан преостаје само случај у коме се у оперативном раду појављује преоптерећење елемента који је дефинисан производном објекту као узрок примене оперативних ограничења. Са тим долази и питање – како ће се ограничење примењивати?

Уколико је преоптерећени елемент наведен као узрок оперативног ограничења само једном производном објекту, проблем је поприлично једноставан – снага производног објекта ће се смањити у мери која је потребна да се оптерећење елемента доведе на ниво који је прихватљив за ОПС у конкретном радном режиму. Чак и за овај, наизглед, изузетно једноставан случај постоје детаљи које је потребно разрадити. Да ли ће се ограничење примењивати дан унапред, по идентификовању потенцијалног преоптерећења, или ће се спроводити уколико се преоптерећење појави у реалном времену? Логична претпоставка је да одговор на ово питање зависи од нивоа потенцијалног преоптерећења, карактеристика предметног елемента, радног режима система у том тренутку, али и других фактора, као што је могућност примене других оперативних мера и слично. Сви набројани фактори су детерминистичке природе па се може очекивати да ће их ОПС на адекватан начин обрадити у Правилима о раду преносног система [2].

Примена оперативних ограничења постаје значајно компликованија када је неки елемент који се преоптерећује дефинисан као потенцијални узрок спровођења оперативног ограничења за више производних објеката, што је и најчешћи случај. По правилу, објекти ће имати различите утицаје на преоптерећење конкретног елемента, осим у случају прикључења преко заједничког прикључка. Уколико два или више објеката имају различите утицаје на преоптерећење неког елемента преносног система, аксиом је да један од тих објеката утиче највише, тј. више од осталих. У овом случају се поставља најбитније питање у погледу спровођења оперативних ограничења – како ОПС одређује на које објекте се у којој мери примењује оперативно ограничење?

Овде се могу идентификовати два основна принципа примене:

1. Принцип пропорционалног смањења
2. Принцип минимизације „ограничене“ енергије

Оба наведена принципа имају своје предности и недостатке. Принцип пропорционалног смањења подразумева да се отклони преоптерећење са критичног елемента тако што ће се извршити смањење снаге инјектирања објеката који утичу на појаву конкретног преоптерећења, пропорционално њиховом утицају на то преоптерећење. Примера ради, уколико је утицај једног објекта дупло већи од утицаја другог објекта онда ће и ограничење снаге инјектирања тог објекта бити дупло веће него ограничење другог објекта. Основна предност овог принципа је што је апсолутно поштен, тј. ограничење производње сваког објекта тачно одговара његовом доприносу појави преоптерећења. Недостатак овог принципа је што ће укупна ограничена енергија бити већа него што је то неопходно за конкретан ефекат.

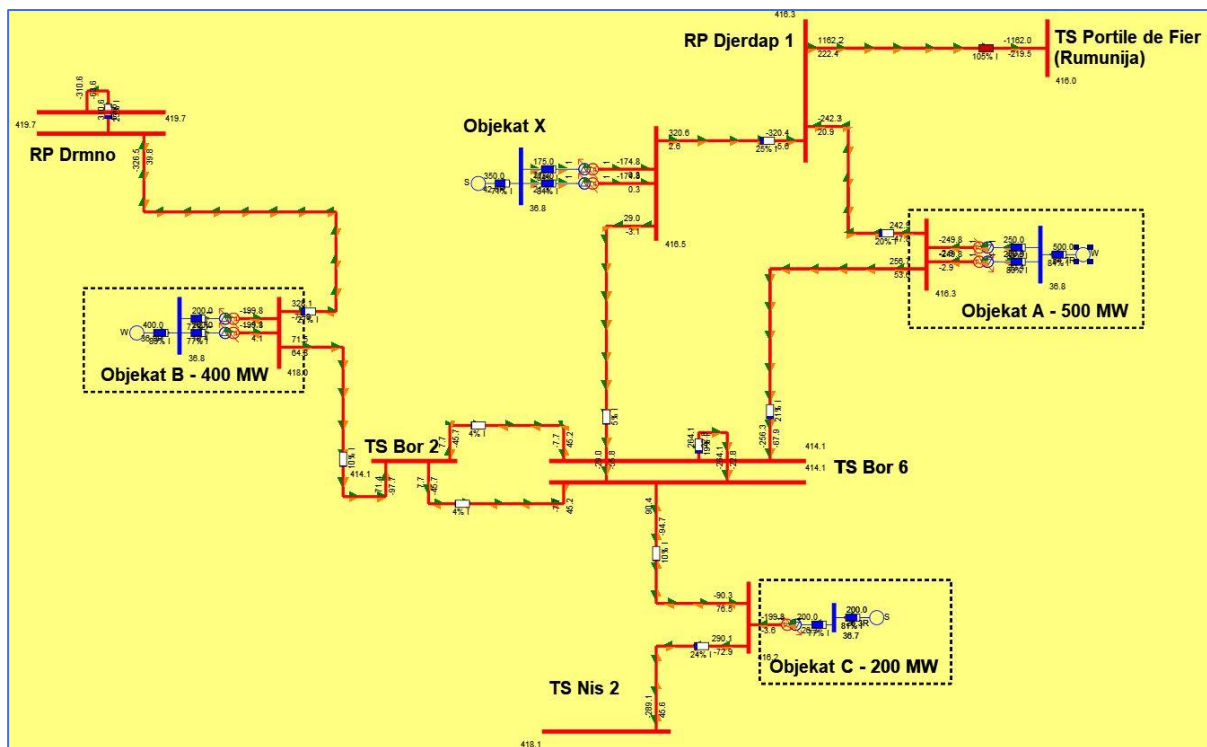
Принцип минимизације ограничене енергије подразумева да се преоптерећење критичног елемента отклони на начин да смањење снаге инјектирања објеката буде минимално са аспекта целог ЕЕС. Имајући у виду да по правилу један објекат има већи утицај од осталих, ово директно имплицира да ће се ограничење производње спроводити у потпуности на објекту који има највећи утицај, под претпоставком да се преоптерећење може потпуно отклонити ограничавањем снаге тог објекта. Уколико ограничавање снаге тог објекта није довољно за отклањање преоптерећења, онда би се након ограничавања тог објекта на снагу од 0 MW ограничење даље спроводило на следећем објекту који има највећи утицај. Предности и недостаци овог принципа су супротни првом принципу. Предност је што је ограничена енергија једнака минимално потребној за остваривање жељеног ефекта. Недостатак овог принципа је очигледан, преоптерећење ће бити отклоњено спровођењем ограничења само на једном објекту иако на то преоптерећење утичу и други објекти, тј. овакав принцип би се могао окарактерисати као дискриминаторан. Иако је дискриминаторност апсолутно недопустива у поступању оператора система, није могуће овај принцип тако лако одбацити јер је његова предност минимизација једног вида губитка енергије, што је један од основних принципа ефикасног рада ЕЕС.

Како би се ова два принципа упоредила на конкретном примеру, и како би се поткрепили изнете тврдње о предностима и недостацима сваког принципа, извршени су прорачуни токова снага у преносном систему Републике Србије, за један сат у години, са моделованим фиктивним објектима на различитим местима како би се добили различити утицаји на преоптерећења. Регион од интереса за посматрање је регион источне Србије, а као преоптерећени елемент, који је узрок спровођења оперативних ограничења, посматраће се интерконективни ДВ 400 kV РП Ђердап 1 – Портиле де Фиер (Рум.). У модел су убачена три фиктивна објекта који су названи Објекат А, Објекат Б и Објекат Ц. Подаци о снагама објеката и тачкама прикључења су дати у следећој табели.

На следећој слици је приказана топологија мреже од интереса са прикљученим претходно наведеним објектима, као и другим постојећим објектима и објектима у процесу прикључења на преносни систем.

Табела 1: Подаци о производним објектима

Назив објекта	Одобрена снага [MW]	Прикључак
Објекат А	500	„улаз - излаз“ на ДВ 400 kV ТС Бор 6 – РП Ђердап 1
Објекат Б	400	„улаз - излаз“ на ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Бор 2
Објекат Ц	200	„улаз - излаз“ на ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Бор 6



Због једноставности приказа, претпостављено је да сва три објекта раде истовремено са максималном снагом као и да су ова три објекта једини објекти који утичу на посматрано преоптерећење. Са претходне слике се може видети да је посматрани ДВ преоптерећен 5%. Претпостављено је и да се ово преоптерећење јавља у базном стању, тј. без испада у систему. Ова претпоставка не одговара у потпуности реалности јер оператор преносног система не дозвољава прикључења која доводе до преоптерећења у базном стању. Ова претпоставка је уведена како би се елиминисао утицај избора испада елемента на утицаје објеката на преоптерећење, јер се за сваки испад мења топологија мреже и та промена доводи до тога да ће фактори утицаја појединачних објеката на преоптерећење бити различити за различите испаде. Провером утицаја ова три објекта утврђено је да највећи утицај има објекат А, затим објекти Б и Ц респективно, што се и могло претпоставити имајући у виду близину објеката преоптерећеном далеководу. Утицај производње ових објеката на преоптерећење посматраног далековода се може изразити преко односа промене оптерећења далековода и промене снаге производње објекта у MW. Овај однос нам практично даје информацију о томе за колико MW се повећа или смањи ток снаге по далеководу за промену производње објекта за 1 MW. Ови односи за сва три објекта су приказани у следећој табели.

Табела 2: Утицај снаге производње на преоптерећење

<i>Назив објекта</i>	<i>Одобрена снага [MW]</i>	<i>Однос $\Delta P_{load}/\Delta P_{gen}$ [MW/MW]</i>
Објекат А	500	0.46
Објекат Б	400	0.216
Објекат Ц	200	0.257

Уколико се примени први поменути принцип спровођења оперативних ограничења, који је у овом раду назван принцип пропорционалног смањења, да би се преоптерећење у потпуности отклонило, тј. да би се оптерећење далековода свело на тачно 100%, било би потребно редуковати производњу наведена три објекта на вредности које су приказане у следећој табели.

Табела 3: Потребно смањење снаге производње за први принцип

<i>Назив објекта</i>	<i>Одобрена снага [MW]</i>	<i>Смањење снаге производње [MW]</i>
Објекат А	500	81
Објекат Б	400	38
Објекат Ц	200	46
Укупно	1100	165

Из претходне табеле можемо видети да је применом овог принципа укупно потребно смањити производњу производних објеката за 165 MW како бисмо отклонили преоптерећење.

Уколико бисмо применили други принцип, принцип минимизације ограничене енергије, ограничење би се применило само на објекат А јер има највећи утицај на преоптерећење. Смањења снаге производње производних објеката за овај случај су приказана у табели 4.

Табела 4: Потребно смањење снаге производње за други принцип

<i>Назив објекта</i>	<i>Одобрена снага [MW]</i>	<i>Смањење снаге производње [MW]</i>
Објекат А	500	125
Објекат Б	400	0
Објекат Ц	200	0
Укупно	1100	125

Као што се може видети из табеле 4, у овом случају укупно смањење снаге износи 125 MW, што је за трећину мање смањење снаге него применом принципа број 1. Са друге стране, као што је већ речено, овај принцип није правичан и ограничење је спроведено само на једном објекту јер он има највећи утицај. У систему са вертикално интегрисаним националним електропривредним предузећем, овај принцип би био најисправнији, али у систему у ком постоји тржиште и производња електричне енергије је комерцијална делатност, овај принцип је проблематичан.

4 ДЕФИНИСАЊЕ НОВОГ ПРИНЦИПА ПРИМЕНЕ – ПРИНЦИП КОМЕНЗАЦИЈЕ

Анализирајући два претходно обрађена принципа јасно је да оба имају своје недостатке и да примена било ког од ова два принципа представља неку врсту компомиса. Јасно је да са чисто техничког аспекта и са економског аспекта на нивоу друштва, други принцип, тј. принцип минимизације, има предност у односу на први, али принципи слободног тржишта у електроенергетици онемогућавају примену овог принципа. С обзиром на чињеницу да тржиште условљава решавање овог проблема на неоптималан начин, прикладно је искористити управо тржишне механизме за дефинисање оптималног решења примене оперативних ограничења. Како би се дошло до одговора, потребно је пре свега поставити питање шта је циљ. Циљ је да се ограничење спроведу на начин да се искористе предности оба принципа али без њихових недостатака. Конкретно, потребно је да смањење снаге на објектима буде тачно једнако минимално потребном али и да буде поштено према свим учесницима, тј. да сви учесници сnose пропорционалан трошак њиховом утицају. Како би се ово остварило јасно је да је неопходно да се ограничење спроведе на објекту са највећим утицајем, као у случају примене принципа под бројем 2. Да би се избегла неравномерна расподела трошкова између учесника, идеја овог рада је да учесници са мањим утицајем (у конкретном случају објекти Б и Ц) финансијски компензују трошак учеснику са највећим утицајем (у конкретном случају – објекту А) пропорционално њиховом утицају на преоптерећење. Овим се задовољавају сви потребни критеријуми оптималне примене оперативних ограничења. Практично, утицај објеката Б и Ц се посредно елиминише кроз смањење снаге на објекту А, може се рећи да објекат А спроводи ограничење њихове производње на свом објекту јер је утицај већи, и то смањење ће му бити надокнађено финансијски. У нашем конкретном случају је потребно елиминисати 57 MW са далековода за шта је потребно ограничити производњу објекта А за 125 MW, а објекти Б и Ц ће власнику објекта А исплатити накнаду у износу који одговара 23 % и 28% његовог трошка, респективно, што је израчунато нормализацијом утицаја који су приказани у Табели 2.

5 ЗАКЉУЧАК

Након спроведених анализа у овом раду, јасно је да је могуће дефинисати начин примене оперативних ограничења тако да се испуне сви критеријуми оптималне примене како по систем тако и по учеснике, при томе изегавајући недостатке описаних принципа. Кроз принцип компензације се остварује и минимално смањење снаге у систему за потребе отклањања преоптерећења и равномерна расподела трошкова између учесника чији су објекти предмет примене оперативних ограничења. Принцип изложен у овом раду представља само основни концепт који је потребно даље разрадити. Сама примена зависи од великог броја фактора, рецимо да ли се ограничење спроводи унапред или унутар дана. Уколико је унапред, постоји „изгубљена добит“ и она представља трошак који је потребно компензовати, а уколико је унутар дана, уговорене трансакције остају и реализују се, али постоји трошак дебаланса. Поред тога, у случају спровођења ограничења унапред, поред утицаја објеката, фактор у оптимизацији ће свакако бити и уговорене цене по којима објекти продају своју енергију, па би у том случају на пример имало смисла тражити минимизацију производа потребног смањења снаге [MW] и цене [MWh]. Додатно, као што је и поменуто у раду, за различите испаде у систему и утицају објеката ће се мењати, а у случају спровођења ограничења унапред биће неопходно уважити све потенцијалне испаде и дефинисати алгоритам примене за различите испаде, и то посебно за примену унапред и унутар дана.

Из свега овога је јасно да разрада овог концепта до нивоа методологије која се може применити представља озбиљан посао и дефинитивно превазилази обиме овог рада.

6 ЛИТЕРАТУРА

[1] Закон о енергетици

[2] Правила о раду преносног система

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.21](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.21)**C2.21****PRIMENA EXTENDED ISOLATION FOREST ALGORITMA ZA DETEKCIJU
ANOMALIJA U PODACIMA ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA****APPLICATION OF THE EXTENDED ISOLATION FOREST ALGORITHM FOR
ANOMALY DETECTION IN POWER SYSTEM DATA****Vladimir Bečejac¹² Dobrila Škatarić¹, Petar Lukić¹, Dragan Ćetenović³**

Kratak sadržaj: Detekcija anomalija u elektroenergetskim sistemima važna je za pouzdanost i stabilnost mreže, a posebno u kontekstu integracije obnovljivih izvora energije i sve veće složenosti strukture elektroenergetskog sistema. U ovom radu se istražuje primena Extended Isolation Forest (EIF) algoritma za detekciju anomalija u raznim merenjima koje operatori prenosnih sistema dobijaju u svakodnevnom radu. EIF predstavlja poboljšanu verziju standardnog Isolation Forest algoritma, omogućavajući bolju obradu podataka visoke dimenzionalnosti i veće preciznosti u otkrivanju odstupanja. Rezultati istraživanja ukazuju na sposobnost da EIF precizno otkrije anomalije u realnim i simuliranim podacima. Prikazani pristup može doprineti razvoju naprednih sistema za online nadzor i prevenciju poremećaja u elektroenergetskim sistemima.

Ključne reči: detekcija anomalija, pouzdanost, stabilnost, extended isolation forest

1 UVOD

Detekcija anomalija je oblast mašinskog učenja koja se bavi identifikacijom podataka koji odstupaju od većine ostalih podataka. Pronalaženjem ovih anomalija moguće je unaprediti kvalitet podataka njihovim uklanjanjem, prepoznati kada sistem ulazi u retka i/ili potencijalno opasna stanja, kao i pravovremeno detektovati neuobičajene obrasce koji mogu ukazivati na sajber-napade ili kvarove unutar mreže elektroenergetskog sistema.

Razvoj tehnologije mernih uređaja, posebno sinhrofazorskih uređaja (PMU – Phasor Measurement Units), omogućio je prikupljanje visoko preciznih, sinhronizovanih i detaljnih informacija o stanju elektroenergetskog sistema [1]. Sve veća primena PMU uređaja doprinela je povećanju pouzdanosti i efikasnosti upravljanja sistemima [2] kroz praćenje ključnih parametara kao što su stabilnost napona [3], ugaona stabilnost [4], oscilacije [5], detekcija mesta kvarova u elektroenergetskom sistemu [6]. U Srbiji su prvih 6 PMU uređaja je instalirano 2015. godine [7], a danas ih je 32, sa planom da se u 2025. godini instalira još 7. Ovo je dodatno intenziviralo istraživanja u oblasti njihove primene.

¹ Mašinski fakultet – Univerzitet u Beogradu

² AD Elektromreža Srbije

³ Fakultet tehničkih nauka Čačak, Univerzitet u Kragujevcu

Kako količina dostupnih PMU podataka brzo raste, primena metoda za analizu podataka i rudarenje podataka (Data Mining) postala je ključna za operatere u praćenju dinamike elektroenergetskog sistema i pravovremenom otkrivanju stanja koja bi mogla dovesti do havarija ili raspada sistema. Svedoci smo da su se u samo poslednje 4 godine dogodila dva ozbiljna incidenta u evropskoj interkonekciji i to razdvajanje interkonekcije 8. januara 2021. godine i blackout 21. juna 2024. godine. U obe situacije, na osnovu PMU podataka operatori prenosnih sistema su mogli da nemile događaje preduprede. Različite tehnike, uključujući analizu sopstvenih vrednosti (Eigenvalue Analysis - EA), Furijeovu transformaciju (Fourier Transform - FT), kratkotrajnu Furijeovu transformaciju (Short Time Fourier Transform - STFT) i spektralnu analizu (Spectral Analysis - SA), istraživane su u svrhu detekcije anomalija [8, 9,10]. Međutim, zbog nestacionarnosti PMU signala, tradicionalni pristupi često nisu dovoljno efikasni ili zahtevaju velike računarske resurse, što dovodi do potrebe za razvojem novih metoda koje su prilagođene specifičnostima PMU podataka.

Jedna od poznatih metoda detekcije anomalija koja može prevazići ove izazove je Isolation Forest (IF), algoritam zasnovan na konceptu izolacije, odnosno merenju koliko je lako izdvojiti određeni podatak od ostalih. Tokom godina, razvijeni su algoritmi koji dodatno unapređuju osnovni IF, poput Extended Isolation Forest (EIF) i Hybrid Isolation Forest (HIF) [11,12]. EIF menja način na koji se vrše grananja unutar algoritma, pružajući preciznije ocene anomalija, dok HIF uvodi izračunavanje centroida, omogućavajući bolju detekciju složenijih oblika anomalija.

U ovom radu ispituje se primena algoritma Extended Isolation Forest za detekciju anomalija specifično u podacima elektroenergetskog sistema. Cilj rada je da prikaže mogućnosti i prednosti EIF algoritma u realnom elektroenergetskom okruženju.

Rad je organizovan na sledeći način. U drugoj glavi su opisane anomalije u opštem smislu i najčešće korišćene metode za njihovu detekciju. U trećoj glavi je objašnjen Isolation Forest algoritam sa svojim prednostima i manama. Zbog ispoljenih mana, uveden je Extended Isolation Forest i objašnjen je u glavi četiri. Peta glava je rezervisana za rezultate i komentare proračuna i to za dva ozbiljna događaja u interkonekciji Kontinentalne Evrope. U šestoj glavi je napisan zaključak rada.

2 ANOMALIJE I METODE DETEKCIJE

Identifikacija anomalija je od ključnog značaja u različitim oblastima zbog potencijala da ukaže na retke, ali važne pojave ili stanja. Motivacija za detekciju anomalija najčešće proizilazi iz potrebe da se poboljša tačnost modela, uklone nevažeci, netačni ili maliciozni podaci, identifikuju nove vredne informacije ili prilagode postojeći modeli kako bi bolje odgovarali realnim uslovima.

Anomalije mogu ukazivati na kritične situacije kao što su kvarovi sistema, neželjeni uticaji ili namerne zloupotrebe, pa njihovo pravovremeno otkrivanje omogućava pravovremene intervencije.

Važno je razlikovati pojmove anomalija jer njihova uloga u analizi podataka nije ista:

- Anomalija (engl. anomaly ili outlier) predstavlja tačku koja značajno odstupa od većine ostalih podataka i obično ukazuje na posebna ili neočekivana stanja.

- Šum (engl. noise) odnosi se na neželjene ili slučajne podatke koji nemaju vrednost za analizu i najčešće se uklanjaju pre daljih analiza.
- Novost (engl. novelty) prvobitno se javlja kao anomalija, ali nakon stručne procene postaje deo regularnih podataka i koristi se za ažuriranje postojećeg modela.

Anomalije se mogu klasifikovati na sledeći način:

- Tačkaste anomalije: izolovane tačke koje jasno odstupaju od većine podataka.
- Kontekstualne anomalije: odstupanja koja su anomalna samo u specifičnom kontekstu, na primer neuobičajene vrednosti u određenim vremenskim periodima.
- Kolektivne anomalije: grupe podataka koje pojedinačno nisu anomalne, ali predstavljaju anomaliju kada se analiziraju zajedno.

Ovaj rad fokusira se isključivo na tačkaste anomalije.

Detekcija anomalija suočava se sa određenim specifičnim problemima, kao što su:

- Maskiranje: situacija u kojoj blizina drugih anomalija sprečava identifikaciju neke anomalije.
- Utapanje: pogrešno prepoznavanje normalnih podataka kao anomalija usled njihove blizine pravim anomalijama.

Algoritmi se mogu podeliti u tri kategorije prema tipu podataka:

- Supervizovano učenje: dostupne oznake i za normalne podatke i za anomalije (nije predmet ovog rada).
- Polusupervizovano učenje: dostupne oznake samo za jednu kategoriju, obično normalne podatke.
- Nesupervizovano učenje: bez dostupnih oznaka; najčešće korišćena tehnika zbog pretpostavke da su anomalije retke u odnosu na normalne podatke.

Extended Isolation Forest, koji je predmet analize ovog rada, spada u kategoriju nesupervizovanih metoda.

Izlaz algoritama može biti binaran (normalan ili anomalija) ili kontinuiran u obliku ocena (score) anomalija koji se kreće između 0 i 1. Korisnik postavlja prag na osnovu kog odlučuje koje tačke su anomalije.

Algoritmi za detekciju anomalija mogu biti zasnovani na različitim pristupima, poput klasifikacije, klasterovanja, statističkih metoda ili neuronskih mreža. Extended Isolation Forest, kao metoda zasnovana na šumama odluka (decision tree), predstavlja zasebnu kategoriju – „ensemble-based“ metode, koje koriste princip izolacije tačaka za efikasnu identifikaciju anomalija.

Ne postoji jedinstvena, opšteprihvaćena, formalna definicija anomalije. Stoga se u literaturi može pronaći kolekcija više različitih definicija anomalija.

Jedna je definicija anomalije od strane Hawkinsa koji kaže: „Anomalija je posmatranje koje *toliko odstupa od drugih posmatranja da izaziva sumnju da je generisano drugačijim mehanizmom.*” Primetiti da ovo nije rigorozna niti matematička definicija. Do sada su date mnoge definicije i metode koje su matematički utemeljenije od pomenute. Biće pomenute metode koje detektuju anomalije na osnovu udaljenosti, neparametarske gustine, parametarske gustine, klastera, dubine i izolacije.

U oblasti detekcije anomalija, Mahalanobisova udaljenost se koristi za identifikaciju višedimenzionalnih autsajdera analizirajući udaljenost između svake tačke i srednje vrednosti uzorka uz korekciju prema matrici kovarijance. Neparametarske metode zasnovane su na gustini i fokus je na lokalnim regionima skupa/skupova podataka, gde anomalije predstavljaju tačke sa manjom lokalnom gustinom kada se uporede sa njihovim okruženjem. Sve ove metode ne zavise direktno od pretpostavke o distribuciji podataka, čime omogućavaju veliku fleksibilnost u praktičnoj primeni.

Parametarske metode, s druge strane, zasnivaju se na specifičnoj distribuciji gustine podataka i koriste parametre te distribucije za identifikaciju anomalija. Metode zasnovane na klasterima, kao što je K -means, vrše podele podataka na klasterne i identifikuju anomalije kao one tačke koje ne pripadaju nijednom klasteru. Za ocenu efikasnosti ovih metoda koristi se matrica klasifikacije, koja pruža uvid u performanse algoritma na osnovu četiri moguća ishoda klasifikacije.

3 ISOLATION FOREST ALGORITAM

Kako je već naglašeno, anomalije su tačke koje odstupaju od drugih tačaka. Kako ima manje anomalija nego regularnih tačaka, podložnije su izolaciji. Algoritmi Isolation Forest i njegova nadogradnja, koji su glavna tema ovog rada, zasnivaju se na principu izolacije. Metod Isolation Forest ne stvara profil normalnih instanci, već direktno izoluje anomalije. U osnovi IF metode je stablo izolacije, koje je pravilno binarno stablo. To znači da svaki čvor u stablu ima tačno nula ili dva čvora potomka. Ovde se pretpostavlja da je T čvor stabla izolacije. Spoljni čvorovi nemaju čvorove potomke, a unutrašnji čvorovi imaju tačno dva čvora potomka (TL, TR).

Pretpostavimo da postoji skup podataka X od n instanci iz d -varijantne distribucije i da se na njemu koristi IF. Tada se X rekursivno deli slučajnim izborom karakteristike $Q_i \in Q_1, Q_2, \dots, Q_d$ sa jednakom verovatnoćom iz skupa karakteristika i vrednošću deljenja p koja daje stablo izolacije. Nakon što je izabrana karakteristika Q_i , pripadajuća vrednost ovoj specifičnoj karakteristici $X(Q_i)$ se upoređuje sa vrednošću deljenja p za svaku tačku podataka. Ako je $X(Q_i) < p$, tačka podataka će ići u TL, u suprotnom će ići u TR. Ovo se nastavlja dok stablo ne dostigne limit visine (jer se drvo seče na unapred podešenoj granici visine kako bi se smanjilo vreme izvršavanja IF algoritma. U suprotnom detekcija anomalija bi u određenim situacijama isuviše dragocenog vremena oduzela.) ili dok u skupu X ne ostane samo jedna tačka podataka ili sve podatke u X imaju iste vrednosti. Ovo je prva faza modela i naziva se faza obuke. U ovoj fazi, stabla izolacije se konstruišu iz poduzorka podataka.

U stablima izolacije, instance se rekursivno dele dok sve ne budu izolovane. Anomalije se izoluju ranije u stablima nego normalne instance, zbog njihovih razlikovnih vrednosti atributa.

Druga faza je faza evaluacije, gde se izvodi ocena anomalije s iz očekivane dužine puta $E(h(x))$ za svaku instancu. Dužina puta $h(x)$ tačke podataka x predstavljena je brojem ivica od korena do završnog čvora dok tačka x prolazi kroz stablo izolacije. Očekivana dužina puta izvodi se prolaskom svih tačaka podataka kroz svako stablo izolacije u šumi izolacije.

Tada je to prosečna vrednost $h(x)$ iz svih stabala izolacije koja su izgrađena. Međutim, stabla imaju limit visine i može se desiti da stablo nije potpuno izraslo. To su čvorovi sa ranim prekidom, što znači da će ti čvorovi sadržati više od jedne tačke podataka. Ako je to slučaj, dodatna konstanta $c(n)$ se dodaje dužini puta instance u čvoru sa ranim prekidom. Ova konstanta $c(n)$ je prosečna dužina puta stabla izolacije koje je izgrađeno sa n tačaka podataka. Konačno, ocena anomalije (skor) tačke podataka x za skup podataka veličine n daje se kao:

$$s(x, n) = 2^{-\frac{E(h(x))}{c(n)}}, \quad (1)$$

gde je $E(h(x))$ prosečna vrednost $h(x)$ iz svih stabala izolacije koja su izgrađena. Prosečna vrednost $h(x)$ neuspešne pretrage u binarnom stablu za skup podataka veličine i je data formulom:

$$c(i) = \begin{cases} 2H(i-1) - \frac{2 \cdot (i-1)}{i}, & i > 2 \\ 1, & i = 2, \\ 0 & \text{inače} \end{cases} \quad (2)$$

gde je H harmonijski broj, procenjen kao $\ln(\cdot) + 0.5772$ (Ojlerova (Euler) konstanta).

Razlikujemo tri slučaja:

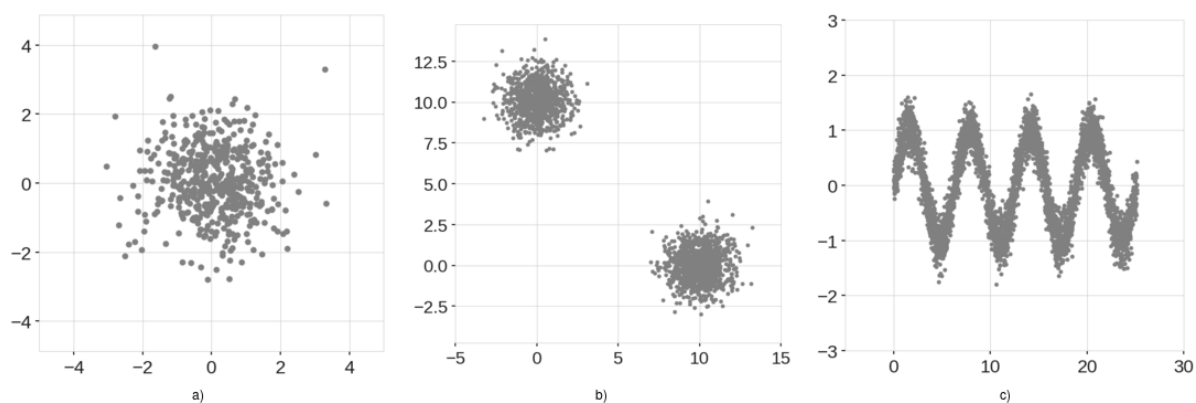
- kada je $E(h(x)) \rightarrow c(n)$: $s(x, n) = 2^{-\frac{c(n)}{c(n)}} = 2^{-1} = 0.5$;
- kada je $E(h(x)) = 0$: $s(x, n) = 2^0 = 1$;
- kada je $E(h(x)) \rightarrow n - 1$:

$$\begin{aligned} s(x, n) &= 2^{-\frac{n-1}{c(n)}} \\ &= 2^{-\frac{1}{2 \cdot \ln n - 1 + 0.57722 - 1}} \\ &\rightarrow 0, \quad n \rightarrow +\infty. \end{aligned} \quad (3)$$

Ukoliko je skor $s(x)$ blizu 1, tada je podatak x anomalija, a ukoliko je $s(x)$ manji od 0.5, može se smatrati da je podatak regularan. Ukoliko se skor nalazi u određenoj epsilon okolini vrednosti 0.5, tada ne možemo sa sigurnošću da kažemo da li je anomalija ili regularan podatak.

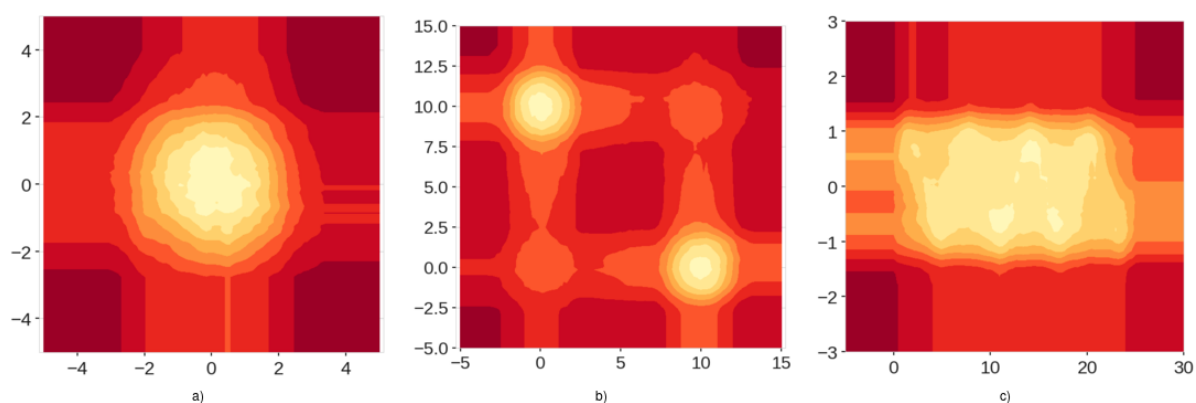
IF koristi minimalne potrebe za memorijom i računanjem. Treba spomenuti i skor anomalije, koji pati od pristrasnosti uzrokovane načinom na koji se formira stablo. U radu [13] se predlaže jednostavno i ingeniozno rešenje za otkaljanje ove pristrasnosti i izgradnju robustnijeg modela sa istim performansama. IF metoda može lako raditi sa podacima velikih dimenzija, ne zavisi od modela i brzo se skalira.

Međutim, gledajući grafike skorova anomalija za neke jednostavne primere, možemo videti da skorovi anomalija proizvedeni standardnom šumom izolacije nisu konzistentni. Ukoliko se posmatraju tri primera sa slike 1 možemo primetiti da se regularne tačke nalaze oko koordinatnog početka na a) slici. Na slici b) mogu se primetiti dve regularne grupe podataka, dok na slici c) regularni podaci se pokoravaju sinusnom zakonu.



Slika 1: Posmatrani primeri

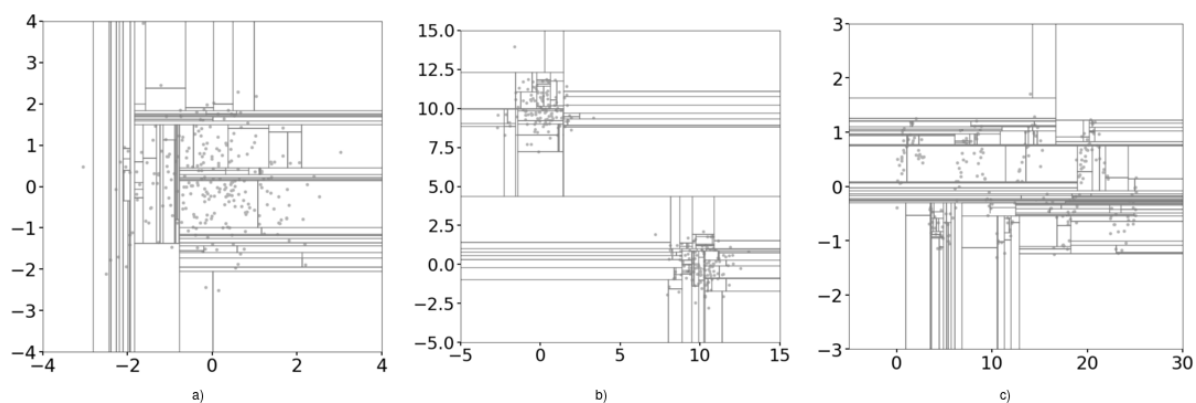
U svakom slučaju, koristimo podatke za obuku naše šume izolacije. Zatim koristimo obučene modele da ocenimo kvadratnu mrežu uniformno raspoređenih tačaka podataka, što rezultira mapama skorova prikazanim na slici 2. Na primer, za podatke prikazane na slici 1a, očekujemo da vidimo niske skorove anomalija u centru mape, dok bi skor anomalija trebao rasti kako se udaljavamo radijalno od centra. Slično za ostale figure. Gledajući na mape skorova proizvedene standardnom šumom izolacije prikazane na slici 2, jasno možemo videti nekonzistentnosti u skorovima. Dok jasno možemo videti region niskog skora anomalija u centru na slici 2a, takođe možemo videti regione poravnate sa x i y osama koje prolaze kroz početak koji imaju niže skorove anomalija u poređenju sa četiri ugla regiona. Na osnovu našeg intuitivnog razumevanja podataka, ovo ne može biti tačno. Slična pojava se primećuje na slici 2b. U ovom slučaju, problem je pojačan. Pošto postoje dva klastera, veštački niski region skora anomalija se ukrštaju blizu tačaka (0,0) i (10,10) i stvaraju niske regione skora anomalija gde nema podataka. Odmah je očigledno kako ovo može biti problematično. Što se tiče trećeg primera, slika 2c pokazuje da je struktura podataka potpuno izgubljena. Sinusoidalni oblik se u suštini tretira kao jedan pravougaonik, što je naravno pogrešno.



Slika 2: Ocena anomalija (skor) za IF

Ispostavlja se da je proces razdvajanja, opisan iznad, glavni izvor pristrasnosti uočen na mapama skorova. Slika 3 pokazuje proces opisan iznad za svaki od razmatranih primera. Rezovi grana su uvek paralelni sa osama, i kao rezultat prekomerne izgradnje mnogih drveti, regioni u domenu koji ne zauzimaju tačke podataka dobijaju suviše rezove grana.

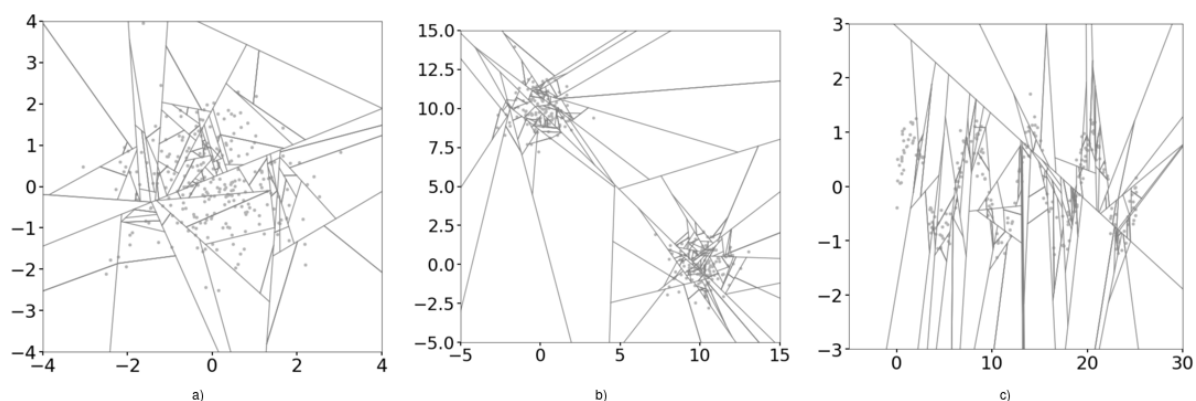
Zbog ovoga se uvodi Extended Isolation Forest (EIF) metoda o kojoj će biti reči u sledećem poglavlju.



Slika 3: Proces biranja rezova za IF

4 EXTENDED ISOLATION FOREST

Proširena šuma izolacije rešava pomenuti problem omogućavajući da se proces grananja odvija u svim pravcima. Proces biranja rezova grana se menja tako da se na svakom čvoru, umesto biranja slučajne karakteristike zajedno sa slučajnom vrednošću, biramo slučajni normalni vektor zajedno sa slučajnom tačkom preseka. Prosto, rezovi nisu paralelni sa x i y -osom, već su prikazani na slici 4.



Slika 4: Proces biranja rezova za EIF

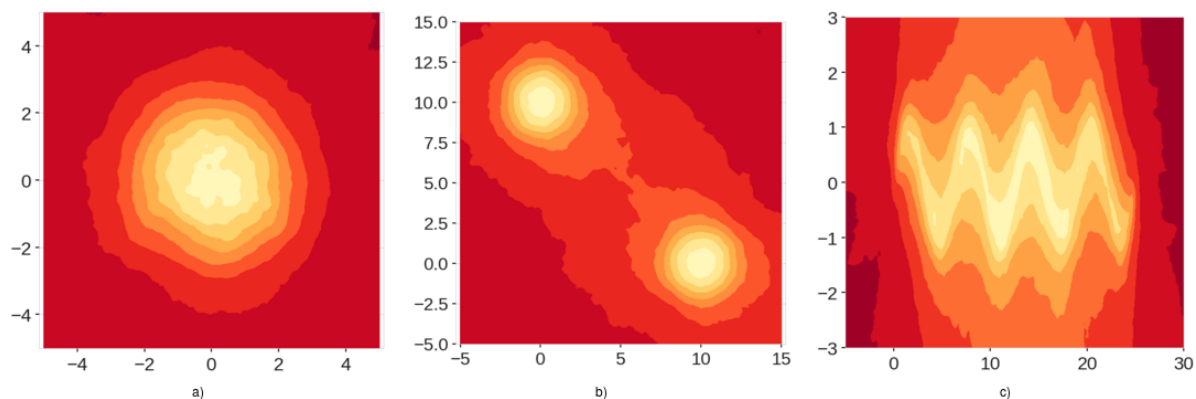
Ova verzija algoritma uvodi korišćenje hiper-ravni sa nasumičnim nagibima za deljenje podataka, umesto standardnog vertikalnog ili horizontalnog rezanja. Ovo smanjuje pristrasnost i artefakte koji mogu nastati tokom procesa dodeljivanja anomalijских skorova i omogućava pouzdanije mapiranje skorova.

EIF koristi nasumičnost u izboru karakteristika i vrednosti za efikasnu izolaciju anomalijских tačaka, koje se brzo ističu zahvaljujući ovim nasumičnim izborima. Algoritam zahteva dve ključne informacije za svaki proces grananja: nasumični nagib preseka i nasumični presek, koji se bira iz dostupnog opsega vrednosti trening podataka.

Za N -dimenzionalni skup podataka, izbor nasumičnog nagiba preseka podrazumeva odabir normalnog vektora, jednako distribuiranog duž N -sfere, što se postiže generisanjem nasumičnog broja za svaku koordinatu vektora iz normalne raspodele. Ovo omogućava da presečne tačke budu izabrane nasumično i pravično, bez dodatne pristrasnosti koja može nastati zbog fiksne orijentacije preseka.

Ovaj pristup omogućava znatno poboljšanje u otkrivanju anomalija, posebno na ivicama skupova podataka, gde je važno precizno identifikovanje izuzetaka. EIF efikasno rešava probleme koje standardni IF ne može da adresira, omogućavajući kreiranje uniformnih i bezpristrasnih mapa skorova anomalija. Ova poboljšanja postižu se bez žrtvovanja efikasnosti izračunavanja, čineći EIF izuzetno pogodnim za praktičnu primenu u analizi anomalija.

Nakon korišćenja EFI algoritma dobijaju se skorovi anomalija kao na slici 5. Jasno se može uočiti da uvedene modifikacije rešavaju problem sa mapama skorova i proizvode pouzdane rezultate.



Slika 5: Ocena anomalija (skor) za EIF

5 REZULTATI

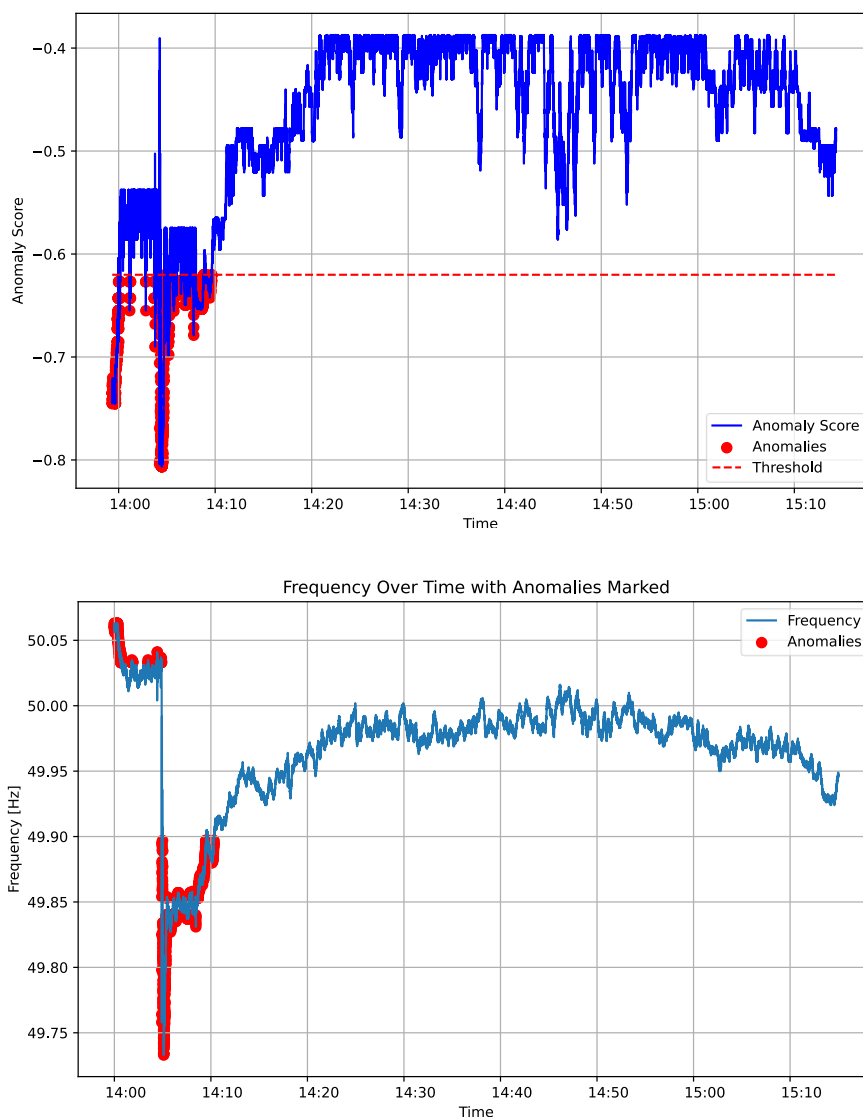
Za potrebe primene EIF algoritma za detekciju anomalija, razvijen je programski kod u jeziku Python. Koristite standardne biblioteke kao što su `pandas` za rad sa podacima, `matplotlib.pyplot` za vizualizaciju, `numpy` za numeričke operacije, i `sklearn.ensemble` za Isolation Forest model, koji smo modifikovali.

Korisnik otprema Excel fajl koji sadrži podatke. Pretpostavlja se da fajl sadrži kolonu Frekvencija [Hz] i kolonu Vreme [s] za indeksiranje. Broj nasumičnih nagiba u rezovima je postavljen na 2. Testirano je sa više stabala u šumi i dobijeno je da za ovu vrstu analize je sasvim zadovoljavajući broj 100. Veći broj stabala poboljšava preciznost detekcije, ali na drugu stranu oduzima više vremena. Maksimalni broj uzoraka koji se koristi za gradnju svakog stabla je $n = \min\{256, n_r\}$, gde je sa n_r označen broj redova u podacima. Kontaminacija je postavljena na 5%, što znači da očekujemo da će se u podacima pojaviti ovoliko anomalija od ukupnog broja.

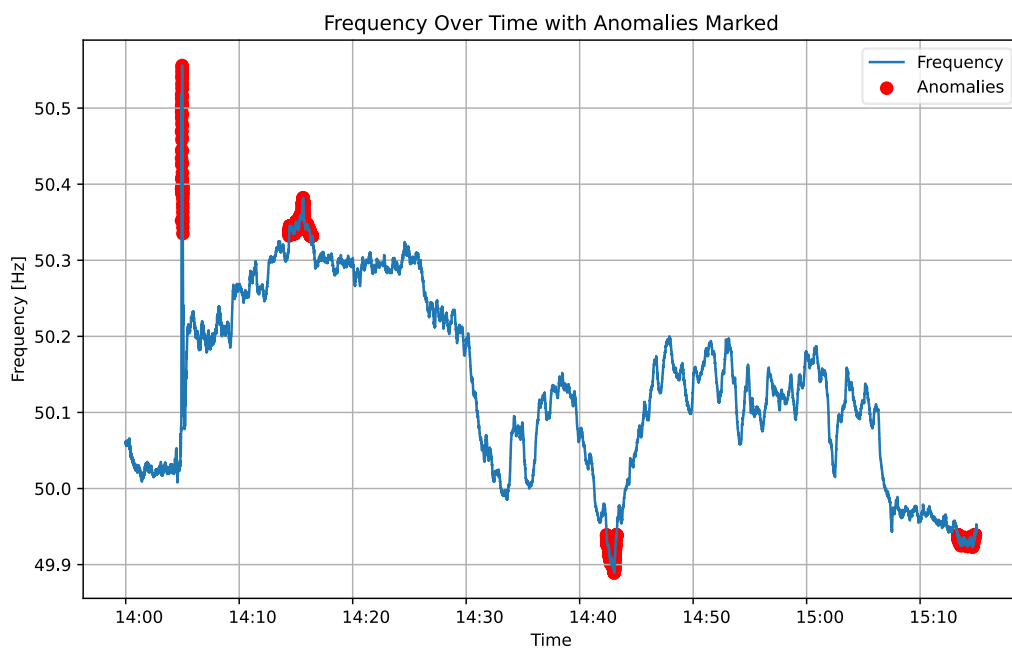
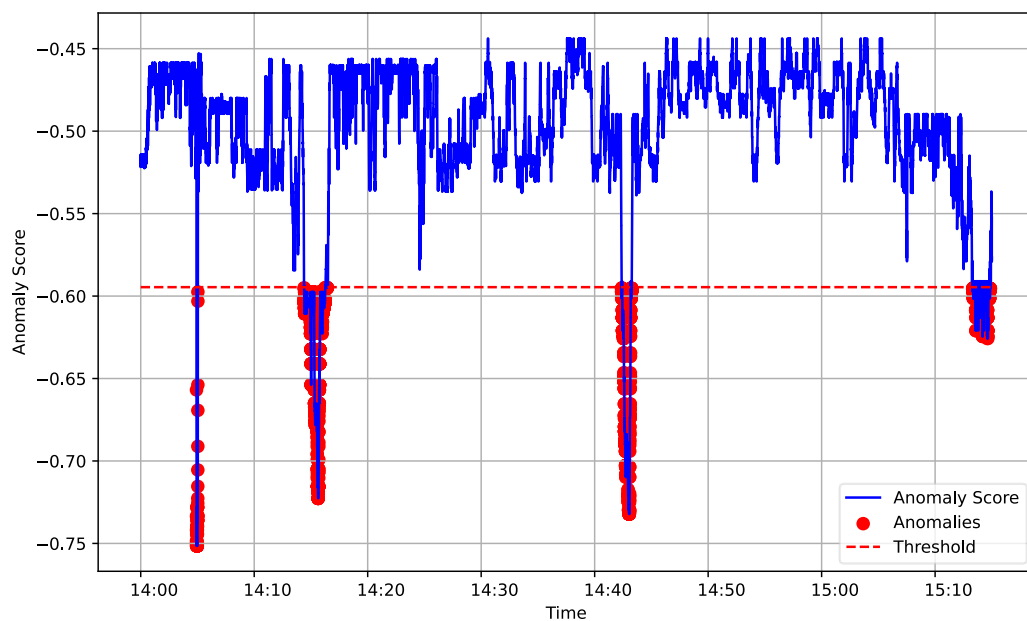
U ovom odeljku biće prikazani rezultati navedenih proračuna. Uzeto je nekoliko realnih primera koji su se dogodili u poslednjih par godina u interkonekciji Kontinentalne Evrope [14,15]. Dva događaja su javnosti već opšte poznata. Jedan je razdvajanje interkonekcija na dva dela 8. januara 2021. godine, a drugi je blackout zemalja na Balkanu (deo Crne Gore i Hrvatske i potpuno Bosna i Hercegovina i Albanija).

Treći događaj je manji sistemski poremećaj, koji se dogodio 9. maja 2024. godine kada je u 09:17 usled ispada 400 kV dalekovoda Pakš – Šandorfalva (opterećen u tom trenutku 1500 MW) došlo do naglog povećanja opterećenja po dalekovodima drugih sistema i to 400 kV Žerjavinec – Ernestinovo i 400 kV Maribor – Cirkovice.

Prvi analizirani događaj desio se 8. januara 2021. Na slici 6, je prikazana frekvencija na vremenskom intervalu od 14:00:00 do 15:15:00 za trafostanicu Ernestinovo. Gornja slika ilustruje ocene anomalija i svaka je označena crvenom bojom. Regularne tačke su plave boje. Na donjoj slici je prikazana frekvencija u funkciji vremena, sa crvenim anomalnim tačkama. Usled lošeg uklopnog stanja u ovoj trafostanici, ispadom prekidača u spojnom polju 400 kV od prekostrujne zaštite, dolazi do kaskadnih događaja koji su za reperkusiju imali razdvajanje interkonekcije. Sa slike 6 možemo zaključiti da se značajne vrednosti anomalija pojavljuju u 14:04, što koncidira sa vremenom kada je došlo do razdvajanja. Međutim, ovo ne mora označavati ozbiljan sistemski poremećaj. Zbog toga se paraleleno moraju analizirati podaci sa više sinhrofazorskih uređaja. Na slici 7 je prikazan grafik frekvencije u istom vremenskom intervalu, ali sada iz TS Solun u Grčkoj. Tu se jasno mogu videti anomalije u istom vremenskom trenutku. Kako je frekvencija sistemski parametar, kako se anomalije dešavaju u istim trenucima i kako je frekvencija u TS Ernestinovo naglo skočila, a u TS Solun naglo pala, ove anomalije sugerišu operatorima da nisu u pitanju greške u merenjima već ozbiljan sistemski poremećaj.



Slika 6: Detektovane anomalije u TS Ernestinovo



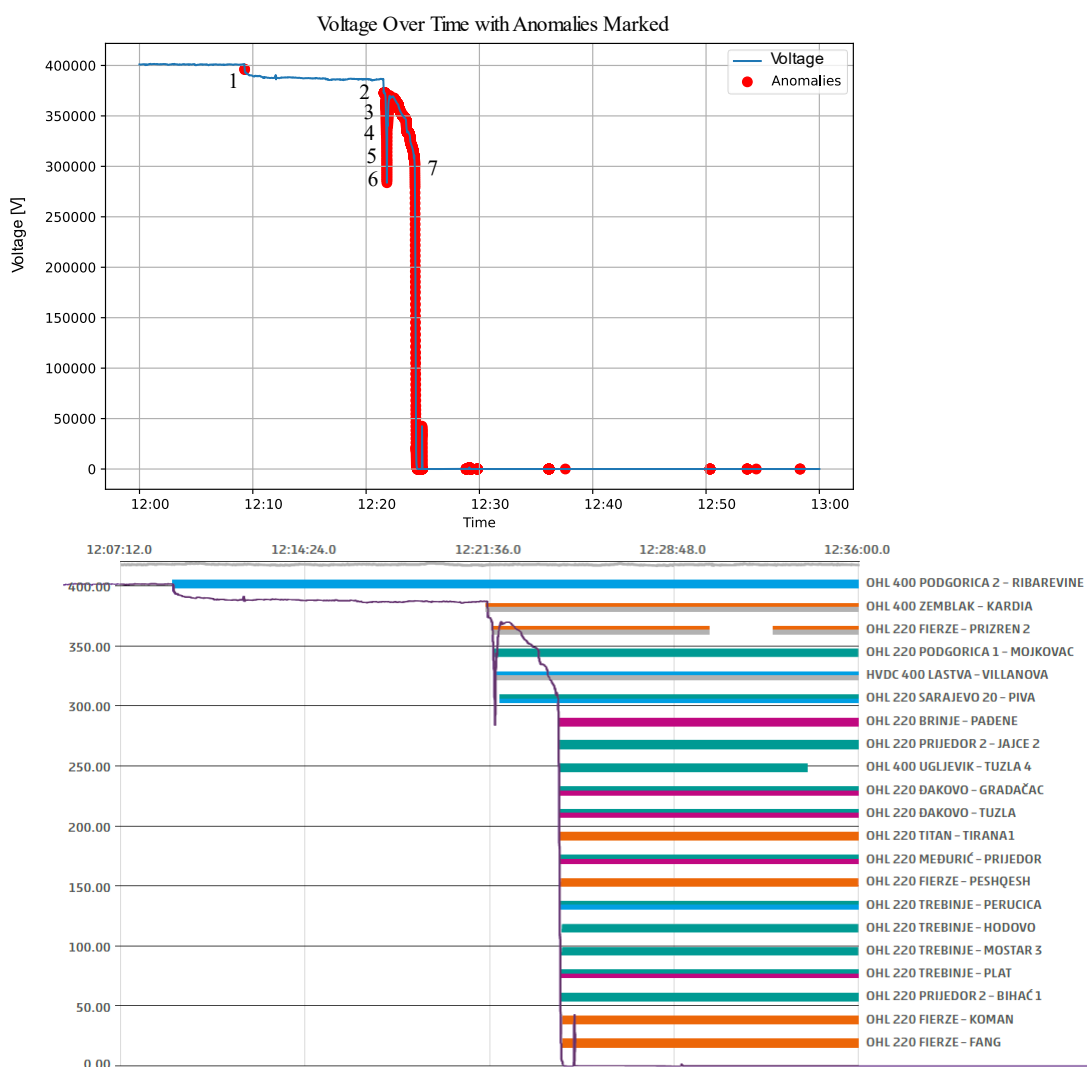
Slika 7: Detektovane anomalije u TS Solun

Sledeći analizirani događaj je raspad elektroenergetskih sistema na Balkanu (blackout) koji se dogodio 21. juna 2024. godine. Na gornjem delu slike 8 je prikazan grafik 400 kV napona u TS Trebinje (NOS BIH).

Posledica prekida 400 kV dalekovoda Podgorica 2 - Ribarevine je pad napona u Crnoj Gori, Bosni i Hercegovini i Dalmaciji. Na slici 8 je prikazano tačkom 1 i mogu se videti tada detektovane anomalije.

Ovaj ispad je dalje izazvao promenu položaja regulacionih transformatora (za 100/x kV/kV to je bila uvek promena na višu poziciju, što znači da se pri smanjenom naponu na strani visokog napona pokušava održati isti napon na strani niskog napona), i situacija se stabilizovala u novom stacionarnom stanju. U tom periodu, od tačke 1 do tačke 2 se i nisu detektovale anomalije, što je i dobro jer se desila prirodna reakcija sistema.

Tačkom 2 na slici je označena ispad 400 kV interkonektivnog dalekovoda Zemblak - Kardia, između Albanije i Grčke. Posledica ovog prekida je pad napona u istim kontrolnim oblastima koje su pomenute. Kvar na MONITA kablju (Crna Gora - Italija) kratkotrajno je povećao lokalne napone i to je označeno tačkom 5. Primetiti da razvijeni algoritam opravdano sve vreme detektuje anomalije.

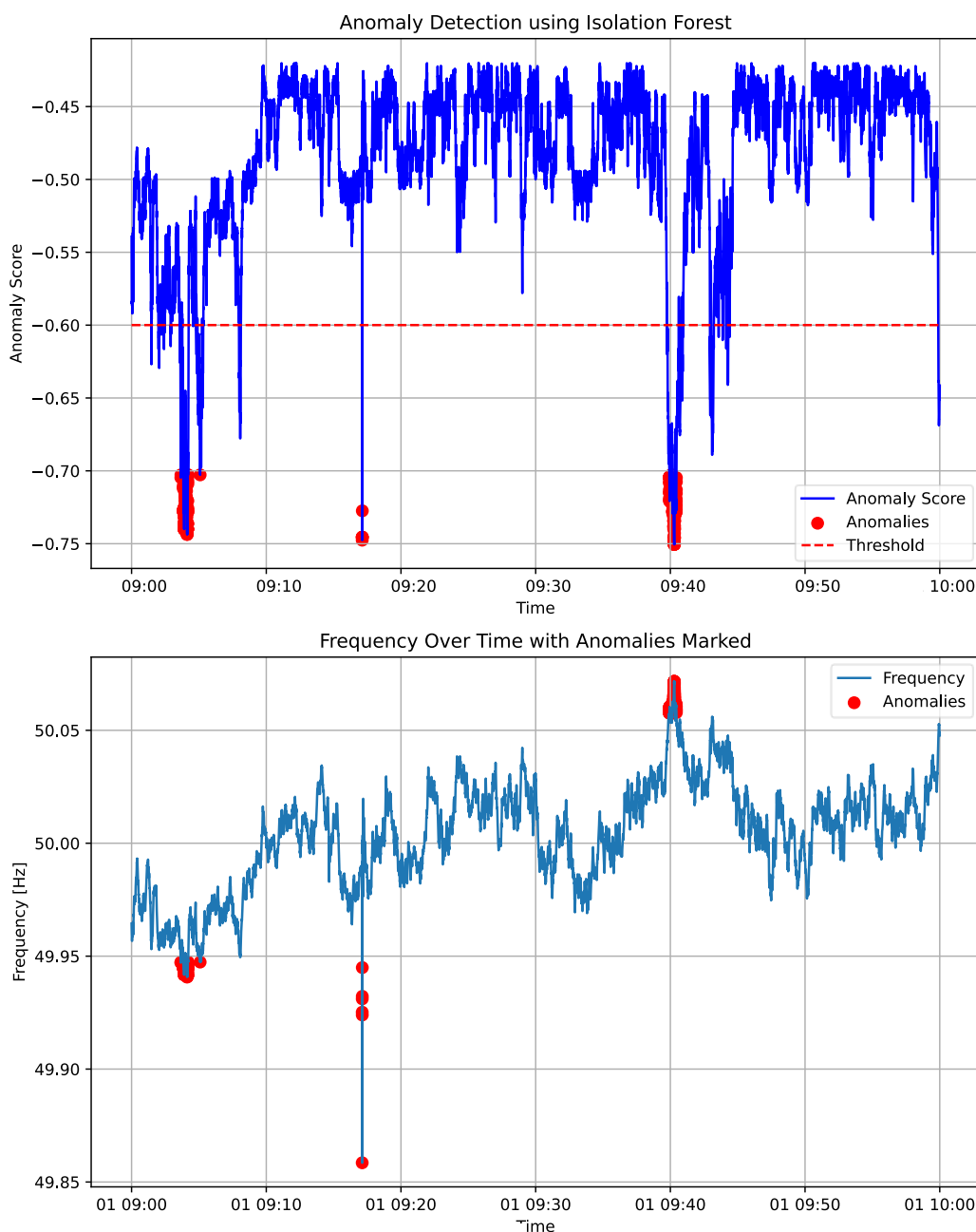


Slika 8: Detektovane anomalije u TS Trebinje

U 3 – 4 sekunde, pre trenutka bez napona u svim kontrolnim oblastima, došlo je do naglog pada napona i to je označeno tačkom 7 na gornjem grafiku na slici 8. Preklopnici transformatora u trafostanicama gde je primenjena automatska regulacija napona i koji prethodno nisu bili na krajnjem koraku automatski su reagovali, ali zbog kratkog perioda to se nije desilo u svim trafostanicama. Nakon tačke 7 detektovane anomalije nemaju smisla jer je trafostanica ostala bez napona i eventualne promene na PMU uređaju su posledica greške (u merenju, šumu itd.).

Donji grafik na slici 8 predstavlja listu ispada dalekovoda i kako su oni uticali na napon u TS Trebinje.

Na slici 9 je prikazana frekvencija za treći analizirani događaj od 9. maja 2024. godine. Prikazani podaci su sa PMU uređaja dobijenih iz TS Ernestinovo, koja je bila značajna trafostanica tokom incidenta jer je nakon ispada 400 kV dalekovoda Pakš – Šandorfalva, on preuzeo veliki deo opterećenja. Možemo primetiti da su detektovane anomalije u kritičnim trenucima



Slika 9: Detektovane anomalije u TS Ernestinovo

Iz prethodne analize možemo zaključiti da algoritam dobro detektuje anomalije kako za velike, tako i za manje sistemske poremećaje i da je kontaminacija postavljena na sasvim prihvatljiv nivo.

Ovakva primena EIF algoritma pokazuje da se anomalije mogu pouzdano detektovati i u slučajevima koji ne dovode do potpunog razdvajanja sistema, već samo do lokalizovanih promena tokova snaga. Na osnovu ovakvih rezultata može se predložiti integracija EIF algoritma u sistem ranog upozoravanja dispečera, gde bi se detekcija manjih anomalija u realnom vremenu koristila kao indikator za preventivne korektivne mere, čime bi se unapredila stabilnost i sigurnost elektroenergetskog sistema.

6 ZAKLJUČAK

Primena Extended Isolation Forest algoritma pokazala je značajne prednosti u detekciji anomalija unutar elektroenergetskih sistema, koristeći podatke iz sinhronizovanih fazorskih mernih jedinica (PMU). Kroz poboljšanja u odnosu na standardni Isolation Forest algoritam, EIF omogućava efikasniju obradu podataka visoke dimenzionalnosti, što rezultira preciznijim otkrivanjem odstupanja od normalnog ponašanja sistema. Ova sposobnost je posebno korisna u kontekstu sve veće kompleksnosti elektroenergetskih sistema i integracije obnovljivih izvora energije.

EIF algoritam, kroz svoje unapređene mehanizme grananja i prilagođavanje za visokodimenzionalne podatke, pokazuje bolju sposobnost u identifikaciji kako očitih tako i suptilnijih anomalija koje mogu ukazivati na potencijalne kvarove ili sajber-napade. Ovo je ilustrovano kroz analizu stvarnih događaja unutar evropske elektroenergetske mreže, gde je EIF algoritam efikasno prepoznao kritične anomalije koje su prethodile ozbiljnim incidentima.

U praktičnom smislu, implementacija EIF algoritma u alate za nadzor i dijagnostiku može značajno doprineti proaktivnom održavanju stabilnosti elektroenergetskog sistema. Ovo ne samo da poboljšava sigurnost sistema, već i optimizuje operativne performanse, čime se smanjuju troškovi i potencijalni gubici usled neplaniranih ispadanja.

Na osnovu prikazanih rezultata i analiza, može se zaključiti da je Extended Isolation Forest robustan alat koji pruža značajne prednosti za kontinuirani monitoring i unapređenje pouzdanosti elektroenergetskih sistema. Dalje istraživanje i razvoj ovog pristupa mogli bi dodatno poboljšati njegovu efikasnost i primenljivost u različitim uslovima i konfiguracijama mreža, što predstavlja značajan korak napred u oblasti detekcije anomalija.

ZAHVALNICA

Autori žele da se zahvale AD Elektromreža Srbije.

7 LITERATURA

- [1] Aminifar, Farrokh, et al. "Impact of WAMS malfunction on power system reliability assessment." *IEEE Transactions on Smart Grid* 3.3 (2012): 1302-1309.
- [2] Wang, Yang, et al. "Reliability-based incremental PMU placement." *IEEE Transactions on Power Systems* 29.6 (2014): 2744-2752.
- [3] Su, Heng-Yi, and Chih-Wen Liu. "Estimating the voltage stability margin using PMU measurements." *IEEE Transactions on Power Systems* 31.4 (2015): 3221-3229.
- [4] Yan, Jie, Chen-Ching Liu, and Umesh Vaidya. "PMU-based monitoring of rotor angle dynamics." *IEEE Transactions on Power Systems* 26.4 (2011): 2125-2133.

- [5] Liu, Guoping, and Vaithianathan Venkatasubramanian. "Oscillation monitoring from ambient PMU measurements by frequency domain decomposition." 2008 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS). IEEE, 2008.
- [6] Jiang, Quanyuan, et al. "PMU-based fault location using voltage measurements in large transmission networks." IEEE transactions on power delivery 27.3 (2012): 1644-1652.
- [7] Bečejac, Vladimir B. Optimalna postavka sinhrofazorskih uređaja za obezbeđenje potpune topološke opservabilnosti primenom metode Grebnerove baze. Diss. University of Belgrade (Serbia), 2020.
- [8] Martinelli, Marco, et al. "Electric power system anomaly detection using neural networks." International conference on knowledge-based and intelligent information and engineering systems. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2004.
- [9] Nishiya, K., J. Hasegawa, and T. Koike. "Dynamic state estimation including anomaly detection and identification for power systems." IEE proceedings C (generation, transmission and distribution). Vol. 129. No. 5. IEE, 1982.
- [10] Sun, Mucun, and Jie Zhang. "Data-driven anomaly detection in modern power systems." Security of cyber-physical systems: Vulnerability and Impact (2020): 131-143.
- [11] Liu, Fei Tony, Kai Ming Ting, and Zhi-Hua Zhou. "Isolation forest." 2008 eighth IEEE international conference on data mining. IEEE, 2008.
- [12] Hariri, Sahand, Matias Carrasco Kind, and Robert J. Brunner. "Extended isolation forest." IEEE transactions on knowledge and data engineering 33.4 (2019): 1479-1489.
- [13] Hariri, S.; Carrasco Kind, M.; et al. Extended Isolation Forest. IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering, 2019: p. 1–1, ISSN 2326-3865, doi:10.1109/tkde.2019.2947676. Available from: <http://dx.doi.org/10.1109/TKDE.2019.2947676>
- [14] <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/26/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-2nd-update/>
- [15] <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/25/entso-e-publishes-the-final-report-on-the-grid-incident-in-south-east-europe/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.22](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.22)

C2.22

**PRIMENA VEŠTAČKE INTELIGENCIJE U UPRAVLJANJU, KONTROLI I
PLANIRANJU ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA – PREGLED I PERSPEKTIVE****APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN POWER SYSTEM OPERATION,
CONTROL, AND PLANNING – REVIEW AND PERSPECTIVES****Vladimir Bečejac*¹, Aleksandar Georgiev¹, Milan Trifunović¹, Damjan Ilić¹**

Kratak sadržaj: Veštačka inteligencija (AI) sve više nalazi primenu u elektroenergetskim sistemima, omogućavajući bržu i efikasniju analizu podataka, optimizaciju resursa i donošenje odluka u realnom vremenu. Ovaj rad pruža pregled savremenih AI tehnika koje se koriste u operativnom upravljanju, kontroli i planiranju elektroenergetskih mreža, sa posebnim osvrtom na neuronske mreže, optimizacione algoritme (genetski algoritam, optimizacija rojem čestica) i fuzzy logiku. Analiziraju se prednosti AI metoda u odnosu na konvencionalne pristupe, uključujući smanjenje vremena računanja, povećanje tačnosti predikcija i unapređenje stabilnosti sistema. Identifikovane su konkretne prepreke za širu implementaciju AI u elektroenergetskim sistemima, uključujući: ograničenu dostupnost kvalitetnih i označenih podataka za treniranje modela, složenost integracije AI rešenja u postojeće SCADA/EMS i DMS sisteme, nedovoljnu objašnjivost rezultata koje donose neuronske mreže, kao i regulatorne nejasnoće koje ograničavaju njihovu operativnu primenu. Rad pruža perspektivu budućeg razvoja i pravaca istraživanja, uključujući dalju integraciju AI u pametne mreže (smart grids), razvoj hibridnih modela za rešavanje složenih optimizacionih problema i primenu neuronskih mreža za predikciju lokalnih marginalnih cena (LMP).

Ključne reči: AI, optimizacija, kontrola, digitalizacija

Abstract: Artificial Intelligence (AI) is increasingly being applied in power systems, enabling faster and more efficient data analysis, resource optimization, and real-time decision-making. This paper provides an overview of modern AI techniques used in operational management, control, and planning of power grids, with a special focus on neural networks, optimization algorithms (genetic algorithm, particle swarm optimization), and fuzzy logic. The advantages of AI methods over conventional approaches are analyzed, including reduced computation time, improved prediction accuracy, and enhanced system stability. Specific challenges to broader AI implementation in power systems are identified, including limited availability of high-quality labeled data for model training, complexity of integrating AI solutions into existing SCADA/EMS and DMS systems, lack of explainability in neural network outputs, and regulatory uncertainties that limit operational deployment.

* Mašinski fakultet – Univerzitet u Beogradu

¹ AD Elektromreža Srbije

The paper offers perspectives for future development and research directions, including further integration of AI into smart grids, development of hybrid models for solving complex optimization problems, and the use of neural networks for local marginal price (LMP) prediction.

Keywords: AI, optimization, control, digitalization

1 UVOD

Brza digitalna transformacija elektroenergetskih sistema i rastuća složenost mreža su postavile potrebu za uvođenje inteligentnih i naprednih alata koji mogu da odgovore na nove izazove u realnom vremenu. Sa sve većom integracijom obnovljivih izvora energije, decentralizacijom proizvodnje i povećanim zahtevima za pouzdanošću i efikasnošću, tradicionalni metodi upravljanja i planiranja postaju ograničeni. Veštačka inteligencija (AI) nudi širok dijapazon rešenja za poboljšanje procesa donošenja odluka, predikcije i optimizacije u svim sektorima elektroenergetskih sistema – od operativnog upravljanja i kontrolisanja napona, preko ekonomskog raspoređivanja opterećenja i planiranja održavanja, pa sve do predviđanja kvarova i zaštite sistema.

Upotreba AI metoda kao što su veštačke neuronske mreže (ANN), fuzzy logika, genetski algoritmi (GA), optimizacija rojem čestica (PSO), duboko učenje i njihove hibridne kombinacije, postaje sve zastupljenija u elektroenergetici. Ove metode omogućavaju dinamičku adaptaciju sistemskih parametara, efikasno upravljanje velikim skupovima podataka i donošenje optimizovanih odluka čak i u uslovima nesigurnosti.

Cilj ovog rada je da pruži sveobuhvatan pregled savremenih AI tehnika i njihove primene u upravljanju, kontroli i planiranju elektroenergetskih sistema. Poseban akcenat je stavljen na ekonomsko raspoređivanje opterećenja, planiranje održavanja, upravljanje naponom i stabilnošću, optimalni tok snage, kao i na izazove i ograničenja u implementaciji AI rešenja u realnim elektroenergetskim sistemima. Rad analizira i uporedne prednosti različitih algoritama, kao i perspektive za njihovu integraciju u buduće energetske mreže zasnovane na digitalnim i pametnim tehnologijama.

2 EKONOMSKO RASPOREĐIVANJE OPTEREĆENJA

Ekonomsko raspoređivanje opterećenja (ELD) je proces određivanja koliko će energije proizvesti svaka elektrana u sistemu, a sa ciljem da se ukupna potrošnja zadovolji na najisplativiji način. Suština ovog zadatka je da se smanje ukupni troškovi goriva, tj. proizvodnja električne energije, uz poštovanje maksimalne efikasnosti iskorišćenja raspoloživih resursa.

U bilo kom elektroenergetskom sistemu nekoliko generatora učestvuje zajednički u snabdevanju potrošača. Međutim, svaki od njih ima različite troškove proizvodnje, između ostalog i zbog različite udaljenosti od mesta potrošnje. Upravo zbog toga je potrebno pažljivo optimizovati učešće svakog generatora u ukupnoj proizvodnji.

Da bi se ovaj problem rešio, razvijene su brojne metode koje koriste veštačku inteligenciju. Genetski algoritam (GA) je inspirisan evolucijom (selekcija, ukrštanje i mutacija) i može značajno smanjiti ukupne troškove proizvodnje, iako u nekim slučajevima dovodi do povećane emisije štetnih gasova. S druge strane, rešenja koja donose veću cenu ponekad obezbeđuju niži nivo emisije.

Stoga je često potrebno pronaći prihvatljiv balans između ekonomije i ekologije. Ograničenja koja je GA pokazao se ogledaju u sporij konvergenciji u sistemima kada se odigravaju nagli skokovi potražnje.

Optimizacija rojem čestica (PSO) simulira kretanje roja čestica u prostoru rešenja. Svaka čestica prati sopstveno najbolje rešenje i globalno najbolje rešenje. Čestice kolektivno prilagođavaju putanju ka optimalnom rešenju, što omogućava brzu adaptaciju promenama (npr. fluktuacije energije iz obnovljivih izvora). U radu (Kumar et al. 2014) u problemu uključivanja generatora, PSO je smanjio vreme proračuna za 25% u odnosu na GA, uz istu tačnost.

U velikim i međusobno povezanim sistemima, gde su razdaljine značajne, gubici električne energije postaju bitan faktor koji utiče na raspodelu proizvodnje. U takvim slučajevima, korišćenjem evolutivnih algoritama moguće je poboljšati i profil napona i ukupnu efikasnost sistema.

Kada je reč o metodama koje koriste neuronske mreže (ANN), pokazalo se da one daju rezultate slične tradicionalnim metodama, ali uz značajno kraće vreme izvršavanja. Međutim, sa povećanjem broja generatora, dolazi do povećanih grešaka u predikciji zbog složenosti ulazno-izlaznih podataka koje mreža mora da nauči. ANN sa 15 generatora imao je grešku predviđanja od 8%, dok je kod 30 generatora greška porasla na 18% (Daniel et al., 2018).

3 PLANIRANJE ODRŽAVANJA GENERATORA

Planiranje održavanja generatora (GMS) predstavlja složen problem kombinatorne optimizacije za snabdevače električnom energijom. Tradicionalni matematički pristupi koriste se za rešavanje ovog problema, ali imaju ograničenja. Ponekad je neophodno uključivanje operatera kako bi se donele odluke o rasporedu održavanja. Osim toga, postoje nepredvidivi faktori poput kvarova opreme ili promena u potražnji koje matematički modeli ne mogu tačno da predvide.

Održavanje generatora predstavlja program preventivnih isključenja unutar određenog vremenskog horizonta u elektroenergetskom sistemu. Prisustvo različitih tipova generatora sa različitim karakteristikama i brojnim ograničenjima čini planiranje održavanja izuzetno složenim zadatkom. Planiranje održavanja se vrši za različite vremenske horizonte:

- Kratkoročni planovi (1 sat do 1 dan) su ključni za svakodnevno upravljanje i operativno planiranje u elektranama;
- Srednjoročno planiranje (1 dan do 1 godina) neophodno je za upravljanje resursima;
- Dugoročno planiranje (1 do 2 godine) je kritično za buduće planove razvoja.

U cilju rešavanja ovih problema, ispituju se različite metode veštačke inteligencije, uključujući simulirane razvoje, neuronske mreže i genetske algoritme. Primena genetskih algoritama u istraživanjima pokazuje da je neophodno pažljivo odabrati odgovarajuće parametre GA, kao i način kodiranja problema i razvojne funkcije. Korišćenje celobrojnog programiranja može smanjiti brzinu istraživanja genetskih metoda, jer algoritam mora da izvodi dodatne operacije za pretvaranje rešenja u cele brojeve, što može usporiti proces pretrage.

Planiranje proizvodnje energije ostaje izazovan optimizacioni problem. Glavni izazov leži u pronalaženju optimalne ravnoteže između troškova i efikasnosti, uzimajući u obzir faktore poput uticaja na životnu sredinu, pouzdanosti i bezbednosti snabdevanja električnom energijom. Pod rešenjem problema planiranja proizvodnje podrazumeva se određivanje optimalnog rasporeda uključivanja jedinica (unit commitment) u svakom planerskom periodu za svaki generator u sistemu. Proces rešavanja mora istovremeno da razmatra binarne odluke (uključivanje/isključivanje) i kontinualne promenljive (nivoi proizvodnje).

Pristupi optimizacije rojem čestica (PSO) korišćeni su za postizanje održivih rasporeda u određenom vremenskom okviru. Studija je pokazala da pristup zasnovan na PSO daje bolje rezultate u odnosu na genetske algoritme.

4 OPTIMALNO PLANIRANJE RADA ELEKTRANA (UNIT COMMITMENT)

Optimalno planiranje rada elektrana (Unit Commitment - UC) predstavlja ključni proces u upravljanju elektroenergetskim sistemom kojim se određuje optimalni raspored uključivanja/isključivanja generatora. Cilj je zadovoljiti brojna systemska ograničenja i minimizirati ukupne troškove goriva u svakom vremenskom intervalu, uz obezbeđivanje odgovarajuće obrtne (rezervne) snage.

Za uspešnu implementaciju UC-a, koristi se srednjoročna prognoza opterećenja pomoću neuronskih mreža (ANN). Mreža se trenira kroz proces učenja i optimizacije parametara, a kao kriterijum evaluacije koriste se ukupni operativni troškovi u periodu od 24 sata. Studija je pokazala da ANN modeli značajno poboljšavaju tačnost prognoze opterećenja u odnosu na tradicionalne metode poput linearne regresije i vremenskih serija, što direktno doprinosi smanjenju troškova raspoređivanja jer se smanjuje broj potrebnih generatora.

Poseban značaj ima uvažavanje nesigurnosti i varijabilnosti potražnje u planiranju UC-a. ANN modeli se pokazuju kao efikasno rešenje za postizanje pouzdanijeg i ekonomičnijeg upravljanja sistemom. Dodatno, istraživanja su pokazala da se neuronske mreže mogu koristiti i za procenu lokalnih marginalnih cena energije, što dovodi do novih pristupa u UC mehanizmima.

Za rešavanje problema UC-a primenjuje se i optimizacija rojem čestica (PSO). Međutim, sa povećanjem kompleksnosti sistema (broja generatora), vreme izvršavanja algoritma raste. Iako je problem planerskog karaktera, da bi se ubrzao proces, implementiraju se dodatne metode za poboljšanje konvergencije, što omogućava efikasnije pronalaženje optimalnog rešenja čak i u velikim elektroenergetskim sistemima.

5 OPTIMAL POWER FLOW

Optimalni tok snage (OPF) predstavlja ključnu tehniku u elektroenergetskim sistemima koja omogućava određivanje optimalnih parametara upravljanja kako bi se postiglo maksimiziranje ili minimiziranje ciljne funkcije uz zadovoljenje brojnih systemskih ograničenja. Ova metoda je od vitalnog značaja kako za projektovanje tako i za eksploataciju elektroenergetskih mreža.

Posebna pažnja se posvećuje problemu optimalnog upravljanja naponom i reaktivnom snagom (OPD), koji predstavlja podskup OPF problema. Cilj OPD-a je smanjenje ukupnih gubitaka u prenosnoj mreži kroz optimalnu raspodelu reaktivne snage, a uticajem na generatore i promenu pozicije regulacionih sklopki transformatora.

Što se tiče ANN, do sada je implementiran je pristup gde se skup ANN mreža trenira offline na osnovu specifičnih sistemskih veličina kako bi se rešavao opšti OPF problem. Za izbor odgovarajućih ulaza u ANN korišćena je K-sredina (K-means) tehnika klasterizacije. Pravilno obučene neuronske mreže mogu sa velikom preciznošću da predvide povezane rezultate.

Do sada je razvijen i adaptivni neuro-fuzzy interferentni sistem (ANFIS) koja razvija fuzzy-inferentni sistem (FIS) za ulazno-izlazne podatke. ANFIS podešava parametre pripadnosti koristeći algoritme propagacije unazad ili metode najmanjih kvadrata. Validacija ANFIS pristupa vršena je na IEEE 39 čvornom test sistemu uz korišćenje Power World simulatora. Rezultati pokazuju da ANFIS nudi rešenja koja su podjednako tačna kao i konvencionalne metode, ali sa znatno kraćim vremenom izračunavanja.

Ovi rezultati potvrđuju efikasnost primene veštačke inteligencije u rešavanju kompleksnih problema u elektroenergetskim sistemima, posebno u domenu optimalnog upravljanja tokom snage i reaktivnom snagom. Kombinacija različitih AI tehnika omogućava postizanje preciznih rezultata uz smanjene računске zahteve u odnosu na tradicionalne pristupe.

6 UPRAVLJANJE NAPONOM

Glavni cilj sistema za kontrolu napona u elektroenergetskim sistemima je održavanje naponskog profila unutar definisanih granica, čime se postiže minimizacija gubitaka u prenosu i sprečava pojava naponske nestabilnosti. Sistem upravljanja naponom ima hijerarhijsku strukturu koja se sastoji od tri nivoa:

- Automatski regulator napona (AVR) - lokalno upravlja naponom na sabirnicama koje imaju izvore reaktivne snage (sinhroni generatori, STATCOM, SVC uređaji)
- Sekundarna kontrola napona (SecVC) - prati napon na referentnim sabirnicama i identifikuje kontrolne regione;
- Tercijarna kontrola napona (TerVC) - određuje optimalne referentne vrednosti napona sa ciljem minimizacije gubitaka i optimizacije reaktivne snage.

SecVC nivo radi sa manjom brzinom od AVR i mora biti dovoljno fleksibilan da prilagodi kontrolne regione promenljivim uslovima u mreži. TerVC se obično ažurira svakih 30 minuta do 1 sat.

Za analizu naponske stabilnosti koriste se napredne metode poput:

- Algoritma propagacije greške unazad za obuku višeslojnih perceptrona;
- Metode minimalne singularne vrednosti za analizu statičkog kolapsa napona;
- Kombinacije neuronskih mreža i ekspertnih sistema za monitoring naponske stabilnosti.

Primena genetskih algoritama (GA) u upravljanju naponom podrazumeva iterativni optimizacioni proces koji radi sa populacijom kandidata za rešenje. Ključni koraci u GA su:

- Definisanje načina kodiranja problema;
- Određivanje funkcije dobrote (fitness function);
- Selekcija roditelja za reprodukciju;
- Primena operatora ukrštanja (crossover) i mutacije;
- Generisanje nove populacije;

Za početnu inicijalizaciju PSO algoritma koristi se ANN sa:

- kontrolne promenljive na ulazu;
- neuroni sa pristrasnostima u skrivenom sloju;
- izlazne ciljne vrednosti

Proces optimizacije obuhvata sledeće korake:

- Nasumična primena težinskih vrednosti u ANN
- Aktivacija skrivenog sloja sigmoidnom funkcijom
- Linearna aktivacija izlaznog sloja
- Korišćenje optimalnih vrednosti PSO za inicijalizaciju TVNLPSO algoritma

Ova kombinacija neprednih tehnika omogućava da se na efikasan način upravlja naponskim uslovima u kompleksnim sistemima. Takođe, zahtevi za stabilnošću i ekonomskom efikasnošću moraju biti zadovoljeni.

7 STABILNOST ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA I PRIMENA FUZZY LOGIKE

Stabilnost elektroenergetskog sistema predstavlja njegovu sposobnost da održi ravnotežu u normalnim radnim uslovima i da se povrati u prihvatljivo stanje nakon poremećaja. Tokom poslednjih godina uočava se globalni trend smanjenja margina stabilnosti, što je posledica nekoliko ključnih faktora:

- Ekonomska i ekološka ograničenja - Ograničeni kapaciteti za izgradnju novih dalekovoda i postrojenja prisiljavaju sisteme da rade sa užim sigurnosnim marginama.
- Restrukturiranje elektroenergetske industrije - Proces deregulacije dovodi do smanjene kooperacije između podsistema, što negativno utiče na stabilnost.
- Povećana kompleksnost sistema - Savremeni sistemi karakterišu se nelinearnim oscilacijama, frekventnim razlikama između slabije povezanih oblasti i interakcijama sa zasićenim uređajima.

Fuzzy logika se pokazala kao efikasan alat za rešavanje problema stabilnosti, posebno kod sistema koji su teški za modelovanje. Najveći napredak postignut je kombinacijom fuzzy kontrolera sa PID regulatorima, gde fuzzy logika dinamički prilagođava pojačanja PID regulatora u zavisnosti od stanja sistema.

Osnovni delovi fuzzy kontrolera su:

- Fuzzifikacija - prevođenje ulaznih vrednosti u fuzzy skupove
- Baza fuzzy pravila - skup if-then pravila zasnovan na ekspertskom znanju
- Fuzzy inferencija - proces donošenja zaključaka
- Defuzzifikacija - konverzija fuzzy rezultata u konkretne izlazne vrednosti

Od FACTS uređaja, unified power flow controller (UPFC) se ističe kao najperspektivniji za poboljšanje stabilnosti. UPFC omogućava kontrolu tri ključna parametra i to napona na sabirnicama, reaktivne snage u dalekovodima i faznog ugla između čvorova.

Ova fleksibilnost omogućava redistribuciju tokova snage uz održavanje stabilnog stanja sistema, kao i povećanje prigušenja niskofrekventnih oscilacija. Integracija UPFC sa inteligentnim kontrolnim algoritmima, posebno fuzzy logikom, predstavlja perspektivan pravac razvoja savremenih elektroenergetskih sistema.

8 OPTIMIZACIJA REAKTIVNE SNAGE I NAPREDNE KONTROLNE STRATEGIJE

Porast potražnje za električnom energijom i izgradnja novih dalekovoda dovode do promena u dinamici tokova snage i povećanih zahteva za efikasnom kontrolom reaktivne snage. Kompenzacija reaktivne snage igra bitnu ulogu u poboljšanju naponskog profila, smanjenju gubitaka energije i povećanju stabilnosti sistema, posebno u čvorovima sa slabim naponskim karakteristikama. Složenost savremenih elektroenergetskih sistema, uz stalno povećano opterećenje mrežnih komponenti, često rezultira nestandardnim radnim uslovima, što zahteva robustne mehanizme za upravljanje reaktivnom snagom i naponom.

Inteligentne metode za kontrolu reaktivne snage može biti kombinacija fuzzy logike i neuronskih mreža (ANN) koja se koristi za određivanje strategije upravljanja regulacionih transformatora i kondenzatorima. Ova sinergija omogućava adaptivno prilagođavanje promenljivim uslovima, ali suočava se sa izazovima zbog velikog broja kontrolnih parametara.

U situacijama kada se vreme regulacije modeluje kao kazneni član (penalty factor) u kriterijumskoj funkciji, GA se pokazuje kao dobar izbor.

Optimizacija rojem čestica (PSO) i diferencijalna evolucija (DE) se koriste za smanjenje troškova goriva generatora i upravljanje reaktivnom snagom u povezanim sistemima.

Hibridni pristup DE-PSO kombinuje prednosti DE i PSO za prevazilaženje ograničenja pri maksimalnom opterećenju.

Postoje i inovativni pristupi bazirani na fuzzy logici koji su efikasno minimizirali gubitke aktivne snage i maksimizirali marginu naponske stabilnosti. Što se tiče integracije fuzzy sistema sa GA i PSO, ona se koristi za optimalno pozicioniranje i dimenzionisanje FACTS uređaja.

Takođe, razvijeni su algoritmi zasnovani na dinamici fluida za upravljanje reaktivnom snagom i naponom, sa ciljem redukcije stvarnih gubitaka snage u mreži. Ovi pristupi istražuju interakciju između hidrodinamičkih principa i električnih parametara.

Ovi napredni metodi čine osnovu za projektovanje adaptivnih, samo-organizujućih sistema koji mogu efikasno da odgovore na dinamičke promene u modernim elektroenergetskim mrežama, obezbeđujući ekonomsku efikasnost i visok nivo pouzdanosti.

9 IZAZOVI I OGRANIČENJA U PRIMENI VEŠTAČKE INTELIGENCIJE

Uprkos dokazanoj efikasnosti veštačke inteligencije u brojnim studijama i simulacijama, njena šira primena u elektroenergetskim sistemima nailazi na određene izazove. Jedan od značajnih problema je dostupnost i kvalitet podataka. Naime, AI algoritmi zahtevaju prilično velike količine pouzdanih, dobro indeksiranih podataka za obuku, što u realnim sistemima često nije slučaj.

Drugi izazov odnosi se na objašnjivost modela (explainability). U slučaju pogrešne odluke AI sistema, neophodno je da operator razume osnovu odluke, što je kod kompleksnih neuronskih mreža često otežano.

Integracija sa postojećim SCADA/EMS i SCADA/DMS sistemima takođe predstavlja tehnički izazov, jer većina postojećih infrastruktura nije dizajnirana za integraciju sa naprednim AI modulima. Potrebno je uraditi detaljnu tehno-ekonomsku analizu. Pored toga, uvođenje AI u realno vreme zahteva nisku latenciju i visoku pouzdanost, što dodatno komplikuje implementaciju i iziskuje velike novčane troškove.

Na kraju, potrebno je spomenuti i regulatorne i standardizacione aspekte, jer mnoge AI metode još uvek nisu dovoljno normirane da bi bile pouzdano uključene u operativni deo sistema.

U tabeli 1 su prikazane određene tehnike, njihove primene u EES-u, kao i prednosti i mane.

Tabela 1: AI tehnike sa primenama, prednostima i manama

AI Tehnika	Primena u EES	Prednosti	Mane
ANN (Veštačke neuronske mreže)	Predikcija opterećenja, stabilnost, klasifikacija kvarova	Visoka tačnost, učenje iz podataka, dobra generalizacija	Zahteva velike količine podataka za obuku
Fuzzy logika	Upravljanje naponom, odlučivanje pri nesigurnim uslovima	Otporna na neizvesnost, interpretabilna pravila	Potrebna stručnost pri definisanju pravila
Genetski algoritmi (GA)	Optimizacija planiranja, ekonomski dispečing	Efikasna u velikim prostornim pretragama, fleksibilna	Može doći do lokalnog optimuma, sporije konvergira
Optimizacija rojem čestica (PSO)	Optimizacija mrežnih parametara i tokova snage	Brza konvergencija, jednostavna implementacija	Zavisi od inicijalnih parametara
Duboko učenje (Deep Learning)	Analiza vremenskih serija, otkrivanje anomalija	Sposobnost obrade kompleksnih obrazaca i nelinearnosti	Potreban hardver visokih performansi
SVM (Support Vector Machine)	Klasifikacija i detekcija kvarova	Dobra klasifikacija uz manji broj podataka	Osetljiv na izbor kernela i parametara
Hibridne metode (npr. Fuzzy-GA, ANN-PSO)	Adaptivne metode za kontrolu i zaštitu sistema	Kombinuju snage različitih AI metoda, poboljšane performanse	Kompleksnost modela i veća računarska zahtevnost

10 ZAKLJUČAK

Veštačka inteligencija je nova paradigma u modernom upravljanju elektroenergetskih sistema. AI pristup se razlikuje od klasičnih metoda po tome što dovodi do preciznijeg odlučivanja u realnom vremenu, pomaže u smanjenju operativnih troškova, predviđanju kvarova, poboljšanju stabilnosti sistema itd. Metode poput neuronskih mreža, fuzzy logike, genetskih algoritama, optimizacije rojem čestica i njihovih hibridnih kombinacija sve više nalaze primenu u rešavanju veoma kompleksnih problema kao što su ekonomsko raspoređivanje opterećenja, planiranje održavanja, optimalni tok snage i upravljanje naponom.

Velika je upotreba AI kada se radi o velikim elektronskim sistemima, posebno kad su oni izloženi velikim učešćem obnovljivih izvora energije ili naglim promenama u potrošnji električne energije. Kada se ove metode ubace u već postojeće SCADA/EMS i DMS sisteme, pravi se korak napred u pogledu boljih performansi i sigurnosti elektroenergetskih mreža. Međutim, da bi AI pristup bio u potpunosti usvojen, potrebno je prevazići probleme koji se javljaju u oblasti podataka, transparentnosti algoritama, regulatornih okvira, zaštite od hakerskih napada itd.

Pored navedenih generalnih prednosti primene veštačke inteligencije u elektroenergetskim sistemima, važno je posebno istaći i konkretne tehničke koristi od pojedinačnih AI tehnika. Na primer, fuzzy logika se uspešno koristi za unapređenje naponske stabilnosti, posebno u čvorovima sa niskim naponskim marginama. Genetski algoritmi se primenjuju za optimizaciju planiranja održavanja i ekonomskog raspoređivanja opterećenja, omogućavajući efikasniju upotrebu resursa uz minimizaciju operativnih troškova. Takođe, optimizacija rojem čestica (PSO) pruža odlične rezultate u optimizaciji tokova snage (OPF) i raspodeli reaktivne snage, čime se smanjuju gubici u mreži i poboljšava naponski profil. Ovi konkretni primeri potvrđuju visok potencijal AI metoda u rešavanju kompleksnih problema savremenih elektroenergetskih mreža.

Na osnovu uporednih studija navedenih u radu, jasno je da primenom AI metoda dobijamo merljive koristi. Na primer, optimizacija rojem čestica (PSO) smanjuje vreme proračuna za ekonomsko raspoređivanje opterećenja za oko 25% u poređenju sa genetskim algoritmom, uz zadržavanje iste tačnosti rešenja. Takođe, neuronske mreže postižu do 20% manju grešku predikcije opterećenja u odnosu na tradicionalne metode kao što je linearna regresija. Ovi rezultati samo potvrđuju da AI ne samo da omogućava pametnije upravljanje, već i donosi konkretne operativne koristi izražene kroz uštedu vremena i novca.

Kako se digitalizacija i koncepti pametnih mreža razvijaju to će tako i tehnologije AI napredovati u narednim godinama i mi ćemo definitivno biti svedoci toga.

11 LITERATURA

- [1] Yousuf, Hana, et al. "Artificial intelligence models in power system analysis." *Artificial intelligence for sustainable development: Theory, practice and future applications*. Cham: Springer International Publishing, 2020. 231-242.
- [2] Madan, S., and K. E. Bollinger. "Applications of artificial intelligence in power systems." *Electric Power Systems Research* 41.2 (1997): 117-131.
- [3] Pandey, Utkarsh, et al. "Applications of artificial intelligence in power system operation, control and planning: a review." *Clean Energy* 7.6 (2023): 1199-1218.
- [4] Nath, R. Pasupathi, and V. Nishanth Balaji. "Artificial intelligence in power systems." *IOSR Journal of Computer Engineering (IOSR-JCE)* (2014): 1-7.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.23](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.23)**C2.23****OPTIMIZACIJA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE KROZ REAKTIVNU
KOMPENZACIJU U OBNOVLJIVIM IZVORIMA ENERGIJE****OPTIMIZATION OF POWER QUALITY THROUGH REACTIVE COMPENSATION IN
RENEWABLE ENERGY SOURCES****Pavle Gorašević*, Ognjen Pantović, Nebojša Jović, Milan Ivanović**

Kratak sadržaj: Sve veći udeo obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije u kombinaciji sa striktnim zahtevima operatora prenosnog sistema za reaktivnom podrškom naponu u velikom broju slučajeva iziskuje primenu kompenzacionih uređaja reaktivne snage. Primena reaktivne kompenzacije rešava problem reaktivne podrške naponu, ali može dodatno narušiti parametre kvaliteta električne energije u zavisnosti od same strukture energetske parka. U ovom radu je analiziran uticaj ugradnje reaktivne kompenzacije na parametre kvaliteta električne energije u tački priključenja energetske parka. U sklopu rada je predstavljena vetroelektrana modelovana u programskom paketu *DigSILENT PowerFactory* sa ugrađenom reaktivnom kompenzacijom u cilju ispunjavanja kriterijuma za naponsko-reaktivnim mogućnostima i ispitan je njen uticaj na parametre kvaliteta električne energije. Analiziran je uticaj čisto reaktivne kompenzacije (kondenzator) na parametre kvaliteta električne energije, kao i uticaj filtera na njihovo poboljšanje. Takođe, obrađen je i uticaj uvažavanja frekvencijske zavisnosti elemenata elektrane na kvalitet električne energije.

Ključne reči: *kvalitet električne energije, filteri, obnovljivi izvori energije*

Abstract: The increasing share of renewable energy sources in electricity generation, combined with the strict requirements from transmission system operators for reactive power support, often necessitates the use of reactive power compensation devices. The application of reactive compensation addresses the issue of reactive power support for voltage control, but it may also negatively impact the power quality parameters, depending on the structure of the energy park. This paper analyzes the impact of reactive compensation installation on the power quality parameters at the point of connection of the energy park. The paper presents a wind farm modeled in the *DigSILENT PowerFactory* software package, with integrated reactive compensation to meet voltage-reactive capability criteria and investigates its effect on power quality parameters.

* Pavle Gorašević, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, gorasevic.pavle@gmail.com
Ognjen Pantović, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, ognjen.pantovic@ekc-ltd.com
Nebojša Jović, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, nebojsa.jovic@ekc-ltd.com
Milan Ivanović, Elektroenergetski koordinacioni centar d.o.o, milan.ivanovic@ekc-ltd.com

The impact of pure reactive compensation (capacitors) on power quality parameters are analyzed, as well as the effect of filters in improving these parameters. Additionally, the influence of considering the frequency dependence of power plant components on power quality is also addressed.

Key words: power quality, passive filters, renewable energy sources

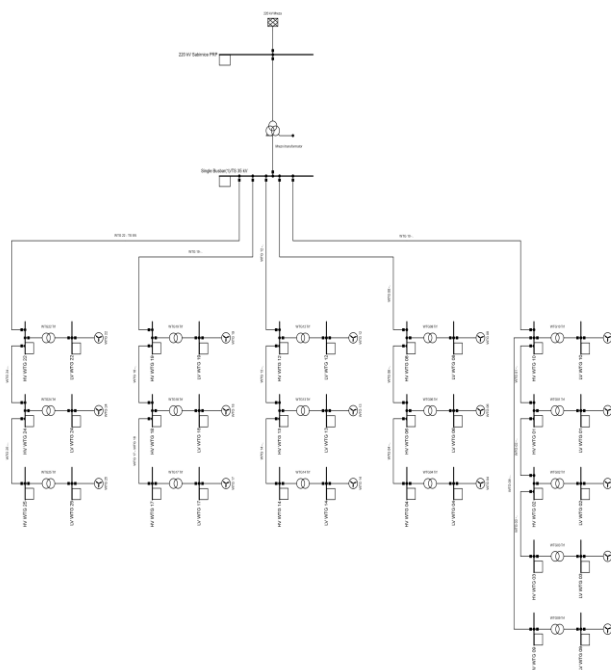
1 UVOD

U ovom radu prikazan je uticaj reaktivne kompenzacije na kvalitet električne energije kao i primena odgovarajućih korektivnih mera u cilju poboljšanja iste. Analiza je izvršena na pokaznom primeru vetroelektrane u softverskom alatu *DigSILENT PowerFactory* u kojoj je ugrađena kapacitivna kompenzacija od 9 MVar i ispitan je uticaj na parametre kvaliteta električne energije. U drugom poglavlju dat je opis pokaznog modela vetroelektrane, kao i opis samog softverskog alata u kome su vršene analize. U trećem poglavlju opisani su zahtevi operatora prenosnog sistema vezani za kvalitet električne energije koje analizirana vetroelektrana mora ispuniti u tački priključenja na prenosnu mrežu. U četvrtom poglavlju dati su rezultati prethodno navedenih analiza, dok je u petom poglavlju iznet zaključak.

2 OPIS SOFTVERSKOG ALATA I POKAZNOG MREŽNOG MODELA

Softverski alat u kome je modelovana vetroelektrana je *DigSILENT PowerFactory*. Prilikom simulacija korišćena je verzija *DigSILENT PowerFactory 2022 SP3*. Ovaj softverski alat omogućava modelovanje i proračun kako u prenosnoj mreži tako i u distributivnim i industrijskim mrežama i obezbeđuje veoma širok spektar funkcija i proračuna [1]. Dodatni modul, korišćen u ovom radu je modul za analizu kvaliteta električne energije.

Na Sl. 2-1 prikazan je pokazni mrežni model vetroelektrane korišćen u simulacijama prikazanim u ovom radu.



Sl. 2-1: Pokazni mrežni model vetroelektrane urađen u programskom paketu DigSILENT PowerFactory

Vetroelektrana se sastoji iz 17 vetrogeneratora, grupisanih u pet klastera. Jedan klaster se sastoji iz pet vetrogeneratora, dok se preostalih četiri klastera sastoji od po tri vetrogeneratora. Vetrogeneratori su modelovani statičkim generatorima. Prenosni odnos mrežnog tronamotajnog transformatora je 220/35/10 kV, gde je 220 kV mrežni napon, 35 kV napon srednjenaponske kablovske mreže, a 10 kV je napon na tercijeru. Prenosni odnos blok transformatora je 35/0.69 kV, gde je 35 kV napon srednjenaponske mreže, a 0.69 kV napon na izlazu vetrogeneratora. Vetroelektrana se preko jednog tronamotajnog mrežnog transformatora priključuje na prenosnu mrežu. Prenosna mreža je modelovana kao naponski izvor sa Tevenenovom impedansom gledano iz tačke priključka.

Osnovni ulazni podaci za proračun harmonika su strujni izvori harmonijskih izobličenja. Korišćene su generičke vrednosti strujnog spektra, pri čemu su vrednosti poznate do 50-tog harmonika, obzirom da standard IEC 61000 ne uzima u obzir vrednosti harmonika iznad 50-tog reda. Harmonijski strujni spektar je dodeljen svim vetroagregatima koji se nalaze u sklopu analizirane vetroelektrane.

U samom softveru definisanje ovih vrednosti je predviđeno kreiranjem komponente *.TypHmccur* koju je potrebno definisati u delu projekta *Equipment Types*. Na slici Sl. 2-2 prikazana je komponenta *.TypHmccur* u koju je potrebno uneti podatke o harmonijskom strujnom spektru. Ova komponenta je dodeljena svim vetroagregatima u sklopu vetroelektrane.

Harmonic Sources - Equipment Type Library\Harmonici Struja TypHmccur

Name:

Type of Harmonic Sources:

☐ Balanced, Phase Correct

☐ Unbalanced, Phase Correct

☒ IEC 61000

Basic Data

Description

Integer Harmonics:

	$I_{h/I}$ %
f/fn=2	0.63
f/fn=3	0.27
f/fn=4	0.36
f/fn=5	0.42
f/fn=6	1.05
f/fn=7	0.33
f/fn=8	0.65
f/fn=9	0.08
f/fn=10	0.09
f/fn=11	0.16
f/fn=12	0.04
f/fn=13	0.14
f/fn=14	0.07

Non-Integer Harmonics:

Harmonic Order	$I_{h/I}$ %
1	0.

Sl. 2-2: Prikaz komponente *.TypHmccur* u kojoj se definiše harmonijski strujni spektar

3 ZAHTEVI OPERATORA PRENOSNOG SISTEMA ZA KVALITETOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

Na Sl. 3-1 prikazana je tabela u kojoj su definisani limiti harmonika napona za svaki čvor na prenosnoj mreži od strane operatora prenosnog sistema EMS AD [2]. Analizirana vetroelektrana mora ispoštovati ove limite. Limiti su definisani do 50-tog reda i poređenje stvarnih vrednosti emisije vetroelektrane vrši se prema ovim limitima. Planski nivo efektivnih vrednosti pojedinačnih viših harmonika napona ne sme u 95% merenja 10-minutnih intervala prelaziti vrednosti definisane u ovoj tabeli.

Vrednosti sa Sl. 3-1 odnose se na vrednosti pojedinačnih viših harmonika napona do 50-tog reda. Vrednosti totalne harmonijske distorzije napona se porede sa vrednostima iz standarda koji se mogu naći u dokumentu [2]. U normalnim pogonskim uslovima, ukupna harmonijska distorzija napona THD u prenosnoj mreži ne sme prelaziti vrednost od 3%.

Непарни хармоници, недељиви са 3		Непарни хармоници, дељиви са 3		Парни хармоници	
Ред вишег хармоника h	Виши хармоник напона [%]	Ред вишег хармоника h	Виши хармоник напона [%]	Ред вишег хармоника h	Виши хармоник напона [%]
5	2	3	2	2	1,4
7	2	9	1	4	0,8
11	1,5	15	0,3	6	0,4
13	1,5	21	0,2	8	0,4
$17 \leq h \leq 49$	$1,2 \cdot 17/h$	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$0,19 \cdot 10/h + 0,16$

Sl. 3-1: Planski nivo efektivnih vrednosti pojedinačnih viših harmonika napona[2]

4 ANALIZA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE

U ovom poglavlju će biti prikazana analiza kvaliteta električne energije za modelovani vetropark, kao i uticaj reaktivne kompenzacije na istu uz predlaganje različitih pristupa modelovanja i korektivnih mera.

Do harmonijske rezonanse dolazi kada su u mreži prisutni i kapacitivni i induktivni elementi što je uvek slučaj. Harmonijska rezonansa rezultuje pojačanjem harmonika napona i distorzijom struje. Vrednost pojačanja primarno zavisi od količine rezistivnog prigušenja prisutnog u sistemu. Iz ovoga sledi da je za harmonijske studije neophodno precizno poznavanje rezistivnih elemenata prisutnih u sistemu.

Određena vrednost harmonika napona i struje može biti neprihvatljiva što može rezultovati oštećenjima opreme, njenim lošim radom, skraćanjem životnog veka ili pojavom nekih tipova smetnji (flikeri i primetno zvučno zagađenje).

Paralelna rezonansa je česta pri povezivanju otočne kapacitivne kompenzacije koja se povezuje na delove mreže na niskom ili srednjem naponu. Postoji mogućnost ulaska čisto kapacitivne kompenzacije u rezonanciju sa induktansom transformatora.

4.1 Modelovanje prenosne mreže

Za posmatranu vetroelektranu ekvivalent jake mreže je formiran na osnovu regionalnog modela za 2025. godinu korišćenjem tipičnih vrednosti trolnog kratkog spoja i Tevenenove impedanse za sabirnice na naponskom nivou 220 kV, kao što je prikazano u Tab. 4-1. Za reprezentativne režime je uzet režim apsolutnog minimuma, jer je on kritičniji sa aspekta kvaliteta električne energije, upravo iz razloga manje snage trolnog kratkog spoja na mestu priključka na prenosnu mrežu.

Tab. 4-1: Parametri ekvivalenta jake mreže

Naponski nivo [kV]	Režim apsolutnog minimuma	
	Ssc3 [MVA]	R _{TH} [Ω]
220	2780.47	17.407

4.2 Opis metodologije

Kako bi se analizirao uticaj predmetne vetroelektrane na kvalitet električne energije u prenosnoj mreži, napravljen je simulacioni model u programskom paketu *DIGSILENT PowerFactory* na osnovu izabranih tipičnih vrednosti zastupljenosti određenih reda harmonika. Softver je kompaktilan sa nekoliko poznatih grupa standarda, uključujući i IEC 61400-21, prema kojem su uzeta i tipična merenja vezana za opremu sa stanovišta kvaliteta električne energije. Tokom vršenja proračuna, generatori su modelovani kao idealni Nortonovi strujni izvori (najkritičniji slučaj sa stanovišta injektiranja harmonika).

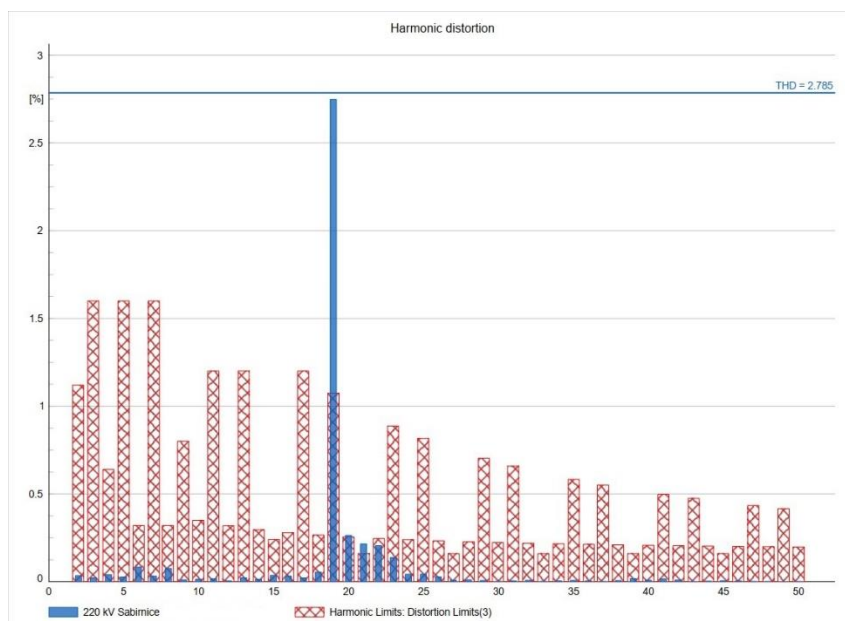
Analizirana su tri pristupa u modelovanju:

- Harmonijska analiza kvaliteta električne energije bez modelovanja frekvencijske zavisnosti elemenata elektrane.
- Harmonijska analiza kvaliteta električne energije sa uvažavanjem frekvencijske zavisnosti elemenata elektrane.
- Harmonijska analiza kvaliteta električne energije bez modelovanja frekvencijske zavisnosti elemenata mreže uz primenu RLC filtra umesto čisto reaktivne kompenzacije.

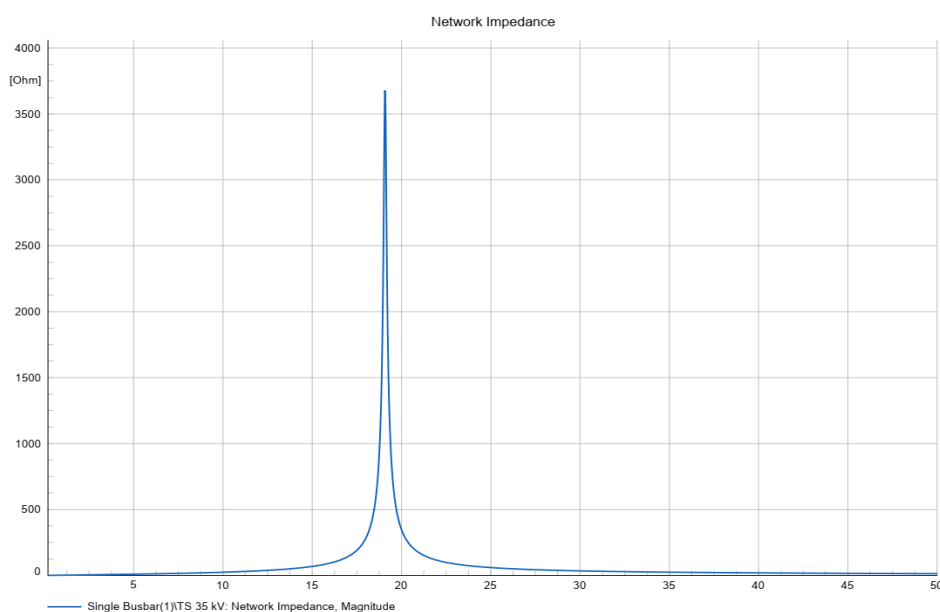
Pravilnik o Radu koji izdaje operator prenosnog sistema definiše dozvoljene granice za svaki pojedinačni harmonik koje moraju biti ispoštovane u tački priključenja vetroparka. Dozvoljene procentualne vrednosti viših strujnih harmonika koje ne smeju biti narušene su definisane u skladu sa Pravilima o Radu Prenosnog Sistema Republike Srbije. U sprovedenim analizama, radi lakše opservabilnosti pomenuti spektar ograničenja nivoa pojedinih harmonika je prikazan crvenom bojom na graficima, dok je doprinos harmonicima napona u tački priključenja prikazan plavom bojom.

4.3 Harmonijske analize bez uvažavanja frekvencijske zavisnosti

Na **Error! Reference source not found.** Sl. 4-1 prikazani su harmonici napona u tački priključenja za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti i bez kompenzacije, dok je na Sl. 4-2 dat prikaz impedanse gledane iz tačke priključka za navedeni režim. Sa navedenih slika se može videti da dolazi do probijanja limita 19-og harmonika upravo iz razloga što u okolini 19-og harmonika dolazi do pojave paralelne rezonanse, što je posledica vrednosti elemenata vetroparka, kao i snage kratkog spoja u tački priključka. Vidi se da vrednost THD faktora za ovu analizu iznosi 2.785.

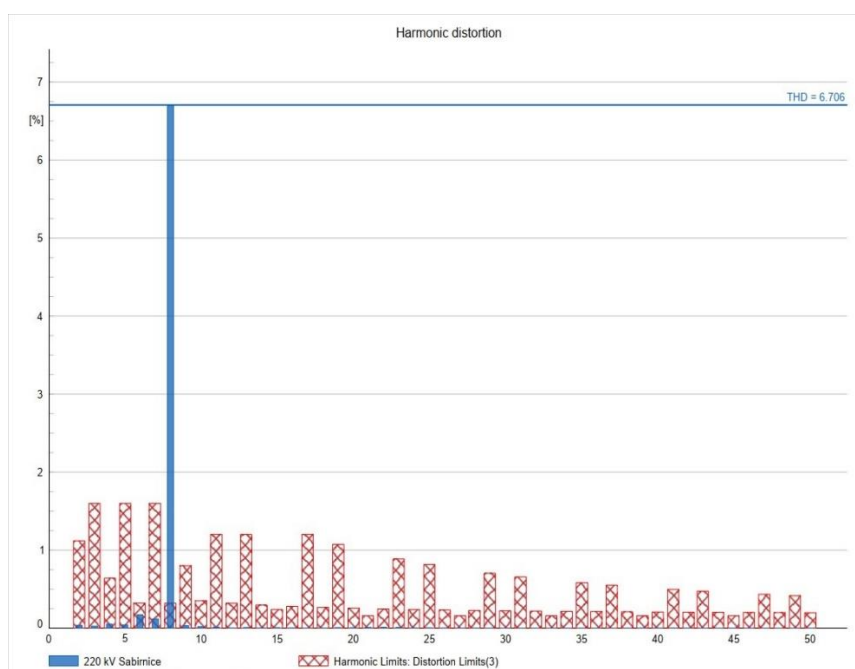


Sl. 4-1: Harmonijska distorzija za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti i bez kompenzacije

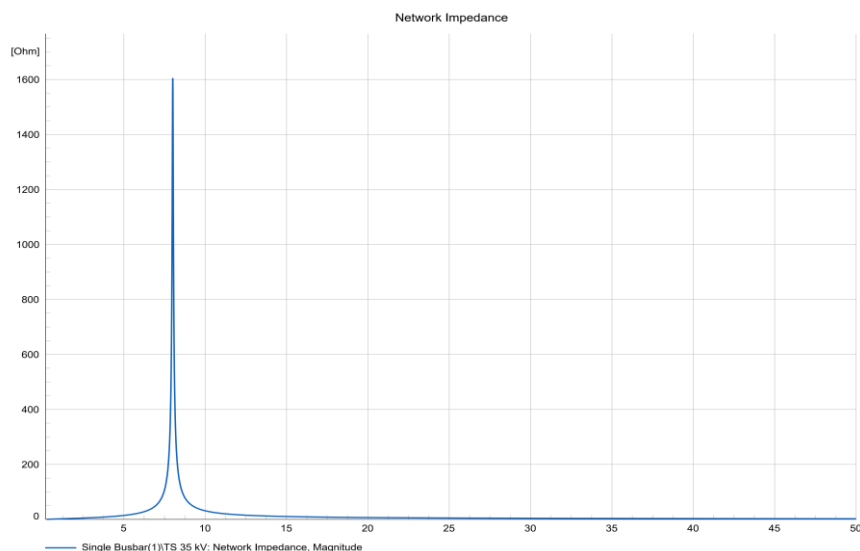


Sl. 4-2: Prikaz impedanse gledane iz tačke priključenja za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti i bez kompenzacije

Na slici **Error! Reference source not found.**Sl. 4-3 prikazane su vrednosti harmonika napona u tački priključenja za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti sa dodatom čisto kapacitivnom kompenzacijom, dok je na slici Sl. 4-4, dat prikaz impedanse gledane iz tačke priključka za navedeni režim. Sa navedenih slika se može videti da dolazi do probijanja limita 7-og harmonika upravo iz razloga što u okolini 7-og harmonika dolazi do pojave paralelne rezonanse, što je posledica vrednosti karakteristika elemenata vetroparka, snage kratkog spoja u tački priključka, kao i dodatne čisto kapacitivne kompenzacije u vidu kondenzatorske baterije. Poredeći režim sa kondenzatorskom baterijom i režim bez kondenzatorske baterije vidi se da prisustvo kondenzatorske baterije pomera tj. smanjuje red harmonika na kome se javlja paralelna rezonansa, ali da povećava ukupni THD factor na vrednost od 6.706.

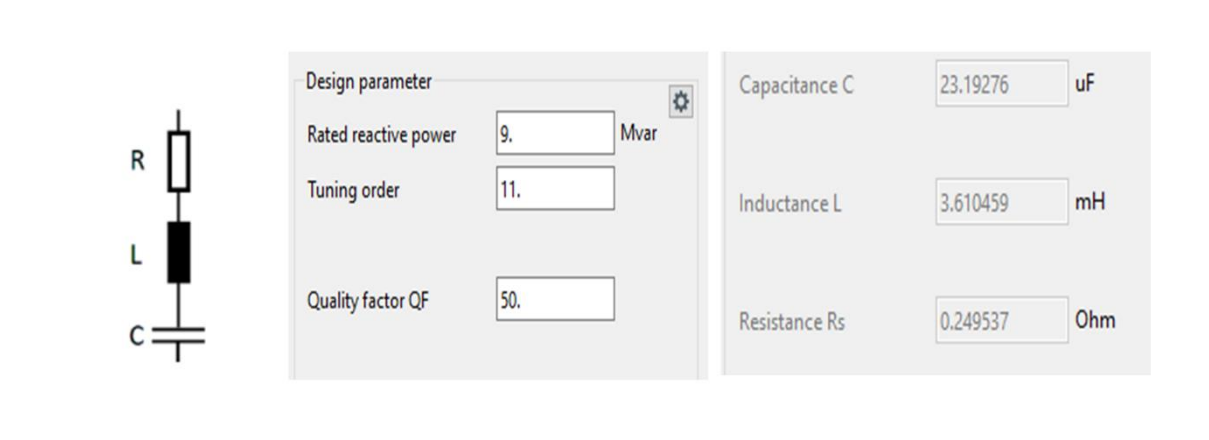


Sl. 4-3: Harmonijska distorzija za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti sa dodatom čisto kapacitivnom kompenzacijom 9 MVar



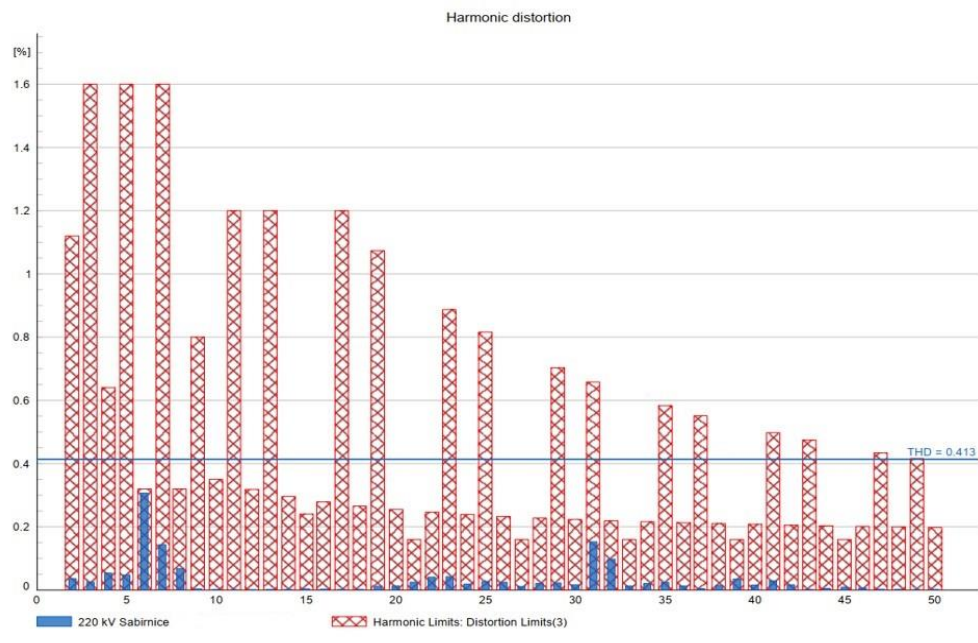
Sl. 4-4: Prikaz impedanse gledane iz tačke priključenja za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti sa dodatom čisto kapacitivnom kompenzacijom 9 MVar

Analizom prethodnih slika se zaključuje da dodavanje čisto reaktivne kompenzacije dodatno pogoršava kvalitet električne energije i da je potrebno izvršiti reaktivnu kompenzaciju u formi RLC filtra koji će obavljati i funkciju reaktivnog kompenzatora i filtra harmonika. Na Sl. 4-5 su prikazane karakteristike primenjenog RLC filtra. Podešena je kompenzacija 11-og harmonika iz razloga što filter u sebi ima kapacitivnost, induktivnost i otpor, pa je utvrđeno da se za ovakvo podešanje dobijaju najbolji rezultati sa stanovišta kvaliteta električne energije.

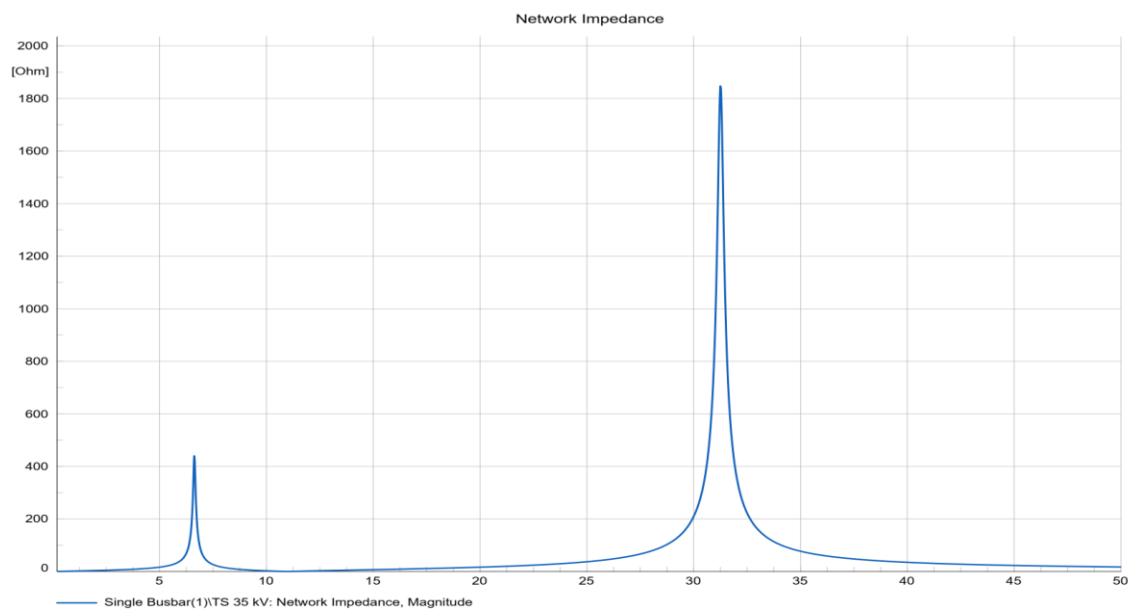


Sl. 4-5: Parametri RLC filtra

Na slici **Error! Reference source not found.** Sl. 4-6 prikazani su harmonici napona u tački priključenja za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti sa dodatim RLC filtrom, dok je na slici Sl. 4-7 dat prikaz impedanse gledane iz tačke priključka za navedeni režim. Sa navedenih slika može se videti da ne dolazi do probijanja nijednog limita harmonika, kao i da RLC filter uspešno otklanja prisustvo harmonika za odgovarajuću podešenu vrednost, ali da nema mogućnost otklanjanja ostalih harmonika jer njegovo prisustvo dovodi do pojave paralelne rezonanse oko 31-og harmonika. THD faktor je sada smanjen na vrednost od 0.413.



Sl. 4-6: : Harmonijska distorzija za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti sa RLC filtrom u funkciji kompenzacije



Sl. 4-7: Prikaz impedanse gledane iz tačke priključenja za režim apsolutnog minimuma bez uvažene frekvencijske zavisnosti sa RLC filtrom u funkciji kompenzacije

4.4 Harmonijska analiza sa uvažavanjem frekvencijske zavisnosti elemenata vetroparka

Harmonijska analiza u ovom potpoglavlju izvršena je korišćenjem alata u sklopu programskog paketa *DlgSILENT Powerfactory*. Otpornost i kapacitivnost za različite elemente elektrane modelovane su uz uvažavanje frekvencijske zavisnosti, tj. „frekvencijskih karakteristika” za svaki element modelovane mreže.

Formule za uvažavanje frekvencijske zavisnosti uzete su iz [3] na način što su otpornost i induktivnost elemenata modelovane prema sledećoj formuli:

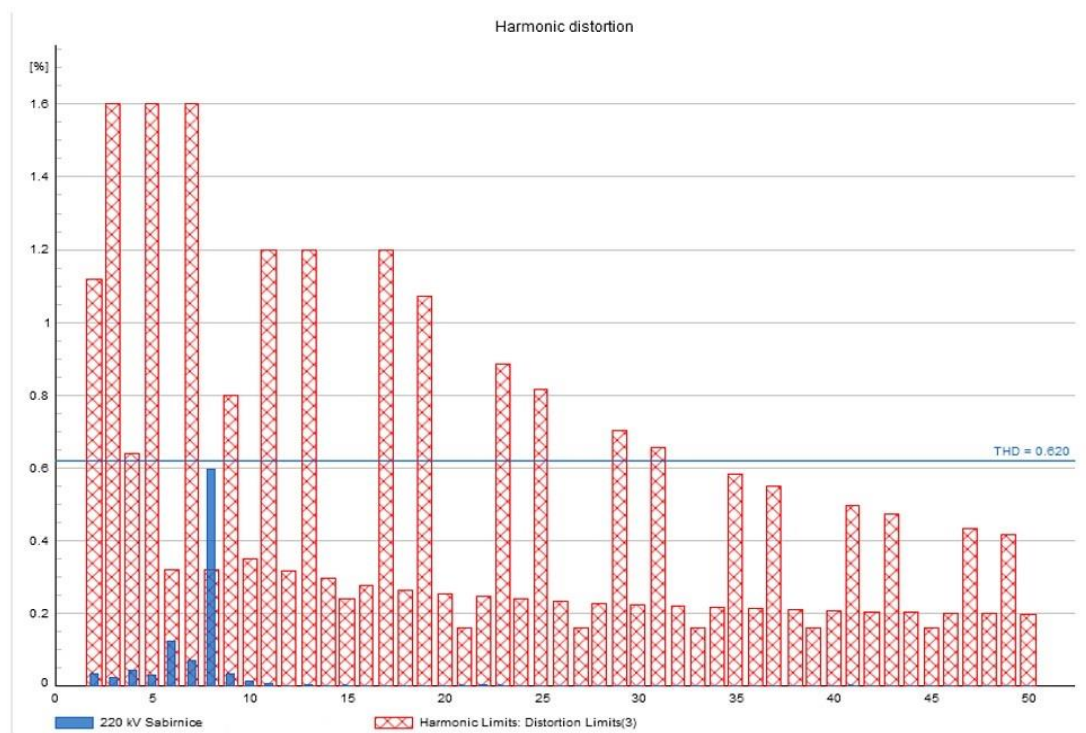
$$y(f_h) = (1 - a) + a \times \left(\frac{f_h}{f_1}\right)^b \quad (1)$$

Gde a i b uzimaju sledeće vrednosti u zavisnosti od elementa:

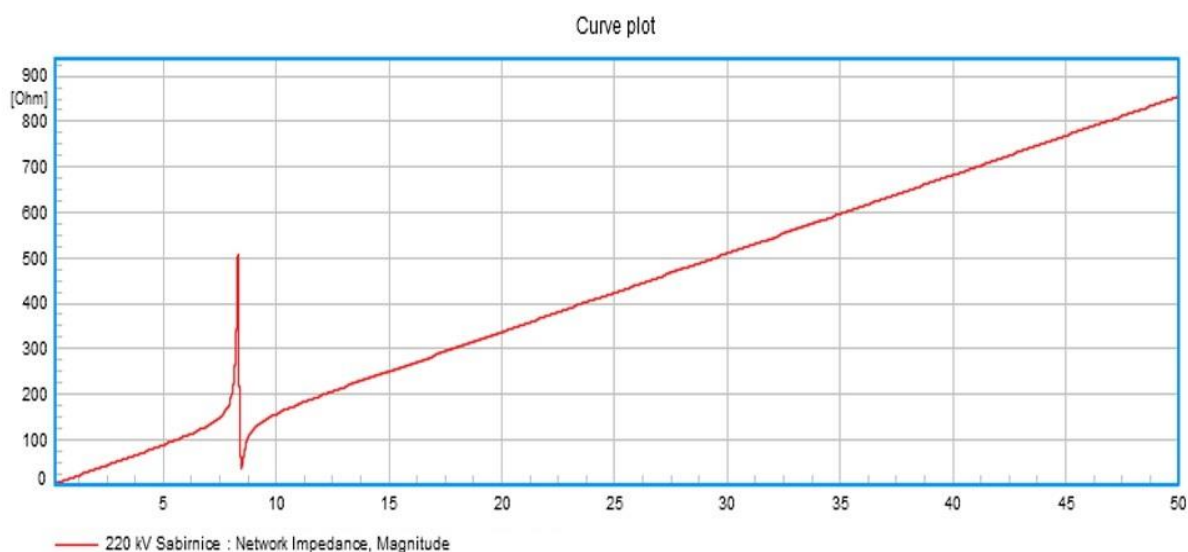
Tab. 4-2: Parametri frekvencijske zavisnosti za otpor i induktivnost elemenata [3]

Komponenta	a	b
Vetrogenerator	1	0.5
Jaka mreža	1	0.5
Transformator	1	0.9
Vod	1	0.3
Kabl	1	0.5

Na slici Sl. 4-8 prikazani su harmonici napona u tački priključenja za režim apsolutnog minimuma sa uvaženom frekvencijskom zavisnošću i bez kompenzacije, dok je na slici Sl. 4-9 dat prikaz impedanse gledane iz tačke priključka za navedeni režim. Sa navedenih slika može se videti da dolazi do probijanja limita 7-og harmonika usled povećane vrednosti impedanse gledane iz tačke priključenja na tom redu harmonika.

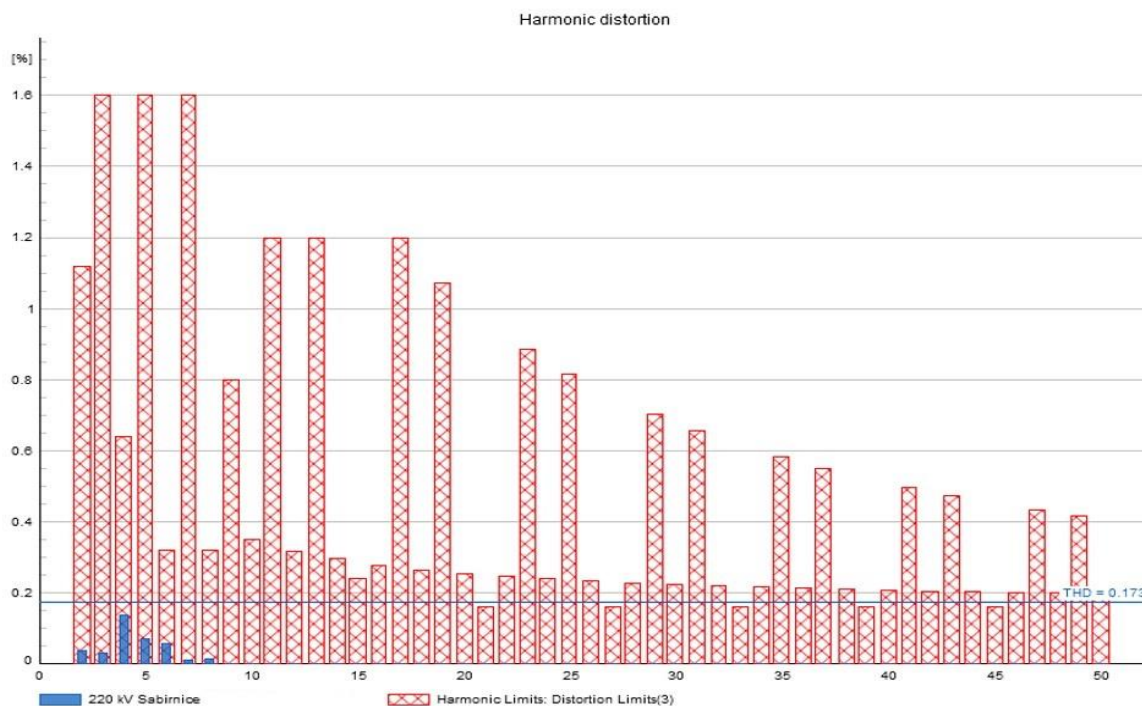


Sl. 4-8: Harmonijska distorzija za režim apsolutnog minimuma sa uvaženom frekvencijskom zavisnosti bez kompenzacije

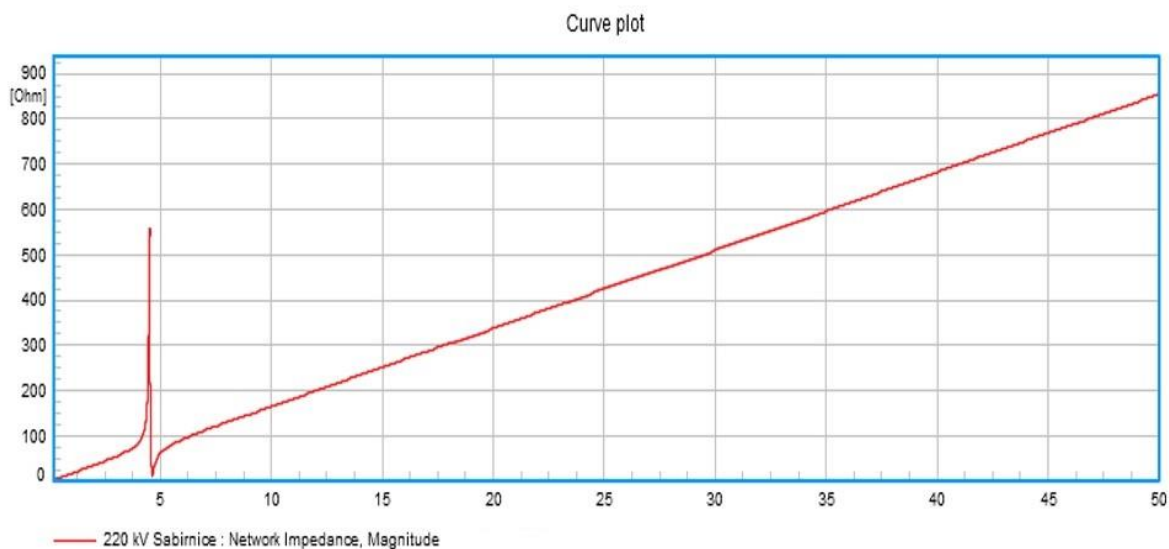


Sl. 4-9: Prikaz impedanse gledane iz tačke priključenja za režim apsolutnog minimuma sa uvaženom frekvencijskom zavisnošću bez kompenzacije

Na slici Sl. 4-10 prikazani su harmonici napona u tački priključenja za režim apsolutnog minimuma sa uvaženom frekvencijskom zavisnošću i sa kompenzacijom, dok je na slici Sl. 4-11 dat prikaz impedanse gledane iz tačke priključenja za navedeni režim. Sa navedenih slika može se videti da ne dolazi do probijanja limita harmonika. Takođe se vidi da prilikom ugradnje kompenzacije u vidu kondenzatorske baterije dolazi do pomeranja ulevo karakteristike impedanse gledane iz tačke priključka na prenosnu mrežu.



Sl. 4-10: : Harmonijska distorzija za režim apsolutnog minimuma sa uvaženom frekvencijskom zavisnosti sa kapacitivnom kompenzacijom 9 MVar



Sl. 4-11: Prikaz impedanse gledane iz tačke priključenja za režim apsolutnog minimuma sa uvaženom frekvencijskom zavisnošću sa kompenzacijom

Sa svih prikazanih grafika može se videti da prilikom uvažavanja frekvencijske zavisnosti elemenata vetroparka dolazi do drugačijih vrednosti impedanse gledane iz tačke priključenja, a samim tim i do drugačijih vrednosti harmonika napona u tački priključenja na prenosnu mrežu. Iz svega navedenog, vidi se potreba za uvažavanjem frekvencijske zavisnosti, kako bi se dobila realnija slika parametara kvaliteta električne energije u tački priključenja na prenosnu mrežu.

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu analiziran je uticaj reaktivne kompenzacije na kvalitet električne energije kao i primena odgovarajućih korektivnih mera u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije na primeru vetroelektrane priključene na prenosni sistem. Izvršene su provere ispunjenosti zahteva koji propisuje nadležni operator prenosnog sistema. Analizirana je provera ispunjenosti zadovoljavajućih granica limita harmonika napona, kao i uticaj koji reaktivna kompenzacija u vidu kondenzatorske baterije ima na kvalitet i predložene su korektivne mere u cilju poboljšanja kvaliteta električne energije.

Prilikom provere ispunjenosti odgovarajućih limita harmonika napona analiziran je uticaj koji ugradnja kondenzatorske baterije ima na parametre kvaliteta električne energije u odnosu na slučaj bez nje.

Pokazano je da dolazi do narušenja zahteva za kvalitetom električne energije sa i bez kondenzatorske baterije (bez modelovanja frekvencijske zavisnosti elemenata) usled pojave paralelne rezonanse gledano iz tačke priključenja. Uočeno je da ugradnja kondenzatorske baterije utiče na pomeranje reda harmonika pri kojem se javlja paralelna rezonansa.

Ugradnja RLC filtra pokazala se kao dobro rešenje, obzirom da je dovela do dobijanja boljih parametara kvaliteta električne energije i otklanjanja paralelne rezonanse na kritičnom harmoniku.

Analiziran je i uticaj na vrednosti harmonika uz uvažavanje frekvencijskih karakteristika svakog elementa modelovane mreže. Pokazano je da prilikom uvažavanja ovih karakteristika dolazi do znatnog smanjenja vrednosti harmonika u tački priključenja (bez kompenzacije), a da uvođenje kompenzacije uz uvažavanje frekvencijske zavisnosti dovodi do dodatnog poboljšanja kvaliteta u odnosu na slučaj bez nje.

Provera parametara kvaliteta električne energije predstavlja indikativnu procenu mogućih problema koji će se javiti prilikom priključenja vetroelektrane na prenosni sistem. Potrebno je detaljnije izvršiti proveru ovih parametara u probnom radu elektrane i na osnovu tih vrednosti dati konačne preporuke. Dalja istraživanja u ovoj oblasti mogu se bazirati na uvažavanju frekvencijske zavisnosti uz satnu procenu parametara kvaliteta električne energije u tački priključenja. Za ovu analizu potrebno je poznavati ili ceo model ostatka prenosne mreže ili vrednosti trolnog kratkog spoja u tački priključenja za svaki sat. Takođe, potrebno je poznavati i satno generisanje snage od strane vetroelektrane, obzirom da vrednosti strujnih harmonika koju injektira vetroagregat zavise od aktivne snage koju on injektira. Ovo bi dalo realniju sliku parametara kvaliteta i samo u slučaju prekoračenja dozvoljenih limita harmonika više od 5% u toku godine pristupilo bi se razmatranju ugradnje filtra i njegovom odabi

6 LITERATURA

- [1] DIgSILENT, PowerFactory User Manual, 2022.
- [2] <https://ems.rs/wp-content/uploads/2023/11/Pravila-o-radu-prenosnog-sistema-07.11.2023-1.pdf> [Online]
- [3] R. Zheng, M. Bollen, and Luleå University of Technology, Skellefteå Electric Power Systems, “Harmonic Resonances Associated with Wind Farms,” report, 2010. [Online]. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:996973/FULLTEXT01.pdf>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.24](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.24)**C2.24****PQEL APLIKACIJA ZA ANALIZU PARAMETARA KVALITETA ELEKTRIČNE
ENERGIJE U PRENOSNOJ MREŽI****PQEL APPLICATION FOR POWER QUALITY PARAMETER ANALYSIS IN THE
TRANSMISSION NETWORK****Miroslav Žerajić, Borko Čupić, Srđan Subotić***

Kratak sadržaj: Parametri kvaliteta električne energije su propisani u Pravilima o radu prenosnog sistema u delu koji se odnosi na planske nivoe viših harmonika, flikera, i nesimetrije, dok su emisije vrednosti uređene Pravilima za priključenje objekata na prenosni sistem. Prilikom izrade potonjih pravila, operator prenosnog sistema u Srbiji je napustio raniju praksu da propisuje unapred određene emisije nivoe, već ih je sada potrebno proračunati za određeno mesto priključenja u skladu sa familijom standarda IEC 61000 koji se odnose na elektromagnetnu kompatibilnost. Kako se radi o složenim proračunima koji zahtevaju temeljno poznavanje ove oblasti, zaključeno je da je neophodno izraditi odgovarajući softver kako bi se ova aktivnost automatizovala. U skladu sa tim, a u okviru *EU Horizon* projekta R2D2 (*Reliability, Resilience and Defense technology for the grid*), korišćenjem programskog jezika Python, razvijena je aplikacija PQEL koja sadrži sledeće funkcionalnosti: 1. Proračun parametara kvaliteta električne energije u svim čvorištima prenosne mreže. Parametri koji se proračunavaju su: nivo pojedinačnih viših harmonika, nivo flikera, procenat nesimetrije, ekvivalentna impedansa prenosne mreže i minimalna snaga kratkog spoja. 2. Proračun limita emisijih vrednosti za odabrani čvor prenosne mreže, u skladu sa standardom IEC 61000. 3. Monitoring/praćenje usaglašenosti/ispunjenosti zahteva iz Pravila za priključenje na osnovu izmerenih vrednosti emisijih nivoa viših harmonika napona, flikera i naponske nesimetrije. U ovom radu će biti prikazan opis svake od funkcionalnosti ponaosob, a za prikaz rezultata će biti korišćeni test modeli u programskom paketu DIgSILENT PowerFactory.

Ključne reči: *PQEL, kvalitet električne energije, R2D2, Python*

Abstract: The parameters for electrical power quality are specified in the Transmission System Grid Code, particularly in the section relating to planned levels of higher harmonics, flicker, and asymmetry. Emission values are regulated by the Transmission Connection Code. In the development of these latter rules, the transmission system operator in Serbia moved away from the previous practice of setting predefined emission levels, opting instead for the calculation of emission levels at specific connection points in accordance with the IEC 61000 series of

* Miroslav Žerajić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, zm235031p@student.etf.bg.ac.rs
Borko Čupić, Elektromreža Srbije, borko.cupic@ems.rs
Srđan Subotić, EMS, srdjan.subotic@ems.rs

standards on electromagnetic compatibility. Since these are complex calculations requiring a thorough understanding of the field, it was concluded that the development of appropriate software is necessary to automate this process. Accordingly, as part of the EU Horizon project R2D2 (Reliability, Resilience, and Defense Technology for the Grid), the PQEL application has been developed using Python to analyze power quality parameters in the transmission grid. The application provides the following features: 1. Calculation of power quality parameters at all nodes in the transmission network, including: Individual harmonic distortion levels, Flicker levels, Voltage unbalance percentage, Equivalent grid impedance, Minimum short-circuit power 2. Calculation of emission limit values for a selected transmission node in accordance with IEC 61000 standards. 3. Monitoring compliance with Grid Connection Code requirements based on measured values of voltage harmonic distortion, flicker, and voltage unbalance. This paper will present a detailed description of each functionality, with results demonstrated using test models in DIgSILENT PowerFactory.

Key words: *PQEL, power quality, R2D2, Python*

1 UVOD

U periodu eksploatacije prenosne mreže, u cilju obezbeđivanja propisanog nivoa kvaliteta električne energije (kvalitet EE) u svim tačkama prenosne mreže, Operatori prenosnih sistema prate parametre kojima se opisuje kvalitet EE, kontinualno, preko sistema za praćenje/monitoring, ili periodično, postavljanjem mernih uređaja u odabrane tačke prenosne mreže. Oblast kvaliteta EE je ranije bila izražena dominantno kod priključenja industrijskih postrojenja složenog tehnološkog procesa. U prethodne dve decenije, povećanom integracijom obnovljivih izvora energije (OIE), koji se na mrežu priključuju preko elemenata energetske elektronike, kvalitet EE je postao neizbežna oblast kojoj se pridaje poseban značaj, kako bi se krajnjim korisnicima isporučio što kvalitetniji proizvod.

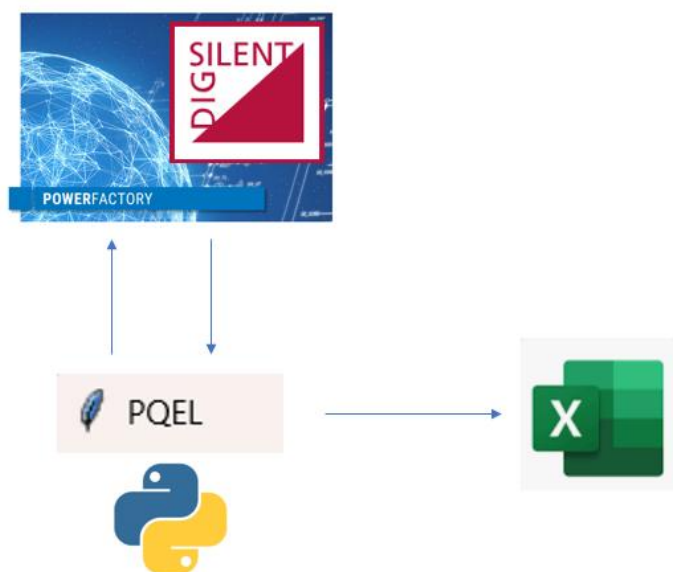
Parametri kvaliteta električne energije za prenosnu mrežu su propisani u Pravilima o radu prenosnog sistema [1] u delu koji se odnosi na planske nivoe viših harmonika, flikera, i nesimetrije, dok su emisione vrednosti uređene Pravilima za priključenje objekata na prenosni sistem [2]. Time se jasno razgraničavaju obaveze Operatora prenosnog sistema i obaveze (budućih) korisnika prenosnog sistema. Većina evropskih operatora prenosnog sistema se za definisanje planskih i emisijonih nivoa parametara kvaliteta EE poziva na familiju standarda IEC 61000 [3,4,5]. U ovim standardima (tehničkim preporukama) su jasno i jednoznačno definisani (preporučeni) limiti planskih nivoa parametara kvaliteta EE, prema naponskom nivou tačke priključenja novog objekta. Za limite emisijonih nivoa ovi standardi definišu algoritam prema kome se limit za planske nivoe raspodeljuje na limite maksimalno dozvoljenih emisijonih nivoa, u zavisnosti od instalisane snage novog objekta, jačine mreže u tački priključenja i faktora uticaja svih priključenih objekata na konkretnu tačku priključenja u prenosnoj mreži.

S obzirom na činjenicu da, ukoliko se prati familija standarda IEC 61000, limiti emisijonih nivoa nisu i ne mogu da budu jednoznačno definisani, postoji potreba za njihovim proračunavanjem svaki put kada se novi objekat priključuje na prenosni sistem. To znači da svaki objekat ima svoje maksimalno dozvoljene nivoe parametara kvaliteta EE koje ne sme da prekorači u toku svog eksploatacionog veka. Ovi limiti se definišu u fazi sprovođenja simulacione provere usaglašenosti, koja prethodi ishodovanju građevinske dozvole, kako bi se eventualne neusaglašenosti predupredile.

Proračun limita emisionih nivoa zahteva korišćenje programskih alata pomoću kojih se prvo modeluje prenosna mreža i postojanje isprogramiranog algoritma iz IEC 61000. U ovom radu će biti predstavljena aplikacija PQEL, pomoću koje se parametri kvaliteta EE proračunavaju za prenosnu mrežu Republike Srbije. Aplikacija je razvijena tako da se koristi i u fazi simulacione provere ispunjenosti sa tehničkim zahtevima iz Pravila za priključenje (u fazi priključenja) i u toku trajnog rada objekta (monitoring ispunjenosti tehničkih zahteva).

2 OSNOVNE FUNKCIONALNOSTI APLIKACIJE PQEL

PQEL aplikacija je razvijena korišćenjem programskog jezika *Python* [6]. Za korišćenje aplikacije, neophodno je da postoji simulacioni model u programskom paketu *DIgSILENT PowerFactory* [7]. Model se aktivira iz PQEL aplikacije, dok se za ispis i čuvanje rezultata proračuna se koristi Microsoft Excel, kako je prikazano na Slici 1.



Slika 1: Prikaz komunikacije aplikacije PQEL sa softverom i Excel-om

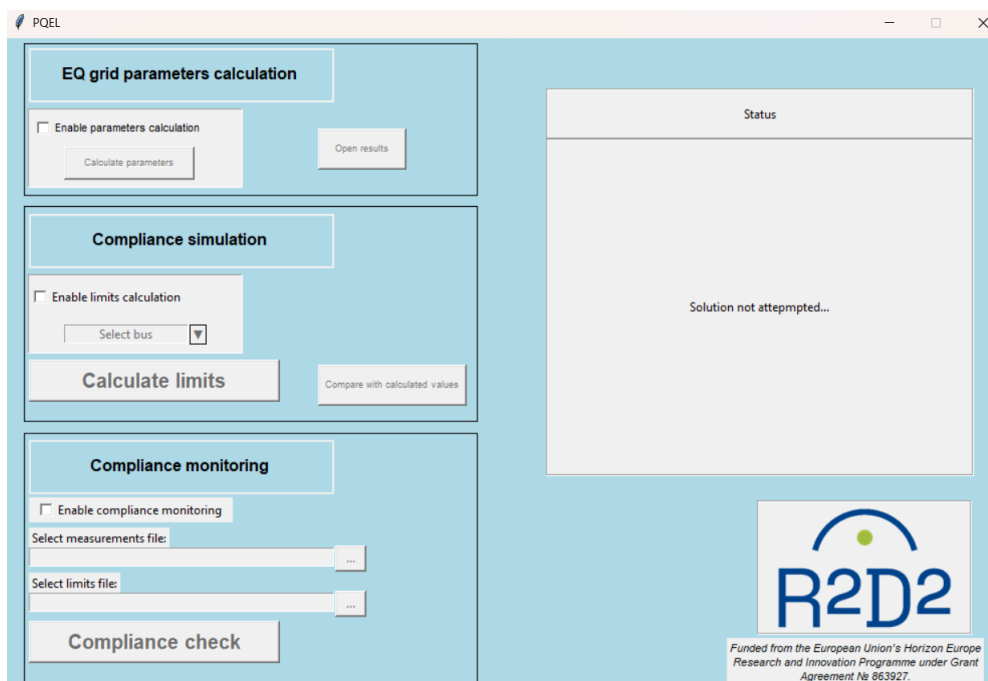
Pokretanjem aplikacije PQEL, korisnik na ekranu dobija prozor koji je prikazan na Slici 2. Aplikacija je podeljena na četiri glavne sekcije:

Proračun ekvivalentnih parametara mreže: Omogućava korisnicima izračunavanje ključnih parametara mreže:

Simulacija provera ispunjenosti: Omogućava proračun graničnih vrednosti emisionih nivoa parametara kvaliteta EE za odabrane sabirnice u prenosnoj mreži, koristeći *PowerFactory* softverski paket.

Monitoring ispunjenosti: Osigurava proveru ispunjenosti poređenjem merenja sa unapred definisanim graničnim vrednostima.

Status prozor: Omogućava ispis poruka tokom proračuna.



Slika 2: Korisnički interfejs aplikacije PQEL

3 PRORAČUN EKVIVALENTNIH PARAMETARA MREŽE

Izborom prve opcije „*EQ grid parameters calculation*“, korisniku je omogućen proračun sledećih parametara:

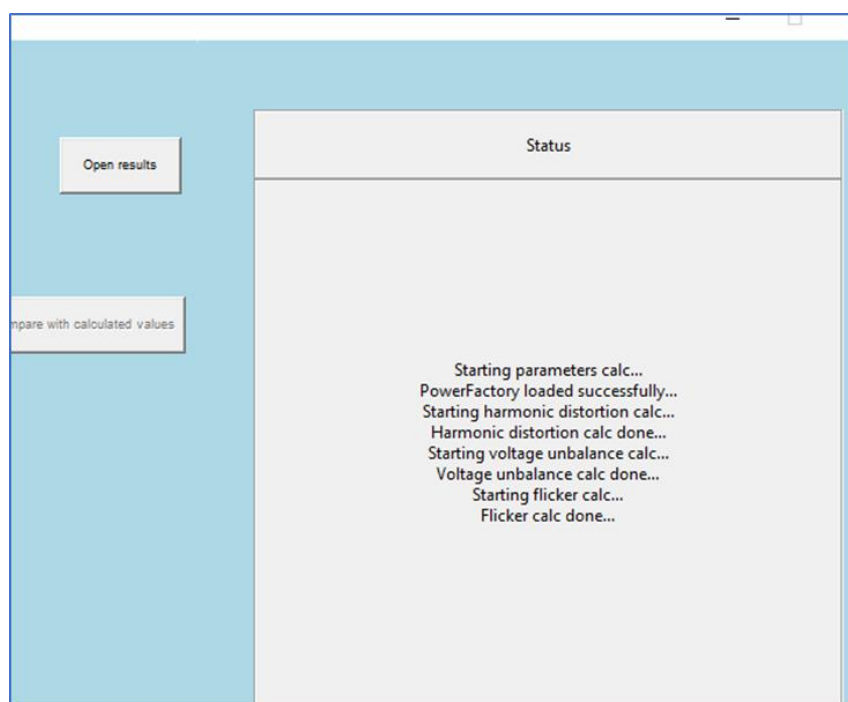
- **$R(\Omega)$, $X(\Omega)$, $Z(\Omega)$** – ekvivalentna otpornost, reaktansa i impedansa za sve sabirnice u simulacionom modelu, za sve harmonike do 50. reda;
- **Sk'' (MVA)** – snaga trolnog kratkog spoja na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **THD (%)** – planski nivo ukupne harmonijske distorzije na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **I_h (%)** – planski nivoi struja viših harmonika izraženih kao procenat osnovnog harmonika, na svim sabirnicama u simulacionom modelu za sve harmonike do 50. reda;
- **Pst** – planski nivo koeficijenta kratkoročnog flikera na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **Plt** – planski nivo koeficijenta dugoročnog flikera na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **u (%)** – planski nivo nesimetrije napona na svim sabirnicama u simulacionom modelu.

Čekiranjem polja „*Enable parameters calculation*“ aktivira se dugme „*Calculate parameters*“.

Klikom na dugme „*Calculate parameters*“ započinje se proračun parametara. Nakon završetka proračuna, dugme „*Open results*“ se aktivira, a njegovim klikom omogućava se pristup folderu sa rezultatima, što je prikazano na Slici 3. Tokom proračuna, ispisuju se poruke u *Status* prozoru, kao što je prikazano na Slici 4.

 SkMIN_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	5 KB
 Impedance_R_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	12 KB
 Impedance_X_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	12 KB
 Impedance_Z_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	12 KB
 flicker_and_THD_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	6 KB
 unbalance_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	5 KB
 harmonic_distortion_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	10 KB

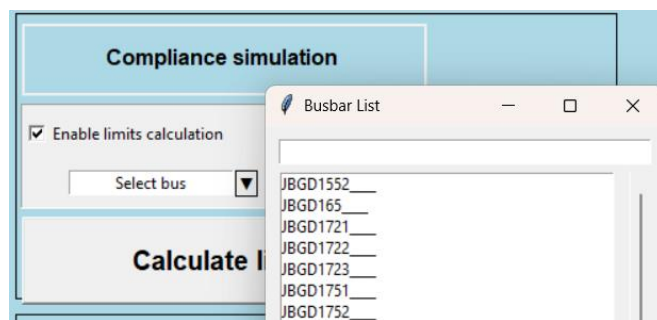
Slika 3: Prikaz foldera sa rezultatima proračuna ekvivalentnih parametara mreže



Slika 4: Prikaz *Status* prozora tokom proračuna

4 SIMULACIONA PROVERA ISPUNJENOSTI

Čekiranjem polja „*Enable limits calculation*“ aktivira se polje „*Select bus*“, gde korisnik može odabrati sabirnicu za proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa (Slika 5). Nakon izbora sabirnice, aktivira se dugme „*Calculate limits*“. Klikom na ovo dugme počinje proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa u skladu sa standardom IEC 61000. Tokom proračuna u *Status* prozoru prikazuju se poruke o toku proračuna. Po završetku proračuna, aktivira se dugme „*Compare with calculated values*“, a njegovim klikom omogućava se pristup folderu sa rezultatima (Slika 6).



Slika 5: Izbor sabirnice za proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa

	Limits for bus_JA46311___.xlsx	16.08.2024 13:04	Microsoft Excel W...	5 KB
	Limits for bus_JA46331___.xlsx	15.08.2024 14:56	Microsoft Excel W...	5 KB
	Limits for bus_JADA 5___.xlsx	15.08.2024 13:12	Microsoft Excel W...	5 KB
	Limits for bus_JALEKC5___.xlsx	15.08.2024 14:22	Microsoft Excel W...	5 KB
	Limits for bus_JALEKD5___.xlsx	15.08.2024 14:56	Microsoft Excel W...	6 KB

Slika 6: Prikaz foldera sa rezultatima proračuna maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa za izabranu sabirnicu

Kao što je ranije napomenuto, proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa se sprovodi u skladu sa standardom IEC 61000.

Granične procentualne vrednosti planskih nivoa pojedinačnih harmonika napona koje su propisane u [1], date su u Tabeli 1.

Tabela 1: Granične procentualne vrednosti planskih nivoa pojedinačnih harmonika napona

Neparni harmonici koji nisu deljivi sa 3		Neparni harmonici (umnožak broja 3)		Parni harmonici	
Red harmonika	Napon (%)	Red harmonika	Napon (%)	Red harmonika	Napon (%)
5	2	3	2	2	1,4
7	2	9	1	4	0,8
11	1,5	15	0,3	6	0,4
13	1,5	21	0,2	8	0,4
$17 \leq h \leq 49$	$1,9 \cdot 17/h - 0,2$	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 < h \leq 50$	$0,19 \cdot 10/h - 0,16$

Pri priključenju nove instalacije, najpre treba proveriti odnos instalisane snage i snage kratkog spoja. Ukoliko je ispunjen uslov:

$$\frac{S_i}{S_{sc}} \cdot 100 \leq 0,2\%, \quad (1)$$

nema potrebe za daljom proverom kompatibilnosti instalacije sa aspekta emisije viših harmonika. Ukoliko ovaj uslov nije zadovoljen, pristupa se proračunu maksimalne dozvoljenog nivoa viših harmonika napona usled priključenja nove instalacije, nema potrebe za daljom proverom kompatibilnosti instalacije sa aspekta emisije viših harmonika.

Ukoliko ovaj uslov nije zadovoljen, pristupa se proračunu maksimalne dozvoljenog nivoa viših harmonika napona usled priključenja nove instalacije.

Ulazni podaci potrebni za proračun su:

- ukupne instalisane snage po sabirnicama..... S_{ti}
- ulazne impedanse svih sabirnica za sve harmonike od interesa..... Z_{hj}
- faktori uticaja između posmatranih sabirnica (i) i ostalih sabirnica (j)..... k_{hji}

Vrednosti snaga instalacija na sabirnicama su poznate iz simulacionog modela, a vrednosti faktora uticaja se proračunavaju i ispisuju u Excel tabelu, koja se kasnije koristi dalje u proračunu.

Prvi korak u proračunu graničnih vrednosti naponskih harmonijskih izobličenja je proračun maksimalnog dozvoljenog globalnog doprinosa instalacija priključenih na posmatranim sabirnicama harmonijskom izobličenju napona. Ovaj doprinos se definiše za svaki pojedinačni harmonik. Njegova maksimalna vrednost definisana je planiranim nivoima harmonijskih izobličenja datim u Tab. 1 i udelom instalacija u posmatranom čvoru u ukupnoj snazi svih instalacija u analiziranom sistemu:

$$G_{hBi} = \sqrt[\alpha]{\frac{S_{ti}}{S_{ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N k_{hji}^\alpha S_{tj}}} \cdot L_{hHV}, \quad (2)$$

gde je L_{hHV} granični nivo harmonijskog izobličenja napona u VN mreži za posmatrani harmonik (Tabela 2), a α eksponent za sumiranje harmonika, čija vrednost zavisi od reda harmonika, kao što je prikazano u Tabeli 2.

Tabela 2: Vrednosti sumacionog koeficijenta za različite redove harmonika

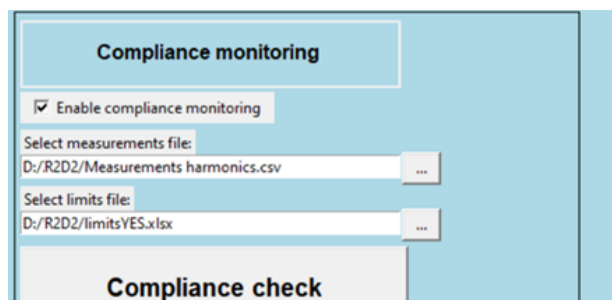
Red harmonika	α
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

Kada su poznate vrednosti dozvoljenih globalnih doprinosa u posmatranom čvoru, moguće je odrediti dozvoljene nivoe harmonika napona. Ove vrednosti se određuju uz pretpostavku da je učešće nove instalacije u emisiji harmonika srazmerno njenoj snazi, uz uvažavanje sumacionog faktora α koji uzima u obzir očekivani fazni pomeraj između pojedinačnih harmonika:

$$E_{Uhi} = G_{hBi} \cdot \sqrt[\alpha]{S_i / S_{ti}}. \quad (3)$$

5 PRAĆENJE ISPUNJENOSTI U TRAJNOM RADU

Čekiranjem polja „Enable compliance monitoring“ aktiviraju se polja za izbor datoteke sa merenjima i datoteke sa graničnim vrednostima (Slika 7).



Slika 7: Izbor datoteke sa merenjima i datoteke sa limitima za konkretnu tačku u prenosnoj mreži

Klikom na dugme „*Compliance check*“ počinje poređenje ovih datoteka, a u *Status* prozoru se prikazuje poruka koja ukazuje na eventualne neusaglašenosti (Slika 8).



Slika 8: Prikaz rezultata provere ispunjenosti u trajnom radu

6 ZAKLJUČAK

Aplikacija PQEL predstavlja pouzdan alat za analizu parametara kvaliteta EE, omogućavajući automatizovan proračun ključnih parametara prema standardu IEC 61000. Integracijom naprednih algoritama u *Python* okruženju, aplikacija omogućava Njena funkcionalnost obuhvata tri ključna segmenta: proračun mrežnih parametara, simulacionu proveru ispunjenosti i monitoring u realnom vremenu, čime se obezbeđuje sveobuhvatan pristup proceni i detekciji potencijalnih odstupanja od dozvoljenih vrednosti.

Primena PQEL aplikacije doprinosi efikasnijem procesu priključenja novih objekata na prenosni sistem, omogućavajući proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa, kao i poređenje proračunatih vrednosti sa stvarnim merenjima. Funkcionalnost monitoringa u realnom vremenu osigurava brzu identifikaciju prekoračenja limita, čime se omogućava pravovremeno preduzimanje korektivnih mera. Ovakav sistemski pristup unapređuje pouzdanost elektroenergetskog sistema, smanjuje rizik od negativnih uticaja harmonijskih izobličenja i omogućava dosledno poštovanje zahteva u domenu kvaliteta električne energije.

ZAHVALNOST

Ovaj dokument je izrađen na osnovu rada koji se odvija u okviru projekta koji se finansira uz pomoć Evropske unije. Sadržaj ovog dokumenta je isključiva odgovornost autora i ni pod kojim okolnostima se ne može smatrati da odražava stav Evropske unije.

7 LITERATURA

- [1] Pravila o radu prenosnog sistema, novembar, 2023. godine.
- [2] Pravila za priključenje objekata na prenosni sistem, novembar, 2023. godine.
- [3] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, IEC/TR 61000-3-6, 2008.
- [4] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, IEC/TR 61000-3-7, 2008.
- [5] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-13: Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 1.0, IEC/TR 61000-3-13, 2008.
- [6] Python, <https://www.python.org/>
- [7] U. Manual, PowerFactory 2022, 2022

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.25](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.25)**C2.25****PROVERA INTEGRITETA MREŽNIH MODELA SA ASPEKTA INFORMACIONE
BEZBEDNOSTI****VALIDATION OF GRID MODEL INTEGRITY FROM THE INFORMATION SECURITY
ASPECT****Dušan Prešić, Andrijana Prešić, Marija Miljuš, Srđan Subotić***

Kratak sadržaj: Poverljivost-integritet-dostupnost (*Confidentiality, Integrity, Availability* – CIA) trijada je vodeći model koji se koristi za pronalaženje ranjivosti i metoda za minimiziranje pretnji u vezi sa bezbednošću informacija. U slučaju operativnog planiranja elektroenergetskog sistema (EES), ključni skupovi podataka su individualni mrežni modeli (*Individual Grid Model* – IGM) i spojeni mrežni modeli (*Common Grid Model* – CGM), pošto se podaci sadržani u ovim modelima mreže koriste za predviđanje očekivanog ponašanja EES-a u budućnosti. U okviru ENTSO-E zajednice sprovedeno je mnogo različitih kontrolnih mera kako bi se zaštitila poverljivost i dostupnost pomenutih mrežnih modela, dok integritet ovih modela nije bio toliko u fokusu.

Kao deo R²D² (*Reliability, Resilience and Defense technology for the griD*) projekta, finansiranog kroz program *Horizon Europe*, implementiran je KSI (*Keyless Signature Infrastructure*) sistem koji proverava integritet IGM-a i CGM-a. Koristeći specifičnu *blockchain* tehnologiju, KSI sistem je u poziciji da obradi ove modele mreže i kreira datoteku potpisa koja predstavlja dokaz integriteta podataka.

U radu su opisani opšti koncepti u vezi sa KSI sistemom i KSI *blockchain* tehnologijom, kako se može dokazati integritet podataka i kako se KSI sistem primenjuje u procesu kreiranja CGM-a.

Ključne reči: CIA trijada, Bezbednost informacija, Operativno planiranje, Blockchain tehnologija, R2D2, Horizon Europe

Abstract: The CIA (Confidentiality, Integrity, Availability) triad is a guiding model used to find vulnerabilities and methods to minimize threats related to information security. In the case of operational planning of the Electrical Power and Energy System (EPES), the key datasets are Individual Grid Models (IGMs) and Common Grid Models (CGMs), since data contained in these grid models is used to forecast expected EPES behavior in the future.

* Dušan Prešić, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, dusan.presic@scc-rsci.com
Andrijana Prešić, Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade, andrijana.presic@scc-rsci.com
Marija Miljuš, EMS AD, marija.miljus@ems.rs
Srđan Subotić, EMS AD, srdjan.subotic@ems.rs

Many different control measures have been implemented within the ENTSO-E community to protect the confidentiality and availability of the mentioned grid models, while the integrity of these models was not so much the focus.

As part of the R²D² (Reliability, Resilience and Defense technology for the griD) project, funded through the Horizon Europe program, the KSI (Keyless Signature Infrastructure) system was implemented to validate the integrity of IGMs and CGMs. Using specific blockchain technology, the KSI system is in a position to process these grid models and create a signature file, which represents a proof of data integrity.

The paper describes general concepts related to the KSI system and KSI blockchain technology, how the integrity of data could be proved, and how the KSI system is implemented in the CGM building process.

Key words: *CIA triad, Information security, Operational planning, Blockchain technology, R2D2, Horizon Europe*

1 UVOD

Sa rastućom digitalizacijom, zaštita informacija postala je prioritet za kompanije, vlade i pojedince. Poverljivost-integritet-dostupnost (*Confidentiality, Integrity, Availability* – CIA) trijada predstavlja osnovni model u informacionoj bezbednosti, koji usmerava razvoj bezbednosnih politika, strategija upravljanja rizikom i mehanizama odbrane. Poverljivost osigurava da osetljive informacije budu dostupne samo ovlašćenim korisnicima, integritet štiti podatke od neovlašćenih izmena, dok dostupnost garantuje da informacije i sistemi ostanu pristupačni kada su potrebni.

Pri operativnom planiranju elektroenergetskog sistema (EES), ključne informacije su sadržane u individualnim mrežnim modelima (*Individual Grid Model* – IGM) i spojenim mrežnim modelima (*Common Grid Model* – CGM). S obzirom na to da se ove informacije koriste za predviđanje budućeg ponašanja EES-a, u ENTSO-E zajednici preduzete su brojne tehničke mere kako bi se osigurala poverljivost i dostupnost datih mrežnih modela na OPDE (*Operational Planning Data Environment*) platformi, dok je integritet ostao u drugom planu. Integritet podataka znači da su oni pouzdani, potpuni i da ih neovlašćeni korisnik nije menjao ili modifikovao. Integritet podataka se održava samo ako su podaci autentični, tačni i pouzdani. Nedostatak adekvatnih mehanizama za zaštitu integriteta podataka može dovesti do ozbiljnih posledica u operativnom planiranju EES-a. Greške u unosu, neusklađenost između IGM-ova i CGM-ova koji se odnose na isti vremenski trenutak, nenamerne ili zlonamerne izmene podataka mogu ugroziti tačnost predikcija i donošenje odluka zasnovanih na tim podacima. Bez adekvatnih kontrola integriteta, postoji rizik da se odluke donose na osnovu netačnih ili nepotpunih informacija, što može negativno uticati na sigurnost i efikasnost rada EES-a. Stoga je neophodno uvesti strože mere zaštite integriteta podataka, uključujući napredne metode provere tačnosti, automatizovane sisteme detekcije anomalija i uspostavljanje jasnih standarda za razmenu podataka unutar ENTSO-E zajednice.

U okviru *Horizon Europe* programa Evropske unije za istraživanje i inovacije, finansiran je R²D² (*Reliability, Resilience and Defense technology for the griD*) projekat (ID: 101075714), koji ima za cilj jačanje pouzdanosti i otpornosti EES-a u Evropi. Kroz razvoj inovativnih alata za procenu rizika, prevenciju pretnji i unapređenje održavanja infrastrukture, R²D² projekat pomaže u zaštiti elektroenergetske mreže od fizičkih i sajber pretnji, čime se obezbeđuje sigurniji i otporniji EES, što doprinosi stabilnosti snabdevanja i jačanju evropske energetske bezbednosti.

U okviru srpskog testnog okruženja (*Serbian pilot site*) implementiran je KSI (*Keyless Signature Infrastructure*) sistem koji proverava integritet IGM-a i CGM-a. Koristeći KSI *blockchain* tehnologiju, KSI sistem je u poziciji da obradi ove modele mreže i kreira datoteku potpisa koja predstavlja dokaz integriteta podataka. Dodatna vrednost ove provere integriteta za operatore prenosnog sistema (*Transmission System Operator – TSO*) i regionalne koordinacione centre (*Regional Coordination Centre – RCC*) mogla bi biti sledeća:

- Sposobnost reagovanja na zlonamerne aktivnosti, ljudsku grešku i opštu korupciju podataka kada je operativno planiranje zasnovano na lažnim ili pokvarenim podacima – ovo dovodi do smanjenja prekida energetske usluga i poremećaja;
- Pruža dokaze koji se mogu koristiti za rešavanje sporova između uključenih strana u slučaju neovlašćene modifikacije podataka;
- Pruža zadovoljenje nekih regulatornih aspekata bezbednosti informacija (na nacionalnom nivou ili nivou EU).

Cilj ovog rada je da prikaže kako se KSI *blockchain* tehnologija može koristiti za kontrolu integriteta mrežnih modela – skupova poverljivih podataka koji se svakodnevno koriste od strane TSO-a i RCC-a za procese operativnog planiranja EES-a. U okviru Poglavlja 2 prikazani su osnovni koncepti vezani za *blockchain* tehnologiju uopšte, ali i za specifičnu KSI *blockchain* tehnologiju koja se koristi za proveru integriteta mrežnih modela sa aspekta informacione bezbednosti. Poglavlje 3 opisuje na koji način je KSI sistem implementiran u srpsko testno okruženje R²D² projekta, da bi Poglavlje 4 dalo opis na koji način je KSI sistem integrisan u proces prognoze zagušenja za dan unapred (*Day-Ahead Congestion Forecast – DCAF*). Poglavlje 5 daje zaključke rada, a poslednje dve celine predstavljaju Zahvalnicu i Literaturu.

2 KSI BLOCKCHAIN TEHNOLOGIJA

Blockchain predstavlja distribuiranu repliciranu bazu podataka, koja je organizovana u formi jednostruko spregnute liste (lanac) [1]. Karike u ovom lancu predstavljaju blokove sa podacima, koji se posle grupisanja štite kriptografskim metodama. Otuda i naziv *blockchain*, odnosno „lanac blokova“. U poređenju sa klasičnim bazama podataka, *blockchain* tehnologija nema centralno mesto čuvanja podataka, već se za to koristi čvor-na-čvor komunikacija (*Peer to peer – P2P*) u okviru distribuirane *blockchain* mreže. Čvorovi mreže koji učestvuju u realizaciji servisa poseduju kopiju svih zapisa, te stalno međusobno komuniciraju i sinhronizuju zapise [1]. Pored toga, uloga pojedinih čvorova je i da stalno vrše verifikaciju autentičnosti zapisa koji se nalaze u lancu, te da odbace predložene blokove podataka, ukoliko ne prođu verifikaciju [1]. Zahvaljući P2P arhitekturi, poverenje u ispravnost podataka na datoj *blockchain* mreži se ne dobija od nekog centralnog autoriteta (banka, vladina služba, notar, itd.), već se to poverenje ostvaruje validacijom novog bloka korišćenjem mehanizma konsenzusa koji mora biti potvrđen od 51% čvorova u datoj mreži. Svaki validiran blok dobija svoju jedinstvenu vremensku oznaku (*eng. timestamp*) i potpis (*eng. hash*), te se kao takav propagira na ostale čvorove u mreži [1]. Pri dodavanju svakog narednog validiranog bloka, inkrementira se brojač potvrda za prethodno upisane blokove, te se dalje smanjuje verovatnoća da su oni lažni [1]. Dakle, protokom vremena i povećanjem broja čvorova u mreži raste pouzdanost zapisanih podataka, tj. poverljivi podaci sadržani u blokovima se mogu smatrati nepromenljivim.

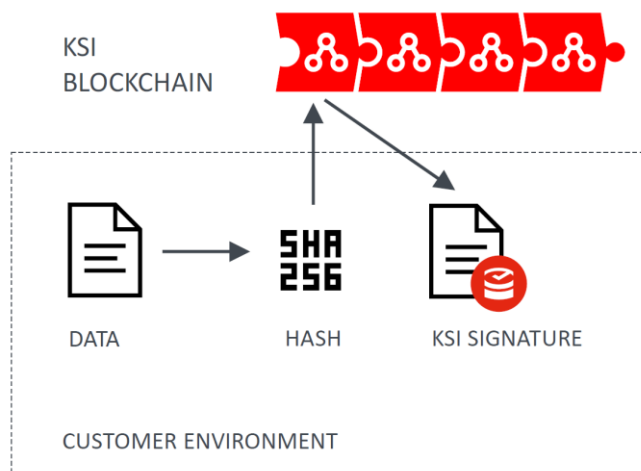
Estonija je jedno od vodećih informacionih društava u svetu. Više od dve decenije, ova zemlja unapređuje digitalizaciju svog društva. Još 2000. godine, Estonija je proglasila pristup internetu ljudskim pravom, što je podstaklo širenje internet pristupa u ruralnim oblastima i omogućilo

inovativnu upotrebu digitalnih tehnologija. Estonija teži širenju digitalnih usluga i implementaciji tehničkih i pravnih rešenja koja podržavaju digitalne interakcije između građana i države. Kriptografske tehnologije predstavljaju osnovu sigurnosti takvih interakcija. Još jedan važan deo pravnog okvira jeste obavezno sprečavanje dupliranja podataka u bazama (*eng. once-only writing*) – nijedna informacija se ne skladišti dva puta, a svaka izmena mora biti izvršena na glavnom zapisu. Ovakav sistem omogućava precizno evidentiranje i reviziju pristupa podacima i upita koji se odnose na lične zapise. Iz tog razloga postoji jasna motivacija za korišćenje *blockchain* tehnologije, koja garantuje otkrivanje pokušaja manipulacije podacima, bilo da dolaze od internih ili eksternih aktera, pa čak i od potencijalnih državnih entiteta sa značajnim računsko-logističkim resursima. [2]

U estonskim primenama *blockchain* tehnologije, KSI *blockchain* tehnologija zauzima centralno mesto. KSI generiše i održava *blockchain* koji sadrži distribuiranu glavnu knjigu (*eng. ledger*). Ova tehnologija je integrisana u ključne državne registre, uključujući poslovni registar, registar nepokretnosti, nasledni registar, digitalne sudske spise i zvanična saopštenja. KSI *blockchain* se koristi za interne i eksterne procese kako bi se očuvao integritet podataka i omogućilo efikasno otkrivanje namernih i nenamernih izmena u podacima u stanju mirovanja (*eng. data-at-rest*). Pored toga, upotreba KSI *blockchain* omogućava nezavisnu verifikaciju od strane trećih lica i služi kao dugoročni forenzički dokaz postojanja podataka. [2]

KSI *blockchain* tehnologija, koju je razvila kompanija Guardtime za pomenute potrebe estonskog društva, predstavlja specifičnu *blockchain* tehnologiju osmišljenu za obezbeđivanje integriteta podataka bez oslanjanja na tradicionalne PKI (*Public Key Infrastructure*) sisteme. Za razliku od PKI, koji zahteva složeno upravljanje ključevima, KSI omogućava proveru integriteta podataka bez potrebe za korišćenjem ključeva ili pouzdanih autoriteta. Osnovni princip rada KSI *blockchain* tehnologije (prikazan na Slici 1) sastoji se od sledećih koraka:

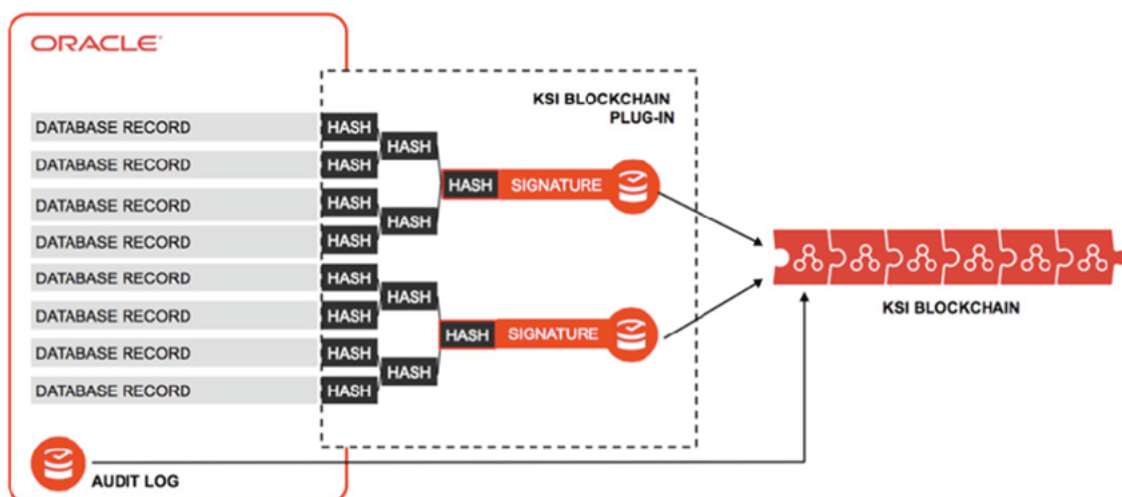
- U okviru korisničkog okruženja, podaci se šifruju pomoću određenog kriptografskog *hash*-algoritma, koji podacima proizvoljne dužine dodeljuje *hash*-kod fiksne dužine;
- *Hash*-kod se onda posebnim tehnikama ugrađuje u KSI *blockchain*;
- KSI *blockchain* generiše datoteku potpisa (*eng. signiture file*) koja predstavlja dokaz integriteta inicijalnih podataka, vremenskog trenutka kada su podaci upisani i entiteta koji ih je upisao.



Slika 1: Pojednostavljeni princip rada KSI *blockchain* tehnologije [3]

Ovakav koncept obezbeđuje visok nivo privatnosti korisničkih podataka, jer oni nikada ne izlaze van korisničkog okruženja, pošto se šifrovanje podataka vrši isključivo u okviru korisničkog okruženja, a samo *hash*-kod se prosleđuje spolja u KSI *blockchain* mrežu. Proces generisanja datoteke potpisa detaljno je opisan u okviru literature [4], a suštinski se sastoji od sledećih koraka (prikazanih na Slici 2):

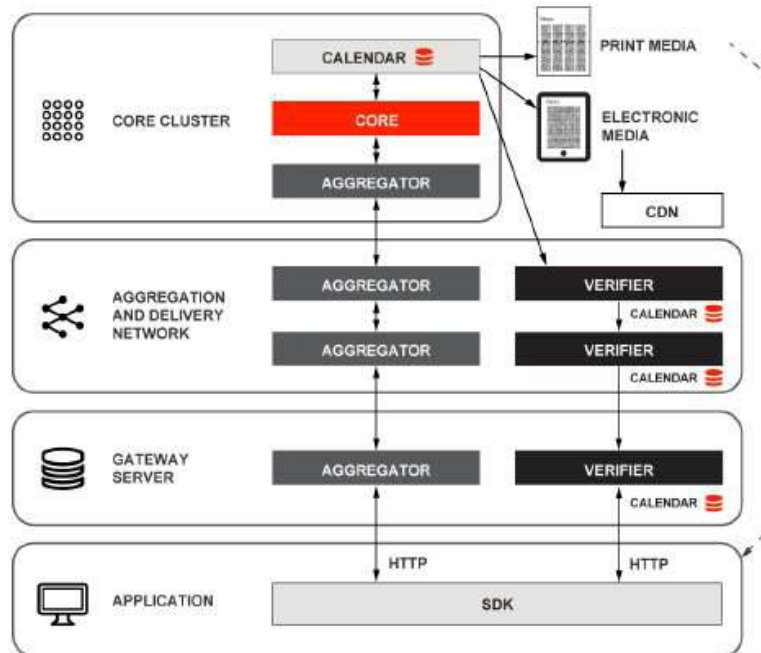
- Šifrovanje podataka – Svaki deo podataka se transformiše u jedinstveni *hash*-kod pomoću kriptografskih *hash*-algoritama. Ovaj *hash*-kod služi kao digitalni otisak podataka;
- Konstrukcija Merklovog stabla – Pojedinačni *hash*-kodovi podataka organizuju se u hijerarhijsku strukturu poznatu kao Merklovo stablo. U ovom stablu, *hash*-kodovi podataka predstavljaju „list“ čvorove, a svaki čvor koji nije „list“ (a koji se naziva grana, unutrašnji čvor ili inod) je označen kriptografskim *hash*-kodom njegovih podređenih čvorova. Krajnji rezultat je jedinstveni *hash*-kod „korena“ Merklovog stabla, koji predstavlja ceo skup podataka;
- Agregacija – *Hash*-kodovi „korena“ Merklovog stabla iz više klijenata se prikupljaju i dodatno agregiraju na hijerarhijski način. Ovaj proces sprovode specijalizovani čvorovi unutar KSI infrastrukture, čime se osigurava skalabilnost i efikasnost sistema;
- Vremensko označavanje (*eng. timestamping*) i integracija u kalendarsku bazu podataka (*eng. calendar database/archive*) – Agregirani *hash*-kod se kombinuje sa vremenskim pečatom i integriše u KSI *blockchain*. Ovaj korak omogućava nezavisnu verifikaciju postojanja i integriteta podataka u određenom vremenskom trenutku;
- Verifikacija – Da bi se proverio integritet podataka, može se ponovo izračunati *hash*-kod podataka, pratiti kroz Merklovo stablo do agregiranog *hash*-koda „korena“ Merklovog stabla koji je smešten u okviru KSI *blockchain*-a i onda taj *hash*-kod podataka uporediti sa *hash*-kodom datoteke potpisa. Ako su ova dva *hash*-koda ista onda se može tvrditi da podaci nisu izmenjeni od trenutka vremenskog obeležavanja.



Slika 2: Prikaz načina generisanja datoteke potpisa [2]

Da bi se efikasno izvršilo generisanje datoteke potpisa, koristi se arhitektura KSI sistema prikazanog na Slici 3. Ovaj sistem se sastoji od četiri ključne komponente:

- Lokalna korisnička aplikacija koja proizvodi poverljive podatke se pomoću paketa za razvoj softvera (*Software Development Kit – SDK*) integriše sa KSI sistemom. Alternativno se može koristiti grafički korisnički interfejs koji je implementiran kao veb-servis koji se pokreće putem internet pretraživača (ovo rešenje je razvijeno u okviru R²D² projekta i biće detaljnije objašnjeno u Poglavlju 3);
- *Gateway server* je hardverska ili softverska komponenta na lokaciji korisnika, koja omogućava pristup KSI usluzi. *Gateway server* je protokolni adapter koji služi kao interfejs za različite aplikacije koje koriste KSI *blockchain*. On implementira prvi nivo agregacije, jer se opterećenje može predvideti i ne zahteva kanale velike propusnosti. Pored toga, *Gateway server* sadrži i *extender servis*, koji omogućava verifikaciju potpisa ; [5]
- *Aggregation and delivery network* sastavljena je od geografski rasutih skupova agregacionih servera koji se koriste za kreiranje Merkvog stabla na osnovu dolaznih zahteva [2]. Ova komponenta sistema omogućava skalabilnost, redundantnost i globalni domet u isporuci KSI usluga [5];
- *Core Cluster* su distribuirani sinhronizovani sistemi odgovorni za postizanje konsenzusa o vrednostima gornjih *hash*-kodova iz agregacionih perioda. *Core Cluster* trajno skladišti ove gornje *hash*-kodove u bazu podataka kalendara i vraća ih *Aggregation and delivery network* kao deo datoteke potpisa. Takođe, *Core Cluster* je zadužen za vremensku sinhronizaciju, koja određuje vreme izdavanja svake datoteke potpisa. [2]



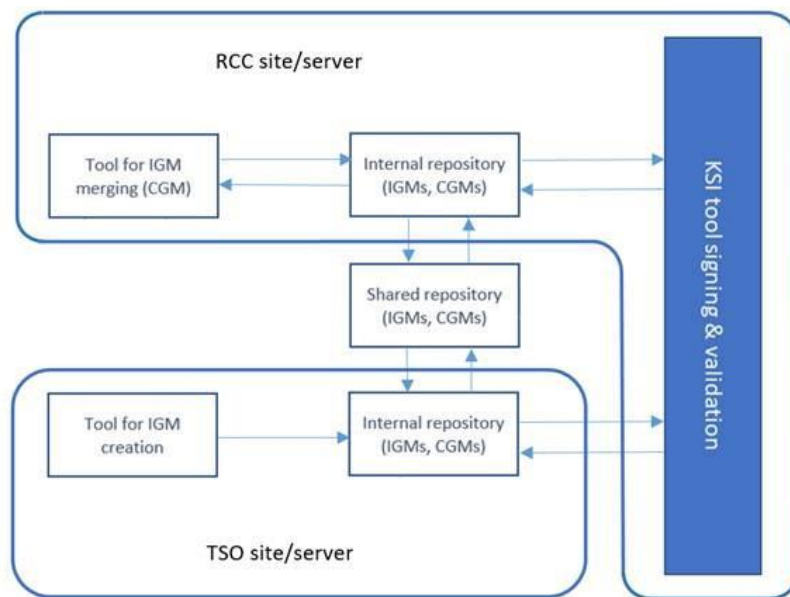
Slika 3: Arhitektura KSI sistema [5]

Ključne karakteristike KSI *blockchain* tehnologije su:

- Skalabilnost – KSI sistem može obrađivati ogromne količine podataka (milione događaja u sekundi), što ga čini pogodnim za primenu u javnom i privatnom sektoru. Takođe, prevazilazi tehnička ograničenja drugih *blockchain* tehnologija (npr. vremena potvrde transakcija);
- Nezavisna verifikacija – Vremenske oznake kreirane putem KSI sistema mogu se nezavisno verifikovati, bez potrebe za oslanjanjem na bilo kog trećeg provajdera, čime se povećavaju poverenje i transparentnost;
- Dugoročni integritet – KSI vremenske oznake su dizajnirane tako da budu neograničeno upotrebljive, bez potrebe za složenim upravljanjem kriptografskim životnim ciklusom. One ne ističu, pružaju dugoročni forenzički dokaz i otporne su na napade kvantnim računarima, čime se obezbeđuje dugoročna sigurnost podataka.

3 IMPLEMENTACIJA KSI SISTEMA U R²D² TESTNOM OKRUŽENJU

Pristup KSI sistemu za potrebe R²D² projekta u okviru srpskog testnog okruženja se ostvaruje putem veb-servisa koji se pokreće preko internet pretraživača. Lokalni *Gateway server* implementiran je u prostorijama SCC-a na virtuelnoj mašini, koja je izolovana od ostatka IT okruženja. Takođe, u SCC IT okruženju implementiran je i *Proxy* servis, koji se pokreće u *Docker container*-u. Ovaj servis omogućava sigurnu konekciju sa internetom i primenu CORS (*Cross-Origin Resource Sharing*) zaglavlja, koja su neophodna za rad KSI sistema. Arhitektura lokalnog IT okruženja, sa jednom instancom KSI sistema postavljenom u SCC prostorijama, kojoj pristupaju i korisnici iz SCC-a i EMS-a, prikazana je na Slici 4. [6]

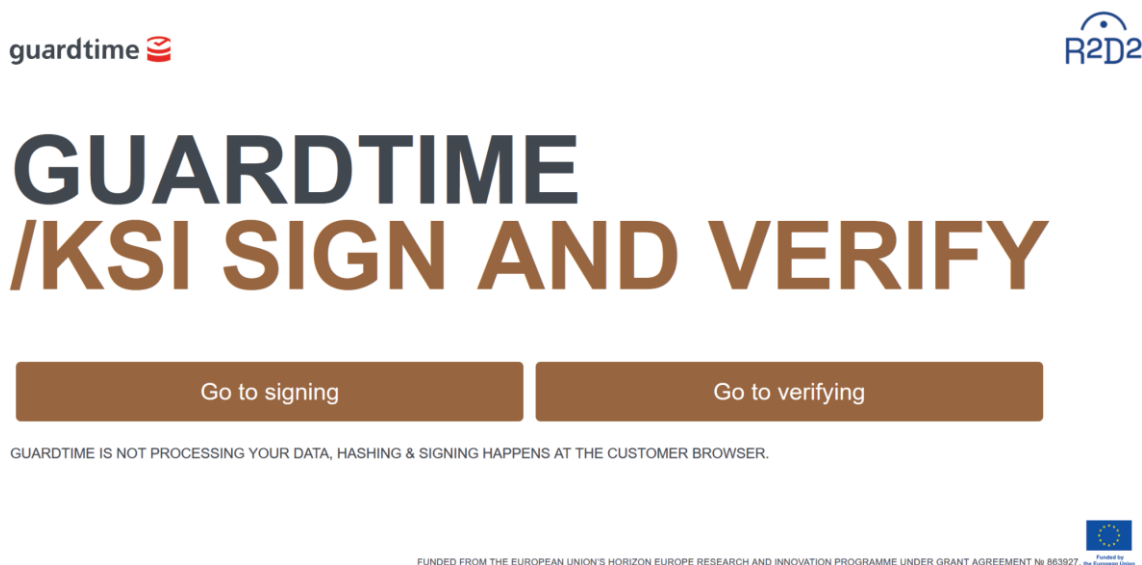


Slika 4: Arhitektura lokalnog IT okruženja u koje je implemetiran KSI sistem [6]

Interni repozitorijum se koristi za skladištenje IGM-ova, CGM-ova i datoteka potpisa. Deljeni repozitorijum obezbeđuje treća strana, u skladu sa postojećim poslovnim procesom razmene IGM/CGM podataka. RCC strana (SCC) poseduje alat za kreiranje CGM-ova, dok TSO strana (EMS) poseduje alat za kreiranje IGM-ova i da bi imala pristup KSI sistemu mora pre toga da ostvari VPN pristup na SCC-ovu IT mrežu.

Arhitektura u kojoj TSO strana ima sopstveni pristup KSI sistemu je takođe inicijalno razmatrana kao realistična situacija u praksi, ali se od nje odustalo samo zbog uštede resursa prilikom implementacije KSI sistema u okviru R²D² projekta, jer se i sa datom arhitekturom može dokazati koncept.

Slika 5 prikazuje glavni ekran korisničkog interfejsa veb-servisa KSI sistema, koji omogućava ručno potpisivanje i verifikaciju podataka. Izborom dugmeta *Go to signing*, korisnik otvara ekran za potpisivanje, gde bira fajlove koji će biti potpisani. Nakon potpisivanja, korisnik može preuzeti generisane datoteke potpisa. Isti princip se primenjuje i kod verifikacije. Izborom dugmeta *Go to verifying*, korisnik otvara ekran za verifikaciju, gde bira fajlove i pripadajuće datoteke potpisa kao ulazne podatke za proces verifikacije, koji se završava prikazom rezultata verifikacije. U zavisnosti od toga da li je bilo modifikacije mrežnih modela ili ne, status verifikacije može da bude uspešan (*Success*) ili neuspešan (*Failure*).



Slika 5: Glavni ekran korisničkog interfejsa veb-servisa KSI sistema

4 INTEGRACIJA KSI SISTEMA U DACF PROCES

Kako bi se unapredila sajber bezbednost mrežnih modela, TSO-i i RCC-i mogu koristiti KSI *blockchain* tehnologiju za kreiranje datoteke potpisa, koja predstavlja jedinstven kriptografski dokaz koji štiti integritet, vreme potpisivanja i identitet potpisnika mrežnog modela. Primalac modela koristi kriptografske dokaze sadržane u datoteci potpisa za verifikaciju modela, kako bi se osiguralo da je mrežni model originalan i da nije izmenjen, bilo slučajno, zlonamerno, usled *bit-flip* greške ili korupcije podataka [7]. Ako je čak i jedan bit u modelima ili datoteci potpisa izmenjen, verifikacija će prikazati grešku sa odgovarajućom porukom, omogućavajući primaocu (ili bilo kome ko vrši verifikaciju) da započne istragu [7].

Za testiranje primene KSI sistema u okviru operativnog planiranja EES-a izabran je DACF proces, gde operatori TSO-a kreiraju IGM-ove za naredna 24 sata, koristeći najbolje prognoze proizvodnje, potrošnje, topologije i prekograničnih razmena. Ovi modeli se zatim dostavljaju RCC-ima. Operatori RCC-a validiraju IGM-ove na osnovu sintakse, semantike i pravila tokova snage, a zatim ih objedinjuju u CGM-ove, koji se vraćaju TSO-ima. IGM-ovi i CGM-ovi u UCTE formatu se razmenjuju putem *Electronic Highway* (EH) platforme i predstavljaju osnovu za dalje poslove u okviru operativnog planiranja rada EES-a, kao što su: analiza sigurnosti sistema, proračun prekograničnih kapaciteta, koordinacija planova isključenja, itd.

S obzirom na to da su IGM-ovi ključni ulaz za kreiranje CGM-ova i da se oba tipa modela skladište u deljenim repozitorijumima kako bi bili dostupni RCC-ima i TSO-ima, izuzetno je važno osigurati integritet podataka u IGM-ima i CGM-ima.

Preliminarna demonstracija KSI sistema u okviru DACF procesa izvedena je tokom pet radnih dana decembra 2024. godine, i obuhvatala je proveru integriteta IGM-ova koje je EMS kreirao, kao i proveru integriteta CGM-ova koje je SCC kreirao. Provera integriteta IGM-ova svakodnevno je rađena na sledeći način:

- Operator EMS-a je kreirao 24 DACF IGM-a koristeći eTNA (*enterprise Transmission Network Analyzer*) alat i prosleđivao ih je SCC-u putem EH (u skladu sa postojećom procedurom);
- Nakon toga, operator EMS-a je IGM-ove ručno učitavao u KSI sistem, kako bi on automatski potpisivao učitane IGM-ove i kreirao 24 datoteke potpisa IGM-ova;
- Po završetku prethodnog koraka, operator EMS-a je preuzimao datoteke potpisa IGM-ova, a zatim ih postavljao na repozitorijum *Alfresco*;
- Operator SCC-a je preuzimao IGM-ove sa EH i odgovarajuće datoteke potpisa IGM-ova sa repozitorijuma *Alfresco*, a zatim ih skladištio na lokalnom repozitorijumu;
- Zatim su IGM-ovi verifikovani pomoću KSI sistema, tako što ih je operator SCC-a ručno učitavao zajedno sa pripadajućim datotekama potpisa IGM-ova;
- Na kraju se u interfejsu KSI sistema prikazivao status verifikacije pored imena svakog IGM-a.

Nakon završetka procesa verifikacije integriteta IGM-ova, operator SCC-a je koristio EMS-ove IGM-ove i IGM-ove ostalih TSO-a Kontinentalne Evrope da kreira CGM-ove. Provera integriteta CGM-ova svakodnevno je rađena na sledeći način:

- Operator SCC-a je kreirao 24 DACF CGM-a koristeći alat eTNA i prosleđivao ih EMS-u putem EH (u skladu sa postojećom procedurom);
- Nakon toga, operator SCC-a je CGM-ove ručno učitavao u KSI sistem, kako bi on automatski potpisivao učitane CGM-ove i kreirao 24 datoteke potpisa CGM-ova;
- Po završetku prethodnog koraka, operator SCC-a je preuzimao datoteke potpisa CGM-ova, a zatim ih postavljao na repozitorijum *Alfresco*;
- Operator EMS-a je preuzimao CGM-ove sa EH i odgovarajuće datoteke potpisa CGM-ova sa repozitorijuma *Alfresco*, a zatim ih skladištio na lokalnom repozitorijumu;
- Zatim su CGM-ovi verifikovani pomoću KSI sistema, tako što ih je operator EMS-a ručno učitavao zajedno sa pripadajućim datotekama potpisa CGM-ova;
- Na kraju se u interfejsu KSI sistema prikazivao status verifikacije pored imena svakog CGM-a.

Tokom testiranja primene KSI sistema u okviru DACF procesa ukupno je verifikovano nekoliko stotina IGM-ova i CGM-ova, pri čemu su određeni mrežni modeli bili namerno modifikovani da bi se testiralo da li je KSI sistem u stanju da prepozna situacije u kojima je integritet modela ugrožen. U slučajevima kada je status verifikacije uspešan, kao što je prikazano na Slici 6, interfejs KSI sistema prikazuje izveštaj verifikacije u kome se navodi: entitet koji je izvršio potpisivanje, vremenski trenutak potpisivanja, vrednosti *hash*-kodova mrežnog modela i datoteke potpisa, informaciju da nije bilo proširenja, string publikacije i identifikacioni broj sertifikata.

20241202_0030_FO1_RS0.UCT		SUCCESS
Signed by		ot.a8oHB4
Signed at		1/29/2025, 12:19:31 PM
Signed document hash	010E8DD2FD156C5F08DBDA41BA1C32C6CD3F40F69C180B4185D3F1F908E02B72CE	
Provided document hash	010E8DD2FD156C5F08DBDA41BA1C32C6CD3F40F69C180B4185D3F1F908E02B72CE	
Is extended		false
Publications string	AAAAADHTIHMGANOHGFSHRG6CCRKKEMMSPD5ETBTOMWUPZIK7P4VEZBUZQT5T5Q4L PWL3H	
Certificate ID		10710A9C

Slika 6: Izveštaj nakon uspešne verifikacije integriteta mrežnog modela

U slučajevima kada je status verifikacije neuspešan, kao što je prikazano na Slici 7, interfejs KSI sistema prikazuje izveštaj verifikacije u kome se navodi: razlog neuspešne verifikacije, kao i vrednosti *hash*-kodova mrežnog modela i datoteke potpisa. Očigledno je da se prilikom modifikacije mrežnog modela promeni njegov *hash*-kod u odnosu na onaj koji je zapisan u datoteci potpisa i da se na osnovu toga može detektovati ugrožavanje integriteta mrežnih modela.

20241204_0730_FO3_UX0.UCT		FAILURE
		GEN-01 - Wrong document
Signed document hash	01BA18EA4C7EF6AB048CA2DED36F3FEEBD4A54C3A9ED1B10ECC0626A30C803BB85	
Provided document hash	019DFC95B32357D195FD3ED82B7E772D83BF11B2A1123D3B70715A59E5A9DBA0F7	

Slika 7: Izveštaj nakon neuspešne verifikacije integriteta mrežnog modela

Ove namerne modifikacije su obuhvatile promene naziva i promene sadržaja datoteke mrežnog modela. Zanimljivo je naglasiti da nakon ispravke greške u mrežnom modelu, dati mrežni model i dalje nije mogao da prođe verifikaciju, bez obzira na to što on u sebi ima iste informacije kao i u trenutku potpisivanja. Razlog tome je što se vreme čuvanja mrežnog modela (zajedno sa ostalim tzv. meta-podacima) koristi prilikom kreiranja *hash*-koda. Zato ispravka modifikacije u okviru mrežnog modela ne pruža povratak integriteta podataka i to KSI sistem odlično detektuje – jednom narušen integritet podataka ostaje trajno narušen bez obzira na ispravku modifikacije. KSI sistem je tokom čitavog perioda testiranja uspešno detektovao sve modifikacije mrežnih modela nakon potpisivanja.

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu je prikazana integracija KSI sistema u okviru DACF procesa operativnog planiranja rada EES-a, sa ciljem da se omogući provera integriteta mrežnih modela sa aspekta informacione bezbednosti, s obzirom da to nije trenutna praksa u okviru ENTSO-E zajednice. Da bi pomenuto ispitivanje bilo moguće sprovesti izvršena je implementacija KSI sistema u srpsko testno okruženje u okviru R²D² projekta. Na osnovu prikazanih rezultata preliminarne demonstracije KSI sistema u okviru DACF procesa, mogu se izvesti sledeći zaključci [8]:

- KSI sistem je uspešno implementiran u IT okruženje SCC-a;
- KSI sistem je lako integrisan u DACF proces na strani TSO-a i RCC-a;
- Sve ključne funkcionalnosti KSI sistema rade u skladu sa očekivanjima.

Ovo konceptualno testiranje je pokazalo potencijal primene KSI *blockchain* tehnologije u cilju potvrde integriteta mrežnih modela, te se ovo rešenje može primeniti na OPDE platformu koja se koristi za razmenu mrežnih modela u CGMES (*Common Grid Model Exchange Standard*) formatu, tako što se KSI sistem iskoristi za potpisivanje svih mrežnih modela neposredno pre nego što budu objavljeni na OPDE platformi. Na taj način, integritet mrežnih modela bi mogao biti proveren i dokazan u svakom trenutku, što danas nije slučaj.

Sa KSI *blockchain* tehnologijom implementiranom u IT okruženju TSO-a i RCC-a, istorija podataka ne može biti izmenjena od strane bilo koga, a autentičnost mrežnih modela može se matematički dokazati. To znači da niko – ni hakeri, ni sistemski administratori, pa čak ni sami vlasnici mrežnih modela – ne može manipulirati podacima, a da to ostane neprimećeno.

ZAHVALNICA

Rad je deo *Horizon Europe* projekta R²D² (*Reliability, Resilience and Defense technology for the grid*, ID: 101075714). Ovaj dokument je urađen uz finansijsku pomoć Evropske Unije. Sadržaj ovog dokumenta je isključivo odgovornost autora i ni pod kojim okolnostima se ne može smatrati da odražava stav Evropske Unije.

LITERATURA

- [1] Miroslav Minović, „Blockchain tehnologija: mogućnosti upotrebe izvan kripto valuta“, INFOTECH 2017, Arandjelovac, jun 2017;
- [2] Ivan Martinović, Lucas Kello, Ivo Sluganović, „Blockchains for Governmental Services: Design Principles, Applications, and Case Studies“, Oxford University's Centre for Technology and Global Affairs, Working Paper Series – No. 7, decembar 2017;
- [3] Blockchain in Estonia & project PRIVILEGE H2020, <https://northsearegion.eu/media/11757/20191217-guardtime.pdf>, 28.03.2025;
- [4] Ahto Buldas, Andres Kroonmaa, Risto Laanoja, „Keyless Signatures' Infrastructure: How to Build Global Distributed Hash-Trees“, Cryptology ePrint Archive, 2013/834, decembar 2013;

- [5] Keyless Signature Infrastructure – Massive-Scale System Integrity, https://m.guardtime.com/files/KSI_data_sheet_201509-2.pdf, 28.03.2025;
- [6] R²D² project consortium, „D5.2 Final Version of the Prevention Systems For Energy Infrastructures Security“, septembar 2024;
- [7] R²D² project consortium, „D2.3 Final version of the R2D2 Requirements and Detailed Architecture Design“, januar 2024;
- [8] R²D² project consortium, “D7.3 R²D² ecosystem integration and testing”, mart 2025.

Ц3 Одрживост ЕЕС-а и перформансе заштите животне средине

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.01)**C3.01****IDEJNO REŠENJE DEKARBONIZACIJE PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U
TE NIKOLA TESLA PRIMENOM VODONIČNIH TEHNOLOGIJA SA OBNOVLJIM
IZVORIMA ENERGIJE****CONCEPTUAL SOLUTION FOR THE DECARBONIZATION OF ELECTRICITY
PRODUCTION AT TPP NIKOLA TESLA BY APPLYING HYDROGEN TECHNOLOGIES
WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES****Jelica Janićijević, Danilo Vlahović, Александар Латиновић, Željko Đurišić***

Kratak sadržaj: Osnovni problem integracije obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetskim sistemima (EES) predstavlja problem bilansiranja, odnosno usklađivanje dijagrama proizvodnje iz OIE i zahteva potrošnje. Zbog intermitentnosti i neupravljivosti proizvodnje iz OIE, za stabilan rad sistema i pouzdano snabdevanje električnom energijom neophodno je obezbediti izvore upravljive proizvodnje. Sa druge strane, potiskivanje i gašenje termoelektrana u procesu dekarbonizacije, koje je predviđeno integrisanim nacionalnim i klimatskim planom, smanjuje raspoloživu upravljivu energiju što ugrožava uslove bilansiranja i energetske nezavisnosti EES-a. Jedan od načina prevazilaženja problema integracije OIE u EES je korišćenje OIE za proizvodnju vodonika i njegovih derivata koji se mogu skladištiti i sagorevati u gasnim elektranama. U ovom radu analizirani su uslovi izgradnje energetskog kompleksa za proizvodnju, skladištenje i upotrebu vodonika na lokaciji postojeće TE Nikola Tesla A. Osnovna ideja je da se u ovoj elektrani u perspektivi izvrši prelazak na obnovljivo gorivo, odnosno da se suštinski elektrana ne gasi, već da se izvrši supstitucija primarnog goriva, tako da ova termoelektrana pređe sa lignita i konvencionalnih kotlovskih sistema na vodonično gorivo sa gasnoturbinskim postrojenjima. Na ovaj način bi se značajan deo postojeće infrastrukture termoelektrane zadržao, a pre svega priključno postrojenje i infrastruktura prenosne mreže, koja je decenijama razvijana i optimizovala sa postojanjem jakog generatorskog čvorišta na mestu postojeće TE Nikola Tesla. U ovom radu biće sagledan potencijal za proizvodnju vodonika iz fotonaponskih panela koji bi bili izgrađeni na mestu postojećih Kolubarskih kopova. Biće prikazano idejno rešenje tehnološke šeme procesa proizvodnje, skladištenja i upotrebe vodonika i proračunata energetska efikasnost ovakvog procesa. Na osnovu dostupnih informacija o cenama opreme i održavanja, biće procenjeni troškovi proizvodnje električne energije koji se mogu očekivati u ovakvom postrojenju.

* Jelica Janićijević, student, jelicajanicijevic616@gmail.com

Danilo Vlahović, Student, dvlahovic003@gmail.com

Aleksandar Latinović, ЈП Електропривреда Србије, aleksandar.latinovic@eps.rs

Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, djurisic@etf.rs

Osnovna ideja je da se u periodima niske cene električne energije na tržištu, proizvodnja iz fotonaponske elektrane usmerava na proizvodnju vodonika, koji će biti skladišten i korišćen u periodima kada je cena električne energije visoka i kada postoje nedostaci električne energije u sistemu. Pored proizvodnje iz fotonaponske elektrane, proizvodnja vodonika može biti obezbeđivana i iz prenosne mreže u uslovima niskih cena električne energije. Dobijena toplotna energije u procesu proizvodnje i sagorevanja vodonika može biti delom iskorišćena za napajanje toplotnog konzuma.

Ključne reči: *Vodonik, Obnovljivi izvori energije (OIE), Dekarbonizacija, Te Nikola Tesla*

Abstract: The primary challenge of integrating renewable energy sources (RES) into power systems (PS) is the issue of balancing, aligning the production profile from RES with consumption demands. Due to the intermittent and uncontrollable nature of RES generation, ensuring stable system operation and a reliable electricity supply requires controllable generation sources. On the other hand, the phasing out and shutdown of thermal power plants in the decarbonization process, as outlined in integrated national and climate plans, reduce the available controllable energy, threatening both system balancing and the energy independence of the power system. One possible solution to overcoming the challenges of RES in PS is to use RES for hydrogen production and its derivatives, which can be stored and burned in gas-fired power plants. This study analyzes the conditions for constructing an energy complex for hydrogen production, storage, and utilization at the site of the existing TPP Nikola Tesla A. The fundamental idea is to transition this power plant to renewable fuel in the future, meaning that the plant would not be shut down but rather undergo a substitution of its primary fuel. This would involve shifting from lignite and conventional boiler systems to hydrogen fuel with gas turbine systems. In this way, a significant portion of the existing infrastructure of the thermal power plant would be retained, particularly the connection facilities and the transmission network infrastructure, which have been developed and optimized over decades around the presence of a strong generation hub at the site of the existing TPP Nikola Tesla. This study will explore the potential for hydrogen production from photovoltaic panels that would be installed on the site of the existing Kolubara mines. A conceptual solution for the technological scheme of the hydrogen production, storage, and utilization process will be presented, along with an energy efficiency assessment of this process. Based on available information on equipment and maintenance costs, the expected costs of electricity production in such a facility will be estimated. The core idea is that during periods of low electricity prices on the market, production from the photovoltaic power plant would be directed toward hydrogen production, which would be stored and used during periods of high electricity prices and system shortages. In addition to production from the photovoltaic power plant, hydrogen production could also be supplied from the transmission grid during periods of low electricity prices. The thermal energy generated in the process of hydrogen production and combustion processes could be partially utilized for thermal supply needs.

Key words: *Hydrogen, Renewable Energy Sources (RES), Decarbonization, TPP Nikola Tesla*

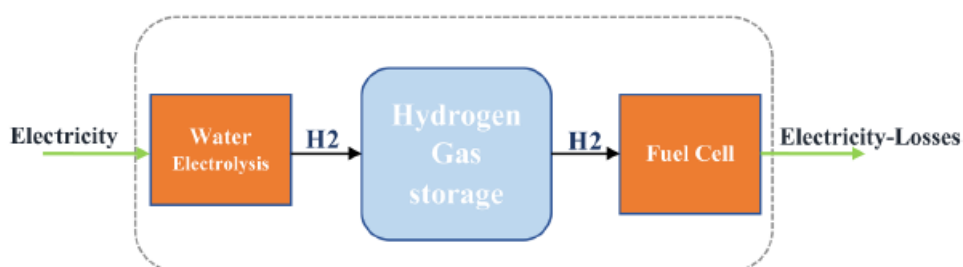
1 UVOD

Na konferenciji o klimatskim promenama u Katovicama 2018. godine potvrđeno je da emisije gasova sa efektom staklene bašte direktno utiču na globalno zagrevanje. Najveći izvor ovih emisija je sagorevanje fosilnih goriva. Koncentracija ugljen-dioksida (CO₂) u atmosferi povećala se za više od 40% u poređenju sa predindustrijskim dobom, dok su emisije metana i azotnog oksida takođe značajno porasle.

Danas se širom sveta implementira veliki broj obnovljivih izvora energije (OIE) kako bi se smanjila emisija gasova staklene bašte. Na primer, Evropska unija je uspostavila plan za smanjenje emisije gasova staklene bašte za 80% do 2050. godine i podstiče upotrebu OIE.

Globalni energetske sektor suočava se sa izazovima dekarbonizacije i prelaska na obnovljive izvore energije, pri čemu vodonik i njegovi derivati postaju ključni elementi u procesu tranzicije. Osnovni problem integracije obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetskim sistemima (EES) predstavlja problem bilansiranja, odnosno usklađivanje dijagrama proizvodnje iz OIE i zahteva potrošnje. Zbog intermitentnosti i neupravljivosti proizvodnje iz OIE, za stabilan rad sistema i pouzdano snabdevanje električnom energijom neophodno je obezbediti izvore upravljive proizvodnje. Sa druge strane, potiskivanje i gašenje termoelektrana u procesu dekarbonizacije, koje je predviđeno integrisanim nacionalnim i klimatskim planom, smanjuje raspoloživu upravljivu energiju što ugrožava uslove bilansiranja i energetske nezavisnosti EES-a.

Vodonik ima ključnu ulogu za skladištenje energije proizvedene iz OIE putem elektrolize vode, čime se omogućava kasnija konverzija u električnu energiju sagorevanjem u gasnim turbinama ili gorivnim ćelijama, Slika 1, Jedini nusprodukt sagorevanja biće voda, što dovodi do toga da imamo totalnu zelenu energiju, zbog toga se često taj vodonik naziva zelenim vodonikom.



Slika 1: Šema sistema za proizvodnju i skladištenje vodonika i sagorevanja u gorivnim ćelijama [11]

Vodonik se već koristi u različitim sektorima širom sveta kao sredstvo za dekarbonizaciju i skladištenje energije. U energetici, Danska koristi energiju vetra za proizvodnju zelenog vodonika u okviru H2RES projekta. Beč testira upotrebu vodonika u termoelektrani-toplani Donaustadt kako bi smanjio emisije CO₂. U transportu, Nemačka i Japan razvili su vodonične vozove (Alstom Coradia iLint i Hydrogen Hybrid Train), dok Južna Koreja koristi vodonične autobuse u urbanom prevozu. Industrijski sektor takođe primenjuje vodonik – Shell gradi najveću fabriku zelenog vodonika u Evropi, dok norveška kompanija Yara koristi vodonik za proizvodnju amonijaka umesto prirodnog gasa. Dubai je razvio postrojenje za proizvodnju vodonika korišćenjem solarne energije, omogućavajući skladištenje viška energije za kasniju upotrebu.

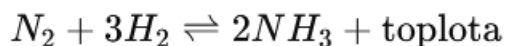
2 TEHNOLOŠKI TRENDovi U PROIZVODNJI I SKLADIŠTENJU ZELENOG VODONIKA

Razvoj tehnologija proizvodnje i skladištenja vodonika usmeren je na povećanje efikasnosti i smanjenje troškova procesa, čime se omogućava šira primena vodonika kao energetske održivog rešenja. Trenutno se u proizvodnji vodonika primenjuju različite metode, među kojima je elektroliza vode najperspektivnija kada se koristi električna energija iz obnovljivih izvora.

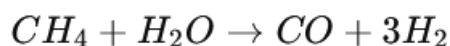
Postoje različite specifične tehnologije elektrolize koje se koriste, od kojih su najčešće alkalna elektroliza (AEL), elektroliza pomoću protonske izmjenjivačke membrane (PEMEL-Proton exchange membrane electrolysis) i elektroliza pomoću ćelija sa čvrstim oksidom (SOEC-Solid Oxide Electrolyzer Cell). Svaki naveden način proizvodnje vodonika ima svoje prednosti i mane, međutim PEM elektroliza se pokazala kao trenutno najefikasnija. Najveća mana ove tehnologije je visoka investiciona ulaganja, ali su predviđanja EU optimistična po tom pitanju jer će daljim tehnološkim razvitkom PEM elektroliza postajati sve pristupačnija. Agencija IRENA predviđa smanjenje cene PEM elektrolizera od 4 do 7 puta [12]. Pored elektrolize, razvijaju se i termičke i biološke metode proizvodnje vodonika, koje uključuju reforming biogasa, pirolizu i fotobiološke procese.

Skladištenje vodonika predstavlja prepreku njegovoj integraciji u globalnu ekonomiju. Neophodni su kapaciteti za velike količine vodonika kako bi se skladištila energija u razmerama GWh i TWh. Geološke formacije kao što su rudnici soli i iscrpljene naftna i gasna ležišta nude ogroman potencijal skladištenja kako zbog svojih kapaciteta i sigurnosti tako i zbog ekonomskih i tehničkih faktora.

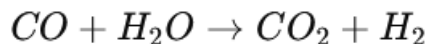
Amonijak, sa 18% vodonika po masi, ima oko 50% veću gustinu vodonika u poređenju sa komprimovanim ili tečnim vodonikom. Dok mu je gustinu energije skoro tri puta veću. Jedna od ključnih prednosti je postojanje razvijene infrastrukture za proizvodnju, dugoročno skladištenje, transport i distribuciju amonijaka širom sveta. Glavne mane su što je toksičan, može biti opasan pri curenju, i što postrojenje za proizvodnju amonijaka dodatno povećava investicione troškove. Njegova proizvodnja se uglavnom do sad odvijala putem Haber-Bošovog procesa, gde se azot i vodonik kombinuju pri visokim temperaturama i pritiscima uz katalizatore:



Haber-Bošov proces se oslanja na parno reformisanje metana (SMR - Steam Methane Reforming) za dobijanje vodonika:



Nakon toga, ugljen-monoksid se konvertuje u ugljen-dioksid kroz *water-gas shift* reakciju:



Glavni problem klasičnog Haber-Bošovog procesa je visoka emisija ugljen-dioksida, jer je većina amonijaka proizvedena iz prirodnog gasa. Alternativna metode za smanjenje emisija uključuje korišćenje ugljenično neutralnog vodonika dobijenog elektrolizom vode korišćenjem OIE, takozvani zeleni amonijak, što će se i koristiti u ovom idejnom rešenju. Takođe moguća je direktna elektrohemijska sinteza amonijaka, korišćenjem električne energije za kombinovanje azota i vodonika u amonijak, čime će se smanjiti potreba za visokim pritiskom i temperaturama. Elektrohemijska sinteza amonijaka je još u ranoj fazi istraživanja i razvoja i još uvek nije dostigla tehnološku zrelost, ona bi potencijalno mogla imati nižu potrošnju energije u poređenju sa konvencionalnim Haber-Bošovim procesom. Predviđa se da će zeleni amonijak do 2035. godine biti ekonomski isplativiji u odnosu na fosilne gorive. Trenutna energetska efikasnost ciklusa pri korišćenju amonijaka iznosi od 30-48%.

Termoelektrane na ugalj obično imaju efikasnost od oko 35-45%, dok kombinovane elektrane na prirodni gas postižu efikasnost više od 50%. Sagorevanje amonijaka u elektranama može dostići slične efikasnosti, što ukazuje na njegov potencijal kao goriva bez ugljenika.

Energetsku efikasnost vodonika dobijamo tako što znamo da elektroliza ima prosečnu efikasnost od 60% do 80%, dok se konverzija vodonika nazad u električnu energiju putem sagorevanja u gasnim turbinama odvija sa efikasnošću 40-60%, odatle sledi da je ona oko 25-48%. To znači da se od 1 MWh električne energije utrošene za proizvodnju vodonika može dobiti približno 0,25-0,48 MWh električne energije pri njegovom sagorevanju u gasnoj elektrani sa kombinovanim ciklusom. Preostala neiskorišćena energija celokupnog procesa predstavlja toplotnu energiju. Deo oslobođene toplotne energije može se koristiti za dalju upotrebu u industriji i sistemima daljinskog grejanja, čime se povećava ukupna iskoristivost sistema.

Gasno-turbinske tehnologije prilagođene sagorevanju vodonika sve više dobijaju na značaju. Moderne gasne turbine, kao što su one koje razvijaju Siemens Energy i General Electric, već sada mogu koristiti mešavine vodonika i prirodnog gasa, dok su u razvoju i potpuno vodonične turbine. Njihova primena u termoelektranama poput TE Nikola Tesla omogućila bi značajno smanjenje emisija CO₂ uz očuvanje postojećih elektroenergetskih kapaciteta i infrastrukture.

Uz sve napretke u tehnologiji, ključni izazovi ostaju smanjenje troškova opreme, povećanje efikasnosti proizvodnje i skladištenja, kao i razvoj infrastrukture za transport i distribuciju vodonika. Dalja istraživanja i pilot-projekti širom sveta doprinose optimizaciji ovih procesa, otvarajući put za širu primenu vodonika u energetici i industriji.

3 IDEJNO REŠENJE ENERGETSKOG KOMPLEKSA ZA SUPSTITUCIJU UGLJA VODONIČNIM GORIVOM U TERMoeLEKTRANI NIKOLA TESLA A

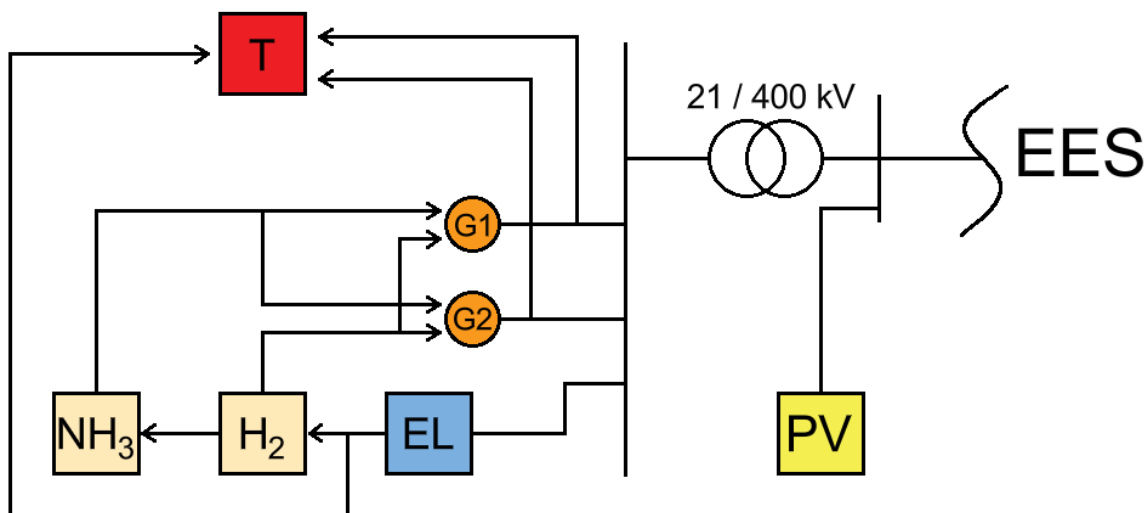
U cilju prelaska na ekološko prihvatljivu proizvodnju energije u procesu dekarbonizacije neophodno je okrenuti se obnovljivim izvorima energije poput solara i vetra. Kako je TENT najvažnije proizvodno čvorište EES-a Srbije, u cilju očuvanja već postojeće centralizovane infrastrukture predloženo je idejno rešenje postavljanja solarne elektrane u neposrednoj blizini TENT-a, koja bi podpomogla supstituciju uglja zelenim vodoničnim gorivom. Početna faza podrazumeva implementaciju ove promene na blokovima A1 i A2, čime se započinje prelaz na ekološki prihvatljivije izvore energije. Osnovna ideja je da se proizvodnja iz ova dva najstarija termoagregata nadomesti iz fototnažonske elektrane i gasno-turbinskog postrojenja na vodonična goriva.

Niska gustina snage solarnog zračenja na površini zemlje zahteva pokrivanje velikih površina solarnim panelima. Kako bi se smanjili negativni uticaji na životnu sredinu, ove elektrane je potrebno graditi na devastiranim zemljištima. U tom kontekstu, termoelektrane, koje su tokom decenija eksploatacije uglja stvorile prostrane neplodne površine usled odlaganja jalovine i pepela, predstavljaju pogodne lokacije za instalaciju solarnih panela.

Planirani koncept predviđa izgradnju fotonaponskih elektrana na ovim degradiranim područjima, na delovima Kolubarskih kopova, dok bi u okviru postojećih termoenergetskih kompleksa bili postavljeni kapaciteti za proizvodnju i skladištenje vodonika i amonijaka. Takođe veoma bitna činjenica i prednost za proizvodnju vodonika je to da imamo već razvijen sistem dopremanja vode iz reke Save, što nam u startu smanjuje troškove i omogućava iskorišćenje postojeće infrastrukture.

Umesto kotlovskih sistema i parnih turbina, nova elektrana bi koristila gasno-turbinske sisteme koji bi sagorevali vodonik i amonijak, čime bi se omogućilo očuvanje postojeće infrastrukture (priključnih i razvodnih postrojenja u termoelektrani), kako bi se zadržali i postojeći energetske tokovi u prenosnoj mreži.

Solarna elektrana bi imala dvostruku funkciju – povezivanje na prenosnu mrežu kroz postojeće čvorište termoelektrane, kao i snabdevanje sistema za proizvodnju vodonika. Kapacitet skladištenja vodonika bio bi dizajniran za balansiranje dnevnih i nedeljnih varijacija u proizvodnji i potrošnji energije. Deo vodonika koristio bi se za sintezu amonijaka, koji bi zbog svojih boljih skladišnih karakteristika predstavljao dugoročno skladište energije.



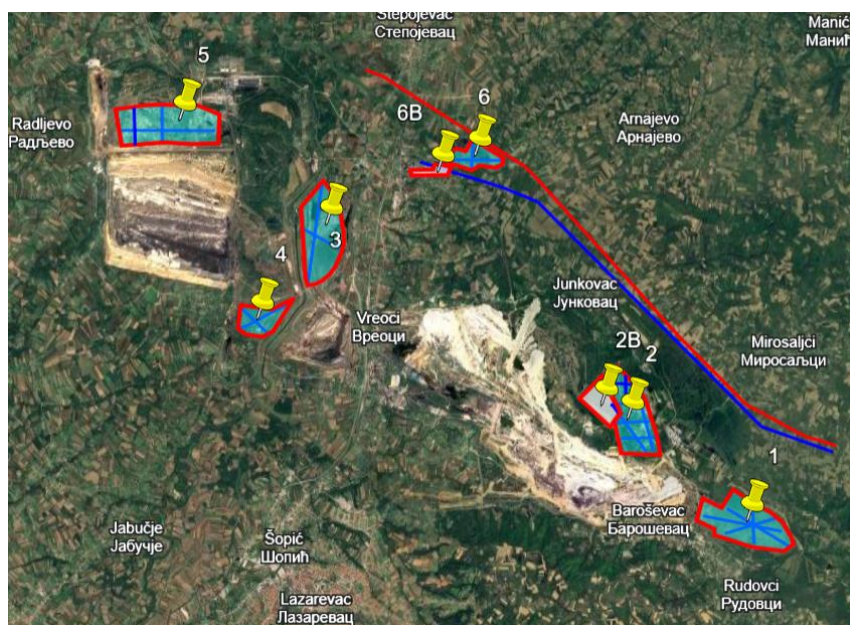
Slika 2: Šematski prikaz infrastrukturnog energetskog proizvodnog kompleksa u TENT-u na bazi fotonaponske elektrane i zelenih vodoničnih goriva

3.1 Predlog izgradnje fotonaponske elektrane na degradiranom zemljištu unutar kompleksa termoelektrane

Radi iskorišćenja devastiranog zemljišta, solarna elektrana bi se gradila u Kolubarskim kopovima. Trenutno raspoloživa površina može se videti na slici, ona iznosi približno 1000 ha, na kojoj je potrebno izvršiti zemljane radove kako bi se površine poravnale i prilagodile instalaciji fotonaponskih panela. Na slici 3 naznačene su raspoložive površine na kojima se može planirati izgradnja fotonaponske elektrane.

Predviđena je izgradnja solarne elektrane ukupne instalisane snage od 500 MWp. Paneli bi bili se postavljani na zemlji, način konstrukcije “šator”, kao krov na dve vode orijentisane istok-zapad, a pravac pružanja panela sever-jug. Nagib panela ka istoku i zapadu bio bi 15 stepeni u odnosu na zemlju. Uz pomoć PVGIS alata izračunavamo, da se na ovom području i ovakvom konstrukcijom, od instalisane snage od 1 MWp dobija prosečno godišnje 1044 MWh. Odatle dolazimo do toga da će ova elektrana dati prosečno godišnje 522 GWh. Ovakva formacija panela predstavlja dobro rešenje jer su paneli sve više ekonomski dostupniji, i nećemo imati problema sa senkom a samim tim imaćemo veću iskorišćenost površine. Za njihovo postavljanje će nam biti više nego dovoljno dostupne površine, što nam omogućava kasnije i dodatno proširenje PV elektrane.

U nekoj budućnosti ceo ugljenokop u Kolubari će biti na raspolaganju kada se sav ugalj eksplatatiše, gde ćemo imati preko 7000 ha oslobođenog jalovog prostora, što je dovoljno za oko 6000 MWp fotonaponskih panela. S obzirom na trend elektrifikacije to će u budućnosti biti veoma značajna investicija.



Slika 3: Raspoložive površine na kojima se može planirati izgradnja fotonaponske elektrane na ugljenokopu Kolubara

3.2 Razvoj sistema za proizvodnju i lokalno skladištenje zelenog vodonika direktno na lokaciji termoelektrane radi kratkoročnog balansiranja EES-a

Tehnologija koja bi omogućila proizvodnju zelenog vodonika, PEM elektrolizom, procenjenom kao najboljim rešenjem, obuhvata različite procese organizovane u jedinstvene sistem, koji bi bili usmereni ka elektrolizeru kao glavnom elementu ovakvog postrojenja. Procese možemo kategorizovati na sledeći način:

- Snabdevanje vodom
- Elektrolizer
- Sistem za skladištenje vodonika

Snabdevanje vodom:

Termoelektrana Nikola Tesla se nalazi kod Obrenovca, na obali reke Save iz koje bi se i vršilo snabdevanje vodom. Neophodne bi bilo dobro dizajnirati i dimenzionisati sistem za upumpavanje vode, kako bi se održao ravnomeran pritisak na ulazu u elektrolizere. PEM elektrolizeri su osetljivi na kvalitet vode. Prisustvo i najmanjih količina metalnih jona, poput gvožđa ili nikla, može „otrovati“ membranu i značajno smanjiti njen radni vek i efikasnost. Zato je bitno da voda bude potpuno čista sa električnom provodnošću manjom od $1\mu\text{S}/\text{cm}$. Da bi se postigao željeni nivo čistoće voda prvo treba proći kroz filtraciju grubih nečistoća, zatim reverznu osmozu (RO). Reverzna osmoza uklanja do 99% rastvorenih soli i drugih nečistoća kroz polupropusnu membranu.

Provodljivost vode nakon RO može biti oko 5–20 $\mu\text{S}/\text{cm}$, ali to i dalje nije dovoljno čisto za PEM elektrolizu, zato je na kraju neophodan proces dejonizacije, kod kojeg voda prolazi kroz kationske i anionske smole, koje uklanjaju preostale jone, uključujući metale poput gvožđa, bakra i nikla.

Izgradnja sistema za elektrolizu u blizini termoelektrane Nikola Tesla donosi značajnu prednost jer omogućava korišćenje postojeće infrastrukture. Konkretno, sistem za filtriranje vode mogao bi se nadograditi na već postojeći, čime bi se optimizovali troškovi i resursi.

Elektrolizer:

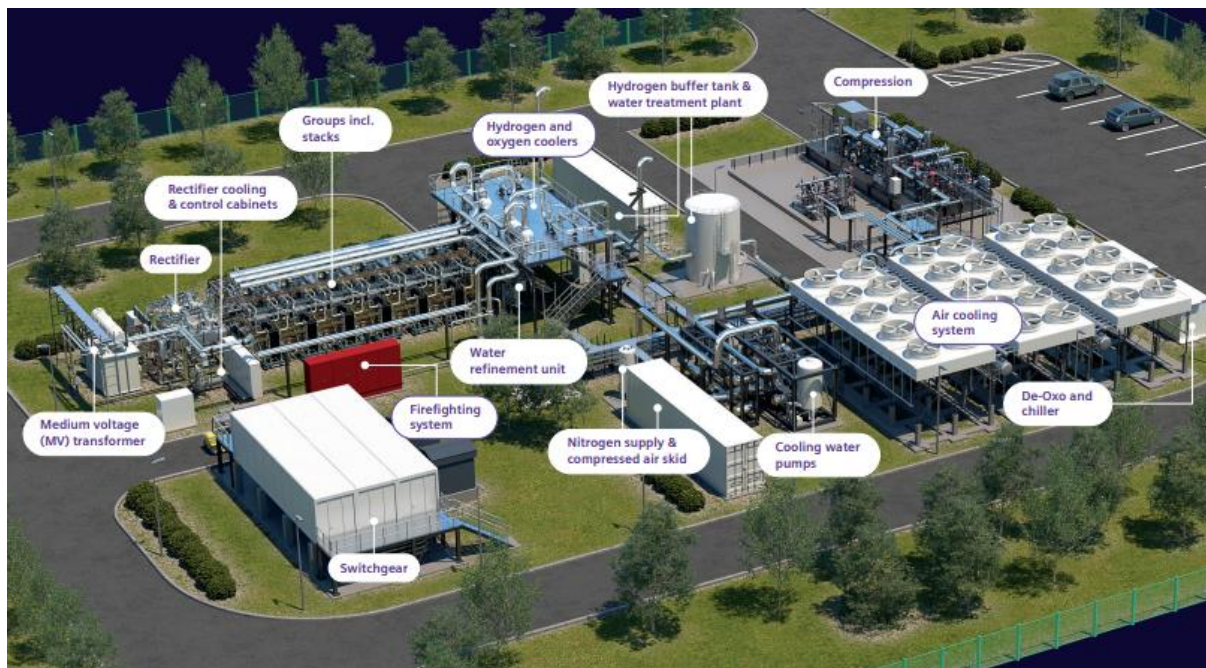
Sam sklop PEM elektrolizera predstavlja srce sistema proizvodnje vodonika i čini oko 45% ukupnih troškova.[7] Osnovne karakteristike ovog tipa elektrolizera su prikazane u Tabeli 1.

Njegova glavna prednost je relativno visoka efikasnost pri visokoj gustini snage, koja trenutno iznosi između 60% i 75%, kao i fleksibilnost pri radu (radni opseg iznosi od 100% do samo 5% svog kapaciteta). Intermitentnost i neupravlјivost OIE, iz kojeg bi se elektrolizeri napajali, neće predstavljati problem upravo zbog pomenute fleksibilnosti. Proizvodnja vodonika bi direktno zavisila od cene električne energije na tržištu. Elektrolizeri bi bili podešeni da se uključuju kada cena električne energije na globalnom tržištu bude niska (na primer ispod 25% njene srednje godišnje cene). U tom periodu bi se išlo u proizvodnju sa maksimalnim kapacitetima elektrolizera. U periodima kada se cena kreće između 25% i 150% od srednje godišnje cene električne energije tada bi se puštali elektrolizeri u rad sa smanjenim kapacitetom samo ukoliko bi proizvodnja električne energije iz solara prevazilazila potrebe mreže.

Tabela 1: Osnovne karakteristike PEM elektrolizera [8]

Benefits of PEM Electrolysis • High power density • High dynamic operation range; direct coupling to renewables • High efficiency and low module internal losses • High gas purities • Extreme low standby consumption • Low maintenance needs • Consumes only water and power, no hazardous chemicals	Electrolysis type:	PEM Atmospheric
	Output Pressure (array):	100 mbar
	Plant efficiency:	>75.5%
	Minimum load:	down to 40%
	Demineralized water consumption:	<10 l per kg hydrogen
	Hydrogen quality:	up to 99.999% with de-oxo dryer
	Startup time:	<1 minute
	Dynamics:	up to 10 %

U početnoj fazi predviđena je izgradnja elektrolizera instalisane snage 400MW, koji bi mogao delom da obezbedi potrebnu količinu gasovitog goriva za gasnu elektranu koja će nadomestiti gašenje agregata A1 i A2 u TENT1. Površina koja je potrebna da se obezbedi postavljanje sistema elektrolizera poželjno je da bude uz samu termoelektranu i iznosi oko 8 ha. Pa bi najbolje rešenje predstavljalo upotreba jednog dela pepelišta. Ovakvim postrojenjem bi se moglo dobiti i do oko 8 000 $\text{kg}(\text{H}_2)/\text{h}$. Uz pomenutu infrastrukturu, u budućnosti, ostavlja se mogućnost dograđivanja sistema i za skladištenje kiseonika ukoliko se pojavi potreba za velikim količinama kiseonika na tržištu. Time bi iskorišćenost svih resursa mogla pozitivno da utiče na ekonomsku dobit.



Slika 4: Dispozicija opreme u sistmu za proizvodnju vodonika [8]

Skladištenje:

Skladištenje vodonika predstavlja izazov za sebe. Kako je već rečeno, zbog njegove izuzetno male gustine energije kao i težnje za što je moguće zapreminski manjim skladištima nepohodno je izložiti ga visokom pritisku (i do 800 bara). Vodonik kao najmanji element ima tendenciju da prolazi kroz materijal i čini ga krhkim, te bi takvo curenje vodonika predatavljalo još jedan od problema pri izgradnji skladišta. Međutim prednost ovakvog skladištenja jeste brza i laka upotreba i relativno jednostavna infrastruktura s obzirom da kompresori i rezervoari već postoje za industrijske namene, a problem curenja očekujemo da će se rešiti daljim istraživanjem i brzim napretkom tehnologije.

Na slici 5 prikazan je potencijalni prostor na kojem bi bio izgrađen energetska kompleks za proizvodnju i skladištenje vodonika, kao i infrastruktura jamskog toplotnog skladišta. U pitanju je deo odlagalište pepela. Pre svega za bilo kakvu gradnju na pepelištima neophodno je da se na lokaciji prestane sa odlaganjem pepela, da se odlagalište stabilizuje i da se sačeka sa izgradnjom dok se ne zaustavi intenzivno sleganje tla. Naznačena površina ima 60 ha i dovoljna je za instalaciju svih infrastrukturnih elemenata kompleksa. Ovaj prostor je višestruko pogodan za instalaciju, kako sistema za proizvodnju i skladištenje vodonika, tako i za toplotno skladište. Neke od ključnih prednosti ovog prostora su:

- Lokacija je u neposrednoj blizini termoelektrane Nikola Tesla A, na udaljenosti od svega 700 m, tako da predstavlja deo kompleksa termoelektrane i može se jednostavno dograditi elektroenergetska, termoenergetska i putna infrastruktura za funkcionalnost svih elemenata sistema.
- Lokacija je u neposrednoj blizini reke Save, što omogućava jednostavnu instalaciju sistema toplotnih pumpi za toplotno skladište, kao i sistema za obezbeđivanje vode za proces elektrolize.

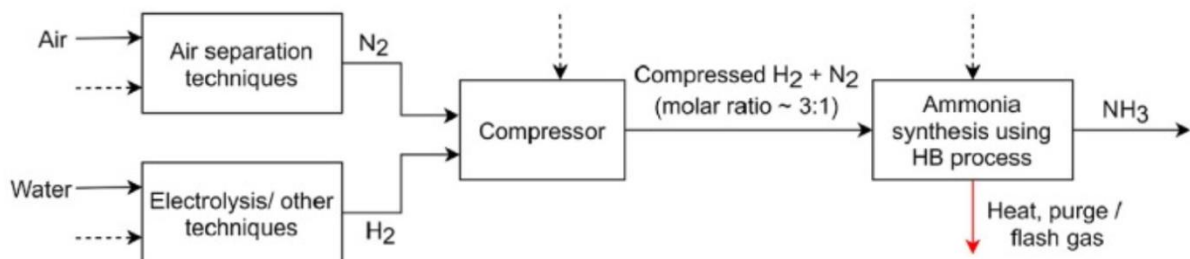
- Ne uzurpira se prostor koji ima poljoprivrednu vrednost i ne očekuju se negativni uticaji na mikrokolinu jer se radi o nepolodnom veštačkom bregu.
- Teren je izdignuti iznad okoline za oko 30 m, tako je zaštićen od poplava, kao i prisustva podzemnih voda koje su vrlo nepovoljne za izgradnju toplotnog skladišta.
- Pepeo je kvalitetan toplotni izolator i može obezbediti dobru efikasnost skladištenja toplote.
- Teren pogoduje za izgradnju podzemnih rezervoara za skladištenje vodonika.
- Elektrolizer i agregati u termoelektrani Nikola Tesla se nalaze na bliskom rastojanju sa toplotnim skladištem, tako da je izgradnja infrastruktura za skladištenje otpadne toplote koja se dobija u ovim procesima jeftina i efikasna.



Slika 5: Predlog prostora za izgradnju energetskog kompleksa za proizvodnju i skladištenje vodonika i jamskog toplotnog skladišta na lokaciji TE Nikola Tesla A

3.3 Razvoj sistema za sintezu amonijaka i lokalno skladištenje radi dugoročnog balansiranja EESa

Ukoliko nakon nedeljne nivelacije portošnje energije ostane neiskorišćenog vodonika u skladištu ili ukoliko je u nekom trenutku skladište puno a imamo mogućnost za proizvodnju još vodonika, taj vodonik će se iskoristiti za proizvodnju amonijaka. Amonijak će se dugoročno skladištiti, i koristiće se u zimskom periodu kada je proizvodnja iz fotonaponskih elektrana snižena i kada je cena električne energije na tržištu visoka.. Proizvodnja amonijaka će se vršiti kombinovanjem vodonika i azota iz vazduha putem Haber-Bošovog procesa, uz temperaturu 400-500°C, pritisak 100-200 bara i katalizatore (Fe), Slika 6.



Slika 6: Principalska šema proizvodnje amonijaka Haber-Bošovim procesom [5]

Infrastruktura za amonijak biće instalirana na lokaciji skladišta vodonika. Pored toga, azot (N_2), drugi sastojak amonijaka, dobija se pomoću odgovarajuće tehnike izdvajanja iz vazduha. Zbog zahteva za velikim količinama azota visoke čistoće u postrojenjima za proizvodnju amonijaka, kriogena jedinica za izdvajanje vazduha (ASU - Air Separation Unit) smatra se najpogodnijom opcijom u ovoj studiji. ASU sistem koristi stabilno napajanje električnom energijom iz mreže (bez varijacija u snabdevanju). ASU jedinica se sastoji od: dva kompresora i njihovih pogona, glavnog izmenjivača toplote, međuhladnjaka (intercoolera) za kompresore i tri destilacione kule. Obe gasne komponente se zatim uvode u petlju sinteze amonijaka (tzv. synloop) – postrojenje čije glavne komponente čine: kompresori, izmenjivači toplote i reaktori za sintezu amonijaka, a koje će kao proizvod dati tečni amonijak (LNH_3). Energetski sadržaj otpadne toplote nastale tokom sinteze amonijaka će se delom koristiti za proces a deo će se skladištiti u toplotnim skladištima.

Zahtevi za skladištenje amonijaka zahtevaju poseban pristup zbog njegove toksičnosti i sposobnosti da izazove naponsku koroziju u ugljeničnim čelicima. Postoje tri glavna metoda skladištenja amonijaka u energetskim postrojenjima:

- * Skladištenje pod pritiskom - skladišti se u čeličnim rezervoarima pod pritiskom (obično između 10 i 15 bara), gde ostaje u tečnom stanju. Ovi rezervoari su izrađeni od specijalnih materijala otpornih na koroziju kako bi se sprečilo curenje i oštećenja.

- * Rashlađeno skladištenje - skladišti se pri atmosferskom pritisku, ali na niskim temperaturama ispod $-33^{\circ}C$, što omogućava da ostane u tečnom stanju bez potrebe za visokim pritiskom. Ovo zahteva upotrebu dobro izolovanih kriogenih rezervoara, sličnih onima koji se koriste za tečni prirodni gas (LNG).

- * Kombinovani sistem skladištenja (umerena temperatura i pritisak) - ova metoda kombinuje umereno hlađenje i umereni pritisak (npr. $-20^{\circ}C$ i 4-5 bara) kako bi se optimizovali energetski troškovi skladištenja i održavanja sistema.

Za velike količine amonijaka, rashlađeno skladištenje je najbolja opcija, jer u slučaju oštećenja rezervoara ispuštanje amonijaka traje sporije nego kada je pod pritiskom.

Jedan od izazova sa amonijakom u praksi jeste emisija azotnih oksida (NO_x), naročito pri sagorevanju na visokim temperaturama i pod pritiskom u gasnim turbinama. Jedna od najefikasnijih metoda za smanjenje NO_x emisija je selektivna katalitička redukcija (SCR - Selective Catalytic Reduction). Ovaj proces koristi katalizatore (npr. platina, titanijum-dioksid, vanadijum oksid) i dodatni redukcionni agens (najčešće sam amonijak ili urea) kako bi NO_x pretvorio u bezopasne gasove (azot i vodenu paru). Ova metoda je kompatibilna sa gasnim turbinama i već se koristi u termoelektranama.

3.4 Izgradnja gasno-turbinskih postrojenja na mestu postojećih termoenergetskih blokova

Postojeća termoelektrana ima razvijenu infrastrukturu u vidu energetske priključaka, prenosne mreže i prostora za izgradnju novih postrojenja. Umesto kotlovskih postrojenja i parnih turbina koje koriste ugalj, na istim lokacijama mogu se instalirati gasno-turbinske jedinice koje će u početnim fazama koristiti mešavinu prirodnog gasa i vodonika, a dugoročno preći na potpuno sagorevanje zelenog vodonika i amonijaka, kada ovakva postrojenja budu tehnološki sazrela i ekonomski pristupačna.

Gasna turbina modelovaće se uz pomoću tri različite sekcije: višestepena kompresija sa međuhlađenjem, komora za sagorevanje i ekspanzija za proizvodnju energije. Efikasnost pretvaranja goriva u električnu energiju zavisi od radne temperature turbine. Što su temperature više, veća je efikasnost, što znači ekonomičniji rad. Gas u tipičnoj gasnoj turbini može dostići temperaturu od 1260°C, ali kritični metali u turbini mogu izdržati samo 815–926°C. Zato se koristi vazduh iz kompresora za hlađenje ključnih komponenti turbine, što smanjuje krajnju termičku efikasnost. Zahvaljujući inovativnim tehnologijama hlađenja i naprednim materijalima otpornih na visoke temperature, moderne gasne turbine sada postižu ulazne temperature do 1427°C, što je za 167°C više nego kod prethodnih turbina.

Još jedan način za povećanje efikasnosti je instalacija rekuperatora ili parnog generatora za iskorišćenje otpadne toplote (HRSG - Heat Recovery Steam Generator), koji omogućavaju povrat energije iz izduvnih gasova turbine. Rekuperator sakuplja otpadnu toplotu iz izduvnog sistema turbine i koristi je za predgrevanje vazduha iz kompresora pre nego što uđe u komoru za sagorevanje. Parni generator za iskorišćenje otpadne toplote (HRSG) koristi izduvnu toplotu gasne turbine za generisanje pare. Ovi kotlovi su takođe poznati kao parni generatori za rekuperaciju toplote. Para visokog pritiska iz ovih kotlova može se koristiti za proizvodnju dodatne električne energije pomoću parnih turbina, čime nastaje konfiguracija poznata kao kombinovani ciklus. Jednostavni ciklus gasne turbine može postići stepen konverzije energije u rasponu od 20 do 35%. Očekuje se da će buduće gasne turbine koje koriste vodonik u kombinovanom ciklusu dostići efikasnost od 60% ili više. Ako se otpadna toplota iz ovih sistema iskoristi za grejanje ili industrijske procese, ukupna efikasnost energetskog ciklusa mogla bi da dostigne preko 80%.

U ovom radu, gasovito gorivo se sagoreva u prisustvu vazduha i argona (koji se koristi kao inertni gas) kako bi se smanjila izlazna temperatura. Glavni proizvodi sagorevanja su azot (N_2) i voda (H_2O). S obzirom na to da je nazivna snaga agregata A1 i A2 oko 400 MW, da bi se iskoristila određena infrastruktura i obezbedili isti uslovi plasmana energije u prenosnu mrežu, gasna turbina će takođe biti snage 400 MW.

3.5 Razvoj sistema za skladištenje otpadne toplotne energije u svrhu grejanja

Efikasno iskorišćenje otpadne toplotne energije iz energetske postrojenja predstavlja ključni korak ka povećanju energetske efikasnosti i smanjenju ukupnih gubitaka sistema. Deo otpadne toplote generiše elektrolizer a deo elektrana. Gasno-turbinske elektrane, koje koriste mešavinu prirodnog gasa i vodonika ili čisti vodonik, generišu značajnu količinu otpadne toplote tokom procesa sagorevanja. Ova energija može se usmeriti na sisteme daljinskog grejanja, industrijske procese ili skladištenje u termalnim akumulatorima za kasniju upotrebu.

Tokom rada gasno-turbinskih postrojenja, deo proizvedene energije oslobađa se u vidu toplote u izduvnim gasovima i rashladnim sistemima.

Ova toplota može biti uhvaćena i uskladištena korišćenjem različitih tehnologija, ali mi ćemo u ovom postrojenju koristiti toplotne akumulatore sa vodenim rezervoarima, gde voda kao medijum za skladištenje toplote omogućava lako prebacivanje energije u sisteme daljinskog grejanja.

S obzirom da je naša TE u blizini urbanog područja, gde postoji razvijen sistem daljinskog grejanja, otpadna toplota iz elektrane može se direktno koristiti za zagrevanje vode jamskom skladištu toplote koje bi kasnije bilo korišćeno za zagrevanje vode u toplovodnoj mreži. Na ovaj način smanjuje se potreba za sagorevanjem dodatnih goriva, čime se doprinosi smanjenju emisija gasova sa efektom staklene bašte i povećava ukupna energetska efikasnost sistema.

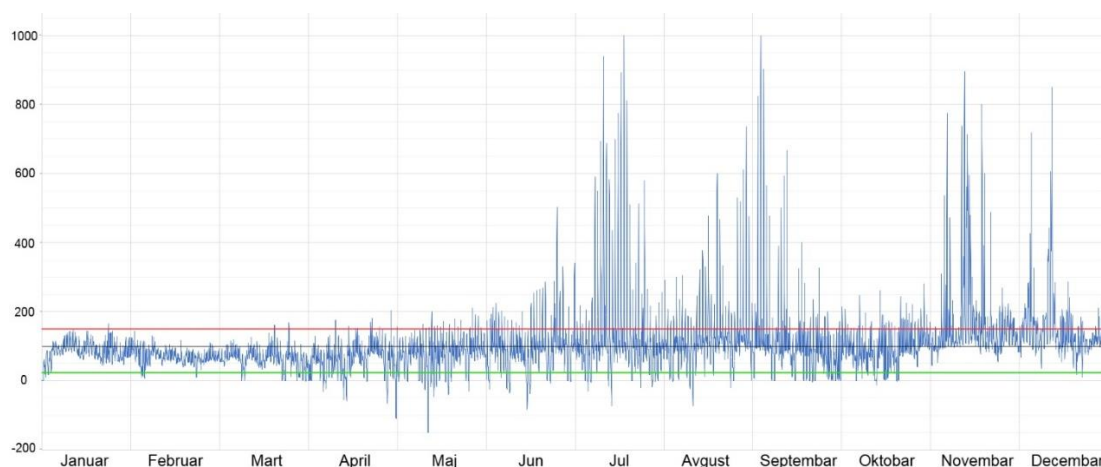
U slučajevima kada neposredno korišćenje toplote nije moguće, skladištenje u akumulacionim sistemima omogućava njenu upotrebu u periodima veće potražnje, poput večernjih sati ili hladnijih dana.

Uvođenjem sistema za korišćenje otpadne toplote, ukupna efikasnost gasno-turbinskih postrojenja može se povećati sa standardnih 55-60% na preko 80%, smanjujući istovremeno troškove grejanja i povećavajući isplativost energetskih objekata. Pored toga, upotreba skladištene toplote u industriji ili daljinskim sistemima grejanja smanjuje potrebu za dodatnim energetskim resursima i doprinosi razvoju održivih rešenja u energetskom sektoru.

4 SIMULACIJA ENERGETSKIH TOKOVA U PREDLOŽENOM KOMPLEKSU

U cilju detaljnije analize energetskih performansi predloženog sistema, sprovedena je simulacija tokova energije kroz njegove glavne komponente. Simulacija omogućava uvid u raspodelu i efikasnost upotrebe energije, identifikaciju potencijalnih gubitaka, kao i ocenu ukupne energetske efikasnosti sistema.

Kao što je već rečeno, elektrolizeri bi radili u periodu niskih cena, odnosno manjih od 25% srednje godišnje cene tj. kada je cena ispod zelene linije na grafiku, dok bi gasne turbine bile pogonjene u periodima kada cena električne energije na referentnoj berzi prelazi 150% srednje godišnje cene tj. kada je cena iznad crvene linije na grafiku (što se može videti na primeru Mađarskog tržišta za godinu 2024. na slici 6). Takvim sistemom rada, a na osnovu satne cene električne energije [eur/MWh] na berzi HUPEX u toku 2024. godine, dobijen je broj radnih sati za oba sistema i granične cene, što se može videti u tabeli 2.



Slika 6: Grafički prikaz cena i granica u odnosu na koje se pogone elektrolizeri i gasne turbine

Tabela 2: Broj radnih sata elektrolizera i gasnih turbina

Srednja godišnja cena električne energije (HUPX-2024) [EUR/MWh]	100,81
Cena do koje idemo sa radom maksimalnim kapacitetima PEMel (proizvodnja vodonika) [EUR/MWh]	25,20
Cena od koje idemo sa radom gasnih turbina (potrošnja vodonika) [EUR/MWh]	151,22
Broj sati kada PEMel radi maksimalnim kapacitetima (cena ispod 25%)	785
Broj sati rada gasnih turbina (cena veća od 150%)	1058

U ovoj analizi pretpostavljeno je da je u energetsom kompleksu u prvoj fazi instaliran elektrolizer snage 400 MW. Proizvedeni vodonik će podmirivati deo potreba za rad gasne turbine, a ostatak će biti prirodni gas. Takvim PEM elektrolizerom i vremenom rada po pomenutom principu, na godišnjem nivou se iskoristi oko 340 GWh električne energije, a količina proizvedenog vodonika iznosi oko 12 700 T, što čini nešto manje od 50% potrebne količine za potpunu supstituciju umešanog goriva čistim vodonikom. Gubici energije su neizbežan negativan faktor, pa tako dolazi i do gubitaka u sistemu pre samog procesa elektrolize od oko 7,6%. Zatim sledi proces PEM elektrolize koji se odvija sa efikašnošću od oko 65%, dok je ostatak otpadna toplota čiji deo energije možemo da iskoristimo. Ovim bi se namirila polovina potrebne energije za rad gasnih turbina, dok bi se ostatak dobijao iz prirodnog gasa. Ako znamo da je energetska vrednost prirodnog gasa (LHV-lower heating value) 13,894 kWh/kg, lako možemo dobiti količinu gasa koja je potrebna za rad gasne turbine (15 718 T). Maseni udeo, umešavanja goriva, vodonika iznosi 28%. Dobijene količine energenata, njihova energetska vrednost kao i udeo umešavanja se nalaze u tabeli br. 3. i 4.

Tabela 3: Potrebna količina energenata i njihova energetska vrednost

Instalisana snaga gasnih turbina [MW]	400,00
Instalisana snaga elektrolizera [MW]	400,00
System Electricity Consumption [kWh/kg-H ₂]	55,30
Stack Electricity Consumption [kWh/kg-H ₂]	51,10
LHV-lower heating value (energetski sadržaj vodonika) [kWh/kg]	33,33
LHV-lower heating value (energetski sadržaj metana) [kWh/kg]	13,89
Efikasnost gasne turbine	60%
Efikasnost elektrolizera	65%
Potrebna količina prirodnog gasa za gasne turbine (100% metan) [T]	30459,19
Potrebna količina vodonika za gasne turbine (100% vodonik) [T]	12697,27
Porizvedena količina vodonika [T]	6144,81
Potrebna količina prirodnog gasa za gasne turbine (mešovito gorivo) [T]	15718,54

Tabela 4: Energetska vrednost energenata

Energija sadržana u ukupno proizvedenom vodoniku [GWh]	204,81
Energija sadržana u prirodnom gasu [GWh]	218,39
Dobijena energija iz gasnih turbina [GWh]	253,92
Energetski procenat vodonika	48%
Energetski procenat gasa	52%
Procenat umešavanja vodonika (maseni)	28%

Efikasnost sistema gasnih turbina koji poseduje i parne turbine je oko 60%, shodno tome dobija se konačna raspoloživa električna energija od oko 254 GWh.

Pri svom ciklusu i gasna turbina i elektrolizer poseduje gubitke u vidu otpadne toplote. Jedan deo toplote može biti uhvaćen i uskladišten u toplotne akumulatore. Količina energije koja se može skladištiti u vidu toplote se može videti u tabeli br. 5.

Tabela 5: Otpadna toplota

Energija koja se može iskoristiti u vidu toplote (sačuvana pri procesu elektrolize) [GWh] / [TJ]	87,92	317
Energija koja se može iskoristiti u vidu toplote (sačuvana pri radu turbine) [GWh] / [TJ]	40,96	147
Ukupna energija koja se može skladištiti u vidu toplote [GWh] / [TJ]	128,88	464

Kada ponovo sumiramo ceo jedan energetska ciklus na godišnjem nivou, počevši od uložene električne energije u proizvodnju vodonika kao energetskog nosioca, pa do ponovno proizvedene električne energije uz pomoć gasnih turbina, možemo dobiti efikasnost takvog procesa. Energetski tok i efikasnost godišnjeg ciklusa su prikazani u tabeli br. 6.

Tabela 6: Efikasnost ciklusa

Energija uložena u PEMel sistem (uračunati su i gubici sistema) [GWh]	339,81
Energija uložena u rad samo elektrtolizera [GWh]	314,00
Energija sadržana u ukupno proizvedenom vodoniku [GWh]	204,81
Energija sadržana u ukupno potrebnom gasu [GWh]	218,39
Dobijena energija iz gasnih turbina [GWh]	253,92
Ukupna energija koja se može skladištiti u vidu toplote [GWh]	128,88
Efikasnost ciklusa bez toplotne energije	45%
Efikasnost ciklusa (sa kratkoročnim čuvanjem toplote)	66%

Uočavamo da je za ovo postrojenje potrebno uložiti oko 1% električne energije od proizvedene godišnje energije na nivou cele Srbije po proseku od 2010 do 2020. U budućnosti očekujemo povećanje kapaciteta proizvodnje električne energije a i razvijanje nekih novih izvora, kao što su OIE, što će znatno doprineti isplativosti i efikasnosti primene ovakvih postrojenja.

Tabela 7: Bruto godišnji prihod

Prosečna cena električne energije (ispod 25% srednje god.) [eur/ MWh]	0,71
Prosečna cena električne energije (iznad 150% srednje god.) [eur/ MWh]	254,62
Prosečna cena gasa [eur/MWh]	45,00
Cena kupljenog gasa [eur]	9.827.700,59
Cena kupljene energije za proizvodnju vodonika [eur]	242.428,27
Cena prodane energije proizvedene iz vodonika [eur]	64.652.690,40
Bruto godišnji prihod [eur]	54.582.561,54

Sa stanovišta ekonomije, ovaj projekat bi trebalo da bude opravdan i isplativ na duge staze, jer je profitabilan (što nam govori i sledeća tabela 7) ali zbog veoma skupe infrastrukture taj profit se tek može osetiti posle dužeg perioda. Moramo napomenuti da prilikom procene bruto godišnjeg prihoda nisu obuhvaćeni godišnji troškovi održavanja, koje je za sada teško proceniti. Zbog veoma skupe infrastrukture isplativost ovakvih projekata se procenjuje za oko 25 godina bez subvencija, ako pričamo o subvencijama koje predviđa EU namenjenim upravo za proizvodnju zelenog vodonika, tada se isplativost procenjuje za oko 15 godina.

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu analizirana je mogućnost prelaska termoelektrana sa fosilnih goriva na gasno-turbinske sisteme sa vodonikom kao primarnim gorivom. Razmatrani su tehnološki trendovi u proizvodnji i skladištenju zelenog vodonika, kao i integracija obnovljivih izvora energije u cilju dekarbonizacije elektroenergetskog sektora.

Jedan od ključnih izazova u ovom procesu jeste efikasnost konverzije električne energije u vodonik putem elektrolize, kao i gubici prilikom sagorevanja u gasnim turbinama. Analizirani su pokazatelji efikasnosti ovih procesa, pri čemu se pokazalo da postoje značajni energetske gubici, ali i da razvoj novih tehnologija može doprineti optimizaciji celokupnog sistema.

Takođe, posebna pažnja posvećena je skladištenju vodonika i njegovih derivata, poput amonijaka, kao potencijalnih rešenja za dugoročno balansiranje energetske mreže. Pored toga, razmatrana je mogućnost korišćenja otpadne toplotne energije za grejanje, čime bi se dodatno poboljšala energetska efikasnost postrojenja.

Na osnovu podataka sa HUPLEX berze izvršen je proračun potencijalne proizvodnje vodonika (sivog vodonika) u odnosu na trenutne tržišne cene električne energije. Dobijeni rezultati pokazali su da je uz postojeće uslove moguće projektovati elektroenergetski sistem sa elektrolizerima optimalne snage, koji bi omogućili stabilnu i održivu proizvodnju vodonika kao goriva za gasne turbine.

Generalno, rezultati rada ukazuju na to da je tranzicija termoelektrana na vodonik tehnički izvodiva, ali trenutno jako skupa i zahteva dalja ulaganja u istraživanje i razvoj, kako bi se povećala efikasnost celokupnog lanca proizvodnje, skladištenja i konverzije energije. U budućnosti, očekuje se dalji razvoj tehnologija i pad cena obnovljive energije, što bi moglo doprineti ekonomskoj isplativosti ovakvih rešenja i što bi nas dovelo do potpuno zelenog vodonika.

Verujemo da predloženo rešenje ima veliku perspektivu u budućnosti i da će biti ekonomski isplativo. Pored toga, omogućilo bi Srbiji da postane energetska nezavisna država, što bi značajno doprinelo njenoj sigurnosti snabdevanja i stabilnosti elektroenergetskog sistema. Takođe, primenom ovakvog sistema značajno bi se doprinelo zaštiti životne sredine kroz smanjenje emisije štetnih gasova i racionalniju upotrebu energetske resursa.

6 LITERATURA

- [1] <https://stateofgreen.com/en/solutions/h2res-green-hydrogen-production/>
- [2] <https://balkangreenenergynews.com/share-of-green-hydrogen-in-vienna-cogeneration-plant-reaches-15/>
- [3] https://hydrogen-central.com/dubais-production-of-green-hydrogen-generates-over-1-gwh-of-energy-and-reduces-about-450-tonnes-of-co2-emissions/?utm_source=chatgpt.com
- [4] Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina

- [5] Potential of green ammonia production in India; Nikhil Dilip Pawar, Heidi Ursula Heinrichs, Christoph Winkler, Philipp-Matthias Heuser, Severin D. Ryberg, Martin Robinius, Detlef Stolten
- [6] Evaluating ammonia as green fuel for power generation: A thermo-chemical perspective; Antonio Sánchez, Elena Castellano, Mariano Martín, Pastora Vega
- [7] Dynamic operation of proton exchange membrane electrolyzers—Critical review H. Sayed-Ahmed, Á.I. Toldy, A. Santasalo-Aarnio
- [8] <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/hydrogen-solutions.html>
- [9] Performance of Polymer Electrolyte Membrane Water Electrolysis Systems Configuration, Stack Materials, Turndown and Efficiency - Xiaohua Wang, Andrew G. Star and Rajesh K. Ahluwalia
- [10] Effects of CH₄, H₂ and CO₂ Mixtures on SI Gas Engine - S. Chuayboona, S. Prasertsan, T. Theppaya, K. Maliwan and P. Prasertsan
- [11] Seasonal hydrogen storage for sustainable renewable energy integration in the electricity sector: A case study of Finland - Ahmed M. Elberry, Jagruti Thakur, Jason Veysey
- [12] GREEN HYDROGEN COST REDUCTION, IRENA 2020.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.02)**C3.02****UPRAVLJANJE MINERALNIM IZOLACIONIM ULJEM U PRENOSNOM SISTEMU,
CENTRALNO ULJNO GAZDINSTVO****MANAGEMENT OF MINERAL INSULATING OIL IN THE TRANSMISSION SYSTEM,
CENTRAL OIL PLANT****Sandra Petrović, Tijana Babić, Tijana Papović, Daliborka Ostojić Aksić***

Kratak sadržaj: U većini elemenata elektroenergetske opreme prenosnog sistema Akcionarskog društva „Elektromreža Srbije“ Beograd (u daljem tekstu: EMS AD), kao izolaciono i rashladno sredstvo koristi se mineralno izolaciono ulje (energetski transformatori, visokonaponski prekidači, strujni i naponski merni transformatori). Jedan od važnijih procesa u sistemu održavanja i eksploatacije elektroenergetskih objekata je i proces upravljanja mineralnim izolacionim uljem. U okviru projekta finansiranog od strane Evropske unije, koji je realizovao AETS u saradnji sa zaposlenima iz EMS AD, izvršena je analiza procesa upravljanja mineralnim izolacionim uljem. Na osnovu izvršene analize predstavljen je optimalni scenario za unapređenje procesa upravljanja mineralnim izolacionim uljem koji se odnosi na izgradnju centralnog uljnog gazdinstva. U skladu sa navedenim, EMS AD je kao društveno odgovorna kompanija, postavila strateški cilj - uspostavljanje centralnog uljnog gazdinstva, čija realizacija je u završnoj fazi. U radu je predstavljena kontinualna dugogodišnja aktivnost na unapređenju procesa upravljanja mineralnim izolacionim uljem kroz modernizaciju tehnološkog sistema, organizaciju poslova i izradu internih dokumenata u okviru projekta izgradnje centralnog uljnog gazdinstva, a sve u cilju obezbeđenja kvalitetnog održavanja opreme, optimizacije količina mineralnog izolacionog ulja, zaštite životne sredine i zaštite od požara. Centralno uljno gazdinstvo može se smatrati projektom održivog razvoja sa aspekta energetske tranzicije, ekonomskog i društveno odgovornog poslovanja, ekološke bezbednosti i racionalnog korišćenju resursa

Ključne reči: *Elektroenergetska oprema, mineralno izolaciono ulje, centralno uljno gazdinstvo, zaštita životne sredine, održivi razvoj.*

Abstract: In most elements of the high voltage power equipment of the transmission system of the Joint Stock Company "Elektromreža Srbije" Belgrade (hereinafter: EMS AD), mineral insulating oil is used as an insulating and cooling agent (power transformers, high-voltage switches, current and voltage measuring transformers). One of the most important processes in

*Sandra Petrović, Elektromreža Srbije, sandra.petrovic@ems.rs

Tijana Babić, AD Elektromreža Srbije, Beograd, tijana.babic@ems.rs

Tijana Papović, AD Elektromreža Srbije, Beograd, tijana.papovic@ems.rs

Daliborka Ostojić Aksić, AD Elektromreža Srbije, Beograd, daliborka.ostojicaksic@ems.rs

the system of maintenance and exploitation of electric power facilities is the process of managing mineral insulating oil. As part of a project funded by the European Union, which was implemented by AETS in cooperation with employees from EMS AD, an analysis of the mineral insulating oil management process was carried out. Based on the analysis, the most optimal scenario for improving the mineral insulating oil management process related to the construction of the central oil plant was presented. In accordance with the above, EMS AD, as a socially responsible company, has set a strategic goal - the establishment of a central oil plant, the realization of which is in the final phase. The paper presents a continuous long-term activity on the improvement of the mineral insulating oil management process through the modernization of the technological system, the organization of work and the preparation of internal documents within the project of building a central oil plant, all with the aim of ensuring quality maintenance of equipment, optimizing the amount of mineral insulating oil, environmental protection and fire protection. The central oil plant can be considered a project of sustainable development from the aspect of energy transition, economic and socially responsible business, environmental safety and rational use of resources.

Key words: *Electrical equipment, mineral insulating oil, central oil plant, environment, sustainable development*

1 UVOD

Održavanje i eksploatacija elektroenergetskih objekata je kompleksan proces, a jedan od značajnih podprocesa je upravljanje mineralnim izolacionim uljem.

Funkcija mineralnog izolacionog ulja u visokonaponskoj opremi je izolacija aktivnih delova, odvođenje toplote (hlađenje), suzbijanje parcijalnih pražnjenja, korone, iskrenja i za gašenje električnog luka u prekidačima koji se javlja prilikom otvaranja i zatvaranja kontakata (uključenja/isključenja). Zajedno sa papirnom celuloznom izolacijom namotaja transformatora koji su potopljeni u ulju u trafo sudu (kazanu), ulje predstavlja izolacioni sistem transformatora. Transformatori u EMS AD sadrže od 300 kg – transformatori za sopstvenu potrošnju do 86 tona izolacionog ulja - energetske transformatori.

Za upotrebu mineralnih izolacionih ulja kao izolacionog i rashladnog sredstva potrebno je da ona zadovoljavaju određene fizičke, hemijske i električne osobine, da budu pravovremeno dostupna za nesmetan proces održavanja u kvalitetu i u potrebnoj količini.

1.1 Mineralno izolaciono ulje u prenosnom sistemu – osnovni podaci

Mineralno izolaciono ulje predstavlja 95-98% smešu naftenskih, parafinskih i aromatskih ugljovodonika. Klasifikovano je kao opasno po vodenu životnu sredinu i toksično u slučaju aspiracije.

U slučaju požara mogu da se formiraju toksični gasovi ugljen dioksid (CO₂) i ugljen monoksid (CO). Nepotpuno sagorevanje će verovatno biti uzrok stvaranju kompleksnih mešavina čvrstih materija koje se prenose vazduhom i tečnih čestica, gasova, uključujući i CO, H₂S, SO_x i drugih organskih i neorganskih jedinjenja.

Ukupne količine mineralnog izolacionog ulja koje se nalazi u elektroenergetskoj opremi (u daljem tekstu: EE oprema) u eksploataciji se kreću od 4.800 do 5.000 tona. Ukupan kapacitet mineralnog izolacionog ulja van eksploatacije, uskladišten u magacinskom prostoru za potrebe održavanja, je u proseku od 30 do 50 tona (prosek u periodu od 2016. do 2024. godine), dok je količina mineralnog izolacionog ulja koje nije za dalju upotrebu godišnje od 50 do 100 tona (prosek u periodu od 2016. do 2024. godine). Poreklo mineralnog izolacionog ulja koje nije za

dalju upotrebu je iz demontirane EE opreme, najvećim delom iz demontiranih energetskih transformatora koji nisu za dalju upotrebu. Prosečna količina mineralnog izolacionog ulja koje se upotrebljava za potrebe redovnog održavanja EE opreme, na godišnjem nivou iznosi okvirno od 9,5 do 11 tona.

Akcent u ovom radu je dat na intergrisanom pristupu i kontinuiranom unapređenju procesa upravljanja mineralnim izolacionim uljem u poslednjih petnaest godina, sve sa ciljem uspostavljanja optimalnog rešenja, poboljšanja načina kontrole i kvaliteta mineralnog izolacionog ulja, smanjenja troškova poslovanja i negativnog uticaja na životnu sredinu.

1.2 Polazne analize i ciljevi-projekat AETS

U okviru projekta finansiranog od strane Evropske unije, koji je realizovao AETS (Application Europeenne de Technologies et de Services) u saradnji sa zaposlenima iz EMS AD, tokom 2010-2011. godine izvršena je analiza procesa upravljanja mineralnim izolacionim uljem. Sistematski je sagledano i analizirano stanje, na osnovu čega su zadati ciljevi i rokovi.

1.3 Realizovane aktivnosti

Period od 2011. do 2025. godine je obeležen realizacijom postavljenih ciljeva, a aktivnosti na realizaciji su unete u poslovna i tehnička dokumenta EMS AD. Tako je u skladu sa ISO 14001:2008 i ISO 14001:2015 (2013) definisan opšti cilj “Efikasnije upravljanje izolacionim uljima u svim procesima” u dokumentu “Ciljevi zaštite životne sredine”.

U periodu od 2012. do 2017. godine u EMS AD, izvršena su ispitivanja izolacionog ulja iz sve opreme koja sadrži ovu vrstu ulja na prisustvo piralena (PCB). Prisustvo piralena (PCB) je detektovano u:

- 9 kućnih transformatora od ukupno 63 u eksploataciji. Uklanjanje PCB sprovedeno je procesom dehlorinacije do koncentracije PCB u granicama dozvoljenih propisima, ispod 50 ppm. Oprema je propisano obeležena i dalje je u upotrebi. Sva ispitivanja i dehlorinaciju mineralnog ulja uradila je akreditovana laboratorija u saradnji sa Tehnološko-metalurškim fakultetom Univerziteta u Beogradu, a rezultati su potvrđeni akreditovanoj laboratoriji Sea Marconi u Italiji.
- 137 kondenzatora (proizvođači: Freiburg, Minel, Montena), koji su tokom 2015. i 2016. godine zbrinuti. Od 2017. do 2025. godine nije bilo detektovane opreme koja sadrži PCB

Tokom 2013. i 2014. godine uspostavljene su procedure i uputstva sa kontrolnim listama za praćenje uticaja mineralnog izolacionog ulja na životnu sredinu u smislu vlaženja, kapanja, curenja ili izlivanja iz EE opreme, koja potnencijalno mogu dovesti do zagađenja zemljišta ili vodotokova. U okviru procesa kontrole, u kontinuitetu je vršeno ispitivanje sadržaja uljnih jama (ukupno 77 lokacija pri transformatorskim stanicama u periodu 2014-2024. godine) i uzorkovanje zemljišta u transformatorskim stanicama (ukupno 49 lokacija u periodu 2015-2023. godine) kako bi se proverila eventualna kontaminiranost.

Rezultati ispitivanja uljnih jama su ukazali na kontaminiranost ukupno 40 lokacija pri transformatorskim stanicama, te je shodno Uredbi o graničnim vrednostima emisije zagađujućih materija u vode i rokovima za njihovo dostizanje, izvršena dekontaminacija, postavljenjem upijajućih apsorbentata ili čišćenjem uljne jame od strane ovlašćenog operatera.

Svi parametri ispitivanja zemljišta bili su u dozvoljenim granicama shodno Uredbi o programskom praćenju kvaliteta zemljišta, odnosno zemljište nije bilo uopšte ili nije značajno kontaminirano, te iz tog razloga nije bila potrebna remedijacija ili dekontaminacija.

Realizacija postavljenih ciljeva i aktivnosti prati se i preispituje na godišnjem nivou.

U periodu 2012 – 2025. godine, vršeno je projektovanje i izgradnja novih trokomnornih ekoloških separacionih uljnih jama. Ukupno je izgrađeno 10 novih uljnih jama (TS Srbobran, TS Kruševac 1, TS Bor 2, TS Kraljevo 3, TS Obrenovac, TS Bistrica, TS Smederevo, TS Beograd 8, TS Beograd 17, TS Beograd 20) dok je u toku gradnja tri nove uljne jame na TS Požega, TS Valjevo 3, RP Djerdap 2.

Tokom 2018. godine usvojena je nova verzija internog standarda “Mineralna izolaciona ulja za primenu u visokonaponskoj opremi”.

Shodno Zakonu o upravljanju otpadom, 2014. godine izrađen je Plan upravljanja otpadom u okviru koga je definisan način upravljanja otpadom od mineralnog izolacionog ulja koji se ažurira u skladu sa rokovima predviđenim zakonskom regulativom, kao i Procedura za upravljanje otpadom.

U 2025. godini usvojen je Pravilnik o upravljanju mineralnim izolacionim uljima kao krovni dokument kojime se uređuje organizacija, nadležnosti, postupanja i odgovornosti u svim procesima upravljanja mineralnim izolacionim uljem, kao sirovinom neophodnom za rad visokonaponskih elemenata prenosnog sistema kao i prelazni period do i tokom otpočinjanja rada Centralnog uljnog gazdinstva (u daljem tekstu: CUG) u Srbobranu.

1.4 Analiza stanja postojećih postrojenja za obradu mineralnog ulja

Način na koji se sada u EMS AD vrši skladištenje, filtriranje i sušenje ulja za transformatore i prekidače, organizaciono i tehnološki je pokazao manjkavosti. Na to ukazuju problemi i poteškoće koji se odnose na skladištenje mineralnog izolacionog ulja, kontrolu raspoloživih količina i kvaliteta ulja, postojanje zaliha neadekvatne i prekobrojne ambalaže, oteženo praćenje evidencijai izveštavanje, kao i razrušenost lokacija na kojima se vrši obrada, što dovodi do povećanja rizika od izbijanja požara i negativnog uticaja na životnu sredinu.

Stručni tim EMS AD, osnovan 2023. godine izvršio je analizu stanja starih postojećih postrojenja i instalacija za obradu ulja i uslovnosti prostora u Beogradu, Valjevu, Srbobranu, Kruševcu i Boru u okviru regionalnih centara održavanja, kao i stanje pratećih cisterni u cilju utvrđivanja funkcionalnosti samih mašina za obradu ulja, stanja instalacija, proratne opreme, prostora, obučenosti kadrova za rad na mašini i dr.

Rešavanje pitanja postojećih skladišnih kapaciteta koji se odnosi na korišćenje ambalaže, starih cisterni, buradi i IBC kontejnera podrazumeva kontinuirane aktivnosti dekontaminacije i predaje ovlašćenim operterima sa krajnjim ciljem da se izvrši njihovo ukljanjanje sa magacinskih lokacija.

2 PROJEKAT ODRŽIVOG RAZVOJA - CENTRALNO ULJNO GAZDINSTVO

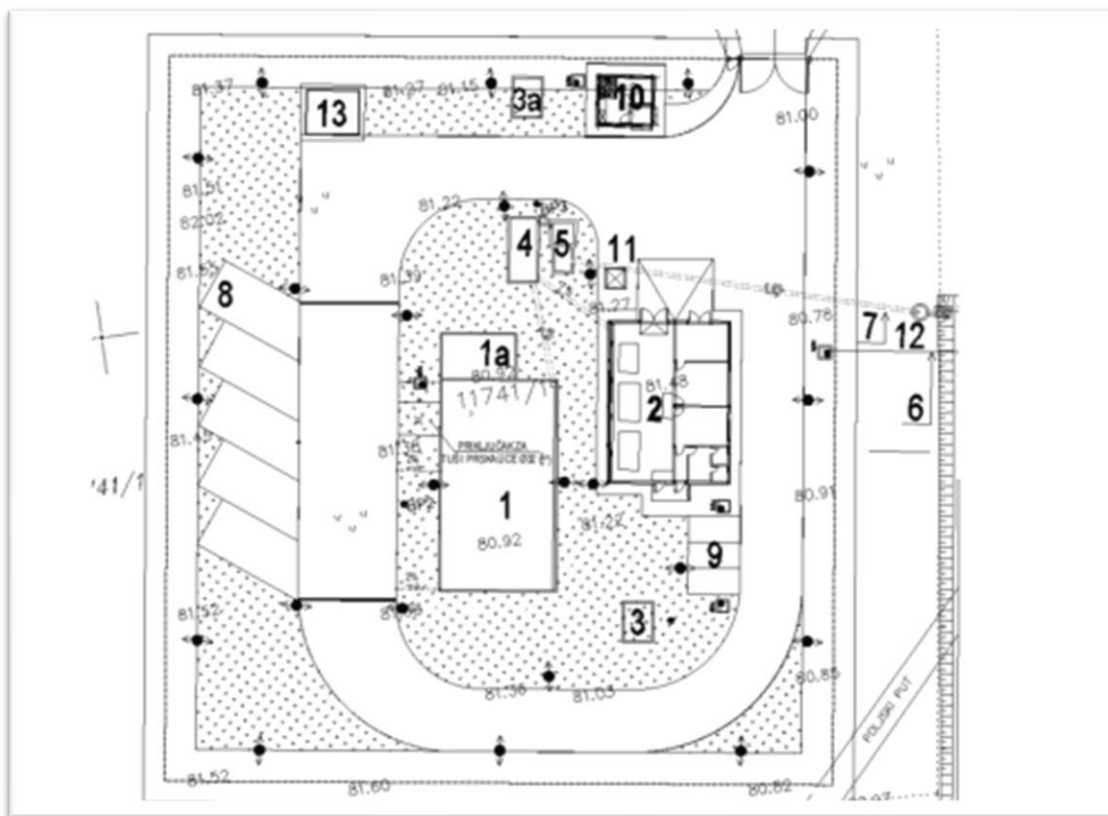
Jedan od ključnih zaključka i predloga projekta AETS u vezi unapređenja procesa upravljanja mineralnim izolacionim uljem i poboljšanja načina tehnološke obrade ulja i same organizacije transporta i manipulacija, bila je upravo izgradnja savremenog centralnog uljnog gazdinstva i uspostavljanje rezervnog uljnog gazdinstva.

Na osnovu analize stanja postrojenja za obradu ulja od strane imenovanog Stručnog tima EMS AD i godišnjih potreba za obradom mineralnog izolacionog ulja u funkciji redovnog godišnjeg održavanja visokonaponske opreme, zaključak je da se nakon izgradnje Centralnog uljnog gazdinstava zadrži postojeće postrojenje za obradu ulja kao rezervno takođe u Srbobranu.

Tokom 2015. godine urađen je projektni zadatak za izgradnju Centralnog uljnog gazdinstva kao integralno rešenje upravljanja mineralanim izolacionim uljima u kontekstu skladištenja, tehnološke obrade, kontrole kaviliteta, transporta do lokacija, ekološke bezbednosti. Projekat je nominovan kao strateški.

2.1 Opis rada CUG

Konceptualno rešenje upravljanja uljima na nivou prenosne mreže Srbije je takvo da se izolacionim uljem neophodnim za redovno održavanje, kao i uljima iz demontirane opreme koja nisu za dalju upotrebu, upravlja sa jednog mesta. Ovakvim načinom postupanja se obezbeđuje konstantan kvalitet obrađenog ulja, uvek dostupna potrebna količina ulja za redovno održavanje, znatno smanjenje mogućnosti zagađenja životne sredine i potpuna kontrola nad količinama ulja koje se nalazi van opreme.



Slika 1: Dispozicija kompleksa CUG sa elementima [1]

CUG se nalazi u Srbobranu do transformatorske stanice TS Srbobran, kao posebno integrisana funkcionalna celina, koja se sastoji od platoa sa rezervoarima za skladištenje ulja (slika 1, pozicija 1) i pogonske zgrade (slika 1, pozicija 2) iz koje se upravlja instrumentacijom, sa svom potrebnom infrastrukturom i instalacijama (slika 2).



Slika 2: Spoljni prikaz kompleksa CUG sa infrastrukturom i instalacijama

Na platou, na kadi su smeštene po tri cisterne kapaciteta 15m^3 za demontirano ulje i za ulje za dalje korišćenje (obradu) i dve cisterne kapaciteta 10m^3 za skladištenje novog ulja. Deo platoa zauzima i kada sa pumpama i masenim meračima protoka, kao i parking za autocisterne (slika 1, pozicija 8).

Pogonska zgrada se sastoji od radnog dela - prostorije za obradu ulja (slika 3), kancelarija i prostorija za upravljanje instrumentacijom preko PLC (Programmable logic controller) ili ormana upravljanja. Prostorija za obradu ulja je opremljena postrojenjem za obradu ulja (slika 4), maksimalnog protoka 6t/h i dve cisterne od po 10m^3 , od kojih je jedna procesna i služi za obradu recirkulacijom, a druga služi za smeštaj obrađenog ulja.



Slika 3: Prikaz unutrašnjeg dela pogonske zgrade sa tehnološkom linijom CUG

Postrojenje za obradu ulja se sastoji iz grubog filtera na ulazu, grejača, degazacione komore, finih filtera i merača sadržaja vode u ulju. Obađeno ulje treba da bude kvaliteta opisanog u internom standardu EMS AD i relevantnim IEC standardima. Ulje u CUG se nakon obrade ispituje na probojni napon (dielektrična čvrstoća) i sadržaj vode (automatskim uređajem u sklopu postrojenja za obradu ulja).

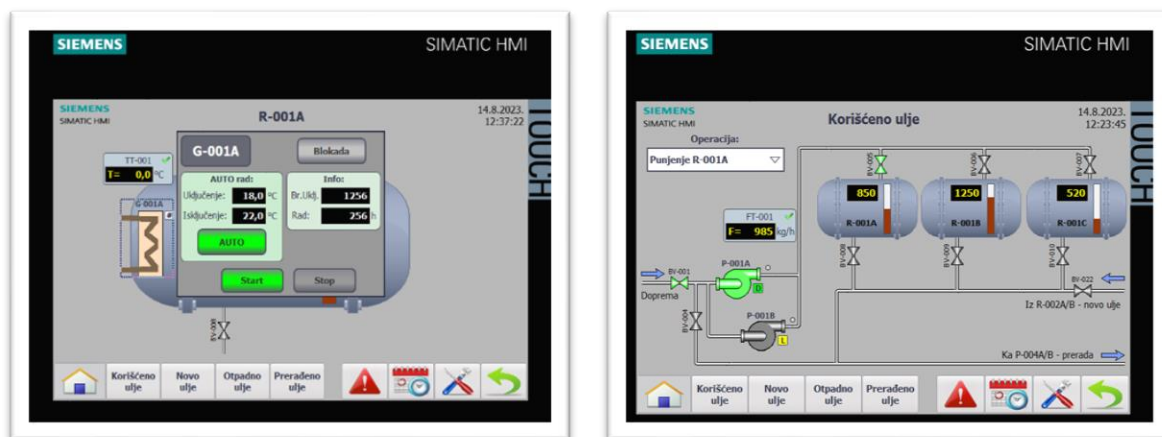
Ostale fizičke, hemijske i električne karakteristike se ispituju u akreditovanoj laboratoriji ukoliko se ukaže potreba.



Slika 4: Postrojenje za obradu ulja

Koncept upravljanja uljima i CUG se zasniva na tome da se nakon istakanja ulja iz opreme, ulje do centralnog uljnog gazdinstva doprema ili autocisternom sa ADR dozvolom ili u IBC kontejnerima. U zavisnosti od karakteristika ulja, ulje će biti skladišteno u namenske cisterne. Imajući u vidu da je centralno uljno gazdinstvo projektovano u skladu sa godišnjim potrebama regionalnih centara održavanja za uljem, određena količina ulja će uvek biti obrađena i dostupna za redovno održavanje. Autocisterna bi obrađeno ulje transportovala do objekata gde se vrši zamena (visokonaponski prekidači) ili dolivanje ulja (energetski transformatori).

Ceo proces istakanja, utakanja, obrade i skladištenja ulja u CUG je poluautomatski i pripada zatvorenom sistemu kojim može da rukuje samo obučeno osoblje. Automatizacija podrazumeva da je ugradnjom novih instrumenata i PLC-a potpuno automatizovano: praćenje i merenje primljene/izdate količine ulja na gazdinstvu, praćenje stanja u skladišnim rezervoarima, regulacija grejanja rezervoara u zimskim uslovima i prikaz parametara na centralnom računaru (PLC-u) smeštenom u objektu (slika br.5).



Slika 5: PLC

Svaka operacija se pokreće iz kontrolne sobe bilo preko PLC-a ili ormara upravljanja. Ovakav sistem omogućava snimanje podataka o istočnim i ulivenim količinama ulja u sistem, te je u svakom trenutku poznata količina ulja koja se nalazi u rezervoarima. Uz izdavanje obrađenog ulja iz centralnog uljnog gazdinstva izdaje se i izveštaj o kvalitetu ulja, ali je i pored toga svakako potrebno uvek ispitati dielektričnu čvrstoću ulja na mestu utakanja. Rezervoari za skladištenje i transport ulja su u kontrolisanim uslovima, tako da su mogućnosti za kontaminaciju životne sredine svedene na minimum.

Kada na kojoj se nalaze rezervoari (slika 1, pozicija 1), i prostorija za tehnološku obradu ulja (slika 1, pozicija 2) su uljnom kanalizacijom povezane sa ekološkom, trokomornom uljnom jamom (slika 1, pozicija 4). U slučaju havarije i većeg izlivanja ulja, ulje se u uljnoj jami gravitacijom i prelivanjem odvaja od vode i zadržava se u njoj.

Kako je i parking za autocisterne (slika 1, pozicija 8), u čijem sklopu su izvodi cevovoda za utakanje i istakanje ulja, povezan sa uljnom kanalizacijom, mogućnost zagađena zemljišta i/ili vodotokova mineralnim uljem je zanemarljiva.

Za slučaj izlivanja ulja, izrađena je uljna kanalizacija koja ulje iz kade vodi do jame za ulje. Konstrukcija uljne jame omogućuje prijem ukupnog ulja iz jedne cisterne uvećana za 25%. S obzirom na to da je moguće da se u jamu uliva osim ulja i znatna količina vode, nova jama je tako konstruisana da obezbeđuje odvajanje ulja od vode i odvođenje čiste vode u crpnu stanicu odakle se čista voda ispumpanjem odvodi u odvodni jarak uz ogradu postrojenja TS.

U slučaju havarije, tako zadržano ulje u kadi se može mobilnom pumpom pretovariti ponovo u jednu od cisterni, preraditi i koristiti.

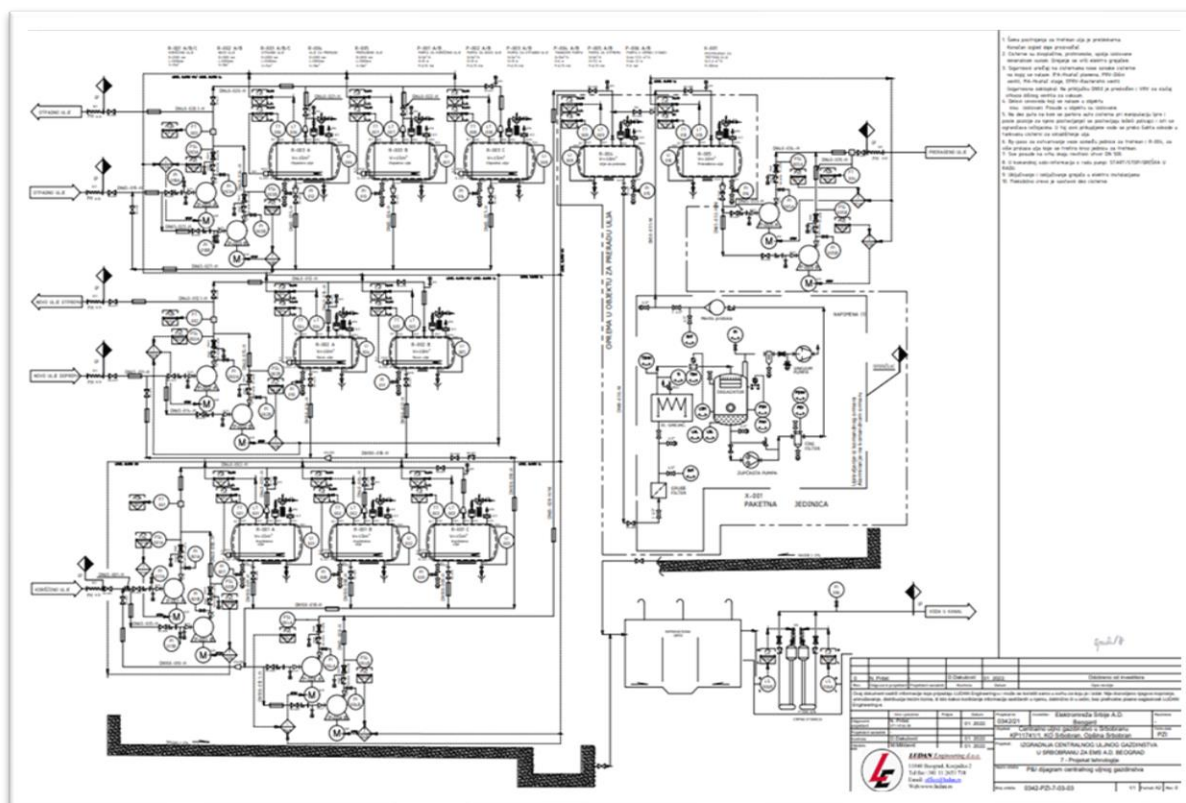
Kompleksom CUG i koordinacijom između regionalnih centara održavanja i zaposlenima na CUG upravlja koordinator centralnog uljnog gazdinstva.

Sve aktivnosti su usklađene između regionalnih centara održavanja, magacinskog poslovanja, Službe za zaštitu životne sredine i Službu za upravljanje vozilima.

2.2 Tehnološki proces

Kompleks CUG (slika 6) u tehnološkom smislu sadrži:

- Zonu pretovara,
- Prostor sa cisternama za skladištenje ulja,
- Objekat za preradu ulja



Slika 6: Tehnološka šema CUG [1]

Tehnološke operacije mogu se kategorisati u četiri procesa:

1. Prijem i otprema novog ulja: Prijem novog ulja se vrši po izboru u jednu od dve planirane cisterne kroz odvojene cevne instalacije. Sistem cevnih instalacija za otpremu je takođe posebna celina, a oprema za merenje i upravljanje fluidom je zajednička. Novo ulje, u nekim karakteristikama zbog uslova transporta i ambalaže može da odstupa od zahtevanih standarda za korišćenje u visokonaponskoj opremi, te je potrebna njegova obrada. U tom slučaju ulje se do postrojenja za obradu i nakon obrade transportuje odvojenim sistemom cevovoda.
2. Prijem i otprema korišćenog ulja: Korišćeno ulje se u sistem CUG uvodi kroz sopstveni cevovod, a izlaz iz sistema je vezan na celinu sa postrojenjem za obradu ulja.
3. Prijem i otprema zaprljanog ulja: Zaprljano ulje ni na koji način nije povezano sa jedinicom postrojenja za obradu ulja, niti su rezervoari za njegovo skladištenje povezani sa ostalim rezervoarima i sistemom za transport ostalih kategorija ulja.
4. Obrada ulja: Ulje koje se obrađuje u postrojenju je novo mineralno ulje i mineralno ulje koje je u skladu sa internim dokumentima EMS AD kategorisano za dalju upotrebu. Mineralno ulje tokom eksploatacije gubi svoje početne karakteristike, uglavnom zbog visokih temperatura i struja koje prolaze kroz njega i procesa oksidacije. Usled starenja ulja, u njemu se izdvajaju kiseline, voda, gasovi, a troši se inhibitor oksidacije. Proces obrade ulja podrazumeva vraćanje njegovih karakteristika u zadovoljavajuće pogonsko stanje. Postrojenje za obradu ulja u CUG uspešno uklanja vodu, gasove i čestice iz ulja, čime se povećava dielektrična probojnost ulja, pa takvo ulje zadovoljava zahteve najstrožih standarda za visokonaponsku opremu. Kiseline se ne mogu ukloniti na ovaj način, niti se može povećati koncentracija inhibitora oksidacije, pa potpunu regeneraciju ulja nije moguće izvršiti u okviru CUG.

3 ZAKLJUČAK

Proces izmene kompletnog sistema funkcionisanja i upravljanja mineralnim izolacionim uljem je dugotrajna aktivnost ali benefiti koji se očekuju su višestruki. Prednost upravljanja uljima sa jednog mesta u okviru potpuno izdvojene i samostalne celine u smislu održivosti je ogromna.

Korišćenjem centralnog PLC SCADA&Touch panel interfejs računara u delu praćenja i merenja primljene/izdate količine ulja u CUG, praćenja stanja u skladišnim rezervoarima, praćenja rada pumpi, ventila, instalacija i druge opreme, regulacije grejanja rezervoara u zimskim uslovima, upravljanje mineralnim uljem je postao automatizovan proces. Omogućena je dostupnost podataka o količini i kvalitetu ulja svakom zaposlenom u svakom trenutku, izvršena je optimizacija količine mineralnog izolacionog ulja bez stvaranja zaliha, kao i optimizacija ambalaže za skladištenje, kao i smanjenje površina korišćenog skladišnog prostora/lokacija u sistemu magacinskog poslovanja.

Pored svega navedenog, najveći benefit uspostavljanja CUG je će u svakom trenutku potrebne količine ulja proverenog kvaliteta biti dostupne za održavanje elektroenergetskog sistema.

Sa aspekta zaštite životne sredine minimizirani su rizici od zagađenja zemljišta i vodotokova, smanjen je rizik od izbijanja požara lokalizacijom mineralnog ulja na jednom objektu uz izgradnju uljne kanalizacije sa uljnom jamom.

Obezbeđen je jednostavniji pristup i kontrola same lokacije, stvoreni su uslovi za bolju bezbednost objekta, omogućeno je kvalitetnije održavanje samog objekata i opreme, bolje upravljanje pratećom dokumentacijom i izveštajima o radu i vođenju evidencija u okviru procesa magacinskog poslovanja.

Minimiziran je svaki neopravdani rizik za bezbednost i zdravlje radnika.

CUG se može smatrati projektom održivog razvoja sa aspekta energetske tranzicije, ekonomskog i društveno odgovornog poslovanja, ekološke bezbednosti i racionalnog korišćenju resursa.

4 LITERATURA

- [1] Projekat PZI –Centralano uljno gazdinstvo CUG Srbobran

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.03)**C3.03****METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE DOZVOLJENIH NIVOVA BUKE
NOVOPROJEKTOVANIH VETROPARKOVA****METHODOLOGY FOR DETERMINING ALLOWED NOISE LEVELS OF NEWLY
DESIGNED WIND FARMS****Miloš Bjelić*, Tatjana Miljković, Marija Ratković**

Kratak sadržaj: Obnovljivi izvori energije, poput vetroparkova, imaju ključnu ulogu u smanjenju karbonskog otiska i ostvarivanju ciljeva Zelene agende kroz prelazak na održiv energetska sistem. Kako se broj vetroparkova uvećava, njihov uticaj na životnu sredinu postaje sve značajniji, uključujući i moguće negativne efekte buke na ljude. Zbog toga je važno u fazi projektovanja budućih vetroparkova sagledati njihov uticaj na ljude u okruženju sa aspekta buke. Potrebno je pre svega ustanoviti dozvoljeni nivo buke koji ne bi smeo biti premašen na lokacijama oko vetroparkova. U ovom radu prikazana je metodologija za određivanje dozvoljenih nivoa buke koju je potrebno sprovesti u fazi projektovanja budućih vetroparkova. Metodologija se oslanja na određivanju zavisnosti ambijentalne, pre izgradnje vetroparka, od brzine vetra na toj lokaciji. Metodologija ne predstavlja standard, već preporuku, i kao takva se primenjuje u svim delovima sveta. Ambijentalna buka se meri na 1.5 metara od tla, dok se brzina vetra može meriti na nekoliko načina, svodeći se na normalizovanu brzinu vetra na visini 10 metara od tla. Potrebno je formirati statistički značajan broj merenja buke i vetra, trajanja 10 minuta, i izračunati nivo buke koji je premašen u 90% slučajeva. Nakon formiranja zavisnosti nivoa buke od brzine vetra moguće je definisati kriterijume za dozvoljeni nivo buke na toj lokaciji. Utvrđeni dozvoljeni nivoi se mogu koristiti kao kriterijum u postupku izrade Studije uticaja na životnu sredinu. Takođe, ovi dozvoljeni nivoi mogu se koristiti u postupku provere uticaja vetroparka nakon izgradnje na životnu sredinu.

Ključne reči: vetropark, buka, merenje, kriterijum za buku

Abstract: Renewable energy sources, such as wind farms, play a key role in reducing the carbon footprint and achieving the goals of the Green Agenda by transitioning to a sustainable energy system. As the number of wind farms increases, their impact on the environment becomes more significant, including potential negative effects such as noise on people. Therefore, it is important, during the design phase of future wind farms, to assess their impact on people in the surrounding area with respect to noise. First and foremost, it is necessary to establish the allowed noise level that should not be exceeded at locations around the wind farms.

* Miloš Bjelić, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, bjelic@etf.rs
Tatjana Miljković, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, tm@etf.rs
Marija Ratković, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, rm@etf.rs

This paper presents a methodology for determining the allowed noise levels that must be implemented in the design phase of future wind farms. The methodology relies on determining the dependency of ambient noise, before the construction of the wind farm, on the wind speed at the location. The methodology is not a standard but a recommendation and, as such, is applied worldwide. Ambient noise is measured at a height of 1.5 meters above the ground, while wind speed can be measured in several ways, but ultimately normalized to wind speed at a height of 10 meters above the ground. A statistically significant number of 10-minute measurements of both noise and wind speed need to be conducted, and the noise level exceeded in 90% of the cases should be calculated. After establishing the dependency of noise levels on wind speed, it is possible to define criteria for the allowed noise levels at that location. The established allowed levels can be used as criteria in the Environmental Impact Study procedure. These allowed levels can also be used to assess the impact of the wind farm on the environment after construction.

Key words: *wind farm, noise, measurement, noise criteria*

1 UVOD

U poslednjim decenijama globalna energetska politika prolazi kroz transformaciju u pravcu održivosti, pri čemu se poseban akcenat stavlja na obnovljive izvore energije [1]. U tom kontekstu, energija iz vetra zauzima značajno mesto kao jedan od ključnih elemenata tzv. zelene agende, čiji je cilj smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte, dekarbonizacija energetskog sektora i ublažavanje posledica klimatskih promena. Vetroparkovi kao sistemi za eksploataciju energije vetra, predstavljaju tehnološki napredan, ekološki prihvatljiv izvor energije, koji ne koristi fosilna goriva i ne emituje CO₂ tokom eksploatacije. Njihov doprinos održivoj budućnosti ogleda se kroz smanjenje zavisnosti od neobnovljivih izvora, poboljšanje energetske sigurnosti, kao i ekonomski razvoj ruralnih područja [2].

Međutim, pored brojnih prednosti vetroparkovi mogu imati i neke negativne uticaje na životnu sredinu [3]. Najčešće se ističu problemi vezani za vizuelni uticaj na pejzaž [4], uticaj efekta senki [5], kao i emisija buke [6]. Ovi faktori mogu imati negativne posledice na zdravlje ljudi i kvalitet života stanovništva, kao i na ukupan biodiverzitet u okolini vetroelektrana [7].

Buka koju proizvode vetroturbine može imati značajan uticaj na kvalitet života lokalnog stanovništva i životnu sredinu. Može se desiti da nivo koja potiče od vetroparka buke premaši dozvoljene granice koje mogu ometati svakodnevni život ljudi. Dugoročno izlaganje visokom nivou buke povezano je sa razvojem različitih zdravstvenih problema [8], uključujući poremećaje spavanja, hronični stres, povišen krvni pritisak, a čak se povezuje i sa povećanim rizikom od kardiovaskularnih bolesti [9]. Osim toga, buka može imati i negativan uticaj na životinje, ometajući njihovo ponašanje, putanje za migriranje, komunikaciju itd., što može ugroziti lokalni biodiverzitet.

Ambijentalna buka predstavlja sve zvukove koji su tipični za neku lokaciju. Ona može poticati od prirodnih izvora (kao što su vetar, životinje, ptice, kiša) i od ljudskih aktivnost (saobraćaj, industrijski zvuci, poljoprivredne aktivnosti itd.). Nivo ambijentalne buke zavisi od mnogo faktora i može se veoma razlikovati na različitim lokacijama. Zbog toga se i potencijalni uticaj budućih vetroparkova mora sagledavati u odnosu na svaku potencijalno ugroženu lokaciju i u odnosu na postojeće stanje buke na toj lokaciji. Da bi se precizno procenili potencijalni uticaji buke koja potiče od vetroparka na okolinu neophodno je sprovesti detaljna merenja i analize ambijentalne buke pre izgradnje vetroparka.

Ova merenja pomažu u utvrđivanju postojećih nivoa buke u okolini vetroparka i služe kao osnova za poređenje sa predviđenim nivoima buke tokom rada vetroparkova. Prvo je potrebno definisati ugrožene zone u kojima se ljudi mogu naći u dužem vremenskom periodu (stambeni ili radni prostor) kako bi se na njima vršio monitoring buke u dužem vremenskom intervalu. Ugrožene lokacije su obično one koje su i najbliže zoni vetroparka, ali to može zavisi od konfiguracije terena. U fazi projektovanja pozicija vetroturbina u vetroparku mogu se izvršiti preliminarni proračuni nivoa buke [10,11] i na taj način odrediti koje su potencijalno ugrožene lokacije. U nekim situacijama merenja ambijentalne buke nisu opravdana. U delu NZS 6808 standarda date su sledeće smernice: „Merenje nivoa ambijentalne buke i naknadne analize radi određivanja ograničenja buke treba izvršiti tamo gde se predviđaju nivoi buke vetroelektrane od 35 dBA ili više za lokacije koje su ugrožene bukom, kada su vetroturbine na 95% nominalne snage. Ako u neposrednoj okolini vetroelektrane nema lokacija koje su ugrožene bukom od 35 dBA merenja nivoa ambijentalne buke zvuka nisu potrebna” [12].

Nivo ambijentalne buke se povećava sa povećanjem brzine vetra na analiziranoj lokaciji. Sa druge strane se i nivo buke vetroturbina povećava sa povećanjem brzine vetra [13, 14]. Zbog toga je neophodno utvrditi zavisnost nivoa ambijentalne buke od brzine vetra pre izgradnje vetroparka kako bi se utvrdio potencijalni uticaj vetroparka. Krajem devedesetih godina prošlog veka ekspertska grupa *Working Group on Wind Turbine Noise* objavila je preporuku ETSU-R-97: *The Assessment and Rating of Noise From Wind Farms* [15]. Ova preporuka opisuje okvir za merenje buke vetroparka i daje način za određivanje nivoa buke za koje se smatra da nude razuman stepen zaštite suseda vetroparka, bez postavljanja nerazumnih ograničenja na razvoj ili dodavanje vetroparka neprimereno troškovima i administrativnim opterećenjima za programere vetroelektrana ili lokalne vlasti. Šesnaest godina kasnije radna grupa Instituta za Akustiku izdaje preporuku „*A Good Practice Guide to the Application of ETSU-R-97 for the Assessment and Rating of Wind Turbine Noise*” [16] u kojoj se, između ostalog, detaljno opisuju svi praktični aspekti povezani sa određivanjem graničnih vrednosti nivoa buke koje ne bi trebalo da prelazi buka budućih vetroparkova.

U ovom radu prikazan je način za određivanje dozvoljenih nivoa buke za buduće vetroparkove, za dve različite hipotetičke lokacije, baziran na dve navedene preporuke. Cilj rada je da razjasni postupak i nedoumice u vezi sa tehničkim aspektima procene buke, uključujući prikupljanje i analizu podataka o ambijentalnoj buci. Prikazani su primeri dve različite lokacije sa stanovišta ambijentalne buke kako bi se pokazalo da granične vrednosti za različite uslove ambijenta mogu biti drugačije. Razjašnjeni su potencijalno nejasni postupci u vezi merne opreme, trajanja merenja, uslova merenja, određivanja standardizovane brzine vetra i računanja kriterijuma za granične vrednosti buke.

Rad je podeljen u pet poglavlja. Nakon prvog, uvodnog poglavlja, sledi poglavlje metodologija u kom se objašnjava način određivanja graničnih vrednosti za nivoe buke. U trećem poglavlju je opisan način merenja nivoa buke i brzine vetra, zahtevi za mernu opremu kao i preporuke za trajanje merenja. U četvrtom poglavlju prikazani su simulirani rezultati za dve različite merne lokacije i prateća diskusija rezultata. U poslednjem, petom poglavlju, izneti su zaključci.

2 METODOLOGIJA

Utvrđivanje granica buke koje ne bi trebao da premaši budući vetropark rezultat je rada ekspertske grupe širom sveta i izvedene su u odnosu na:

- postojeće standarde i uputstva u vezi sa emisijom buke

- postojeće zakonske regulative
- potreba društva za obnovljivim izvorima energije radi smanjenja emisije zagađenja
- istraživanja radnih grupa za buku u Velikoj Britaniji, Danskoj, Holandiji i Nemačkoj

Da bi se utvrdile granične, odnosno dozvoljene vrednosti, potrebno je izvršiti ocenu stanja ambijentalne buke pre izgradnje vetroparka. Ova ocena vrši se u fazi izrade Studije uticaja na životnu sredinu i podrazumeva merenje ambijentalne buke, koje se često naziva i „nulto merenje“. Merenje ambijentalne buke podrazumeva monitoring buke na određenim lokacijama koje su potencijalno ugrožene izgradnjom budućeg vetroparka u pogledu buke. Tačne lokacije na kojima će se vršiti merenja određuju se kao geografski najbliže stambene ili radne jedinice zoni vetroparka. Precizniji način da se utvrde lokacije je da se izvrši proračun nivoa buke koje emituju vetroturbine i odrediti sve lokacije na kojima borave ljudi na kojima je nivo buke veći od 35 dB. Ovaj deo je veoma važan i zahteva angažovanje konsultanata za akustiku.

Potrebno je da se definiše deskriptor kojim će se izražavati stanje buke u životnoj sredini. Radna grupa odabrala je deskriptor L_{90} , izražen u dB(A) za opis stanja ambijentalne buke za potrebe određivanja dozvoljenih nivoa buke. Parametar predstavlja vrednost nivoa buke koja je premašena u 90% slučajeva. Ovaj deskriptor omogućava eliminaciju kratkih zvukova koji mogu biti netipični za svakodnevnu situaciju na mernoj lokaciji. Pokazano je da se korišćenjem ovog deskriptora umesto parametra L_{eq} , koji se uobičajno koristi za opis stanja buke u životnoj sredini, dobijaju vrednosti za oko 1.5 - 2.5 dB(A) manje [15].

Nivo ambijentalne buke pored ljudskih aktivnosti na mernoj lokaciji zavisi i od vetra. Vazdušno strujanje stvara buku na delovima vegetacije, kao što su krošnje drveća, lišće itd., kao i na objektima u neposrednoj okolini. Sa druge strane i buka koju prave vetroturbine direktno zavisi od brzine vetra [13]. Zbog toga je potrebno odrediti zavisnost nivoa ambijentalne buke od brzine vetra. U tu svrhu, pored merenja nivoa ambijentalne buke, potrebno je meriti i brzinu vetra. Merenje brzine vetra bi trebalo da bude standardizovano kako bi se moglo vršiti poređenje različitih lokacija koje se razlikuju po konfiguraciji. Detaljan postupak merenja brzine vetra i merenja buke dat je u narednom poglavlju.

Potrebno je izmeriti brzine vetra koje su zastupljene na samoj lokaciji ali i one pri kojima rade vetroturbine. Kako bi se obezbedio dovoljan set podataka za utvrđivanje veze između nivoa buke i brzine vetra potrebno je vršiti merenja u dugačkom intervalu vremena. Potrebno je i standardizovati najmanji kvant vremena u kom bi se vršilo merenje buke i brzine vetra. Ekspertska grupa koja je definisala preporuku odredila je da to bude kvant od 10 minuta. Produženje perioda merenja na više od 10 minuta predstavljao bi gubitak u vremenskoj rezoluciji i ne bi se mogle sagledati varijaciji nivoa buke.

Na osnovu obimnih merenja formira se set podataka sa 10-minutnim vrednostima deskriptora buke L_{90} i usrednjenih standardizovanih brzina vetra v_{10} , za sve brzine vetra od interesa. Na osnovu ovog seta podataka moguće je utvrditi korelaciju između stanja ambijentalne buke i brzine vetra. Koristeći izmereni set podataka formira se regresiona kriva pomoću polinoma trećeg ili četvrtog stepena. Koeficijenti regresione krive biraju se tako da se ostvari maksimiziranje parametra R^2 između izmerenih vrednosti i regresione krive [17]. Nakon izračunavanja regresione krive mogu se utvrditi nivoi buke za svaki opseg brzine vetra od 1 m/s očitavanjem sa krive. Očitane vrednosti se unose u narednu tabelu.

Tabela 1: Formular za nivo ambijentalne buke za različite brzine vetra

v_{10} (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nivo L_{90} (dBA)												

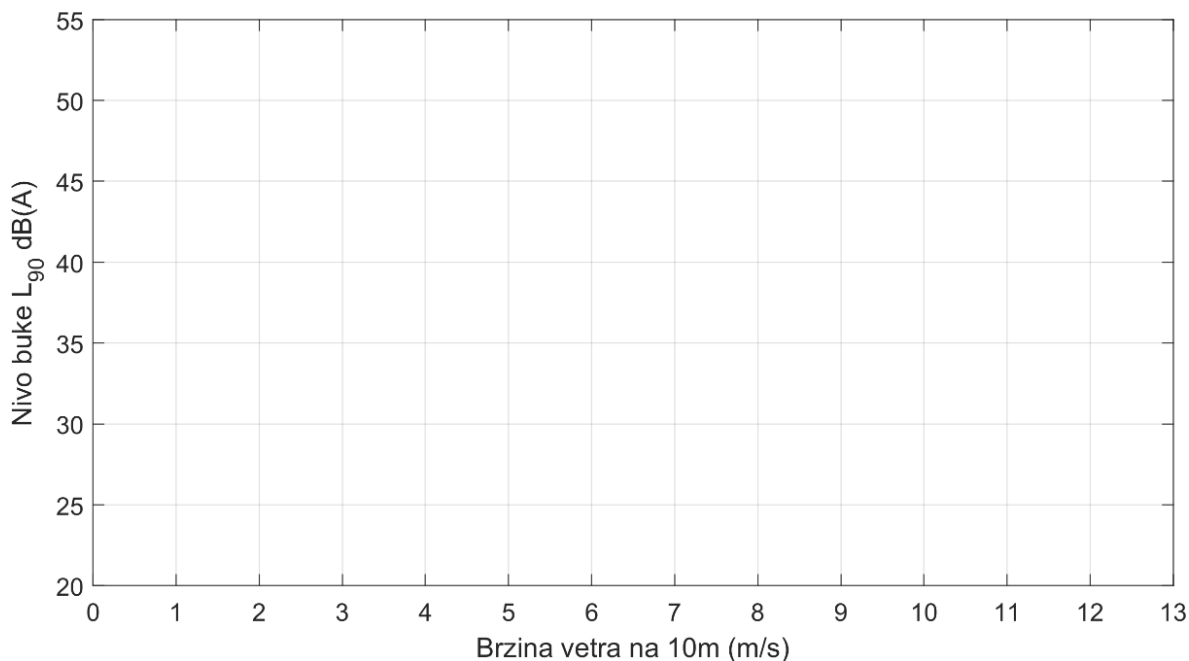
Ograničenja buke u ETSU-R-97 postavljena su sa ciljem zaštite stanovništva dok su van svojih stambenih jedinica, u njihovoj okolini. Dozvoljeni nivoi buke dobijaju se kombinacijom odgovarajuće fiksne granice i izvedene relativne granice. Fiksna granica određena je učešćem ljudi koji žive u toj oblasti u vlasništvu budućeg vetroparka. Na osnovu toga formiraju se dve vrednosti za fiksnu granicu:

- 1) Stanovništvo nema učešće u vlasništvu (*Non-stakeholder*) – fiksna granica je 40 dBA
- 2) Stanovništvo ima učešće u vlasništvu (*Stakeholder*) – fiksna granica je 45 dBA

Relativna granica buke se dobija na osnovu izmerenih vrednosti ambijentalne buke L_{90} koja zavisi od brzine vetra (Tabela 1) uvećane za 5 dB. Relativna granica se izračunava za sve vrednosti brzine vetra. Konačno, dozvoljena vrednost nivoa ambijentalne buke na lokaciji koja je potencijalno ugrožena budućim vetroparkom dobija se kao:

- 1) Stanovništvo nema učešće u vlasništvu: $\min\{40 \text{ dBA}, L_{90} + 5 \text{ dB}\}$
- 2) Stanovništvo ima učešće u vlasništvu: $\min\{45 \text{ dBA}, L_{90} + 5 \text{ dB}\}$

Ovakav kriterijum primenjuje se na sve vrednosti brzine vetra iz Tabele 1. Vrednosti dozvoljenih nivoa predstavljaju se tabelarno (slično kao Tabela 1) ili na grafiku čija je forma data na Slici 1. Opseg na y-osi ovog grafika može biti promenjen u zavisnosti od stanja buke na mernoj lokaciji.



Slika 1: Grafička forma za predstavljanje rezultata korelacije merenja buke sa merenjem vetra i dozvoljenih vrednosti buke koje ne bi trebao da premaši vetropark

3 POSTUPAK MERENJA BUKE I BRZINE VETRA

3.1 Oprema za merenje buke i izbor lokacije za merenje

Oprema za merenje buke treba da ispunjava standarde za klasu 1 mernih uređaja [18]. Mikrofon bi trebalo da budu smešteni u štitnik za vetar kako bi se smanjio efekat buke koju stvara protok vazduha na mikrofону. Štitnik za vetar mora biti većeg prečnika od 100 mm. Tamo gde proizvođač nije predložio kombinaciju štitnik-mikrofon, što je najčešće slučaj, štitnik ne bi trebalo da ima uticaj veći od ± 1 dB u bilo kom oktavnom opsegu od 63 Hz do 4000 Hz [19]. Kalibracija sistema za merenje vrši se pomoću kalibratora klase 1, prema specifikaciji proizvođača, u periodima ne duže od dve godine pre datuma završetka istraživanja. Sistem treba da bude kalibrisan na terenu prilikom postavljanja i pri svakoj promeni baterije.

Merenja buke treba da se vrše u blizini stambenih jedinica u oblasti koja se često koristi za odmor i rekreaciju. Identifikovanje optimalnih pozicija za merenje mora biti stvar profesionalne procene i iskustva, ali se nude sledeće smernice [16]:

- Mikrofon treba da budu postavljeni na visini od 1.2-1.5 metara iznad zemlje i ne bliže od 3.5 metara bilo kojoj značajnoj reflektujućoj površini (kao što je zgrada ili ograda), osim zemlje. Položaj treba da bude unutar 20 metara od stambene jedinice.
- Opremu treba postaviti na pozicijama gde su nivoi buke reprezentativni za tipične „niske“ nivoe u blizini stambenih jedinica.
- Cilj je da se izmeri „tipični“ ili „indikativni“, a ne „apsolutno najniži“ nivoi pozadinske buke (koji se mogu odrediti samo proširenim merenjima na velikom broju lokacija tokom dugog perioda koji nije ni potreban ni izvodljiv).
- Na većini lokacija, nivoi ambijentalne buke će biti determinisani vetrom u drveću i vegetaciji i izvorima buke koji se nalaze izvan imanja, kao što je buka saobraćaja. Treba identifikovati prisustvo lokalnih izvora buke kao što su pumpe, baštenske česme, kućni odvodi, vodotokovi i poljoprivredna oprema. Takvi izvori su promenljivi i njihove efekte treba isključiti tamo gde je to moguće izborom položaja merenja.
- Tamo gde nije moguće isključiti uticaj promenljivih lokalnih izvora buke izborom pozicije, moguće je isključiti takve podatke iz skupa podataka koji se koristi za izvođenje kriterijuma za dozvoljene nivoe.

Na Slici 2 prikazano je pozicioniranje uređaja za merenja buke na dve merne lokacije. Na merni mikrofon postavljen je zaštitnik za vetar i mikrofon se nalazi na 1.4 metra od tla. U okruženju ne postoje refleksione ravni, sem zemlje.



a)



b)

Slika 2: Primer pozicija mernog uređaja na dve merne lokacije

3.2 Trajanje merenja i filtriranje podataka merenja

Trajanje merenja buke određuje se potrebom da se prikupi dovoljno validnih podataka o opsegu brzina vetra. Da bi se ovaj zahtev ispunio potrebno je vršiti merenja u trajanju od barem 2 nedelje. Prema ETSU preporuci mora se obezbediti da se tokom perioda analize izmere brzine vetra u rasponu od 0 do 12 m/s. U slučajevima u kojima buduće vetroturbine imaju regulaciju nagiba sa kojom postižu maksimalni nivo zvučne snage pri standardizovanoj brzini vetra od 7-8 m/s prikupljanje podataka o buci pri brzinama vetra do 12 m/s se ne smatra neophodnim. Takođe, na nekim lokacijama pojava standardizovanih brzina vetra iznad 7-8 m/s je relativno neuobičajena i prikupljanje podataka pri većim brzinama vetra može zahtevati nepotrebno dug period. Često nije potrebno meriti brzine vetra znatno ispod brzine uključenja vetroturbina (uglavnom 2-4 m/s na visini glavčine). Na osnovu toga preporučeni raspon minimalne brzine vetra (na 10 m) za analizu buke:

- Za turbine sa regulacijom nagiba: između *cat-in* brzine vetra i brzine vetra koja odgovara njegovom maksimalnom nivou zvučne snage.
- Za turbine sa regulacijom zaustavljanja: između *cat-in* brzine vetra i 12 m/s.

Da bi se obezbedila potrebna količina podataka potrebno je da se dobije najmanje 200 validnih tačaka podataka za svaki od perioda u okviru zahtevanog opsega brzine vetra i ne manje od 5 validnih podataka u bilo kom opsegu brzine vetra od 1 m/s. Ove smernice nisu striktno. Možda će biti potrebno više podataka ako podaci pokazuju veliko rasturanje, odnosno može ih biti manje ako su podaci čvrsto grupisani.

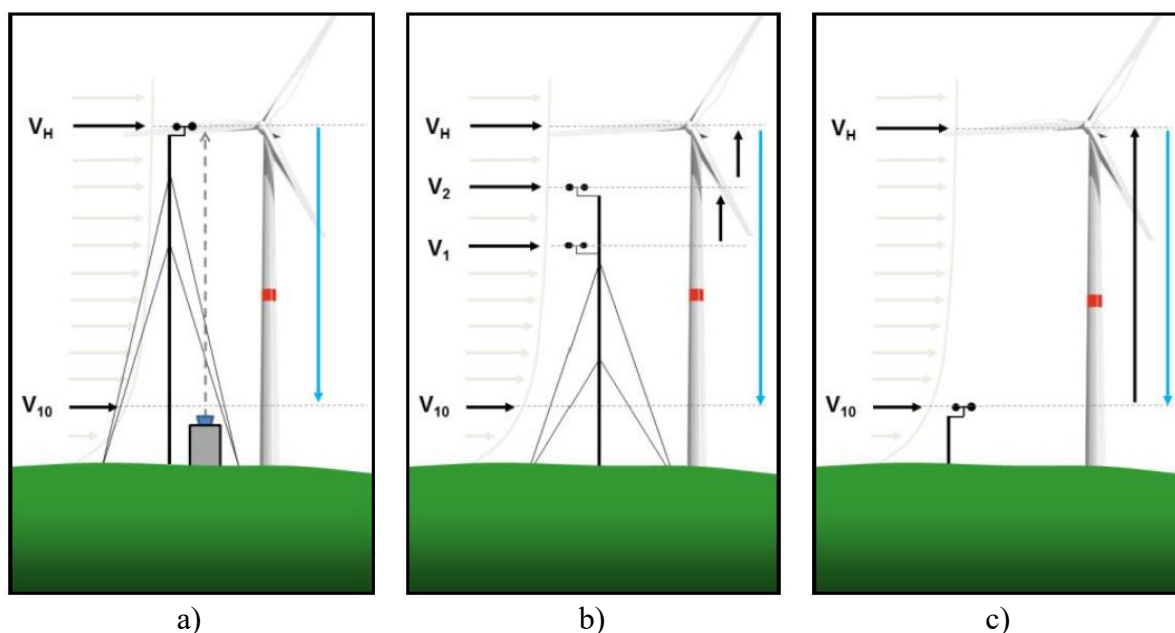
Da bi se obezbedili reprezentativni rezultati merenja za analizu buke i postavljanje adekvatnih kriterijuma za dozvoljeni nivo buke potrebno je izvršiti odgovarajuća filtriranja.

Da bi se dobio tipičan prikaz postojeće buke, analiza prikupljenih podataka treba da minimizira uticaj netipičnih izvora buke za reprezentativnu lokaciju merenja. ETSU-R-97 zahteva filtriranje podataka o buci, vetru i kiši za sate koje odgovaraju periodu odmora i noćnih sati. Uprkos pažljivom odabiru mernih lokacija, treba očekivati da se tokom istraživanja mogu javiti izvori buke koji nisu tipični za okruženje. Takvi izvori mogu biti neidentifikovana buka iz dvorišta, pumpe za vodu, motori u praznom hodu, itd. U takvim slučajevima treba izvršiti uklanjanje merenja koja sadrže te izvore buke. Upotreba indeksa L_{A90} će minimizirati uticaj prolaznih izvora buke koji bi mogli da podignu izmerene nivoe buke. Podaci prikupljeni tokom perioda padavina (kiša i sneg) moraju biti uklonjeni iz podataka.

3.3 Određivanje brzine vetra na standardizovanoj visini od 10 metara

Nivoi buke izmereni u svakom intervalu od 10 minuta su u korelaciji sa brzinom vetra na referentnoj poziciji na predloženoj lokaciji vetroparka. Potrebno je da se brzina vetra odredi na standardizovanoj visini od 10 metara (v_{10} standardizovana brzina vetra). Mogu se koristiti tri metode merenja brzine vetra (prikazane šematski na slici 3):

- Direktna merenja na visini glavčine koristeći jarbol koji nosi anemometar na visini glavčine (buduće) turbine.
- Merenje pomoću stuba nižeg od visine glavčine, koji nosi anemometre na dve različite visine. Ta merenja se koriste za izračunavanje brzine vetra na visini glavčine, koristeći eksponencijalni profil (izraz 1). Potrebno je da gornji anemometar (označen sa 2 na Slici 3b) bio na visini ne manjoj od 60% visine glavčine predložene turbine i donji anemometar (označen sa 1 na Slici 3b) najmanje 15 metara ispod nje. U okviru tih zahteva treba koristiti dve merne visine najbliže visini glavčine. Standardizovana brzina vetra dobija se na osnovu izračunate brzine vetra na visini glavčine i izraza (3).
- Merenje pomoću stuba koji nosi anemometar na visini od 10 metara, sa korekcijama smicanja vetra koje treba odrediti (izraz 3).



Slika 3: Šematski prikaz metode koja se koristi za procenu brzine vetra na visini 10 metara: a) merenje na visini glavčine, b) merenje na dve visine, manje od visine glavčine i c) merenje na visini 10 metara od tla [16]

$$v = v_{mereno} \cdot \left[\frac{h}{h_{mereno}} \right]^m, \quad (1)$$

gde je v računata brzina vetra, v_{mereno} izmerena brzina vetra, h visina na kojoj se računa brzina vetra, h_{mereno} visina na kojoj je merena brzina vetra i m eksponent smicanja, koji se računa na sledeći način:

$$m = \frac{\log(v / v_{mereno})}{\log(h / h_{mereno})}. \quad (2)$$

Brzina vetra na $h=10$ metara (v_{10}) može se izračunati na sledeći način:

$$v_{10} = v_{ref} \frac{\ln(10 / z)}{\ln(h_{ref} / z)}, \quad (3)$$

gde je v_{ref} izračunata ili izmerena brzina vetra na visini h_{ref} , a z dužina hrapavosti. Dužina hrapavosti od 0.05 m se koristi za standardizaciju brzine vetra visine glavčine na visinu od 10 m, bez obzira na stvarnu dužinu hrapavosti na mernoj lokaciji [20]. Ova procedura „normalizacije“ je usvojena radi uporedivosti rezultata ispitivanja za različite turbine.

Važno je da merenja buke ($L_{A90,10 min}$) i brzine vetra ($v_{10,10min}$) budu sinhronizovana tako da periodi usrednjavanja od 10 minuta budu odgovarajući za oba merenja. U ovu svrhu mogu se iskoristiti GPS prijemnici koji pružaju tačan izvor univerzalne vremenske reference.

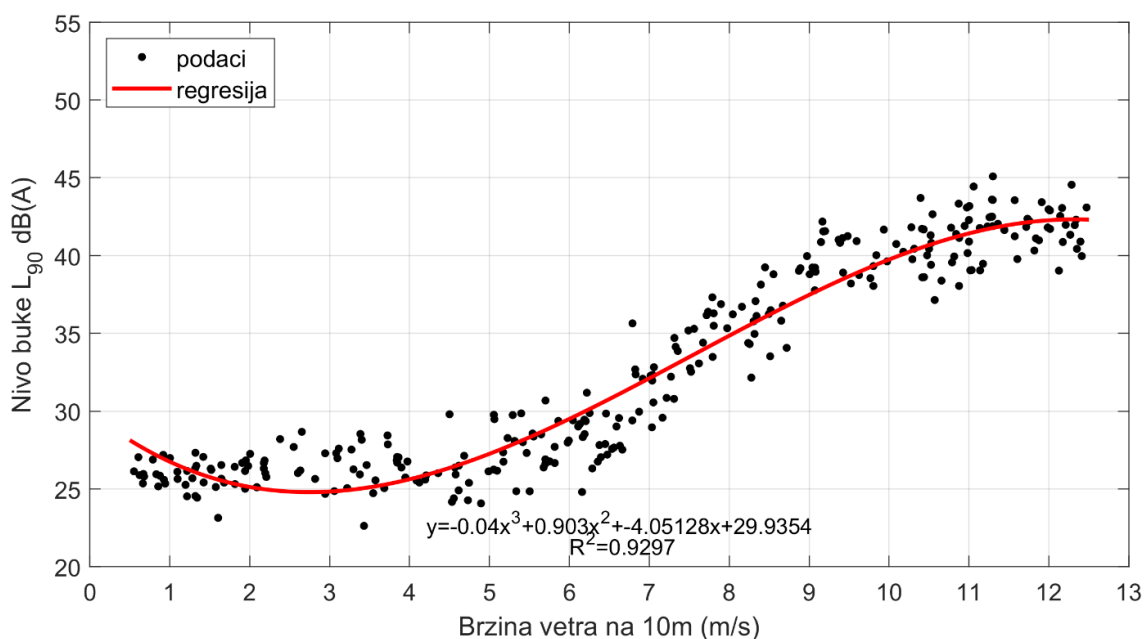
4 REZULTATI I DISKUSIJA

U ovom poglavlju prikazano je određivanje dozvoljenih vrednosti buke za potrebe projektovanja budućeg vetroparka za dve merne lokacije A i B na osnovu izmerenih vrednosti ambijentalne buke i izmerenih brzina vetra. Ove lokacije, kao i rezultati merenja buke su hipotetički, odnosno ne predstavljaju stvarne geografske lokacije u okolini budućeg vetroparka i stvarne rezultate merenja. Rezultati merenja su simulirani na osnovu dosadašnjeg iskustva Laboratorije za Akustiku Elektrotehničkog fakulteta u merenju ambijentalne buke za potrebe izrade studija uticaja na životnu sredinu. Cilj ovog poglavlja je da se prikaže postupak određivanja dozvoljenih nivoa ambijentalne buke pa su zato izabrane hipotetičke lokacije i simulirane vrednosti nivoa ambijentalne buke. Simulirane vrednosti brzine vetra i nivoa buke mogu se koristiti za ilustraciju postupka određivanja dozvoljenih vrednosti za potrebe budućeg vetroparka bez gubitka opštosti rešenja. Lokacije odgovaraju seoskim sredinama i predstavljaju dva različita slučaja po pitanju ambijentalne buke (blizine saobraćajnica, blizine šumskih pojaseva, ljudskih aktivnosti u okolini itd.). Izabrana su dva različita okruženja kako bi se pokazalo da se i kriterijumi za dozvoljene nivoe mogu razlikovati u zavisnosti od stanja ambijentalne buke pre izgradnje vetroparka.

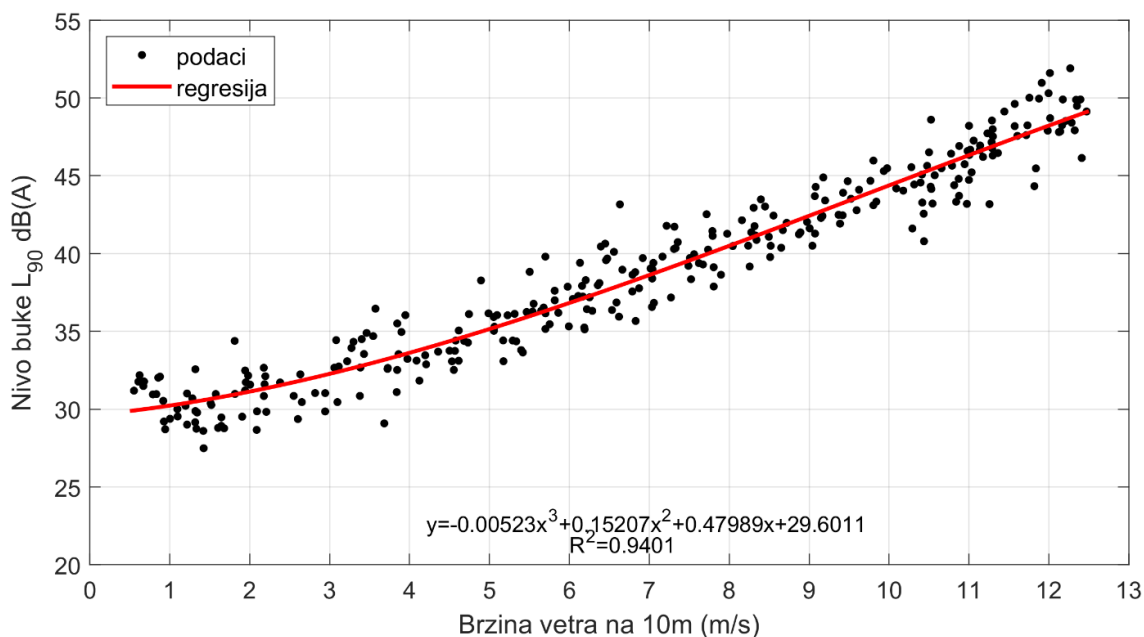
Za obe lokacije simulirani su rezultati merenja standardizovane brzine vetra v_{10} u opsegu od 0.5 m/s do 12.5 m/s. Vrednosti brzina vetra su iste za obe lokacije, što odgovara realnoj situaciji kada se meri u okolini buduće zone vetroparka i koriste podaci sa mernog stuba u unutrašnjosti vetroparka. Vrednosti merenja ambijentalne buke L_{90} simulirane su u opsegu 23 dB(A) do 45 dB(A) za lokaciju A i u opsegu 27 dB(A) do 52 dB(A) za lokaciju B. Broj vrednosti brzine vetra i ambijentalne buke je 300. U svakom opsegu brzina vetra od 1 m/s postoji barem 5 vrednosti merenja buke, čime je ispunjen zahtev iz preporuke.

Na Slici 4 prikazana je zavisnost nivoa buke L_{90} , izraženog u dB(A), od standardizovane brzine vetra v_{10} za Lokaciju A. Crnim tačkama prikazani su rezultati merenja.

Na osnovu preporuke izvršena je regresija podataka polinomskom funkcijom četvrtog reda i ona je prikazana crvenom bojom. Na Slici se može uočiti da su vrednosti nivoa buke za brzine vetra ispod 7 m/s oko 25 dB(A) i da su približno ujednačenje. Ove vrednosti odgovaraju seoskim sredinama sa povremenim umerenim aktivnostima ljudi ili retkim saobraćajem. U opsegu brzina vetra od 7 m/s do 10 m/s vidi se da postoji skoro linearna zavisnost nivoa buke od brzine vetra, dok se iznad brzine od 10 m/s javlja „zaravnjenje“ nivoa buke. Ovi rezultati odgovaraju mernoj lokaciji sa relativno niskom vegetacijom u neposrednoj okolini i udaljenim pojasom visoke vegetacije kao što je drveće (npr. Lokacija prikazana na Slici 2a). Porast nivoa buke je posledica povećanja šuma koji nastaje na vegetaciji. Nakon određene brzine vetra niska vegetacija ne može napraviti veće strujanje vazduha, što za posledicu ima ujednačavanje nivoa buke.



Slika 4: Zavisnost nivoa ambijentalne buke od brzine vetra svedenoj na 10 m – Lokacija A



Slika 5: Zavisnost nivoa ambijentalne buke od brzine vetra svedenoj na 10 m – Lokacija B

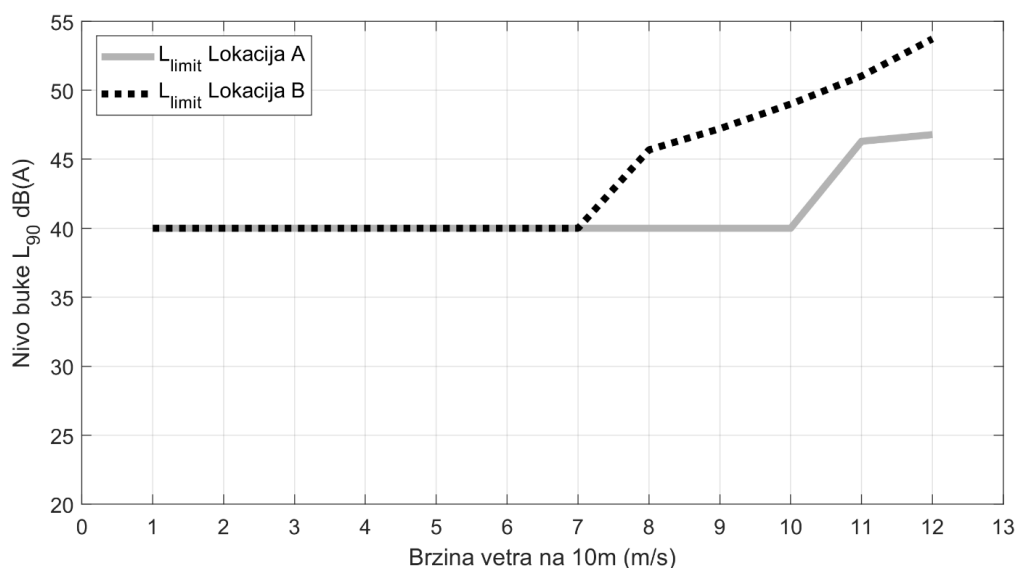
Na Slici 5 prikazana je zavisnost nivoa buke L_{90} od standardizovane brzine vetra v_{10} za Lokaciju B. Na osnovu preporuke izvršena je regresija podataka polinomskom funkcijom četvrtog reda koja je prikazana crvenom bojom. Na Slici se može uočiti da su vrednosti nivoa buke za ovu lokaciju veće u odnosu na Lokaciju A. Nivo buke pri malim brzinama vetra, ispod 3 m/s, je oko 30 dB(A) što odgovara povećanoj aktivnosti ljudi ili povećanom intenzitetu saobraćaja na lokalnim putevima. Za razliku od Lokacije A, na lokaciji B nivo buke praktično direktno zavisi od brzine vetra, iznad brzine 3 m/s. Ovakva situacija odgovara realnoj lokaciji u čijoj blizini postoji visoko rastinje. To mogu biti vetrobranski pojasevi sa visokim drvećem, obronci šumskih pojaseva, zasadi odraslog kukuruza i suncokreta itd. Porast nivoa buke je posledica povećanja šuma koji nastaje na lišću i granama (npr. Lokacija prikazana na Slici 2b). Velike površine krošnja drveća omogućavaju da se buka usled protoka vazduh povećava i da nema „zaravnjenja“ regresione krive.

Na osnovu regresionih krivih, dobijenih na osnovu mernih podataka, moguće je odrediti prosečne nivoe buke L_{90} za svaki opseg brzina vetra od 1 m/s. U Tabeli 2 prikazane su izračunate vrednosti za obe analizirane lokacije. I iz Tabele se može zaključiti da Lokacija B ima veće vrednosti nivoa buke od Lokacije A. Vrednosti variraju u zavisnosti od brzine vetra, što je posledica izgleda pojedinačnih lokacija.

Tabela 2: Vrednosti nivoa ambijentalne buke za različite brzine vetra

v_{10} (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Lokacija A Nivo L_{90} (dBA)	25.9	26.0	26.5	26.2	26.8	28.5	31.2	35.5	39	39.9	41.3	41.8
Lokacija B Nivo L_{90} (dBA)	30.4	30.6	32.3	33.4	34.8	37.4	38.8	40.7	42.2	44.0	46.0	48.7

Da bi se odredili dozvoljeni nivoi buke za budući vetropark potrebno je na podatke iz Tabele 2 primeniti metodologiju opisanu u drugom poglavlju. Pretpostavljajući da stanovništvo na Lokacijama A i B nema direktan finansijski uticaj u budućem vetroparku, odnosno nije vlasnik vetroparka primenjuje se strožiji fiksni kriterijum. To znači da je fiksna vrednost u ovom slučaju 40 dB(A). Ukoliko su izmerene vrednosti iz Tabele 1 manje od 40 dB(A) dozvoljena vrednost iznosi 40 dB(A), u suprotnom dozvoljena vrednost je vrednost iz Tabele 1 uvećana za 5 dB. Na osnovu ovih pravila formirane su dozvoljene vrednosti za sve analizirane brzine vetra, od 1 m/s do 12 m/s. Ove vrednosti prikazane su na Slici 6.



Slika 6: Dozvoljene vrednosti buke za budući vetropark za lokaciju 1 i lokaciju 2

Sa Slike 6 može se videti da su dozvoljene vrednosti za budući vetropark na Lokacijama A i B za brzine vetra do 7 m/s iste i iznose 40 dB(A). Nakon te vrednosti brzine vetra na Lokaciji B primenjuje se „blaži uslov“ gde je vrednost ambijentalne buke uvećana za 5 dB. „Blaži uslov“ za Lokaciju A se primenjuje tek pri brzinama vetra većim od 10 m/s. Razlike u dozvoljenim vrednostima za ove dve lokacije razlikuje se čak za 10 dB ($v_{10}=10$ m/s) čime se pokazuje da se svaka lokacija mora analizirati posebno. Zbog različitosti aktivnosti ljudi, konfiguracije terena i vegetacije stanje ambijentalne buke može biti veoma različito na različitim lokacijama, koje mogu biti udaljene i svega nekoliko stotina metara. Na svakoj potencijalno ugroženoj lokaciji potrebno je izvršiti opsežan set merenja kako bi se utvrdila zavisnost nivoa buke od brzine vetra i na osnovu toga definisale dozvoljene vrednosti. Ove vrednosti predstavljaju kriterijum za ocenu uticaja budućeg vetroparka u pogledu buke na životnu sredinu. Proračunima buke koju prave vetroturbine u fazi izrade Studije uticaja na životnu sredinu moguće je utvrditi eventualna premašenja dozvoljenih nivoa i preduzeti adekvatne optimizacije u fazi projektovanja. Dozvoljene vrednosti buke izračunate prema predstavljenoj metodologiji mogu biti i kriterijum za ocenu uticaja vetroparka nakon njegove izgradnje gde bi se merenjem utvrdio uticaj na životnu sredinu.

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu prikazan je postupak određivanja graničnih vrednosti nivoa buke koje ne bi trebalo da premaši budući vetropark, prema preporuci ETSU-R-97. Ova metodologija, iako nije standardizovana predstavlja dobru praksu koja se može koristiti kao osnov za donošenje odluka u okviru Studije o proceni uticaja na životnu sredinu. Korišćenjem ove metode moguće je na objektivna način sagledati ambijent lokacije i time unaprediti proces planiranja i kontrole uticaja vetroparkova. Pokazano je da se prilikom proračuna dozvoljenih nivoa buke mora vršiti i monitoring standardizovane brzine vetra jer ambijentalna buka zavisi i od vetra. Postupak je demonstriran za rezultate merenja ambijentalne buke i standardizovane brzine vetra na dve hipotetičke lokacije. Lokacije se razlikuju po svojoj strukturi, odnosno blizini saobraćajnica, aktivnosti ljudi, stanja vegetacije i nadmorske visine. Pokazano je da se dozvoljeni nivoi ambijentalne buke moraju postavljati za sve brzine vetra od interesa za analizirani vetropark. Prikazani rezultati pokazuju da se pojedinačne lokacije mogu drastično razlikovati po pitanju dozvoljenih nivoa buke i da se analiza za potrebe izrade Studije uticaja na životnu sredinu mora raditi nezavisno za svaku od lokacija.

ZAHVALNICA

Ovaj rad finansijski je podržan od strane Ministarstva za nauku, tehnološki razvoj i inovacije pod brojevima ugovora 451-03-137/2025-03/200103 i 451-03-136/2025-03/200103.

6 LITERATURA

- [1] John K. Kaldellis, D. Zafirakis, The wind energy (r)evolution: A short review of a long history, Renewable Energy, Volume 36, Issue 7, 2011, 1887-1901, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.002>.
- [2] Theresa M. Groth, Christine A. Vogt, Rural wind farm development: Social, environmental and economic features important to local residents, Renewable Energy, Volume 63, 2014, 1-8, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.035>.
- [3] Jeffery R.D., Krogh C., Horner B. Adverse health effects of industrial wind turbines. Can Fam Physician. 2013 May;59(5):473-5. PMID: 23673580.

- [4] Stephen Gibbons, Gone with the wind: Valuing the visual impacts of wind turbines through house prices, *Journal of Environmental Economics and Management*, Volume 72, 2015, 177-196, <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2015.04.006>.
- [5] Erik Nordman, "Wind Power and Human Health: Flicker, Noise, and Air Quality" (2010). Technical Reports. 8.
- [6] Eja Pedersen, Kerstin Persson Waye; Perception and annoyance due to wind turbine noise—a dose–response relationship. *J. Acoust. Soc. Am.* December 2004; 116 (6): 3460–3470. <https://doi.org/10.1121/1.1815091>
- [7] Knopper Loren D. , Ollson Christopher A. , McCallum Lindsay C. , Whitfield Aslund Melissa L. , Berger Robert G. , Souweine Kathleen , McDaniel Mary, Wind Turbines and Human Health, *Frontiers in Public Health*, Volume 2, 2014, 10.3389/fpubh.2014.00063
- [8] Schmidt JH, Klokke M. Health effects related to wind turbine noise exposure: a systematic review. *PLoS One*. 2014 Dec 4;9(12):e114183. doi: 10.1371/journal.pone.0114183. PMID: 25474326.
- [9] Chiu, CH., Lung, SC.C., Chen, N. *et al.* Effects of low-frequency noise from wind turbines on heart rate variability in healthy individuals. *Sci Rep* **11**, 17817 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41598-021-97107-8>
- [10] B. Søndergaard, B. Plovsing, Prediction of noise from wind farms with Nord2000, Part 1 and 2, Proc. Wind Turbine Noise 2009 Conference, Aalborg Denmark, June 2009.
- [11] JOR3-CT95-0091 ‘Development of a Wind farm Noise Propagation Prediction Model’, Bass J H, Bullmore A J, Sloth E, Final Report for EU Contract JOR3 CT95 0051, 1998
- [12] NZS 6808:2010 Acoustics – Wind farm noise.
- [13] Sany Renewable Energy Co., Ltd., “SI-172625 Wind Turbine Technical Description”, version No. V9, May 12, 2023.
- [14] International Electrotechnical Commission publication IEC 61400-11:2012 Wind Turbines-Part 11: Acoustic noise measurement techniques (IEC 61400-11).
- [15] ETSU-R-97 FOR THE ASSESSMENT AND RATING OF WIND TURBINE NOISE, 1996.
- [16] UK Institute of Acoustics: “A good practice guide to the application of ETSU-R-97 for the assessment and rating of wind turbine noise” (the UK Institute of Acoustics guidance), May 2013.
- [17] Devore, Jay L. (2011). *Probability and Statistics for Engineering and the Sciences* (8th ed.). Boston, MA: Cengage Learning. pp. 508–510. ISBN 978-0-538-73352-6.

- [18] IEC 61672-1:2013 - Electroacoustics - Sound level meters - Part 1: Specifications
- [19] "Noise Measurements in Windy Conditions", R.A. Davis & M.C. Lower, ISVR Consultancy Services. ETSU Report W/13/00386/REP (1996).
- [20] IEC 61400-11:2012 - Wind turbines - Part 11: Acoustic noise measurement techniques

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.04)**C3.04****УТИЦАЈ ВЕТРОЕЛЕКТРАНА НА ЖИВОТНУ СРЕДИНУ****THE ENVIRONMENTAL IMPACT OF THE WINDFARMS****Miloš Marinković, Aleksandar Pejović***

Кратак садржај: Предложени рад за циљ има да укаже на најважније утицаје ветроелектрана на животну средину, претежно са акцентом на негативне утицаје. Утицај на животну средину разматра се кроз све три експлоатационе фазе у животном веку ветроелектрана, тј. кроз развој и израду пројекта, изградњу и експлоатацију. Анализирани су најважнији аспекти који се обрађују при изради студија процене утицаја ветроелектрана на животну средину, а то су утицај на фауну птица и слепих мишева, као и осталу флору и фауну, утицај буке и вибрација, треперење сенке („фликер“), проблем разлетања елемената и одбацивање леда, утицај на ризик од пожара, естетски утицај на пејзаж, као и утицај на радарске системе. За наведене аспекте обрађене су методе истраживања, процене утицаја и осматрања, као и мере за ублажавање утицаја које се примењују у фази пројектовања и изградње.

Кључне речи: Животна средина, ветроелектрана, птица, слепи миш, експлоатација

Abstract: The proposed paper aims to point out the most important impacts of wind farms on the environment, predominantly with an emphasis on negative impacts. The environmental impact is considered through all three phases of exploitation in the lifecycle of the wind farm, i.e. through project development and designing, construction and exploitation. The most important aspects that are taken into consideration in the preparation of environmental impact assessment studies of wind farms are analysed, namely the impact on the fauna of birds and bats, as well as other flora and fauna, the impact of noise and vibrations, flickering of the shadow ("flicker"), the problem of flying elements and ice rejection, the impact on fire risk, the aesthetic impact on the landscape, as well as the impact on radar systems. For these aspects, the methods of research, impact assessment and observation, as well as mitigation measures applied in the design and construction phase, are discussed.

Key words: Environmental impact, wind farm, bird, bat, exploitation

* Miloš Marinković, GMS Consult, mmarinkovic@gms-consult.com
Aleksandar Pejović, GMS consult, apejovic@gms-consult.com

1 УВОД

Са развојем електроенергетских система и све већим уделом обновљивих извора енергије у светској производњи електричне енергије, развојем и бољом доступношћу ове врсте технологија, све је више нових пројеката великих ветроелектрана. Поред многих бенефита које доноси интеграција ветроелектрана у електроенергетске системе и који се из многих оправданих разлога и наглашавају, често се по страни остављају и свесно занемарују негативни утицаји на животну средину који овај тип електрана носи са собом. Овај рад има за циљ основно информисање, освешћивање и боље упознавање са неким од основних негативних утицаја на животну средину који се јављају кроз све експлоатационе фазе животног века ветроелектрана.

1.1 Главни бенефити коришћења ветроелектрана

Ветроелектране се сматрају за произвођаче електричне енергије који имају најмањи негативни утицај на животну средину. Најзначајнији корисни ефекти које са собом доноси прелазак на овај вид електричне енергије су:

- ☐ смањење емисије CO₂
- ☐ уштеда огромних количина воде
- ☐ смањење емисије гасова који стварају смог и изазивају асматска обољења
- ☐ површинска ефикасност

При производњи енергије уз помоћу ветротурбина, емисија угљен – диоксида не постоји. У 2019. години, енергија произведена од стране ветроелектрана допринела је смањењу загађења угљен – диоксидом еквивалентно количински са емисијом коју би створила 42 милиона аутомобила. Типична ветроелектрана анулира емисију CO₂ насталу при изградњи од стране теске механизације и у процесу производње елемената за шест или мање месеци, обезбеђујући тако деценије „чисте“ производње енергије. Ветроелектране доприносе и значајном смањењу сумпор – диоксида (SO₂) и натријум – оксида (NO_x), умањујући тако улагања у јавно здравље само у 2018. години за 9,4 милијарде долара на глобално нивоу. Коришћење енергије ветра стеди милијарде литара воде годишње, воде која би иначе у термо и нуклеарним електранама била коришћена за хлађење опреме која производи електричну енергију, штедећи тако само у 2019. години воду у количини од преко 300 милијарди литара. Након инсталације ветроелектране, 98% земље остане незаузето, остављајући је тако на располагању за употребу у пољопривредне или неке друге сврхе.

1.2 Главне теме при разматрању утицаја на животну средину

Животни век ветропаркова има 3 фазе:

- ☐ развоја и израде пројекта (која нема значајни утицај на животну средину)
- ☐ изградња
- ☐ експлоатација

Последње две су значајне по питању утицаја на животну средину и зато се за њих израђују детаљне студије којима се процењује утицај на оне аспекте животне средине који су изградњом ветропарка у њиховој близини најпогођенији. То су:

- ☐ утицај на фауну птица и слепих мишева, као и другу флору и фауну

- ☐ бука и вибрације
- ☐ треперење сенке („фликер“)
- ☐ проблем разлетања елемената и одбацивања леда
- ☐ утицај на ризик од пожара
- ☐ естетски утицај на пејзаж
- ☐ утицај на радарске системе.

2 УТИЦАЈ НА ФЛОРУ И ФАУНУ

2.1 Утицај на фауну птица

Најважнији документ за сагледавање утицаја на животну средину, па самим тим и на фауну птица, чија израда је обавезна за сваки ветропарк инсталисане снаге преко 50 MW што је прописано Правилником о техничко – технолошким решењима која омогућавају неометану и сигурну комуникацију дивљих животиња, је „Студија о процени утицаја на животну средину“ („Environmental impact assesement“ (даље EIA)). При изради ове студије, а по питању утицаја на птице, најчешће се реферише на методе и испитивање описано у студијама Завода за заштиту природе Шкотске („Scottish national heritage“ (даље SNH)). На основу података прикупљених од стране „American Wind Wildlife Institute“ (даље AWWI) (њихови подаци и испитивања се односе на Америку која је након Кине највећи светски произвођач струје из енергије ветра са инсталисаних преко 100 GW), годишње страда од 3 до 6 јединки птица по MW, где су најугроженије мале врсте птица певачица које представљају око 60% смртних случајева у Америци. Такође AWWI је утврдио да авио светла не повећавају стопу смртности ни слепих мишева ни птица, као и да привремено гашење турбина са високом стопом смртности значајно смањује смртност птица грабљивица.



Слика 2.1: Грасхоперов врабац, врста мале птице потенцијално јако угрожене ветротурбинама

На основу студија израђених од стране SNH, разликују се три основне врсте утицаја на фауну птица при комплетном животном веку ветропаркова:

1. Директно губљење станишта – уништавање природних станишта неких врста ради изградње ветропарка на тој локацији, на пример сеча шума, исушивање мочвара и сл. може довести до губитка ловишта и гнездилишта
2. Диспозиција птица („Индиректно губљење станишта“) – дешава се да се птице иселе из својих станишта која се налазе у непосредној близини ветропаркова ако буду узнемирене нпр. фазом изградње, повишеном буком, вибрацијама и присуством људи
3. Усмрђивање – изазвано директним сударом са лопатицама турбине или стубом или опремом и механизацијом у фази изградње

Прописи налажу да се популација птица, њихово понашање, интензитет прелета, количина присутног плена за веће врсте и сл., на циљаном подручју прати пре и током изградње, као и за време експлоатације ветропарка. SNH препоручује да се за ове послове унајмљују лиценцирани и искусни осматрачи како би резултати били што веродостојнији. Студијама и мониторингом је утврђено да ризик по птице варира са величином ветропарка, те ће са повећањем броја турбина ризик за птице такође бити већи. Природа и рељеф локације, као и угроженост врста чија је присутност на посматраној локацији одређена у фази припреме за осматрање одређују дужину периода праћења и осматрања. У фази припреме за осматрање, на основу већ постојећих литература, утврђује се и скупљају подаци о врстама птица присутним на локацији, врсти станишта, а самим тим и могућим заједницама птица заступљених у циљаном подручју и одређеним специфичним местима у близини разматране локације пројекта (на пример близина Делиблатске пешчаре ветропарку Чибук 1)



Слика 2.2: Степски соко, веома угрожена врста, присутна у близини локација ветропаркова у Србији

Недостатак података сакупљених у овој фази не значи да за фауну не постоји ризик, те се у таквим ситуацијама прибегава методу „обиласка“ локације, где стучњаци пешке обилазе локацију, осматрајући врсту станишта и птица, као и интензитет њиховог прелета. Учесталост ових обилазака локације такође зависи од локације и угрожености врста чија је присутност на локацији предвиђена, а такође је детаљно описана у студијама SNH-а. У фази пре изградње предвиђене су две методе осматрања, анкетање о распрострањености и изобиљу примерака птицаи надгледање са фиксне тачке.

Алтернативне методе осматрања предвиђене су за врсте специфичне по начину живота, добу дана у којем су најактивније и слично. Такве су на пример методе ноћног осматрања помоћу „night – vision“ и „infrared“ инструмената и тако даље. Технике код прве методе варираће у зависности од посматране врсте, станишта и доба године.

Надгледање са фиксне тачке дизајнирано је и предвиђено за утврђивање интензитета и распрострањености прелета преко зоне осматрања. Примарна сврха му је да обезбеди улазне податке за софтверске моделе који предвиђају стопу смртности при судару са турбинама за време експлоатације. Податци такође могу да допринесу стварању слике о томе колико птице користе посматрану локацију, што може значити при оцењивању потенцијалног узнемиравања птичијих врста и њиховог расељавања. Тамо где се зна да је планирана нова далеководна/дистрибутивна траса, ова метода би требало да буде примењена да се и за ту локацију процени ризик по птице. Период године у којем ће се обављати ова осматрања зависи од врсте птица заступљених на локацији, а SNH предлаже да осматрања трају минимум две године, да би се покрили сви периоди активности птица као и да би се добили поузданији подаци. Неке од мера за ублажавање утицаја на фауну птица које се примењују у фази пројектовања могу бити:

1. Одбацивање одређених локација за турбине због близине еколошки битним локацијама или близини далеководних стубова који су често места за гнездилиште птица
2. Пројектовање основе стуба тако да буду обезбеђене и изграђене на такав начин да је онемогућено да се испод њих укопавају сисари, чије присуство би привукло птице грабљивице ближе турбинама и тиме их угрозило
3. Бојење лопатица турбина неизменичним пољима црвене и беле боје, где ће укупан број црвених поља бити два, а висина означеног дела износиће 1/7 укупне дужине лопатице
4. Како би се спречило угожавање, задржавање и гнежђење строго заштићених врста птица унутар објекта трафостанице, објекат ће бити тако изграђен да се трајно затворе све рупе, полице, испусти и пролази чврстом водоотпорном материјом.

Неке од мера за ублажавање утицаја на фауну птица које се примењују у фази изградње могу бити:

1. Уклањање вегетације са локације биће вршено ван сезоне гнежђења како би се избегло уништавање јаја и легала, и по могућству пре уклањања биће организован преглед терена у циљу локације гнезда птица које се гнезде на земљи
2. Прегледање далеководних стубова на присуство гнезда и одређивање заштитне зоне у кругу од 550 метара од стуба у случају проналаска гнезда на истом
3. Ограничење земљаних радова на што је мање могућу површину
4. Кретање радника и механизације само унутар назначених коридора
5. Избегавање позиционирања главног складишта у шумским и другим осетљивим стаништима
6. По завршетку радова биће урађена рехабилитација деградираних станишта у најкраћем року, ставаће се нова станишта и унапредити постојећа сађењем аутохтоних врста
7. Прављење вештачких гнезда за најугроженније врсте и њихово постављање на далеководне стубове на безбеднијим локацијама даљим од ветропаркова

Након почетка рада ветропарка биће настављен мониторинг птица са основним циљем праћења ефикасности мера заштите.

Мониторинг ће омогућити процену утицаја рада пројекта на локалну фауну птица као и сагледавање трендова, што би могло резултовати евентуалним модификацијама или применом додатних мера заштите. Мониторингом у фази експлоатације биће обухваћене све циљане врсте за посматрану локацију. Континуално праћење креће одмах након изградње и траје прописом одређен број година, а обухвата праћење свих сезона у којим су посматране врсте присутне. Носилац пројекта ће спровести истраживање присуства и расположивости плена на локацији. Након почетка рада ветропарка потребно је пратити смртност птица која је последица директног судара са лопатицама турбина. Овакав мониторинг обухвата претрагу локације за остацима угинулих јединки и анализу података о морталитету (број, врста, узрок смртности), што у екстремним случајевима може довести и до привремених гашења појединих турбина. Носилац пројекта у обавези је да стално извештава надлежни државни орган о резултатима спроведених мониторинга. Надлежни органи имају разне методе провере мониторинга и веродостојности извештаја о истом. На пример, једна од коришћених метода је „подметање“ леша већ угинуле јединке у циљу провере искрености носиоца пројекта при извештавању о смртним случајевима

2.2 Утицај на фауну слепих мишева

Најважнији документ за сагледавање утицаја на фауну слепих мишева, исто као и у случају фауне птица, чија израда је обавезна за сваки ветропарк инсталисане снаге преко 50 MW што је прописано Правилником о техничко – технолошким решењима која омогућавају неометану и сигурну комуникацију дивљих животиња, је „Студија о процени утицаја на животну средину“ (EIA). Израда овог документа неопходна је из више кључних разлога. Органи власти и државна тела у могућности да ограниче или забране радове неких турбина ако се процени да су опасне по животну средину, такође и велике међународне банке пре издавања огромних милионских кредита за финансирање пројекта захтевају израду оваквих студија. Документ који представља једну од најзначајнијих смерница при изради плана процене утицаја и мониторинга је „Rodrigues, Guidelines for consideration of bats in wind farm projects. EUROBATS“.

На основу података прикупљених од стане AWWI-а, на територији Америке 3 врсте слепих мишева чине 80% од укупних смртних случајева. Ризик по слепе мишеве, за разлику од случаја птица, варира у зависности од регије и рељефа, услед специфичности њихових коридора миграције и ловишта, као и од временског периода године и доба дана, о чему ће додатно бити речи у даљем тексту. Испитивањима је утврђено да пораст висине стуба турбине директно утиче на пораст ризика и стопу смртности код слепих мишева. У овом случају посебно су погођене врсте за које је карактеристичан лет на већим висинама. Миграторне врсте могу бити погођене такозваним ефектом „баријере“ о чему ће у даљем тексту такође бити речи.

AWWI студије су утврдиле да „curtailment“ односно смањење броја обртаја турбине при малим брзинама ветра, јако значајно смањује стопу смртности, као и да на територији Америке, баротраума није значајна за смртност мишева већ су углавном у питању директни судари.



Слика 2.3: *Pipistrellus pipistrellus*, пронађен са сломљеном лобањом испод турбине у Немачкој

Основни утицаји на слепе мишеве могу бити:

1. Усмрђивање – изазвано директним сударом или баротраумом (појавом оштећења дисајних органа изазваним разликом у ваздушном притиску у непосредној близини лопатица турбине у погону)
2. Губитак станишта
3. Ефекат „баријере“ – пресецање миграторних коридора изградњом турбина или присутношћу механизације
4. Губитак летних коридора усред уклањања вегетације



Слика 2.4: *Miniopterus schreibersii*, пресечен на пола од стране лопатице турбине

Пре уласка у фазу осматрања, потребно је поручавањем литературе одредити које су врсте заступљене на локацији и одредити које од њих имају потенцијала да буду најугроженије, као и испитати каква је природа рељефа на посматраној локацији. Након тога врши се иницијално осматрање терена шетњом по локацији како би се прелиминарно одредили потенцијални коридори распоростирања, уочила изолована дрвна вегетација која би могла бити потенцијално станиште неких врста, као и испитала присутност водених површина које доприносе скупљању слепих мишева. Студијама је одређено најмање растојање од ивице шуме на којем је дозвољено постављање турбина тако да оне не угрожавају шумске врсте слепи мишева и оно износи 200 метара.



Слика 2.5: Ветропарк у француској регији Аверон

Почетком 21. века, док се утицај на слепе мишеве још увек није пратио и схватао озбиљно и док није прављена ЕИА за тадашње ветропаркове, често се није поштовала, тада још увек непостојећа, сугестија од 200 метара растојања од обронка шуме, те су се ветропаркови често правили на брдским и планинским превојима ради што бољег искоришћења потенцијала ветра, што је имало великог утицаја на поједене заједнице слепих мишева на тим локацијама.



Слика 2.6: Ветропарк на планини Црна Шума у Немачкој

Дизајн и методе осматрања зависиће од циљане локације као и резултата студија пре фазе осматрања. Јако је значајно, ради формирања прецизне и комплетне процене утицаја, да се осматрањем обухвати цео годишњи циклус активности слепих мишева, а то су код већине врста активан период (април – октобар) и период мање активности или хибернације (новембар – март).

Подела ова два периода је оквирна и може бити променљива због разлике температура између година у одређеним периодима, као и количине падавина и климе локације (на пример у Грчкој и Црној Гори се може десити да нема хибернације). Такође постоје неке врсте мишева значајно отпорнијих на хладноћу од других, те је њихова активност у зимским месецима далеко већа. Осматрања би требало да прикупе информације о свим важнијим радњама у животима мишева као што су исхрана, ноћење и миграције. Такође, уз помоћ информација доступних за локалну заједницу животиња, треба темпирати осматрања у периоду парења. Најзначајније методе осматрања слепих мишева укључују између осталог и коришћење ручних и аутоматских детектора слепих мишева, машина направљених да детектују ултра – соничне таласа који мишеви користе при ехолокацији.



Слика 2.7: Ручни детектор слепих мишева

Када је предвиђено да се турбине постављају у близини шума, због повећаног ризика потребно је извржити потрагу за гнездима, испитивање активности изнад крошњи, као и хватање специјалним мрежама ради утврђивања присутних врста и означавања уређајима за праћење помоћу којих се јединке могу пратити до легала.



Слика 2.8: Јединка ухваћена у мрежу ради означавања и праћења

Услед повећања висине стубова и пречника лопатица турбина, потребно је мерења прилагодити реалним висинама на којима ће претити опасност по јединке. То се постиже монтажом аутоматских детектора на хелијумске балоне и њихово пуштање у атмосферу на одређену висину.

Међутим, веродостојност оваквих испитивања и даље је упитна јер није и даље утврђено и врло је могуће да се слепи мишеви на истим висинама значајно другачије понашају када су присудне грађевине у односу на то када нису.



Слика 2.9: Хелијумски балон са аутоматским детектором за испитивање активности на реалним висинама

EUROBATS предлаже да се се осматрања у циљу регистровања зона интензивне активности врже у полупречнику од 1 киломатар од сваког места предвиђеног за турбину. У случају легала и места за хибернацију предлог је да то буде 2 километра, док за већ позната и значајнија легла треба претражити област од 5 километара.

Опасности које ветропаркови уносе по слепе мишеве су:

1. Стварање турбуленције
2. Немогућност препознавања опасности (узрокована разликом у фреквенцијама између ехолокације и обртања лопатица)
3. Повећање концентрације инсеката (услед велике количине уља и расветних светала у и на гондоли)

Неке од мера за ублажавање утицаја на фауну слепих мишева које се примењују у фази пројектовања могу бити:

1. Планирати ветропаркове и позиције турбина даље од уских рута миграције и регија где се слепи мишеви хране и размножавају (таква места су шуме, житна поља, као и водене површине)
2. Одустајање од појединих позиција турбина ако се установи мониториногм да су у близини важнијих летних коридора
3. Сађење вегетације на местима где нису планирани ветрогенератори како би се слепим мишевима успоставили алтернативни летни коридори на безбедним растојањима од турбина

Неке од мера за ублажавање утицаја на фауну слепих мишева које се примењују у фази изградње могу бити:

1. Планирање извршења радних активности у току дана у време када слепи мишеви нису активни (што захтева познавање присутних врста и њихових навика)

2. Избегавање уклањања жбунасте и дрвне вегетације, нарочито поред путева, која је потенцијално станиште неких врста осим у случајевима када то доприноси смањењу ризика од директног судара
3. Ограничење коришћења расвете где и када год је то могуће и њено усмеравање ка вегетацији, а нарочито у близини радова (расвета повећава присуство инсеката који су извор хране слепим мишевима, те их то може довести у опасност)

Неке од мера за ублажавање утицаја на фауну птица које се примењују у фази рада пројекта могу бити:

1. Смањивање концентрације инсеката у близини турбине, нарочито коришћењем расвете која их не привлачи
2. Коришћење ултрасоничних трансмитера који користе сличне фреквенције као мишеви при ехолокацији што им помаже да лакше детектују опасност која прети од ротирајућих лопатица
3. Уградња „bat corder“ уређаја (микрофона за снимање звука који испуштају при ехолокацији) у гондоле турбина ради праћења активности у висини гондоле



Слика 2.10: Стрелицом на слици означен је „bat corder“

Као и у случају фауне птица, након почетка рада ветропарка биће настављен мониторинг фауне слепих мишева са основним циљем праћења ефикасности мера заштите. Мониторинг ће омогућити сагледавање утицаја рада пројекта на локалну фауну слепих мишева као и сагледавање трендова, што би могло резултовати евентуалним модификацијама или применом додатних мера заштите. Континуално праћење креће одмах након изградње и траје прописом одређен број година, а обухвата праћење свих сезона у којим су посматране врсте присутне. Након почетка рада ветропарка потребно је пратити смртност слепих мишева која је последица директног судара са лопатицама турбина.

Овакав мониторинг обухвата претрагу локације за остацима угинулих јединки и анализу података о морталитету (број, врста, узрок смртности), што у екстремним случајевима може довести и до привремених гашења појединих турбина. Носилац пројекта у обавези је да стално извештава надлежни државни орган о резултатима спроведених мониторинга.

3 ЕМИСИЈА БУКЕ И ВИБРАЦИЈА

Утицај емисије буке и вибрација при фазама изградње и рада ветропаркова испитује се како на животињску фауну тако и на људе и људска насеља. У фази изградње тешка механизација и транспорт возила представљају главне изворе буке током извођења радова. Такође повремено би се могле јавити и вибрације. Током фазе изградње ветропарка може се очекивати повишен ниво буке услед рада грађевинске опреме и тешке механизације, где ће интензитет и просторна дисперзија бити ограничени на предметну локацију и ограниченог временског трајања. У фази рада ветропарка до емисије буке долази из два извора, аеродинамичног (услед кретања лопатица турбине кроз ваздух) и механичког (услед рада елемената у гондоли и стубу – трансформатора, генератора, мултипликатора) .

Ниво буке зависиће и од брзине ветра, који је и иначе сам по себи одговоран за одређени ниво буке у ветровитим подручјима где се ветропаркови граде. Код савремених ветрогенератора, употребом такозваног „optispeed“ генератора, постигута је константност угаоне брзине ветротурбине (типично 15 об/мин) у широком опсегу брзина ветра, па је једна од последица значајно смањење буке и вибрација. Јачина звука коју при брзини од 10 m/s емитује ветрогенератор (у зависности од произвођача) је између 105-106 dBA. Поред димензија ветрогенератора, посебно важан аспект сагледавања интензитета буке је просторни аспект, јер се бука коју производе ветротурбине смањује са повећањем удаљености од истих.



Слика 3.1: Кран, тешка механизација присутна у фази изградње ветропарка

За потребе процене утицаја на повећање нивоа буке у животној средини врше се наменска истраживања која укључују следеће основне активности:

1. Мерење постојећег нивоа буке на подручју предметног пројекта
2. Израда детаљног модела распрострањавања буке у животној средини који је обухватио локацију пројекта и њену околину
3. Предвиђање нивоа буке у зони осетљивих рецептора у фази будућег рада ветропарка при различитим брзинама ветра
4. Поређење процењених нивоа буке у животној средини у односу на граничне вредности
5. Процена интензитета и значајности утицаја планираног ветропоља на ниво буке у животној средини

Смернице о прихватљивим нивоима буке услед грађевинских активности наведене су у британском стандарду BS5228:2009. У делу 1 овог стандарда наведено је да за дугорочне и обимне активности које укључују земљане радове, ниво буке услед дневних грађевинских активности се не сматра значајним ако је нижи од 55dB. Током изградње ветропарка могу се очекивати вибрације из различитих извора (углавном услед рада тешке грађевинске маханизације и појединих грађевинских операција). На основу опште прихваћеног британског грађевинског стандарда BS5228-2, у табели 3.2 приказани су нивои вибрација који се могу очекивати приликом извођења грађевинских операција.

Табела 3.1: Пример очекиваних нивоа вибрација кроз тло услед грађевинских операција које изазивају вибрације

Операција	Ниво сигурности	Удаљеност (m)	Брзина вибрација у тачки PPV (mm/s)
Вибро ваљци – стартовање и крај рада	95	60	0.3
	95	23	1.0
Вибро ваљци – стабилан режим рада ¹	95	3.3	10
Побијање шипова	95	215	0.3
	95	85	1.0
	95	15	10
Ротационо бушење шипова –бушење спиралом	N/A	20	≤0.3
	N/A	6	≤1.0
	N/A	0.6	≤10
Ротационо бушење шипова – спирално ударно	N/A	45	≤0.3
	N/A	14	≤1.0
	N/A	1.4	≤10
Ротационо бушење шипова – форсирањем колоне	N/A	75	≤0.3
	N/A	23	≤1.0
	N/A	2.3	≤10
Тешки транспортни камиони ²	N/A	50	0.3 ³
	N/A	17	1.0 ³
	N/A	2.5	10 ³

Наведени подаци су општег карактера и користе се за прорачун утицаја вибрација на животну средину тако што се наведене вредности на датој удаљености пореде са удаљеношћу рецептора на терену. Током редовног рада ветрогенератори не представљају извор вибрација (услед фундираности објеката) па се наведени утицај не може очекивати. Неке од мера ублажавања нивоа бука у фази изградње могу бити:

1. Одређивање приступних путева за тешку механизацију тако да се избегну зоне осетљивих рецептора када је то могуће
2. Упознавање радника са захтевом да нивои буке и сметњи буду смањени на најмању меру

3. Извршавање радова који директно утичу на емисију буке у животну средину искључиво у току дана
4. Коришћење редовно одржаване опреме и механизације како би се избегло додатно генерисање буке услед неисправности опреме

4 ЕФЕКАТ ТРЕПЕРЕЊА СЕНКЕ

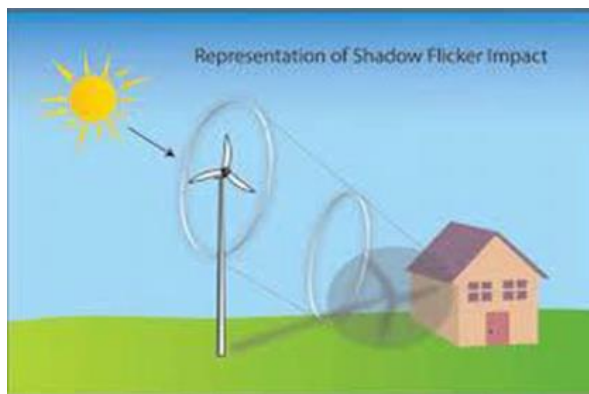
“Flicker” ефекат или ефекат треперења сенке, настаје када се сунце нађе иза ветротурбина пројектујући на другој страни сенку елиса која трепери услед ротације. Треперење сенке може узроковати сметњу и непријатност становницима стамбених објеката лоцираних у близини чији су прозори оријентисани у правцу турбина. Поред овог, у посебним случајевима може се јавити и одсјај сунца од торња и лопатица. Овај ефекат је привременог карактера и уобичајено је да нестане након првих неколико месеци експлоатације пошто се лопатице испрљају (матирају).



Слика 4.1: Сенка коју ствара ветротурбина по сунчаном дану

Два значајна документа која служе као смернице у овој области услед недостатка прописа који специфично третирају овај утицај су „Смернице у области заштите животне средине и услова здравља и безбедности на раду за пројекте енергије ветра (IFC, 2007)“ и „Упутство за процену утицаја ветроелектрана на животну средину (УНДП Србија, 2010)“. Препорука је да трајање ефекта треперења сенке на пословним и стамбеним објектима у кругу од 500 метара не буде дуже од 30 часова годишње или 30 минута дневно. Такође у овим документима се наводи да је на растојању већем од 10 пречника ротора могућност треперења сенке веома мала, али да је потребено направити додатан прорачун тамо где је проблем установљен. Ради ублажавања овог ефекта у фази пројектовања предвиђено је да завршни премаз ветрогенератора буде у мат боји чиме се избегава стварање одсјаја на металној површини и тиме изазивање сметњи што представља савремени стандард у производњи ветрогенератора. Свакако, главна мера у фази планирања пројекта је планирање позиција генератора на одговарајућим растојањима од осетљивих рецептора чиме би се у корену избегло стварање било каквих проблема. Анализе по питању овог проблема раде се у специјализованим софтверским алатима развијеним специјално у те сврхе (нпр. WindPro).

У случају да након отпочињања рада ветропарка буду регистроване жалбе становника на сметње услед треперења сенки, носилац пројекта ће, уз сарадњу и договор са оштећеном страном, имплементирати заштитне мере које могу укључити засађивање зеленила са функцијом баријере или инсталацију завеса, ролетни или других застора на угрожене објекте.



Слика 4.2: Сливовито појашњење ефекта треперења сенке

5 ПРОБЛЕМ РАЗЛЕТАЊА ЕЛЕМЕНАТА И ОДБАЦИВАЊА ЛЕДА

Потенцијалне удесне ситуације у фази експлоатације ветропаркова су стварање леда на лопатицама и пад ветротурбине или ломљење лопатице. Ризик од стварања леда на лопатицама у великој мери зависи од локације ветропарка и климатолошких карактеристика тог подневља.



Слика 5.1: Знаци опасности у близини ветротурбина у регијама у којима се може задржавати лед на лопатицама

Савремени стандарди производње ветрогенератора подразумевају да турбине буду опремљене антивибрационим сензорима за детекцију сваке неравнотеже настале залеђивањем елисе. Ови сензори обезбеђују да ветрогенератор не почне са радом пре него што је лед уклоњен са елисе.



Слика 5.2: Сензори за детекцију леда држе турбину у стању мировања

Ветрогенератори могу бити изложени екстремним временским или сеизмичким условима што може довести до кривљења елемената, ударања лопатице у стуб и њеног лома или пада стуба ветрогенератора. Смањење ризика од појаве овог типа удеса врши се у фази пројектовања ветрогенератора када се технички параметри лопатица дефинишу узимајући у обзир климатске карактеристике и брзину ветра на подручју планираног ветропарка, геотехничке и сеизмичке услове. Несреће када долази до фаталног уништења ветротурбина најчешће се дешавају када откаже систем кочница задужен за заустављање ротације лопатица при екстремним ударима ветра које прелазе вредност „cut – out“ брзине. Мере превенције инцидентних ситуација пре почетка рада ветропарка подразумевају израду Плана поступања у удесним ситуацијама који треба да садржи:

1. Шему одговора на удес,
2. Програм обуке и тренинга,
3. Програм контроле
4. Остала упутства и обавештења.

Овим Планом ће бити утврђено које активности се предузимају у случајевима удеса, које екстерне институције се обавештавају и како се санирају последице. Неке од мера превенције инцидентних ситуација у фази експлоатације ветропарка су:

1. Редовно спровођење адекватне обуке запослених која ће укључити и препознавање поремећаја у раду ветротурбине (неуобичајени звуци из стуба, гондоле или лопатица) и начине поступања у тим случајевима
2. У периодима јаких налета ветра (брзина ветра већа од 25 m/s) ветротурбине ће се аутоматски заустављати и одржавати у закоченом стању (због могућег оштећења опреме и уређаја)
3. Успостављање свеобухватаног програма превентивног одржавања и праћења кључних делова ветротурбина ради смањења ризика од појаве кварова и потенцијалних удеса
4. Упозоравање и информисање локалних заједница о опасностима које прете услед одбацивања леда у зимским месецима, као и детаљно означавање периметра ветропарка адекватним знацима упозорења.

6 РИЗИК ОД ПОЖАРА

Структура ветрогенератора је таква да се потенцијални удар грома не може избећи. У случају удара грома, може доћи до оштећења лопатица и електричних компоненти ветрогенератора, а затим и паљења хидрауличног уља и трансформатора ветротурбине. Пожар изазван на овај начин може бити тешко открити на време услед висине на којој се налази опрема и због тога што у непосредној близини ветрогенератора нема стално присутних радника. Гашење пожара такође представља сложен захват због висине на којој се налази гондола. Ипак, евентуална оштећења генератора услед удара грома су пре свега последица пропуста приликом пројектовања (неодговарајућа заштита од директног удара, недовољно уземљење и слични видови пропуста у заштити). У таквим случајевима, пуцање структуре ветротурбине би потенцијално могло довести до повреда или оштећења имовине. Код пројектовања модерних ветропаркова предвиђена се уградња технолошки савремених ветротурбина са примењеним свим мерама заштите које се данас примењују на ветрогенераторима у циљу спречавања директног удара грома.



Слика 6.1: Једна од турбина ветропарка Чибук 1 потпуно уништена у пожару изазваном ударом грома у септембру 2020. године

Из свих наведених разлога, мало је вероватно да би се људи или имовина могли наћи под утицајем у случају удара грома у турбину. Стога се ризик од повређивања људи или оштећења имовине у случају удара грома може оценити као занемарљив. Пожар на трафостаници представља озбиљнији догађај од пожара на ветрогенератору, посебно због присуства опасних материја (уља) у трансформаторима. Трафо-станица ће се налазити ван јавних површина и насељених зона. Идејним пројектом је предвиђен систем заштите од пожара. Трансформатори ће се налазити у бетонским кадама чија је запремина предвиђена да прихвати целокупну количину трафоуља.

У оквиру трафостанице предвиђена је и уљна јама, подземни бетонски објект за прикупљање уља у случају хаварије. Стога се ризик од повређивања људи или оштећења имовине услед пожара на трафо станици може оценити као занемарљив. Неке од мера превенције које се примењују како не би дошло до пожара су:

1. Обезбеђивање редовног одржавања електричних компоненти и ротирајућих делова у гондоли и тако смањити ризик од повећања температуре или варничења (и пожара) у гондоли
2. Уграђивање аутоматског система детекције пожара који ће обезбедити искључење система за пренос електричне енергије у најкраћем року

Сценарио пожара на ветрогенераторима као и у трафостаници представља ризик општег типа и предмет је засебне анализе заштите од пожара коју спроводе овлашћене институције. Елаборат о заштити од пожара представља засебан део пројектне документације и утврђује начин одговора у случају пожара и одговарајуће мере заштите.

7 УТИЦАЈ НА ПЕЈЗАЖ И ВИЗУЕЛНИ УТИЦАЈ

Два основна појма којима се ова анализа бави су утицај на изглед предела, односно пејзаж и визуелни утицај, односно утисак који ће пројекат стварати код људи. Утицај на пејзаж подразумева утицај новоизграђених структура на изглед предела као и на промену карактера предела. Визуелни утицај односи се на утицај на људе који ће виђати пројекат и подразумева промене у композицији и карактеру њихове визуре (тј. онога што они виде), као и реакцију људи на те промене. Иако се ефекти манифестују на људима, места на којима људи бораве представљају рецептор за процену визуелног утицаја. Процена утицаја на карактер предела као и визуелни утицај спроводи се најчешће у складу са важећим смерницама из Велике Британије које је поставио Институт за изглед предела (енгл. Landscape Institute Scotland) као и Институт за процену и управљање заштитом животне средине (енгл. Institute of Environmental Management and Assessment (IEMA)). Ове смернице су генерално усклађене са смерницама о најбољој пракси оценое визуелног утицаја и визуелног представљања ветропаркова који је сачинио Завод за заштиту природе Шкотске (енгл. Scottish Natural Heritage (SNH)). Смернице из Велике Британије (Завода за заштиту природе Шкотске) препоручују да у случају ветрогенератора високих преко 100 m истражно подручје треба да обухвата простор до 35 km од предложеног ветропоља. И за пејзажну и за визуелну процену, значајност различитих утицаја планираног ветропоља проистиче из комбинације интензитета утицаја и осетљивости предметног пејзажа или сензибилитета оних који су изложени визури. Под осетљивошћу пејзажа сматра се колико је неки пејзаж подложен промени тј. да ли ће планирана интервенција значајно изменити његов карактер. Интензитет утицаја на пејзаж заправо је степен промене пејзажа, тј промене начина на који се пејзаж доживљава.

Осетљивост код оценое визуелног ефекта односи на саму природу визуелних рецептора - људи тј. локација са којих ће људи видети пројекат. Од значаја могу бити очекивања људи који ће виђати пројекат, као и то да ли они живе на датој локацији или само ту раде или пролазе, да ли се локације користе за рекреацију и уживање у погледу или су у питању нпр. индустријске зоне, итд. Интензитет визуелног ефекта зависи од самог пројекта тј. од његове величине, да ли по својој природи представља контраст или се уклапа у окружење, итд. У Европи су реакције јавности подељене – од тога да се ветропаркови сматрају позитивним и елегантним структурама и примером технолошког напретка до негативних ставова о пројектима таквог габарита и видљивости.

Увођење овако високих структура у визуру или било која промена у карактеру пејзажа, сматра се утицајем који је по својој природи негативан.



Слика 7.1: Поређење пејзажа без и са присутним ветротурбинама

Радни век ветрогенератора обично износи 25 година и пејзажни ефекти ће бити присутни током читавог рада ветропарка и због тога се могу сматрати дуготрајним. Међутим, треба напоменути да се људи навикавају на промене и да ће након првобитне интензивне реакције на промену, јачина реакције опадати и људи ће се временом привикавати. Ветропоље постатаје доминантно обележје, кључна карактеристика локалног пејзажа. Неминовно је да ће представљати значајан утицај на пејзаж саме локације и њено непосредно окружење, иако ће интензитет промене (и утицаја) опадати с повећањем удаљености од локације.

Неке од мера за ублажавање ових утицаја:

1. Обезбеђивање у фази пројектовања да изабрани ветрогенератори буду истог типа, димензија и дизајна (смер ротације, тип турбине и стуба, висина), као и бојење у основну боју усклађену са бојом неба (светло сива или бледо плава), поштујући стандарде ваздухопловног саобраћаја и бојења елиса ради заштите фауне птица од судара
2. Обезбеђивање да у фази изградње буде уклоњено што је мање могуће вегетације
3. Организовање садње вегетације у фази рада ветропарка у случају потребе, а у договору са становништвом погођеним овим утицајем



Слика 7.2: Поглед на ветропарк Ковачица са осматрачнице на Калемегдану

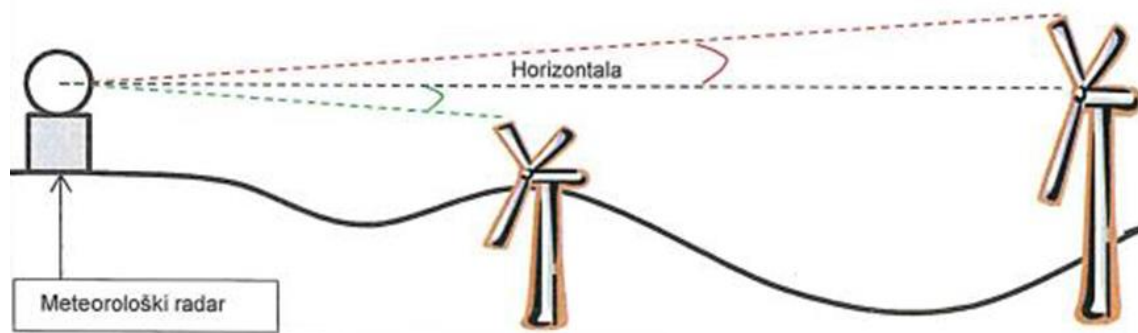
8 УТИЦАЈ НА МЕТЕОРОЛОШКЕ РАДАРСКЕ СИСТЕМЕ

Метеоролошки радар је пројектован да детектује и прикаже промене у климатским системима, али ветротурбине могу да изазову различите ефекте на приказ радара и на тај начин имати штетан утицај на функционисање радара. Метеоролошка служба Србије донела је Уредбу у вези са заштитом метеоролошког радара. У Уредби се наводи да се ниједна ветротурбина неће налазити унутар 10 километара од центра радара и да је потребна студија могућих утицаја за све ветротурбине које се налазе у радијусу од 10 до 30 километара. Метеоролошки радар је опремљен покретним циљаним филтерима и процесним методама које обично уклањају повратне податке са статичних објеката, те остају само метеоролошки повратни подаци. Покретни објекти могу да збуне те филтере и процесне методе и да се прикажу на екранима као сметење поред стандардних потребних информација. Неки уобичајени извори сметњи су:

- ☐ Дрвеће које се помера на ветру
- ☐ Птице и инсекти
- ☐ Друмски и шински саобраћај
- ☐ Таласи
- ☐ Чамци и бродови
- ☐ Лопатице ветротурбина

Како лопатице ветротурбина могу да прикажу неке карактеристике које су сличне циљаним метеоролошким објектима које радар треба да детектује, могуће је да се оне прикажу као сметња на екранима. Други нежељени ефекат на радарске системе је тзв. вишелинијски утицај. До овог утицаја долази када жељени циљ рефлектује радарски импулс ка другом одбијајућем објекту, као што је на пример ветротурбина, а овај сигнал се онда враћа пријемнику. Како би се измерили вишелинијски утицаји, треба испитати шему радијације радара. Поред турбина овај ефекат могу да изазову високе зграде, саобраћај на мостовима и слични објекти.

С обзиром да сигнали који се рефлектују прелазе веће растојање од оних који се рефлектују директно ка радарској антени, вишелинијски утицаји узрокују да радар прикаже циљ даљим него што јесте. Блокирање радарског снопа може бити значајан проблем када се ветропарк налази до 5 километара од радара, али може да утиче на радар до максималне даљине од 255 километара. Радарска сенка је губитак покривености директно иза торња ветротурбине због тога што исти блокира радарски сноп. Ширина сенке је у директној вези са ширином и даљином торња турбине, а значај овог утицаја зависи од броја и положаја турбина у односу на радар. Радарска десентивизација односи се на јаке повратне податке радара са ветротурбина што може умањити способност пријемника да детектује жељене циљеве у правцу ветропарка. Доплер радар се користи за уочавање кишних капљица у облацима, тако што мери фазне разлике повратних информација са радара и покретних циљних капљица. Ови подаци се користе за испитивање брзине ветра и података о нагибу унутар облака, који се уносе у нумеричке моделе ради прогнозе времена. Утицај ометања Доплера од стране ветроурбина може довести до производње података који показују веома велике разлике у брзини и правцу. Процена линије оптичке видљивости може одредити да ли је ветротурбина видљива метеоролошком радару. Познато је да метеоролошки радар може да буде погођен уколико ветротурбина продире кроз хоризонталу у односу на радар.



Слика 8.1: Поједностављена илустрација принципа регистравања турбине

Неке од мера за ублажавање штетних утицаја су:

1. Дизајнирање ветропарка тако да се минимизира утицај на области покривености радара за које се зна да су у непосредној близини или максимизира радарска покривеност простора у самом ветропарку прављењем већег размака између стубова
2. Маскирање тереном – позиционирање турбина са супротне стране узвишеног терена тако да он онемогућује турбини да се појави на радару, док је он сам, као статичан, могућ за филтрирање
3. Релокација турбина или смањивање висине њихових стубова тако да не упадају у радаров видокруг
4. Елиминисање турбина за које је утврђено да имају јак утицај на радарске системе
5. Коришћење података са другог радара – употпуњивање података из зоне ометене сигналом сметњи од ветротурбина подацима са других радара који покривају сти област, а који нису погођени ефектима сметњи
6. Необрађивање података са радара – изузимање повратних података са екрана радара

7. Повећање угла радарског снопа – повећањем најмањег угла снопа скенирања може се смањити или чак уклонити сваки утицај ветропаркова на жељене податке, уз последицу смањења детаљне видљивости у нижим пределима иза ветропарка
8. Монтажа локалног допунског радара – локација допунског радара на локацији како би се обезбедили текући подаци малог нивоа у области погођеној сметњама
9. Додатна контрола квалитета и образовање хидрометеоролога – обавештавање и информисање о постојању ветропаркова у зони њихове надлежности може да умањи разлику повратних података за ветротурбину и саме временске прилике

9 УТИЦАЈ ВЕТРОЕЛЕКТРАНА НА МОРУ НА ЖИВОТНУ СРЕДИНУ

Постављање ветротурбина на морима и океанима даје вишеструке користи. Поред често далеко бољег потенцијала ветра у односу на копно, ветротурбине на морима су често јако већег габарита и инсталираних снага како би тај потенцијал максимално искористиле, а у недостатку ограничавајућег фактора у виду заузимања превеликог простора, додатног крчења шума и вегетације и слично. Удаљеност од људи и људских насеља још једна је од предности јер се значајно мање мора водити рачуна о утицају буке, треперења сенке и естетике. Наравно, поред свих бенефита, и ветроелектране на морима имају значајан утицај на животну средину који је доста слабије испитан и студира у односу на утицај електрана на мору. Главне утицаје ветроелектрана на мору представљају:

- ☐ Бука
- ☐ Визуелни утицај
- ☐ Утицај на биодиверзитет

Највише корисних података о утицајима ветроелектрана на мору на животну средину добијено је од вишегодишњег мониторинга 3 ветропарка у Данској („Middelgrunden“, „Horns Rev“ и „Nysted“). „Federal Environment Ministry (BMU) of Germany“ извршио је значајна истраживања о технички и утицајима на очување животне средине темеља ветрогенератора на мору, где се наводи да чак овакве електране имају и позитиван утицај на рибли диверзитет јер се понашају као вештачки корали око којих се окупљају бројне рибље врсте. Утицај на рибли свет често може бити и негативан, поготово у случају када се пресеку миграторне руте неких врста. Бука коју изазивају турбине у фази рада електране може да има утицаја на привлачење или одбијање риба од области у којој се налазе турбине, као и изазивање панике код риба. Као и у случају риба, ветроелектране на мору могу имати значајан негативан утицај на фауну слепих мишева ако им се нађу као препрека на стандардним миграторним рутама. Осматрање се у том случају врши слично као и код копнених електрана, са разликом да мора бити вршено са бродова, светионика и тако даље. Доба године у којем се врше ова осматрања обично је у пролеће (април/мај) и јесен (август/септембар), осим ако се мишеви не примете на оближњим острвима, нафтним платформама и сличним објектима у било које друго доба године. Осматрање се може вршити и са копна и то са:

- ☐ Одређених локација на копну за које је утврђено да слепи мишеви полећу на пут миграције преко мора
- ☐ Мануалним и аутоматским детекторима
- ☐ Инфрацрвеним и термалним камерама кад год је то могуће
- ☐ Аутоматским осматрањима – повезивањем аутоматског детектора на хелијумски балон или на змај пауштеног са неког светионика и тд.

Осматрања са мора најидеалније би било вршити са брода који пролази преко локације планиране за ветропарк или трајектне линије која редовно пролази у близини поменуте локације. Иако су, као што је већ поменуто, турбине на мору већих димензија од копнених, визуелни утицај је мањег интензитета због веће удаљености од значајнијих копнених пејзажа. Међутим, и морски и обалски пејзажи су често уникатни, тако да је могуће да морске ветроелектране на њих значајно утичу. Интензитет утицаја и промене пејзажа зависиће од неколико параметара као што су, удаљеност, број турбина, део турбине који је видљив, временски услови и светла за навигацију и означавање. Најутуцајна је обично удаљеност ветропаркова од обале, односно осматрача. Што се тиче утицаја на буку, ова постројења налазе се далеко од људских насеља тако да је утицај буке на људе у обим случајевима занемарљив, али би зато морске животиње могле бити изузетно погођене буком под водом коју ове турбине стварају за време конструкције и експлоатације. Сваки утицај зависиће од осетљивости присутних врста и њихове могућности да се пролагоде. Бука изазвана конструкцијом и декомисијом долази од стране машинерије и пловила, експлозија и бушења и измерена је у неким случајевима и до 260 dB што може да оштети трајно или привремено слушне органе код риба и морских животиња. Бука може утицати на понашање морске фауне и на више километара удаљености од турбина. Тренутно се разматрају неколико мера за смањење оваквих утицаја као што су:

1. „Soft start“ , постепено, не нагло, повећавање интензитета звукова
2. Коришћење застора у виду ваздушног чепа око стуба што се процењује да може смањити интензитет звука за 10-20 dB
3. Коришћење акустичких уређаја ради одбијања животиња за време радова за које је предвиђен велики интензитет буке

10 ЗАКЉУЧАК

Поред бројних и неоспорних бенефита које доносе ветроелектране, потребно је бити свестан и свих негативних утицаја које ова врста пројеката носи са собом.

Свесност и познавање негативних утицаја омогућава правовремено сагледавање потенцијалних проблема и могућност да се кроз фазе развоја пројеката и пројектовања негативни утицаји умање применом неких од наведених метода за процену и смањење утицаја, омућавајући здраву интеграцију ветроелектрана у електроенергетске системе и животну средину.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] RODRIGUES, L., BACH, L., DUBOURG-SAVAGE, M-J., KARAPANDŽA, B., KOVAČ, D., KERVYN, T., DEKKER, J., KEPEL, A., BACH, P., COLLINS, J., HARBUSCH, C., PARK, K., MICEVSKI, B., MINDERMAN, J. (2015). Guidelines for consideration of bats in wind farm projects - Revision 2014. EUROBATS Publication Series No. 6 (English version), UNEP/EUROBATS Secretariat, Bonn, Germany, 133 pp. http://www.eurobats.org/sites/default/files/documents/publications/publication_series/pubseries_no6_english.pdf
- [2] SNH (2014). Guidance: Recommended bird survey methods to inform impact assessment of onshore wind farms. Scottish Natural Heritage, Battleby, UK, 37pp. <https://www.nature.scot/sites/default/files/2017-09/Guidance%20note%20>

%20Recommended%20bird%20survey%20methods%20to%20inform%20impact%20assessment%20of%20onshore%20windfarms.pdf

[3] Студија о процени утицаја на животну средину пројекта ветропарк „Ковачица“ (Општина Ковачица) инсталисане снаге до 125 MW, 2014

[4] PagerPower Procena uticaja na meteorološki radar, 2015

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.05)**C3.05****UTICAJ OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE (OIE) NA BIODIVERZITET LOKALITETA
I ŽIVOTNE SREDINE****THE IMPACT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES (RES) ON THE BIODIVERSITY OF
THE LOCALITY AND THE ENVIRONMENT****Ivana Mitrović*; Nikola Pičorušević; Žarko Nestorović**

Kratak sadržaj: Obezbeđivanje dovoljne količine energije je jedan od osnova ekonomije i preduslova kvalitetnog života. Upotreba obnovljivih izvora energije doprinosi unapređenju ekonomskog, društvenog i održivog razvoja. Ovo shvatanje danas zauzima važno mesto u razmatranju dugoročne perspektive opstanka i napreka ekonomija i ekologije. Obnovljiva energija treba da bude ekološki prihvatljiva, da način proizvodnje utiče pored redukcije emitovanja CO₂ u atmosferu i na očuvanje lokalnih ekosistemima i ugroženih vrsta na lokalitetima. Neminovno je da proizvodnja energije izgradnjom i postavljanjem objekata i prateće infrastrukture deluje na biodiverzitet područja na kome se nalazi. U procesu planiranja potencijalnih lokaliteta potrebno je izvršiti procenu aspekata mogućih uticaja obnovljive energije na životnu sredinu, jer je širenje ove vrste energije ključni element inicijativa zelene ekonomije. Iako (OIE) imaju veliki pozitivan uticaj u podršci održivom razvoju, njihova primena takođe može imati efekte na ekosisteme i biodiverzitet u smislu zauzimanja zemljišta, gubitak staništa i raseljavanja životinja i sl.

Ključne reči: energija, obnovljivi izvori, ekosistem, biodiverzitet

Abstract: Providing sufficient energy is one of the foundations of the economy and a prerequisite for a quality life. The use of renewable energy sources plays a crucial role in improving economic, social, and sustainable development. Today, understanding this importance is vital for considering the long-term survival and progress of both economies and ecosystems. Renewable energy should be environmentally acceptable, meaning that its production methods should not only aim to reduce CO₂ emissions but also preserve local ecosystems and protect endangered species. The construction and installation of energy facilities and their supporting infrastructure inevitably impact the biodiversity of the surrounding areas. In planning potential sites for renewable energy projects, it is essential to assess the possible environmental impacts. The expansion of renewable energy is a key element of green economy initiatives. Although renewable energy sources (RES) have a significant positive impact on supporting sustainable development, their implementation can also affect ecosystems and biodiversity through land occupation, habitat loss, and displacement of wildlife.

* Ivana Mitrović, Đerdap Usluge AD, ivanacukimitrovic@gmail.com

Key words: *energy, renewable sources, ecosystem, biodiversity.*

1 UVOD

Obnovljivi izvori energije (OIE) zbog svog potencijala, obnovljivosti i ekološke čistoće, predstavljaju, sa aspekta održivog razvoja, važne izvore energije iz prirode koji se obnavljaju u određenom vremenskom intervalu. Njihova karakteristika je značajno manji negativni uticaj na životnu sredinu i manja emisija gasova staklene bašte, merena ekvivalentnim CO₂, u procesu proizvodnje energije.

Obnovljivi izvori energije su glavni pokretač i nosilac energetske tranzicije ka karbonski neutralnoj energetici i ekonomiji. U okviru međunarodne borbe za jačanje otpornosti na klimatske promene, uspostavljen je cilj smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte u 2030. godini za 45% u odnosu na emisije iz 2010. godine, kao i nulta emisija štetnih gasova do 2050. godine. Evropski parlament je usvojio zakonski akt ključan za ubrzavanje uvođenja energije iz obnovljivih izvora, u skladu sa Evropskim zelenim dogovorom koji predstavlja strategiju održivog razvoja EU u oblasti zaštite životne sredine i klimatskih promena i planom REPowerEU [1] koji se odnosi na ubrzanje zelene tranzicije. Prvobitno je Direktiva 2018/2001/EC (RED II- Renewable Energy Directive) postavila cilj da obavezujući udeo obnovljivih izvora bude 32% do 2030. godine u potrošnji energije dok je njenom revizijom trenutni cilj do barem 42,5% do 2030. godine sa intencijom rasta do 45%[2].

Obnovljivi izvori energije, kao sedmi od 17 ciljeva Održivog razvoja UN, pod nazivom Dostupna i čista energija su pokretač konkretnih aktivnosti za održivi razvoj. U Srbiji se Zakonom o energetskej efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije [3] kao i Strategijom razvoja energetike republike Srbije [4] uređuju uslovi i način efikasnog korišćenja energije kao i politike energetske efikasnosti.



Sl. 1: Primeri korišćenja obnovljivih izvora energije [5]

2 UTICAJ SOLARNE ENERGIJE

Sunce je zajednički izvor svih obnovljivih izvora energije. Sunčeva energija je resurs koji je, zavisno od klimatskog područja dostupan svima, a može se koristiti kako za proizvodnju električne, tako i toplotne energije. Korišćenjem Sunčeve energije smanjuje se potreba za fosilnim gorivima te se smanjuje i zagađenje okoline prouzrokovano njihovim sagorevanjem.

Solarna energija se u solarnim elektranama dobija pomoću fotonaponskih solarnih panela. Fotonaponske panele karakteriše direktno generisanje električne energije iz sunčevih zraka preko solarnih ćelija. Pored nesporno značajnih pozitivnih solarne elektrane mogu imati različite negativne uticaje, uglavnom se odnose na sledeće: uticaj na zauzimanje zemljišta, na biodiverzitet i na predeo. Promene u biodiverzitetu područja instalisanja ovih elektrana imaju dominantni uticaj u svim aspektima za vreme veka trajanja solarnih elektrana.

Zemljište koje se zauzima je u korelaciji s veličinom (instalisanom snagom) jer velike elektrane zauzimaju velike površine. Ako se zauzimaju devastirane površine (kamenolomi ili površine od rudarskih aktivnosti) ili neupotrebljive za neku drugu aktivnost (pustinjski predeli ili neplodna zemljišta), ova vrsta uticaja može imati znatno manji negativni značaj. Problem nastaje prilikom zauzimanja poljoprivrednog zemljišta, livada, pašnjaka i sl. Devastacija prostora na kome se postavlja solarna elektrana ima efekat na ekosistem tj. floru i faunu, a javlja se još u fazi pripreme lokacije. Uklanjanje i izmena vegetacije ima za posledicu uništenje staništa biljnih i životinjskih vrsta, a time i smanjenje ekološke raznovrsnosti. Iz tog razloga važan je pravilan izbor lokacije solarne elektrane jer identifikacije tipova staništa, vrsta flore i faune, njihov značaj brojnost i navike, je osnova kojom se pravilno planira raspored mikrolokacija za solarne panele u okviru solarne elektrane.

Pozitivni primeru u prevazilaženju ovog problema mogu biti tzv. agrosolarne elektrane, koje pored korišćenja solarne energije obezbeđuju nastavak korišćenja zemljišta u poljoprivredne svrhe. U okviru ovih elektrana elektrane, paneli se postavljaju na konstrukciju izdignutu na visinu dovoljnoj za obrađivanje i održavanje biljaka ispod njih, uz postizanje optimalnog ugla za prijem sunčeve energije i transformaciju u električnu energiju. Prednosti agrosolarnih elektrana, pored izbegavanja prenamene poljoprivrednog zemljišta, jeste što pružaju i prednosti za gajenje agro kultura: nema direktnog svetla, postoji specifičan mikroklimatski efekat, zaštita od grada, smanjena evapotranspiracija, veća efikasnost vode[6.] Na taj način se povećavaju prinosi, uz istovremeno smanjenje ugljeničnog otiska od poljoprivrede.



Sl. 2: Uticaj solarnih panela na poljoprivredu [6]

Istraživanje koje je objavila grupa naučnika iz Slovačke u studiji „Solarni parkovi doprinose raznolikosti ptica u poljoprivrednom pejzažu“ 2024.god. (Solar parks can enhance bird diversity in agricultural landscape) je pokazalo da solarne elektrane mogu imati i pozitivnu ulogu na biodiverzitet, pre svega ptica. Ispitivanje je vršeno u poljoprivrednim predelima Centralne Evrope u Slovačkoj jer nude dostupnost hrane i mesta za gnežđenje. Analizirane su 32 parcele (svaka po dva hektara) od kojih je 17 solarnih elektrana razvijenih na obradivim površinama i 15 razvijenih na travnjacima i 32 susedne kontrolne parcele tokom jedne sezone razmnožavanja (2022.god), a lokaliteti su se nalazili u panonskom i planinskom regionu. U tom periodu u solarnim elektranama uočene su 353 jedinke 41 vrste, a na kontrolnim parcelama 271 jedinka 40 vrsta[7.] Otkriveno je da solarni parkovi podržavaju veću i raznovrsnost ptica i beskičmenjaka, kao i da je brojnost kopnenih životinja bila veća u solarnim parkovima razvijenim na travnjacima nego u kontrolnim parcelama travnjaka. Istraživači smatraju da postoji veća dostupnost hrane za ptice insektijede, pošto solarni paneli privlače različite vrste vodenih insekata koji traže vodu. S obzirom na to da je dostupnost hrane niska zimi, solarne elektrane mogu imati pozitivan uticaj na ptice na poljoprivrednom zemljištu van sezone gnežđenja jer mogu poslužiti kao mesta za zaustavljanje, ishranu i prenočište tokom migracije i zimovanja, iz razloga što tlo ispod solarnih panela često bude bez snega zimi.

Uočeno je takođe da su se određene vrste ptica gnezdile u potpornim konstrukcijama solarnih panela napravljenim od cevi, u neobrađenim prostranim vegetacijama ispod solarnih panela ili pored ograde. Istraživači sugerišu da se posmatrane solarne elektrane koje su posmatrane koncipirane samo za proizvodnju električne energije, a da bi koristi za biodiverzitet bile još veće ako bi se njima upravljalo sinergijski, sa snažnijim fokusom na biodiverzitet [8].

U svakom slučaju, kod pozitivnih ili negativnih uticaja solarnih elektrana na biodiverzitet, optimalan izbor lokacije, kroz planski proces, čini se kao posebno važan činilac u razvoju solarnih elektrana na principima preventivne zaštite biodiverziteta i prostora uopšte.

3 UTICAJ ENERGIJE VETRA



Slika 3: Prelet ptica u kroz vetropark [10] Slika 4: Vetroturbine na moru [11] Slika 5. Zasadi u vetroparku [10]

Značaj vetroparkova je iskorišćavanje potencijala vetra kao obnovljivog izvora energije. Korist se najpre ogleda u proizvodnji električne energije bez emitovanja štetnih gasova u atmosferu, posledičnog stvaranja efekta staklene bašte i negativnih klimatskih promena, a doprinosi i smanjenju zavisnosti od proizvodnje energije upotrebom fosilnih goriva. Međutim prisutni su i negativni uticaji vetroelektrana na životnu sredinu i njih nije moguće niti treba zanemariti.

Pored buke, vizuelnog zagađenja i stvaranje senki najdominantnije dejstvo vetroelektrana je na biodiverzitet, odnosno na ornitofaunu (ptice) i hiropterofaunu (slepe miševe)[9].

Ubrzani razvoj vetroparkova prouzrokuje i negativne pojave, kao što su sudar ptica sa elisama i stubovima vetroagregata, što može uzrokovati smrtno stradanje ili povređivanja jedinki ptica i slepih miševa. Usled okretanja elisa vetroagregata velikom brzinom kroz vazduh dolazi do njihove kolizije sa letećom faunom, odnosno do sudaranja jedinki sa elisama. To se najčešće manifestuje kod vrsta ptica koje tokom leta i lova koriste topla vazдушna strujanja (tzv. termale), pri čemu su ove vrste fokusirane na posmatranje tla u potrazi za plenom, a ne na putanju leta [10]. Slična situacija moguća je u toku večeri i noći gde čitava jata ptica mogu da uđu u koliziju sa elisama (ili stubom) vetroagregata koji se u noćnim uslovima ne mogu uočiti. Upravo je smrtnost ptica usled sudara sa elisama vetroagregata jedan od glavnih ekoloških problema u vezi sa vetroelektranama. U zavisnosti od tipa turbine, ptice i slepi miševi su najviše ugrožene na visinama između 20m i 180m iznad zemlje[11]. Takođe dolazi i do izmene staništa, uslova na njima, kao i karakteristika lovnih teritorija. I ovi uticaji vetroelektrana su veoma značajni, jer leteća fauna predstavlja funkcionalni element prostora i predela sa svim uzročno-posledičnim vezama i međuzavisnostima koje u prostoru postoje. Izmena jednog elementa prouzrokuje izmenu drugog, npr. izmena ili uklanjanje određenih delova šumskog područja na lokaciji vetroelektrane direktno utiče na izmenu navika i ponašanja određenih jedinki leteće faune na toj lokaciji. Optimalnim uređenjem lokacije moguće je minimizirati negativne uticaje vetroelektrana na ovaj aspekt mogućih uticaja.

Rizici koji doprinose stradanju leteće faune su u većini slučajeva u vezi sa sledećim faktorima: karakteristikama vrste (morfologija, senzorna percepcija, fenologija, ponašanje ili obeležja), karakteristikama lokacije (pejzaž, putanje leta, dostupnost hrane i vremenske prilike), i karakteristikama vetroelektrane (tip i konfiguracija vetroagregata i osvetljenje)[12]. Uticaji na faunu tokom izgradnje ogledaju se u tome što će veće životinje, uključujući divlje sorte sisara i gmizavaca, privremeno napustiti područje gradilišta. Nakon izgradnje ne postoji barijera (ograda i sl.) koja onemogućava povratak kopnenih sisara i gmizavaca na lokaciju, pa tako migracijski putevi ostaju otvoreni. Vetroelektrane u procesu eksploatacije uglavnom nemaju uticaj na zemljište, ali u fazi pripreme lokacije za izgradnju uklanja se humusni sloj tla, čime se umanjuje produktivnost zemljišta. Za vreme izvođenja zemljanih radova, potrebno je adekvatno odvojiti, deponovati i zaštititi humusni sloj, a po okončanju radova upotrebiti ga u svrhu uređenja i očuvanja uslova mikrolokaliteta. Uticaji na tlo mogu se javiti i prilikom postavljanja vetrogeneratora, u slučaju nepravilnim rukovanjem i smeštajem goriva ili maziva[12].

Najbolja opcija ublažavanja uticaja je kombinacija različitih mera koje su prilagođene specifičnostima svake lokacije, vetroelektrani i ciljnim vrstama. Veoma je važna primena koncepta preventivne zaštite, koja podrazumeva optimalno planiranje broj i prostorni razmeštaj vetroagregata unutar kompleksa vetroelektrane. Obzirom da se dominantni negativni uticaji vetroparkova odnose na leteću faunu u cilju planiranja lokacija parkovavrši se opservacija koja obuhvata bar dva migratorna perioda, pored identifikacije vrsta, njihovih navika i brojnosti, treba da se obuhvati identifikacija staništa, lovnih teritorija, migratornih koridora, ovako prikupljeni podaci u mnogome bi doprineli planiranju rasporeda i broja vetroagregata u cilju preventivne zaštite leteće faune[11].

Postoji veliki broj propisa, ugovora i sporazuma koji promovišu značaj i potrebu zaštite biodiverziteta, u navedenim uslovima, od kojih je važno spomenuti: Konvenciju o očuvanju migratornih vrsta divljih životinja – Bonska konvencija, odnosi se na migratorne vrste i na one koje redovno prelaze međudržavne (administrativne) granice; Konvenciju o očuvanju evropske divlje flore i faune i prirodnih staništa – Bernska konvencija, odnosi se na očuvanje i zaštitu biljnih i životinjskih vrsta u prirodi i njihovih prirodnih staništa; Konvenciju o biološkoj raznovrsnosti – Rio konvencija, obavezuje sve potpisnice da preduzmu mere rehabilitacije i obnove degradiranih ekosistema, promovišu oporavak ugroženih vrsta; Konvenciju za zaštitu ptica – Pariska konvencija, obavezuje potpisnice da štite ugrožene vrste ptica od istrebljenja ili ugrožavanja, posebno migratornih vrsta[12].

Vetroelektrane mogu biti instalirane i na moru (tzv. offshore) tj. područja jakih i stabilnih vetrova. Usled postavljanja vetroelektrana u vodenoj sredini može doći do ometanja normalnog kretanja i aktivnost hranjenja ptica i vodenih vrsta. Temelji stubova vetrenjača morskom dnu mogu prouzrokovati lokalne promene u sastavu ribljih vrsta dok morski sisari često izbegavaju područja podvodne konstrukcije, prisutno je i povećano nagomilavanje bentonskih vrsta, verovatno zbog efekta skloništa, postoji povećan rizik od sudara na priobalnim vetroelektranama duž obala sa vrstama ptica selica koje koriste obalu kao putokaz u letu[11].

Osim preventivnog planiranja, postoje i tehničke mere zaštite koje se primenjuju u procesu eksploatacije vetroelektrane, a koje se uglavnom zasnivaju na prekid rada vetroelektrane u periodu preleta jata ptica, adekvatno obeležavanje stubova i elisa vetroagregata određenim svetlosnim ili bojenim elementima; i sl[10].

4 UTICAJ ENERGIJE HIDROELEKTRANA

Postrojenja u kojem se vrše transformacije kinetičke energije u električnu se nazivaju hidroelektrane. Hidro energija se može definisati kao energija sadržana u pokretnoj vodi. Pokretanjem turbine (javlja se kao posledica strujanja vode preko lopatica turbine) dolazi do rotacije rotora generatora čime se vrši još jedna transformacija energije – mehaničke u električnu energiju.

Hidroelektrane sa pratećim hidroakumulacijama mogu znatno promeniti ekološke karakteristike reka. Formiranjem veštačkih jezera, zahvaćeni rečni kompleks iz rečnog postepeno prelazi u ekosistem stajaćih voda, što dovodi do promene biotičkih i abiotičkih uslova sredine, praćenih promenama u sastavu životnih zajednica u vodenim ekosistemima. Kod hidroelektrana nema emisije aerozagađivača, jer nema spaljivanja goriva. Ukoliko, je branom poplavljeno područje, na kojem se nekada nalazila vegetacija, dolazi do njenog raspadanja u stvorenom jezeru, a time i do izdvajanja metana i ugljen-dioksida. Postoje procene da se emisija gasova sa efektom staklene bašte kod malih hidroelektrana kreće u rasponu od 0,01-0,03 kg/CO₂-eq/kWh, dok kod hidroelektrana većih razmera iznose oko 0,06 kg/CO₂-eq/kWh [13]. U tropskim područjima i močvarama umerenih zona iznosi GHG emisije kod hidroelektana su nešto veći, i prema grubim procenama iznose 0,5 kg/CO₂-eq/kWh [13].

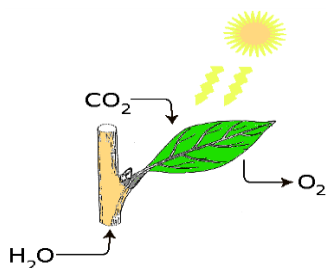
Brane hidroelektrana utiču na promene vodnog režima, ali i na kvalitet vode (promene mineralnih materija i nivoa kiseonika u vodi, promene temperature, kiselosti i zamućenosti vode, prisustvo otrovnih materija i dr.) što nadalje ima efekte na ekosisteme, kao i uticaj na faunu koja zavisi od vode. Tehničko rešenje za prenos toplote nastale u proizvodnji električne energije je voda, koja je ujedno i najčešći medij za odvođenje toplote. Porast temperature reka i jezera utiče na živi svet u njima tako što neke vrste nestaju, ali se ponekad pojavljuju nove. Hemijska sredstva za čišćenje cevi kojima protiče voda za hlađenje su takođe zagađivači. Na nižoj temperaturi vodna tela sadrže više rastvorenog kiseonika jer se molekuli kiseonika manje kreću, dok pojačano kretanje molekula kiseonika u toplijoj vodi dovodi do oslobađanja iz vode u vazduh. Rastvoreni kiseonik je količina kiseonika dostupna živim vodenim organizmima i ukazuje na kvalitetu vode[14]. Efekti podizanja brana u vodenim ekosistemima počinju već građevinskim radovima prilikom izgradnje brana kada se sav obrušeni (otpadni) materijal osipa pretežno u korito reka. Na taj način ihtiofauna ostaje bez prirodnih biotopa sa značajno smanjenim potencijalima ishrane. Voda u hidroakumulaciji stagnira, povećava se količina hranljivih materija i sedimenata, pa se omogućava rast algi i drugih vodnih korova. Voda na dnu akumulacije može biti neadkvatna za ribe budući da je mnogo hladnija i siromašnija kiseonikom, nego voda na površini. Postoji mogućnost da se voda sa dna ispusti u reku i izazove negativni uticaj na ribe nizvodno od akumulacije, koja je navikla na uslove vode veće temperature i bogatije kiseonikom.

Sama brana predstavlja prepreku za migraciju ribe i drugih organizama, a lopatice turbina mogu ih povrediti ili usmrtiti. U fazi mresta mnoge autohtone vrste riba više nisu u mogućnosti da sa mesta prebivališta migriraju na svoja prirodna mrestilišta, zbog prepreke- brane. Termin „riblje staze” označava regulisane deonice koje omogućavaju nesmetanu migraciju riba. Zbog ovoga, mnoge hidroelektrane mogu imati razna konstruktivna rešenja, poput „merdevina za ribu” ili „rešetka za ribu” koje omogućavaju migraciju ribe i sprečavaju njihovu koliziju sa turbinama[15].

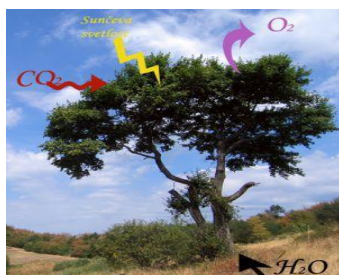
5 UTICAJ ENERGIJE BIOMASE

Biomasa su sve biorazgradive materije dobijene od otpada i ostataka poljoprivredne i šumarske industrije, u direktivi 2009/28/EK je naznačeno da je biomasa "biorazgradivi deo proizvoda, otpada i ostataka biološkog porekla iz poljoprivrede, šumarstva i srodnih sektora kao što je ribarstvo i akvakultura kao i biorazgradivi deo industrijskog i komunalnog otpada"[16].

Drvena biomasa kao energija predstavlja Sunčevu energiju koja se u biljci akumulira u procesu fotosinteze.

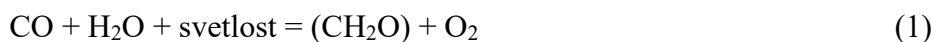


Slika 6: Prikaz procesa fotosinteze[17]



Slika 7: Biomasa kao gorivo [17]

Energija biomase zapravo je energija Sunčevog zračenja koja je pretvorena u hemijsku energiju koja je sadržana u biljkama. Proces fotosinteze se može prikazati sledećim izrazom:



Izvori za dobijanje biomase mogu se podeliti na šumsku ili drvenu biomasu, organsku biomasu, ostalu biomasu biljnog porekla. Većina nastaje iz gajenja biljaka; brzorastuće vrste (vrba, topola, eukaliptus); šećerne vrste (šećerna repica, trska i proso, slatki sirak); skrobne vrste: kukuruz, žitarice (pšenica, ječam), uljne vrste (uljna repica, suncokret); poljoprivrednih ostataka i otpada (slama, stajnjak); industrijskog otpada (ostaci hrane, prerade papira) i sl. Drvena ili šumska biomasa predstavlja svu šumsku drvenu masu (drveće - stablo, krošnje) i drvene ostatke nastale iz prerade drva. Kao iskoristiv obnovljiv izvor energije biljnog materijala mogu se koristiti ostaci koji nastaju prilikom seče šuma (drveni isečki, granje, lišće, kora, panjevi) i ostaci industrijske prerade drva (piljevina, blanjevina, drvena prašina), obolela stabla i devastirana šumska masa, koja nastaje nakon vremenskih neprilika (kao npr. poplava, udara vetra ili leda)[17]. Direktiva EU 2008/98/EK definiše razliku između sporednog proizvoda i otpada: "Sporedni proizvod je svaki materijal koji se može ponovo iskoristiti dok se otpad definiše kao materijal koji je dobijen na kraju ciklusa proizvodnje i ne može se reciklirati"[16]. Ovo je kompleksan resurs koji se može koristiti kao energent za proizvodnju električne i toplotne energije, a primenu ima i u saobraćaju u vidu biogoriva.

Neracionalno korišćenje biomase, posebno šumskog fonda dovodi do pustošenja šuma, što nadalje utiče na povećanje površine pod erozijom i poremećaja vodenih tokova. Gubitak i promena staništa jedan je od najvažnijih pokretača promene ekosistema i gubitka biodiverziteta usled proizvodnje energije iz biomase. Kod monokulturne proizvodnje sirovina, dominiraju efekti promene namene zemljišta, a pokazuju se kroz gubitak i izmenu staništa, promene u lokalnoj mikroklimi, u albedu i evapotranspiraciji[13]. Prilikom sagorjevanja biomase emisija ugljen-dioksida (CO_2) koji je pre oslobađanja bio apsorbovan iz atmosfere, za rast i razvoj biljaka. Ako je godišnje iskorištavanje mase jednako ili manje od godišnjeg prirasta nove mase tada će emisija CO_2 pri korištenju biomase biti jednaka emisiji CO_2 prilikom fotosinteze.

To je kumulativna neutralnost koja ne utiče na povećanje količine gasova sa efektom staklene bašte, ublažava se pojava globalnog zagrevanja i smanjuje potrošnja fosilnih goriva za proizvodnju energije.

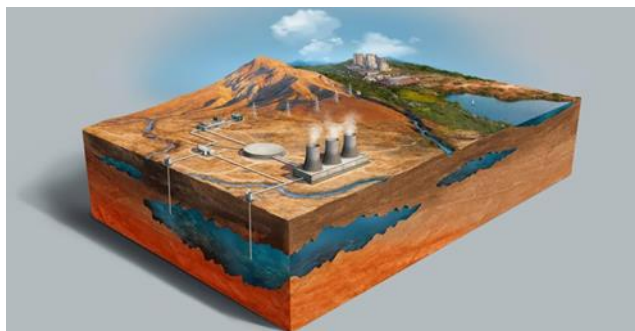
Energetski usevi, poput kukuruza, šećerne trske, soje, uljane repice i drugih kultura, koji se, uglavnom, koriste za dobijanje biogoriva i biogasa istovremeno predstavljaju resurs za prehranu ljudi i životinja. Zato dolazi do razvoja sledeće generacije energetskih useva, gde treba istaći vrstu kineske trske - *Miscanthus*, koja ima veliki energetski potencijal, odnosno pogodna je za proizvodnju bioenergije. Treća generacija biomase podrazumeva gajenje algi, čime se rešava nekoliko problema: potrebne površine zemljišta za ishranu, potrošnja vodnih resursa (alge se mogu gajiti u otpadnoj industrijskoj vodi), otklanjanje CO₂ iz atmosfere, i primena hemikalija i pesticida[13].

Produkti sagorevanjem biodizela se emituju u atmosferu. Biodizel skoro da nema sumpora (sadržaj sumpora 0-0.0024 ppm) koji se oslobađa u atmosferu u obliku sumpordioksida, doprinoseći formiranju kiselih kiša. Emisija azotnih oksida iz čistog biodizela se povećava za oko 6% u proseku u odnosu na fosilni dizel. Obzirom na nedostatak sumpora u biodizelu moguće je koristiti tehnike kontrolisanja azotnih oksida koje je nemoguće koristiti kod fosilnog dizela. Što se tiče ugljenmonoksid (CO), biodizel sadrži oksigenate koji poboljšavaju proces sagorevanja i smanjuju njegovu emisiju. Ova činjenica značajno smanjuje (najmanje 20%) emisiju ugljen monoksida. Emisija čvrstih čestice u izduvnim gasovima je kod biodizela 40% manja nego kod fosilnog dizela[18].

Osnovni aspekt pri korišćenju biomase treba da bude održivost korišćenja, što podrazumeva da količina biomase koja se koristi za dobijanje raznih vrsta energije uvek bude manja ili jednaka prirastu količine biomase. Održivost korišćenja biomase treba da podrazumeva plansko i redovno vraćanje određene količine organske materije - biomase (oko 30%) u zemlju u vidu zaoravanja, jer se time održava ravnoteža i postiže se veća plodnost zemljišta. Potreba vraćanja minerala u tlo za šumsku biomasu podrazumeva ostavljanje izvesne količine materije (najčešće lišća ili iglica ako je reč o četinarskim šumama) u šumskom tlu. Takođe, održivost korišćenja šumske biomase podrazumeva dugoročna planiranja u pogledu pošumljavanja i eksploatacije šumske biomase[19].

6 UTICAJ GEPTERMALNE ENERGIJE

Geotermalna energija je toplotna energija uskladištena ispod zemljine kore. Duboko ispod zemljine kore postoji sloj magme gde se toplotna energija neprekidno proizvodi usled raspadanja prirodno radioaktivnih materijala. Na geotermalnu energiju ne utiču ciklusi dan-noć, vremenski uslovi ili godišnja doba, ali može se koristiti samo u regionima koji imaju odgovarajuće geološke karakteristike (kao što su mesta gde postoji vulkanska aktivnost. Princip korišćenja geotermalne energije se zasniva na konverziji unutrašnje toplotne energije Zemlje u električnu energiju. Voda se pumpa duboko u zemlju kroz injektorske bušotine. Ovde se voda koristi za izvlačenje toplotne energije iz zemlje. Temperatura vode se povećava kao rezultat apsorpcije toplote. Ova topla voda se koristi za proizvodnju pare pod pritiskom koja pokreće lopatice turbine.



Slika 8: Geotermalni potencijal [21]

Većina geotermalnih elektrana, u svetu, uglavnom, koristi energiju akumuliranu u podzemnoj termalnoj vodi ili vodenoj pari, koja se nalazi u poroznim stenama manje ili srednje dubine. Hidrogeotermalna nalazišta, uglavnom, su locirana u blizini tzv. geoloških „vrućih tačaka”, gde su rastopljene stene blizu Zemljine kore, utičući tako na formiranje vrele vode ili vodene pare [20].

Glavna prednost geotermalne energije je u činjenici da se radi o obnovljivom izvoru energije, odnosno toplota unutrašnjosti zemlje neprestano zagreva podzemnu vodu dubljih slojeva. Nedostaci korišćenja geotermalne energije se odnose na sadržaj fluida koji se uzimaju iz dubokih slojeva zemlje koji se satoji od mešavine ugljen dioksida (CO_2), vodonik sulfida (H_2S), metana (CH_4) i amonijaka (NH_3). Ovi polutanti doprinose globalnom zagrijavanju, nastanku kiselih kiša, ukoliko se ispuste u vazduh. Pojava „kiselih kiša” prouzrokuje oštećene useva i šuma, zakiseljavanje zemljišta i voda, a time i degradira biotičku komponentu ekosistema [13].

7 ZAKLJUČAK

Procena uticaja obnovljive energije na ekosisteme i biodiverzitet je važan faktor u uslovima širenja obnovljive energije. To je ujedno i inicijativa zelene ekonomije, jer obnovljiva energija igra važnu ulogu u podršci održivom razvoju. Dobijanja obnovljive energije treba da bude prilagođeno uslovima prirodne sredine i okruženju, ali i socio-kulturnim karakteristikama predela. Sistemi podsticaja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora u Srbiji su definisani Zakonom o korišćenju obnovljivih izvora energije [22]. Strategijom za biodiverzitet za 2030. i Zelenim dogovorom [9] donet je plan sa niz pozitivnih efekata za oporavak biodiverziteta na području Evrope.

Obnovljivi izvori energije mogu biti stabilan potencijal u održivom načinu proizvodnje energije i smanjenju GHG gasova. Integrisani nacionalni energetske i klimatski plan (INEKP) je ključni strateški dokument koji u pogledu obnovljivih izvora energije, energetske efikasnosti i smanjenja emisija gasova sa efektom staklene bašte definiše ciljeve za 2030. godinu i predviđa veoma konkretne politike i mere i politike za njihovo dostizanje. Sadržaj INEKP je propisan Uredbom (EU) 2018/1999. Takođe, sadrži prikaz postojećeg stanja ključnih politika i odgovarajućih mera za sagledavanje pet dimenzija Uredbe: dekarbonizacija (emisije gasova sa efektom staklene bašte i obnovljiva energija), energetska efikasnost, energetska sigurnost, unutrašnje energetske tržište i istraživanje, inovacije i konkurentnost.

8 LITERATURA

- [1] Communication from the commission to European Parliament, the European council, the council, the European economic and social committee and the committee of regions REPowerEU Plan
- [2] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) (Text with EEA relevance.)
- [3] Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2040.godine sa projekcijama do 2050.godine (Druga sednica Drugog redovnog zasedanja u 2024. godini, održanoj 27. novembra 2024. godine)
- [4] ZAKON o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije ("Službeni glasnik RS", broj 40 od 22. aprila 2021.)
- [5] <https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/>
- [6] <https://energetskiportal.rs/>
- [7] "Solar Parks Can Enhance Bird Diversity in Agricultural Landscape ,Jarčuška B. et al, Journal of Environmental Management, February 2024
- [8] PLANIRANJE SOLARNIH ELEKTRANA I ŽIVOTNA SREDINA, dr Boško Josimović, Institut za arhitekturu i urbanizam Srbije, Belgrade, 2024
- [9] The EU Biodiversity Strategy for 2030: Opportunities and challenges on the path towards biodiversity recovery, V. Hermoso, S.B. Carvalho, S. Giakoumi, D. Goldsborough, S. Katsanevakis, S. Leontiou, V. Markantonatou, B. Rumes, K.L. Yates; Environmental Science & Policy, Volume 127, January 2022, Pages 263-27.
- [10] EKLIPSE, EU renewable energy policies, global biodiversity, and the UN SDGs, A report of the EKLIPSE project, 2020.
- [11] Renewable energy and biodiversity: Implications for transitioning to a Green Economy, Alexandros Gasparatos, Christopher N.H. Doll, Miguel Esteban, Abubakari Ahmed, Tabitha A. Olang; Renewable and Sustainable Energy Reviews, April 2017, Pages 161-184
- [12] PROSTORNI ASPEKTI UTICAJA VETROELEKTRANA NA ŽIVOTNU SREDINU dr Boško Josimović, Institut za arhitekturu i urbanizam Srbije, 2017. godina
- [13] Zbornik radova 10.regionalne konferencije“Životna sredina ka evropi“,2024 EnE14-ENV.net „, Environment for europe“ conference proceedings, Belgrade, Serbia,2024.
- [14] Thermal Pollution Caused by Hydropower Plants, Conference paper, First Online: 01 January 2015

- [15] Uticaj hidroelektrana na režim kisika i ihtiopopulacije slatkovodnih ekosistema; Doc. Dr. Sc. Sanel Ridanović, MSc. Mirza Šarić, dipl. ing. el., Doc. Dr. Sc. Lejla Ridanović, Univerzitet „Džemal Bijedić“ Mostar, Bosna i Hercegovina, Podružnica Elektrodistribucija Mostar; Conference: 28. međunarodni Elektroinženjerski simpozij, EIS 2014At: Šibenik, May 2014)
- [16] Biomasa kao gorivo, Prof.dr Salah Eldien Omer, Dc.dr Aida Kopljar, Van. prof. dr Atif Hodžić, Univerzitet u Bihaću, tehnički fakultet, January 2020
- [17] (Directive - 2009/28 - EN - Renewable Energy Directive - EUR-Lex)
- [18] Biogoriva- prednosti i nedostaci upotrebe, Vladan Joksimović, Milan Stevanović, mr Zoran Marjanović, 3. konferencija o kvalitetu života- festival kvaliteta, Kragujevac 2008
- [19] Biogenerator, energija bio mase, serbio.rs <https://www.serbio.rs>
- [20] <https://dept.uns.ac.rs/geotermalna-energija/>
- [21] <https://balkangreenenergynews.com/rs>
- [22] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Sl. glasnik RS", br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon)
- [23] <https://www.mre.gov.rs/>, Integrisani nacionalni energetska i klimatski plan republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. godine, 13.6.2023.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.06)**C3.06****RAZVOJ I PRIMENA POSEBNIH MERA U CILJU ZAŠTITE PTICA OD KOLIZIJE U
PRENOSNIM SISTEMIMA****DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF SPECIAL MEASURES AT
PROTECTING BIRDS FROM COLLISIONS IN TRANSMISSION SYSTEMS****Milica Milutinović, Tijana Papović, Dragan Raković, Tijana Stanić***

Kratak sadržaj: Kolizija ptica sa infrastrukturnim objektima, kao što su visokonaponski nadzemni vodovi-dalekovodi, predstavlja značajan ekološki problem, kako u Evropi, tako i u Srbiji. Kolizija može imati negativan uticaj na populaciju ptica, smanjenje biološke raznovrsnosti, a samim tim i na ekološku ravnotežu. Ovaj problem se najčešće javlja kada ptice udaraju u električne provodnike ili prelaze ispod njih, a posebno je izražen u područjima migracija. Zbog svog položaja, Srbija se smatra značajnim područjem za ornitofaunu Evrope, jer je domaćin velikom broju ptica koje migriraju između Evrope, Azije i Afrike. Broj vrsta ptica na teritoriji Srbije čini oko 75% ukupne ornitofaune Evrope. Uzimajući u obzir značaj biodiverziteta, a u cilju smanjenja negativnih uticaja, pitanje kolizije ptica sa infrastrukturnim objektima, a samim tim i visokonaponskim nadzemnim vodovima, dobija sve veću pažnju. U skladu sa prethodno navedenim, razvijeni su različiti pristupi sprečavanja kolizije ptica, razvijaju se preventivne strategije i politike kako bi se osigurao održiv sistem zaštite prirode i stabilan rad prenosnih sistema.

Ključne reči: *Птице, колизија, далеководи, преносни систем*

Abstract: The collision of birds with infrastructural objects, such as highvoltage overhead power lines, represents a significant ecological problem, both in Europe and in Serbia. The collision can have a negative impact on the bird population, reducing biological diversity, and thus on the ecological balance. This problem most often occurs when birds hit electrical conductors or pass under them, and is especially pronounced in migration areas. Due to its location, Serbia is considered an important area for the ornithofauna of Europe, as it hosts a large number of birds that migrate between Europe, Asia and Africa. The number of bird species on the territory of Serbia makes up about 75% of the total bird fauna of Europe. Taking into account the importance of biodiversity, and with the aim of reducing negative impacts, the issue of collision of birds with infrastructure facilities, and therefore with high-voltage overhead lines, is receiving more and more attention.

* Milica Milutinović, Elektromreža Srbije AD Beograd, milica.milutinovic@ems.rs
Tijana Papović, AD Elektromreža Srbije, Beograd, tijana.papovic@ems.rs
Dragan Raković, Elektromreža Srbije, dragan.rakovic@ems.rs
Tijana Stanić, Elektromreža Srbije, tijana.stanic@ems.rs

In accordance with the above, different approaches to preventing bird collisions have been developed, preventive strategies and policies are being developed to ensure a sustainable system of nature protection and stable work of transmission systems.

Key words: *birds, collision, overheadine, ohl, transmission system operator, tso*

1 UVOD

Razvoj industrije i modernizacija energetskeg sistema doveli su do ekspanzije infrastrukture, poput visokonaponskih nadzemnih vodova, vetroturbina i telekomunikacijskih stubova. U mnogim slučajevima, ovi objekti predstavljaju ozbiljan rizik za ptice, jer mogu uzrokovati smrtonosne sudare. Ptice, naročito migratorne, često ne prepoznaju objekte kao opasne, što dovodi do tragičnih incidenata. Ptice igraju ključnu ulogu u ekosistemima širom sveta. One su važni oprašivači, kontrolišu populacije insekata i drugih malih životinja, te pomažu u disperziji semena. Međutim, uprkos svojoj ulozi u prirodi, ptice se suočavaju sa brojnim pretnjama, uključujući gubitak staništa, klimatske promene ali i sudare sa različitim vidovima nadzemne infrastrukture. Sistemi prenosa električne energije, poput visokonaponskih dalekovoda, često se pružaju preko velikih površina, što povećava verovatnoću sudara-KOLIZIJE. Problem se pogoršava time što mnoge ptice tokom migracija lete na visinama na kojima je rizik od sudara veći. Kolizija ptica sa visokonaponskom prenosnom mrežom može imati negativan uticaj na populacije ptica, naročito na osetljive i ugrožene vrste. Ovaj problem se najčešće javlja kada ptice udaraju u provodnike ili prelaze ispod njih, a najviše su ugrožene veće ptice, kao što su čaplje i rode. S obzirom na značaj biodiverziteta i zaštitu životne sredine, pitanja kolizije ptica sa visokonaponskom mrežom dobijaju sve veću pažnju u ekološkim studijama i planiranju energetskeg projekata.

1.1 Biodiverzitet u Srbiji i Evropi

Tri glavna međunarodna sporazuma bave se očuvanjem ptica u Evropi. To su Konvencija o očuvanju migratornih vrsta divljih životinja (poznata kao „Bonska konvencija“) iz 1979. godine [1], Sporazum o očuvanju afričko-evroazijskih migratornih ptica vođenih staništa (AEWA) iz 1999. godine [2] i Konvencija o očuvanju evropskih divljih životinja i prirodnih staništa iz 1979. godine (poznato kao „Bernska konvencija“) [3]. Unutar EU, Direktiva o pticama (Direktiva 2009/147/EC Evropskog parlamenta i Saveta o očuvanju divljih ptica) takođe uspostavlja opšti sistem zaštite ptica [4]. Direktiva o pticama i Direktiva o staništima su kamen temeljac politike biodiverziteta EU i na njima je zasnovana međunarodna ekološka mreža zaštićenih područja Natura 2000. Pomenute konvencije i direktive omogućavaju svim državama članicama EU da rade zajedno, u okviru zajedničkog zakonodavnog okvira, na očuvanju najugroženijih i najvrednijih vrsta i staništa u Evropi širom njihovog prirodnog područja unutar EU, bez obzira na političke ili administrativne granice.

Područje naše zemlje je veoma povoljnog položaja sa stonovišta ekologije, ornitofauna Srbije je izuzetno bogata. Broj vrsta ptica na teritoriji Srbije čini oko 75% ukupne ornitofaune Evrope, što se može smatrati značajnim diverzitetom za relativno malu površinu koju naša zemlja zauzima. U Srbiji se do sada redovno beleži prisustvo 333 vrste, od čega je 310 vrsta ptica strogo zaštićeno dok su 42 zakonom zaštićene vrste - Pravilnikom o proglašenju strogo zaštićenih i zaštićenih divljih vrsta biljaka, životinja i gljiva („Sl. glasnik RS“ br. 5/2010 i 47/2011, 32/2016, 98/2016).

2 RAZLOZI KOLIZIJE I ANALIZA, IDENTIFIKACIJA MESTA STRADANJA

2.1 Razlozi kolizije

Jedan od razloga zbog kojeg ptice ne prepoznaju pretnje kao što su provodnici i stubovi je to što energetska infrastruktura nije prirodno uklopljena u njihovo okruženje. Time ptice često ne uspevaju da pravovremeno registruju opasnost i izbegnu udarac. Prozirni i tvrdi materijali izolatora koji se koriste u izgradnji visokonaponskih nadzemnih vodova takođe doprinose ovom problemu. Kolizija sa visokonaponskim vodovima, bilo stubovima, provodnicima ili zaštitnom užadi predstavlja jedan od mogućih uzroka smrtnosti ptica na Evro - Afričkom migratornom putu. Podaci iz brojnih studija ukazuju da se 80 % svih kolizija sa dalekovodima dešava prilikom kolizije sa zaštitnom užadi, pre nego sa provodnicima, jer su manjeg dijametra, pa su slabije uočljivi [5].

Na učestalost kolizije utiču brojne biološke karakteristike samih vrsta ptica kao što su:

- veličina tela;
- težina;
- manevarske sposobnosti;
- ponašanje u toku letenja;
- vid;
- starost i pol;
- doba dana i period godine;
- stanište i njegova upotreba.

Dokazano je da postoji veza između veličine ptice, njenih manevarskih sposobnosti i učestalosti kolizije. Teže ptice, kao i one koje brzo lete, češće su žrtve kolizije. Ovo se pre svega odnosi na labudove, ptice vodenih staništa (patke, čaplje, liske i gnjurce) i mnoge vrste šljunkarica [6]. Ptice sa sporim manevarskim sposobnostima u toku letenja, kao što je velika droplja, nisu u stanju da u zadnjem momentu uoče i izbegnu provodnike i zaštitnu užad dalekovoda. Istraživači su utvrdili da je kolizija droplji na dalekovodima česta u državama zapadne Evrope, Kini i Mongoliji (Alonso i Martin 2005, Kessler 2007). Takođe vidno polje ptica ima značajnu ulogu u koliziji, uočavanje vodova i zaštitnih užadi zavisi od same njihove vidljivosti i karakteristika vidnog polja. Slep tačka u frontalnoj hemisferi kao i pomeranja glave radi gledanja na dole, za više od 25 do 35 stepeni dovodi do sporije reakcije na mogućnost sagledavanja provodnika, i samim tim nemogućnost uočavanja istog. Vrste koje su podložne velikim slepim tačkama u vidnom polju su rode, čaplje, droplje i ždralovi, u tom slučaju su podložnije koliziji u odnosu na neke druge vrste [7].

Kao još jedan od razloga koji utiče na koliziju ptica jesu vremenski uslovi kao i površine iznad kojih ptice lete.

Magla

- Smanjena vidljivost: Magla ozbiljno smanjuje vidljivost, što otežava pticama da uoče provodnike dalekovoda visokog napona. Kada je vidljivost smanjena, ptice mogu lakše da pogode žice jer ih ne prepoznaju na vreme.
- Povećana koncentracija ptica na nižim visinama: U magli, ptice često lete niže kako bi bolje orijentisale i prilagodile svoj let. Ova niža visina može dovesti do većeg broja sudara sa vodovima, jer lete u zoni gde se često nalaze provodnici.

Kiša

- **Smanjenje vidljivosti:** Kiša, poput magle, takođe smanjuje vidljivost, a mokre žice mogu biti teže vidljive pticama. Kišoviti uslovi često smanjuju letne sposobnosti ptica, što može uticati na njihove manevarske sposobnosti i povećati rizik od sudara.
- **Smanjena kontrola leta:** Ptice koje lete u kišnim uslovima mogu imati teže kontrole nad svojim letom zbog vlažnosti, što može povećati verovatnoću nesreća u koliziji sa provodnicima.

Rečne površine

- **Migracija ptica:** Rečne površine su važna migraciona staništa za mnoge vrste ptica. Ptice koje prelaze rečne površine često koriste tokove vode kao vodiče za kretanje, pa je moguće da u blizini tih površina postoji veći broj ptica koje su sklonije sudarima sa visokonaponskim vodovima, naročito u područjima gde postoje velike mreže vodova.
- **Refleksija i smanjenje orijentacije:** Na vodenim površinama (poput reka ili jezera) može doći do refleksije svetlosti, što može zbuniti ptice, naročito tokom sumraka ili zore. To može dodatno povećati šanse za sudar sa vodovima, jer ptice mogu biti zbunjene u vezi sa smerom i visinom leta.

Noćni letovi

- Iako ovo nije direktno povezano sa maglom, kišom ili rekama, važno je napomenuti da u uslovima slabije vidljivosti (npr. magla, oblačno vreme ili noću) ptice koje lete, a posebno migratori, imaju povećan rizik od sudara sa žicama. Zbog smanjenog vremena za reakciju i smanjenog vida, ptice se mogu sudariti sa žicama.

2.2 Analiza, indentifikacija mesta stradanja

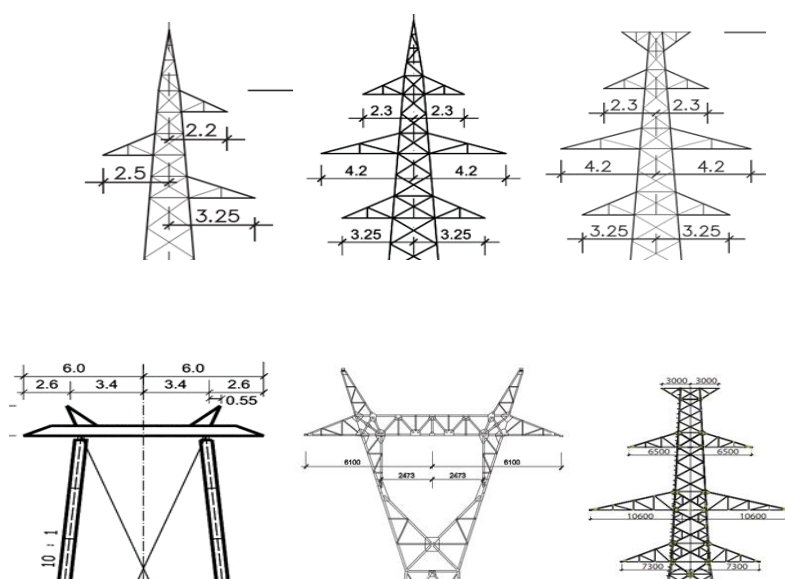
Identifikacija i analiza mesta stradanja ptica usled kolizije sa visokonaponskim vodovima obuhvata širok spektar aktivnosti: od istraživanja migratornih putanja i mesta stradanja, primene preventivnih tehnoloških rešenja do praćenja i evaluacije efikasnosti tih rešenja. Kroz ovaj proces, moguće je prikupiti dodatna saznanja koja bi pomogla u efikasnijoj primeni mera zaštite ptica od kolizije sa visokonaponskim vodovima, što će doprineti smanjenju broja stradalih ptica i doprineti očuvanju ugroženih vrsta.

Metode koje se koriste pri analizi i indentifikaciji su:

- **Vizuelna i fizička istraživanja:** Na terenu se često postavljaju kamere ili se obavljaju direktna posmatranja tokom migratornih perioda kako bi se identifikovali potencijalni rizici.
- **Koristi se i tehnologija:** GPS praćenje ptica može pomoći u analizi njihovih migratornih putanja i pronalaženju potencijalnih tačaka stradanja. Takođe, automatski sistemi za detekciju kolizija mogu biti instalirani na određenim mestima.
- **Post-mortem analiza:** Kada dođe do stradanja ptica, važno je izvršiti post-mortem analize kako bi se utvrdilo tačno mesto na kojem je došlo do nesreće i utvrdio uzrok.

3 MERE ZAŠTITE PTICA

Kako bi se smanjila učestalost kolizija, potrebna je pažljiva analiza i projektovanje infrastrukture. Prilikom planiranja, rizik od kolizije se može svesti na najmanju moguću meru, najpre vešt看im trasiranjem dalekovoda, kako bi se izbegla područja važna za ugrožene vrste ptica kao i mesta veće koncentracije ptica, a ukoliko to nije moguće rizici se mogu ublažiti projektovanjem nižih struktura, kraćih raspona između stubova dalekovoda i naravno markera na određenim linijama provodnika. Kod postojeće energetske infrastrukture zaštiti ptica od kolizije pristupa se na drugačiji način, odnosno vrši se modifikacija postojećih vodova. Jedna od najefikasnijih mera zaštite je primena markera-divertera, kao i prilagođavanje dizajna i konfiguracija stubova. U Akcionarskom društvu „Elektromreži Srbije“ Beograd (u daljem tekstu: EMS AD) postoje jednosistemske i dvosistemske vodove, sa jednim ili dva zaštitna užeta za naponske nivoe 110 kV, 220 kV i 400 kV. Najzastupljeniji tipovi stubova su Jela, Portal i Y. Na slici 1. dati su prikazi svih tipova stubova u Srbiji.



Slika 1. : Skice tipova stubova u EMS AD

Vizuelno označavanje visokonaponskih nadzemnih vodova datira još iz 1960. godine kada su prvi put primenjeni markeri iliti diverteri za zaštitu ptica. Oni se postavljaju na određene razdaljine duž linije provodnika sa ciljem smanjenja verovatnoće sudara provodnika dalekovoda i ptica prilikom leta. Testirani su različiti tipovi materijala, boja i oblika: različite veličine, PVC spirale, plastične ili neopren trake, fiksne i rotirajuće reflektivne plastične ploče koje vise, metalne fotoluminiscentne avio-kugle (‘vazduhoplovne lopte’) u dve kontrastne boje, uređaji za osvetljenje napajani samim provodnikom, itd (Prinsen i sar. 2011; RPS 2021). Postavljanjem divertera rizika od kolizije ptica prema brojnim literaturnim izvorima kreće se od manje od 10% do preko 90%, sa prosekom od oko 50% (Barrientos i sar. 2011; [8]). Ono što je do sada naučno potvrđeno su načela upotrebe divertera prikazana na Slici 2.

Based on current scientific understanding, the following *principles* contribute to a *marker being more effective and useable*.

While each characteristic is crucial on its own, their combination culminates in

An "Optimal" Marker



Slika 2. Osnovni principi postavljanja divertera za provodnike –Renewables Grid Initiative 2024

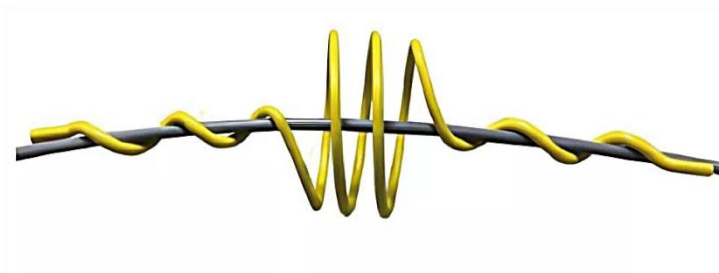
Principi koji se najviše primenjuju u praksi kod odabira divertera su sledeći:

- Veći diverteri su i vidljiviji
- Rotirajući i okretljiviji diverteri
- Kontrastnih boja u svim vremenskim uslovima
- Vidljivi u sumrak i tokom noći
- Postavljanje na kratkim razmacima
- Izdržljivost-duži vremenski period u svim vremenskim uslovima
- Pristupačnost cene samih divertera, montaže

Diverteri/markeri dele se na statičke/pasivne i dinamičke/aktivne.

Pasivni markeri su spiralni, pločasti i loptasti.

Spiralni markeri su spiralnog oblika i postavljaju se oko žice. Napravljeni su od reflektujućih ili fluorescentnih materijala različite obojenosti i dimenzija (Slika 3).



Slika 3. Spiralni marker

Izvor: Henvon.com

- **Pločasti markeri** su različite pločice, zastavice i slični oblici koji su živo obojeni, ali nemaju mogućnost pomeranja delova ili je mogućnost pomeranja vrlo ograničena (Slika 4)



Slika 4. Pločasti marker

Izvor: pr-tech.com

- **Loptasti markeri** su kugle koje se postavljaju na žice i obično su jarkih boja (npr. crvene, žute) kako bi privukle pažnju ptica (slika 5.)

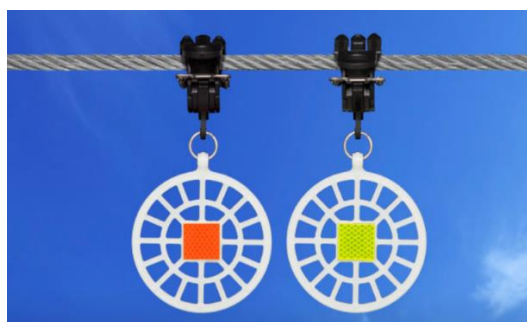


Slika 5. Loptasti marker

Izvor: P&R Tech

Aktivni markeri su rotirajući, trakasti i led markeri.

- **Rotirajući markeri** se okreću u svim pravcima usled vetra, čime stvaraju pokret i dodatno privlače pažnju ptica odnosno povećavaju vidljivost prepreke (Slika 6).



Slika 6. Rotirajući marker

Izvor: P&R Tech

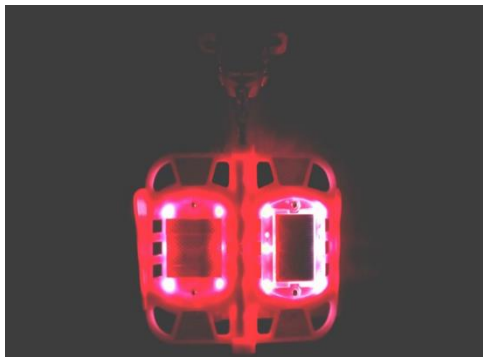
- **Trake-markeri** su reflektujuće ili fluorescentne trake koje vise sa provodnika i pomeraju se na vetru, čineći provodnike vidljivijima (Slika 7).



Slika 7. Trakasti markeri

Izvor: Sicame

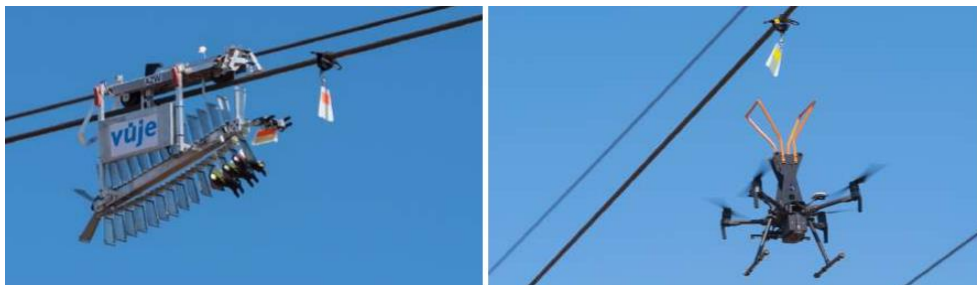
- **Led markeri** su markeri koji trepere ili svetle noću, povećavajući vidljivost žica (Slika 8)



Slika 8. Led markeri

Izvor: Indolite

Neki od ovih divertera su dizajnirani tako da se lako montiraju i demotiraju bez posebnog alata. Montiranje se može vršiti manuelno korišćenjem robota ili dronovima kao što je prikazano na slici 9.



Slika 9. Robot za postavljanje markera-levo i dron za postavljanje markera-desno

(Izvor:Raptor Protection Slovakia)

Neki od proizvođača divertera su još u eksperimentalnim studijama koje pokazuju obećavajuće rezultate od čak 98% smanjenja kolizije ptica, jedna od njih je studija Dywer et al. (2019) and Baasch et al. (2022) on the Avian Collision Avoidance System (ACAS), koristeći UV noćno osvetljenje. Za sada su sprovedene samo dve studije u Americi, dok se u Evropi planira primena eksperimenta u Belgiji i Francuskoj.

EMS AD kao pionir u zaštiti ptica od kolizije, primenila je praksu postavljanje divertera na investicionom projektu izgradnje DV 110 kV TS Bela Crkva TS Veliko Gradište i DV 400 kV TS Kragujevac 2 – TS Kraljevo 3. Prostor uz Dunav, između Banatske Palanke i Rama predstavlja jedno od najvažnijih područja za seobu ptica močvarica u Srbiji i Evropi. Područje na kojima se proteže koridor je od međunarodnog značaja za ptice i predstavlja deo globalne mreže područja od izuzetne važnosti za zaštitu ptica. Kako bi se sprečio sudar ptica i slepih miševa, na provodnicima i zaštitnim užadima, za potrebe EMS AD je izrađen Elaborat prolaska dalekovoda DV TS Bela Crkva – TS Veliko Gradište u blizini međunarodno značajnog područja za ptice „Labudovo Okno“ – RS016IBA. Elaboratom je predviđena montaža visećih fluorescentnih i crno-belih traka. Na OPGW užetu su naizmenično postavljene crveno-bele kugle i fluorescentne i crno-bele trake, a na provodnicima naizmenično fluorescentne i crno-bele trake. Tip stuba koji je na ovom prostoru korišćen u cilju smanjenja kolizije je stub „Y“ sa provodnicima i zaštitnim užadima postavljenim u dve paralelne ravni na vertikalnom rastojanju koje nije veće od 9 m u glavi stuba. Takođe, EMS AD u saradnji sa Pokrajinskim zavodom za zaštitu prirode, dugi niz godina učestvuje u zaštiti stepskog sokola. Do sada je postavljano 200 gnezda na području AP Vojvodine u proteklih 20 godina, a saradnja je produžena do 2030. godine. EMS AD nastavlja da prati svetske prakse u zaštiti ptica, shodno tome je napravljen iskorak ka sledećem projektu koji će se baviti monitoringom kolizije ptica i dalekovoda, sa uporednom analizom efikasnosti različitih tipova divertera (markera) za ptice, izradom mape rizika od kolizije i uzimanje u obzir različite osetljivosti vrsta.

4 ZAKLJUČAK

Procene smrtnosti ptica zbog kolizija sa dalekovodima u Evropi variraju. Nije lako precizno odrediti tačan procenat smrtnosti, što predstavlja problem za zaštitu ptica, naročito za vrste koje lete na nižim visinama ili migriraju kroz područja sa velikim brojem dalekovoda. Važni faktori su sastav prisutne faune ptica, vremenske prilike i vidljivost, lokacija dalekovoda, da li oni presecaju važna staništa ptica na kojima se hrane, odmaraju, gnezde ili glavne migratorne putanje. Prema literaturnim podacima, najveći rizik kod visokonaponskih dalekovoda, povezan je sa zaštitnim užetom jer je malog dijametra i slabo je uočljiv za ptice. Vrste koje imaju tendenciju da se grupišu u velika jata, imaju veću verovatnoću sudara sa dalekovodima. Poseban problem nastaje kod čestih kretanja velikih jata između lokaliteta za hranjenje i gnežđenje, ili ako dalekovodi prolaze preko glavnih migratornih puteva. Kolizija ne predstavlja samo pitanje očuvanja vrsta, već može uzrokovati i ekonomske i finansijske posledice, s obzirom na to da može doći do oštećenja dalekovoda, te je iz tog razloga od izuzetnog značaja unaprediti korelaciju ptica i dalekovoda, u cilju zaštite biodiverziteta i prenosnih sistema.

5 LITERATURA

- [1] Zakon o potvrđivanju konvencije o očuvanju migratornih vrsta divljih životinja („Sl.glasnik RS – Međunarodni ugovori“, br. 102/2007)
- [2] Zakon o potvrđivanju Sporazuma o očuvanju afričko-evroazijskih migratornih ptica vodenih staništa: („Sl.glasnik RS – Međunarodni ugovori“, br. 13/2018-2)

- [3] Zakon o potvrđivanju konvencije o očuvanju evropske divlje flore i faune i prirodnih staništa („Sl.glasnik RS – Međunarodni ugovori, br. 102/2007)
- [4] Does Nature Always Matter? Following Dirt through History, Ellen Stroud, 2003
- [5] Reducing Avian Collision with Power Lines, the Avian Power Line Interaction Committee and the Edison Electric Institute, 2012
- [6] Evaluation of two power line markers to reduce crane and waterfowl collision mortality. Wildlife Society Bulletin, Brown W.M. & Drewien R.C. (1995)
- [7] Bird Collision with Power lines: Failing to see the way ahead? Biological Conservation, Graham R. Martin, Jessie Shaw, 2010
- [8] Bird Collision with Power Lines: State of the Art and Priority Areas for Research, Biological Conservation, J. Bernardino, K. Bevanger, R. Barrientos, J.F. Dwyer, A.T. Marques, R.C. Martins, J. M. Shaw, J.P. Silva, F. Moreira, 2018
- [9] Barrientos i sar. 2011; Bernardino i sar. 2018
- [10] Alonso i Martin 2005, Kessler 2007
- [11] Martin i Shaw 2010, Martin 2011
- [12] Dwyer et al. (2019) and Baasch et al. (2022) on the Avian Collision Avoidance System (ACAS)
- [13] <https://www.zzps.rs>
- [14] <https://www.birdlife.org>
- [15] <http://renewables-grid.eu>
- [16] <https://dravce.sk/>
- [17] EMS AD- Elaborat prolaska dalekovoda DV TS Bela Crkva – TS Veliko Gradište u blizini međunarodno značajnog područja za ptice „Labudovo Okno“ – RS016IBA

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.07)

C3.07

**PROCENA RIZIKA OD SUDARA PTICA SA VISOKONAPONSKIM DALEKOVODIMA U
ZAŠTIĆENIM PODRUČJIMA SRBIJE POMOĆU GIS SISTEMA****ASSESSING THE RISK OF BIRDS COLLIDING WITH HIGH VOLTAGE
TRANSMISSION LINES IN PROTECTED AREAS IN SERBIA: A GIS-BASED APPROACH****Marko Raković¹, Daliborka Stanković¹, Draženko Rajković¹, Milica Milutinović²,
Aleksandar Babić³, Ivan Medenica⁴, Stefan Skorić¹**

Kratak sadržaj: U ovom istraživanju je predstavljena mapa rizika za procenu opasnosti od sudara ptica sa visokonaponskim dalekovodima u zaštićenim prirodnim dobrima u Srbiji. Metodologija uključuje sistem bodovanja zaštićenih i osetljivih vrsta ptica na osnovu statusa zaštite, podložnosti sudarima i prisustva u zaštićenim područjima. Modeliranje distribucije vrsta sprovedeno je za 59 prioriternih vrsta koristeći MAXENT algoritam, uključujući bioklimatske varijable i podatke o prisustvu vrsta na teritoriji Srbije od 2000. do 2024. godine. Dobijeni modeli su integrisani sa podacima o infrastrukturi dalekovoda i granicama zaštićenih područja u GIS-u. Mapa rizika identifikuje segmente dalekovoda visokog rizika preklapanjem modela distribucije vrsta, lokacija dalekovoda i zaštićenih područja, pružajući prostornu procenu rizika od sudara duž ~56 km visokonaponske mreže Srbije koja prolazi kroz zaštićena dobra. Ključni rezultati uključuju geografske podatke o distribuciji ciljnih vrsta, segmente dalekovoda sa povezanim prisustvom vrsta, i zaštićena područja kroz koja prolaze dalekovodi. Podaci dobijeni ovim istraživanjem predstavljaju prvu sveobuhvatnu procenu rizika od sudara ptica sa dalekovodima za elektroenergetsku mrežu Srbije. Ovakva postavka omogućava operateru mreže da proaktivno primeni mere ublažavanja poput instaliranja divertera za ptice na segmentima dalekovoda visokog rizika. Mapa takođe pokriva Srbiju i moguće je buduće planiranje trasa dalekovoda kako bi se izbegla kritična područja za zaštitu ptica. Ukupno gledano, ovaj pristup mapiranju rizika usklađuje prakse Srbije sa evropskim standardima za zaštitu ptica. Mapa pruža naučnu osnovu za donošenje odluka o merama bezbednosti ptica i doprinosi balansiranju razvoja energetske infrastrukture sa ciljevima očuvanja biodiverziteta. Metodologija se može ažurirati u svakom trenutku u zavisnosti od količine i broja dostupnih podataka.

Ključne reči: ptice, rizik mehaničke kolizije, visokonaponski dalekovodi, GIS, MAXENT algoritam

¹University of Belgrade – Institute for Multidisciplinary Research, Kneza Višeslava 1, Belgrade, Serbia

²Elektromreža Srbije, Kneza Miloša 11, Belgrade, Serbia

³GMS Consult doo, Trg Nikole Pašića 9, Belgrade, Serbia

⁴Institute for Nature Conservation of Serbia, Japanska 27, Belgrade, Serbia

Abstract: In this paper, we developed a risk map to assess the probability of bird collision hazards with high voltage power lines in protected areas in Serbia. The methodology involved scoring protected and sensitive bird species based on conservation status, collision susceptibility, and presence in protected areas. Species distribution modeling was conducted for 59 priority species using the MAXENT algorithm, incorporating bioclimatic variables and occurrence data from 2000 to 2024. The resulting models were integrated with power line infrastructure data and protected area boundaries in GIS. The risk map identifies high-risk power line segments by overlaying species distribution models, power line locations, and protected areas. It provides a spatial assessment of collision risk across Serbia's ~56 km high-voltage network in protected areas. Key outputs include geographic data on target species distributions, power line segments with associated species presence, and protected areas intersected by power lines. This is the first comprehensive assessment of the risk of bird collisions in protected areas for the Serbian power grid. It enables the grid operator to proactively implement mitigation measures like installing bird diverters on high-risk segments. The map also supports future grid planning to avoid critical areas for bird conservation. Overall, this risk mapping approach aligns Serbia's practices in line with European standards for bird protection. It provides a scientific basis for decision-making on bird safety measures and contributes balance energy infrastructure development with biodiversity conservation goals. The methodology can be updated as new data becomes available to refine risk assessments over time.

Key words: *Bird, Collision Risk, High-Voltage Power Lines, GIS, MAXENT algorithm*

1 INTRODUCTION

The high-voltage grid in Serbia is integral to the transmission of electricity over extensive distances and the stabilization of the energy system. This infrastructure comprises high-voltage transformers, transmission lines and substations, which facilitate the distribution of electricity from production facilities to consumers. The high-voltage network in Serbia operates at various voltage levels, specifically 220 kV and 400 kV. These high-voltage lines enable efficient electricity transmission, thereby minimizing losses that typically occur at lower voltage levels. The total length of Serbia's high-voltage distribution network is approximately 10.000 km, with the following distribution: 220 kV comprises about 1.863 km, and 400 kV covers around 1.795 km.

Bird collisions with the high-voltage transmission power lines constitute a significant ecological concern, potentially adversely affecting bird populations, particularly those that are sensitive and endangered. Such incidents predominantly occur when birds collide with electrical conductors or shield wires. Larger, heavy-bodied avian species, with poor maneuverability such as storks, waterfowl, eagles, hawks, and other raptors being most susceptible. Given the importance of biodiversity and environmental conservation, the issue of bird collisions with high-voltage networks is garnering increased attention in ecological research and energy project planning.

Serbia's avifauna is particularly diverse due to its ecologically favorable position. The country's territory can be roughly divided into three biogeographical regions: Pannonian (primarily Vojvodina), Continental and Alpine (Dinarides). Each of these regions host unique wildlife, including a distinct avifauna. The number of bird species in Serbia represents about 75% of the total European avifauna, which is a significant diversity for the relatively small area the country occupies.

Over 360 bird species have been recorded in Serbia, with 333 species regularly observed [1]. Of the total number of species, approximately 260 are nesting species (present during the reproductive period), while the remaining 100 species are visitors during the migration or winter periods. According to the Rulebook on the Declaration of Strictly Protected and Protected Wild Species of Plants, Animals, and Fungi („Official Gazette of RS“ No. 5/2010 and 47/2011), 307 bird species are strictly protected and 34 are protected.

In addition to species protection, Serbia has a longstanding tradition of safeguarding significant areas to preserve geological, biological, ecosystem and/or landscape diversity. By the end of 2023, 315 categorized protected natural areas had been declared, encompassing a total area of approximately 740.000 hectares. Of these, municipal and city assemblies declared the majority, with a total 208 areas, followed by the Assembly and Government of Serbia with 98 areas and the Assembly of AP Vojvodina with 9 areas (Figure 1). These ratios exhibit significant variation when considering the proportion of land area, as 697 thousand hectares, or 94% of the total area, are designated by the Republican Assembly and Government. These regions are of paramount importance in Serbia, thereby placing the primary responsibility for environmental protection on the republican authorities, particularly the Ministry of Environment. Protected natural assets constitute approximately 8.5% of the total territory of the Republic of Serbia. The objective of this paper is to present developed risk maps that will offer a comprehensive understanding of which segments of the high-voltage distribution network present the greatest threat to avian conservation in Serbia in protected areas.

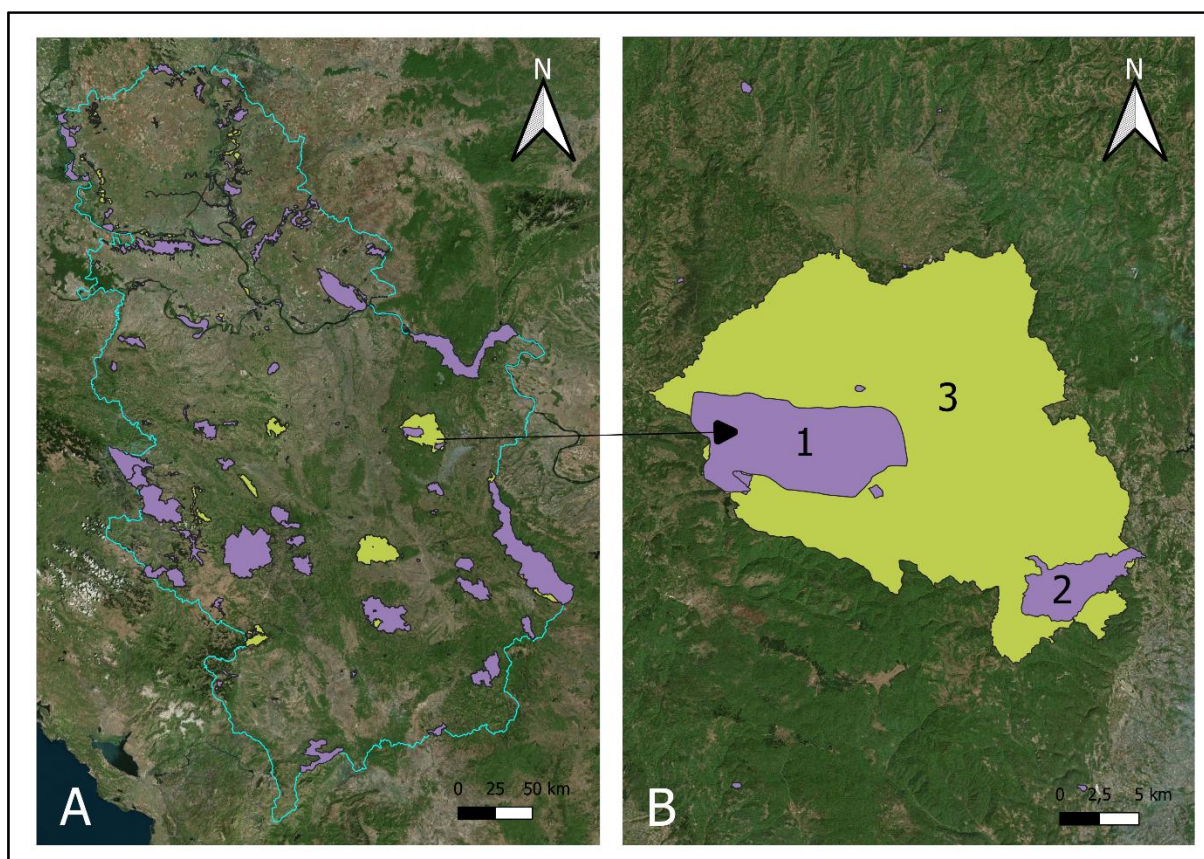


Figure 1: A: Map of protected areas in Serbia; B: 1. Part of the protected area water sheds of Resava, Suvaja, Čemernica, Jelov stream, and Beljanica river; 2. Lazar's canyon; 3. Kučaj – Beljanica.

2 METHODOLOGY

For the purpose of this study, a comprehensive scoring system was developed to assess the probability of bird collisions with the high-voltage power transmission network in Serbia. The scoring system includes several criteria, including:

- Distribution of selected, protected, and sensitive bird species;
- Bird susceptibility to collisions, determined through a review of professional and scientific literature;
- Arrangement of power lines in relation to protected natural areas of the Republic of Serbia (Figure 2);
- Adaptation of the model for modeling selected data.

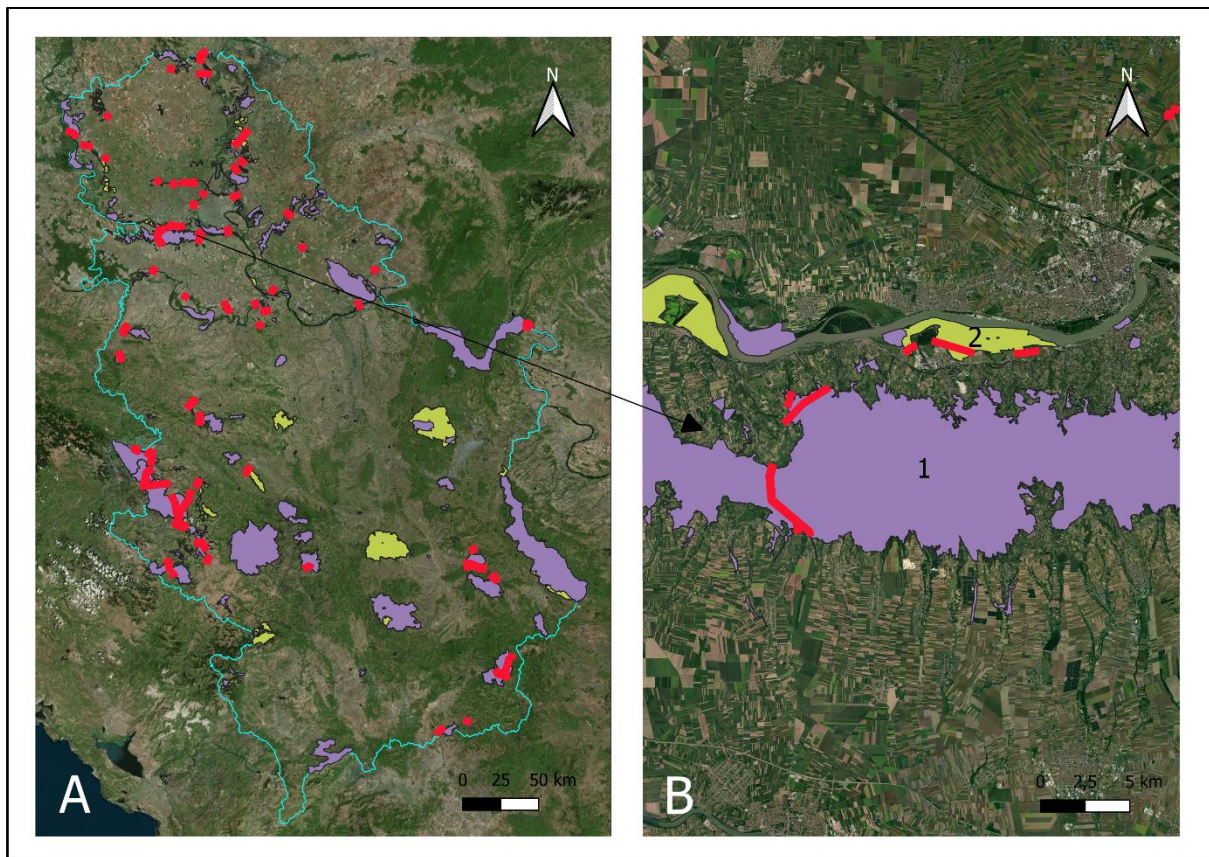


Figure 2: A: Power lines (red lines) crossing all protected areas in Serbia. B: Particular examples of protected areas, such as Fruška Gora National Park and Poloj, with power lines cutting through them.

Individual species scoring was based on each species' status according to:

- IUCN Red List,
- Convention on the Conservation of European Wildlife and Natural Habitats,
- European Union Birds Directive,
- Convention on the Conservation of Migratory Species of Wild Animals,
- Red Book of Birds of Serbia,
- Potential mortality due to collision (derived from scientific literature).

2.1 *Scoring sistem*

1. The IUCN Red List, recognized as the most comprehensive global database on the endangered status of plant and animal species, serves as the primary reference. This list aims to provide scientifically based information on species extinction risks and serve as a foundation for decision-making regarding their protection. Species are assessed using standardized criteria, including population size, abundance trends, distribution and level of threat.

The IUCN Red List categorizes species into the following threat categories:

- Extinct (EX): Species that have completely disappeared
- Extinct in the Wild (EW): Species surviving only in captivity
- Critically Endangered (CR): Species with extremely high risk of extinction
- Endangered (EN): Species with high risk of extinction
- Vulnerable (VU): Species that may become endangered if threats persist
- Near Threatened (NT): Species not yet endangered but approaching that threshold
- Least Concern (LC): Species with stable populations
- Data Deficient (DD): Species with insufficient data
- Not Evaluated (NE): Species not yet officially assessed

The Red List serves as a key tool for biodiversity conservation and provides guidelines for implementing protection measures at national and international levels.

Scoring based on the IUCN Red List of Birds was performed as follows:

CR species = 20 points, EN species = 10 points, VU species = 5 points, NT species = 3 points.

2. The Convention on the Conservation of European Wildlife and Natural Habitats (Bern Convention) is an international agreement adopted in 1979 in Bern, Switzerland, under the auspices of the Council of Europe. The aim of the Convention is to conserve wild plant and animal species and their natural habitats, with particular emphasis on endangered species and habitats at risk of disappearance. The Convention obliges signatory states to undertake legislative and administrative measures to protect endangered species and their habitats, prevent exploitation and trade of endangered species and promote international cooperation in biodiversity conservation.

The main components of the Convention include:

- Protection of wild species – Special attention is given to endangered species listed in the Annexes of the Convention.
- Conservation of natural habitats – Signatory states are required to protect key habitats essential for the survival of species.
- Regulation of species exploitation – Control of hunting, fishing, and trade of endangered species.
- International cooperation – Exchange of data, joint strategies, and nature conservation projects among countries.

The Bern Convention has laid the foundation for numerous European nature conservation initiatives, including the establishment of the Emerald Network of protected areas and the adoption of EU Birds and Habitats Directives. Serbia is a signatory to the Convention and has committed to implementing its principles in national legislation.

Scoring:

Annex II (Strictly protected animal species) = 10 points, Annex III (Protected animal species) = 5 points

3. The Birds Directive (EU Birds Directive) is one of the most important legal instruments of the European Union for the protection of wild birds and their habitats. Adopted in 1979, it represents the EU's first piece of nature conservation legislation. The directive aims to preserve all wild bird species naturally occurring in the territories of EU Member States, as well as to protect their habitats.

The main provisions of the directive include:

- Protection of all bird species – The directive covers approximately 500 bird species present in Europe.
- Conservation of key habitats – Establishment of Special Protection Areas (SPAs) as part of the Natura 2000 network.
- Regulation of hunting and exploitation – The killing, capturing, trading and disturbing of protected species is prohibited, except in exceptional cases.
- International cooperation – Member States collaborate to protect migratory birds and preserve their migration routes.

Together with the Habitats Directive, the Birds Directive forms the foundation of the EU's nature conservation policy. Although Serbia is not an EU Member State, its legislation is gradually being harmonized with this directive to support bird and biodiversity conservation.

Scoring: Annex I = 10 points, Annex II = 5 points, Annex III = 3 points

4. The Convention on the Conservation of Migratory Species of Wild Animals – CMS (Bonn Convention) is an international agreement adopted in 1979 in Bonn, Germany, under the auspices of the United Nations. The convention aims to protect migratory animal species and their habitats through international cooperation, as these species cross multiple national borders during their migrations.

The main provisions of the convention include:

- Protection of migratory species – Special attention is given to endangered species listed in Appendices I and II of the Convention.
- Conservation of key habitats – Signatory states commit to protecting areas important for the migration, feeding and breeding of species.
- International cooperation – Countries collaborate through specific agreements and action plans for the protection of individual species and ecosystems.
- Control of hunting and exploitation – The killing, capturing, and trading of endangered migratory species is restricted or prohibited.

The Convention provides a framework for a range of specific agreements and initiatives, such as the African-Eurasian Migratory Waterbird Agreement (AEWA) and the Agreement on the Conservation of Populations of European Bats (EUROBATS). Serbia is a signatory to the Convention and participates in international efforts to protect migratory species.

Scoring: Appendix I = 10 points, Appendix II = 5 points

5. The Red Book of Birds of Serbia uses internationally recognized categories of species endangerment according to the criteria of the International Union for Conservation of Nature (IUCN). The categories in the Red Book of Birds of Serbia are the same as IUCN Red List.

Scoring of Red Book of breeding and non-breeding birds: CR species = 20 points, EN species = 10 points, VU species = 5 points, NT species = 3 points

6. The possibility of mortality due to collision is taken from the literature [2] and the following scoring is applied:

Highest collision factor (III) = 30; Very high collision factor (II-III) = 25; High collision factor (II) = 20; Medium collision factor (I-II) = 10; Low collision factor (I) = 5; No collision factor (0).

A table of scores for each bird species recorded in the Republic of Serbia in relation to national and international protection status, as well as theoretical risk of collision with overhead power line shield wires, is provided in Appendix 1. For distribution modeling and ecological niche analysis, species with a total of 50 or more points were considered. Species not modeled due to insufficient distribution data in the Republic of Serbia (very rare species or those found exclusively in protected natural areas, such as the Great Bustard *Otis tarda* or Eurasian Stone-curlew *Burhinus oedicnemus*) are listed in Appendix 2.

Bird distribution data used for map creation resulted from long-term research and information gathering on bird distribution in Serbia. These data cover the period between 2000 and 2024, providing insights into bird movement dynamics, migratory activities, routes and key habitats.

2.2 General principles applied in risk map development

General principles applied in risk map development followed a multi-phase approach. First, a list of sensitive and protected bird species most susceptible to power line collisions was compiled. To objectively represent significant species, a scoring system was developed based on international and national protection, vulnerability to power line collisions, and species status in the Red Book of Birds of Serbia (Appendix 1). Unmodeled species are listed in Appendix 2, representing species with insufficient data, mainly rare or extinct species in Serbia.

After species selection, all distribution data were mobilized and critically reviewed to eliminate potential errors and biased data. Based on this list, distribution data for individual target species were identified for extraction or collection for the 2000-2024 period. The dataset of 59 most important species was refined, and each species with distribution (ecological niche) in the Republic of Serbia was used for modeling using the MAXENT model [3] in the Wallace platform [4,5] with 19 bioclimatic variables. MAXENT (Maximum Entropy Model) is one of the most frequently used methods for ecological niche modeling and predicting potential species distribution based on presence data. This method uses the mathematical principle of maximum entropy to identify relationships between bird observation locations and ecological factors such as climate, topography and habitat type.

2.3 Species Distribution Modeling: Key Steps

The primary stages in modeling the distribution of individual bird species of interest for developing risk maps using MAXENT software are as follows:

- Data Collection: Input point data on bird presence from field studies or databases.
- Selection of Ecological Variables: Use climatic data such as temperature, precipitation, vegetation and other factors that influence species distribution.
- Model Training: MAXENT analyzes distribution patterns and generates probability of species presence in specific areas.
- Model Evaluation: Validate the model using statistical methods, such as Area Under Curve (AUC) values.
- Potential Distribution Mapping: The outcome is a map showing suitable habitats for birds, which can be used for species conservation and management (Figure 3).



Figure 3: Basic model for suitability of the presence of Purple Heron (*Ardea purpurea*) in Serbia. Low presence probability is represented by dark colours while high presence is represented by light colours.

MAXENT is particularly advantageous for species with limited data, as it requires only presence data without the need for absence information. This method is frequently applied in biodiversity research, endangered species protection and assessing the impact of climate change on bird distribution.

For model validation, the aforementioned AUC value was utilized, with a maximum value of 1. Following recommendations from literature, models with AUC values between 0.7 and 1 were considered valid for this project. Additionally, after obtaining the models, a conservative probability threshold of 75% was adopted to indicate definite species presence in a given area, considering that MAXENT results include probabilities ranging from 1-100% (Figure 4). The presence of species was also determined at the highest possible resolution of one square kilometre (1x1 km).

Subsequently, the models were integrated into QGIS and overlaid with additional data layers for further analysis and visualization.

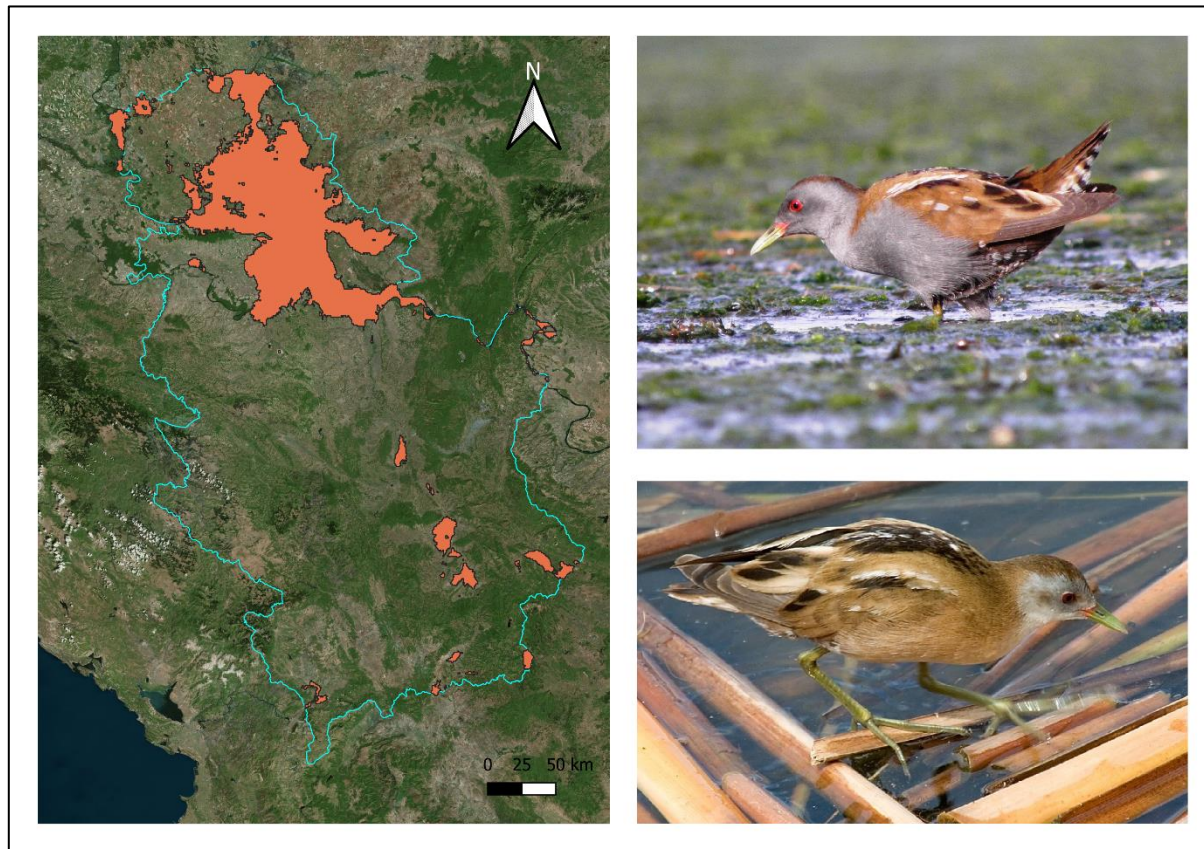


Figure 4: model illustrating the habitat suitability for the presence of *Zapornia parva* in Serbia. The map displays only areas with a predicted occurrence probability of 75% or higher.

3 RESULTS

Following the modeling of target species distribution, various types of maps, known as „layers“, were generated to represent specific aspects of risk. These layers encompass:

- Geographical data on the presence of target bird species in the Republic of Serbia,
- Locations of major power lines and their segments,
- Locations of protected natural areas and power lines within these regions.

By combining all layers using a scoring system, a landscape-level risk map of bird collisions with high-voltage power lines was created.

The final phase involved integrating this map with EMS's high-voltage power line infrastructure and borders of protected areas in Serbia to assign an appropriate risk score to each segment.

The result is an interactive GIS file that displays the presence of endangered bird species in the Republic of Serbia for each section of the high-voltage power lines in power line sections that cross protected natural areas where all the target bird species present can be observed.

A total of 212 km of high-voltage transmission lines cross protected areas in Serbia. There are 40 protected areas (Table I) with Nacionalni Park Đerdap having the most target species (48 out of 59 modeled species).

Table I: Protected areas with the number of modeled target species that are present.

Protected area	Number of species
Nacionalni park Đerdap	48
Nacionalni park Fruska Gora	47
Poloj	47
Veliki rimski šanac	47
Deliblatska pescara	46
Jegrička	44
Miljakovačka šuma	44
Veliko blato	44
Potamišje	43
Ada Ciganlija	42
Klisura reke Gradac	42
Doline kod Padine	41
Lipovačka suma - Dugi rt	40
Maljen	39
Okanj bara	39
Slatine srednjeg Banata	39
Gornje Podunavlje	37
Kanjiški jaraši	37
Palić	35
Selevenjske pustare	35
Planina Cer	31
Straža	29
Zasavica	29
Bara Trskovača	27
Gornja Mostonga	27
Srednja Mostonga	26
Suva planina	26
Šargan-Mokra Gora	21
Pećina Ravna peć	18
Vražji kamen - Prosečnik	18
Dolina Pčinje	17
Nacionalni park Tara	17
Veliki Rzav	11
Zlatibor	11
Nacionalni park Kopaonik	10

Protected area	Number of species
Uvac	10
Vardenik	8
Planina Jelica	7
Ozren - Jadovnik	6
Selevenjske pustare	1

4 DISSCUSION AND CONCLUSIONS

This risk map, the first of its kind in Serbia, is designed to furnish scientifically grounded information crucial for decision-making concerning the implementation of avian protection measures. Using modern methods and scientific research, this map will enable Elektromreža Srbije AD to identify the sections of the distribution network that pose the greatest risk to the conservation of avifauna and should be equipped with visual markers (diverters) in the future to reduce the risk of bird collisions with conductors and protective wires of power lines.. It will also be important for future planning of high-voltage grid development, as it will help to anticipate bird conservation challenges and avoid „critical“ areas. We recommend updating species distribution models every 10 years due to the impact of climate change on the distribution of bird species.

5 REFERENCES

- [1] M. Šćiban, D. Rajković, D. Radišić, V. Vasić & U. Pantović, *Birds of Serbia: critical list of species*, Institute for Nature Conservation of Vojvodina Province & Bird Protection and Study Society of Serbia, Novi Sad, 2015.
- [2] A. Derouaux, D. Verbelen, K. Devos & J.-Y. Paquet, *Reducing the risk of bird collisions with high-voltage power lines in Belgium through sensitivity mapping: 2020 update*, Elia, Natagora and Natuurpunt, final report, Belgium, 2020.
- [3] S.J. Phillips, R.P. Anderson & R.E. Schapire, Maximum entropy modeling of species geographic distributions, *Ecological Modelling*, 190 (2006), 231–259.
- [4] J.M. Kass, G.E. Pinilla-Buitrago, A. Paz, B.A. Johnson, V. Grisales-Betancur, S.I. Meenan, D. Attali, O. Broennimann, P.J. Galante, B.S. Maitner, H.L. Owens, S. Varela, M.E. Aiello-Lammens, C. Merow, M.E. Blair & R.P. Anderson, wallace 2: a shiny app for modeling species niches and distributions redesigned to facilitate expansion via module contributions, *Ecography*, (3) (2023), e06547.
- [5] J.M. Kass, B. Vilela, M.E. Aiello-Lammens, R. Muscarella, C. Merow & R.P. Anderson, Wallace: A flexible platform for reproducible modeling of species niches and distributions built for community expansion, *Methods in Ecology and Evolution*, 9 (2018), 1151–1156.

6 APPENDICES

6.1 Appendix 1

Table II: A scoring system that was developed based on International and National protection, vulnerability to power line collisions, and species status in the Red Book of Birds of Serbia.

Species	Final score
<i>Otis tarda</i>	105
<i>Falco cherrug</i>	90
<i>Burhinus oedicnemus</i>	90
<i>Charadrius alexandrinus</i>	90
<i>Neophron percnopterus</i>	90
<i>Chlidonias niger</i>	85
<i>Gallinago gallinago</i>	80
<i>Anser erythropus</i>	75
<i>Numenius tenuirostris</i>	75
<i>Aquila heliaca</i>	75
<i>Plegadis falcinellus</i>	75
<i>Chlidonias leucopterus</i>	75
<i>Milvus migrans</i>	75
<i>Podiceps grisegena</i>	75
<i>Recurvirostra avosetta</i>	70
<i>Locustella naevia</i>	70
<i>Limosa limosa</i>	68
<i>Clanga clanga</i>	65
<i>Glaucidium passerinum</i>	65
<i>Sternula albifrons</i>	65
<i>Tetrao urogallus</i>	65
<i>Ciconia nigra</i>	61
<i>Oxyura leucocephala</i>	60
<i>Asio flammeus</i>	60
<i>Clanga pomarina</i>	60
<i>Phalaropus lobatus</i>	60
<i>Porzana porzana</i>	60
<i>Actitis hypoleucos</i>	60
<i>Calandrella brachydactyla</i>	60
<i>Picoides tridactylus</i>	60
<i>Pelecanus crispus</i>	58
<i>Coracias garrulus</i>	56
<i>Himantopus himantopus</i>	56
<i>Zapornia parva</i>	56
<i>Anser fabalis</i>	55
<i>Acrocephalus paludicola</i>	55
<i>Ciconia ciconia</i>	55
<i>Pelecanus onocrotalus</i>	55
<i>Ichthyaelus melanocephalus</i>	55
<i>Tringa totanus</i>	55
<i>Aythya fuligula</i>	55
<i>Branta ruficollis</i>	55

<i>Gavia arctica</i>	55
<i>Gavia stellata</i>	55
<i>Mergellus albellus</i>	55
<i>Aegolius funereus</i>	55
<i>Ardea purpurea</i>	55
<i>Falco vespertinus</i>	55
<i>Sterna hirundo</i>	55
<i>Accipiter brevipes</i>	55
<i>Circus pygargus</i>	55
<i>Hieraaetus pennatus</i>	55
<i>Milvus milvus</i>	55
<i>Oenanthe hispanica</i>	55
<i>Spatula querquedula</i>	55
<i>Gallinago media</i>	53
<i>Tetrax tetrax</i>	53
<i>Alectoris graeca</i>	53
<i>Platalea leucorodia</i>	51
<i>Botaurus stellaris</i>	51
<i>Bubo bubo</i>	51
<i>Ficedula semitorquata</i>	51
<i>Luscinia svecica</i>	51
<i>Calidris alpina</i>	50
<i>Charadrius morinellus</i>	50
<i>Crex crex</i>	50
<i>Grus grus</i>	50
<i>Podiceps auritus</i>	50
<i>Tringa glareola</i>	50
<i>Hydroprogne caspia</i>	50
<i>Streptopelia turtur</i>	50
<i>Arenaria interpres</i>	50
<i>Aythya ferina</i>	50
<i>Calidris alba</i>	50
<i>Acrocephalus melanopogon</i>	50
<i>Dendrocopos leucotos</i>	50
<i>Montifringilla nivalis</i>	50
<i>Pyrrhocorax pyrrhocorax</i>	50
<i>Aythya nyroca</i>	48
<i>Limosa lapponica</i>	48
<i>Falco peregrinus</i>	48
<i>Pluvialis apricaria</i>	48
<i>Calidris ferruginea</i>	46
<i>Haliaeetus albicilla</i>	46
<i>Melanocorypha calandra</i>	46

<i>Ardea alba</i>	45
<i>Branta leucopsis</i>	45
<i>Calidris pugnax</i>	45
<i>Cygnus columbianus</i>	45
<i>Cygnus cygnus</i>	45
<i>Ficedula albicollis</i>	45
<i>Ficedula parva</i>	45
<i>Gelochelidon nilotica</i>	45
<i>Glareola pratincola</i>	45
<i>Ixobrychus minutus</i>	45
<i>Microcarbo pygmaeus</i>	45
<i>Phoenicopterus roseus</i>	45
<i>Strix uralensis</i>	45
<i>Tadorna ferruginea</i>	45
<i>Thalasseus sandvicensis</i>	45
<i>Zapornia pusilla</i>	45
<i>Buteo rufinus</i>	45
<i>Charadrius hiaticula</i>	45
<i>Coturnix coturnix</i>	45
<i>Eremophila alpestris</i>	45
<i>Hydrocoloeus minutus</i>	45
<i>Pluvialis squatarola</i>	45
<i>Aythya marila</i>	45
<i>Aquila chrysaetos</i>	45
<i>Mergus merganser</i>	45
<i>Perdix perdix</i>	45
<i>Spatula clypeata</i>	45
<i>Tichodroma muraria</i>	45
<i>Numenius arquata</i>	43
<i>Vanellus vanellus</i>	43
<i>Calidris temminckii</i>	43
<i>Lymnocyrtus minimus</i>	43
<i>Circaetus gallicus</i>	41
<i>Gyps fulvus</i>	41
<i>Circus aeruginosus</i>	41
<i>Mareca strepera</i>	41
<i>Oenanthe oenanthe</i>	41
<i>Alcedo atthis</i>	40
<i>Anthus campestris</i>	40
<i>Ardeola ralloides</i>	40
<i>Calidris falcinellus</i>	40
<i>Calidris minuta</i>	40
<i>Caprimulgus europaeus</i>	40

<i>Charadrius dubius</i>	40
<i>Chlidonias hybrida</i>	40
<i>Clangula hyemalis</i>	40
<i>Curruca nisoria</i>	40
<i>Cursorius cursor</i>	40
<i>Dendrocopos syriacus</i>	40
<i>Dendrocytes medius</i>	40
<i>Dryocopus martius</i>	40
<i>Egretta garzetta</i>	40
<i>Falco naumanni</i>	40
<i>Fulica atra</i>	40
<i>Lanius collurio</i>	40
<i>Lanius minor</i>	40
<i>Numenius phaeopus</i>	40
<i>Nycticorax nycticorax</i>	40
<i>Phalaropus fulicarius</i>	40
<i>Picus canus</i>	40
<i>Scolopax rusticola</i>	40
<i>Tetrastes bonasia</i>	40
<i>Tringa erythropus</i>	40
<i>Tringa nebularia</i>	40
<i>Tringa ochropus</i>	40
<i>Tringa stagnatilis</i>	40
<i>Bucephala clangula</i>	40
<i>Circus cyaneus</i>	40
<i>Prunella collaris</i>	40
<i>Linaria flavirostris</i>	40
<i>Netta rufina</i>	40
<i>Cettia cetti</i>	40
<i>Columba oenas</i>	40
<i>Curruca crassirostris</i>	40
<i>Tachymarptis melba</i>	40
<i>Anser anser</i>	39
<i>Aegypius monachus</i>	38
<i>Circus macrourus</i>	38
<i>Gypaetus barbatus</i>	38
<i>Haematopus ostralegus</i>	38
<i>Somateria mollissima</i>	38
<i>Falco columbarius</i>	38
<i>Pandion haliaetus</i>	38
<i>Tadorna tadorna</i>	38
<i>Panurus biarmicus</i>	36
<i>Spinus spinus</i>	36

<i>Anas acuta</i>	35
<i>Anas crecca</i>	35
<i>Anas platyrhynchos</i>	35
<i>Anser albifrons</i>	35
<i>Anser brachyrhynchus</i>	35
<i>Aquila fasciata</i>	35
<i>Asio otus</i>	35
<i>Athene noctua</i>	35
<i>Branta bernicla</i>	35
<i>Branta canadensis</i>	35
<i>Cygnus olor</i>	35
<i>Emberiza hortulana</i>	35
<i>Erithacus rubecula</i>	35
<i>Falco biarmicus</i>	35
<i>Ficedula hypoleuca</i>	35
<i>Gallinula chloropus</i>	35
<i>Lullula arborea</i>	35
<i>Luscinia luscinia</i>	35
<i>Luscinia megarhynchos</i>	35
<i>Mareca penelope</i>	35
<i>Melanitta fusca</i>	35
<i>Melanitta nigra</i>	35
<i>Mergus serrator</i>	35
<i>Merops apiaster</i>	35
<i>Monticola saxatilis</i>	35
<i>Monticola solitarius</i>	35
<i>Muscicapa striata</i>	35
<i>Otus scops</i>	35
<i>Pernis apivorus</i>	35
<i>Phasianus colchicus</i>	35
<i>Phoenicurus ochruros</i>	35
<i>Phoenicurus phoenicurus</i>	35
<i>Podiceps nigricollis</i>	35
<i>Rallus aquaticus</i>	35
<i>Saxicola rubetra</i>	35
<i>Strix aluco</i>	35
<i>Tyto alba</i>	35
<i>Acanthis flammea</i>	35
<i>Accipiter gentilis</i>	35
<i>Lanius senator</i>	33
<i>Turdus iliacus</i>	33
<i>Acrocephalus arundinaceus</i>	30
<i>Acrocephalus palustris</i>	30

<i>Acrocephalus schoenobaenus</i>	30
<i>Acrocephalus scirpaceus</i>	30
<i>Aegithalos caudatus</i>	30
<i>Alauda arvensis</i>	30
<i>Alauda rufescens</i>	30
<i>Anthus cervinus</i>	30
<i>Anthus pratensis</i>	30
<i>Anthus spinoletta</i>	30
<i>Anthus trivialis</i>	30
<i>Apus pallidus</i>	30
<i>Bombycilla garrulus</i>	30
<i>Bubulcus ibis</i>	30
<i>Calcarius lapponicus</i>	30
<i>Carduelis carduelis</i>	30
<i>Carpodacus erythrinus</i>	30
<i>Cecropis daurica</i>	30
<i>Certhia brachydactyla</i>	30
<i>Certhia familiaris</i>	30
<i>Chloris chloris</i>	30
<i>Chroicocephalus ridibundus</i>	30
<i>Cinclus cinclus</i>	30
<i>Cisticola juncidis</i>	30
<i>Clamator glandarius</i>	30
<i>Coccothraustes coccothraustes</i>	30
<i>Curruca cantillans</i>	30
<i>Curruca communis</i>	30
<i>Curruca curruca</i>	30
<i>Curruca melanocephala</i>	30
<i>Cyanistes caeruleus</i>	30
<i>Delichon urbicum</i>	30
<i>Dendrocopos major</i>	30
<i>Dryobates minor</i>	30
<i>Emberiza cia</i>	30
<i>Emberiza cirrus</i>	30
<i>Emberiza citrinella</i>	30
<i>Emberiza melanocephala</i>	30
<i>Emberiza schoeniclus</i>	30
<i>Hippolais icterina</i>	30
<i>Hirundo rustica</i>	30
<i>Iduna pallida</i>	30
<i>Jynx torquilla</i>	30
<i>Lanius excubitor</i>	30
<i>Larus cachinnans</i>	30

<i>Larus canus</i>	30
<i>Larus marinus</i>	30
<i>Linaria cannabina</i>	30
<i>Locustella fluviatilis</i>	30
<i>Locustella luscinioides</i>	30
<i>Lophophanes cristatus</i>	30
<i>Loxia curvirostra</i>	30
<i>Motacilla alba</i>	30
<i>Motacilla cinerea</i>	30
<i>Motacilla flava</i>	30
<i>Oriolus oriolus</i>	30
<i>Parus major</i>	30
<i>Pastor roseus</i>	30
<i>Periparus ater</i>	30
<i>Petronia petronia</i>	30
<i>Phylloscopus collybita</i>	30
<i>Phylloscopus sibilatrix</i>	30
<i>Phylloscopus trochilus</i>	30
<i>Picus viridis</i>	30
<i>Plectrophenax nivalis</i>	30
<i>Poecile lugubris</i>	30
<i>Poecile montanus</i>	30
<i>Poecile palustris</i>	30
<i>Prunella modularis</i>	30
<i>Ptyonoprogne rupestris</i>	30
<i>Regulus ignicapilla</i>	30
<i>Regulus regulus</i>	30
<i>Riparia riparia</i>	30
<i>Rissa tridactyla</i>	30
<i>Saxicola rubicola</i>	30
<i>Serinus serinus</i>	30
<i>Sitta europaea</i>	30
<i>Sitta neumayer</i>	30
<i>Streptopelia decaocto</i>	30
<i>Sylvia atricapilla</i>	30
<i>Sylvia borin</i>	30
<i>Tachybaptus ruficollis</i>	30
<i>Troglodytes troglodytes</i>	30
<i>Turdus merula</i>	30
<i>Turdus philomelos</i>	30

<i>Turdus pilaris</i>	30
<i>Turdus torquatus</i>	30
<i>Turdus viscivorus</i>	30
<i>Upupa epops</i>	30
<i>Pyrrhocorax graculus</i>	30
<i>Buteo lagopus</i>	28
<i>Larus fuscus</i>	28
<i>Accipiter nisus</i>	25
<i>Anser caerulescens</i>	25
<i>Apus apus</i>	25
<i>Ardea cinerea</i>	25
<i>Buteo buteo</i>	25
<i>Columba palumbus</i>	25
<i>Cuculus canorus</i>	25
<i>Emberiza calandra</i>	25
<i>Falco subbuteo</i>	25
<i>Falco tinnunculus</i>	25
<i>Fringilla coelebs</i>	25
<i>Fringilla montifringilla</i>	25
<i>Galerida cristata</i>	25
<i>Larus argentatus</i>	25
<i>Passer hispaniolensis</i>	25
<i>Passer montanus</i>	25
<i>Phalacrocorax carbo</i>	25
<i>Podiceps cristatus</i>	25
<i>Pyrrhula pyrrhula</i>	25
<i>Remiz pendulinus</i>	25
<i>Stercorarius longicaudus</i>	25
<i>Stercorarius parasiticus</i>	25
<i>Sturnus vulgaris</i>	25
<i>Nucifraga caryocatactes</i>	20
<i>Passer domesticus</i>	20
<i>Stercorarius pomarinus</i>	20
<i>Coeleus monedula</i>	15
<i>Corvus corax</i>	15
<i>Corvus cornix</i>	15
<i>Corvus frugilegus</i>	15
<i>Pica pica</i>	15
<i>Garrulus glandarius</i>	10

6.2 Appendix 2

Table III: Species with high scores, but with limited distribution in Serbia that cannot be modeled.

Species	Final score
<i>Otis tarda</i>	105
<i>Burhinus oedicnemus</i>	90
<i>Charadrius alexandrinus</i>	90
<i>Neophron percnopterus</i>	90
<i>Anser erythropus</i>	75
<i>Podiceps grisegena</i>	75
<i>Numenius tenuirostris</i>	75
<i>Tetrao urogallus</i>	65
<i>Oxyura leucocephala</i>	60
<i>Phalaropus lobatus</i>	60
<i>Pelecanus crispus</i>	58
<i>Acrocephalus paludicola</i>	55
<i>Pelecanus onocrotalus</i>	55
<i>Branta ruficollis</i>	55
<i>Milvus milvus</i>	55
<i>Gallinago media</i>	53
<i>Tetrax tetrax</i>	53
<i>Montifringilla nivalis</i>	50
<i>Pyrrhocorax pyrrhocorax</i>	50

DOI: [10.46793/CIGRE37.C3.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C3.08)**C3.08****NUKLEARNA ENERGIJA - IZAZOVI, MOGUĆNOSTI I RIZICI****NUCLEAR ENERGY - CHALLENGES, OPPORTUNITIES AND RISKS****Vesna Mišić*, Marina Tanasković, Svetlana Erjavec**

Kratak sadržaj: Ukidanjem moratorijuma na izgradnju nuklearnih elektrana u Srbiji, pokrenut je niz aktivnosti koje su otvorile mogućnosti za primenu nuklearne energije u cilju obezbeđivanja dugoročne energetske sigurnosti i stabilnosti ali i opasnosti i rizici koji prate ovu oblast. U radu je dat pregled aktivnosti i mogućih rešenja nuklearnih elektrana, tehnička i regulatorna pitanja povezana sa bezbednom, sigurnom i efikasnom primenom nuklearne energije uz uvažavanje svih aspekata životne sredine, kao i izazovi sa kojim se suočavamo u ovoj oblasti poput nedostatka adekvatne legislative, stručnog kadra, ekonomski i politički pritisak, ograničenost finansijskih resursa.

Ključne reči: nuklearna energija, energetska sigurnost, rizici

Abstract: With the lifting of the moratorium on the construction of nuclear power plants in Serbia, a series of activities were initiated that opened up opportunities for the application of nuclear energy in order to ensure long-term energy security and stability, but also the dangers and risks accompanying this area. The paper provides an overview of the activities and possible solutions of nuclear power plants, technical and regulatory issues related to the safe, secure and efficient application of nuclear energy while respecting all aspects of the environment, as well as the challenges we face in this area, such as the lack of adequate legislation, professional staff, economic and political pressure, limited financial resources.

Keywords: Nuclear Energy, energy stability, risks

1 UVOD

Dominantna tema u poslednjih nekoliko godina je obezbeđenje energetske samoodrživosti, racionalno, ekološki prihvatljivo i održivo snabdevanje potrošača električnom energijom koje je moguće u slučajevima gde najmanje 2/3 proizvodnje dolazi iz upravljivih baznih izvora. Postepeno iscrpljivanje raspoloživih rezervi lignita i pad kvaliteta iskopanog uglja ukazuju na to da će lignit u srpskoj elektroenergetici najverovatnije prestati da se koristi oko 2050. godine.

*Vesna Mišić, EMS AD, vesna.misic@ems.rs

Marina Tanasković, EMS AD, marina.tanaskovic@ems.rs

Svetlana Erjavec, EMS AD, svetlana.erjavec@ems.rs

Istovremeno, Međunarodna agencija za energetiku upozorava na konstantan rast potrošnje i struje i gasa. Svi ovi izazovi na globalnom nivou menjaju energetska tržišta, te i Srbija mora da uskladi svoje energetske investicije i projekte sa novim okolnostima.

Veliki talas smanjenja korišćenja uglja, usled ambicija za smanjenje emisije CO₂ odnosno gasova staklene bašte, je zahvatio ceo svet duži niz godina. Ipak, u 2025.g. Amerika vraća ugalj ponovo na scenu, kao odgovor na sve veću potrebu za električnom energijom koju zahteva veštačka inteligencija. Preispituju se mnoge investicije u obnovljive izvore (vetar i solar). U cilju ostvarivanja stabilne, ekonomski najpovoljnije energetske situacije, plan je da se identifikuju rezerve uglja, ukinu sve prepreke za rudarenje uglja i da prioritet izdavanju koncesija za eksploataciju na tim zemljištima.

Srbija se suočava sa velikim izazovom u donošenju strategije za izbor najbolje odluke u skladu sa dugoročnim interesima države, odnosno stanovništva i privrede, a uz to prateći globalne promene na energetskom tržištu i energetskoj politici. Uz sve navedeno, treba da izdrži razne geopolitičke interese i pritiske. Duži niz godina nameće se pitanje čime će se zameniti ugalj koji obezbeđuje 70% električne energije iz proizvodnje u srpskim termoelektranama. Termoelektrane predstavljaju bazne izvore energije, koji su upravljivi i čija se proizvodnja može planirati i prilagoditi potrebama potrošnje.

S druge strane, Srbija je potpisnik više dokumenata kojim se obavezala da obezbedi 30% energije iz obnovljivih izvora do 2050.g. Za razliku od baznih izvora, varijabilni izvori, među kojima su vetroelektrane i solarne elektrane, nisu upravljivi, već daju energiju u vremenu kada postoje odgovarajući vremenski uslovi, tako da se njihova proizvodnja ne može uskladiti često sa potrebama potrošnje, te bi bili potrebni značajni kapaciteti za skladištenje energije, čija gradnja, održavanje i dekomisija predstavljaju značajne finansijske, ekološke i bezbednosne rizike. Dakle, nije dovoljno samo povećati udeo obnovljivih izvora, nego bi trebalo obezbediti balansnu energiju iz stabilnih izvora. Uz to, imamo prognoze su da će rezerve uglja biti do 2050-2060.g. Projekti koji su u pripremi reverzibilna elektrana Bistrica, VE Kostolac, Biomasa i dr. nisu dovoljni.

Da bi se izbegle finansijske i političke posledice zavisnosti od uvoza energije, neophodno je dobro proučiti sve raspoložive primarne izvore i tehnologije, kao i tehnologije koje će biti uspostavljene i u narednim decenijama, sagledati njihov uticaj na životnu sredinu, tehnička svojstva, investicione troškove i utvrditi njihov uticaj na sigurnost snabdevanja i dostupnost energije.

Energetika predstavlja osnov privrednog i društvenog razvoja, i donošenje odluka obavezuje na vrlo ozbiljne pristupe u kompletnom energetskom sektoru. Posledice strateških odluka u energetici su dugoročne, složene, one moraju stalno da se preispituju sa stanovišta ostvarivanja strateških ciljeva. Opređeljivanje za ulazak u nuklearni program mora biti individualna odluka svake države, a sprovodi se pod nadzorom Međunarodne agencije za atomsku energiju (IAEA), gde su jasno definisani mehanizmi za pomoć svakoj državi putem preporuka, smernica, monitoringa, kontrole.

Nakon višedecenijskog moratorijuma na primenu i razvoj nuklearne energije, prvi koraci su učinjeni u decembru 2015.g. kada je Narodna skupština usvojila Strategiju razvoja energetike, u kojoj se ukazivalo na to da bi za intenzivnije smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte bilo neophodno uvođenje nuklearnih postrojenja u energetiku Srbije do 2050.g. Tokom 2019. godine, Narodna skupština je usvojila tekst Zakona o radijacionoj i nuklearnoj sigurnosti

i bezbednosti, koji daje mogućnost vladi Srbije da izda saglasnost za gradnju nuklearnih postrojenja. Konačno, Narodna skupština Srbije usvojila je krajem novembra 2024.g. izmene i dopune Zakona o energetici, uvodeći značajne reforme u nacionalnu energetska politiku.

Ključnu promenu predstavlja ukidanje dugogodišnjeg moratorijuma na izgradnju nuklearnih elektrana, koji je bio na snazi od 1989. godine nakon nesreće u Černobilju. Ovim je otvoren put za primenu nuklearne energije, kao deo strateških planova Srbije. Takođe, usvojena je Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2040. godine sa projekcijama do 2050. godine uz razmatranje mogućnosti da se u energetska sektor Republike Srbije uvede i nuklearna energija. Prema Strategiji, procena je da će se potrebe za ugljem do 2040. godine prepoloviti u odnosu na 2021. godinu. S obzirom na to da proces energetska tranzicije podrazumeva izvesnu nesigurnost i stohastičku raspoloživost pojedinih obnovljivih izvora energije, preostale rezerve uglja bi trebalo da dobiju strateški karakter. Republika Srbija ne raspolaže rezervama nuklearnih sirovina, a postojeći zakonski i regulatorni okvir koji se odnosi na radijacionu i nuklearnu sigurnost i bezbednost je nedovoljan da bi omogućio izgradnju nuklearnih elektrana i sveobuhvatno regulisao sve faze životnog ciklusa nuklearne elektrane. Postojeći stručni i naučni kadar, iz oblasti nuklearnih nauka i ostalih povezanih naučnih i stručnih disciplina je skroman. Postojeće visokoškolske studijske programe koji se odnose na nuklearnu tehniku treba značajno unaprediti da bi imali kapacitet potreban za razvoj i uspostavljanja nacionalne infrastrukture za potrebe nuklearne energetike. Tehnologija je skoro u potpunosti uvozna, kao i goriva, ali nuklearne elektrane predstavljaju vrlo pouzdan izvor energije, pokrivaju bazno opterećenje, pa bi mogle da preuzmu ulogu postojećih termoenergetskih kapaciteta koji koriste ugalj. Dosadašnja iskustva su pokazala da se rizici javljaju u situacijama kada se ne poštuju sve propisane procedure i postupci za bezbedno funkcionisanje ovakvih postrojenja. Zbog toga su uvedeni strogi standardi nuklearne sigurnosti i nuklearne bezbednosti, kao i zaštite od jonizujućih zračenja, koji obezbeđuju siguran i pouzdan rad nuklearnih elektrana. Posebna pažnja mora biti usmerena ka upravljanju generisanim radioaktivnim otpadom i isluženim nuklearnim gorivom i uticaju ove tehnologije na životnu sredinu. [1]

U Strategiji je razmotren i scenario koji predviđa učešće nuklearne energije u energetska miksu Republike Srbije, sa konzervativnom prognozom puštanja u rad nuklearne elektrane 2045. godine. Srbija je 2024 u Francuskoj potpisala Memorandum o razumevanju, kojim je definisan okvir za dugoročnu saradnju u tranziciji ka niskougljeničnim tehnologijama. U Srbiji su do sada održane radionice o obuci kadrova potrebnih za nuklearnu energiju, kao i o tome kako uključiti energetska sektor Srbije u projekat izgradnje nuklearne elektrane[2] Potpisan je ugovor sa francuskom državnom elektroprivredom EDF i građevinskom projektantskom kompanijom Egis Industries za izradu preliminarne tehničke studije o mogućnosti mirnodopske primene nuklearne energije. Cilj preliminarne tehničke studije jeste predstavljanje raspoloživih tehnologija kao i preporuka dostupnih rešenja. Analiza treba da pokrije konvencionalne nuklearne elektrane generacije 3+, kao i napredne tehnologije poput malih modularnih reaktora (Small Modular Reactor, SMR). Reaktori četvrte generacije se neće obrađivati. Takođe, Javno preduzeće Nuklearni objekti Srbije je potpisalo Memorandum o razumevanju sa Kineskim institutom za atomsku energiju (China Institute of Atomic Energy – CIAE). Memorandum predviđa intenziviranje saradnje dve zemlje u oblasti dekomisije istraživačkog teškovodnog reaktora, upravljanja radioaktivnim otpadom, zaštite od zračenja i razmene stručnog znanja i iskustva.

Kada se država u svojoj Strategiji odluči za primenu nuklearne energije, pripremna faza traje nekoliko godina i u ovoj fazi se razvija regulatorni okvir za nuklearnu energetiku, planiraju se potrebni kadrovi i počinje njihovo obrazovanje, izvode se istražni radovi u vezi sa izborom

potencijalnih lokacija, priprema se prenosna mreža u elektroenergetskom sistemu, informiše se javnost o rezultatima analiza i istraživanja o uticaju nuklearne energije na ekonomski razvoj, energetske sigurnost, bezbednost i životnu sredinu. Po završetku ove faze počinje izbor tehnologije i nuklearnog gorivnog ciklusa, i zatim počinje gradnja nuklearnog postrojenja. [3]

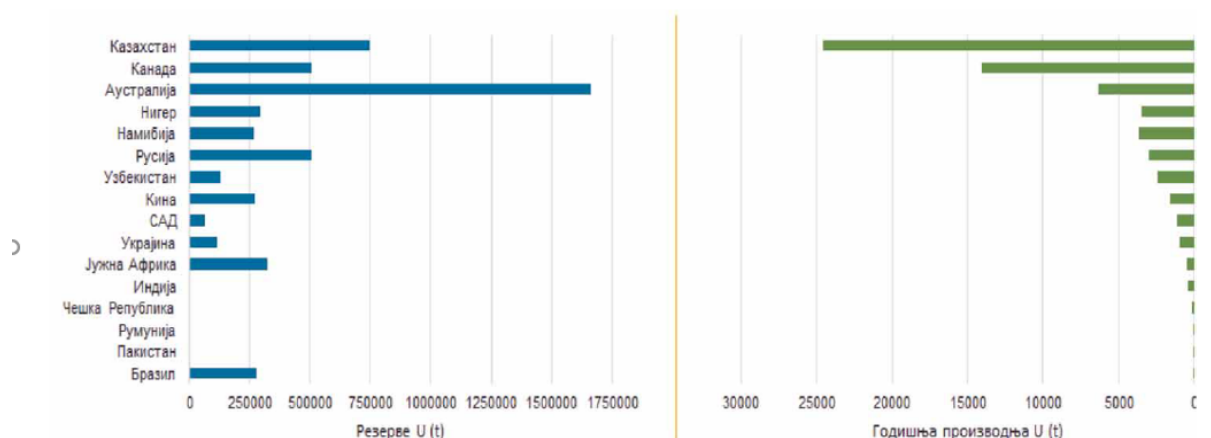
Kada se dođe do faze izbora tehnologije i nuklearnog gorivnog ciklusa, tada bi već trebalo imati odluku o tome da li se gradi tradicionalna nuklearna elektrana, instalisane snage oko 1.000 MW(e) ili nekoliko jedinica malih modularnih reaktora, koji će u zbiru dati sličnu snagu.

Međunarodna agencija za atomsku energiju (International Atomic Energy Agency - IAEA), propisuje preporuke, ukoliko jedna zemlja želi da se posveti izgradnji nuklearne elektrane na svojoj teritoriji, mora: da prepozna da ova odluka donosi dugogodišnje obaveze i posvećenost nuklearnom programu; pripremi celokupnu nacionalnu infrastrukturu za ovaj poduhvat, uključujući i javnu raspravu; da pripremi i razvije neophodne zakonske, kadrovske, finansijske, nadzorne, operativne resurse kao i stručne i naučne kadrove, koji će omogućiti siguran i bezbedan dugogodišnji rad nuklearne elektrane i bezbedno odlaganje istrošenog goriva. Pripremni period traje i do 20 godina, dok sama izgradnja traje od 5 do 10 godina. Razvoj stručnih i naučnih kadrova mora da bude deo dugoročnog strateškog energetskog plana.

Dugoročna podrška mora da dođe od države uz obezbeđenje neophodnih sredstava za fakultete i za studente. Trebalo bi dopuniti postojeće programe na tehničkim i prirodno-matematičkim fakultetima, opremiti laboratorije, obezbediti stipendije za studente na svim nivoima, razviti nove programe i predmete (Nuklearna i radijaciona hemija, nuklearna i reaktorska fizika, detekcija zračenja, zaštita od zračenja, i dr.). Sve ovo se odvija u saradnji sa institutima, kroz letnje prakse, aktivno učestvovanje profesora i naučnih saradnika u vođenju postdiplomaca.[4]

2. NUKLEARNA ENERGIJA

Uranijum je obeležio čitavu nuklearnu eru. To je metal srebrnaste boje, veoma velike gustine (19 g/cm³), slabo radioaktivan. Po radiotoksičnosti spada u IV grupu – niska radiotoksičnost. Najteži je prirodni element na Zemlji (redni broj 92 u Periodnom sistemu), sa značajnim količinama u Zemljinoj kori. Spada u rasejane elemente i bogata nalazišta su retka. U prirodi se javlja u obliku stotinak minerala, ali i kao sastojak niske koncentracije u lignitima, bituminoznim škriljcima i fosfatnim rudama. Uranijum se proizvodi u mnogim krajevima sveta. Na slici 1 su prikazane utvrđene rezerve i svetska proizvodnja Uranijuma



Slika 1: Utvrđene rezerve i svetska proizvodnja Uranijuma

Na uranijumu je 1896. godine otkrivena radioaktivnost, a 1938–1939. godine i nuklearna fisija. Prva nuklearna elektrana na svetu je puštena u pogon 1954.g. u Obninsku u Sovjetskom savezu, a svoj životni vek završila 2002. nakon 70 godina rada. U svetu je trenutno aktivno 440 nuklearnih reaktora, i još 66 je u izgradnji. Najveća nuklearna elektrana u Evropi je Zaporožje u Ukrajini. Od oko 100 nuklearnih reaktora, koliko ih ima u Evropi, najviše, njih 56, nalazi se u Francuskoj, Španiji, Češkoj, Slovačkoj, Belgiji. Takođe, u državama regiona je trenutno aktivno devet reaktora - Mađarska četiri, po dva u Rumuniji i Bugarskoj, a jedan je u Sloveniji.

Fisija je nuklearna reakcija u kojoj se teško atomsko jezgro, bombardovano neutronom, deli na dva fragmenta uz emisiju nekoliko neutrona i ogromne količine energije. Fisija je poznata samo kod teških elemenata. Otkrivena je na uranijumu, koji je i danas ključna sirovina kod njene primene. Nuklearna energija je energija ogromne gustine, u poređenju s onom koju daju konvencionalni izvori kakvi su fosilna goriva. Poređenje je dato u tabeli 1.

Tabela 1: Gustine energije iz pojedinih izvora

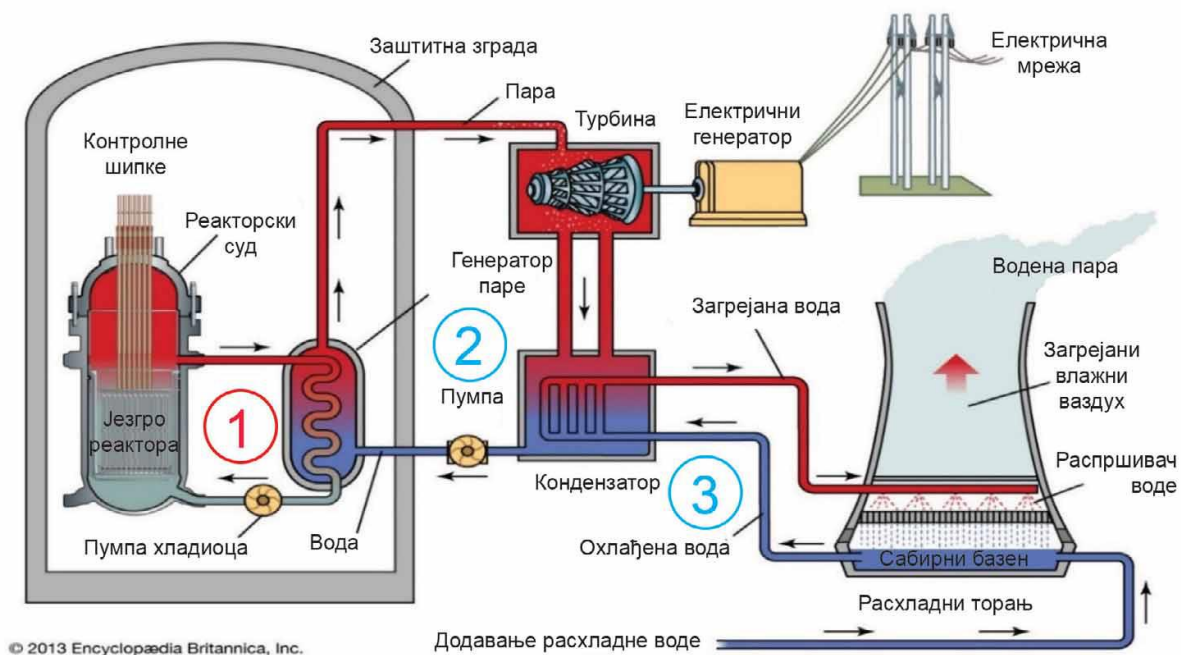
Vrsta energije (gorivo)	Gustina	Poređenje energije
Fisija (235U)	79 400 000 MJ/kg U	EDFIS / ED($C + O_2 \rightarrow CO_2$) $\approx 2\,500\,000$
Ugalj ($C + O_2 \rightarrow CO_2$)	33 MJ/kg	

Fisija jezgara je jedinstvena po tome što se dešava na vrlo malim energijama, i bombardujući neutroni oslobađaju nove neutrone. Ovi se mogu upotrebiti za nove fisije i time se omogućava da se reakcija odvija sama od sebe, tj. kao lančana reakcija. Lančana reakcija fisije se odvija u nuklearnom reaktoru.

Nuklearni reaktor je osnovna komponenta nuklearne elektrane u kojoj se oslobađa ogromna količina toplotne energije kao posledica kontrolisane samoodržive lančane reakcije fisije (raspadanja) teških atoma. Izotop uranijuma U-235 je jedini fisibilni element u prirodnom stanju. Nalazi se u rudi uranijuma koja je mešavina težeg U-238 (99,3%) i lakšeg U-235 (0,7%). I uranijum U-238 može biti upotrebljen kao nuklearno gorivo, ali se prethodno mora bombardovanjem neutronima pretvoriti u plutonijum 239 (Pu-239), koji je podložan raspadu (fisiji). Na isti način i element torijum 232 (Th-232) bombardovanjem neutronima prelazi u fisibilni uranijum-233, koji je takođe veštačko nuklearno gorivo. Energetske rezerve uranijuma i torijuma u svetu su mnogostruko veće od energetskih rezervi fosilnih goriva.

Nuklearna elektrana je vrsta elektrane kojoj je izvor toplote nuklearni reaktor u kome se toplota dobija cepanjem (fisijom) ili spajanjem (fuzijom) jezgara atoma pojedinih elemenata. Toplota dobijena nuklearnom fisijom u reaktoru se koristi da proizvede vodenu paru koja ekspanzijom u parnoj turbini pokreće njen rotor, a ovaj pokreće rotor generatora električne energije.

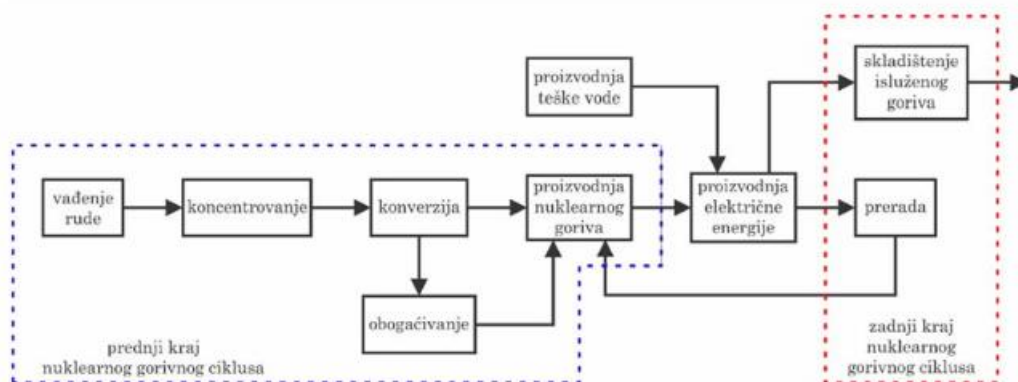
Na slici 2 je prikazan princip rada nuklearne termoelektrane sa najčešće primenjenim reaktorom hlađenim vodom pod pritiskom u zatvorenom ciklusu (1), čija toplota u izmenjivaču toplote (generatoru pare) ispari vodu na nižem pritisku i obavi pretvaranje toplotne energije u mehaničku u posebnom ciklusu (2), a generator ovu u električnu. Višak neiskorišćene toplote kondenzacije u parnom ciklusu odvodi se u okruženje otvorenim (protočnim) ili zatvorenim (3) sistemom hlađenja. Nuklearna termoelektrana u okruženje ispušta veću količinu otpadne toplote nego konvencionalna termoelektrana.



Slika 2: Shema nuklearne elektrane sa reaktorom hlađenim vodom pod pritiskom

Nuklearni gorivni ciklus je složen industrijski proces koji predstavlja skup svih aktivnosti povezanih za primenom nuklearne energije. Aktivnosti u okviru nuklearnog gorivnog ciklusa su: istraživanja ležišta uranijuma, iskopavanje i prerada rude, konverzija rude, obogaćivanje uranijuma, proizvodnja nuklearnog goriva, izgaranje goriva u nuklearnom reaktoru, skladištenje isluženog nuklearnog goriva u nuklearnoj elektrani, prerada isluženog goriva i odlaganje radioaktivnog otpada nastalog u okviru nuklearnog gorivnog ciklusa.

Radioaktivni otpad iz nuklearnog gorivnog ciklusa nastaje prilikom iskopavanja rude uranijuma i njene obrade u procesu dobijanja metalnog uranijuma, uranijum oksida ili uranijum heksafluorida, zatim, otpad nastaje u procesu obogaćivanja izotopske smeše uranijuma, sinteze nuklearnog goriva, izgaranja u nuklearnom reaktoru i na kraju, u procesu uklanjanja isluženog nuklearnog goriva iz nuklearnog reaktora, njegovog skladištenja, obrade i odlaganja koje predstavlja kraj nuklearnog gorivnog ciklusa 1. Shematski prikaz nuklearnog gorivnog ciklusa dat je na Slici 3.

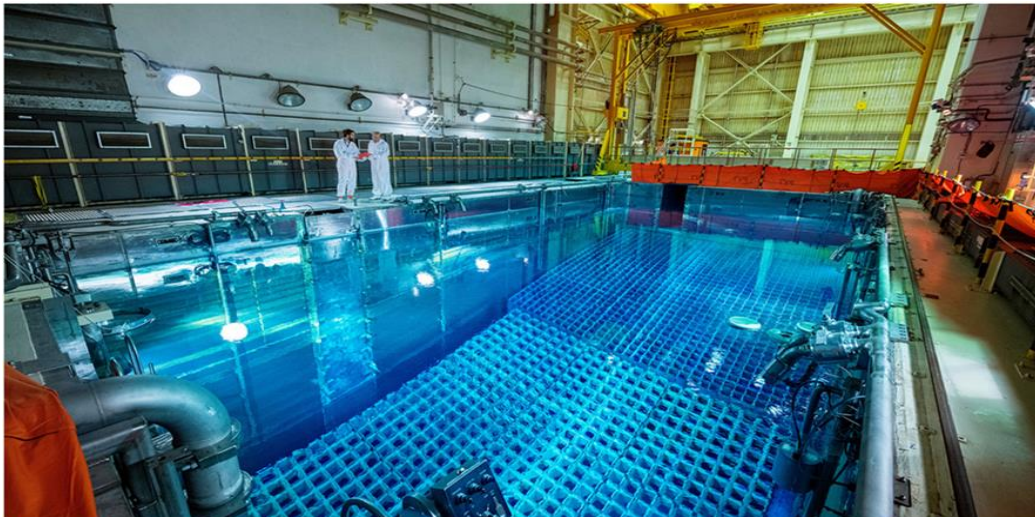


Slika 3: Shematski prikaz nuklearnog gorivnog ciklusa

Kako bi uranijum bio pripremljen za upotrebu u nuklearnom reaktoru, neophodno je da prođe fazu iskopavanja i mlevenja rude, zatim konverziju, obogaćivanje i proizvodnju nuklearnog goriva, tj. spajanja u gorivne elemente i sklopove. Ove faze predstavljaju „prednji kraj“ nuklearnog gorivnog ciklusa. Nakon završetka upotrebe nuklearnog goriva u nuklearnom reaktoru, za proizvodnju električne energije, nuklearno gorivo postaje isluženo, a to je u energetskim reaktorima 1–3 godine, ono postaje neupotrebljivo, jer se u njemu smanjio udeo fisilne komponente ispod određene granice, uz istovremeno nagomilavanje mnoštva fisionih produkata, od kojih neki imaju velike efikasne preseke na apsorpciju sporih neutrona, čime ovi postaju neupotrebljivi za fisiju. Kao takvo može se smatrati resursom iz kog se preradom izdvajaju uranijum i plutonijum koji se mogu ponovo koristiti u nuklearnom gorivnom ciklusu ili se može proglasiti radioaktivnim otpadom i sa njime kasnije postupati kao i sa drugim radioaktivnim otpadom. Isluženo nuklearno gorivo može se, po uklanjanu iz reaktora, skladištiti a potom ili prerađivati i ponovno vraćati u nuklearni gorivni ciklus ili odložiti kao radioaktivni otpad. Vremenski period skladištenja radioaktivnog otpada kreće se od veoma kratkog, reda nekoliko dana, dok se ne sakupi dovoljna količina za njegov tretman ili odlaganje, pa do veoma dugog perioda, od nekoliko decenija, obično u slučajevima kada pitanje odlaganja radioaktivnog otpada nije rešeno.

Skladištenje podrazumeva privremenost postupka i odnosi se na kraćeživuće radioizotope. Odlaganje je trajno odlaganje, odnosi se na dugoživuće radioizotope nuklearnog otpada. Poseban problem je skladištenje aktinoida koji se stvaraju tokom rada reaktora. Za njihov raspad na bezbedan nivo trebalo bi sačekati bar 100.000 godina. Po isteku skladištenja otpad se trajno odlaže. Trebalo bi da odlaganje bude toliko pouzdano da onemogući značajnije prodiranje radioaktivnosti u biosferu u narednih 100.000 – 1.000.000 godina. Problem se uglavnom svodi na odabir terena. Ima više koncepata. Po jednom, kontejneri se prenose u posebna „grobља“, tj. duboke iskope u formacijama od granita ili gnajsa, u geološki stabilnim stenama daleko od podzemnih tokova, u napuštenim rudnicima. Pogodnost mu je što je otpad dobro izolovan, a mane nemogućnost praćenja stanja kontejnera kao i eventualna mogućnost popuštanja betonskih blokova i migracije izotopa. Po drugom, solidifikovani otpad se odlaže u plitke iskopine sa debelim betonskim zidovima, prekrivenim s nekoliko slojeva zemlje.

Isluženo gorivo sadrži preko 40 elemenata, od kojih su većina radioaktivni. Preradi se ne pristupa odmah po vađenju gorivnih elemenata. Prvo se sačeka da se raspadne najveći deo kratkoživućih fisionih proizvoda („hlađenje“). Zračenje dovodi i do zagrevanja, koje opada po sličnom zakonu, pa se gorivo mora hladiti, što se obično izvodi potapanjem u bazene s vodom u rejonu reaktora (oko 10 godina). Isluženo gorivo je ekološki kritična tačka, što uključuje i vađenje i odležavanje i kasnije preradu. Glavni izotopi koji ostaju nakon deset godina hlađenja su Aktinoidi, teški elementi u koje spadaju i Th i U. Svi su radioaktivni, sa vremenima poluraspada od 30 godina do preko 23 miliona godina (U236). [5]



Bazen za istrošeno gorivo
Izvor: NEK

Slika 4: Skladištenje izluženog goriva u bazenu-hlađenje

Nacionalne politike i strategije država koje koriste nuklearne elektrane za proizvodnju električne energije definišu na koji način će se postupati sa isluženim nuklearnim gorivom po njegovom uklanjanju iz nuklearnih reaktora. Dok se neke države odlučuju za njegovu preradu, značajna količina isluženog nuklearnog goriva je trenutno uskladištena na lokacijama nuklearnih elektrana u kojima je korištena čekajući puštanje u rad odgovarajućih skladišta ili odlagališta. Zajedno, navedene aktivnosti formiraju „zadnji kraj“ nuklearnog gorivnog ciklusa. Radioaktivni otpad koji nastaje u tzv. „prednjem kraju“ nuklearnog gorivnog ciklusa je uglavnom niske i srednje aktivnosti. Radioaktivni otpad koji nastaje tokom rada nuklearne elektrane spada u veoma nisko, nisko, srednje i visoko aktivni radioaktivni otpad. Na kraju nuklearnog gorivnog ciklusa, po uklanjanju isluženog nuklearnog goriva iz nuklearnog reaktora, nastaje srednje ili visoko aktivni radioaktivni otpad kao i značajne količine isluženog nuklearnog goriva. Posebno značajne količine visoko aktivnog otpada nastaju tokom prerade i obrade isluženog nuklearnog goriva-[6].

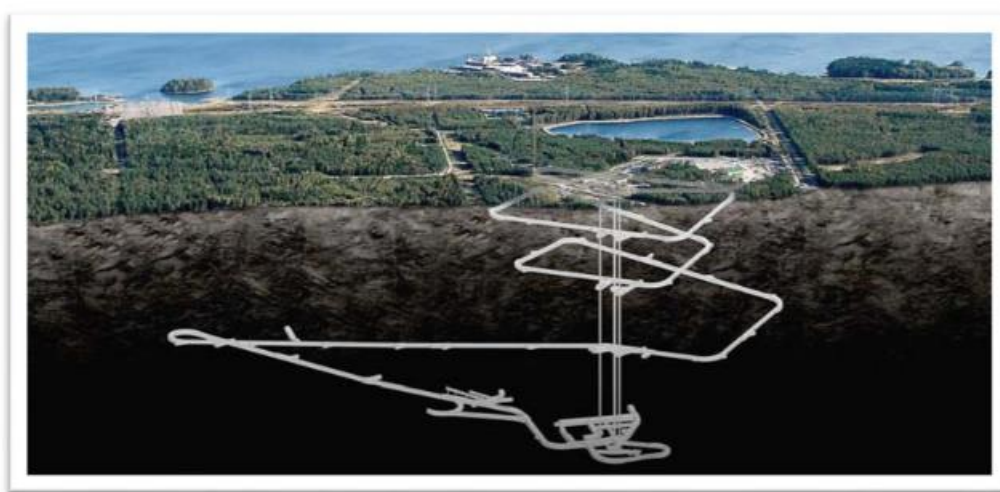
Otpad iz nuklearne dekomisije nastaje u završnoj fazi nuklearnog gorivnog ciklusa. Određeni delovi nuklearnog reaktora postaju radioaktivni tokom rada reaktora usled neutronske aktivacije. U fazi dekomisije nastaju velike zapremine radioaktivnog otpada različitih klasa.

Zapremina otpada koja nastaje u dekomisiji jednog energetskeg reaktora kreće se od 10.000 t do 15.000 t. Samo jedna desetina ove zapremine odnosi se na otpad srednje i visoke aktivnosti, dok je ostatak radioaktivni otpad niske aktivnosti.

U ranim danima razvoja i korišćenja nuklearne energije, nije posvećena dovoljna pažnja problematici radioaktivnog otpada i kao posledica ovoga danas imamo značajne količine istorijskog radioaktivnog otpada koji često nije čuvan u adekvatnim uslovima. Skladištenje otpada predstavlja najozbiljniji problem nuklearne energetike. IAEA procenjuje da je oko 260.000 tona istrošenog nuklearnog goriva u privremenom skladištu širom sveta od 2016. godine, većina na lokacijama reaktora. Oko 70 odsto istrošenog goriva u svetu nalazi se u rezervoarima za skladištenje, a ostatak u kontejnerima od betona i čelika [7].

Finska je prva zemlja koja će dugoročno zakopati istrošeno nuklearno gorivo duboko pod zemljom odnosno koja je našla rešenje za 100.000 godina unapred. Nedavno je završen probni

rad prvog u svetu Geološkog odlagališta za istrošeno nuklearno gorivo, postrojenje za inkapsulaciju nuklearnog otpada, čime je otvorena mogućnost sigurnijem i dugotrajnijem odlaganju visoko radioaktivnog materijala, dok se sama radioaktivnost ne spusti na bezbedan nivo tokom niza decenija. Inkapsulacija je tehnološki proces kojim se visoko radioaktivni otpad, poput istrošenih gorivnih šipki iz nuklearnih reaktora, hermetički zatvara u specijalno dizajnirane kontejnere otporne na koroziju i mehanička oštećenja. Potom se kontejneri transportuju i odlažu u duboka geološka skladišta, smeštena u stabilnim stenovitim formacijama (specijalne rupe obložene bentonitnom glinom, koja pruža dodatnu zaštitu od potencijalnog curenja radioaktivnih materijala) na velikim dubinama između 400 i 450 metara. Izgradnja odlagališta je koštala milijardu evra. Druge zemlje, uključujući Veliku Britaniju, SAD, Švedsku, Francusku i Kanadu, već traže slično rešenje.[8]



Slika 5: Primer rešenja za geološko odlagalište radioaktivnog otpada (Onkalo, Finska)

Nuklearnih elektrana ima više od 400 na globalnom nivou, ali nisu još osigurana mesta skladištenja. Nemačka, u odnosu na druge države, zna sa koliko otpada raspolaže, ali još uvek nema trajno rešenje njegovog uklanjanja. Kao i gotovo sve druge zemlje koje su koristile ili nastavljaju da koriste nuklearne elektrane, Nemačka još nije pronašla mesto gde bi takav otpad, posebno istrošeni štapovi za sagorevanje, mogli bezbedno da se skladište. Trenutno se nuklearni otpad drži u privremenim skladištima na lokacijama napuštenih elektrana, ali zakon nalaže da nuklearni otpad mora da se odlaže i hiljadama godina čuva u bezbednim podzemnim skladištima. A i demontaža dvadesetak nuklearnih elektrana takođe će potrajati. Demontaža elektrana koje su povučene iz upotrebe je odgovornost operatera. Trenutno se računa da demontaža ne može da se završi ni 10 do 15 godina nakon izdavanja dozvole. SAD trenutno nemaju nikakav program razvoja takvih mesta, nakon što su decenijama trošile milijarde dolara na lokaciju na planini Juka u Nevadi.[9]

Što se tiče SMR, jako malo studija je pokrilo upravljanje tokovima nuklearnog otpada i njegovo zbrinjavanje. Jednostavne mere poput procena mase potrošenog goriva ne daju dovoljan uvid u potrebu za resursima za skladištenje, pakovanje i deponovanje potrošenog goriva i drugog radioaktivnog otpada. Postoje studije sa indikacijom odn. zaključcima da, zbog svoje manje veličine, mali modularni reaktori trpe veće propuštanje neutrona nego konvencionalni. Studija je takođe otkrila da će SMR-ovi generisati više potrošenog nuklearnog otpada po jedinici

energije i da će biti daleko komplikovaniji za upravljanje. Konstrukcije nekih malih modularnih reaktora podrazumevaju upotrebu hemijski egzotičnih goriva i rashlađivača, od kojih mogu nastati vrste otpada koje je teško deponovati. Međutim, određeni proizvođači osporavaju studiju i tvrde da se njihovom tehnologijom generiše manje otpada po jedinici energije nego u velikim reaktorima.

Trajno i bezbedno skladištenje radioaktivnog otpada je nerešen zadatak u čitavom svetu. Procenjeni troškovi izgradnje konačnog skladišta iznose 3,5 milijardi evra.[10]

4. RAZVOJ NUKLEARNIH REAKTORA

Nuklearni reaktori II generacije bili su prva serija reaktora projektovanih i namenjenih širokoj komercijalnoj upotrebi. Razvijeni su na iskustvima stečenim korišćenjem reaktora I generacije uz značajna usavršavanja, uključuju reaktore sa obogaćenim uranijumom kao gorivom i lakom vodom kao moderatorom i hladiocem. U II generaciju spadaju i specifični reaktori sa grafitom kao moderatorom i sa obogaćenim uranijumom kao gorivom. Reaktori II generacije su projektovani sa ciljem da budu ekonomični i pouzdani sa tipičnim radnim vekom oko 40 godina. Oni su pušteni u rad od kraja 1960-ih godina i danas su izvori toplotne energije u većini nuklearnih elektrana koje su u pogonu u svetu. Na iskustvu stečenom tokom njihovog rada, nađena su rešenja za produženje radnog veka za 20 i više godina u velikom broju reaktora II generacije. To iskustvo je iskorišćeno i za otklanjanje uočenih nedostataka za razvoj nove generacije reaktora, posebno sa stanovišta obezbeđenja sigurnosti pogona, jer su sva tri velika udesa na nuklearnim elektranama (Černobilj, Ostrvo tri milje i Fukušima) nastala upravo na reaktorima II generacije. Unapređene verzije koje pripadaju trećoj generaciji reaktora raspoložive su na tržištu od sredine 1990-ih i najnovije verzije (Generacija „3+“), usavršenih i poboljšanih sa stanovišta ekonomije i sigurnosti pogona koje su trenutno u žiži interesovanja tržišta za nove nuklearne elektrane. Trenutno većina reaktora u pogonu pripada drugoj generaciji, pošto je veliki broj reaktora prve generacije već odslužio svoj radni vek i povučen je iz pogona, dok reaktori četvrte generacije tek treba da dostignu tehnološku zrelost krajem ove decenije. Stoga će one zemlje koje nisu bile u prilici da grade nuklearne elektrane sa reaktorima prethodnih generacija moći da računaju na sve savršeniju, sigurniju i ekonomičniju tehnologiju novih koncepcija nuklearnih reaktora.

Mali modularni reaktori (SMR) su posebna tehnološka koncepcija reaktora III generacije. Dok je uobičajena jedinična snaga reaktora za nuklearne elektrane sve veća (reda 3000 MWt i više), poslednjih godina su imali modularni reaktori (SMR) i mikroreaktori stekli značajnu pažnju. Ovi reaktori su malih dimenzija, i, za razliku od velikih reaktora na elektranama, mogu biti kompletirani u fabrici, lako dopremani na lokacije i dodavani kao moduli u slučaju rasta potrebe za većom instalisanom snagom nuklearne elektrane. Samim tim je moguća ušteda u početnim investicijama. Takođe, pošto je njihova koncepcija jednostavnija, imaju manje komponentata, te manje održavanja i manje radnika. Zbog tih karakteristika modularni reaktori su u brzom razvoju širom sveta, ali su tek dva u pogonu i koriste se za snabdevanje električnom energijom sa plovećih barži u Rusiji (Lomonosov 35 mW), za proizvodnju toplote u Kini (210 MW).

U IV generaciju spadaju koncepcije nuklearnih reaktora koje su trenutno u fazi intenzivnog istraživanja usmerenog na dostizanje maksimalne sigurnosti, što veće efikasnosti, nižih troškova i posebno na razvoj održivog zatvorenog gorivnog ciklusa. U njih će biti ugrađena sva najnovija naučna i tehnološka iskustva, posebno u pogledu sigurnosti, tako da se očekuje da će to biti apsolutno bezbedan sistem.

Koncepcija ima raznih, uključujući reaktore i sa termalnim neutronima (termalni reaktori) i reaktore sa brzim neutronima (brzi reaktori). Reaktori sa brzim neutronima ne mogu koristiti vodu za hlađenje, jer bi, u sudarima neutrona sa jezgrom vodonika u vodi bili usporavani i gubili kinetičku energiju, a fisioni materijal u jezgri reaktora bi morao biti koncentrisaniji da bi bila održana lančana reakcija. Za brzi reaktor je karakteristično da, uz proizvodnju toplotne energije, može da proizvede više fisionog materijala nego što ga potroši, pa se stoga naziva i oplodnim. Naime, pošto brzi reaktor brze neutrone koji nastaju fisijom koristi direktno (bez usporavanja), može biti konfigurisan tako da troši i fisibilne produkte iz isluženog nuklearnog goriva izvađenog iz reaktora sa termalnim neutronima. To znači da bi gorivo u jezgri reaktora konfigurisanom na odgovarajući način moglo biti samoodrživo i ne bi zahtevalo novi materijal sve dok se oplodni materijal potpuno ne utroši. Upotreba tečnog metala umesto vode kao hladioca omogućava da reaktor radi pod atmosferskim pritiskom, smanjujući time rizik od ispuštanja fisionih produkata u atmosferu.

Kina je postigla značajnu prekretnicu u tehnologiji nuklearnih reaktora uspešnim puštanjem u rad prvog u svetu komercijalnog nuklearnog reaktora IV generacije.[11]

5. NUKLEARNA ALIJANSA EU

Članice tzv. Nuklearne alijanse Evropske unije (Belgija, Bugarska, Hrvatska, Češka, Francuska, Mađarska, Holandija, Rumunija, Slovačka, Slovenija i Švedska) su februara ove godine (2025) apelovale na Evropsku komisiju da nužno uvrsti nuklearnu energiju u paket mera, ukazujući su na to da nuklearni reaktori obezbeđuju stabilnost mreže i omogućavaju pouzdano snabdevanje niskougljeničnom energijom i van granica država koje ih poseduju. U tom kontekstu, ocenile su da će bez nuklearne energije biti teško, ako ne i nemoguće, ostvariti klimatske ciljeve i dostići neto nultu emisiju ugljenika do 2050. godine, a da pri tome energija ostane cenovno pristupačna za građane[12]. Nuklearna energija je bazna energija, stabilna, i ne zavisi od vremenskih prilika, zbog čega i jeste postalo jasno da je potrebno obezbediti energiju koja će biti kontinuirana. Predlog alijanse je da Evropska komisija uspostavi okvir za olakšanu izgradnju novih nuklearnih postrojenja. Poseban akcenat stavljen je na ubrzani razvoj i uvođenje malih modularnih reaktora (SMR), za koje se veruje da mogu biti ključna karika u balansiranju proizvodnje i potražnje energije na kontinentu.

Bugarska i SAD proširuju saradnju na izgradnji nove nuklearne elektrane u Kozloduju. Kazahstan, kao jedan od najvećih svetskih proizvođača urana, čini oko 40 odsto globalne proizvodnje, već godinama planira uvođenje nuklearne energije u svoj energetske portfolio. Poljska, u kojoj je veći deo proizvodnje električne energije iz uglja, planira kroz strateško partnerstvo sa Japanom i Holandijom da ulaže u razvoj nuklearne energije. Slovenija razmatra proširenje NE Krško. Mnoge zemlje se opredeljuju za SMR.

6. ZAKLJUČAK

Srbija ne može izbeći promene, pa blagovremeno mora tražiti odgovore na važna pitanja o tome kako održati prihvatljivu energetske zavisnost i rizike vezane za sigurnost snabdevanja, kako obezbediti finansijsku podršku, šta očekivati od EU i njenog Zelenog plana.

Idealni energetske izvori ne postoje: svaki nosi neki rizik po stanovništvo, upitnu efikasnost, proizvodnu cenu, štetne emisije kao i količinu i tretman proizvedenog otpada. Sve je više zemalja, koje se u nameri da obezbede energetske stabilnost, okreću nuklearnoj energetici. Srbija trenutno nema potrebnu infrastrukturu za izgradnju nuklearnih elektrana, ali mora da ih

uključi u dugoročno planiranje. Država mora da se direktno uključi u dugoročno investiranje u stručne i naučne kadrove, kao i da poveća ulaganja u istraživački rad.

Nuklearna energija je dugoročna aktivnost, i kada se otpočne, svako odustajanje i prekidanje neke faze snosi velike rizike i troškove. Katastrofe u Černobilju i Fukušimi pokazale su u kojoj meri nuklearne elektrane mogu biti opasne za okruženje i to je dovelo do zatvaranja manjeg broja nuklearnih elektrana pre isteka njihovog radnog veka.

Ukoliko bi se Srbija opredelila za korišćenje nuklearne energije, treba imati u vidu da od donošenja odluke do priključenja nuklearne elektrane na mrežu najčešće prođe i po nekoliko decenija. U međuvremenu, odmah treba da se počne sa pripremnim aktivnostima, jer za njih je potrebno duže vreme.

Dostignuća u polju nuklearne energetike i dosadašnja iskustva u eksploataciji omogućuju da se utvrde rizici kojima nuklearne elektrane izlažu životnu sredinu i živote ljudi. Treba imati u vidu da pokretanje nuklearnog programa u zemljama koje nemaju dovoljnu podršku domaće struke i gde donosioci odluka sagledavaju kratak rok i uže interese, može predstavljati značajan rizik. Ovi rizici se umanjuju obnavljanjem stručnih znanja i dostizanjem kadrovskih potencijala kakvim se raspolagalo nekada.

Oslanjanje na nuklearne elektrane podrazumeva dugoročno i neraskidivo povezivanje sa isporučiocima i tehnologijama, i time se stvara finansijska i tehnička zavisnost, koja neposredno utiče na celo društvo. Zbog toga je od izuzetnog značaja od starta obezbediti značajno učešće domaće nauke i struke u svim fazama odlučivanja, izgradnje, rada i dekomisije.

Najveći problem savremene nuklearne energetike je skladištenje nuklearnog otpada i dekomisija, koji se iskazuje u ceni nuklearne energije. U tom smislu planiranje novih kapaciteta trebalo bi da započne razmatranjem problema odlaganja otpada i dekomisije. Investicije u nuklearne elektrane su daleko veće od investicija u termoelektrane i obnovljive izvore. Najveći uticaj na cene električne energije iz nuklearnih elektrana ima cena kapitala i finansijski rizici. Investicioni troškovi su kompenzovani niskom cenom nuklearnog goriva, visokim stepenom godišnjeg korišćenja, radom bez emisije CO₂. Na odluke o nuklearnim elektranama veliki uticaj ima okolnost da su troškovi proizvodnje u prvom periodu rada opterećeni otplatom kredita.

Takođe, negativan stav javnosti prema nuklearnim elektranama i njena informisanost su faktori koje treba imati u vidu kada se razmatra uvođenje ovih elektrana.

Na tržištu se nude elektrane značajno usavršene u odnosu na prethodnu generaciju NE, u pogledu sigurnosnih sistema, poboljšanih pogonskih osobina, efikasnijeg termodinamičkog ciklusa, boljeg iskorišćenja goriva, produženog perioda eksploatacije između dva remonta, značajno produženje životnog veka na 60 i više godina i niz drugih poboljšanja. Moguć je i širok izbor dijapazona snaga, od modularnih „mini“, pa do jedinica snage 1600 MW. Sadašnja realnost ipak nalaže da se pažnja usredsredi na elektrane III i III+ generacije koje će dominirati kao kandidati za gradnju do 2050. godine.

Ovakve veće jedinične snage predstavljaju krupan investicioni zalogaj za zemlju poput naše, pa treba razmotriti i mogućnost privredne saradnje balkanskih zemalja sa idejom zajedničkog planiranja i učešća u gradnji nuklearnih energetskih postrojenja.

Razvoj stručnog kadra trebalo bi da omogući da se do energetskih strateških opredeljenja dolazi na osnovu objektivnih analiza i konstruktivne saradnje domaće nauke i struke sa svim zainteresovanim stranama unutar srpskog društva. Odluke ne smeju da budu ishitrene, pod pritiskom i treba da se donose u najboljem interesu srpskog društva.

Krajnji cilj je obezbediti pouzdano, održivo snabdevanje električnom energijom uz najviše standarde u očuvanju životne sredine i zdravlja stanovništva.

LITERATURA

- [1] STRATEGIJA razvoja energetike Republike Srbije do 2040. godine sa projekcijama do 2050. godine, "Službeni glasnik RS", broj 94 od 28. novembra 2024
- [2] Institut za nuklearne nauke Vinča-<https://www.vin.bg.ac.rs/o-institutu/novosti/ucesce-predstavnik-instituta-vinca-na-radionici-o-malim-modularnim-reaktorima>
- [3] Zakon o izmenama i dopunama Zakona o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 94/2024)
- [4] International Atomic Energy Agency -<https://www.iaea.org/>
- [5] Naučni skup „Uloga nuklearne energetike u energetskej tranziciji
- [6] Upravljanje radioaktivnim otpadom, Olivera Ciraj-Bjelac i Milan Vujović, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet i Institut za nuklearne nauke „Vinča“
- [7] Energetski portal-<https://energetskiportal.rs/nuklearni-otpad-prva-zemlja-koja-je-nasla-resenje-za-100-000-godina-unapred>
- [8] <http://news.vattenfall.com/en/article/positive-decision-finnish-spent-nuclear-fuel-repository>
- [9] Washington State Office of the Attorney General- <https://www.atg.wa.gov/yucca-mountain-nuclear-waste-repository>
- [10] Deutsche welle -[https://www.dw.com/sr/nuklearke-ugašene, šta je sa radioaktivnim-otpadom](https://www.dw.com/sr/nuklearke-ugašene,šta-je-sa-radioaktivnim-otpadom)
- [11] World-nuclear -<https://world-nuclear.org/our-association/publications/world-nuclear-performance-report/china-mainland-world-nuclear-performance-report>
- [12] Energetski portal -<https://energetskiportal.rs/nuklearna-alijansa-eu-i-srbija-paralelni-putevi-ka-nuklearnoj-buducnosti>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.01)**C4.01****ANALIZA PRIVREMENIH PRENAPONA PRI INTEGRACIJI SKLADIŠTA
ELEKTRIČNE ENERGIJE****ANALYSIS OF TEMPORARY OVERVOLTAGES IN THE INTEGRATION OF
ELECTRICAL ENERGY STORAGE SYSTEMS****Suzana Nikolić, Mileta Žarković, Jovan Mikulović***

Kratak sadržaj: Povećana potreba potrošača za električnom energijom predstavlja ključni izazov u elektroenergetskom sistemu usled ugrožavanja njegove stabilnosti. To dovodi do odstupanja napona i frekvencije od nominalnih vrednosti, a problem postaje još složeniji sa priključenjem obnovljivih izvora energije (OIE) na distributivnu mrežu zbog njihove varijabilnosti. Kako bi se omogućio stabilan i održiv prelaz sa termoelektrana na OIE, neophodno je izgraditi sisteme za skladištenje električne energije. Jedno od mogućih rešenja predstavljaju baterijski sistemi za skladištenje energije (BESS), koji omogućavaju balansiranje proizvodnje i potrošnje energije, smanjujući pikove u potrošnji. Negativnu stranu njihove integracije predstavljaju prenaponski talasi koji mogu oštetiti postojeću elektroenergetsku opremu. Cilj ovog rada je izvršiti komparativnu analizu elektroenergetskog sistema pre i nakon integracije obnovljivih izvora energije i BESS-a, kao i istražiti njihov međusobni uticaj ukoliko se priključe istovremeno. U okviru metodologije, koristiće se programske analize i simulacije realnog sistema pomoću softverskog alata za registrovanje naponskih promena u mreži nakon integracije BESS-a. Ideja je uporediti amplitudu i strminu sklopnih prenapona pre i posle integracije BESS-a. Kao rezultat istraživanja, razvijen je reprezentativni model elektroenergetske mreže koji verodostojno prikazuje promene u sistemu nakon uvođenja baterijskih sistema za skladištenje energije. Ovaj model može poslužiti kao osnova za dalja istraživanja u cilju poboljšanja stabilnosti elektroenergetskog sistema usled sve većeg integracije OIE i BESS.

Ključne reči: elektroenergetski sistem, obnovljivi izvori energije, baterijski sistem za skladištenje energije, prenaponski talasi, simulacija.

Abstract: The increasing demand for electrical energy by consumers presents a key challenge for the power system due to its impact on system stability. This leads to deviations in voltage and frequency from nominal values, a problem further exacerbated by the integration of renewable energy sources (RES) into the distribution network due to their variability. To ensure a stable and sustainable transition from thermal power plants to RES, the development of energy

* Suzana Nikolić, Univerzitet u Beogradu -Elektrotehnički fakultet, niksuzana00@gmail.com

Mileta Žarković, Univerzitet u Beogradu -Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.rs

Jovan Mikulović, University of Belgrade, School of Electrical Engineering, mikulovic@etf.bg.ac.rs

storage systems is essential. One potential solution is battery energy storage systems (BESS), which enable the balancing of energy production and consumption, thereby reducing peak loads. However, a downside of their integration is the occurrence of switching overvoltage waves that can damage existing power system equipment. The aim of this paper is to conduct a comparative analysis of the power system before and after the integration of RES and BESS, as well as to examine their mutual impact when connected simultaneously. The methodology involves software-based analysis and simulations of a real system using a specialized tool to record voltage fluctuations in the network after BESS integration. The study focuses on comparing the amplitude and steepness of switching overvoltages before and after BESS integration. As a result of this research, a representative model of the power network has been developed, accurately depicting system changes following the introduction of battery energy storage systems. This model can serve as a foundation for further research aimed at improving power system stability in light of the increasing integration of RES and BESS.

Key words: *power system, renewable energy sources, battery energy storage system, overvoltage waves, simulation.*

1 UVOD

Primat u proizvodnji električne energije, u poslednjoj deceniji, preuzimaju obnovljivi izvori energije. Iskorišćenje obnovljivih izvora energije u ove svrhe realizovano je formiranjem solarnih elektrana i vetroelektrana. Novi talas u ovoj oblasti predstavljaju baterijski sistemi za skladište električne energije (*Battery Energy Storage System*). Pomenute objekte je potrebno integrisati u postojeću elektroenergetsku mrežu kako bi se proizvedena električna energija distribuirala do potrošača. Prilikom integracije mogu se javiti različiti tipovi problema, ovde će se konkretno razmatrati privremeni prenaponi.

Slična istraživanja na ovu temu vršena su u [1], gde je izvršena analiza hibridnog elektorenergetskog sistema sa aspekta zaštite od atmosferskog pražnjenja. U analizama je zaključeno da prenaponi iz PV sistema ne utiču na WT-PV-BESS hibridni sistem, dok topologija sistema značajno utiče na smanjenje tranzijenata. Takođe u [2] je izvršena analiza prenaponskih talasa i njihovog uticaja na koordinaciju izolacije UHV AC prenosnog voda. Zaključeno je da svaka sklopna operacija generiše sklopni prenapon sa karakterističnim talasnim oblikom, koji utiče na koordinaciju izolacije. Analiza prenosa sklopnih prenapona u prenosnoj mreži 400 kV izvršena je u [3]. Vršena je instalacija dodatnog kabla u paraleli sa dva postojeća i analiza je pokazala da zbog rezonance u pojedinim frekvencijskim opsezima dolazi do prenosa sklopnog prenapona kroz mrežu i njegovog pojačavanja na udaljenim mestima do nivoa bliskog onom koji oprema može da izdrži. Istraživačka analiza primenjena u [4] bavi se istraživanjem efekta prenaponskih talasa u hibridnim PV/vetroenergetskim sistemima. Analiza je vršena simulacijom kvara sa zemljom i isključenjem opterećenja sa mreže. Zaključeno je da uticaj veze transformatora i podešavanje isključenja prekostrujnog releja može dovesti do nepravilnog rada uređaja za zaštitu od prenapona ili njegovog kvara. U [5] analiziraju se prvenstveno pojave koje utiču na rezonantne prenaponske talase, a izazvane su energizacijom transformatora. Udarne struje mogu izazvati paralelnu rezonancu koja povećava mogućnost pojave sklopnih prenapona. Integracijom statičkog sinhronog kompenzatora u sklopu vetroparka kao u [6] analizirana je sposobnost vetroturbine da sa ugrađenim kompenzatorom izdrži nastale sklopne prenapone, i pokazano je da sa pomenutim elementom vetropark uspešno izdržava sve prenaponske talase.

Pojava strmih prenaponskih talasa za posledicu može imati oštećenje postojeće opreme u sistemu. Prilikom proizvodnje elektroenergetske opreme, ona se dimenzioniše tako da može da izdrži sve prenapone koji se mogu javiti u mreži za koju je oprema predviđena. Ispitivanje i poznavanje sklopnih prenapona u mreži zato predstavlja jedan od najvažnijih koraka pri integraciji novih objekata na mrežu. Analiza opasnih stanja opreme vršice se pomoću softverskih alata, poređenjem amplitude sklopnih napona pre i posle pojedinačne i grupne integracije obnovljivih izvora energije i baterijskih sistema za skladište električne energije. Softverski alat pruža mogućnost brze i efikasne analize sistema, formiranjem reprezentativnog modela mreže. Cilj rada je formirati model mreže koji će poslužiti kao osnov za formiranje drugih modela i situacija u programu *PowerFactory*, a koji za cilj ima analizu privremenih prenapona i ispitivanja izdrživosti opreme pri integraciji solarnih elektrana, vetroelektrana i baterijskih sistema za skladište električne energije.

2 TEORIJSKI OSVRT

Za potrebe softverske analize, neophodno je numerički, teorijski i analitički definisati objekte predviđene za integraciju na mrežu.

2.1 Fotonaponski sistemi

Fotonaponski sistemi predstavljaju integrisan skup fotonaponskih modula i drugih komponenti koji primarnu solarnu energiju direktno pretvaraju u električnu energiju i predaju potrošačima ili elektroenergetskom sistemu [7]. Fotonaponski sistemi većih snaga (reda stotine MW) koji predaju velike količine energije elektroenergetskoj mreži nazivaju se fotonaponske elektrane.

Fotonaponska elektrana, odnosno solarna elektrana se sastoji od: solarnih ćelija grupisanih u module, invertora koji pretvara jednosmerni napon u naizmenični i transformatora preko koga se proizvedena električna energija predaje u elektroenergetsku mrežu.

Za estimaciju izlazne snage solarnog sistema pri uslovima različitim od standardnih koristi se relacija:

$$P_{DC} = P_{DC(STC)} \cdot (1 + \alpha_p \cdot (T_c - 25^\circ)) \quad (1)$$

Gde je T_c temperatura modula pri temperaturi ambijenta i iradijansi na površini modula, $P_{DC(STC)}$ - instalisana snaga fotonaponskog panela koji sadrži N redno-paralelno vezanih modula:

$$P_{DC(STC)} = N \cdot P_{DC(STC)1} \quad (2)$$

Gde $P_{DC(STC)1}$ predstavlja naznačenu snagu fotonaponskog modula koju deklariše proizvođač za standardne uslove (solarna iradijansa jednaka 1000 W/m^2 i temperaturi od 25°C).

U realnim eksploatacionim uslovima, snaga P_{AC} koju fotonaponski sistem predaje u mrežu je manja od izlazne DC snage modula pri standardnim uslovima zbog gubitaka u sistemu i manje vrednosti iradijanse na panel u odnosu na iradijansu za standardne uslove:

$$P_{AC} = P_{DC(STC)} \cdot \eta_z \cdot \eta_N \cdot \eta_T \cdot \eta_{inv} \cdot \frac{I_c}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (3)$$

gde su: I_C iradijansa na površinu panela, η_z , η_N i η_T koeficijenti koji definišu smanjenje efikasnosti panela usled zaprljanja, neuparenosti i povećanja temperature modula u odnosu na standardnu vrednost od 25°C, a η_{inv} je koeficijent koji definiše efikasnost invertora [7].

2.2 Vetroelektrana

Vetroelektranu čini jedan ili više vetroagregata koji su priključeni u jednom čvorištu u distributivnoj ili prenosnoj mreži elektroenergetskog sistema. Pri izboru lokacije buduće vetroelektrane potrebno je odrediti vetroenergetski potencijal uzimajući u obzir sva lokalna ograničenja, kao što su problemi priključenja vetroelektrane na mrežu, neravan teren i tako dalje. Projektovanje vetroelektrane se sastoji od nekoliko koraka: izbor vetroagregata, prostorni raspored vetroagregata unutar vetroelektrane, interna električna mreža, uklapanje vetroelektrane u elektroenergetski sistem i procena godišnje proizvodnje električne energije.

Prilikom izbora vetroagregata treba obratiti pažnju na ograničenja poput: raspoloživog prostora za izgradnju, blizinu i kapacitet elektroenergetske mreže, uslove transporta opreme, uticaj na životnu sredinu, uslove rada vetroelektrane u elektroenergetskom sistemu. Vetroagregat predstavlja kompaktan funkcionalni sklop sistema za elektromehaničku konverziju energije vetra, njega čine sledeći elementi: generator, spojnica, transformator, ultrazvučni senzor brzine, reduktor sistema za zakretanje turbine prema smeru vetra, reduktor, mehanički kočioni disk, noseća konstrukcija, ležaj lopatice, glavčina, lopatica vetroturbine, cilindar, kontroler, servisni kran i dodatno stub sa temeljom. Vetroturbina vrši konverziju kinetičke energije vetra u mehaničku energiju obrtnog kretanja. Razlikuju se dva osnovna tipa: vetroturbina sa vertikalnom osovinom i vetroturbina sa horizontalnom osovinom [8].

Prilikom izbora visine stuba na tržištu se nudi više mogućih visina stuba, da bi se izabrala optimalna potrebno je za svaku visinu stuba izvršiti proračun godišnje proizvodnje i prosečne cene proizvedenog *MWh*. Kolika će se snaga razviti pri određenoj brzini vetra zavisi od površine koju pri rotaciji prebriše vetroturbina. Kada vetroturbina ima veliki prečnik ona pri manjim brzinama dostiže nominalnu snagu. Za sve brzine vetra koje su veće od nominalne vrednosti površina vetroturbine nije u potpunosti iskorišćena jer se javlja aeromehaničko kočenje, to jeste smanjuje se koeficijent iskorišćenja. Zbog prethodno navedenog nije ekonomski opravdano koristiti vetroturbine sa većim prečnikom.

Prilikom izbora lokacije vetroelektrane razmatra se ruža vetrova, na kojoj je potrebno uočiti najdominantniji vetar, da bi se kasnije vetroagregati postavljali u njegovom pravcu na što većoj udaljenosti, tako da interakcija između susednih turbina bude što manja. Poželjni optimalni raspored u vetroelektrani jeste postavljanje vetroagregata u jednom redu na rastojanju od 4D do 5D, pri rastojanju između redova od 8D do 10D, gde je D prečnik vetroturbine.

2.3 Baterijski sistemi za skladište električne energije

Baterijski sistem za skladište električne energije (BESS) predstavlja sistem koji skladišti električnu energiju u obliku hemijske energije. Sistem se sastoji od baterije, pretvarača energije i upravljačkog sistema. Baterija omogućava konverziju hemijske energije u električnu energiju i obrnuto. Posедуje podkomponente: ćeliju i modul. Ćelija predstavlja osnovnu jedinicu baterije i sadrži elektrode, elektrolit i separator. Ćelija definiše napon i kapacitet baterije. Modul je grupa ćelija koje su povezane paralelno ili serijski i određuje snagu, energiju i konfiguraciju baterije. Pored prethodno navedenog, baterije poseduju i sistem upravljanja baterijom, sistem upravljanja toplotom i mehaničku strukturu. Sistem upravljanja baterijom je zadužen za kontrolu i praćenje stanja napunjenosti, temperature, struje i napona baterije. Sistem upravljanja

toplotom je odgovoran za regulaciju temperature i sprečava prekomerno hlađenje ili pregrevanje. Mehanička struktura je odgovorna za zaštitu baterije i osigurava njenu mehaničku stabilnost [9].

Pretvarač predstavlja sponu između baterije i mreže vršeći pretvaranje naizmjenične AC struje u jednosmernu DC struju i obrnuto u zavisnosti od toka struje. Posедуje sledeće komponente: inverter, transformator, filter, kontroler i prekidač. Inverter vrši konverziju struje i određuje kvalitet i frekvenciju izlazne snage. Transformator je uređaj koji određuje nivo napona i transformiše impedansu izlazne snage. Filter vrši filtriranje i ujednačavanje izlazne snage, smanjujući šum i harmonijsku distorziju. Kontroler je odgovoran za sinhronizaciju izlazne snage i komunikaciju sa mrežom ili opterećenjem. Prekidač je odgovoran za isključivanje i uključivanje napajanja i kontrolu toka energije.

Upravljački sistem je zadužen za kontrolu rada BESS-a i sastoji se od dve komponente: lokalni kontroler i centralni kontroler. Lokalni kontroler upravlja pojedinačnim elementima poput baterije, pretvarača i zaštitnog uređaja definišući način rada i strategiju upravljanja BESS-om. Centralni kontroler vrši koordinaciju između BESS-a i drugih izvora energije u sistemu, kao što su obnovljivi izvori energije (OIE). Upravljački uređaj takođe poseduje senzor, merač i komunikacioni uređaj. Senzorom se prikupljaju podaci poput struje, napona, snage, energije i temperature. Merač vrši snimanje i prikaz proizvodnje i potrošnje energije. Komunikacioni uređaj vrši prenos komandi i signala [9].

Baterije se smeštaju u kontejnere, nakon čega se pozicioniraju na izabranu lokaciju prema rasporedu definisanom elektroenergetskim projektom.

Za formiranje baterijskih sistema za skladište električne energije često se koriste sledeći tipovi baterija: olovne baterije, protočne baterije i litijum-jonske baterije [9]. Olovne baterije su jedne od najstarijih i najčešće korišćenih. Sastoje se od olovnih ploča i elektrolita sumporne kiseline. Prednost im je visoka pouzdanost i niska cena, kao i dug vek trajanja. Mana im je niska efikasnost i uticaj na životnu sredinu. Protočne baterije predstavljaju vrstu punjivih baterija. Prednost im je visoka efikasnost i dug životni vek, dok su mane visoka cena i složen sistem, pri čemu je niska gustina snage. Litijum-jonske baterije predstavljaju najnapredniji i najkorišćeniji tip baterija. Sastoje se od litijumskih metalnih ili složenih elektroda i organskog elektrolita. Prednost im je visoka efikasnost i mali uticaj na životnu sredinu. Mane su visoka cena, sigurnosni problemi i ograničen životni vek.

2.4 Integracija BESS-a sa obnovljivim izvorima energije na elektroenergetsku mrežu

Za integraciju BESS sistema sa OIE predviđena su dva glavna načina: kolokacija i hibridizacija. Kolokacija znači da su BESS sistem i OIE instalirani na istoj lokaciji i povezani u zajedničku tačku. Kolokacija smanjuje gubitke u distribuciji i prenosu i povećava lokalnu potrošnju OIE. Hibridizacija znači da su BESS i OIE kombinovani u jedan sistem i rade kao entitet. Hibridizacija optimizuje rad i kontrolu BESS sistema i poboljšava njegove performanse i efikasnost.

BESS se može koristiti za rezervno napajanje i vršno opterećenje. Vršno opterećenje znači da se BESS puni u vreme vršnih sati kada je cena električne energije niska i da se prazni kada je cena električne energije visoka. Rezervno napajanje znači da BESS obezbeđuje napajanje u slučaju nestanka mreže ili pojave kvarova. Poboljšava pouzdanost i sigurnost napajanja sprečavajući gubitak podataka i proizvodnje.

BESS se može koristiti kao podrška za stabilnost mreže, što podrazumeva regulaciju frekvencije, napona i integraciju OIE. Regulacija frekvencije znači da BESS prilagođava svoju izlaznu snagu kako bi održao frekvenciju same mreže unutar određenog opsega. Ova pojava poboljšava kvalitet električne energije i sprečava disbalans proizvodnje i potrošnje. Kontrola napona znači da BESS ubacuje ili apsorbira reaktivnu snagu kako bi održao napon mreže unutar dozvoljenog raspona, na ovaj način doprinosi stabilnosti sistema kompenzujući porast napona prouzrokovanog varijacijom opterećenja. BESS višak obnovljive energije skladišti kada je proizvodnja prevelika, a potrošnja mala i oslobađa deo energije kada je proizvodnja niska, a potražnja za energijom u porastu. Integracija BESS-a može povećati korišćenje obnovljive energije i nivelisati njenu varijabilnost i intermitentnost u vremenu.

3 MODELOVANJE SOLARNE ELEKTRANE, VETROELEKTRANE I BESS SISTEMA U PROGRAMU POWERFACTORY

PowerFactory je programski paket koji se koristi za analizu i simulaciju elektroenergetskih sistema. U radu je pažnja posvećena elektromagnetnim tranzijentnim simulacijama (EMT) koje se bave analizom karakteristika mreže u slučaju prelaznih procesa.

Suština studije jeste detektovati pojavu sklopnih prenapona prilikom integracije OIE i baterijskog sistema za skladište električne energije na mrežu i utvrditi uticaj pomenutog tranzijenta na dimenzionisanje prekidača i ostale opreme. Cilj je formiranje algoritma prilikom modelovanja koji će kao takav biti upotrebljiv za bilo koju drugu mrežu na kojoj će se vršiti integracija gore pomenutih objekata, sa definisanim energetske kapacitetima.

Mreža na kojoj će se vršiti integracija OIE i BESS sistema predstavlja distributivnu mrežu naponskog nivoa 35 kV i prividne snage od 60 MVA. Mreža se sastoji od sabirnice 35 kV, transformatora prenosnog odnosa 35/20 kV i dve sabirnice od 20kV između kojih se nalazi nadzemni vod dužine 0,14 km.

3.1 Modelovanje fotonaponske elektrane pri integraciji na mrežu

U programu se za modelovanje solarne elektrane koristi element *PV system*. Za ovaj element je moguće izabrati dva načina unošenja parametara: *Active Power Input Mode* i *Solar Calculation Mode*. Za analizu priključenja solarne elektrane na mrežu odabran je prvi navedeni način. U ovom slučaju je potrebno definisati snagu solarne elektrane koja se integriše, broj invertora u sistemu i faktor snage. Solarna elektrana korišćena za analizu formirana je od četiri invertora i poseduje snagu od 3.63 MVA. Veza sa sabirnicom 20 kV na kojoj se vrši integracija obnovljivih izvora energije ostvarena je preko transformatora prenosnog odnosa 20/0.69 kV.

Prilikom simulacije integracije solarne elektrane na mrežu korišćen je DSL model (*DigSILENT Simulation Language*) koji pomaže pri kontrolisanju vremenski neprekidnih procesa. DSL model ima neke od sledećih karakteristika: opis diferencijalnih jednačina, izdavanje simulacionih događaja, kodiranje mrtvog vremena i još mnogo toga. U ovom slučaju će se koristiti za dinamičko modelovanje sistema obnovljivih izvora energije.

DSL model se implementira jednačinama stanja i dodaje se sistemskim jednačinama u analizi vremenskog domena. Za ispitivanje sklopnih prenapona korišćena je EMT simulacija, koja se bavi stanjima neposredno nakon sklopnih operacija. Vezu između novonastalih modela i sistemskih jednačina uspostavljaju elementi interfejsa, kao što su zajednički model i kompozitni model, pri čemu se mogu posmatrati njihovi efekti na dinamičke performanse

elektroenergetskog sistema. Kompozitni model je vrlo često formiran od zaštitnog bloka, kontrolnog bloka, statičkog generatora i elemenata za merenje napona i snage.

3.2 Modelovanje vetroelektrane pri integraciji na mrežu

Postoje različiti koncepti koji se koriste prilikom modelovanja vetroagregata, ovde će se koristiti koncept sa asinhronom mašinom. Prilikom definisanja parametara potrebno je definisati nominalnu snagu, nominalni napon, broj polova, kao i broj faza. Za potrebe modelovanja kao element izabrana je asinhrona mašina, kod koje se u delu *Plant Category* može izabrati tip vetroelektrane, što podrazumeva prethodno formiranje modela vetroturbine sa definisanim načinom priključenja na mrežu, kao i elementima koji pored vetroagregata formiraju tu elektranu. Za potrebe EMT simulacije, potrebno je definisati krivu elektromagnetnog momenta. Kao sledeći korak u formiranju modela potrebno je definisati DSL model koji je isti kao i u slučaju solarne elektrane, ali je sada umesto statičkog generatora korišćen kompozitni model sa asinhronom mašinom, pri čemu se sada kontroliše elektromagnetni moment i brzina obrtanja. Snaga vetroelektrane priključene na mrežu ima vrednost od 4 MVA. Pored vetroelektrane na sabirnicu 0.69 kV priključen je kapacitivni filter. Filter je integrisan u cilju regulacije harmonijskih izobličenja, zaštite opreme, stabilnosti mreže i usklađivanju sa regulativama. Ovo poslednje se odnosi na činjenicu da svaka zemlja ima regulative i pravilnike kojima se definiše koliko je dozvoljeno harmonijsko izobličenje koje vetroelektrana može uneti u mrežu. Električna energija koju u mrežu distribuiraju vetroelektrane mora biti u skladu sa regulativama o kvalitetu električne energije.

3.3 Modelovanje baterijskog skladišta električne energije pri integraciji na mrežu

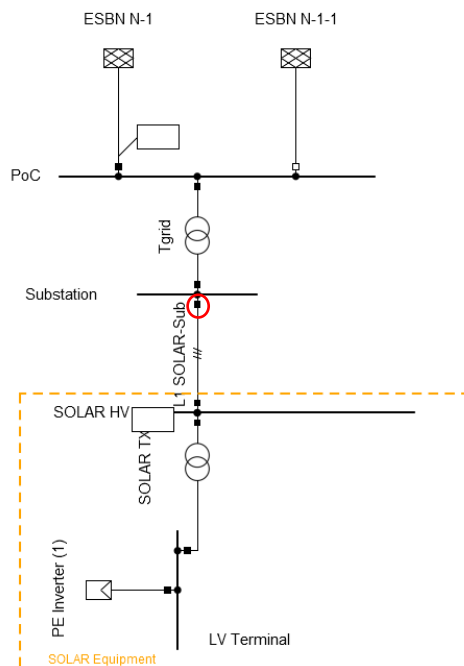
Za simulaciju modela baterijskog sistema za skladište električne energije u programu vrlo često se kao element koristi *Static Generator* kod koga postoji opcija izbora sistema koji je potrebno modelovati. U ovom slučaju izabrana je opcija *Storage* (skladište), pri čemu je potrebno definisati snagu, broj elemenata i faktor snage BESS sistema. Za potrebe simulacije izabran je sistem sa četiri jedinice sa ukupnom snagom od 3.63 MVA. Takođe u ovom slučaju korišćen je DSL model. Kompozitni model kontrolera se i u ovom slučaju sastoji od: zaštitnog bloka, kontrolnog bloka, statičkog generatora i elemenata za merenje napona i snage.

4 REZULTATI SIMULACIJA

Postupak simulacije integracije elemenata opisanih u Poglavlju 3 vršiće se pomoću sklopne operacije na prekidaču. Za prekidač je potrebno definisati rasklopne događaje (*Switch event*). Definiše se vreme uključenja ili isključenja objekta sa mreže i prati ponašanje talasnih oblika napona tokom pomenutih manipulacija sklopnom opremom.

4.1 Integracija solarne elektrane

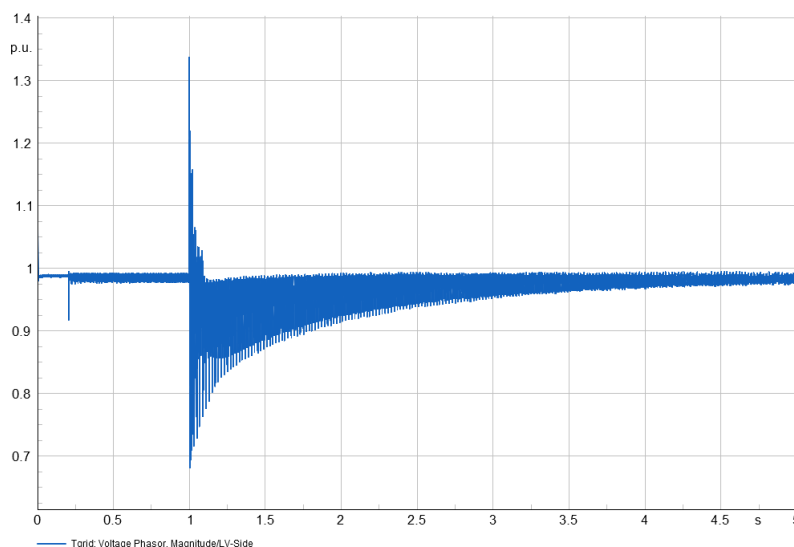
Na slici 4.1.1. u nastavku dat je prikaz mreže sa priključenom solarnom elektranom.



Slika 4.1.1: Model mreže korišćen za simulaciju priključenja solarne elektrane

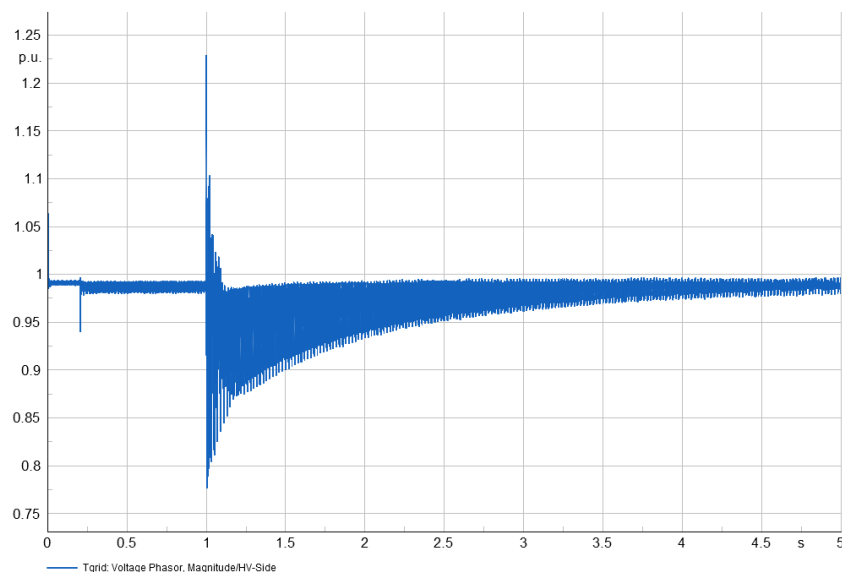
Crvenim krugom je označen prekidač za koji su definisane sklopne operacije. Za ovaj slučaj definisano je vreme uključenja solarne elektrane u sistem od 1s nakon pokretanja EMT simulacije, čije je trajanje podešeno na 5s. Ono što se očekuje kao rezultat simulacije jeste pojava sklopnih prenapona u trenutku od jedne sekunde kada je prekidač uključio elektranu na mrežu.

Napon tokom priključenja solarne elektrane na mrežu prikazan je na slici 4.1.2.



Slika 4.1.2: Efektivna vrednost napona na niženaponskoj strani transformatora *Tgrid*

Može se uočiti da tokom uključenja dolazi do blagog pada napona, nakon čega se javlja sklopni prenapon, čija efektivna vrednost amplitude prelazi vrednost od 1.3 r.j. Ovaj napon kao takav može uticati na opremu u sistemu, pogotovo na prekidačke elemente. Na narednoj slici 4.1.3. može se videti napon na višenaponskoj strani transformatora *Tgrid*.

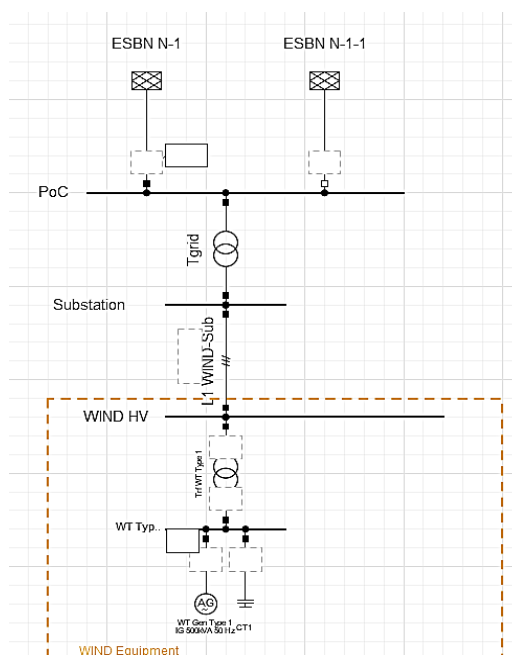


Slika 4.1.3: Efektivna vrednost napona na višenaponskoj strani transformatora *Tgrid*

Nakon tranzijentnog stanja koje je praćeno propadom napona i sklopnim prenaponom dolazi do stabilizacije napona, pri čemu je fluktuacija napona od $\pm 10\%$ dozvoljena nakon integracije solarne elektrane. Da bi se sprečilo oštećenje izolacije implementiranog transformatora poželjno je postaviti metal-oksidne odvodnike prenapona na sabirnicu na niženaponskoj strani transformatora. Zbog prethodno navedenih razloga potrebno je pravilno ispitati kapacitet mreže na koju je potrebno izvršiti integraciju, kao i pouzdanost i stanje opreme. Za ove potrebe je od velike važnosti vršiti pravilan monitoring i dijagnostiku elemenata u mreži. U programu se tokom simulacije mogu menjati vremenski trenuci integracije objekta na mrežu.

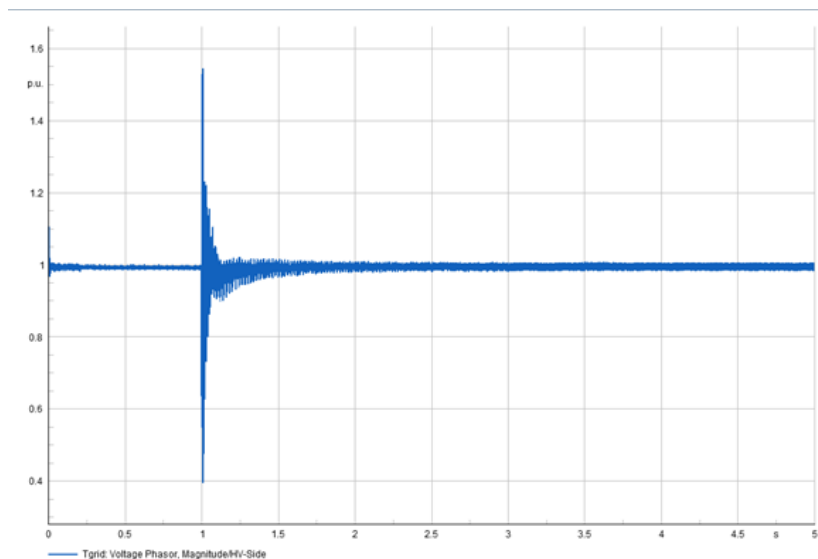
4.2 Integracija vetroelektrane

Na slici 4.2.1 prikazana je mreža sa integrisanom vetroelektranom.

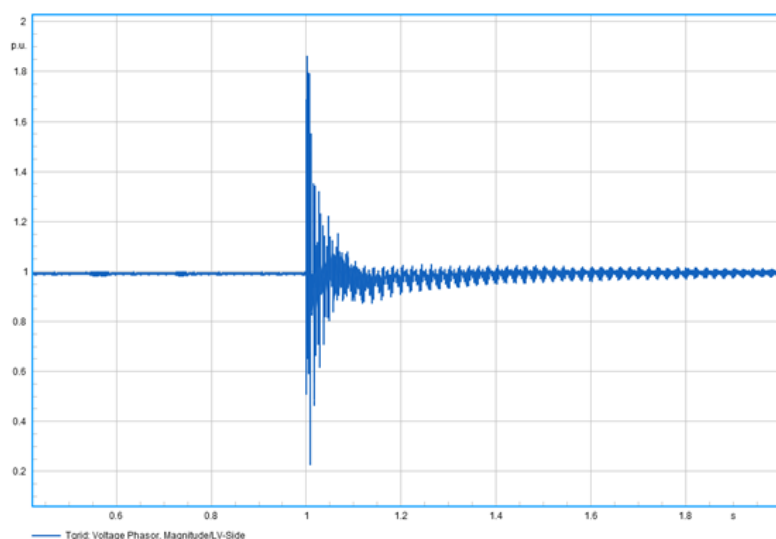


Slika 4.2.1: Integracija vetroelektrane na mrežu

U ovom slučaju definisan je prekidački događaj za vreme uključenja vetroelektrane na mrežu u trenutku od 1s za vreme trajanja EMT simulacije od 5s. Naponske promene u obliku efektivnih vrednosti prikazane su na slikama 4.2.2 i 4.2.3.



Slika 4.2.2. Efektivna vrednost sklopnih prenapona na višenaponskoj strani transformatora *Tgrid*

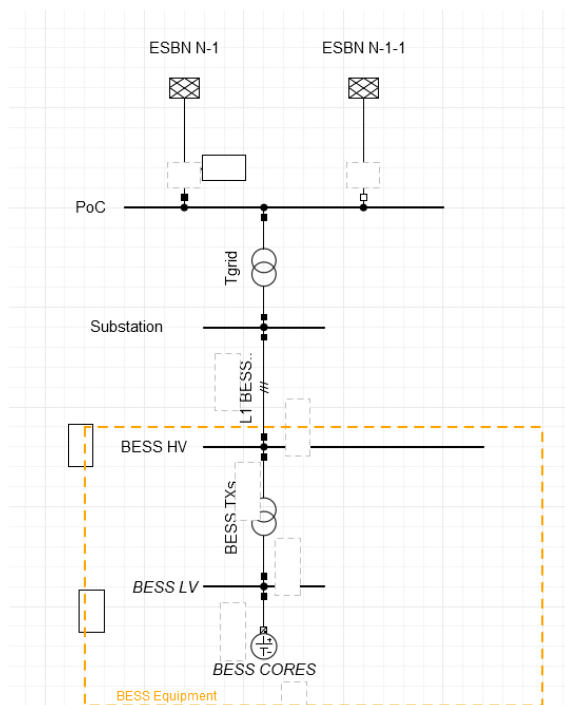


Slika 4.2.3: Efektivna vrednost napona na niženaponskoj strani transformatora *Tgrid*

Može se uočiti da prilikom uključenja vetroelektrane dolazi do pojave prenapona sa efektivnom vrednošću amplitude preko 1.5 r.j. na višenaponskoj strani i preko 1.8 r.j na niženaponskoj strani transformatora *Tgrid*, što može biti veoma opasno po opremu u sistemu. Rešenje može biti instaliranje odvodnika prenapona. Naponska kolebanja su u dozvoljenim granicama od $\pm 10\%$. Prilikom tranzijentnog perioda koji traje veoma kratko nekad i manje od 10 ms zaštita vrlo često ne stigne da odreaguje, upravo zbog toga je vrlo važno pravilno dimenzionisati opremu, tako da izolacija može da izdrži prenapon tokom prelaznog procesa.

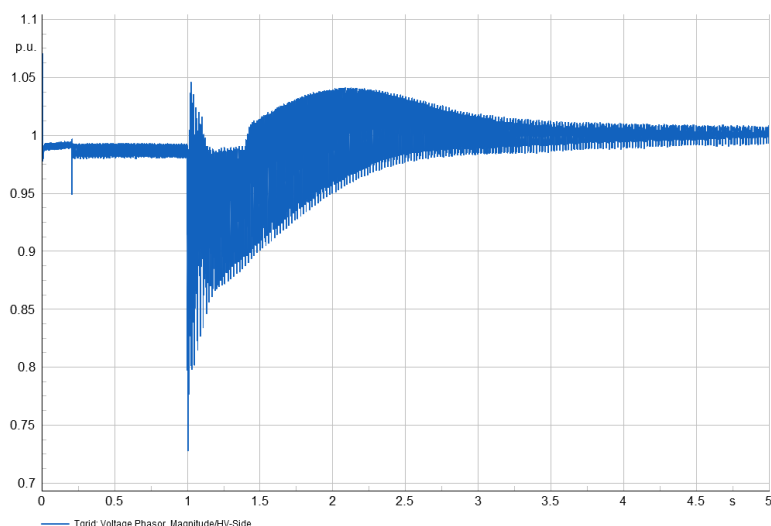
4.3 Integracija baterijskog sistema za skladište električne energije

Naredna slika 4.3.1 prikazuje mrežu sa priključenim baterijskim sistemom za skladište električne energije.



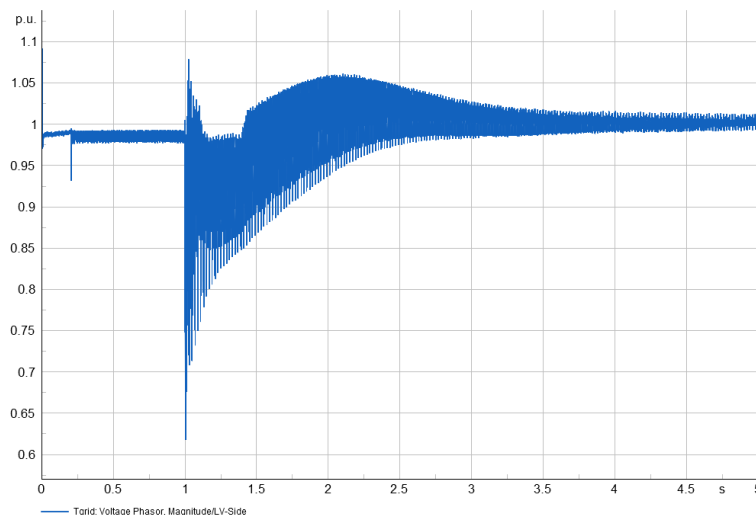
Slika 4.3.1: Integracija baterijskog skladišta električne energije na mrežu

Integracija je vršena na isti način kao i u slučaju vetroelektrane i solarne elektrane da bi se mogla izvršiti kvalitetnija komparativna analiza. Vreme prekidačkog događaja je u skladu sa tim podešeno na 1s, pri čemu je trajanje simulacije podešeno na 5s. Na slici 4.3.2 mogu se videti oblici promene efektivne vrednosti napona na višenaponskoj strani transformatora *Tgrid*.



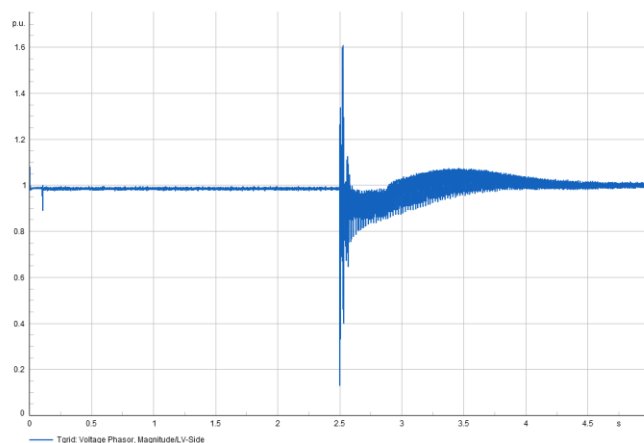
Slika 4.3.2: Promena efektivne vrednosti napona na višenaponskoj strani transformatora *Tgrid*

Naredna slika 4.3.3. prikazuje efektivnu vrednost napona na niženaponskoj strani transformatora *Tgrid*.



Slika 4.3.3: Promena efektivne vrednosti napona na niženaponskoj strani transformatora *Tgrid*

Može se uočiti da je efektivna vrednost prenapona manja od 1,05 r.j. na višenaponskoj strani, dok je na niženaponskoj strani ta vrednost malo niža od 1,1 r.j. Ovi naponi mogu uticati na sistem i opremu zbog kratkog trajanja i naglog skoka u amplitudi, ali je taj uticaj znatno manji u odnosu na obnovljive izvore energije. Propad napona je takođe u ovom slučaju znatno manji, uređaj koji u najvećoj meri kontroliše ovu pojavu jeste kompozitni kontroler. Ukoliko se definiše drugo vreme za prekidačke događaje, konkretno uključenje u trenutku od 2.5s, pri čemu je trajanje EMT simulacije 5s i kao promena uvede izbacivanje dinamičkih elemenata iz upotrebe i povećanje broja jedinica koje formiraju baterijski sistem za skladište energije dobija se grafik efektivne vrednosti napona sa slike 4.3.4.



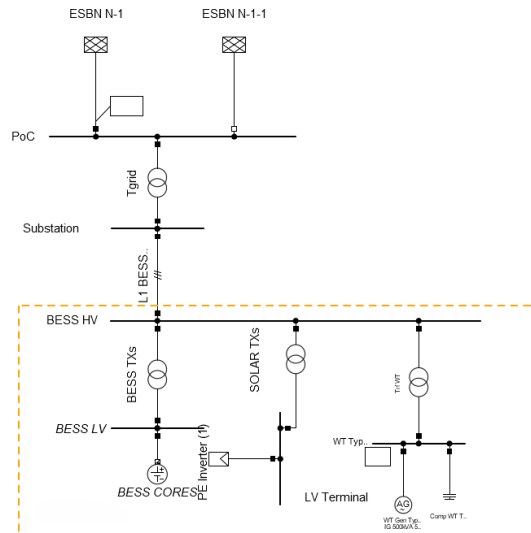
Slika 4.3.4: Integracija BESS-a u trenutku od 2,5 s

Može se primetiti da sa povećanjem opterećenja i isključenjem dinamičkog elementa, vrednost amplitude napona na niskonaponskoj strani transformatora *Tgrid* prelazi vrednost od 1.6 r.j., što predstavlja prenapon. Pored toga, javlja se znatno veći propad napona, koji može uzrokovati kratkotrajne oscilacije u napajanju korisnika. Ili eventualno oštetiti osetljive elemente energetske elektronike. Ova situacija nije poželjna sa stanovišta potrošača i stabilnosti mreže, što govori u prilog tome koliko je korišćenje dinamičkih elemenata poput kontrolera potrebno uvažiti u modelu prilikom simulacije sklopnih prenapona, i ne samo njih već i ostalih parametara pored napona koji mogu uticati na stanje mreže, kao što su promena aktivne i

reaktivne snage, promena frekvencije i tako dalje. U praksi svaki BESS sistem ima u sebi ugrađen kontroler, kao što je objašnjeno u teorijskom delu, upravo sa ciljem da se spreče analizirana naponska variranja.

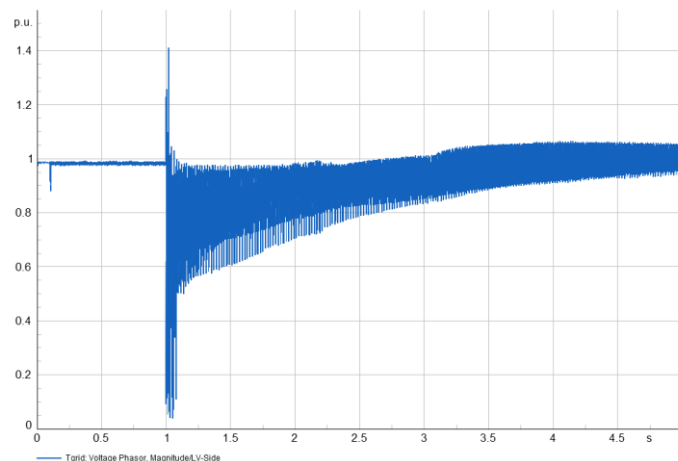
4.4 Istovremena integracija solarne elektrane, vetroelektrane i BESS sistema

Mreža sa svim integrisanim objektima istovremeno data je na slici 4.4.1.

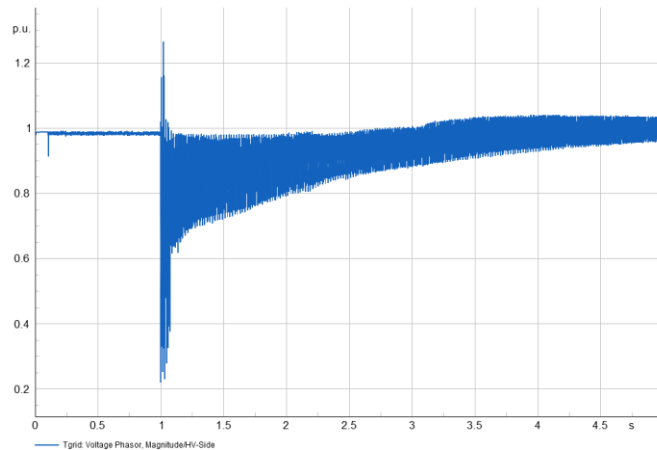


Slika 4.4.1: Model mreže pri integraciji svih analiziranih objekata istovremeno

Prekidač na kome je vršeno definisanje prekidačkih događaja isti je kao u prethodnim slučajevima i definisan je za trenutak od 1s. Generalno, vreme trajanja EMT simulacije može biti bilo koja vrednost, ovde je usvojena vrednost od 5s jer je to dovoljan vremenski interval da se vide sve potrebne promene. U modelu su uključeni kompozitni kontroleri za svaki integrisani objekat. Na narednim slikama 4.4.2 i 4.4.3 mogu se redom videti promene efektivnih vrednosti napona na niženaponskoj strani transformatora i na višenaponskoj strani transformatora.



Slika 4.4.2: Efektivna vrednost napona na NN strani transformatora *Tgrid* prilikom istovremene integracije

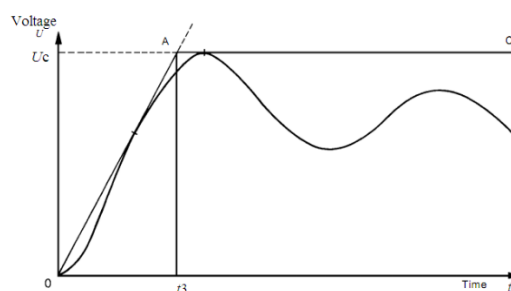


Slika 4.4.3: Efektivna vrednost napona na VN strani transformatora *Tgrid* prilikom istovremene integracije

Vrednost prenapona prelazi 1.1 r.j., što u većini slučajeva može predstavljati opasnost po opremu. Ovim se uočava da zajedničkom integracijom OIE sa BESS sistemom, u većini slučajeva, uslovljava pojavu prenapona. U ovom slučaju može se iskoristiti mogućnost BESS-a da kontroliše napon. Kontrola napona znači da BESS ubacuje ili apsorbira reaktivnu energiju kako bi održao napon mreže unutar određenog raspona.

4.5 Izbor anvelope prekidača pri integraciji BESS-a na mrežu

Prelazni povratni napon za visokonaponske prekidače je napon koji se pojavljuje na terminalima nakon prekida struje. Sadrži period velike brzine rasta, nakon čega sledi kasniji period niže stope rasta. Ovaj talasni oblik je generalno adekvatno predstavljen omotačem koji se sastoji od dva ili tri segmenta linija definisanih pomoću parametara prikazanih na slici 4.5.1. Oblik talasa prelaznog povratnog napona mora biti ispod ili jednak omotaču koji definiše sposobnost prekidača da izdrži promene tokom tranzijentnog stanja. Korišćenjem standarda IEC 62271-100 moguće je odrediti prelazni povratni napon korišćenjem omotača konstruisanog od dve prave prikazanog na slici 4.5.1.

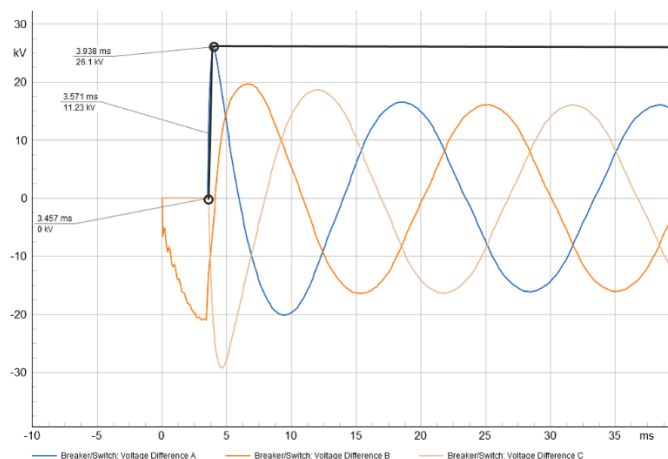


Slika 4.5.1: Definisanje anvelope prekidača

Na slici iznad parametar U_c predstavlja prvi maksimum prelaznog povratnog napona, koji definiše brzinu porasta.

Studijom komutacije napona ispitana je maksimalna vrednost napona [kV] i talasnog nagiba [$kV/\mu s$] na prekidaču od interesa. U datom primeru izbora anvelope prilikom isključenja BESS-a sa mreže, uzimajući u obzir da je za distributivnu mrežu 20 kV nazivni kratkotrajni dozvoljeni napon industrijske frekvencije 50 kV, a nazivni podnosivi atmosferski udarni prenapon 125 kV

u slučaju punog stepena izolacije, može se odrediti koeficijent prelaznog povratnog napona. Tim koeficijentom se definiše anvelopa prekidača koju je sam prekidač u stanju da podnese prilikom otvaranja kontakata i pojave prelaznih procesa, da pritom ne dođe do ponovnog paljenja luka. Na slici 4.5.2. prikazan je izbor anvelope prekidača korišćenog za sklopne operacije.



Slika 4.5.2: Izbor anvelope prekidača pri integraciji BESS sistema

U razmatranom slučaju koeficijent prelaznog povratnog napona iznosi $0.054 [kV/\mu s]$. Ukoliko se dobijena vrednost uporedi sa standardnim vrednostima koeficijenata za distributivnu mrežu navedenim u standardu IEC 62271-100, može se doći do zaključka da prilikom priključenja BESS-a na mrežu 20 kV, posmatrani prekidač uspešno izdržava sva dinamička naprezanja koja se pojavljuju. Pri čemu prelazni povratni napon na prekidaču tokom celog trajanja ostaje unutar definisane anvelope prekidača.

5 ZAKLJUČAK

Ispitivanjem privremenih prenapona pri integraciji OIE i BESS-a za njihove različite kapacitete dobijaju se različite vrednosti sklopnih prenapona. Na osnovu toga potrebno je izvršiti adekvatnu dijagnostiku kapaciteta i opreme mreže planirane za priključenje objekata. Sklopni prenaponi mogu ugroziti opremu, jer zajedno sa padom napona utiču na kvalitet električne energije koja se prenosi mrežom. Ovakve varijacije napona povećavaju rizik stradanja opreme, pre svega izolacije transformatora, kontakata prekidača i slično, zatim smanjuju životni vek opreme i povećava troškove održavanja i monitoringa mreže.

Softverskim alatom *PowerFactory* izvršeno je modelovanje realnog sistema, jer pruža mogućnost definisanja dinamičkih komponenti koje su kao takve u realnom sistemu neizostavne, poput energetske pretvarača, zatim filtera koji umanjuju harmonijske distorzije i odvodnike prenapona koji sprečavaju pojavu sklopnih prenapona koja može uticati na opremu u sistemu. Kontroleri modelovani u programu omogućavaju stabilizaciju napona pri tranzijentnom periodu integracije OIE ili BESS-a na sistem i na taj način omogućavaju simulaciju realnog stanja sistema. Rad daje jasan uvid u proces modelovanja integracije OIE i BESS-a u elektroenergetski sistem sa aspekta sklopnih prenapona.

6 LITERATURA

- [1] Jiahao Zhang, Qiuqin Sun, Zhi Zheng, Lei Huang, Danhua Chen, Jie Yuan: *Lightning surge analysis for hybrid wind turbine-photovoltaic-battery energy storage system*, College of Electrical & Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China, 2023
- [2] Sheri Abhishek Reddy, M. Sailaja Kumari : *A review of switching overvoltage modeling in UHV AC transmission lines*, National Institute of Technology Warangal, Warangal, 506004, Telangana, India, 2024
- [3] S.K.E. Awadallah, S. Mohanty, F. Ghassemi : *Transient overvoltage transfer and amplification in a 400 kV network – A case study*, Texas A&M University at Qatar, Doha, Qatar, National Grid plc, Warwick Technology Park, Gallows Hill, Warwick, CV34 6DA, United Kingdom, 2023
- [4] Fady Wadie, *Analysis of the Integrated Effect of Temporary Overvoltages, PV Transformer Connection and Overcurrent Protection in Hybrid PV-Wind Energy System*, Faculty of Engineering, Egyptian Russian University, Badr City, Egypt, 2022
- [5] Oscar Lennerhag, Math H.J. Bollen : *Impact of uncertainties on resonant overvoltages following transformer energization*, Independent Insulation Group, Storgatan 5, Ludvika, 771 30, Sweden, Luleå University of Technology, Skellefteå, 931 87, Sweden, 2020
- [6] Ulas Karaagac, Ilhan Kocar, Jean Mahseredjian, Lijun Cai, Zahid Javid: *STATCOM integration into a DFIG-based wind park for reactive power compensation and its impact on wind park high voltage ride-through capability*, Department of Electrical Engineering, The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, Department of Electrical Engineering, Polytechnique Montr' eal, Montr' eal, Quebec, Canada, Institute for Electrical Power Engineering, University of Rostock, Rostock, Germany, 2021
- [7] Jovan Mikulović, Željko Đurišić: *Solarna Energetika*, Akademska misao Beograd, 2019
- [8] Željko Đurišić, *Vjetroelektrane*, Akademska misao Beograd, 2019
- [9] Drew Lebowitz, Swetha Sundaram, Sean Daly: *the BESS BOOK- A cell to Grid Guide to Utility Scale Battery Energy Storage System*, First edition 2024
- [10] Morteza Zare Oskouei, Behnam Mohammadi-Ivatloo: *Integration of Renewable Energy Sources Into the Power Grid Through PowerFactory*, Springer Nature Switzerland, 2020
- [11] Poul Sorensen, Anca Hansen, Lorand Janosi, John Bech, Birgitte Bark-Jensen : *Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System*, Pitney Bowes Management Services Denmark, 2001

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.02)**C4.02****REALIZACIJA PRENAPONSKE ZAŠTITE ZA ELEKTROENERGETSKO NAPAЈANJE
TUNELA NA AUTO-PUTU „MILOŠ VELIKI”****IMPLEMENTATION OF OVERVOLTAGE PROTECTION FOR ELECTRICAL POWER
SUPPLY OF THE TUNNEL ON THE "MILOŠ VELIKI" HIGHWAY****Nada Tošić, Tomislav Rajić, Milan Savić, Mileta Žarković***

Kratak sadržaj: Ovaj rad bliže objašnjava realizaciju prenaponske zaštite za elektroenergetsko napajanje tunela na auto-putu „Miloš Veliki”. Analizirane su posledice atmosferskog pražnjenja u transformatorsku stanicu 10/0,4 kV koja je van tunela, na otvorenom, odnosno mogući prenaponi koji tada nastaju na instalaciji transformatorske stanice. Analiziran je uticaj kompleksnosti šeme na rezultat simulacije, a što je značajno za izbor uređaja za zaštitu od prenapona. Komentarisana su dva načina modelovanja i komentarisano je koji je prikladniji i tačniji. Izvršena je analiza osetljivosti kako dužine veza i broj razvodnih ormana utiču na visinu prenapona. Menjan je broj kablova i njihova dužina. Zaključak rada treba da ukaže da li je potrebna primena prenaponske zaštite u svim razvodnim ormanima ili ne.

Ključne reči: zaštita tunela, atmosferski prenapon, modelovanje

Abstract: This paper explains in more detail the implementation of overvoltage protection for the power supply of the tunnel on the "Miloš Veliki" highway. The consequences of atmospheric discharge into the 10/0.4 kV transformer station, which is outside the tunnel, in the open air, were analyzed, that is, possible overvoltages that then occur at the installation of the transformer station. The influence of the complexity of the scheme on the result of the simulation was analyzed, which is significant for the selection of devices for protection against overvoltage. Two ways of modeling are commented and it is commented which one is more appropriate and more accurate. A sensitivity analysis was performed on how the lengths of the connections and the number of distribution cabinets affect the height of the overvoltage. The number of cables and their length have been changed. The conclusion of the work should indicate whether the application of overvoltage protection in all distribution cabinets is required or not.

Key words: tunnel protection, lightning overvoltage, modeling

* Nada Tošić, BUCK, nadadtosic@gmail.com

Tomislav Rajić, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, rajic@etf.rs

Milan Savić, Elektrotehnički fakultet, Beograd, savic_ms@eunet.rs

Mileta Žarković, Univerzitet u Beogradu -Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.rs

1 UVOD

Elektroenergetski sistem, kao najveći tehnički sistem na planeti, predstavlja okosnicu naše civilizacije i može se posmatrati sa više tački gledišta, koje su od interesa za praksu. Jedno od praktičnih značajnih razmatranja je gromobranska zaštita ljudi, kao i naprava, sklopova, uređaja i postrojenja elektroenergetskog sistema [1]. U ovom radu će biti simulirana gromobranska zaštita jednog elektroenergetskog postrojenja, koje je u sklopu saobraćajne infrastrukture Republike Srbije. U fokusu rada će biti realizacija prenaponske zaštite za elektroenergetsko napajanje tunela na auto-putu.

Pre izlaganja osnovnog sadržaja, u drugom odeljku ovog rada, biće sažeto izložen pregled osnovnih pojmova i koncepata gromobranske zaštite. Pojemovna određenja i objašnjenja u ovom odeljku imaju za cilj da podsete čitaoca na terminologiju, skraćenice i činjenice koje su od šireg značaja i interesa za temu ovog rada [1-3]. U trećem odeljku se predstavlja gromobranska zaštita u tunelu na auto-putu visokog ranga saobraćajne infrastrukture Republike Srbije. Navode se osnovni pojmovi i koncepti koji su korisni za dalje praćenje rada. Daje se sažeti pregled sa najosnovnijim pojmovnim određenjima.

Četvrti odeljak predstavlja konkretne simulacione modele i rezultate simulacija u vidu grafika pojedinih prenapona. Opisuju se elementi šeme, odnosno modela, postrojenja i njihova implementacija u korišćenom softverskom alatu [4-5]. Simuliraju se različite konfiguracije elemenata, odnosno komponenti, koje predstavljaju osnovni i tačniji model posmatranog postrojenja. Analiziraju se različiti scenariji, kao što je šema bez odvodnika. Posmatra se slučaj odvodnika modelovanog kao nelinearnog otpornika ili naponski-upravljanog prekidača. Ispituje se osetljivost usvojenog modela gromobranske zaštite na variranje parametara određenog elemenata (komponente), kao što je dužina kabla ili njegova karakteristična impedansa.

U pretposlednjem, petom, odeljku se predstavlja zaključak sa diskusijom. Rekapitulira se rad i navode smernice za dalja moguća istraživanja. U poslednjem odeljku se navodi literatura korišćena za rad i reference na korišćeni softver.

2 OSNOVNI KONCEPTI GROMOBRANSKE ZAŠTITE

Oluja sa grmljavinom nastaje kada se tople vazdušne mase, koje sadrže dovoljno vlage, prenose na velike visine. Važan uslov za nastajanje grmljavinskih aktivnosti je postojanje određene količine vodene pare u toploj struji vazduha. Jačina električnog polja pri kome dolazi do jonizacije vazduha u grmljavinskom procesu je tipično 10 kV/cm.

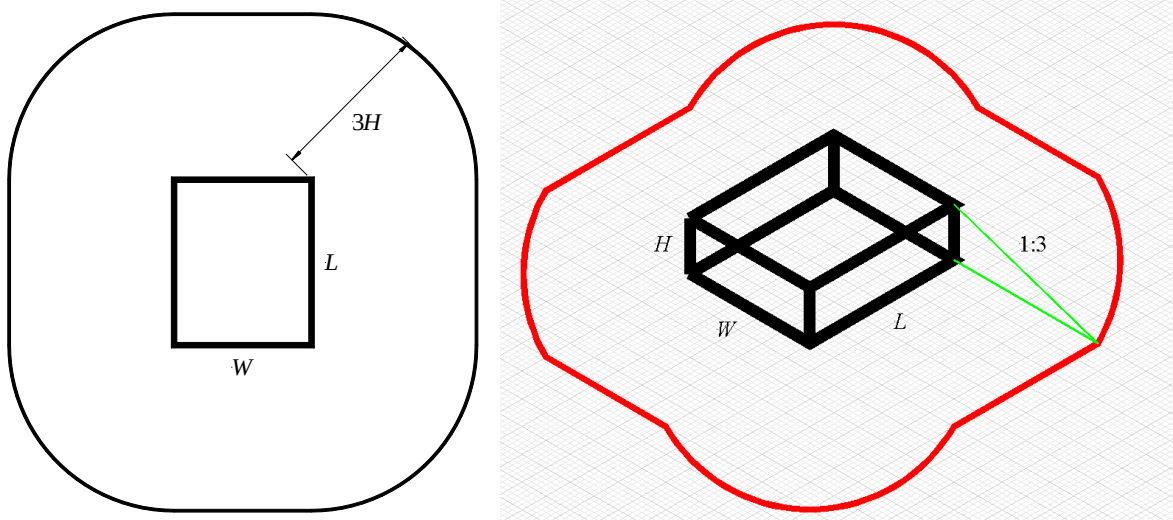
Među osnovnim parametrima atmosferskog pražnjenja je struja atmosferskog pražnjenja, koju odlikuje amplituda, oblik, polaritet i strmina. Srednja strmina čela struje atmosferskog pražnjenja ima tipičnu vrednost 200 kA/μs za nivo zaštite I, 150 kA/μs za nivo zaštite II, i 100 kA/μs za nivo zaštite III ili IV. Tipične temene vrednosti jačine struje su 200 kA, 150 kA i 100 kA, respektivno. Oluja sa grmljavinom može prouzrokovati više atmosferskih pražnjenja, a period glavnog pražnjenja traje, tipično, od 50 μs do 100 μs. Pri kraju glavnog pražnjenja pojavljuje se, takođe, dugotrajna struja koja može iznositi 100 A do 200 A u trajanju od nekoliko desetina ili stotina milisekundi.

Osnovni meteorološki parametri značajni za gromobransku zaštitu su keraunički nivo, dnevna gustina pražnjenja, i godišnja gustina pražnjenja, i oni daju informaciju o grmljavinskoj aktivnosti na nekom području.

Keraunički nivo T_d se definiše kao prosečan broj dana sa grmljavinom u toku jedne godine na određenom području. Dnevna gustina pražnjenja N_D predstavlja broj atmosferskih pražnjenja u toku jednog grmljavinskog dana u horizontalnu površinu zemlje po km^2 . Godišnja gustina pražnjenja N_G je $N_G = T_d N_D$ i data je empirijskim izrazom $N_G = 0.04 T_d^{1.25}$.

Sa gledišta gromobranske zaštite, događaji koji se mogu smatrati opasnim zaštićeni objekat su sledeći: (1) pražnjenja u objekat, (2) pražnjenja u blizini objekta, (3) pražnjenja u vod koji ulazi u objekat, i (4) pražnjenja u neki drugi objekat na koji je povezan vod

Prihvatna površina A_D je oblast zemljišta u kojoj se očekuje udar groma. Kod izdvojenih objekata na ravnom zemljištu, prihvatna površina je površina definisana presekom između površine zemlje i prave linije sa nagibom 1/3, koja polazi od gornjih delova objekta (i tamo ih dodiruje) i okreće se oko nje. Za objekat u obliku kvadra širine W , dužine L i visine H , na ravnom zemljištu, prihvatna površina, je $A_D = W \cdot L + 2(3H \cdot W) + 2(3H \cdot L) + \pi(3H)^2$, Slika 1.



Slika 1: Prihvatna površina objekta u obliku kvadra na ravnom zemljištu.

Ako objekat ima složeni oblik, kao što su uzdignute izbočine na krovu, onda za određivanje prihvatne površine treba koristiti grafičku metodu. Prihvatna površina je veća od prihvatne površine za minimalnu visinu, a manja od odgovarajuće površine za maksimalnu visinu najviše izbočine $W \cdot L + 2(3H \cdot W) + 2(3H \cdot L) + \pi(3H)^2 < A_D < \pi(3H_{\max})^2$.

Atmosferska pražnjenja mogu prouzrokovati napone i struje u elektroenergetskom postrojenju koji su znatno veći od očekivanih radnih vrednosti, kao i vrednosti za koje je postrojenje projektovano. Zbog toga je važno proučiti prenapone u postrojenju, koji nastaju usled udara groma, i realizovati odgovarajuću prenaponsku zaštitu. Prenaponi usled udara groma zavise od uzemljenja elektroenergetskih postrojenja, tako da je za proračun naponske zaštite od interesa što tačnije modelovati otpornost uzemljenja. Ponašanje uzemljivača prilikom odvođenja struje groma je definisano njegovim udarnim karakteristikama. Injektiranje udarne struje u uzemljivač dovodi do pojave vremenski promenljivih napona i struja duž uzemljivača.

Važno svojstvo uzemljivača, sa gledišta gromobranske zaštite, je udarna impedansa definisana kao količnik napona i injektirane struje. U projektantskoj praksi, zbog uprošćavanja, se često koristi udarna otpornost koja je određena kao količnik (1) maksimalne vrednosti napona na mestu injektiranja struje i (2) maksimalne vrednosti struje na mestu injektiranja.

$$R_{ud} = \frac{U_{\max, \text{injektiranja}}}{I_{\max, \text{injektiranja}}} \quad (1)$$

Za inženjersku praksu je značajna veza udarne otpornosti R_{ud} i stacionarne otpornosti R_{stac} uzemljivača koja je definisana kao količnik napona i struje uzemljivača u stacionarnom elektromagnetskom polju.

$$R_{ud} = k_{ud} R_{stac} \quad (2)$$

k_{ud} je udarni koeficijent koji se u praksi uzima da je manji od 2 zbog rezerve na strani sigurnosti. Udarne otpornost je složena funkcija geometrijskog oblika uzemljivača, specifične otpornosti tla, kao i jačine, polariteta i strmine udarnog elektromagnetskog talasa nastalog usled atmosferskog pražnjenja. Na osnovu poznate vrednosti udarnog koeficijenta se može odrediti maksimalna vrednost napona na uzemljivaču $u_{uz} = R_{ud} i_{uz}$. On može imati velike vrednosti u toku atmosferskog pražnjenja i može izazvati preskoke na druge električne instalacije ili metalne delove objekta koji se nalaze u njegovoj blizini.

Neželjen uticaj maksimalne vrednosti napona uzemljivača na nivou referentne zemlje se smanjuje tako što se (1) smanjuje otpornost uzemljenja, (2) međusobno povezuju uzemljivači sa svim metalnim instalacijama i delovima u okolini radi izjednačavanja potencijala. Izjednačavanje potencijala se može vršiti neposredno povezivanjem ugroženih metalnih delova ili preko odvodnika prenapona u slučaju kada stalna veza između gromobranske instalacije i drugih instalacija nije poželjna.

U slučaju trakastog uzemljivača u homogenom tlu, pri udarnom naponu, udarna otpornost će biti veća od stacionarne zbog toga što se strujnice sabijaju bliže površini zemlje, $k_{ud} > 1$. U slučaju trakastog uzemljivača u nehomogenom tlu udarna otpornost zavisi od provodnosti slojeva. Ako je površinski sloj manje specifične otpornosti (na primer, humus) a dublji sloj veće (na primer, kameniti), onda će udarna otpornost biti manja od stacionarne. Ako je površinski sloj lošije provodljiv (na primer, suva zemlja ili pesak) a dublji sloj provodljiviji (na primer, vlažna podloga zbog podzemnih voda), ova otpornost će biti veća od stacionarne.

Sve mere zaštite od atmosferskog pražnjenja čine ukupnu zaštitu od atmosferskog pražnjenja, smanjuju rizik neželjenih događaja, i razmatraju se u seriji standarda IEC 62305. Iz praktičnih razloga, kriterijumi za projektovanje, postavljanje i održavanje objekta, mera zaštite se razmatraju u dve odvojene grupe: (1) smanjenje fizičkog oštećenja i opasnosti po život u objektu, IEC 62305-3, (2) smanjenje otkazivanja električnih i elektronskih sistema u objektu, IEC 62305-4. [6-8]

LPS (Lightning Protection System) sistem zaštite od atmosferskog pražnjenja je kompletan sistem koji se koristi za smanjenje oštećenja usled atmosferskog pražnjenja u objekat. Sastoji se od spoljašnjih i unutrašnjih sistema [9]. Spoljašnji sistem zaštite od atmosferskog pražnjenja (external lightning protection system) se sastoji od prihvatnog sistema, sistema spusnih provodnika i sistema uzemljenja.

Funkcija spoljašnjeg sistema je da (1) prihvati udar atmosferskog pražnjenja u objekat preko prihvatnog sistema, (2) bezbedno provede struju atmosferskog pražnjenja prema zemlji preko sistema spusnih provodnika, (3) razvede struju atmosferskog pražnjenja u zemlju preko sistema za uzemljenje. Unutrašnji sistem zaštite od atmosferskog pražnjenja (internal lightning protection system) se sastoji od sistema za izjednačenje potencijala i/ili električne izolacije spoljašnjeg sistema. Uloga unutrašnjeg sistema je da spreči opasna varničenja unutar objekta izjednačenjem potencijala ili pomoću sigurnosnih razmaka (i prema tome električnog odvajanja) između komponenti sistema zaštite i drugih provodljivih struktura unutar objekta.

Prema osetljivosti objekta na atmosferska pražnjenja bira se nivo gromobranske zaštite. LPL I nivo zaštite se ostvaruje za parametre atmosferskog pražnjenja sa verovatnoćom da će biti premašeni sa 1% za negativne udare i 10% za pozitivne. LPL II nivo zaštite znači da su parametri pražnjenja 75% u odnosu na LPL I. LPL III, LPL IV nivo zaštite znači da su parametri pražnjenja 50% u odnosu na LPL I. Izbor nivoa zaštite, sa jedne strane, zavisi od očekivanog broja udara groma u objekat, dimenzije objekta i intenziteta grmljavinske aktivnosti. Sa druge strane, nivo zaštite se bira i na osnovu namene štićenog objekta: (1) uobičajeni objekti, kao što su stambeni, poslovni, škole, bolnice i muzeji, (2) objekti ograničene opasnosti, (3) objekti opasni za užu okolinu.

Razmak između spusnih provodnika d_s i stranica okaca mreže d_m , na objektu koji se štiti od udara groma, zavise od potrebnog nivoa zaštite: za LPL I je $d_s = 10\text{ m}$ a $d_m = 5\text{ m}$, za LPL II je $d_s = d_m = 10\text{ m}$, za LPL III je $d_s = d_m = 15\text{ m}$ i za LPL IV je $d_s = d_m = 20\text{ m}$. Standardni razmaci između spusnih provodnika i drugih metalnih delova takođe zavise od nivoa zaštite, ali i od materijala na kome je spusni provodnik i od konfiguracije spusnog provodnika. Na primer, ako je geometrija spusnog provodnika takva da čini savijanje, onda se i to mora uzeti u proračun. Jačina struje kroz spusne provodnike se može redukovati (smanjiti) tako što se postavi više paralelnih spusnih provodnika.

Proces projektovanja i realizacije prenaponske zaštite je veoma složen i mora uzeti u obzir niz uslova, ograničenja i specifikacija, kao što su elektroenergetska, arhitektonsko-gradjevinska, geološka, tehno-ekonomska i finansijska.

3 PRENAPONSKA ZAŠTITA U TUNELU

U ovom radu se razmatra prenaponska zaštita za elektroenergetsko napajanje tunela na autoputu „Miloš Veliki”. Posmatraju se tuneli Laz i Munjino brdo. Analizira se posledica atmosferskog pražnjenja u transformatorsku stanicu 10/0.4 kV koja je van tunela, na otvorenom, odnosno mogući prenaponi koji tada nastaju na instalaciji transformatorske stanice. Pretpostavlja se da je udar groma u prihvatni gromobranski sistem na zgradi transformatorske stanice. Ovakvo direktno atmosfersko pražnjenje u transformatorsku zgradu može da prouzrokuje prenapone i poveća potencijal uzemljivača, a takvi prenaponi se moraju ograničiti. Zahtevana gromobranska zaštita je klase II. Simulacijom na računaru, u odgovarajućem softverskom alatu, se procenjuje napon na uzemljivaču i donosi odluka o upotrebi odvodnika prenapona na strani energetskog transformatora na kojoj je napon 10 kV.

Prenaponi usled atmosferskog pražnjenja, koji nastaju usled povećanja napona na uzemljivaču transformatorske zgrade, utiču na naprezanje izolacije između namotaja energetskog transformatora na strani sa naponom od 0.4 kV prema masi, odnosno između priključaka transformatora na 0.4 kV strani i kućišta transformatora.

Ukoliko je potrebno, na niskonaponskoj strani energetskog transformatora se postavlja odvodnik prenapona i time se rešava problem naprezanja izolacije usled prenapona nastalog udarom groma.

Zbog porasta potencijala uzemljivača, u odnosu na referentnu tačku u beskonačnosti u kojoj je potencijal jednak nuli, od interesa je razmotriti potrebu za postavljanjem uređaja za prenaponsku zaštitu (SPD, Surge Protective Device) između (1) šine za izjednačavanje potencijala, koja je vezana za uzemljivač u razvodnom ormanu, i (2) niskonaponskih napojnih provodnika, koji dobijaju spoljni potencijal koji je približno na potencijalu referentne nule.

Projekat prenaponske zaštite mora da proveri da li je potrebno postavljanje uređaja za prenaponsku zaštitu (1) u pojedinim razvodnim ormanima unutar objekta transformatorske stanice i (2) u razvodu niskog napona van objekta, odnosno u tunelu. Ako se pokaže potreba za postavljanjem uređaja za prenaponsku zaštitu, onda se mora proveriti da li karakteristike odabranih uređaja u potpunosti odgovaraju uslovima koji vladaju na mestu ugradnje. U ovom radu se razmatra samo jedan deo prenaponske zaštite za elektroenergetsko napajanje tunela na auto-putu. Drugim rečima, razmatra se samo jedan deo podsistema elektroenergetske infrastrukture neophodne za tunel na auto-putu.

Energetski transformator u posmatranoj transformatorskoj stanici (TS) je prenosnog odnosa 10/0.4 kV, a snage 630 kVA. Naznačeni napon primara, visokonaponske strane, je 12 kV. Podnosivi napon primara industrijske frekvencije, efektivna vrednost, je 28 kV. Atmosferski udarni napon primara, temena vrednost, oblika 1.2/50 μ s je 75 kV. Podnosivi napon sekundara, niskonaponske strane, industrijske frekvencije, efektivna vrednost, je 3 kV. Atmosferski udarni napon sekundara, temena vrednost, oblika 1.2/50 μ s je 6 kV. Najviši dozvoljeni udarni napon za 0.4 kV je 6 kV i on se uzima u odsustvu specifikacije kao podnosivi udarni napon oblika 1.2/50 μ s.

Uzemljenje objekta transformatorske stanice 10/0.4 kV se određuje na osnovu građevinskih i geoloških podataka. Kao uzemljivač se koristi temeljni uzemljivač u koji je postavljena traka od pocinkovanog čelika. Dimenzije zgrade transformatorske stanice su sledeće: dužina 12 m, širina 10.8 m, visina niže strane 5.3 m, visina više strane 4.4 m. Usvaja se srednja vrednost visine zgrade od 4.85 m. Na osnovu geoloških podataka se dobija vrsta zemljišta, sastav tla, i odgovarajuća specifična otpornost zemlje. Uobičajene vrednosti specifične otpornosti zemlje u zavisnosti od vrste tla su sledeće, ρ_{zemlje} [Ω m]: treset 20, humus 20, baštenska zemlja 40, ilovača 40, glinasta zemlja 100, peskulja 300, pesak 500, krečnjak 700, šljunkovita zemlja 3000, kamenito tlo 10000. Za posmatranu zgradu transformatorske stanice van tunela je usvojeno sledeće: glinasta zemlja, $\rho_{zemlje} = 100 \Omega$ m. Otpornost prstenastog uzemljivača je $R_{uprsten} = 5 \Omega$.

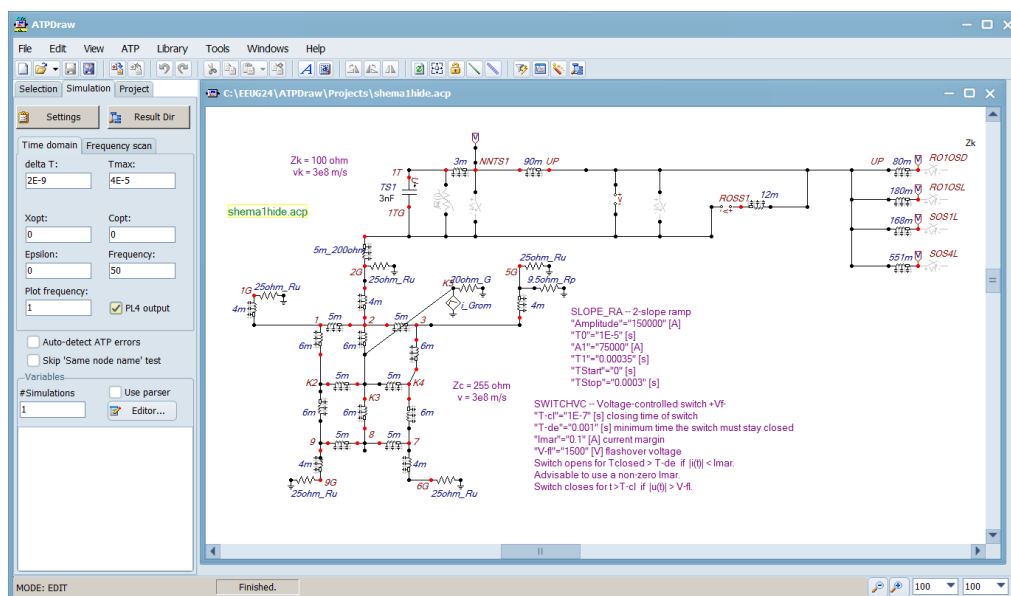
Gromobranski sistem zgrade transformatorske stanice se može modelovati, Slika 2, kao sistem vodova koji simuliraju horizontalne trake prihvatnog sistema i vertikalne trake spusnog sistema. Crveni kružić predstavlja mesto udara groma. Mrkom bojom su označeni vodovi koji predstavljaju spusne provodnike. Na mestu spoja spusnog provodnika sa uzemljivačkim sistemom postavljaju se otpornici rasprostiranja. Otpornosti otpornika rasprostiranja su $R_u = 25 \Omega$. Karakteristične impedanse vodova su $Z_c = 255 \Omega$. Brzina prostiranja elektromagnetskih talasa na vodu je $v = 3 \cdot 10^8$ m/s. Gubici u vodovima su zanemareni. Vodovi su po ivicama kvadra, čije su dimenzije usvojene kao $12 \text{ m} \times 10 \text{ m} \times 4 \text{ m}$. Postoje četiri okca $6 \text{ m} \times 5 \text{ m}$. Postoji pet spusnih vodova, $R_u = 5R_{uprsten} = 25 \Omega$.

Otpornik R_p predstavlja ekvivalentnu otpornost bakarnog užeta, poprečnog preseka 50 mm^2 , koje spaja uzemljivač pogonske stanice sa uzemljivačem tunela od pocinkovane trake. Za poluprečnik užeta od oko 4 mm , dobija se da je $R_p = 9.5 \Omega$. Drugim rečima, R_p je ekvivalentna otpornost rasprostiranja poveznog otpornika. Zbog udarnog efekta, usvaja se da samo deo bakarnog užeta aktivno učestvuje u odvođenju struje sa uzemljivača, što je procenjeno na dužinu od oko 30 m . Sa gledišta atmosferskog pražnjenja, i simulacije atmosferskog udara, energetski transformator se može modelovati kondenzatorom kapacitivnosti od 3 nF . Na osnovu simulacije udara groma i pratećih prenapona se donosi odluka da li su potrebni odvodnici i na kojim mestima ih treba postaviti.

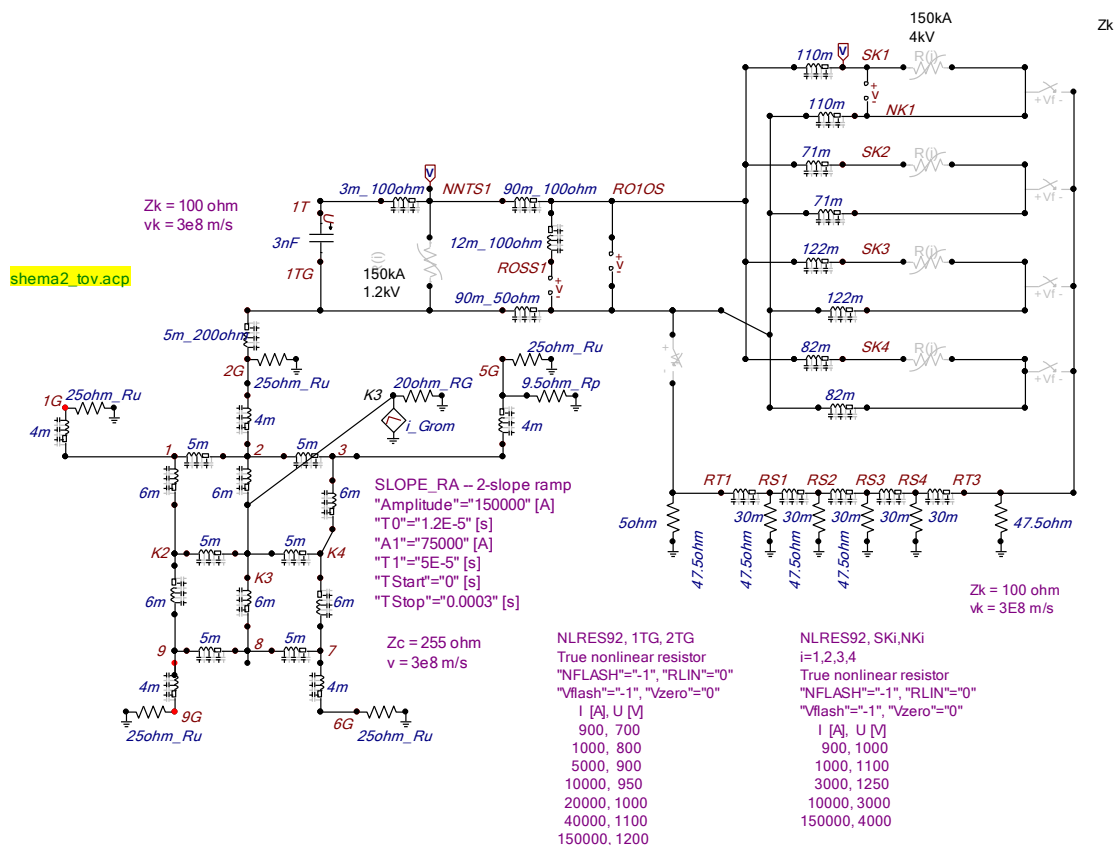
1598

4 SIMULACIONI MODEL I REZULTATI

Osnovna uprošćena šema postrojenja bez odvodnika prenapona na kojoj su prikazani i parametri simulacije, korak po vremenu od 2 ns i dužina intervala simulacije od 40 μ s, Slika 3, i tačnija šema postrojenja, Slika 4, se prvo posmatraju. Karakteristika nelinearnog otpornika kojim se modeluje odvodnik je na Slici 5. Odgovarajući odziv je na slikama 6-11.



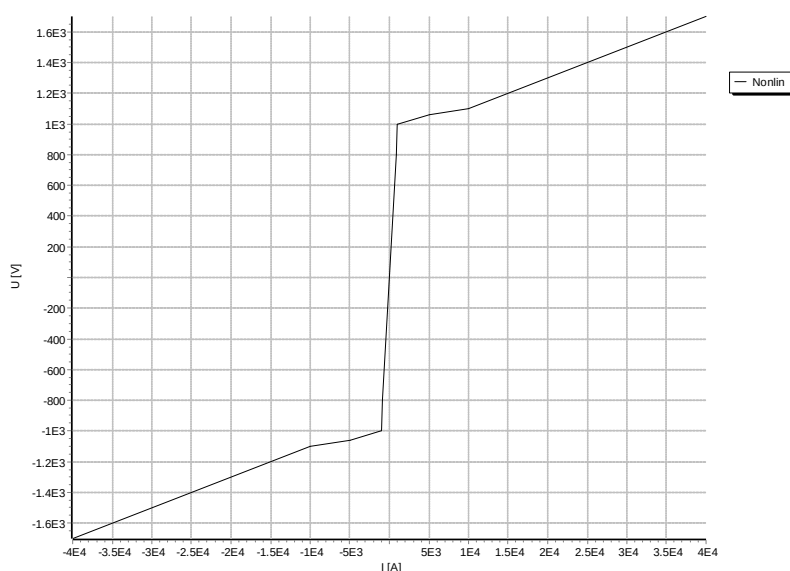
Slika 3: Uproščena šema postrojenja bez odvodnika.



Slika 4: Tačnija šema postrojenja bez odvodnika.

Atmosfersko pražnjenje, udar groma, je simulirano strujnim izvorom kome je paralelno vezan otpornik otpornosti $20\ \Omega$. Parametri izvora "SLOPE_RA - 2-slope ramp. TYPE 13" su "Amplitude"="150000", "T0"="1E-5", "A1"="75000", "T1"="0.00035", "TStart"="0", "TStop"="0.0003". Energetski transformator se modeluje kao kondenzator, kapacitivnosti od 3 nF, za analizu prelaznih procesa usled atmosferskog pražnjenja. Sistem prihvatnih i spusnih provodnika je modelovan idealnim vodovima (svi gubici su zanemareni) sa vazдушnim dielektrikom, "LINEZT_1 - Distributed parameters, single phase", "R/l"="0", "A"="255", "B"="300000000". Kablovi su modelovani istovetno sa "A"="100".

Elementi šeme u svetlo sivoj boji predstavljaju odvodnike, koji su u ovoj analizi isključeni, i ponašaju se kao otvorene veze. Uređaj za zaštitu od prenapona je u osnovi modelovan prekidačkim elementom SWITCHVC, "T-cl"="1E-7", "T-de"="0.001", "Imar"="0.1", "V-fl"="1500". Alternativno, odvodnik se može modelovati kao nelinearni otpornik, "NLRES92 - True nonlinear resistor TYPE 92", "NFLASH"="-1", "RLIN"="0", "Vflash"="-1", "Vzero"="0". Strujno-naponska karakteristika otpornika je (I[A],V[V]); (900,800); (1000,1000); (5000,1060); (10000,1100); (40000,1700).

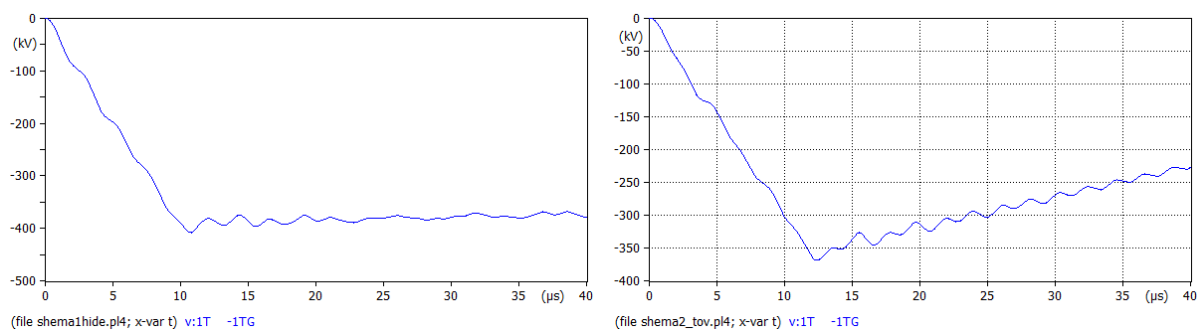


Slika 5: Karakteristika odvodnika postavljenog kod energetskog transformatora.

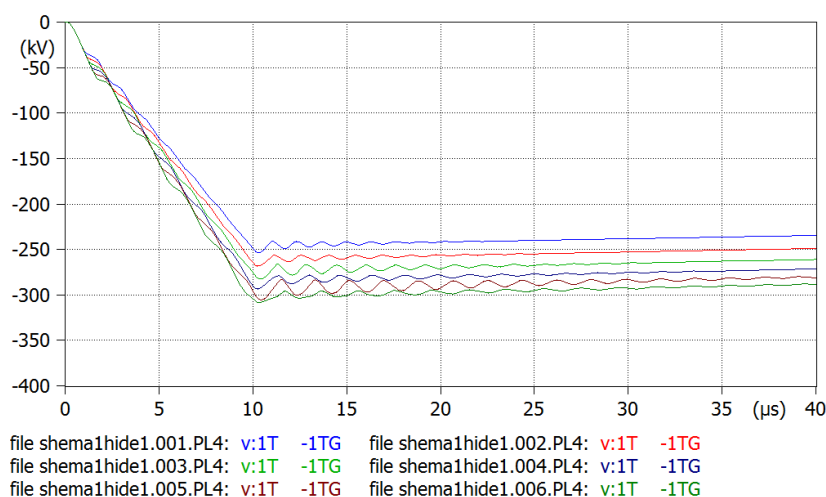
Korak po vremenu je odabran tako da se zadovolje višestruki zahtevi i njegova vrednost je kritična za dobijanje tačnih rezultata simulacije. Kao prvo, on mora biti višestruko manji od vremena uspona funkcije koja opisuje struju atmosferskog pražnjenja. Kao drugo, korak po vremenu mora biti manji od vremena potrebnog da elektromagnetski talas prođe kroz vod ili kabl, pri čemu se posmatra najkraći vod ili kabl u sistemu. „Višestruko manji” znači, na primer, pet puta manji. Strujni izvor za modelovanje struje udara groma je opisan funkcijom čije je vreme uspona 10 μ s, tako da je sa tog gledišta korak po vremenu ograničen na bar pet puta manju vrednost od 2 μ s.

Najkraći vod ili kabl na šemi ima dužinu od 3 m, tako da je vreme prostiranja na vodu/kablu 10 ns, jer je usvojena brzina prostiranja elektromagnetskih talasa na vodu/kablu od 300 m/ μ s. Sa ovog gledišta je potrebno da korak po vremenu bude bar 2 ns, ako se želi tačnija simulacija. Ovo je za više redova veličine kritičniji zahtev u odnosu na vreme uspona struje izvora, tako da su sve simulacije izvršavane sa korakom po vremenu od 2 ns.

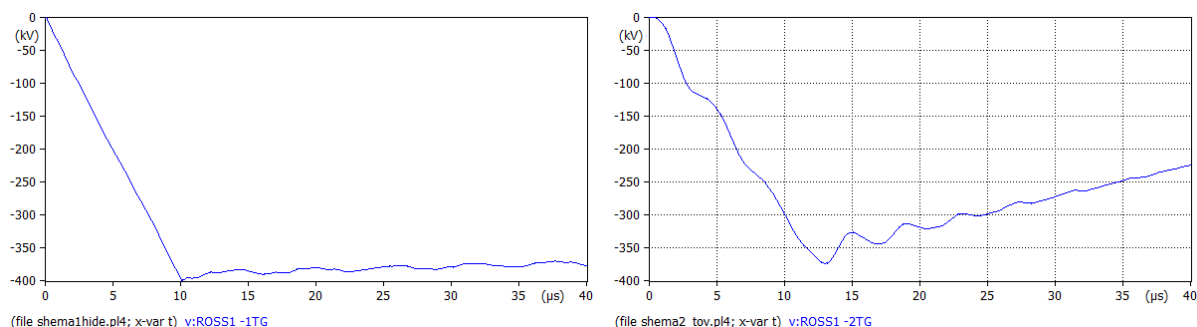
Na Slici 7 je prikazan prenapon na energetskom transformatoru kao odziv uprošćene šeme postrojenja bez odvodnika u kojoj se menja dužina kabla od 20 m do 120 m sa korakom od 20 m. Trocifren dodatak u imenu fajla sa podacima za crtanje predstavlja broj simulacije. Na primer, shema1hide1.001.PL4 znači prva simulacija, za vrednost kada je dužina 20 m.



Slika 6: Prenapon na energ. transf. u šemi bez odvodnika: LEVO uprošćena, DESNO tačnija.

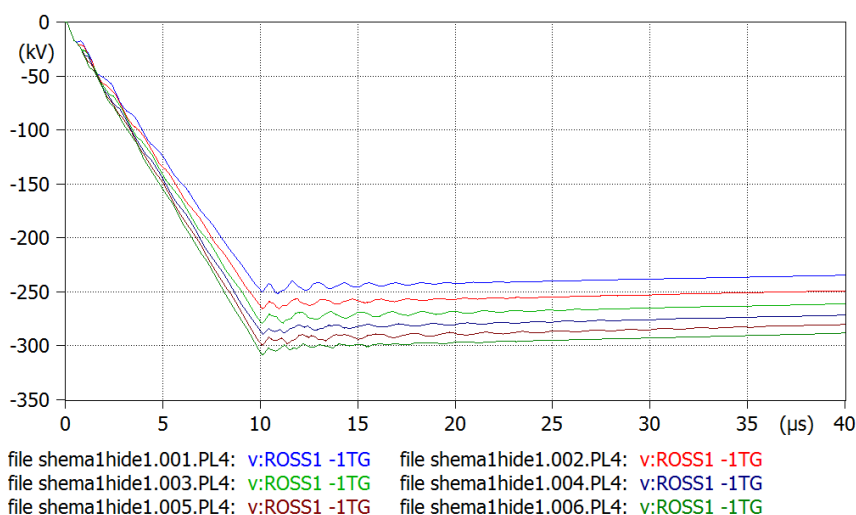


Slika 7: Prenapon na energetskom transformatoru u šemi bez odvodnika.

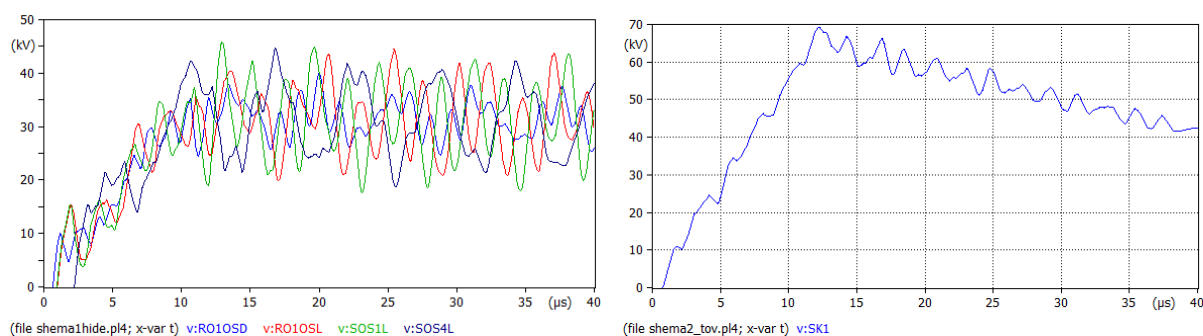


Slika 8: Prenapon na RO u šemi bez odvodnika: LEVO uprošćena, DESNO tačnija šema.

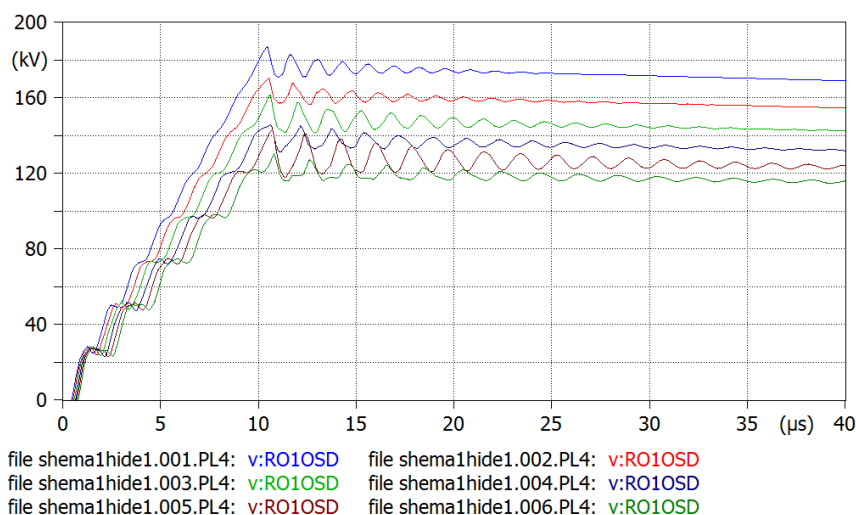
Na Slici 9 je prikazan prenapon na razvodnom ormanu. Odziv je dobijen u uprošćenoj šemi postrojenja bez odvodnika u kojoj se menja dužina kabla od 20 m do 120 m sa korakom od 20 m. Trocifren dodatak u imenu fajla sa podacima za crtanje predstavlja broj simulacije. Na primer, shema1hide1.001.PL4 znači prva simulacija, za vrednost kada je dužina 20 m.



Slika 9: Prenapon na razvodnom ormanu u uprošćenoj šemi bez odvodnika.



Slika 10: Prenapon na napoj. vodu u šemi bez odvodnika: LEVO uprošćena, DESNO tačnija.

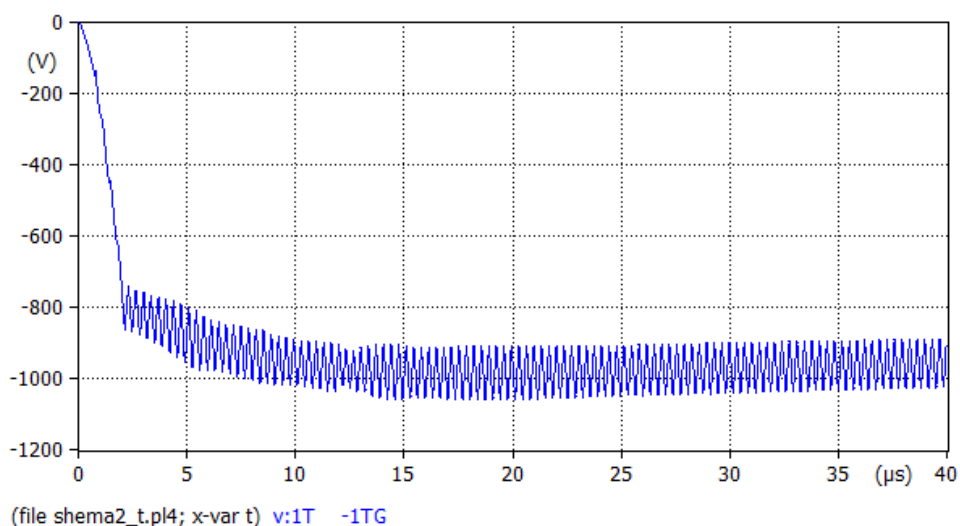


Slika 11: Prenapon na napojnom vodu u uprošćenoj šemi bez odvodnika.

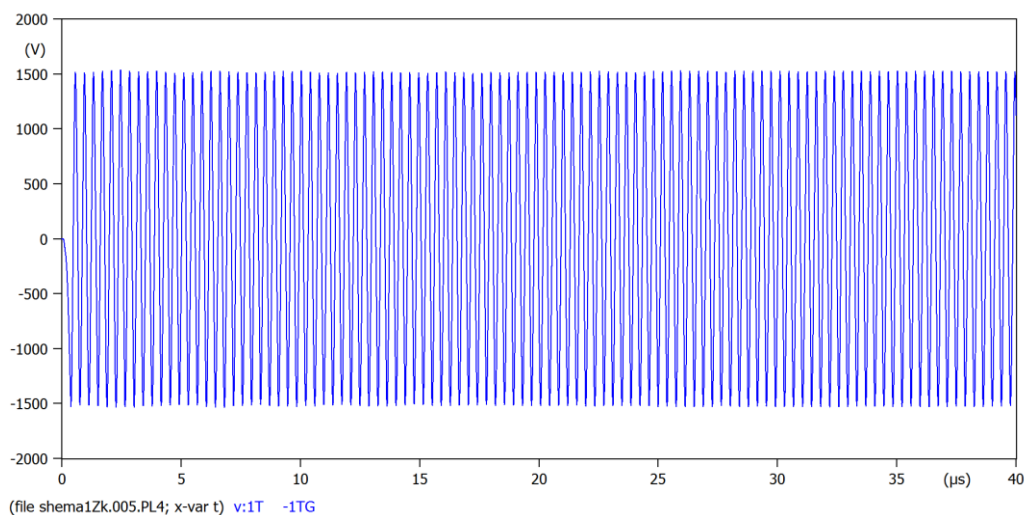
Analiza odziva na prethodnim slikama pokazuje da prenaponi usled atmosferskog pražnjenja premašuju, po modulu, dozvoljene podnosive vrednosti, što ukazuje na neophodnost postavljanja odvodnika prenapona (SPD, Surge Protective Device, uređaj za zaštitu od udara groma, koji ograničava prelazne prenapone i preusmerava udarni talas struje).

Rezultati simulacije pokazuju da uprošćena šema daje odziv koji se u saglasnosti sa odzivom tačnije, detaljnije, šeme.

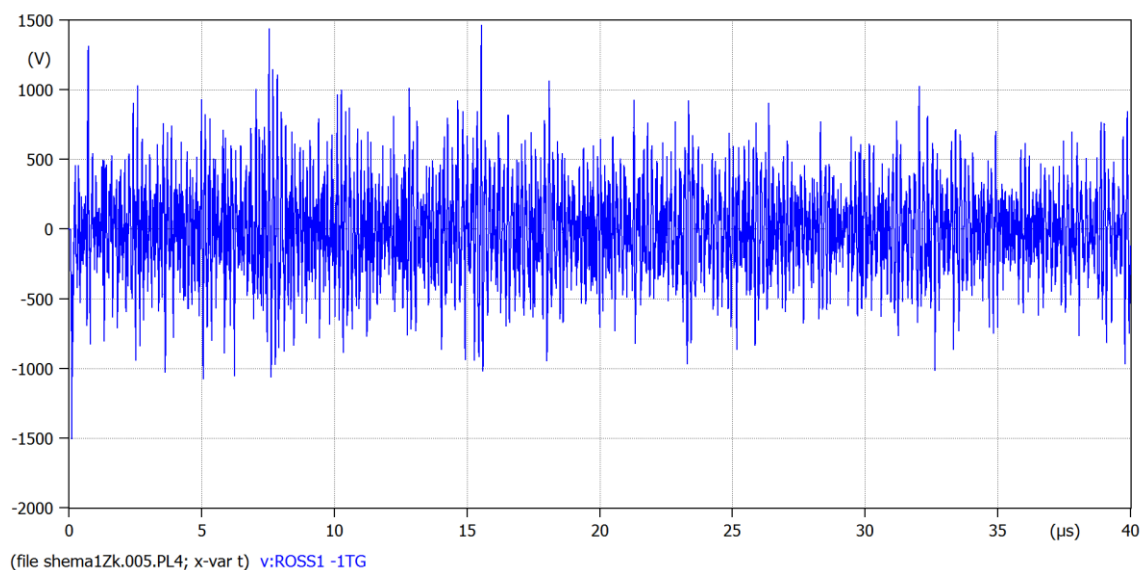
Na osnovu zaključka da je potrebna primena prenaponske zaštite, dalje se posmatra šema sa odvodnicima. Na Slici 13 je prikazan prenapon na energetskom transformatoru u uprošćenoj šemi postrojenja, sa odvodnicima kao naponski upravljanim prekidačima, kada je karakteristična impedansa kabla $120\ \Omega$. Na slikama 14 i 15 je takođe prikazan rezultat kada je karakteristična impedansa kabla $120\ \Omega$.



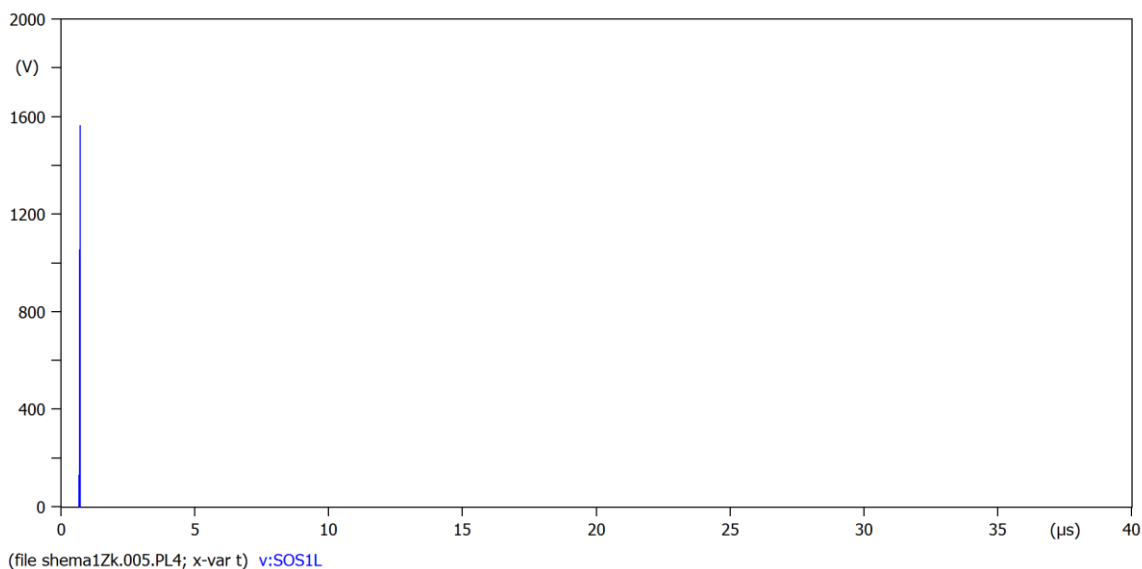
Slika 12: Prenapon na energetskom transformatoru u tačnijoj šemi sa odvodnicima.



Slika 13: Prenapon na energetskom transformatoru u uprošćenoj šemi sa odvodnicima.



Slika 14: Prenapon na razvodnom ormanu u uprošćenoj šemi sa odvodnicima.



Slika 15: Prenapon na napojnom vodu u uprošćenoj šemi sa odvodnicima.

5 ZAKLJUČAK

Gromobranska zaštita, odnosno zaštita od atmosferskog pražnjenja, je važan deo razmatranja naprava, sklopova, uređaja i postrojenja elektroenergetskog sistema. Ona je praktično neophodan segment prilikom projektovanja raznovrsnih podsistema elektroenergetskog sistema. Primarno, gromobranska zaštita se bavi zaštitom ljudi ali je od izuzetnog interesa i gromobranska zaštita objekata elektroenergetskog sistema.

U ovom radu je simulirana gromobranska zaštita jednog elektroenergetskog postrojenja, koje je u sklopu saobraćajne infrastrukture Republike Srbije, sa fokusom na realizaciju prenaponske zaštite za elektroenergetsko napajanje tunela na auto-putu. Analizirani su različiti scenariji da bi se stekao uvid u prenapone usled udara groma i njihovo ograničavanje odvodnicima prenapona. Jedan scenario koristi osnovnu uprošćenu šemu a drugi tačniju i složeniju šemu postrojenja.

Opšti zaključak je da je neophodno postaviti uređaje za zaštitu od prenapona, zato što prenaponi na pojedinim mestima, na primer na kondenzatoru kojim se modeluje energetski transformator, dostižu i do 400 kV (po modulu). Na niskonaponskoj strani 0.4 kV, na kraju napojnih kablova, prenaponi premašuju 40 kV (po modulu) što ukazuje da je potrebna prenaponska zaštita.

Jedna od smernica daljeg rada može biti promena mesta udara groma i analiza pojava prenapona za takve slučajeve. Takođe, za buduća istraživanja može biti od interesa da se posmatra više različitih matematičkih funkcija kojima se može opisati struja udara groma. Treba pomenuti i moguća ispitivanja složenijih šema-modela sa potpunijim opisom instalacija za napajanje, kao i sa različitim odvodnicima napona.

6 LITERATURA

- [1] M. Savić, Z. Stojković, Tehnika visokog napona – atmosferski prenaponi, drugo izdanje, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, 2001.
- [2] Lj. Gerić, M. Savić, Č. Vujović, Zaštita objekata od atmosferskog pražnjenja, Grafoplast, Sremska Kamenica, 2001.
- [3] T. Rajić, Gromobranska zaštita u distributivnim mrežama, predavanja sa akademskih master studija, Odsek za Energetiku, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, 2024.
- [4] S. Meyer, T. Liu, Alternative Transients Program (ATP) Rule Book, (C) 1987-2015, Canadian/American EMTP User Group, EEUG PDF version with partially updated chapters (2016), ATPRuleBook_2017.pdf, <http://www.atp-empt.org>, 2024.
- [5] H. K. Høidalen, L. Prikler, F. Peñaloza, ATPDRAW version 7.5 for Windows Users' Manual, Rel. 1.0 Nov. 2023, ATPDrawManual75.pdf, <http://www.atp-empt.org>, 2024.
- [6] SRPS EN 62305-1, Zaštita od atmosferskog pražnjenja – Deo 1: Opšti principi, 2016.
- [7] SRPS EN 62305-2, Zaštita od atmosferskog pražnjenja – Deo 2: Upravljanje rizikom, jul 2017, identičan sa EN 62305-2:2012.
- [8] SRPS EN 62305-3, Zaštita od atmosferskog pražnjenja – Deo 3: Fizičko oštećenje objekta i opasnost po život, jul 2017, identičan sa EN 62305-3:2011.
- [9] DEHN, Lightning protection guide, 3rd updated Edition, DEHN + SÖHNE GmbH + Co.KG., December 2014. ISBN 978-3-9813770-1-9

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.03)

C4.03

**АНАЛИЗА ИЗЛОЖЕНОСТИ РАДНИКА ЕЛЕКТРОМАГНЕТСКИМ ПОЉИМА У
ПРИКЉУЧНИМ РАЗВОДНИМ ПОСТРОЈЕЊИМА****ANALYSIS OF THE EXPOSURE OF WORKERS TO ELECTROMAGNETIC FIELDS IN
THE SWITCHYARDS****Маја Грбић*, Дејан Хрвић, Драгана Томашевић, Катарина Максић, Александар
Павловић**

Кратак садржај: У раду је анализиран утицај електромагнетског поља на раднике у прикључним разводним постројењима. Анализа је заснована на резултатима мерења електричног и магнетског поља у неколико прикључних разводних постројења различитих напонских нивоа. У раду су приказане најзначајније одредбе правилника који уређује област изложености радника електромагнетском пољу. Описана је методологија испитивања и дат је детаљан приказ добијених резултата. Резултати испитивања су упоређени са границама излагања прописаним важећим правилником.

Кључне речи: електромагнетско поље, нејонизујуће зрачење, електрично поље, магнетска индукција, прикључно разводно постројење, безбедност и здравље на раду.

Abstract: The paper analyzes the influence of electromagnetic fields on workers inside the switchyards. The analysis is based on the results of electric and magnetic field measurements inside several switchyards of different voltage levels. The paper presents the most important provisions of the rulebook related to the area of workers' exposure to electromagnetic fields. The testing methodology is described and a detailed presentation of the obtained results is given. The testing results are compared with the action levels prescribed by the current rulebook.

Keywords: *electromagnetic field, non-ionizing radiation, electric field, magnetic flux density, switchyard, occupational health and safety.*

* Маја Грбић, Институт „Никола Тесла”, Универзитет у Београду, maj@iecent.org

Дејан Хрвић, Институт „Никола Тесла”, Универзитет у Београду, dehrvic@iecent.org

Драгана Томашевић, Институт „Никола Тесла”, Универзитет у Београду, dragana.tomasevic@iecent.org

Катарина Максић, Институт „Никола Тесла”, Универзитет у Београду, katarina.maksic@iecent.org

Александар Павловић, Институт „Никола Тесла”, Универзитет у Београду, aleksandar.pavlovic@iecent.org

1 УВОД

У раду је анализиран утицај електромагнетског поља на раднике у прикључним разводним постројењима (ПРП). Анализа је заснована на резултатима испитивања електричног и магнетског поља, која су спроведена у неколико прикључних разводних постројења напонских нивоа 110 kV, 220 kV и 400 kV. Испитивања су спроведена у укупно седам прикључних разводних постројења, од којих је пет напонског нивоа 110 kV и по једно напонског нивоа 220 kV и 400 kV [1]. Испитивања су спроведена путем мерења јачине електричног поља и магнетске индукције у складу са захтевима стандарда [2]-[7]. Добијени резултати су упоређени са границама излагања које су прописане Правилником о превентивним мерама за безбедан и здрав рад при излагању електромагнетском пољу [8].

2 РЕГУЛАТИВА ИЗ ОБЛАСТИ ЗАШТИТЕ РАДНИКА ОД ЕЛЕКТРОМАГНЕТСКИХ ПОЉА

Правилник о превентивним мерама за безбедан и здрав рад при излагању електромагнетском пољу [8] усвојен је у циљу усаглашавања са захтевима Директиве [9]. Одредбе Правилника [8], односе се на радна места на којима постоји могућност да запослени буду изложени штетном дејству електромагнетског поља. Правилник утврђује граничне вредности изложености и акционе вредности (ниске и високе) за електромагнетска поља. Граничне вредности изложености за излагање људи временски променљивом електричном и магнетском пољу, засноване су директно на здравственим и биолошким ефектима. Акционе вредности су успостављене са сврхом упоређивања са вредностима величина које се могу мерити.

Према Правилнику [8], послодавац је дужан да обезбеди да изложеност запосленог електромагнетском пољу није већа од граничне вредности изложености праћене здравственим ефектима и граничне вредности изложености праћене сензорским ефектима [1]-[7].

Према Правилнику [8], за фреквенцију поља од 50 Hz, ниска акциона вредност за излагање радника временски променљивом електричном пољу износи 10 kV/m, а висока акциона вредност износи 20 kV/m. Вредности јачине електричног поља ниже од ниске акционе вредности не узрокују интерно електрично поље које прекорачује граничне вредности изложености и не узрокују електрично пражњење у радној околини. Вредности јачине електричног поља ниже од високе акционе вредности не узрокују интерно електрично поље које прекорачује граничне вредности изложености, али да би се спречило нежељено електрично пражњење у радној околини, потребно је предузети мере из члана 6 Правилника (уземљавање средстава за рад, галванско повезивање запослених за средства за рад (изједначење потенцијала) и сл.).

Према Правилнику [8], за фреквенцију поља од 50 Hz, ниска акциона вредност за излагање радника временски променљивом магнетском пољу износи 1000 μ T, а висока акциона вредност износи 6000 μ T. Вредности магнетског поља ниже од ниске акционе вредности не узрокују прекорачење граничних вредности изложености праћених сензорским ефектима. Вредности магнетског поља ниже од високе акционе вредности обезбеђују да граничне вредности изложености праћене здравственим ефектима нису прекорачене. Да би се спречиле нежељене пролазне појаве (сензорски ефекти), потребна је примена мера из члана 6, став 8 Правилника.

3 ПОСТУПАК ИСПИТИВАЊА

Ради процене ризика од изложености запослених штетном дејству електромагнетског поља, спроведена су испитивања електричног и магнетског поља ниских учестаности у прикључним разводним постројењима (ПРП) напонских нивоа 110 kV, 220 kV и 400 kV, са циљем утврђивања локација са могућим повишеним нивоима ЕМП, која потичу од постојеће високонапонске опреме. Испитивања су спроведена путем мерења јачине електричног поља и магнетске индукције у складу са захтевима стандарда [2]-[7]. Мерења су извршена на свим локацијама које чине радни простор обучених радника на одржавању и погону предметних ПРП, при чему је разматрана и могућност присуства посетилаца.

Обиласком предметних ПРП и сагледавањем инсталиране опреме од интереса, извршено је прелиминарно скенирање и изабране су зоне у којима се очекују највиши нивои електричног и магнетског поља.

На свим мерним местима на отвореном простору спроведена су мерења ефективних вредности јачине електричног поља и магнетске индукције на висини 1,7 m од тла уз истовремено мерење фреквенције поља. Висина мерног места је одређена у складу са чињеницом да су радници и посетиоци у тим зонама у стојећем положају и доминантни извори поља се налазе изнад њихових глава. На мерним местима где је мерењем добијена вредност јачине електричног поља која прекорачује ниску акциону вредност, спроведена су и мерења на три висине (0,5 m, 1 m и 1,5 m) у складу са методом описаном у стандарду [3] и израчуната је средња вредност E_{sr} , која је меродавна за поређење са прописаним границама излагања. Мерна места су распоређена на приступним деловима предметних ПРП, затим на транспортним стазама испод проводника, као и ван стаза испод високонапонских (ВН) проводника и ВН опреме и то у далеководним и трансформаторским пољима која су у тренутку мерења била највише оптерећена, као и у резервним пољима. Иако резервно поље није у погону, мерења су спроведена ради процене утицаја суседних поља која су у погону.

На мерним местима у унутрашњости командно-погонских зграда, због ефекта екранизације електричног поља, спроведено је само мерење магнетске индукције.

Пошто је магнетско поље директно сразмерно струји која протиче кроз проводнике, потребно је обезбедити податак о оптерећењима доминантних извора магнетског поља у време мерења. Подаци о струјама оптерећења доминантних извора поља у време мерења очитани су са SCADA система. За сваки извор поља наведен је податак о струји оптерећења у периоду мерења у околини тог извора. Такође су наведене и максималне струје доминантних извора поља, које су значајне за процену максималних вредности магнетске индукције. За надземне водове напонских нивоа 110 kV, 220 kV и 400 kV подаци о типу и пресеку проводника су преузети из техничке документације. На основу ових података су утврђена максимална оптерећења ових водова у нормалном режиму рада, тј. краткотрајно дозвољене струје у зимском периоду, које су преузете из [10]. За енергетске трансформаторе (ТР), као максималне струје оптерећења, усвојене су назначене вредности струја израчунате на основу назначених снага трансформатора. За кућне трансформаторе (КТ) и доводне водове, као максималне струје оптерећења, усвојене су назначене вредности струја израчунате на основу назначених снага кућних трансформатора или су директно очитане са њихових таблица. За кабловске водове напонског нивоа 110 kV усвојена је трајна струја из каталога произвођача.

4 РЕЗУЛТАТИ ИСПИТИВАЊА

4.1 ПРП 110 kV

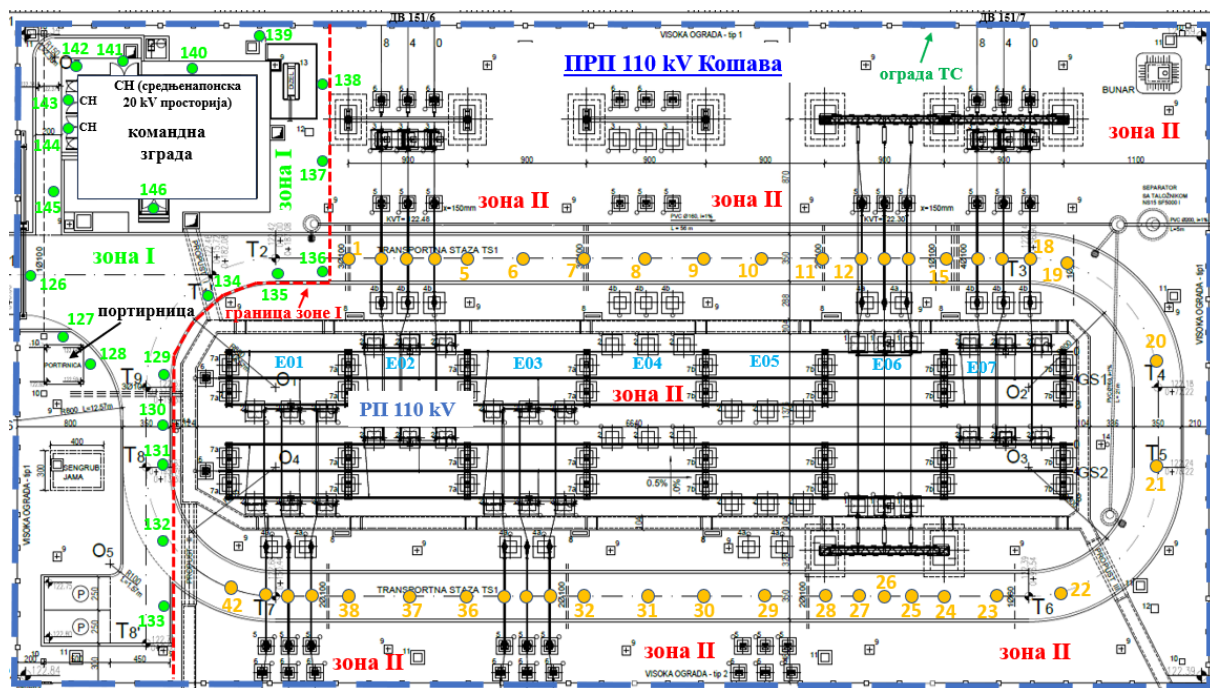
4.1.1 ПРП 110 kV „Кошава”

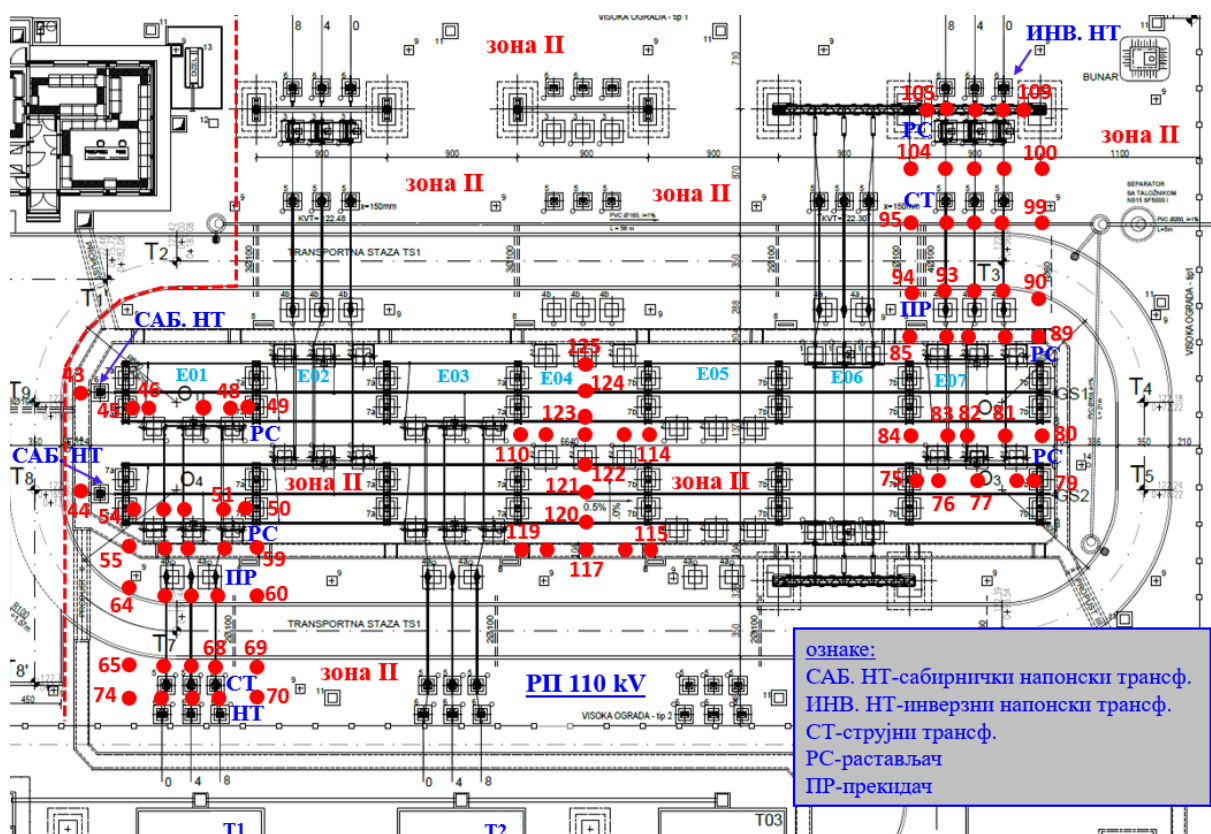
Оптерећења доминантних извора магнетског поља приликом испитивања у ПРП 110 kV „Кошава” приказана су у табели I.

Табела I: Оптерећења извора поља у време мерења у ПРП 110 kV „Кошава”

Извор ЕМП	Поље	Напонски ниво	Струја у време мерења (А)	Максимална струја (А)
ДВ 151/6, правац Алибунар	E02	110 kV	4-11	880
ДВ 151/7, правац Вршац 1	E07	110 kV	131-215	880
ТР Т01 (110/20 kV, 40 MVA)	E01	110 kV	59-110	209,9
ТР Т02 (110/20 kV, 40 MVA)	E03	110 kV	57-106	209,9
КТ1 (кућни трансформатор)	J02	20 kV	ПХ	2,89
	/	0,4 kV	(резерва)	144,34
КТ2 (кућни трансформатор)	J05	20 kV	<1	2,89
	/	0,4 kV	8,9-10,1	144,34
Доводни вод 1	J01	20 kV	0 (ПХ)	2,89
Доводни вод 2	J06	20 kV	<1	2,89

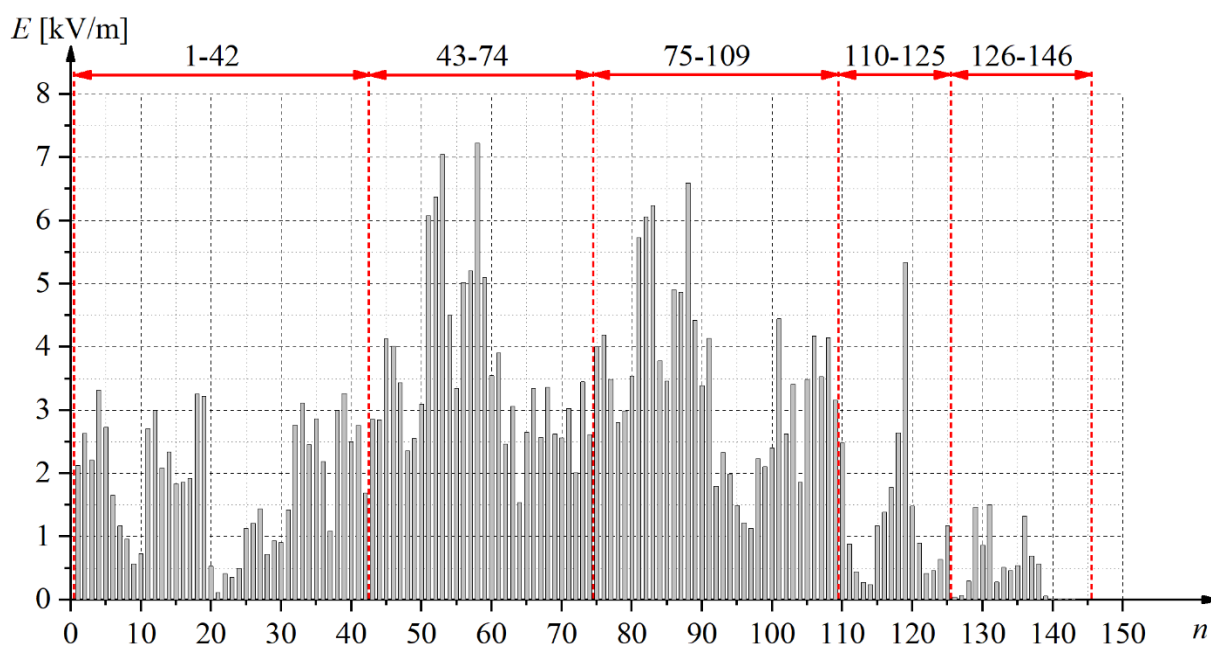
Мерење јачине електричног поља и магнетске индукције у ПРП „Кошава” спроведено је на мерним местима чији је распоред приказан на сликама 1 и 2.





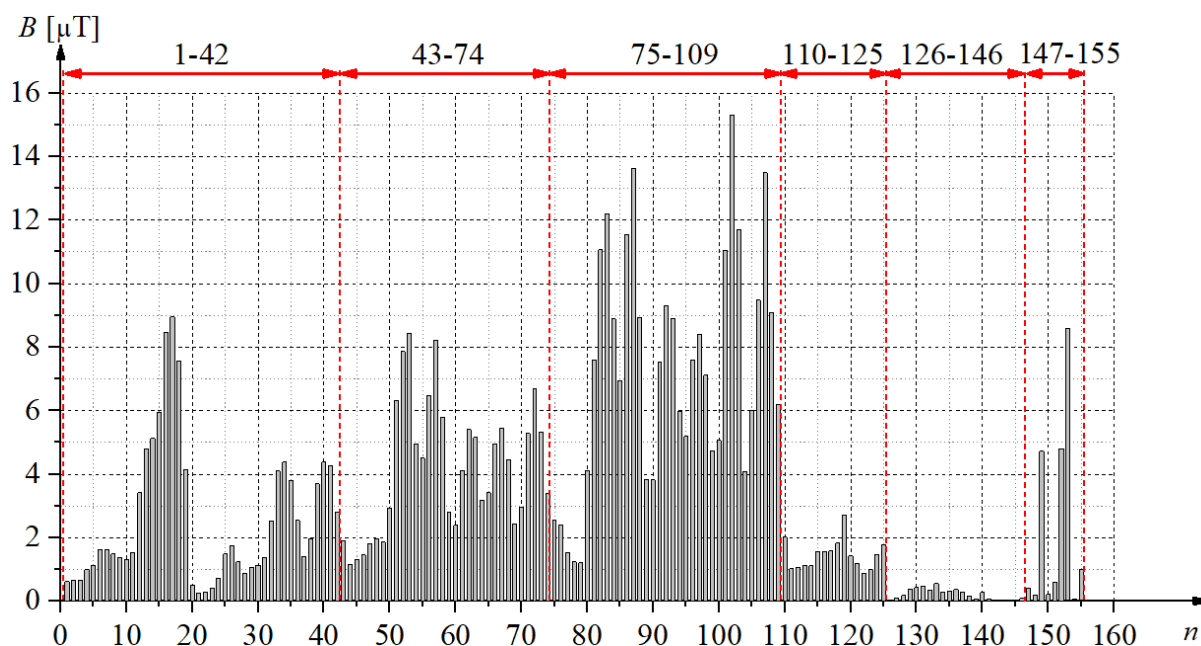
Слика 2: Распоред мерних места у РП 110 kV (зона II): ван стаза у пољима E01 (45-74), E07 (75-109), резервном пољу E04 (110-125) и код сабирничких напонских трансформатора (43 и 44)

Резултати мерења јачине електричног поља (E) и магнетске индукције (B) приказани су графички на сликама 3 и 4. На овим сликама је са n означен редни број мерног места.



Слика 3: Резултати мерења ефективних вредности јачине електричног поља на отвореном простору на висини 1,7 m

Резултати мерења на местима са највећим измереним вредностима магнетске индукције у командно-погонској згради приказани су на слици 4 (мерна места 147-155).



Слика 4: Резултати мерења ефективних вредности магнетске индукције на отвореном простору на висини 1,7 m и у командно-погонској згради

Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције на одређеним локацијама у ПРП „Кошава” дат је у табели II.

Табела II: Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције у ПРП 110 kV „Кошава”

ПРП	Локација	Мерна места	Јачина електричног поља			Магнетска индукција		
			n_E	E [kV/m]	Напомена	n_B	B [μT]	Напомена
Кошава	Приступни део са портирницом (ЗОНА I)	126-146	131	1,498	Утицај ВН опреме у пољу E01 (T1), наспрам сабирничког НТ	133	0,556	Утицај ВН опреме у пољу E01 (T1)
	РП 110 kV – транспортне стазе (ЗОНА II)	1-42	4	3,317	Утицај ВН опреме у пољу E02 (ДВ 151/6)	17	8,947	Утицај ВН опреме у пољу E07 (ДВ 151/7)
	РП 110 kV – изван транспортних стаза (ЗОНА II)	43-125	58	7,223	Поље E01 (T1), између прекидача и растављача	102	15,307	Поље E07 (ДВ 151/7), између растављача и СТ
	Командно-погонска зграда – погонски део (ЗОНА I и ЗОНА II)	147-155	/	/	/	153	8,6	СН просторија (20 kV), са бочне стране КТ2

4.1.2 ПРП 110 kV „Бор 4”, „Бор 5”, „Велики Кривељ 2” и „Алибунар”

Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције на локацијама у ПРП 110 kV „Бор 4”, „Бор 5”, „Велики Кривељ 2” и „Алибунар” дат је у табели III.

Табела III: Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције у ПРП 110 kV „Бор 4”, „Бор 5”, „Велики Кривељ 2” и „Алибунар”

ПРП	Локација	Мерна места	Јачина електричног поља			Магнетска индукција		
			n_E	E [kV/m]	Напомена	n_B	B [μT]	Напомена
Бор 4	Пристапни део и траса радника обезбеђења са портирницом (ЗОНА I)	152-168	162	1,77	Утицај ВН опреме у пољу E01 (СП)	162	0,51	Утицај ВН опреме у пољу E01 (СП)
	РП 110 kV – транспортне стазе (ЗОНА II)	1-48	45	3,55	Утицај ВН опреме у пољу E01 (СП)	38	5,73	Утицај ВН опреме у пољу E04 (ДВ 148/4)
	РП 110 kV – изван транспортних стаза (ЗОНА II)	49-151	114	5,72	Поље E04 (ДВ 148/4) испред прекидача	113	13,06	Поље E04 (ДВ 148/4) испред прекидача
	Командно-погонска зграда (ЗОНА I и ЗОНА II)	169-178	/	/	/	178	2,82	Сопствена потрошња код хелије =NA+NA2
Бор 5	Пристапни део и траса радника обезбеђења са портирницом (ЗОНА I)	1-46	22	0,68	Утицај ДВ 169/2	37	1,93	Утицај КТ1
	Ограђени платои са опремом за увођење ДВ 110 kV у зграду GIS (ЗОНА II)	47-57	50	0,70	Опрема за увођење ДВ 169/1	49	0,85	Опрема за увођење ДВ 169/1
	РП 110 kV – у згради GIS (ЗОНА II)	58-118	/	/	/	115	27,67	Уз КВ 1294
	Командно-погонска зграда (ЗОНА I и ЗОНА II)	119-128	/	/	/	126	2,34	Сопствена пот. испред хелије =NA+NA1
Велики Кривељ 2	Пристапни део и траса радника обезбеђења са портирницом (ЗОНА I и ЗОНА II)	197-252	237	1,22	Утицај ВН опреме у пољу E14 (ДВ 177/2)	209	5,38	Утицај КВ 1290
	РП 110 kV – транспортне стазе (ЗОНА II)	1-97	63	3,34	Утицај ВН опреме у пољу E09 (СП)	44	8,23	Утицај ВН опреме у пољу E03 (ДВ 1150/1)
	РП 110 kV – изван транспортних стаза (ЗОНА II)	98-196	106	5,27	Поље E03 (ДВ 1150/1) између сабирничких растављача	179	144,5	Поље E06 (КВ 1289) код спуста кабла 110 kV
	Командно-погонска зграда (ЗОНА I и ЗОНА II)	253-264	/	/	/	263	3,97	Сопствена потрошња код хелије КТ1
Алибунар	Пристапни део са портирницом (ЗОНА I)	111-120	115	0,074	Утицај ВН опреме у пољу E01 (спојно поље)	120	0,072	/
	РП 110 kV – транспортне стазе (ЗОНА II)	1-42	32	3,597	Утицај ВН опреме у пољу E03 (Т1)	30	8,101	Утицај ВН опреме у пољу E03 (Т1)
	РП 110 kV – изван транспортних стаза (ЗОНА II)	43-110	69	4,955	Поље E06 (ДВ 151/4) између саб. растављача	70	13,239	Поље E06 (ДВ 151/4) између саб. растављача
	Командно-погонска зграда – погонски део (ЗОНА I и ЗОНА II)	121-128	/	/	/	126	5,564	Развод 0,4 kV и ЈСС, иза хелије =NA+NA1 (КТ)

4.2 ПРП 220 kV

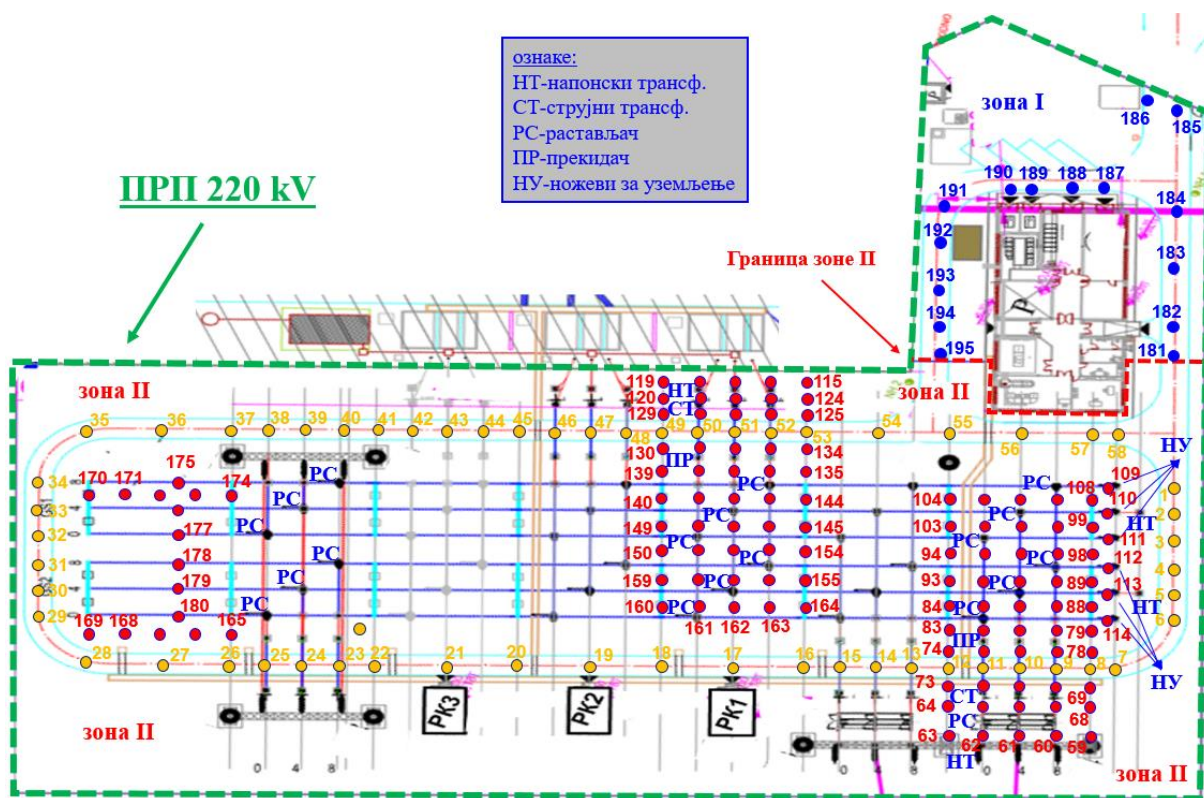
4.2.1 ПРП 220 kV „Ковачица”

Оптерећења доминантних извора магнетског поља приликом испитивања у ПРП 220 kV „Ковачица” приказана су у табели IV.

Табела IV: Оптерећења извора поља у време мерења у ПРП 220 kV „Ковачица”

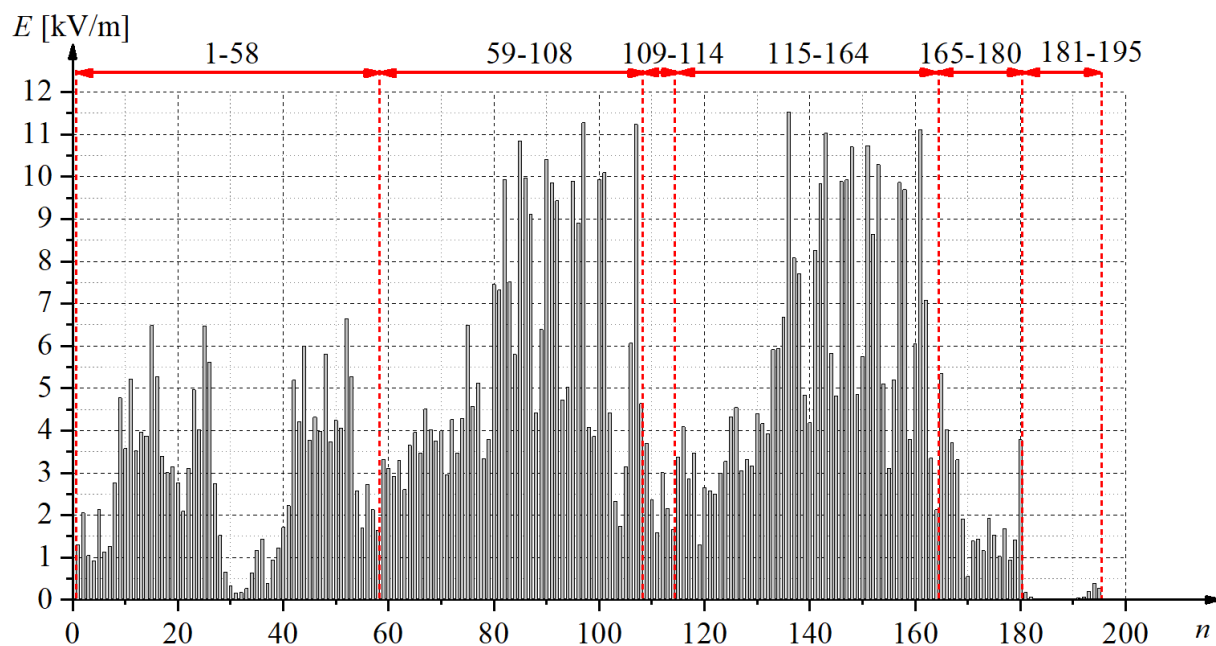
Извор ЕМП	Поље	Напонски ниво	Струја у време мерења (А)	Максимална струја (А)
ДВ 254/1	Д01	220 kV	271-282	1370
ДВ 254/2	Д02	220 kV	271-282	1370
Трансформаторско поље Т1	Д03	220 kV	3	165,33
Трансформаторско поље Т2	Д04	220 kV	3	165,33
КТ Т09 (кућни трансформатор)	Ј05	20 kV	<1	7,22
	/	0,4 kV	13-16	360,84

Мерење јачине електричног поља и магнетске индукције у ПРП „Ковачица” спроведено је на мерним местима чији је распоред приказан на слици 5.



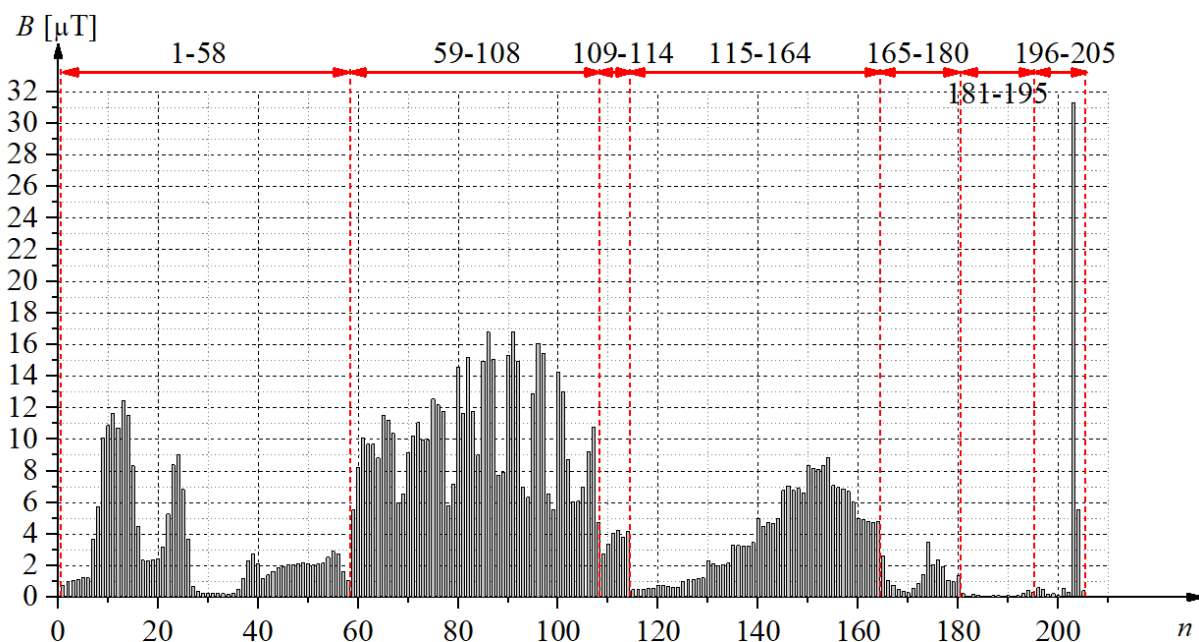
Слика 5: Распоред мерних места у ПРП 220 kV на транспортној стази (зона II, мерна места 1-58), изван стаза у пољима Д01 (59-108, зона II), Д03 (115-164, зона II), спојном пољу Д06 (165-180, зона II), код ножева за уземљење (109-114, зона II) и у приступном делу ПРП „Ковачица” (зона I, мерна места 181-195)

Резултати мерења јачине електричног поља и магнетске индукције приказани су на сликама 6 и 7.



Слика 6: Резултати мерења ефективних вредности јачине електричног поља на отвореном простору на висини 1,7 m

Резултати мерења на местима са највећим измереним вредностима магнетске индукције у командно-погонској згради приказани су на слици 7 (мерна места 196-205).



Слика 7: Резултати мерења ефективних вредности магнетске индукције на отвореном простору на висини 1,7 m и у командно-погонској згради

Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције на одређеним локацијама у ПРП „Ковачица” дат је у табели V.

Табела V: Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције у ПРП 220 kV „Ковачица”

ПРП	Локација	Мерна места	Јачина електричног поља			Магнетска индукција		
			n_E	E [kV/m]	Напомена	n_B	B [μT]	Напомена
Ковачица	Приступни део са портирницом (ЗОНА I)	181-195	194	0,387	Утицај трансформатора (ван ПРП-а) и ВН опреме у ПРП-у	194	0,466	Утицај трансформатора (ван ПРП-а) и ВН опреме у ПРП-у
	РП 220 kV – транспортне стазе (ЗОНА II)	1-58	52	6,645	Утицај ВН опреме у пољу Д03 (Т1)	13	12,459	Утицај ВН опреме у пољу Д01 (254/1) и Д02 (254/2)
	РП 220 kV – изван транспортних стаза (ЗОНА II)	59-180	136	11,529 ($E_{SR}:9,13$)	Поље Д03 (Т1) између напонског трансформатора и Т1	91	16,783	Поље Д01 (ДВ 254/1) између напонског трансформатора и растављача
	Командно-погонска зграда – погонски део (ЗОНА I и ЗОНА II)	196-205	/	/	/	203	31,260	Развод 0,4 kV и ЈСС, код ормана =NA+ZA1)

4.3 ПРП 400 kV

4.3.1 ПРП 400 kV „Чибуk 1”

Оптерећења доминантних извора магнетског поља приликом испитивања у ПРП 400 kV „Чибуk 1” приказана су у табели VI.

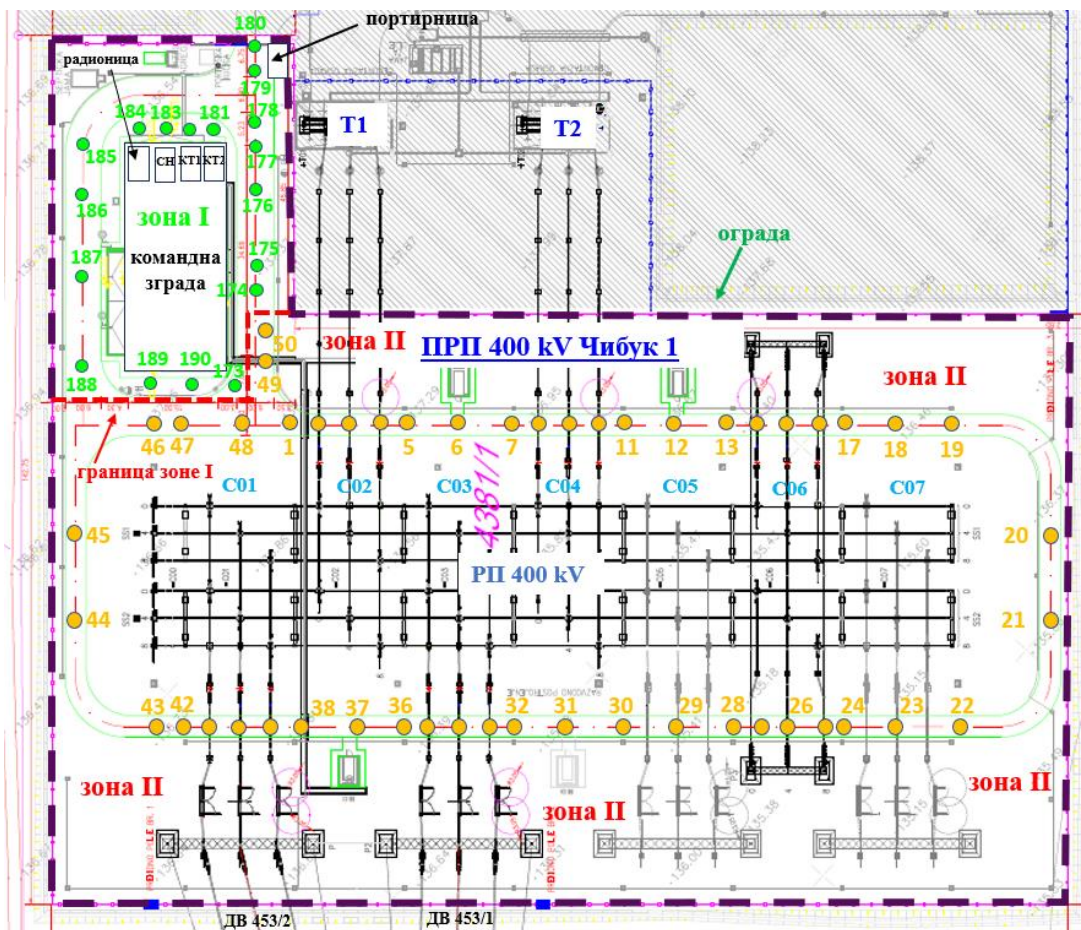
Табела VI: Оптерећења извора поља у време мерења у ПРП 400 kV „Чибуk 1”

Извор ЕМП	Поље	Напонски ниво	Струја у време мерења (А)	Максимална струја (А)
ДВ 453/2, Панчево 2	C01	400 kV	826-887	1370
ДВ 453/1, РП Дрмно	C03	400 kV	760-823	1370
ТР Т01 (400/35 kV, 90 MVA)	C02	400 kV	36-52	129,9
ТР Т02 (400/35 kV, 90 MVA)	C04	400 kV	39-50	129,9
КТ1 (кућни трансформатор)	J02	20 kV	<1	11,55
	/	0,4 kV	17	577,35
КТ2 (кућни трансформатор)	J05	20 kV	ПХ	11,55
	/	0,4 kV	(резерва)	577,35
Доводни вод 1	J01	20 kV	<1	11,55
Доводни вод 2	J06	20 kV	0 (ПХ)	11,55

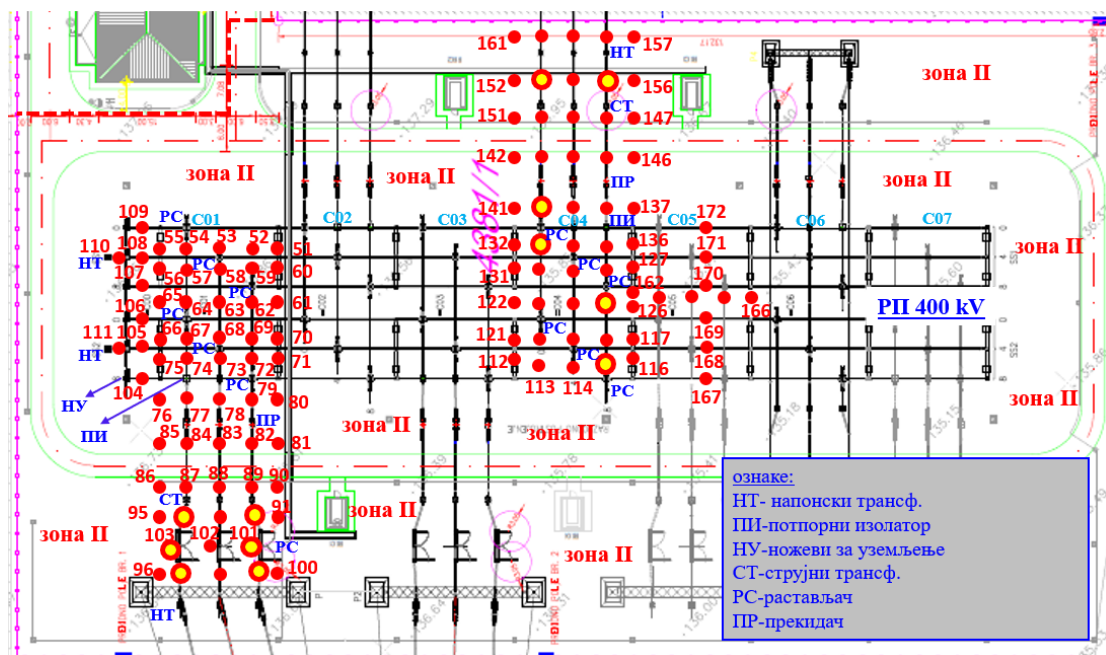
Мерење јачине електричног поља и магнетске индукције у ПРП „Чибуk 1” спроведено је на мерним местима чији је распоред приказан на сликама 8 и 9.

Резултати мерења јачине електричног поља и магнетске индукције приказани су на сликама 10 и 11.

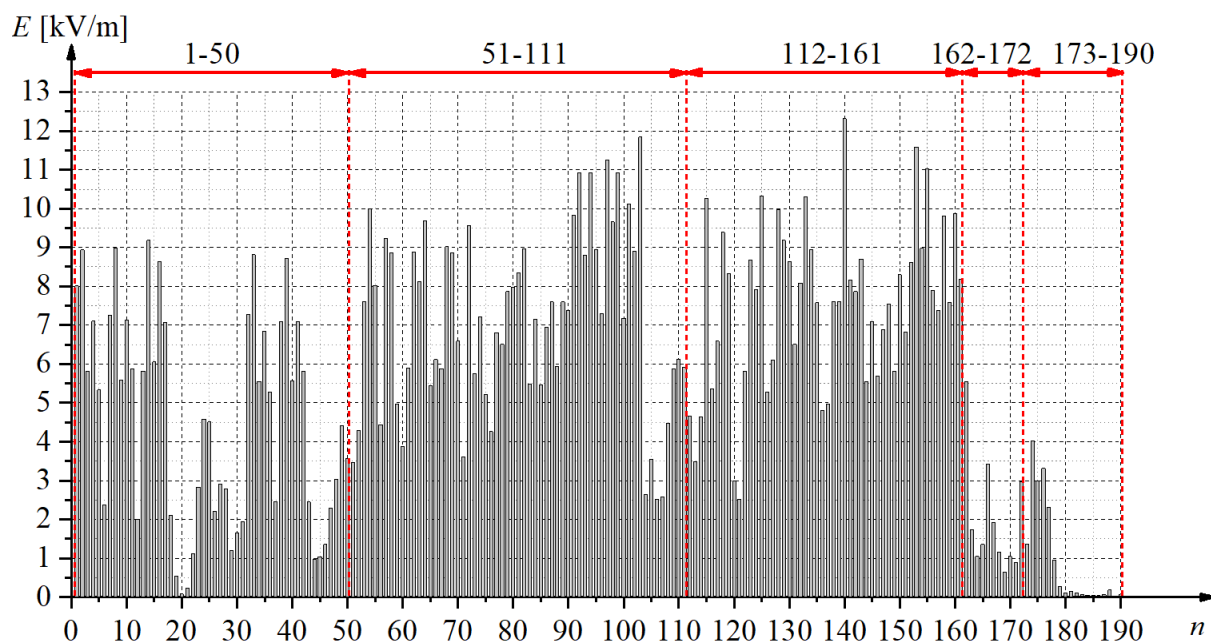
Резултати мерења на местима са највећим измереним вредностима магнетске индукције у командно-погонској згради приказани су на слици 11 (мерна места 191-203).



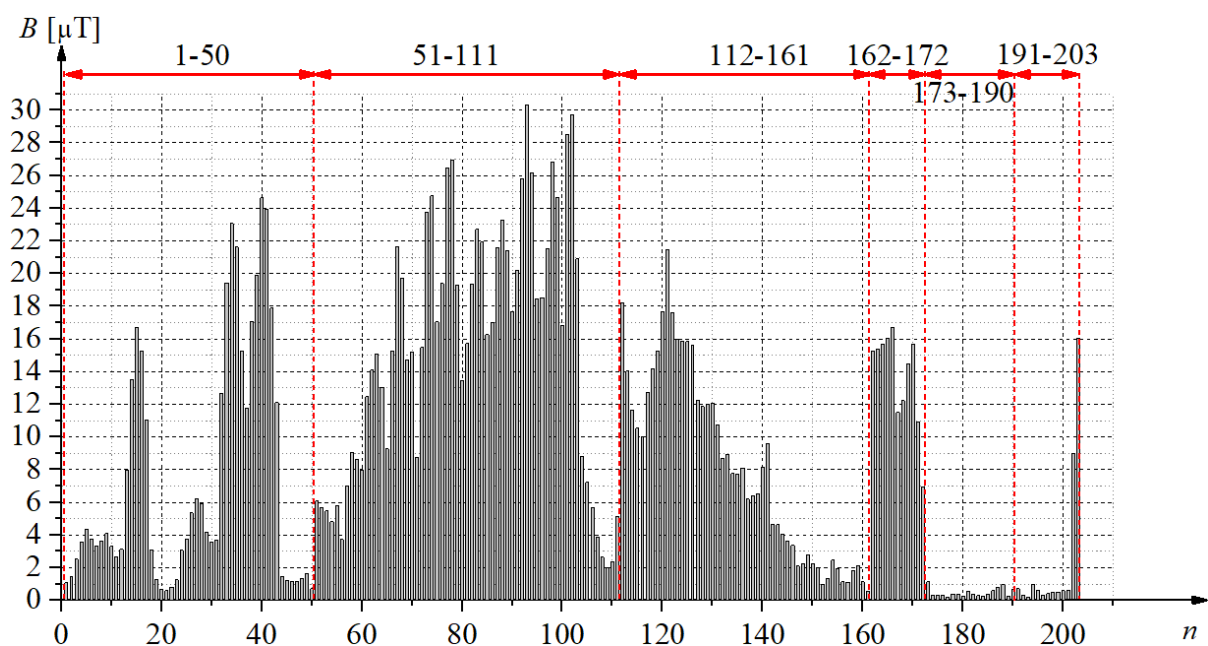
Слика 8: Распоред мерних места у РП 400 kV на транспортној стази (зона II, мерна места 1-50) и у приступном делу ПРП „Чибук 1” (зона I, мерна места 173-190)



Слика 9: Распоред мерних места у РП 400 kV (зона II): изван стаза у пољима C01 (51- 103), C04 (112-161), резервном пољу C05 (162-172), код ножева за уземљење сабирница (104-109) и код сабирничких напонских трансформатора (110 и 111)



Слика 10: Резултати мерења ефективних вредности јачине електричног поља на отвореном простору на висини 1,7 m



Слика 11: Резултати мерења ефективних вредности магнетске индукције на отвореном простору на висини 1,7 m и у командно-погонској згради

Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције на локацијама у ПРП „Чибук 1” дат је у табели VII.

Табела VII: Збирни приказ највећих измерених вредности јачине електричног поља и магнетске индукције у ПРП 400 kV „Чибук 1”

ПРП	Локација	Мерна места	Јачина електричног поља			Магнетска индукција		
			n_E	E [kV/m]	Напомена	n_B	B [μT]	Напомена
Чибук 1	Приступни део са портирницом (ЗОНА I)	173-190	174	4,028	Утицај ВН опреме у пољу C02 (T1)	173	1,125	Утицај ВН опреме у пољу C01 (ДВ 453/2)
	РП 400 kV – транспортне стазе (ЗОНА II)	1-50	14	9,188	Утицај ВН опреме у пољу C06 (спојно поље)	40	24,627	Утицај ВН опреме у пољу C01 (ДВ 453/2)
	РП 400 kV – изван транспортних стаза (ЗОНА II)	51-172	140	12,319 (E_{SR} :9,44)	Поље C04 (T2), између прекидача и растављача	93	30,316	Поље C01 (ДВ 453/2), између растављача и струјног трансформатора
	Командно-погонска зграда – погонски део (ЗОНА II)	191-203	/	/	/	203	16	Сопствена потрошња (0,4 kV), испред ормана +ZN1

5 ЗАКЉУЧАК

На основу приказаних резултата испитивања закључује се да у прикључним разводним постројењима напонског нивоа 110 kV измерене вредности јачине електричног поља на висини од 1,7 m нису прекорачиле ниску акциону вредност од 10 kV/m. У прикључним разводним постројењима напонских нивоа 220 kV и 400 kV измерене вредности јачине електричног поља на висини од 1,7 m прекорачиле су ниску акциону вредност од 10 kV/m на неколико мерних места. Међутим, средње вредности јачине електричног поља добијене мерењима на три висине на истим мерним местима нису прекорачиле ниску акциону вредност од 10 kV/m. Измерене вредности магнетске индукције, као и вредности које би се добиле при највећим оптерећењима извора, су знатно ниже од ниске акционе вредности од 1000 μT, у анализираним прикључним разводним постројењима сва три напонска нивоа.

ЗАХВАЛНИЦА

Овај рад је подржало Министарство науке, технолошког развоја и иновација Републике Србије кроз Уговор о реализацији и финансирању научноистраживачког рада НИО у 2025. години.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Извештаји Електротехничког института „Никола Тесла” бр. 324358-Л, 324375-Л, 324401-Л, 324461-Л, 324462-Л, 324474-Л и 324506-Л, наручилац: АД „Електромрежа Србије”, 2024.
- [2] SRPS EN 50413: „Основни стандард за процедуре мерења и прорачуна изложености људи електричним, магнетским и електромагнетским пољима (од 0 Hz до 300 GHz)”, 2020.
- [3] SRPS EN 62110: „Нивои електричних и магнетских поља која стварају системи за напајање наизменичном струјом – Поступци мерења у погледу опште изложености”, 2011.

- [4] SRPS EN 61786-1: „Мерење једносмерних магнетских, наизменичних магнетских и наизменичних електричних поља у опсегу од 1 Hz до 100 kHz у погледу изложености људи – Део 1: Захтеви за мерне инструменте”, 2014.
- [5] IEC 61786-2: “Measurement of DC magnetic, AC magnetic and AC electric fields from 1 Hz to 100 kHz with regard to exposure of human beings – Part 2: Basic standard for measurements”, 2014.
- [6] SRPS EN 50499: „Процедура за оцењивање изложености радника електромагнетским пољима”, 2020.
- [7] SRPS EN 50647: „Основни стандард за процену изложености радника електричним и магнетским пољима од опреме и инсталација за производњу, пренос и дистрибуцију електричне енергије”, 2017.
- [8] Правилник о превентивним мерама за безбедан и здрав рад при излагању електромагнетском пољу, „Службени гласник Републике Србије”, бр. 111/2015 од 29. 12. 2015.
- [9] Directive 2013/35/EU of the European Parliament and of the Council of 26 June 2013 on the minimum health and safety requirements regarding the exposure of workers to the risks arising from physical agents (electromagnetic fields) (20th individual Directive within the meaning of Article 16(1) of Directive 89/391/EEC) and repealing Directive 2004/40/EC, The OJEU, June 29, 2013.
- [10] ТУ-ДВ-04: „Дозвољене струје фазних проводника на далеководима ЈП ЕМС-а”, Техничко упутство, верзија 2 од 19. 4. 2011.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.04)**C4.04****PQEL APLIKACIJA ZA ANALIZU PARAMETARA KVALITETA ELEKTRIČNE
ENERGIJE U PRENOSNOJ MREŽI****PQEL APPLICATION FOR POWER QUALITY PARAMETER ANALYSIS IN THE
TRANSMISSION NETWORK****Miroslav Žerajić, Borko Čupić, Srđan Subotić***

Kratak sadržaj: Parametri kvaliteta električne energije su propisani u Pravilima o radu prenosnog sistema u delu koji se odnosi na planske nivoe viših harmonika, flikera, i nesimetrije, dok su emisije vrednosti uređene Pravilima za priključenje objekata na prenosni sistem. Prilikom izrade potonjih pravila, operator prenosnog sistema u Srbiji je napustio raniju praksu da propisuje unapred određene emisije nivoe, već ih je sada potrebno proračunati za određeno mesto priključenja u skladu sa familijom standarda IEC 61000 koji se odnose na elektromagnetnu kompatibilnost. Kako se radi o složenim proračunima koji zahtevaju temeljno poznavanje ove oblasti, zaključeno je da je neophodno izraditi odgovarajući softver kako bi se ova aktivnost automatizovala. U skladu sa tim, a u okviru *EU Horizon* projekta R2D2 (*Reliability, Resilience and Defense technology for the grid*), korišćenjem programskog jezika Python, razvijena je aplikacija PQEL koja sadrži sledeće funkcionalnosti: 1. Proračun parametara kvaliteta električne energije u svim čvorištima prenosne mreže. Parametri koji se proračunavaju su: nivo pojedinačnih viših harmonika, nivo flikera, procenat nesimetrije, ekvivalentna impedansa prenosne mreže i minimalna snaga kratkog spoja. 2. Proračun limita emisijih vrednosti za odabrani čvor prenosne mreže, u skladu sa standardom IEC 61000. 3. Monitoring/praćenje usaglašenosti/ispunjenosti zahteva iz Pravila za priključenje na osnovu izmerenih vrednosti emisijih nivoa viših harmonika napona, flikera i naponske nesimetrije. U ovom radu će biti prikazan opis svake od funkcionalnosti ponaosob, a za prikaz rezultata će biti korišćeni test modeli u programskom paketu DIgSILENT PowerFactory.

Ključne reči: *PQEL, kvalitet električne energije, R2D2, Python*

Abstract: The parameters for electrical power quality are specified in the Transmission System Grid Code, particularly in the section relating to planned levels of higher harmonics, flicker, and asymmetry. Emission values are regulated by the Transmission Connection Code. In the development of these latter rules, the transmission system operator in Serbia moved away from the previous practice of setting predefined emission levels, opting instead for the calculation of emission levels at specific connection points in accordance with the IEC 61000 series of

* Miroslav Žerajić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, zm235031p@student.etf.bg.ac.rs
Borko Čupić, Elektromreža Srbije, borko.cupic@ems.rs
Srđan Subotić, EMS, srdjan.subotic@ems.rs

standards on electromagnetic compatibility. Since these are complex calculations requiring a thorough understanding of the field, it was concluded that the development of appropriate software is necessary to automate this process. Accordingly, as part of the EU Horizon project R2D2 (Reliability, Resilience, and Defense Technology for the Grid), the PQEL application has been developed using Python to analyze power quality parameters in the transmission grid. The application provides the following features: 1. Calculation of power quality parameters at all nodes in the transmission network, including: Individual harmonic distortion levels, Flicker levels, Voltage unbalance percentage, Equivalent grid impedance, Minimum short-circuit power 2. Calculation of emission limit values for a selected transmission node in accordance with IEC 61000 standards. 3. Monitoring compliance with Grid Connection Code requirements based on measured values of voltage harmonic distortion, flicker, and voltage unbalance. This paper will present a detailed description of each functionality, with results demonstrated using test models in DIgSILENT PowerFactory.

Key words: *PQEL, power quality, R2D2, Python*

1 UVOD

U periodu eksploatacije prenosne mreže, u cilju obezbeđivanja propisanog nivoa kvaliteta električne energije (kvalitet EE) u svim tačkama prenosne mreže, Operatori prenosnih sistema prate parametre kojima se opisuje kvalitet EE, kontinualno, preko sistema za praćenje/monitoring, ili periodično, postavljanjem mernih uređaja u odabrane tačke prenosne mreže. Oblast kvaliteta EE je ranije bila izražena dominantno kod priključenja industrijskih postrojenja složenog tehnološkog procesa. U prethodne dve decenije, povećanom integracijom obnovljivih izvora energije (OIE), koji se na mrežu priključuju preko elemenata energetske elektronike, kvalitet EE je postao neizbežna oblast kojoj se pridaje poseban značaj, kako bi se krajnjim korisnicima isporučio što kvalitetniji proizvod.

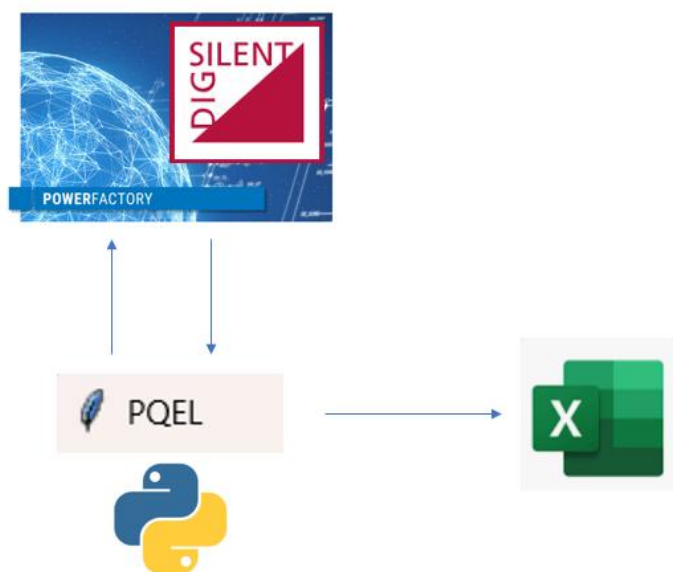
Parametri kvaliteta električne energije za prenosnu mrežu su propisani u Pravilima o radu prenosnog sistema [1] u delu koji se odnosi na planske nivoe viših harmonika, flikera, i nesimetrije, dok su emisione vrednosti uređene Pravilima za priključenje objekata na prenosni sistem [2]. Time se jasno razgraničavaju obaveze Operatora prenosnog sistema i obaveze (budućih) korisnika prenosnog sistema. Većina evropskih operatora prenosnog sistema se za definisanje planskih i emisijonih nivoa parametara kvaliteta EE poziva na familiju standarda IEC 61000 [3,4,5]. U ovim standardima (tehničkim preporukama) su jasno i jednoznačno definisani (preporučeni) limiti planskih nivoa parametara kvaliteta EE, prema naponskom nivou tačke priključenja novog objekta. Za limite emisijonih nivoa ovi standardi definišu algoritam prema kome se limit za planske nivoe raspodeljuje na limite maksimalno dozvoljenih emisijonih nivoa, u zavisnosti od instalisane snage novog objekta, jačine mreže u tački priključenja i faktora uticaja svih priključenih objekata na konkretnu tačku priključenja u prenosnoj mreži.

S obzirom na činjenicu da, ukoliko se prati familija standarda IEC 61000, limiti emisijonih nivoa nisu i ne mogu da budu jednoznačno definisani, postoji potreba za njihovim proračunavanjem svaki put kada se novi objekat priključuje na prenosni sistem. To znači da svaki objekat ima svoje maksimalno dozvoljene nivoe parametara kvaliteta EE koje ne sme da prekorači u toku svog eksploatacionog veka. Ovi limiti se definišu u fazi sprovođenja simulacione provere usaglašenosti, koja prethodi ishodovanju građevinske dozvole, kako bi se eventualne neusaglašenosti predupredile.

Proračun limita emisionih nivoa zahteva korišćenje programskih alata pomoću kojih se prvo modeluje prenosna mreža i postojanje isprogramiranog algoritma iz IEC 61000. U ovom radu će biti predstavljena aplikacija PQEL, pomoću koje se parametri kvaliteta EE proračunavaju za prenosnu mrežu Republike Srbije. Aplikacija je razvijena tako da se koristi i u fazi simulacione provere ispunjenosti sa tehničkim zahtevima iz Pravila za priključenje (u fazi priključenja) i u toku trajnog rada objekta (monitoring ispunjenosti tehničkih zahteva).

2 OSNOVNE FUNKCIONALNOSTI APLIKACIJE PQEL

PQEL aplikacija je razvijena korišćenjem programskog jezika *Python* [6]. Za korišćenje aplikacije, neophodno je da postoji simulacioni model u programskom paketu *DIgSILENT PowerFactory* [7]. Model se aktivira iz PQEL aplikacije, dok se za ispis i čuvanje rezultata proračuna se koristi Microsoft Excel, kako je prikazano na Slici 1.



Slika 1: Prikaz komunikacije aplikacije PQEL sa softverom i Excel-om

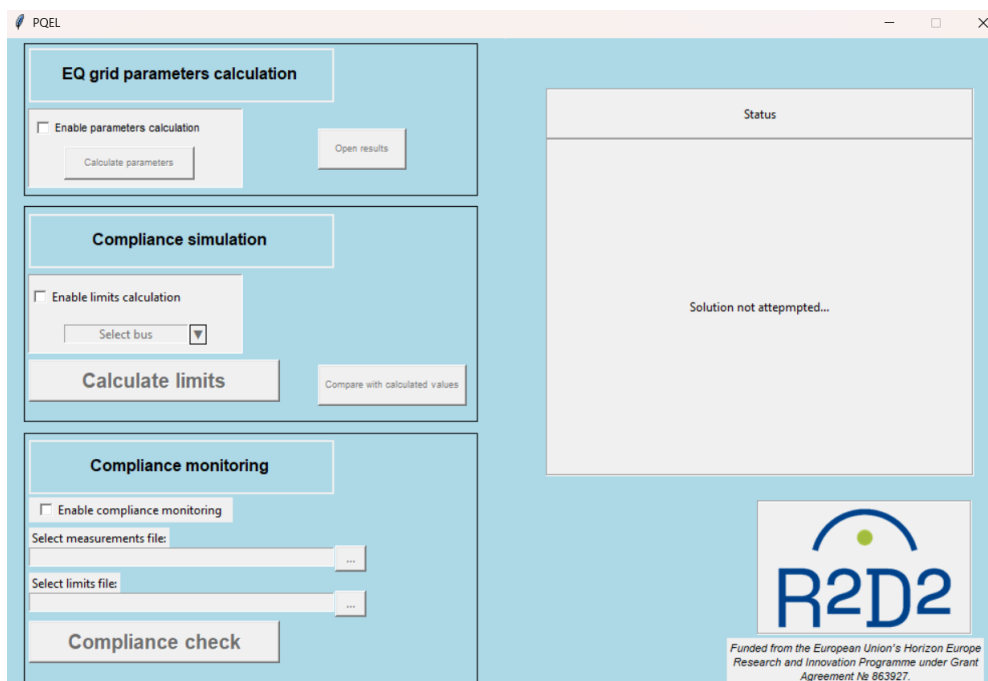
Pokretanjem aplikacije PQEL, korisnik na ekranu dobija prozor koji je prikazan na Slici 2. Aplikacija je podeljena na četiri glavne sekcije:

Proračun ekvivalentnih parametara mreže: Omogućava korisnicima izračunavanje ključnih parametara mreže:

Simulacija provera ispunjenosti: Omogućava proračun graničnih vrednosti emisionih nivoa parametara kvaliteta EE za odabrane sabirnice u prenosnoj mreži, koristeći *PowerFactory* softverski paket.

Monitoring ispunjenosti: Osigurava proveru ispunjenosti poređenjem merenja sa unapred definisanim graničnim vrednostima.

Status prozor: Omogućava ispis poruka tokom proračuna.



Slika 2: Korisnički interfejs aplikacije PQEL

3 PRORAČUN EKVIVALENTNIH PARAMETARA MREŽE

Izborom prve opcije „*EQ grid parameters calculation*“, korisniku je omogućen proračun sledećih parametara:

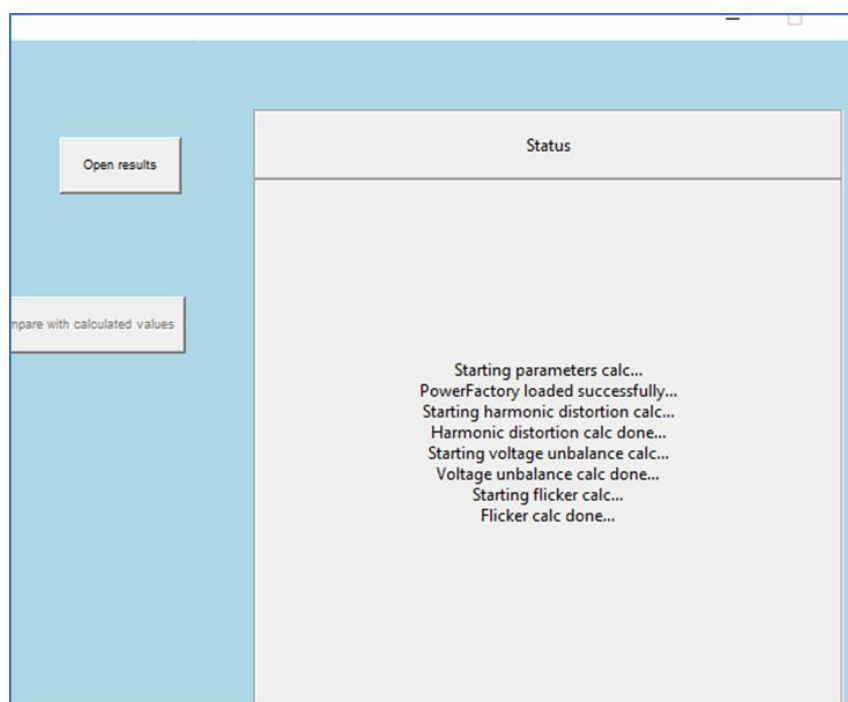
- **$R(\Omega)$, $X(\Omega)$, $Z(\Omega)$** – ekvivalentna otpornost, reaktansa i impedansa za sve sabirnice u simulacionom modelu, za sve harmonike do 50. reda;
- **Sk'' (MVA)** – snaga trolnog kratkog spoja na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **THD (%)** – planski nivo ukupne harmonijske distorzije na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **I_h (%)** – planski nivoi struja viših harmonika izraženih kao procenat osnovnog harmonika, na svim sabirnicama u simulacionom modelu za sve harmonike do 50. reda;
- **Pst** – planski nivo koeficijenta kratkoročnog flikera na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **Plt** – planski nivo koeficijenta dugoročnog flikera na svim sabirnicama u simulacionom modelu;
- **u (%)** – planski nivo nesimetrije napona na svim sabirnicama u simulacionom modelu.

Čekiranjem polja „*Enable parameters calculation*“ aktivira se dugme „*Calculate parameters*“.

Klikom na dugme „*Calculate parameters*“ započinje se proračun parametara. Nakon završetka proračuna, dugme „*Open results*“ se aktivira, a njegovim klikom omogućava se pristup folderu sa rezultatima, što je prikazano na Slici 3. Tokom proračuna, ispisuju se poruke u *Status* prozoru, kao što je prikazano na Slici 4.

 SkMIN_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	5 KB
 Impedance_R_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	12 KB
 Impedance_X_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	12 KB
 Impedance_Z_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	12 KB
 flicker_and_THD_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	6 KB
 unbalance_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	5 KB
 harmonic_distortion_results.xlsx	12/6/2024 1:43 PM	Microsoft Excel W...	10 KB

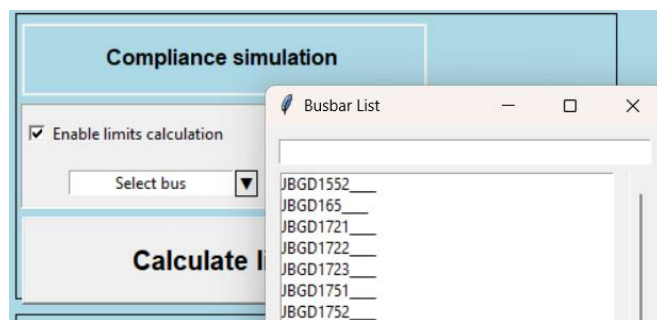
Slika 3: Prikaz foldera sa rezultatima proračuna ekvivalentnih parametara mreže



Slika 4: Prikaz *Status* prozora tokom proračuna

4 SIMULACIONA PROVERA ISPUNJENOSTI

Čekiranjem polja „*Enable limits calculation*“ aktivira se polje „*Select bus*“, gde korisnik može odabrati sabirnicu za proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa (Slika 5). Nakon izbora sabirnice, aktivira se dugme „*Calculate limits*“. Klikom na ovo dugme počinje proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa u skladu sa standardom IEC 61000. Tokom proračuna u *Status* prozoru prikazuju se poruke o toku proračuna. Po završetku proračuna, aktivira se dugme „*Compare with calculated values*“, a njegovim klikom omogućava se pristup folderu sa rezultatima (Slika 6).



Slika 5: Izbor sabirnice za proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa

Limits for bus_JA46311___.xlsx	16.08.2024 13:04	Microsoft Excel W...	5 KB
Limits for bus_JA46331___.xlsx	15.08.2024 14:56	Microsoft Excel W...	5 KB
Limits for bus_JADA 5___.xlsx	15.08.2024 13:12	Microsoft Excel W...	5 KB
Limits for bus_JALEKC5___.xlsx	15.08.2024 14:22	Microsoft Excel W...	5 KB
Limits for bus_JALEKD5___.xlsx	15.08.2024 14:56	Microsoft Excel W...	6 KB

Slika 6: Prikaz foldera sa rezultatima proračuna maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa za izabranu sabirnicu

Kao što je ranije napomenuto, proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa se sprovodi u skladu sa standardom IEC 61000.

Granične procentualne vrednosti planskih nivoa pojedinačnih harmonika napona koje su propisane u [1], date su u Tabeli 1.

Tabela 1: Granične procentualne vrednosti planskih nivoa pojedinačnih harmonika napona

Neparni harmonici koji nisu deljivi sa 3		Neparni harmonici (umnožak broja 3)		Parni harmonici	
Red harmonika	Napon (%)	Red harmonika	Napon (%)	Red harmonika	Napon (%)
5	2	3	2	2	1,4
7	2	9	1	4	0,8
11	1,5	15	0,3	6	0,4
13	1,5	21	0,2	8	0,4
$17 \leq h \leq 49$	$1,9 \cdot 17/h - 0,2$	$21 < h \leq 45$	0,2	$10 < h \leq 50$	$0,19 \cdot 10/h - 0,16$

Pri priključenju nove instalacije, najpre treba proveriti odnos instalisane snage i snage kratkog spoja. Ukoliko je ispunjen uslov:

$$\frac{S_i}{S_{sc}} \cdot 100 \leq 0,2\%, \quad (1)$$

nema potrebe za daljom proverom kompatibilnosti instalacije sa aspekta emisije viših harmonika. Ukoliko ovaj uslov nije zadovoljen, pristupa se proračunu maksimalne dozvoljenog nivoa viših harmonika napona usled priključenja nove instalacije. nema potrebe za daljom proverom kompatibilnosti instalacije sa aspekta emisije viših harmonika.

Ukoliko ovaj uslov nije zadovoljen, pristupa se proračunu maksimalne dozvoljenog nivoa viših harmonika napona usled priključenja nove instalacije.

Ulazni podaci potrebni za proračun su:

- ukupne instalisane snage po sabirnicama..... S_{ij}
- ulazne impedanse svih sabirnica za sve harmonike od interesa..... Z_{hj}
- faktori uticaja između posmatranih sabirnica (i) i ostalih sabirnica (j)..... k_{hji}

Vrednosti snaga instalacija na sabirnicama su poznate iz simulacionog modela, a vrednosti faktora uticaja se proračunavaju i ispisuju u Excel tabelu, koja se kasnije koristi dalje u proračunu.

Prvi korak u proračunu graničnih vrednosti naponskih harmonijskih izobličenja je proračun maksimalnog dozvoljenog globalnog doprinosa instalacija priključenih na posmatranim sabirnicama harmonijskom izobličenju napona. Ovaj doprinos se definiše za svaki pojedinačni harmonik. Njegova maksimalna vrednost definisana je planiranim nivoima harmonijskih izobličenja datim u Tab. 1 i udelom instalacija u posmatranom čvoru u ukupnoj snazi svih instalacija u analiziranom sistemu:

$$G_{hBi} = \sqrt[\alpha]{\frac{S_{ti}}{S_{ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N k_{hji}^\alpha S_{tj}}} \cdot L_{hHV}, \quad (2)$$

gde je L_{hHV} granični nivo harmonijskog izobličenja napona u VN mreži za posmatrani harmonik (Tabela 2), a α eksponent za sumiranje harmonika, čija vrednost zavisi od reda harmonika, kao što je prikazano u Tabeli 2.

Tabela 2: Vrednosti sumacionog koeficijenta za različite redove harmonika

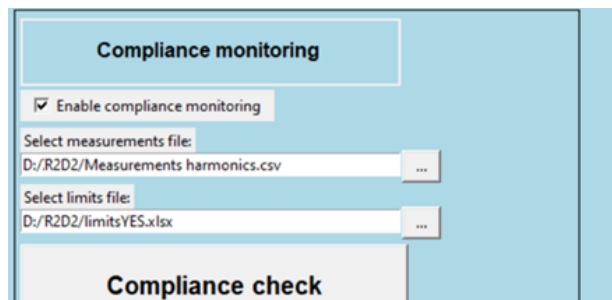
Red harmonika	α
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2

Kada su poznate vrednosti dozvoljenih globalnih doprinosa u posmatranom čvoru, moguće je odrediti dozvoljene nivoe harmonika napona. Ove vrednosti se određuju uz pretpostavku da je učešće nove instalacije u emisiji harmonika srazmerno njenoj snazi, uz uvažavanje sumacionog faktora α koji uzima u obzir očekivani fazni pomeraj između pojedinačnih harmonika:

$$E_{Uhi} = G_{hBi} \cdot \sqrt[\alpha]{S_i / S_{ti}}. \quad (3)$$

5 PRAĆENJE ISPUNJENOSTI U TRAJNOM RADU

Čekiranjem polja „Enable compliance monitoring“ aktiviraju se polja za izbor datoteke sa merenjima i datoteke sa graničnim vrednostima (Slika 7).



Slika 7: Izbor datoteke sa merenjima i datoteke sa limitima za konkretnu tačku u prenosnoj mreži

Klikom na dugme „*Compliance check*“ počinje poređenje ovih datoteka, a u *Status* prozoru se prikazuje poruka koja ukazuje na eventualne neusaglašenosti (Slika 8).



Slika 8: Prikaz rezultata provere ispunjenosti u trajnom radu

6 ZAKLJUČAK

Aplikacija PQEL predstavlja pouzdan alat za analizu parametara kvaliteta EE, omogućavajući automatizovan proračun ključnih parametara prema standardu IEC 61000. Integracijom naprednih algoritama u *Python* okruženju, aplikacija omogućava Njena funkcionalnost obuhvata tri ključna segmenta: proračun mrežnih parametara, simulacionu proveru ispunjenosti i monitoring u realnom vremenu, čime se obezbeđuje sveobuhvatan pristup proceni i detekciji potencijalnih odstupanja od dozvoljenih vrednosti.

Primena PQEL aplikacije doprinosi efikasnijem procesu priključenja novih objekata na prenosni sistem, omogućavajući proračun maksimalno dozvoljenih limita emisionih nivoa, kao i poređenje proračunatih vrednosti sa stvarnim merenjima. Funkcionalnost monitoringa u realnom vremenu osigurava brzu identifikaciju prekoračenja limita, čime se omogućava pravovremeno preduzimanje korektivnih mera. Ovakav sistemski pristup unapređuje pouzdanost elektroenergetskog sistema, smanjuje rizik od negativnih uticaja harmonijskih izobličenja i omogućava dosledno poštovanje zahteva u domenu kvaliteta električne energije.

Zahvalnost

Ovaj dokument je izrađen na osnovu rada koji se odvija u okviru projekta koji se finansira uz pomoć Evropske unije. Sadržaj ovog dokumenta je isključiva odgovornost autora i ni pod kojim okolnostima se ne može smatrati da odražava stav Evropske unije.

7 LITERATURA

- [1] Pravila o radu prenosnog sistema, novembar, 2023. godine.
- [2] Pravila za priključenje objekata na prenosni sistem, novembar, 2023. godine.
- [3] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, IEC/TR 61000-3-6, 2008.
- [4] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, IEC/TR 61000-3-7, 2008.
- [5] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-13: Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 1.0, IEC/TR 61000-3-13, 2008.
- [6] Python, <https://www.python.org/>
- [7] U. Manual, PowerFactory 2022, 2022

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.05)

C4.05

**PRORAČUN GUBITAKA I OGRANIČENJA U PRENOSU NA BAZI PREDIKCIJE
STVARNE TEMPERATURE PROVODNIKA ZA POTREBE STUDIJE IZVODLJIVOSTI
REKONSTRUKCIJE DALEKOVODA****CALCULATION OF POWER LOSSES AND UNDELIVERED ENERGY BASED ON
PREDICTION OF REAL CONDUCTOR TEMPERATURE USED FOR COST-BENEFIT
ANALYSIS OF RECONSTRUCTION OF AN OVERHEAD LINE****Nikola Đoković*, Jovan Todorović, Dejana Jankelić, Jovana Tuševljak***

Kratak sadržaj: Rad prezentuje proračun gubitaka i proračun neisporučene energije na dalekovodu baziran na stvarnoj temperaturi provodnika, korišćen za potrebe tehnoekonomske analize primjene različitih tehničkih rješenja za sanaciju odnosno rekonstrukciju DV 110 kV Bileća – Trebinje. Dalekovod se nalazi na području sa izuzetno malom potrošnjom električne energije, gdje ekspanzija izgradnje obnovljivih izvora energije diktira odluku o obimu sanacije odnosno rekonstrukcije voda. Rad sadrži opis mreže i planiranih scenarija razvoja proizvodnje u regiji od interesa, analizu raspoloživih klimatoloških podataka i njihovog uticaja na prenosnu moć dalekovoda, opis metoda za proračun gubitaka i proračun neisporučene energije i zaključke.

Ključne reči: *Rekonstrukcija, Nadzemni elektroenergetski vod, Obnovljivi izvori energije, Gubici električne energije, Neisporučena energija*

Abstract: This paper presents calculation of power losses and undelivered energy on overhead line used for cost-benefit analysis of various technical solutions of reconstruction of overhead line 110 kV Bileća – Trebinje. Overhead line is placed in area with small consumption compared to dominant production of electrical power and expansion of new renewable sources of energy which influences decision on scope of reconstruction of an old overhead line. Paper is consisted of description of grid and planed scenarios of sources development, analysis of available climate data and its impact on carrying capacity of overhead line, description of method used for calculation of power losses and undelivered energy and conclusions.

Key words: *Reconstruction, Overhead line, Renewable sources of energy, Power losses, Undelivered energy*

* Nikola Đoković, Elektroprenos BiH, nikola.djokovic@elprenos.ba
Jovan Todorović, Elektroprenos BiH, jovan.todorovic@elprenos.ba
Dejana Jankelić, Elektroprenos BiH, dejana.jankelic@elprenos.ba
Jovana Tuševljak, Elektroprenos BiH, jovana.tusevljak@elprenos.ba

1 UVOD

DV 110 kV Bileća – Trebinje je izgrađen tokom 1950-tih godina kao dalekovod za nazivni napon 35 kV. Tokom 1960-tih godina je rekonstruisan za pogon pod nazivnim naponom 110 kV. Zbog starosti voda je predviđena njegova sanacija koja obuhvata zamjenu cjelokupne elektro-opreme: provodnika, izolatora, ovjesne i spojne opreme. Zbog intenzivne izgradnje obnovljivih izvora energije u regiji Istočne Hercegovine i očekivanog porasta strujnog opterećenja dalekovoda, pored zamjene opreme razmatrana su i različita tehnička rješenja rekonstrukcije dalekovoda koja imaju različite performanse u pogledu prenosne moći i pouzdanosti dalekovoda. Kao Varijanta 0 razmatrano je zadržavanje postojećeg tipa provodnika Al/Č 150/25 sa ugradnjom DTR sistema (eng. Dynamic Thermal Rate System, sistem za daljinsko mjerenje temperature i prognozu strujne opteretivosti voda u realnom vremenu) i povećanjem sigurnosnih visina na određenim mjestima kako bi se obezbijedio siguran pogon pri temperaturi provodnika do 80°C, koja je jednaka maksimalnoj trajno dozvoljenoj temperaturi za ovaj tip provodnika. Kao Varijanta 1 razmatrana je potpuna zamjena svih stubova i ugradnja novih sa provodnicima Al/Č 240/40 pri čemu bi bio omogućen siguran rad dalekovoda pri temperaturama provodnika do maksimalne trajno dozvoljene temperature provodnika od 80°C. Kao Varijanta 2 razmatrana je ugradnja provodnika AT1/A20SA sa maksimalnom dozvoljenom temperaturom od 150°C. Zbog značajnog povećanja ugiba pri visokim temperaturama, Varijantom 2 rekonstrukcije je predviđeno da sigurnosne visine dalekovoda budu zadovoljene pri temperaturama do 120°C. Kao Varijanta 3 razmatrana je ugradnja HTLS (eng. High Temperature Low Sag, provodnici sa smanjenim ugibom pri visokim temperaturama) provodnika sa karbonskom jezgrom sa maksimalnom trajno dozvoljenom temperaturom provodnika od 180°C pri kojoj su zadovoljeni i tehnički zahtjevi u pogledu sigurnosnih visina.

Cilj rada je prezentacija metodologije koja je korišćena za izračunavanje gubitaka i neisporučene energije iz obnovljivih izvora u analizi različitih varijanti za rekonstrukciju voda, a koja za osnov ima termički proračun provodnika i procjenu gubitaka i ograničenja u prenosu na bazi stvarne temperature provodnika.

2 MODEL MREŽE KORIŠĆEN U PRORAČUNIMA

U regiji Istočne Hercegovine postoji značajan potencijal za izgradnju obnovljivih izvora energije. Od ranije su u pogonu HE Trebinje 1 i HE Dubrovnik, koje su priključene na mrežu nazivnog napona 220 kV. U sjevernom dijelu regije je izgrađena HE Ulog, a u srednjem dijelu je u toku izgradnja HE Dabar. Pored ovih elektrana, postoji potencijal za izgradnju dodatnih elektrana u slivu rijeka Neretve i Sutjeske, kao i HE Nevesinje na rijeci Zalomci i HE Bileća na kraju odvodnog tunela iz HE Dabar. U planovima od ranije je izgradnja vjetroelektrana Trusina i Hrgud kod Berkovića, a u toku je izgradnja VE Grebak kod Nevesinja. Ispitivanja potencijala za izgradnju vjetroelektrana su vršena i na lokaciji Leotara sjeverozapadno od Trebinja i platoa Morine sjeveristočno od Nevesinja. Od solarnih elektrana na mrežu je priključena SE Bileća snage 55 MW, upravo na DV 110 kV Bileća - Trebinje, a na DV 220 kV Mostar 3 – Trebinje/II priključena je SE Hodovo snage 92,7 MW. U cijeloj regiji je na više lokacija najavljena izgradnja novih solarnih elektrana. Nove solarne elektrane su planirane sa instalisanim snagama od nekoliko MW i priključenjem na sredjenaponsku mrežu do preko 120 MW i priključenjem na mrežu nazivnog napona 220 kV i 400 kV.

Realizacija ovih projekata je neizvjesna i u potpunosti zavisi od sposobnosti privatnih investitora da obezbijede potrebna finansijska sredstva za njihovu izgradnju. Međutim, izvjesno je da će u skoroj budućnosti mnogi od ovih projekata biti realizovani.

Bazni scenario (SC0) podrazumijeva razvoj proizvodnje na bazi postojećih ugovora o priključku, izdatih uslova za priključak ili proizvodnih objekata koji su uključeni i planove razvoja proizvodnje Elektroprivrede Republike Srpske (ERS), poznatih u vrijeme provođenja analiza, krajem 2022. godine.

Scenario 1 podrazumijeva brži porast instalisanih proizvodnih kapaciteta, i to sa dvije podvarijante: kada je dominantna izgradnja solarnih elektrana (SC1-Solar) odnosno kada je dominantna izgradnja novih vjetroelektrana (SC1-Vjetro), što je za sada manje vjerovatno jer, osim lokacija uključenih u bazni scenario, nema prijava za nove proizvodne objekte na bazi vjetra u regiji od interesa.

Scenario 2 predstavlja dodatno ubrzanje i proširenje obima izgradnje novih proizvodnih kapaciteta u regiji, takođe sa dvije podvarijante. U Tabeli I su prikazani opisani scenariji, sa prikazanim instalisanim kapacitetima po posmatranim godinama.

Za analizu tokova snaga razmatran je kao kritičan slučaj ljetnji maksimum, zavisno o scenariju razvoja nove proizvodnje u posmatranoj regiji. Radi jednostavnosti, snage potrošnje su preuzete iz modela mreže za ljetnji maksimum.

Tabela I: Različiti scenariji za analize, sa prikazanim instalisanim kapacitetima po posmatranim godinama.

Scenario	Godi-na	HE Ulog	SE Bile-ća	VE Bile-ća	HE Bile-ća	HE Sastav-ci	VE Trusi-na	VE Hr-gud	VE Gre-bak	SE Trebi-nje	HE Dabar	SE Hodo-vo
SC0	2024	35	55						66			92
	2029	35	55				49,5		66		176	92
	2033	35	55		33	17	49,5	48	66	152	176	184
SC1 Solar	2024	35	55						66			92
	2029	35	55				49,5		66		176	92
	2033	35	110		33	17	49,5	48	66	152	176	184
SC1 Vjetro	2024	35	55						66			92
	2029	35	55				49,5		66		176	92
	2033	35	55	55	33	17	49,5	48	66	152	176	184
SC2 Solar	2024	35	55						66			92
	2029	35	110		33	17	49,5	48	66	152	176	184
	2033	35	165		33	17	49,5	48	66	152	176	276
SC2 Vjetro	2024	35	55						66			92
	2029	35	55	55	33	17	49,5	48	66	152	176	92
	2033	52,5	55	110	33	17	49,5	48	66	152	176	184

U analizama gubitaka i analizama očekivane neisporučene energije u prenosu električne energije satna proizvodnja hidroelektrana modelovana je na bazi očekivane dnevne proizvodnje, bazirane na srednjim dnevnim vrijenostima dotoka.

Proizvodnja je prognozirana u satima sa najvećom potrošnjom u sistemu. Satna proizvodnja novih vjetroelektrana je „preslikana“ sa postojećih vjetroelektrana Mesihovina, Jelovača i Podveležje, proporcionalno instalisanoj snazi novih elektrana. Satna proizvodnja solarnih elektrana prognozirana je proporcionalno intenzitetu sunčevog zračenja po satima i instalisanim

snagama elektrana, a redukovana je u skladu sa srednjim brojem kišnih dana koji se mjesečno očekuju na području Istočne Hercegovine. U proračunu gubitaka modelovana je satna promjena temperature okoline i intenziteta sunčevog zračenja, dok je usvojena pretpostavka da je pojava vjetra u korelaciji sa radom vjetroelektrana. U proračunu gubitaka uzeti su u obzir samo gubici na DV 110 kV Bileća – Trebinje, dok je promjena gubitaka na ostalim elementima mreže zavisno od varijante rekonstrukcije zanemarena. Satne vrijednosti temperature i sunčevog zračenja su modelovane na osnovu mjesečnih srednjih vrijednosti prema literaturi [4], [5], [6] modelovanjem dnevnih oscilacija radi dostizanja maksimalnih vrijednosti. Detalji ovog proračuna prevazilaze obim ovog rada.

Za potrebe analiza razmatrana je samo grana Bileća – Trebinje 1. Zahvaljujući činjenici da je potrošnja na mreži 110 kV u regiji Istočne Hercegovine za red veličine manja od snage planiranih proizvodnih objekata, injektirana snaga u granu Bileća – Trebinje 1 je računata kao zbir doprinosa snage pojedinih izvora, što odgovara DC modelu mreže prema literaturi [1]. Doprinosi su izračunati na bazi ljetnjeg maksimuma sa povoljnom hidrologijom gdje je za svaki od izvora od interesa izračunat porast tokova po vodu 110 kV Bileća – Trebinje 1 za povećanje snage od 10 MW.

3 MODELOVANJE AMBIJENTALNIH USLOVA U PRORAČUNIMA

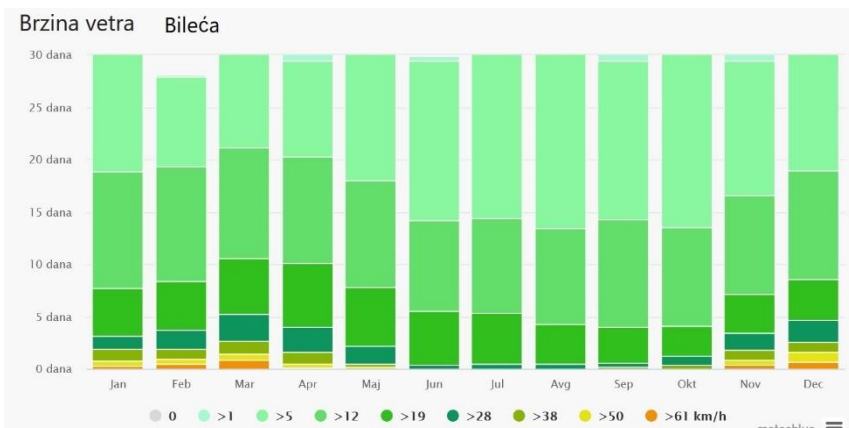
Za potrebe proračuna bilo je potrebno modelovati ambijentalne uslove i opterećenje dalekovoda za svaki sat u godini. Prema podacima iz literature [6] najviša očekivana temperatura vazduha na trasi dalekovoda i u regiji iznosi +40°C, a najniža -16°C. U sjevernom, planinskom dijelu regije od interesa, najniže godišnje temperature su još manje i još su izraženije kišne i sniježne padavine. Vjetrovi su dominantno po pravcu sjever-sjeveroistok-jug-jugozapad i sjever-jug. Područje Bileće i Trebinja je sa nižim intenzitetom i učestanošću vjetra, dok je u planinskom dijelu regije (područja Gacka, Berkovića i Nevesinja) izražen potencijal za izgradnju vjetroelektrana.

Za područje Bileće prema [4], [5] za proračune su korišćeni klimatološki podaci iz Tabele II.

Tabela II: Klimatološki podaci za područje Bileće

<i>Bileća</i>	<i>Srednja maksimalna temperatura (°C)</i>	<i>Srednja minimalna temperatura (°C)</i>	<i>Kišne padavine (mm)</i>	<i>Sniježne padavine (mm)</i>	<i>Broj dnevnih sati</i>	<i>Broj sunčanih sati</i>
januar	9,4	5,8	89	0	9,4	5,7
februar	10,3	6,1	72	3	10,6	5,6
mart	12,7	8,4	66	0	12	7,7
april	15,8	11,3	68	0	13,4	10,2
maj	19,5	14,3	51	0	14,7	11
juni	23,8	18,1	38	0	15,3	11,6
juli	26,9	20,6	22	0	15	12
avgust	27,9	21,8	24	0	13,9	12,1
septembar	23,4	18,2	54	0	12,5	10,4
oktobar	19,1	14,7	80	0	11	7,8
novembar	15,4	11,9	165	0	9,8	6,1
decembar	10,8	7,2	98	0	9,1	5,9

Maksimalni intenzitet sunčevog zračenja iznosi oko 1000 W/m^2 , izračunat prema literaturi [3]. Učestanost i intenzitet vjetra je prikazan na Slici 1.



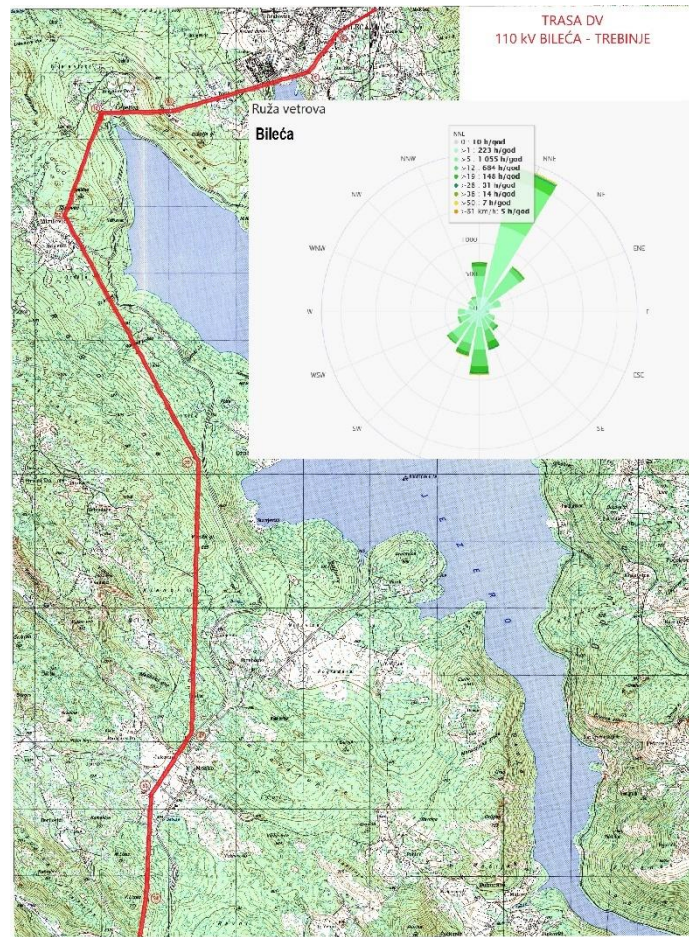
Slika 1: Učestanost i intezitet vjetra za područje Bileće prema literaturi [5]

Slični podaci u pogledu vjetra, temperatura i sunčevog zračenja su i za područje Trebinja, s tom razlikom da je u na tom području znatno veća količina padavina.

Za proračune gubitaka električne energije, kao ulazni podaci, korišćeni su podaci o temperaturi vazduha, vjetru i intenzitetu sunčevog zračenja. S obzirom na to da nisu bili dostupni podaci o satnim vrijednostima za cijelu godinu iz neke od meteoroloških stanica na području od interesa, bilo je potrebno napraviti model na bazi raspoloživih podataka. Temperatura je modelovana na bazi srednjih mjesečnih maksimalnih temperatura uz dnevnu oscilaciju (A_1) od 5°C , mjesečnu oscilaciju (A_2) od 5°C i slučajnu oscilaciju temperature (A_3) od 2°C prema jednačini (1).

$$T_a(t, T) = \begin{cases} T_{sr\ mj\ max} + A_1 ch\left(\frac{t-9}{24}\right) + A_2 \sin\left(\frac{T}{720}\right) + A_3 \cdot rand(T), & \text{za } t < 12 \\ T_{sr\ mj\ max} + A_1 ch\left(\frac{t-21}{24}\right) + A_2 \sin\left(\frac{T}{720}\right) + A_3 \cdot rand(T), & \text{za } t > 12 \end{cases} \quad (1)$$

Radi određivanja prenosne moći za Varijantu 0 određena je ekvivalentna proračunska brzina vjetra pod uglom od 90° koja odgovara maksimalnom strujnom opterećenju voda na raličitim pravcima dalekovoda za senzorske sisteme postavljene na tim lokacijama. Na Slici 2 je prikazana situacija trase dalekovoda i podaci o učestalosti i brzini vjetra po pojedinim pravcima. Proračun je izvršen pri brzinama vjetra koje su značajne za rad vjetroelektrana odnosno kada je brzina vjetra na visini do 10 m veća od $3,3 \text{ m/s}$.



Slika 2: situacija trase dalekovoda i ruža vjetrova

Dozvoljena struja provodnika se dobija iz jednačine termičke ravnoteže prema literaturi [2] za zadate ambijentalne uslove i uz uslov da temperatura provodnika dostiže maksimalnu dozvoljenu temperaturu provodnika:

$$P_g + P_s = P_{konv} + P_{rad} \quad , \quad (2)$$

gdje je:

P_g – snaga Džulovih gubitaka u provodnicima koja zavisi od temperature provodnika,

P_s – snaga apsorbirane toplote sunčevog zračenja koja zavisi od intenziteta zračenja i koeficijenta apsorpcije površine provodnika,

P_{konv} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih konvekcijom, u složenoj zavisnosti od brzine i pravca vjetra, temperature okoline i prečnika provodnika,

P_{rad} – snaga toplotnih gubitaka odvedenih zračenjem, proporcionalna četvrtom stepenu temperature provodnika i proporcionalna koeficijentu emisije provodnika.

Ekvivalentna dozvoljena struja dalekovoda od 462,13 A je određena za brzinu vjetra od 3,33 m/s, uzevši u obzir učestanost vjetra ove brzine po pojedinim pravcima:

$$I_{doz\ ekv} = \sum c_i \cdot I_{dozi} \quad (3)$$

gdje je c_i učestanost vjetra za pojedini pravac, a I_{dozi} dozvoljena struja dalekovoda.

Rezultati proračuna su prikazani u Tabeli III.

Tabela III: Proračun strujne opteretivosti za brzinu vjetra od 3,33 m/s za uže Al/Č 150/25

Pravac vjetra	Brzina vjetra (m/s)			Učestalost vjetra po pravcima c_i	Dozvoljena struja $v > 3,33$ (računato sa 3,33 m/s) po dionici voda					
	<1,33	1,33-3,33	>3,33		Bileća grad (5-7)	Mirilo-vići (22-35)	Žudoje-vići (35-47)	Mosko (47-50)	Jasen (59-65)	I_{dozi}
NNE	233	1055	889	37,37%	483,44	633,05	517,27	519,04	462,91	462,91
S	217	329	382	16,06%	633,05	633,05	433,47	695,93	496,1	433,47
SSE	100	181	294	12,36%	633,05	454,65	633,05	695,93	633,05	454,65
N	214	305	204	8,58%	633,05	633,05	433,47	695,93	496,1	433,47
SSW	157	325	193	8,11%	483,44	633,05	517,27	519,04	462,91	462,91
SE	107	125	111	4,67%	633,05	500,42	633,05	695,93	633,05	500,42
SW	212	275	98	4,12%	475,12	633,05	633,05	532,76	633,05	475,12
NE	196	526	95	3,99%	475,12	633,05	633,05	532,76	633,05	475,12
WSW	143	145	37	1,56%	633,05	633,05	633,05	695,93	633,05	633,05
NNW	103	94	37	1,56%	633,05	454,65	633,05	695,93	633,05	454,65
ESE	134	89	15	0,63%	633,05	633,05	633,05	695,93	633,05	633,05
NW	125	66	10	0,42%	633,05	500,42	633,05	695,93	633,05	500,42
W	203	100	6	0,25%	633,05	633,05	633,05	695,93	633,05	633,05
ENE	219	105	3	0,13%	633,05	633,05	633,05	695,93	633,05	633,05
E	93	47	3	0,13%	633,05	633,05	633,05	695,93	633,05	633,05
WNW	101	57	2	0,08%	633,05	633,05	633,05	695,93	633,05	633,05
8760	2557	3824	2379						I_{dozekv}	462,13

Ekvivalentna strujna opteretivost dalekovoda I_{doz} za uže Al/Č 150/25 je određena tako da su izračunate maksimalne struje po pojedinim karakterističnim pravcima dalekovoda pri kojima se postiže temperatura provodnika od 80°C, uzevši u obzir ugao koji pravac vjetra zaklapa sa provodnicima voda po pojedinim dionicama. Iz pregleda je vidljivo da je za svaki pravac vjetra kritična dionica na kojoj dolazi do djelovanja vjetra duž provodnika, dok se najpovoljniji uslovi hlađenja ostvaruju pri djelovanju vjetra okomito na pravac prostiranja voda.

Zatim je za svaki pravac vjetra određena minimalna dozvoljena struja s obzirom na kritičnu dionicu dalekovoda. Ekvivalentna brzina vjetra je određena iz jednačine termičke ravnoteže (2) gdje je snaga Džulovih gubitaka u provodniku izračunata sa strujom I_{dozekv} , a za hlađenje konvekcijom se uzima da je smjer vjetra okomit na pravac provodnika. Na osnovu navedenog, dobija se ekvivalentna brzina vjetra okomito na pravac provodnika od 0,85 m/s za stvarnu brzinu vjetra od 3,33 m/s.

Za intenzitet sunčevog zračenja je usvojeno da iznosi 1000 W/m² u satima kada postoji angažman solarnih elektrana, a kada je prognozirano da one ne rade je uzeto da iznosi 0 W/m². Kada je udio rada vjetroelektrana u ukupnoj proizvodnji manji od 14% uzeto je da nema vjetra, odnosno proračun je rađen sa brzinom vjetra od 0,6 m/s okomito na pravac provodnika. Kada je udio vjetroelektrana u ukupnoj proizvodnji veći od 14% uzeto je da brzina vjetra iznosi 0,85 m/s.

4 PRORAČUN GUBITAKA

Proračun gubitaka je rađen za vod koji je predmet rekonstrukcije, direktnom primjenom jednačine (6). Za potrebe proračuna strujnog opterećenja dalekovoda iz maksimalnog ljetnjeg režima određeni su koeficijenti učešća pojedinih elektrana u opterećenju dalekovoda, pa je ukupno opterećenje dalekovoda izračunato kao:

$$P = \sum_i^n k_i \cdot G_i, \quad (4)$$

gdje je $k_i = \frac{\Delta P}{\Delta G_i}$, a G_i – snaga generisana iz i -te elektrane.

Radi jednostavnosti, svi proračuni tokova snaga su rađeni za postojeće stanje na dalekovodu uz odgovarajuće parametre podužne impedanse. Pretpostavljeno je da su tokovi reaktivnih snaga konstantni i da iznose 10 MVar, dok je napon takođe pretpostavljen kao konstantan sa vrijednošću 110 kV.

Fazna struja provodnika je izračunata iz jednačine:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (5)$$

Na osnovu izračunate struje provodnika i pretpostavljenih parametara okoline, primjenom metodologije iz literature [2], iz jednačine (1) izračunata je temperatura provodnika T i otpornost provodnika $R(T)$. Konačno, gubici se za svaki sat u godini su izračunati kao:

$$W(t) = 3 \cdot I^2(t) \cdot R(T, t). \quad (6)$$

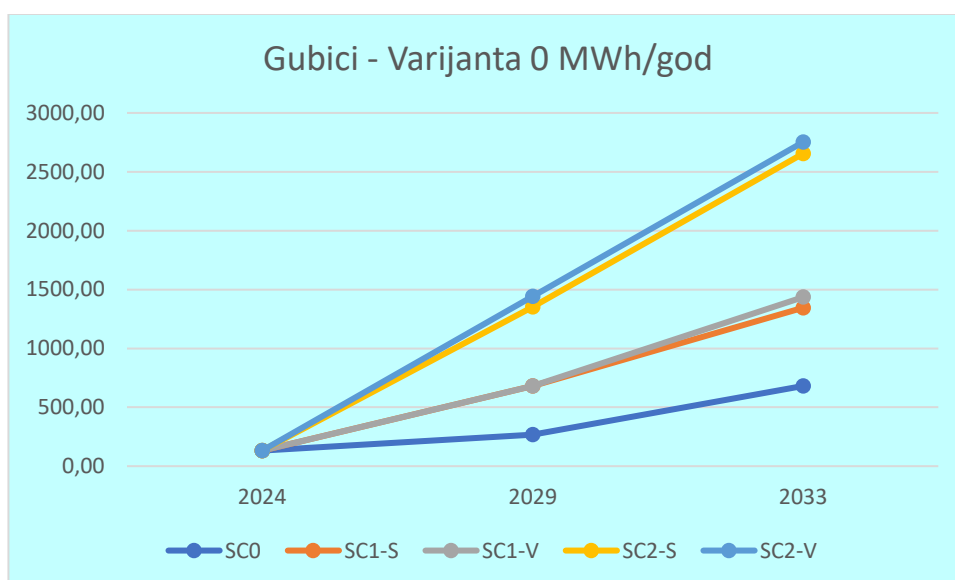
Aproksimacije korišćene pri proračunima su na stranu sigurnosti, odnosno na štetu Varijante 0, jer bi se sa smanjenjem impedanse koje se događa kod ostalih varijanti povećali tokovi snaga po dalekovodu 110 kV Bileća – Trebinje 1. Takođe radi jednostavnosti, pretpostavljeno je da su pri proračunu gubitaka tokovi jednaki na svim dionicama DV 110 kV Bileća – Trebinje 1, što je takođe aproksimacija „na štetu” Varijante 0, jer su kod ove varijante gubici najveći pa je time i uticaj na rezultate tehnokonomске analize kod ove varijante rekonstrukcije najveći. Rezultati proračuna gubitaka na dalekovodu za različite scenarije razvoja proizvodnje i različite varijante rekonstrukcije voda su prikazani u Tabeli IV i izdvojeno za Varijantu 0 na Slici 3.

Tabela IV: Rezultati proračuna gubitaka

Scenario	Ukupni gubici MWH/god	Varijanta 0	Varijanta 1	Varijanta 2	Varijanta 3
SC0	2024	132,30	103,71	129,14	112,66
	2029	267,86	209,69	261,45	227,87
	2033	680,87	532,56	665,03	581,95
SC1-Solar	2024	132,30	103,71	129,14	112,66
	2029	680,87	532,56	665,03	581,95
	2033	1345,08	940,41	1303,13	1068,70
	2024	132,30	103,71	129,14	112,66

Scenario	Ukupni gubici MWh/god	Varijanta 0	Varijanta 1	Varijanta 2	Varijanta 3
SC1-Vjetro	2029	680,87	532,56	665,03	581,95
	2033	1435,14	1008,32	1390,15	1145,58
SC2-Solar	2024	132,30	103,71	129,14	112,66
	2029	1351,17	1034,77	1317,37	1128,45
	2033	2654,43	1978,76	2585,89	2177,26
SC2-Vjetro	2024	132,30	103,71	129,14	112,66
	2029	1441,39	1107,85	1405,14	1208,05
	2033	2751,78	2055,96	2680,80	2260,67

Kao najizraženiji, izdvojeni su gubici za Varijantu 0, po godinama i za različite scenarije razvoja proizvodnje, prikazani na Slici 3.



Slika 3, Prikaz godišnjih gubitaka električne energije za Varijantu 0

5 PRORAČUN NEISPORUČENE ENERGIJE U NORMALNOM POGONU

Neisporučena energija je određena za sve varijante rekonstrukcije dalekovoda tako što se za svaki sat u godini, u slučaju prekoračenja maksimalne temperature provodnika (za Varijantu 0: 80°C, za Varijantu 1: 80°C, za Varijantu 2: 120°C i za Varijantu 3: 180°C) računa razlika struje za koju treba smanjiti tokove snaga po dalekovodu, a zatim i iznos snage SE Bileća za koji je potrebno umanjiti proizvodnju da bi se dalekovod dovoljno rasteretio (izrazi (7)-(9)).

$$\Delta I = I - CCC(t_{max}, t_a, I_s, v_v) \quad (7)$$

$$\Delta P = \frac{\Delta I \cdot U \cdot \sqrt{3}}{k_{SE \text{ Bileća}}} \quad (8)$$

$$\Delta W = \sum \Delta P \cdot \Delta T, \quad (9)$$

gdje je:

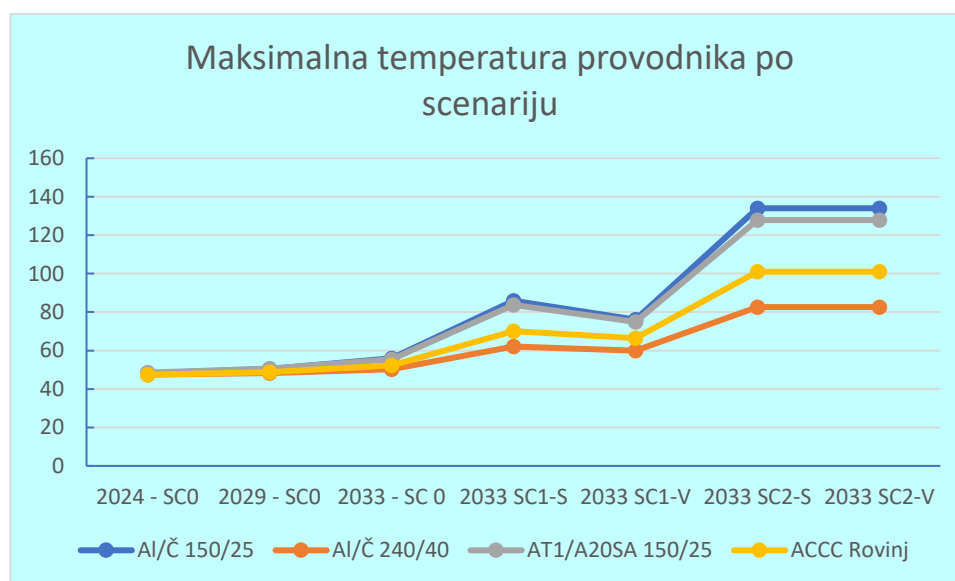
I (A) – strujno opterećenje dalekovoda u datom satu,

CCC (A) – maksimalna struja pri kojoj se u datom satu sa ambijentalnim uslovima: temperaturom ambijenta (t_a), jačinom sunčevog zračenja (I_s) i brzinom vjetra (v_w), postiže maksimalna temperatura provodnika (t_{max}),

U (V) – napon, koji se na osnovu proračuna tokova snaga kreće u granicama od 110 kV do 116 kV, uzima kao konstantan i jednak onom koji je pri maksimalnim tokovima snaga,

$k_{SE\ Bileća}$ – koeficijent iz jednačine (4) za SE Bileća.

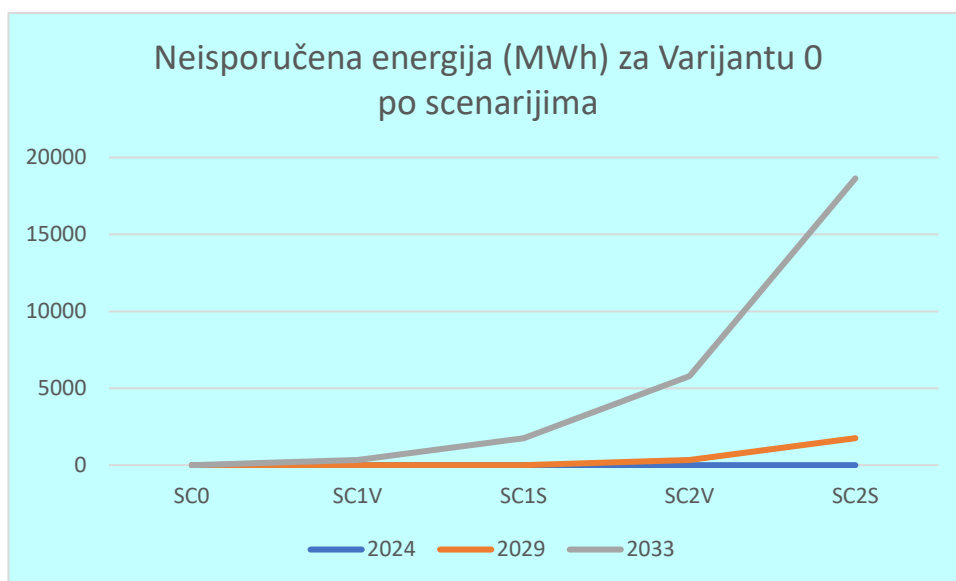
Na Slici 4. su prikazana je maksimalna temperatura provodnika po scenariju.



Slika 4, Rezultati proračuna: maksimalna temperatura provodnika po scenariju

Rezultati proračuna pokazuju da u posmatranim scenarijima razvoja proizvodnje kod Varijante 3 ne bi dolazilo do potrebe za ograničavanjem proizvodnje. Kod Varijanti 1 i 2 u Scenariju 2 sa intenzivnim razvojem solarnih elektrana procijenjena je neisporučena energija od 29 MWh, odnosno 66 MWh godišnje. Značajne vrijednosti neisporučene energije su dobijene u Varijanti 0. Prikaz neisporučene energije u Varijanti 0 po scenarijima razvoja proizvodnje dat je na Slici 5.

U uslovima prirodnog hlađenja, pri maksimalnom sunčevom zračenju, što predstavlja kritičan slučaj koji se događa pri punom angažmanu solarnih elektrana, prenosna moć voda je najniža. Varijanta 3 u ovom slučaju omogućava gotovo trostruku prenosnu moć u odnosu na Varijantu 0, dok Varijanta 1 i Varijanta 2 omogućavaju približno jednaku prenosnu moć i gotovo dvostruku prenosnu moć u odnosu na Varijantu 0 (Tabele V, VI i VII). Sa opadanjem temperature okoline ove razlike se značajno smanjuju, a naročito prednost Varijante 3 u odnosu na varijante 1 i 2. Ovo je značajno kada se uzme u obzir da je Varijanta 0 predviđena da radi sa sistemom za nadzor temperature provodnika koji bi omogućio njeno maksimalno iskorišćenje. Kod ostalih varijanti odgovarajući efekti se mogu postići odgovarajućim sezonskim podešenjima zaštita od preopterećenja dalekovoda.



Slika 5: Neisporučena energija (MWh) za Varijantu 0 po scenarijima

Tabela V: Prenosna moć voda u dnevnim uslovima bez vjetra za različite varijante rekonstrukcije

Varijanta	Temeperatura okoline (°C), Is= 1000 W/m², v _v =0,6 m/s							Prenosna moć, pri Un= 110 kV (MVA), t _a =+35°C
	-10	0	10	20	30	35	40	
	I _{CCC} (A) zavisno od temperature okoline							
Varijanta 0	551	508	461	409	348	311	267	59
Varijanta 1	880	828	771	709	641	603	563	115
Varijanta 2	740	712	682	651	618	600	579	114
Varijanta 3	997	973	949	923	897	883	869	168

Tabela VI: Ekvivalnetna prenosna moć voda danju pri vjetru brzine 3,33 m/s

Varijanta	Temeperatura okoline (°C), Is= 1000 W/m², v _v =0,85 m/s							Prenosna moć, pri Un= 110 kV (MVA), t _a =+35°C
	-10	0	10	20	30	35	40	
	I _{CCC} (A) zavisno od temperature okoline							
Varijanta 0	598	548	498	441	376	339	294	64
Varijanta 1	947	890	830	764	692	652	609	124
Varijanta 2	793	763	731	698	662	643	624	122
Varijanta 3	1064	1038	1012	985	956	941	926	179

Tabela VII: Ekvivalnetna prenosna moć voda noću pri vjetru brzine 3,33 m/s

Varijanta	Temeperatura okoline (°C), Is= 0 W/m², v _v =0,85 m/s							Prenosna moć, pri Un= 110 kV (MVA), t _a =+35°C
	-10	0	10	20	30	35	40	
	I _{CCC} (A) zavisno od temperature okoline							
Varijanta 0	627	578	530	477	418	384	348	73
Varijanta 1	985	931	874	811	743	706	667	134
Varijanta 2	814	784	753	721	686	668	650	127
Varijanta 3	1080	1055	1029	1002	974	960	945	183

6 ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA I ZAKLJUČCI

U nedostatku specijalizovanih softvera za analizu gubitaka i tržišne analize u Elektroprenosu BiH, za potrebe tehnoekonomske analize različitih varijanti rekonstrukcije dalekovoda 110 kV autori su razvili vlastiti pristup izračunavanju gubitaka električne energije i procjeni neisporučene energije iz obnovljivih izvora energije, koristeći pojednostavljenja koja je bilo moguće koristiti zahvaljujući osobinama mreže u regiji od interesa koja je predmet analize. Pojednostavljenja u analizama mreže i metode proračuna gubitaka su djelimično preuzete iz literature [1].

Proračun temperature provodnika i snage gubitaka na vodu je izvršen u programskom jeziku MATLAB direktnom primjenom metodologije [2], dok je proračun struje voda i analiza prekoračenja strujne opteretivosti, na bazi satnog angažovanja elektrana rađena u programu MS EXCEL.

Pri samoj tehnoekonomskoj analizi uticaj gubitaka se pokazao kao relativno mali u odnosu na direktne troškove rekonstrukcije, dok je proračun neisporučene energije bio presudan za eliminaciju Varijante 0 u scenarijima sa visokom izgrađenošću novih izvora u posmatranoj regiji.

Iz naprijed navedenih razloga autori nisu imali mogućnost poređenja rezultata izračunatih po vlastitoj metodologiji u odnosu na druge komercijalno dostupne softverske alate.

7 LITERATURA

- [1] Ivan A. Škokljev, Planiranje elektroenergetskih sistema, Taurus Publik Beograd, 2000, str. 230-236, 252-265
- [2] CIGRÉ WG 22.12, Thermal Behaviour of overhead conductors, 2002
- [3] IEEE Standard 738 - 1993
- [4] www.aladin.info/sr/bosna-i-hercegovina/bileca-klima
- [5] www.meteoblue.com/sr/vreme/historyclimate/climatemodelled/Билећа_Босна-и-Херцеговина
- [6] www.eurokodovi.ba

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.06)**C4.06****ISPITIVANJE SPOSOBNOSTI SOLARNE ELEKTRANE DA PRUŽI PODRŠKU
ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU U POGLEDU REAKTIVNE ENERGIJE****THE ASSESSMENT OF PV PLANT CAPABILITY TO PROVIDE REACTIVE POWER
SUPPORT IN POWER SYSTEMS****Ana Vuković, Mila Drajić***

Kratak sadržaj: Napon je veličina koja u elektroenergetskom sistemu pri normalnim radnim uslovima ima uzak opseg dozvoljenih varijacija, kako bi se osigurala naponska stabilnost i pouzdan prenos snage u sistemu. Gornja i donja dozvoljena granica naponskih varijacija iznose najčešće od $\pm 5\%$ do $\pm 10\%$, zavisno od naponskog nivoa koji se posmatra. Veličina neraskidivo povezana sa naponom i zaslužna za njegovu regulaciju je reaktivna energija. Većina mrežnih kodova u svetu definiše zahteve u pogledu minimalne induktivne i kapacitivne reaktivne energije koje elektrane moraju zadovoljiti u tački priključenja. U tradicionalnim elektroenergetskim sistemima, regulacija napona vršena je uglavnom zahvaljujući konvencionalnim (sinhronim) generatorima. Povećanje, a u određenim sistemima, i dominacija proizvodnje iz obnovljivih izvora energije dovela je do potrebe za promenom izvora i načina regulisanja naponskih prilika. Solarne i vetroelektrane razvijaju se i implementiraju sve češće sa sposobnošću da samostalno regulišu reaktivnu energiju i naponske prilike u tački priključenja. Kao pomoć samim invertorski vezanim izvorima da ostvare zadate zahteve u pogledu reaktivne snage, sposobnosti elektrana mogu se poboljšati dodavanjem specijalizovanih uređaja kao što su baterije kondenzatora ili STATCOM-i. Cilj ovog rada biće ispitivanje sposobnosti velike solarne elektrane (750MW) priključene na prenosni 132kV sistem da ispuni zahteve za proizvodnjom ili apsorpcijom reaktivne energije u tački priključenja pri različitim uslovima rada. Osnovni slučaj predstavljaće ispitivanje P-Q karakteristike elektrane pri ambijentalnoj temperaturi karakterističnoj za posmatrani geografski region (46°C), uz pretpostavku da naponske prilike samih invertora mogu pratiti maksimalno definisane vrednosti koje garantuje proizvođač opreme (1.1 r.j.). Analiza osetljivosti biće sprovedena u dva slučaja: pri drugim ambijentalnim uslovima (spoljašnja temperatura od 52°C) i pri maksimalnom naponu invertora nižem od maksimalno dozvoljenih vrednosti (1.05 r.j.). Za svaki od tri pomenuta slučaja razmatraće se i induktivni i kapacitivni režimi rada elektrane, pri nominalnom i ekstremnim vrednostima napona u tački priključenja. Sve analize biće sprovedene u softverskom alatu DIgSILENT PowerFactory, uz detaljno modelovanje pomenute elektrane i svih njenih elemenata. Rezultati rada će omogućiti sagledavanje mogućnosti velikih solarnih elektrana da pruže reaktivnu podršku elektroenergetskom sistemu pri kritičnim režimima rada u smislu minimalnih i maksimalnih dozvoljenih napona u tački priključenja.

* Ana Vuković, Go2power, ana.vukovic@go2power.eu
Mila Drajić, Go2Power Consulting, mila.drajić@go2power.eu

Biće takođe dat osvrt na uticaj ambijentalnih uslova na performanse invertora pri proizvodnji aktivne i reaktivne energije, kao i na uticaj ograničenja parametara samih invertora na vrednosti manje od maksimalno dozvoljenih radi produženja životnog veka razmatrane opreme.

Ključne reči: solarna elektrana, reaktivna energija, pogonska karta, *P-Q* karakteristika, DIgSILENT PowerFactory, softverski alati

Abstract: In a power system, voltage is a quantity that has a narrow range of permissible variations under normal operating conditions. The upper and lower limits most often vary from $\pm 5\%$ to $\pm 10\%$, depending on the voltage level which is being observed. This ensures voltage stability and reliable power transfer in the power systems. Reactive power is a quantity directly linked to voltage and responsible for its regulation. Most grid codes in the world define reactive power capability requirements at the connection point which power plants must comply with in both inductive and capacitive regimes. In traditional power systems, voltage regulation was carried out mainly by synchronous generators. The increase in penetration, and in certain power systems, the dominance of renewable energy sources has caused a change to the sources and the methods carrying out voltage regulation. Solar and wind power plants are nowadays being developed and implemented with the ability to independently regulate reactive power and voltage conditions at the connection point. To help inverter-based resources meet the reactive power requirements, the capability of power plants can be enhanced by adding specialized devices such as capacitor banks or STATCOMs. The aim of this paper is to assess the capability of a large PV plant (750MW) connected to a 132kV transmission system to meet the reactive power requirements at the connection point under various operating conditions. Base case will represent the assessment of *P-Q* characteristics of the PV plant at ambient temperature characteristic for the observed geographical region (46°C), assuming the voltage of the inverters can be at the maximum values guaranteed by the equipment manufacturer (1.1pu). Sensitivity analysis will be carried out in two cases: in other ambient conditions (outdoor temperature of 52°C) and for the inverter voltage lower than maximum (1.05pu). For each of the three cases mentioned above both inductive and capacitive operating modes will be considered at nominal and extreme voltage values at the connection point. The analysis will be conducted in the DIgSILENT PowerFactory software tool, including the detailed modeling of the observed PV plant and its elements. The results will give an assessment of the reactive power capabilities of a large PV plant to support the power system in critical operating regimes. The influence of ambient conditions on the inverters' power production will also be assessed, as well as the impact of limiting the inverter voltage to values less than the maximum in order to extend the lifetime of the observed equipment.

Key words: PV plant, reactive power, capability curve, *P-Q* diagram, DIgSILENT PowerFactory, software tools

1 UVOD

U prethodnim decenijama, energetska sektor prošao je kroz značajnu tranziciju na putu ka održivoj i čistoj energiji. Ovaj period obuhvatio je tehnološki razvoj obnovljivih izvora energije, uključujući solarne elektrane. Solarni sektor započeo je svoj razvoj 50-ih godina prošlog veka, a 2022. godine dostigao je globalni kapacitet od 1 TW. Samo dve godine kasnije, 2024. godine, globalni kapacitet je premašio 2 TW, što jasno ukazuje na značaj koji ova tehnologija ima u svetskoj energetska transformaciji. [1]

Ključni faktori koji su omogućili ovako brz napredak solarnih izvora jesu laka dostupnost i prilagodljivost, smanjivanje kapitalnih troškova u relativno kratkom vremenskom intervalu, politički podsticaji, kao i tehnološke inovacije u oblasti proizvodnje sastavnih komponenti solarnih elektrana – fotonaponskih panela i invertorskih sistema. Invertori, koji su odgovorni za pretvaranje jednosmerne struje proizvedene solarnim panelima u naizmeničnu struju, postali su centralni element solarnih elektrana.

Sa rastućim kapacitetom i brojem obnovljivih izvora energije (OIE) širom sveta dolazi do prepoznavanja izazova i problema koje njihova integracija sa sobom nosi. Odgovarajući zakoni i regulative se usklađuju kako bi ispratili aktuelne trendove i potrebe, što dovodi do izmena i dopuna pravila o radu prenosnih sistema i standarda koji definišu integraciju OIE u postojeće elektroenergetske sisteme. Jedan od zahteva pri proveru mogućnosti priključenja novih elektrana u sistem odnosi se na mogućnost generisanja i apsorbovanja reaktivne energije od strane posmatrane elektrane u tački priključenja. Iako solarne elektrane primarno proizvode aktivnu snagu, shodno pomenutim zahtevima moraju imati sposobnost obezbeđivanja i reaktivne snage, što samostalnim radom invertora, što dodavanjem pomoćnih uređaja kao što su baterije kondenzatora ili STATCOM uređaja, u sklopu same solarne elektrane.

Ovaj rad se bavi analizom mogućnosti solarne elektrane snage 750 MW da pruži reaktivnu podršku u tački priključenja. Pomenuta analiza je izvršena u softverskom alatu DIgSILENT PowerFactory uz detaljno modelovanje pomenute solarne elektrane sa svim njenim elementima, kao pogonskom kartom izabranih invertora pri različitim naponskim uslovima. Osnovni slučaj prikazan u radu obuhvata ispitivanje P-Q karakteristike elektrane u tački priključenja pri ambijentalnoj temperaturi od 46°C. Analiza osetljivosti je sprovedena kroz dodatna dva slučaja, kako bi se sagledao uticaj pojedinih faktora na rad invertora i njihovu izlaznu snagu. Prvi slučaj predstavlja analizu reaktivne sposobnosti u tački priključenja pri višoj ambijentalnoj temperaturi (52°C), a drugi pri identičnim ambijentalnim uslovima, ali pri nižim naponima invertora.

2 REAKTIVNA ENERGIJA: POTREBE I ZAHTEVI

Reaktivna energija se odnosi na tok energije u naizmeničnom sistemu koja osciluje između elektrane i potrošača i ne vrši koristan rad. Ona je potrebna za magnećenje potrošača za čiji rad je potrebno magnetno polje poput motora i uređaja sa magnetnim jezgrom, kao što su transformatori. [2] Reaktivna energija je takođe neophodna za regulaciju napona i održavanje stabilnih naponskih prilika u elektroenergetskim sistemima.

Problemi koji se javljaju usled nedostatka ili viška reaktivne energije mogu biti:

- Naponska nestabilnost – U slučaju nedostatka reaktivne energije može doći do naponskih propada, fluktuacija ili naponskog sloma. Višak reaktivne energije može izazvati prenapone u mreži, što dovodi do nestabilnosti.
- Problemi sa performansama potrošača – Potrošački uređaji su dimenzionisani za rad u određenom opsegu napona. Pri naponima nižim od propisanih može doći do nepravilnog rada uređaja (npr. treperenje sijalica, pregrevanje i oštećenje motora i sl.).
- Povećani gubici – Reaktivna komponenta struje zaostaje za aktivnom za 90°, a ukupna struja opterećenja se dobija kao geometrijski zbir te dve komponente. Reaktivna komponenta struje dodatno opterećuje elemente mreže od izvora do potrošača, poput

transformatora, kablova i dalekovoda, čime se smanjuju prenosni kapaciteti dostupni za aktivnu snagu i javljaju se dodatni gubici.

- Problemi sa kvalitetom energije – Nedostatak reaktivne energije može dovesti do niskog faktora snage, što negativno utiče na rad industrijskih mašina i povećava troškove proizvodnje. Takođe, višak reaktivne energije može uzrokovati rezonansu – pojavu poklapanja određene frekvencije sa prirodnom frekvencijom mreže, što dovodi do povećanih harmonika u mreži i dodatnog naprezanja opreme.

Iako se elektroenergetski sistemi još uvek često baziraju na konvencionalnim izvorima energije, u kojima se regulacija napona uglavnom obavlja pomoću sinhronih generatora, visok nivo penetracije obnovljivih izvora zahteva njihovo uključivanje u regulaciju napona i reaktivne snage [3]. Nove elektrane koje se priključuju na mrežu moraju ispuniti tehničke zahteve za priključenje na sistem, među kojima je i zahtev za generisanjem i apsorpcijom reaktivne energije koji mora biti ispunjen u tački priključenja svih novih elektrana, kako bi se obezbedila stabilnosti sistema i naponskih uslova u mreži. Zahtevi u vezi sa reaktivnom energijom prisutni su u gotovo svim mrežnim kodovima, a prema njihovim odredbama često se javlja zahtev da solarna elektrana mora biti u mogućnosti da injektira 33% svoje nominalne aktivne snage u tačku vezivanja sa mrežom.

Performanse invertora u ovom procesu su ključne, jer invertori omogućavaju kako generisanje, tako i apsorpciju reaktivne snage, do svog maksimalnog kapaciteta, a tek se preostali nezadovoljen kapacitet iz mrežnih zahteva obezbeđuje dodatnim uređajima u okviru solarne elektrane. Rad i efikasnost solarnih panela i invertora zavise od atmosferskih uslova, poput temperature i vlažnosti vazduha, što direktno utiče na njihovu mogućnost proizvodnje aktivne i reaktivne snage. U slučaju da sami invertori ne mogu da zadovolje zadate zahteve za reaktivnom energijom, potrebno je obezbediti dodatne izvore reaktivne energije u okviru samih solarnih elektrana, u vidu kompenzacionih uređaja kao što su baterije kondenzatora, STATCOM (*Synchronous Static Compensator*) ili SVC (*Static Var Compensator*) uređaji.

3 METODOLOGIJA I MODELOVANJE

Modelovanje solarne elektrane, kao i analiza reaktivne podrške date u radu izvršene su u softverskom alatu DIgSILENT PowerFactory u verziji 2022. PowerFactory je napredni softver za analizu elektroenergetskih sistema specijalizovan za proizvodne, prenosne, distributivne i industrijske sisteme.

Bazni scenario analiziran u ovom softveru obuhvata ispitivanje P-Q karakteristike elektrane u tački priključenja pri ambijentalnoj temperaturi od 46°C. Naponi na invertorima u pomenutom slučaju su održavani na vrednosti od 1.1 r.j, kao maksimalno dozvoljenoj od strane proizvođača, jer je tada doprinos reaktivne snage (Q) od strane invertora najveći. Analiza osetljivosti je sprovedena kroz dodatna dva slučaja: prvi, pri ambijentalnoj temperaturi od 52°C i identičnim maksimalnim naponima invertora i drugi, pri ambijentalnoj temperaturi od 46°C, ali pri maksimalnim naponima na invertorskim sabirnicama 1.05 r.j.

Usvojen je tipičan zahtev mrežnih kodeksa kojim se definiše neophodna sposobnost elektrane da injektira/apsorbuje 33% aktivne snage u tački priključenja, što u posmatranom slučaju iznosi 250 MVar.

Analiza je izvršena za aktivne snage u tački priključenja u sledećim koracima:

- 750 MW – nominalna snaga elektrane,
- 375 MW – 50% nominalne snage elektrane i
- 0 MW – noćni režim.

Izlazna aktivna snaga invertora usaglašena je sa karakteristikom izlazne snage prema odgovarajućoj ambijentalnoj temperaturi u svakoj od izvršenih simulacija. Izlaz reaktivne snage zavisi u velikoj meri od napona na invertoru, pri čemu veći napon invertora omogućava veću izlaznu reaktivnu snagu. Zbog toga su naponi održavani blizu maksimalne dozvoljene vrednosti (1.1 r.j.), kako bi se postigla maksimalna podrška.

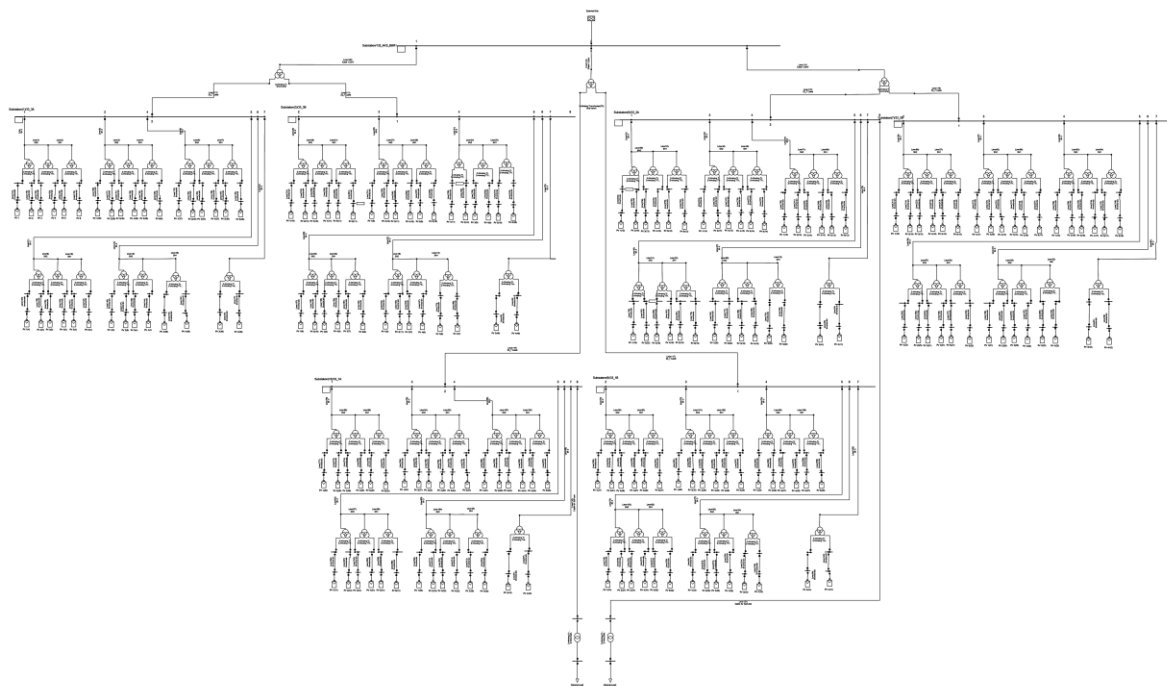
Naponi i opterećenja unutar solarne elektrane u svim simulacijama su održavani u odgovarajućim granicama:

- Napon na 132 kV sabirnicama: $\pm 5\%$.
- Naponske varijacije na 33 kV sabirnicama: $\pm 5\%$ (kontrolisani od strane mrežnih transformatora).
- Naponske varijacije na 0.8 kV: $\pm 10\%$ (zavise od izlazne reaktivne snage invertora i uslova mrežnog napona). Pri analizi osetljivosti ova granica će biti pomerana na $\pm 5\%$.
- Maksimalno opterećenje opreme: 100%

Za svaki od posmatranih scenarija i režima razmatrane su tri vrednosti napona u tački priključenja solarne elektrane: 0.9, 1 i 1.1 r.j, koji su definisani zahtevima u mrežnom kodu pri proveru mogućnosti podrške reaktivne snage. Smatra se da, ukoliko su zahtevi ispunjeni pri ekstremnim vrednostima mrežnog napona u tački priključenja, biće ispunjeni i u svim drugim slučajevima, čime se praktična analiza značajno pojednostavljuje.

3.1 MODEL SOLARNE ELEKTRANE

Posmatrana solarna elektrana je snage 750 MW i priključena na sistem na naponskom nivou 132kV. Model elektrane u softveru čine svi elementi koji se i zaista nalaze u elektrani: 132 kV kablovi koji povezuju solarnu elektranu sa tačkom priključenja, 132/33/33 kV mrežni transformatori, invertorski transformatori, PV invertori, interna kablovska mreža SN i NN, kao i sopstvena potrošnja elektrane. Model solarne elektrane je prikazan na slici 1.

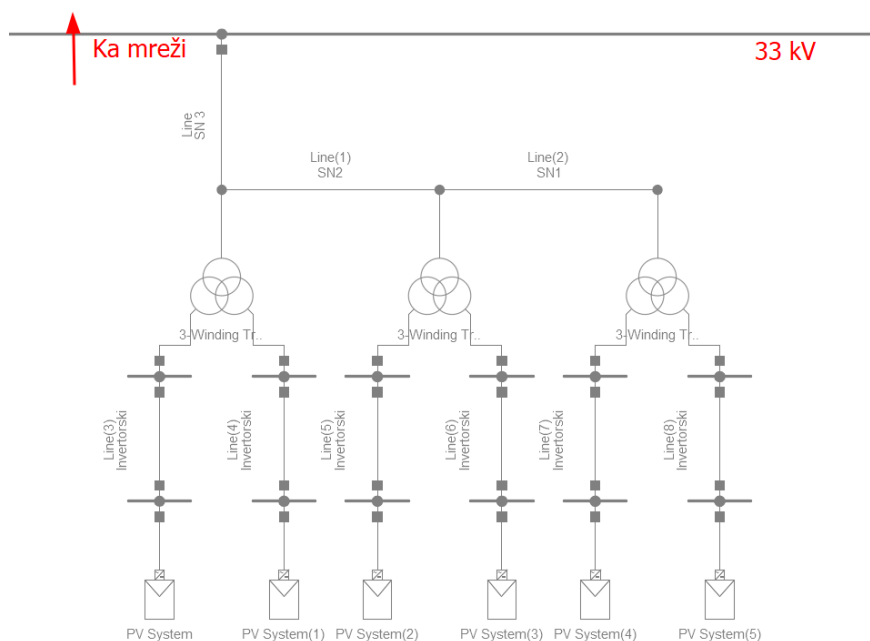


Slika 1: Model solarne elektrane iz DIgSILENT PowerFactory

3.1.1 Konfiguracija elektrane

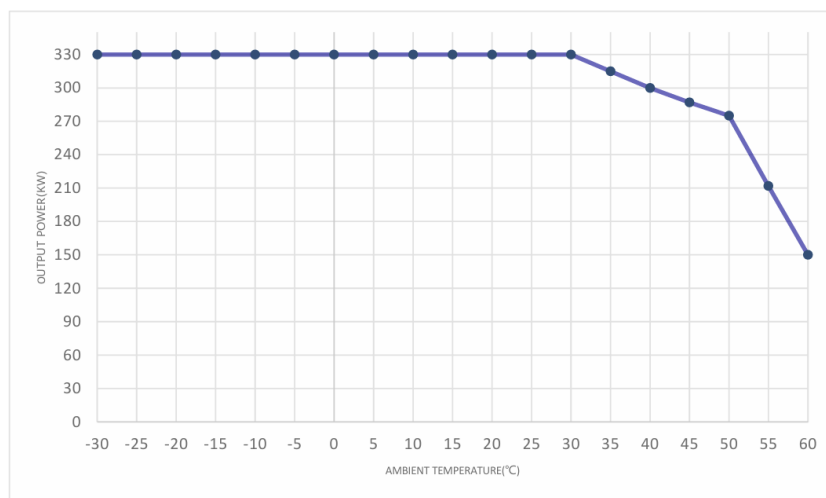
Izabrana konfiguracija invertora u posmatranoj elektrani su *string* invertori. U odnosu na drugu dostupnu konfiguraciju – centralne invertore, string invertori imaju veću efikasnost, u poređenju sa centralnim invertorima za 4-8%. Takođe, višestruko praćenje maksimalne tačke napajanja MPPT omogućava bolju kontrolu proizvodnje pri ovakvoj konfiguraciji, čime se opravdavaju viši početni troškovi i dodatni gubici u AC kablovima, koji povećavaju ukupne gubitke za otprilike 0.5%.

Analiziranu solarnu elektranu čine 3072 invertora i 96 invertorskih transformatora. PV invertori i transformatori su grupisani u PV blokove. Svaki blok se sastoji od invertorskog tronamotajnog transformatora 33/0,8/0,8kV sa dva identična sekundara, i PV invertora povezanih 0,8 kV kablovima na sekundare pomenutih transformatora. 16 invertora je povezano na svaki sekundar invertorskog transformatora, čineći ukupno 32 invertora po jednom transformatoru. U softverskom alatu DIgSILENT PowerFactory, 16 invertora je predstavljeno jednim ekvivalentom, pa su i parametri ekvivalentnog invertora skalirani u skladu sa ovom pretpostavkom. Ekvivalentni reprezent nema negativan uticaj na tačnost rezultata, a uveden je u cilju efikasnijeg i jasnijeg modelovanja elektrane. Na slici 2 prikazan je deo opisanog sistema modelovanog u PowerFactory. Na slici se mogu uočiti i tipovi kablova čiji parametri su prikazani u nastavku. Tip kabla SN3 nosi snagu tri invertorska transformatora i povezuje najbliži od njih sa 33 kV sabirnicama. Tip SN2 povezuje dva bliža invertorska transformatora međusobno, a tip SN1 povezuje najudaljeniji invertorski transformator sa njemu prvim najbližim.



Slika 2: Deo modelovanog sistema

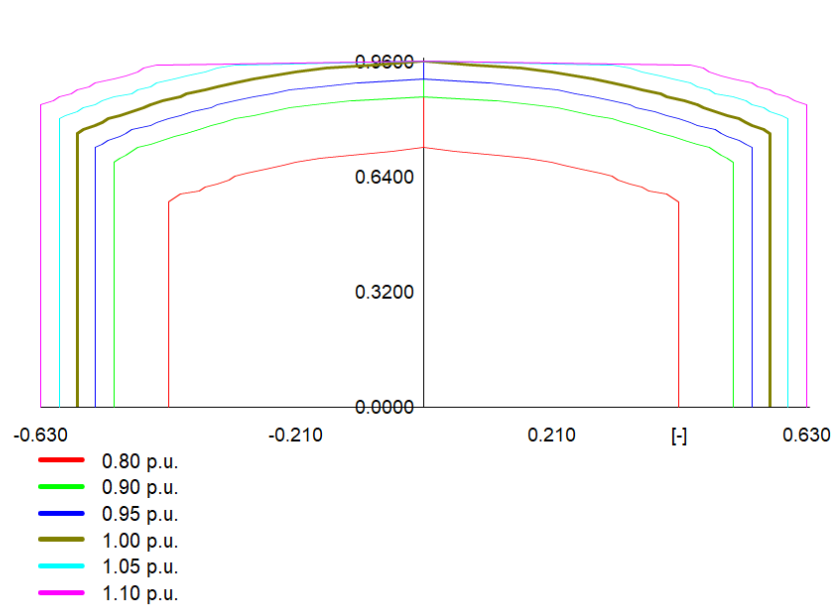
Zavisnost izlazne snage izabranog invertora od temperature je prikazana na slici 3. Pri temperaturi od 46°C izlazna snaga invertora je 285 kW, a 265 kW pri temperaturi 52°C .



Slika 3: Zavisnost izlazne snage od temperature invertora

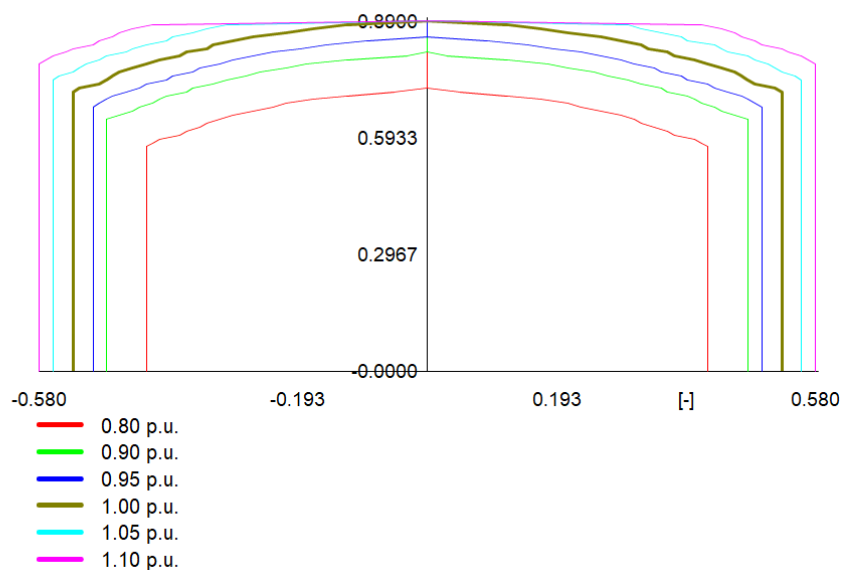
Kako bi se obezbedila aktivna snaga od 750 MW u tački priključenja elektrane, potrebno je da svaki invertor radi sa 252 kW.

P-Q karakteristike invertora za temperature 46°C i 52°C dobijene od proizvođača definisane su na identičan način u softveru i prikazane na slikama 4 i 5. Na slici 4 je data karakteristika invertora za 46°C. Pri naponu od 1.1 r.j. na invertorskim sabirnicama, invertor može dati reaktivnu snagu od 63% nominalne aktivne. Reaktivna podrška je manja pri manjim naponima, pa pri naponu od 0.8 r.j. maksimalna reaktivna snaga koju invertor može da pruži iznosi 42% u odnosu na nominalnu aktivnu snagu.



Slika 4: P-Q karakteristika invertora pri baznom slučaju za 46°C

Na slici 5 je data P-Q karakteristika pri temperaturi 52°C. Uočava se da pri naponu od 1.1 r.j. invertor može dati reaktivnu podršku od 58% nominalne aktivne, što je 5% manja vrednost od baznog slučaja pri ambijentalnoj temperaturi od 46 °C.



Slika 5: P-Q karakteristika invertora za 52°C

3.1.2 Modelovanje elementi sistema

U modelu postoje tri mrežna transformatora 132/33/33 kV snage 300 MVA. To su regulacioni transformatori sa regulacionom sklopkom na višenaponskoj strani, dimenzionisani tako da regulišu napon na sredjenaponskim sabirnicama. Transformatori imaju 17 izvoda, a iznos jednog otcepa je $\pm 1.25\%$. U simulaciji njihov prenosni odnos je regulisan tako da održavaju

napon na SN sabirnicama u dogovorenim granicama od $\pm 5\%$. Najvažniji parametri modela mrežnog transformatora u softveru DIgSILENT PowerFactory prikazani su na slici 6.

Slika 6: Parametri mrežnog transformatora

U modelu postoje, 7 različitih tipova kablova, kojima se prikazuju postojeći VN, SN i NN kablovi. Najvažniji parametri kablova i njihove dužine date su tabeli 1.

Tabela 1: Najvažniji parametri modelovanih kablova

Kabl	Dužina [km]	U [kV]	R [Ω /km]	Ro [Ω /km]	X [Ω /km]	X0 [Ω /km]	B [μ S/km]
Mrežni VN	0.07	132	0.025	0.099	0.149	0.03	103.34
Mrežni SN	0.15	33	0.009	0.038	0.03	0.006	416.28
SN 3	0.8-4.3	33	0.05	0.199	0.051	0.01	172.79
SN 2	0.23-0.3	33	0.01	0.399	0.101	0.021	86.394
SN 1	0.23-0.25	33	0.21	0.841	0.113	0.023	65.659
Invertorski	0.202	0.8	0.008	0.05	0.004	0.002	3094.059
Za sopstvenu potrošnju	0.1	33	0.05	0.2	0.114	0.023	101.012

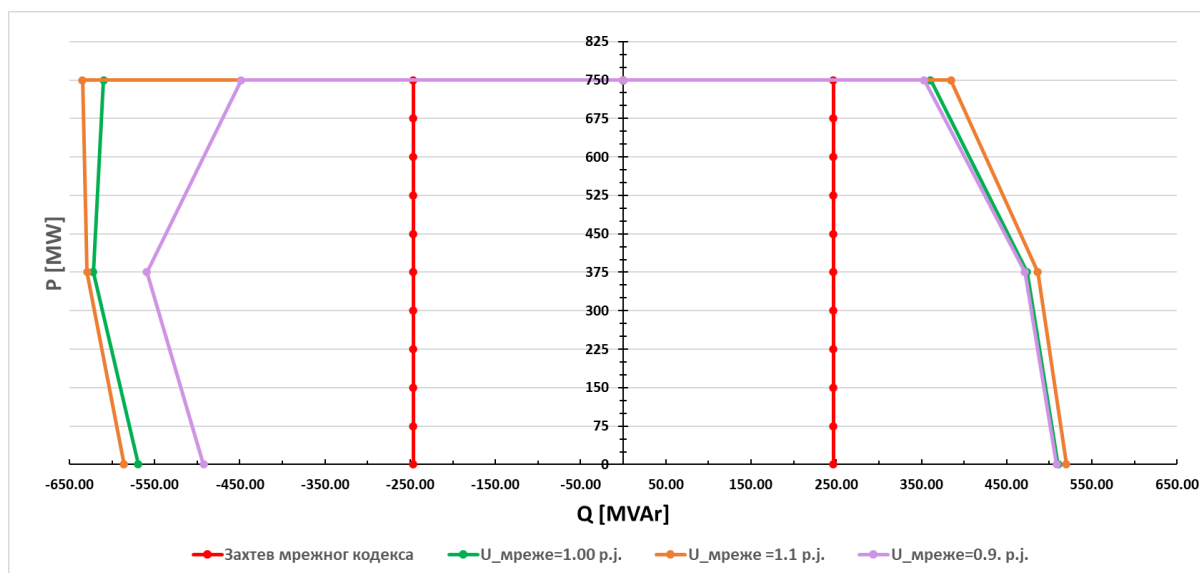
Sopstvena potrošnja elektrane je uvažena i modelovana kao statička potrošnja snage 2x1.25MVA sa faktorom snage 0.85, na naponskom nivou 0.4 kV. Sa 33 kV sabirnicama povezana je sa dvonamotajnim transformatorima sprege DD0 sa parametrima datim u tabeli 2.

Tabela 2: Najvažniji parametri transformatora za sopstvenu potrošnju

Jedinica	Up [kV]	Us [kV]	S [MVA]	X [pu]	R [pu]
Transf. za sopstvenu potrošnju	33	0.4	2.5	0.065	0.008

4 REZULTATI

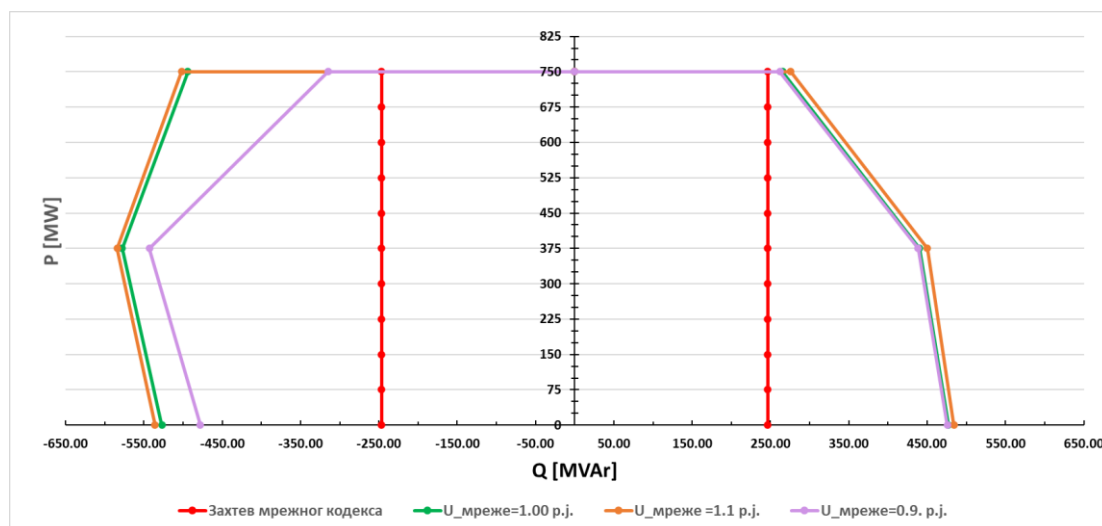
Rezultat analize baznog scenarija PQ karakteristika solarne elektrane pri temperaturi od 46°C i naponu na invertorima od 1.1 r.j. prikazana je na slici 7. Crvenom bojom predstavljen je zahtev mrežnog kodeksa, dok su preostale tri krive rezultati simulacija za različite vrednosti posmatranog mrežnog napona.



Slika 7: P-Q karakteristika solarne elektrane (bazni slučaj - 46°C)

S obzirom da nema presecanja zadatog zahteva i generisanih krivih, može se zaključiti da su proračunate vrednosti reaktivne snage u tački priključenja veće od definisanih, čime je mrežni zahtev ispunjen. Pri nominalnom naponu mreže, u kapacitivnom režimu, pri maksimalnoj aktivnoj snazi u tački konekcije, doprinos elektrane u vidu injektiranja reaktivne snage je 360 MVar. U induktivnom režimu, elektrana apsorbira 610 MVar.

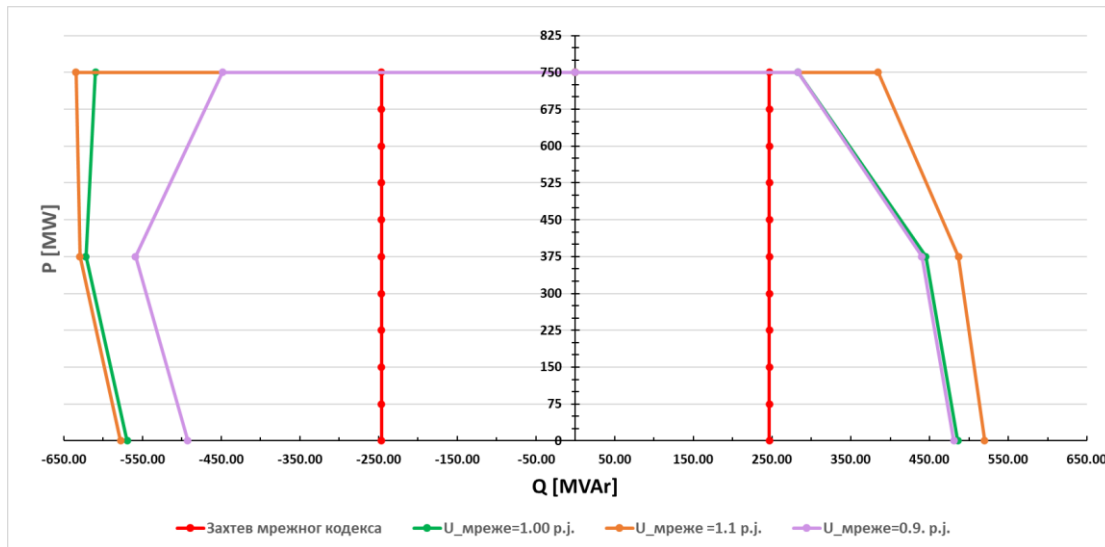
Drugi slučaj daje rezultate pri temperaturi od 52°C. PQ karakteristika solarne elektrana je prikazana na slici 8:



Slika 8: P-Q karakteristika solarne elektrane (52°C)

Može se primetiti da su vrednosti bliže postavljenoj granici u odnosu na bazni scenario, što znači da je reaktivna podrška solarne elektrane u ovom slučaju vidljivo manja, ali je zahtev mrežnog kodeksa i dalje ispunjen, tako da instalacija dodatnih uređaja za kompenzaciju reaktivne energije nije potrebna. Rezultat je u skladu sa prethodno pomenutom zavisnošću izlazne snage invertora od ambijentalne temperature, pri čemu su više temperature nepovoljnije u smislu smanjenja maksimalno mogućeg generisanja invertora, što je i oslikano u rezultatima druge simulacije.

Treći slučaj se odnosi na rezultate pri temperaturi od 46°C i maksimalnim dozvoljenim naponom od 1.05 r.j. na invertorskim sabirnicama. PQ karakteristika solarne elektrane je prikazana na slici 9.



Slika 9: P-Q karakteristika solarne elektrane (46°C, U_{inv}=1.05 r.j.)

U ovom slučaju primećuje se da su rezultati u induktivnom režimu slični kao u baznom slučaju, dok je sposobnost elektrane da injektira reaktivnu snagu značajno smanjena, što je i očekivan rezultat. Naime, kako je prema P-Q krivoj definisanoj od strane proizvođača mogućnost svakog pojedinačnog invertora za proizvodnju reaktivne snage manja pri manjim naponima, prikazani rezultat je direktna posledica ovog ograničenja.

Poređenje rezultata pri naponu 1 r.j. na priključnim sabirnicama je dato u tabeli 3.

Tabela 3: Pregled rezultata pri naponu mreže U=1 r.j.

	P= 750MW			P= 375MW			P= 0 MW		
	46 °C	52 °C	46 °C U _{max} 1.05 pu	46 °C	52 °C	46 °C U _{max} 1.05 pu	46 °C	52 °C	46 °C U _{max} 1.05 pu
Q_{kap} [MVar]	360.7	265.5	283	473.9	440	445	510.4	477.2	486
Q_{ind} [MVar]	610	494	610	622	578	622	569.4	526.9	569.4

Ova tabela daje jasniji uvid i kvantifikuje razliku reaktivne podrške od strane invertora pri različitim ambijentalnim uslovima i dozvoljenim naponima na krajevima invertora. U kapacitivnom režimu, uočava se da je pri ambijentalnoj temperaturi od 46°C, za nominalnu snagu u tački priključenja, solarna elektrana sposobna da injektira 95 MVar više nego pri ambijentalnoj temperaturi višoj za 6 °C, a 77 MVar više nego kada je dozvoljeni napon na invertorskim sabirnicama 1.05 r.j. U induktivnom režimu, napon na invertorskim sabirnicama ne predstavlja ograničenje, jer je u pitanju režim apsorpcije reaktivne snage od strane elektrane pri kome se teži što nižim naponima na invertorima čime se apsorpcija od strane elektrane maksimizuje. Pri višoj ambijentalnoj temperaturi, i apsorpciona moć elektrane je manja za više od 100 MVar, jer je i ukupan dozvoljeni izlazni kapacitet smanjen u skladu sa povećanjem spoljašnje temperature, što prikazani rezultati i prate.

Može se zaključiti da su u posmatranoj elektrani zahtevi za reaktivnom snagom ispunjeni zahvaljujući sposobnostima samih invertora, bez potrebe za instalacijom dodatnih uređaja za kompenzaciju, pri svim posmatranim ambijentalnim temperaturama i naponima invertora. Posmatrana elektrana, iako se može se smatrati predimenzionisanom iz ugla proizvodnje aktivne snage, pokazala se adekvatno dimenzionisanom u smislu ukupnih zahteva za izlaznom snagom u tački priključenja.

5 ZAKLJUČAK

Cilj ovog rada bio je da se ispita sposobnost solarne elektrane da pruži reaktivnu podršku sistemu na koji se priključuje. Analiza je sprovedena u softverskom alatu DigSILENT PowerFactory. Tri slučaja su analizirana u radu. Bazni slučaj odnosi se na napon na invertorskim sabirnicama od 1.1 r.j. i ambijentalnu temperaturu od 46°C. Sprovedena je analiza osetljivosti koja obuhvata dva scenarija. Jedan se odnosi na analizu pri ambijentalnoj temperaturi od 52°C, uz iste ostale uslove kao u baznom slučaju, i drugi kad je dozvoljeni napon na invertorskim sabirnicama 1.05 pu, pri čemu su svi ostali uslovi isti kao u baznom slučaju. Sve analize su rađene pri različitim naponima u tački konekcije: 0.9, 1 i 1.1 r.j. Uočeno je da solarna elektrana ima značajan potencijal za injektiranje i apsorpciju reaktivne snage, čime se potvrđuje njena sposobnost da doprinosi naponskoj stabilnosti elektroenergetskog sistema bez potrebe za dodatnim uređajima za reaktivnu kompenzaciju.

U analizama se često ne posvećuje dovoljno pažnje uticaju temperature na performanse invertora, zbog čega je poseban osvrt u radu dat baš za ovaj slučaj, kako bi se istakla potreba za uvažavanjem na izgled manje uticajnih faktora ambijenta. Rezultati ove analize ukazuju na to da relativno mala promena temperature, kao što je povećanje od 6 °C, može značajno smanjiti kapacitet za pružanje reaktivne podrške – u posmatranom za oko 20%, što ukazuje na ključnu važnost temperaturne varijacije na performanse invertora, a samim tim i cele solarne elektrane. Ovakve procene direktno utiču na predloženi kapacitet i dugoročnu efikasnost solarnih sistema.

Takođe, se i pri nižim naponima invertora od maksimalnog uočava smanjenje sposobnosti solarne elektrane da generiše reaktivnu podršku, što je direktna posledica zavisnosti generisanja reaktivne snage od napona invertora, što je još jedan bitan faktor za razmatranje u analizama. Iako na prvi pogled ima negativan uticaj, smanjenje napon invertora ispod maksimalno dozvoljenog u trajnom može dovesti do produžavanja životnog veka invertora, što se sveukupno povoljno odražava na ukupne troškove elektrane.

Osim što ovaj rad daje prikaz faktora koji utiču na performanse solarne elektrane u pogledu reaktivne podrške sistemu, on takođe kroz navedene primere predstavlja mogućnosti modernih

softverskih alata, kakav je DIgSILENT PowerFactory, da se brzo i efikasno izvrše analize zahteva iz mrežnih kodova, uoče potencijalni problemi i predlože i testiraju mere za suzbijanje istih uz minimalne izmene već kreiranih modela i simulacija, ukoliko je se za tim ukaže potreba.

6 LITERATURA

- [1] <https://balkangreenenergynews.com/global-solar-power-capacity-doubles-to-2-tw-in-just-two-years/>
- [2] M. Kostić, Kompenzacija reaktivne energije i viši harmonici u električnim mrežama, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, 2014
- [3] <https://www.esig.energy/wiki-main-page/reactive-power-capability-and-interconnection-requirements-for-pv-and-wind-plants/>
- [4] Stefanov, P., Džodić, K, Lazović., Đ.,Regulacija elektroenergetskih sistema sa obnovljivim izvorima energije, Akademska misao, Beograd, 2023
- [5] <https://clouglobal.com/the-hidden-force-reactive-power-and-its-impact-on-the-grid/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.07) C4.07**C4.07****РАЗВОЈ АПЛИКАЦИЈЕ ЗА ПРЕДИКТИВНУ АНАЛИЗУ ХИБРИДНИХ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА****DEVELOPMENT OF AN APPLICATION FOR PREDICTIVE ANALYSIS OF HYBRID
POWER SYSTEMS****Жељана Ристић, Јелена Балшић, Милета Жарковић***

Кратак садржај: Обновљиви извори енергије, попут соларних панела и ветроагрегата, играју кључну улогу у модерним системима за напајање, јер значајно смањују зависност од фосилних горива и доприносе одрживом развоју. За анализу и прорачуне система са обновљивим изворима енергије могу се користити различити софтверски алати и програми. У овом раду коришћен је MATLAB GUI (*Graphical User Interface*), алат који омогућава креирање интерактивних апликација са графичким интерфејсом, чиме се олакшава рад са сложеним алгоритмима и анализама. Рад представља апликацију која омогућава основну анализу хибридног система за напајање изолованих потрошача. Систем се састоји од фотонапонских модула, ветроагрегата, акумулаторских батерија, дизел агрегата и уређаја за конверзију електричне енергије, који заједно обезбеђују напајање потрошача променљиве снаге. Овај хибридни систем представља ефикасан начин за напајање у условима где није могуће прикључење на јавни дистрибутивни систем. Апликација омогућава корисницима да интерактивно подесе параметре система, као што су температура, соларна ирадијација, брзина ветра и капацитет батерија. Пре тога, корисницима је омогућено да учитају временске серије: потрошње енергије, амбијенталне и временске услове и да искористе предност неуралних мрежа како би предвидели будуће 24-часовне дијаграме која се користе у апликацији. Поред тога, апликација визуализује производњу енергије из обновљивих извора, стање напуњености батерија и одређује када је потребно активирати дизел агрегат. Управљачка логика апликације са сатном временском резолуцијом даје приоритет обновљивим изворима, затим батеријама, а дизел агрегат се укључује само када је то неопходно. Тестирањем апликације за различите временске услове и нивое потрошње, добијени су резултати који потврђују ефикасност предложеног система и његову способност да се прилагођава променама у окружењу и захтевима за енергијом.

* Жељана Ристић, Универзитет у Београду - Електротехнички факултет, zeljanaristic072@gmail.com
Јелена Балшић, Универзитет у Београду - Електротехнички факултет, jelenabalsic02@gmail.com
Милета Жарковић, Универзитет у Београду - Електротехнички факултет, mileta@etf.rs

Кључне речи: : *MATLAB GUI, обновљиви извори, хибридни системи, неуралне мреже*

Abstract: Renewable energy sources, such as solar panels and wind turbines, play a crucial role in modern power supply systems, significantly reducing dependence on fossil fuels and contributing to sustainable development. Various software tools and programs can be used for the analysis and calculations of systems that incorporate renewable energy sources. In this study, MATLAB GUI (Graphical User Interface) was utilized as a tool for creating interactive applications with a graphical interface, making it easier to work with complex algorithms and analyses. The paper presents an application designed for the fundamental analysis of a hybrid power supply system intended for isolated consumers. The system consists of photovoltaic modules, wind turbines, battery storage, a diesel generator, and power conversion devices, all working together to provide power to consumers with variable demand. This hybrid system represents an efficient solution for supplying electricity in locations where connection to the public distribution network is not feasible. The application allows users to interactively adjust system parameters, such as temperature, solar irradiation, wind speed, and battery capacity. Before performing the analysis, users can upload time-series data related to energy consumption, ambient conditions, and weather parameters. Additionally, the application leverages neural networks to predict 24-hour load and generation profiles, which are then used in the analysis. The application also visualizes energy production from renewable sources, monitors battery charge levels, and determines when the diesel generator needs to be activated. The control logic, operating with an hourly time resolution, prioritizes renewable energy sources first, followed by battery storage, while the diesel generator is activated only when necessary. Testing the application under various weather conditions and load levels has demonstrated the efficiency of the proposed system and its ability to adapt to environmental changes and energy demand fluctuations.

Key words: : *MATLAB GUI, renewable energy sources, hybrid systems, neural networks*

1 УВОД

Обновљиви извори енергије играју све значајнију улогу у савременим енергетским системима, смањујући зависност од фосилних горива и доприносећи одрживом развоју. Иако је производња електричне енергије из угља, као и емисија CO₂, достигла историјски максимум, глобална енергетска транзиција је већ у току. Ветроелектране и соларни панели се све више интегришу у електроенергетске системе широм света, не само у појединим земаљама, већ на глобалном нивоу. Очекује се да ће ови извори обезбедити велики део “чисте” енергије потребне за постепено укидање фосилних горива, истовремено повећавајући енергетску сигурност, у складу са концептом одрживог развоја. Један од система који доприноси ефикаснијем управљању обновљивим изворима енергије јесте хибридни систем напајања. Овај систем комбинује фотонапонске (PV) модуле, ветроагрегате, батерије и дизел-агрегате, омогућавајући поуздано снабдевање електричном енергијом чак и у условима варијабилности обновљивих извора [1]. Основна логика рада подразумева да се потрошња првенствено напаја из PV система и ветроагрегата, док се вишак енергије складишти у батеријама или усмерава ка специјалним потрошачима (*dummy loads*), попут система за хлађење и загревање, пумпи за воду и расвете у случају опасности. Када генерисана снага није довољна да задовољи потрошњу, прво се користе резерве из батерија, а затим се активирају дизел-агрегати као последња опција [2].

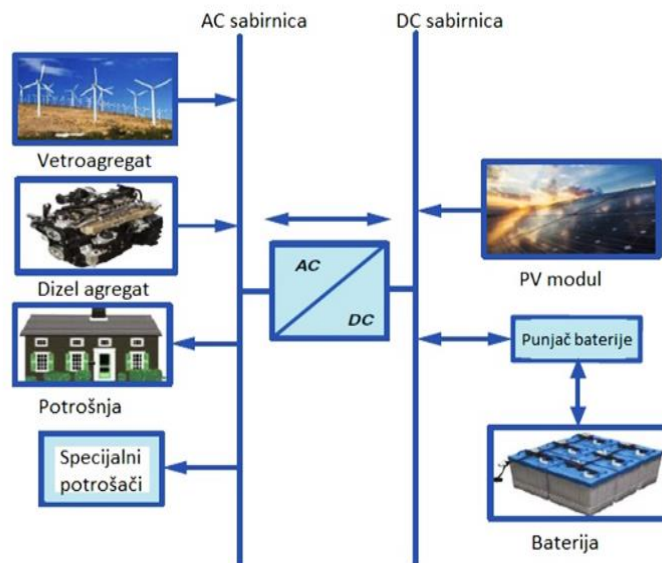
У анализи хибридних система напајања користе се различити софтверски алати и методе симулације. Међутим, потреба за флексибилним и кориснички оријентисаним алатима који омогућавају интерактивну анализу и визуелизацију рада система и даље постоји. Мотивисана овом потребом, развијена је MATLAB GUI апликација која има за циљ да омогући ефикасну анализу хибридног система за напајање изолованих потрошача, са посебним фокусом на утицај ручно унетих података о потрошњи и праћење вишка произведене енергије. Допринос овог рада огледа се у развоју интерактивног MATLAB GUI окружења које интегрише основне компоненте хибридног система и пружа могућност визуелизације кључних параметара.

Циљ овог рада је развој и презентација MATLAB GUI апликације која омогућава интерактивну анализу хибридног система за напајање изолованих потрошача, укључујући фотонапонске модуле, ветроагрегате, батерије и дизел-агрегате, са могућношћу ручног уноса потрошње и визуелизације кључних параметара рада система. Главна предност развијене апликације је примена вештачких неуралних мрежа (*Artificial Neural Networks* - АНН) за предикцију дијаграма потрошње електричне енергије и дијаграма производње из обновљивих извора енергије у хибридном систему. Формирани АНН модели се базирају на временским серијама података о производњи и потрошњи електричне енергије заједно са метеоролошким параметрима. Добијени прелиминарни резултати указују на ефикасност оваквог приступа у предиктивној анализи и потенцијалној оптимизацији рада хибридног система за напајање.

Рада је организован на следећи начин: прво поглавље представља увод у рад, у другом поглављу су представљени теоријска основа и модели који су коришћени за симулацију компоненти система. Треће поглавље детаљно описује развој MATLAB GUI апликације, укључујући њену архитектуру и имплементацију кључних функција, као и прорачуне. У четвртном поглављу су приказани и дискутовани резултати симулација. На крају, у петом поглављу, изнет је закључак и размотрене су могућности за даљи развој апликације.

2 ТЕОРИЈСКО ОБЈАШЊЕЊЕ

Конфигурација хибридног система, чији је рад симулиран, приказана је на Слици 2.1. Главна потрошња се првенствено напаја из ветроагрегата и PV модула путем двосмерног претварача. Вишак произведене енергије из PV система и ветроагрегата се складишти у батеријама, све док батерије не достигну свој максимални капацитет. Уколико батерије достигну максимум, вишак енергије се усмерава ка специјалним потрошачима (*dummy loads*), као што су уређаји за хлађење и грејање, пумпе за воду као и батерије за напајање светала у случају опасности. Уколико потрошња енергије премаши генерисану енергију, дефицит се прво покрива из батерије све док се њен капацитет не смањи на минимални ниво. У случају да батерија постане празна, а производња из PV модула и ветроагрегата не може задовољити потребе оптерећења, активира се дизел-агрегат као резервни извор енергије. [3] Ефикасно моделовање и симулација рада оваквих хибридних система кључни су за разумевање њиховог понашања у различитим радним условима и за оптимизацију њиховог дизајна и управљања.



Слика 2.1: Хибридни систем

2.1 Фотонапонски модули (PV модули)

Фотонапонски модули користе енергију сунчевог зрачења за производњу електричне енергије. Количина произведене енергије зависи од различитих фактора, од којих су најважнији: интензитет сунчевог зрачења (ирадијација), температура модула и коси угао под којим су модули постављени. У оптималним условима (при температури од 25°C и ирадијацији од 1000 W/m^2), модули производе називну снагу. Хибридни PV систем поред дизел-агрегата садржи и соларне панеле са фотонапонским ћелијама, инвертор (претварач DC у AC), регулатор пуњења, батерије (акумулаторе), контролну и управљачку електронику, дистрибуциони панел и заштитну опрему. Потрошњу у периодима са смањеном ирадијацијом покрива дизел-агрегат (у случају облачних и кишовитих дана, зимских периода са кратким даном или ноћних часова). Такође, ако ограничен капацитет батерија није у могућности да напаја систем, потребно је да се активира дизел-агрегат. У оваквом систему је погодно користити вишенаменски инвертор-пуњач, који као такав обавља две улоге-улогу инвертора и пуњача. Инвертор – претвара једносмерну струју из батерија у наизменичну струју која се користи за напајање потрошача. Пуњач батерија – користи наизменичну струју из спољашњег извора (дизел агрегат или мрежа) и пуни батерије претварајући ту струју у једносмерну. Дизел генератор може да се димензионише само за пуњење батерија или за истовремено пуњење батерија и подмиривање потрошње. Већина хибридних система користи акумулаторске батерије за складиштење енергије. Хибридни фотонапонски системи се најчешће примењују за напајање потрошача који су удаљени од мреже, јер обезбеђују поуздано снабдевање електричном енергијом уз оптималан рад са техно-економског аспекта. Ови системи омогућавају већу сигурност и расположивост испоруке електричне енергије, што захтева мање капацитете акумулаторских батерија за складиштење електричне енергије. Фотонапонски модули разматрани у овом раду моделовани су као генератори називне снаге P_{dc} (*Standard Test Conditions*) при стандардним тест условима (температури модула од 25°C и ирадијацији на хоризонталној површини од 1000 W/m^2). Снага модула у реалним условима експлоатације изражена је формулом:

$$P_{DC} = P_{DC}(STC) * \left(1 - 0,005 * \left(T_{amb} + 30 * \frac{I_h \left[\frac{W}{m^2} \right]}{1000} - 25 \right) \right) * \frac{I_h [W/m^2]}{1000} \quad (1)$$

где су:

T_{amb} [°C] – измерена амбијентална температура, а I_h [W/m²] - измерена ирадијација Сунца на хоризонталној површини

2.2 Ветроагрегат

Представља комплетан функционални склоп система за електромеханичку конверзију енергије ветра, који чине ветротурбина, редуктор, ветрогенератор, блок трансформатор, системи за контролу и управљање и стуб са темељом. Ветроагрегати користе кинетичку енергију ветра за производњу електричне енергије.[4] Снага ветроагрегата зависи од брзине ветра и карактеристика турбине. Обично се користи функција снаге која описује промену снаге са променом брзине ветра. Снаге модерних ветрогенератора обично се крећу у опсегу од 100 kW до 5 MW, са максималним степеном искоришћења од око 45%. Ветроагрегати су окарактерисани зависношћу промене снаге агрегата од брзине ветра. Зависност брзине ветра v од висине изнад тла h се може изразити на следећи начин:

$$v_2(h_2) = v_1(h_1) * \frac{\ln \frac{h_2}{0.2}}{\ln \frac{h_1}{0.2}} \quad (2)$$

v_2 -брзина ветра на висини (h_2)

v_1 -брзина ветра на висини (h_1) изнад земље

h_0 - дужина храпавости за дати смер ветра (у овом случају износи 0.2)

2.3 Акумулаторске батерије

Акумулаторске батерије су кључне компоненте хибридних система јер омогућавају складиштење енергије у периодима ниске потрошње. Та енергија се може искористити у периодима високог оптерећења или недостатка производње из обновљивих извора. Батерије имају свој максимални капацитет, изражен у kWh, као и минимални капацитет до којег могу бити испразњене како би се продужила њихова трајност. Осим складиштења енергије, акумулаторске батерије обезбеђују:

- способност система да издржи полазне струје мотора и
- могућност контролисања излазног напона PV модула.

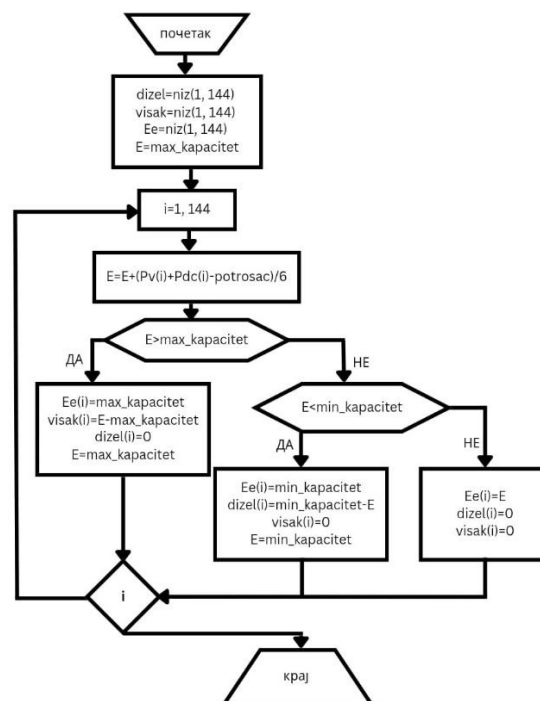
Код PV система је погодно користити дуготрајне батерије са пражњењем и са великим бројем циклуса пуњења и пражњења.

2.4 Дизел-агрегати

Улога дизел-агрегата у хибридним системима је да обезбеди поуздано напајање критичних оптерећења и да спречи прекиде у снабдевању електричном енергијом. У хибридним системима, дизел-агрегати се користе за покривање недостатка енергије, али не учествују у пуњењу батерија. Снага дизел-агрегата се одређује као разлика између

снаге потребне за подмиривање потрошње и снаге која је произведена из обновљивих извора. У моделу хибридног система развијеном у овој апликацији, рад дизел-агрегата се активира када ниво напуњености батерије падне испод дефинисаног минималног капацитета, а производња из обновљивих извора је недовољна да покрије потражњу. Снага дизел-агрегата се у овом поједностављеном моделу одређује као разлика између тренутне потрошње и збирне снаге произведених од стране фотонапонских модула и ветрогенератора.

Основна логика управљања енергијом у хибридном систему симулираном у овој апликацији заснива се на хијерархијском приступу, са приоритетом коришћења обновљивих извора енергије, затим складиштене енергије у батеријама, и на крају, активирања дизел-агрегата као резервног решења. Одлуке о коришћењу енергије у сваком временском кораку симулације доносе се на основу тренутне производње, потрошње и стања напуњености батерије. Итеративни алгоритам који је представљен на слици 2.4.1. представља сликовит приказ Matlab кода који је коришћен за добијање тренутака када је потребно да се активира дизел-агрегат. Циљ алгоритма је одржавање нивоа енергије у батерији између минималног и максималног капацитета, коришћење вишка из обновљивих извора када је могуће, и укључивање дизел агрегата само када је енергија испод минимума. Подаци о производњи и потрошњи који су коришћени добијени су са десетоминутном резолуцијом у периоду од 24 сата и на тај начин је добијено 144 податка.



Слика 2.4.1: Дијаграм управљања потрошњом

3 РАЗВОЈ МАТЛАВ АПЛИКАЦИЈЕ И ПОСТАВКА ПРОРАЧУНА

У програмском језику Matlab написан је код који омогућава симулацију рада хибридног система и праћење стања у систему услед променљивости потрошње. Уз коришћење опције Графичког корисничког интерфејса (GUI) направљена је апликација која кориснику омогућава транспарентност прорачуна. Апликација је структурирана у

неколико кључних компоненти које омогућавају унос података, симулацију рада хибридног система и визуелизацију резултата.

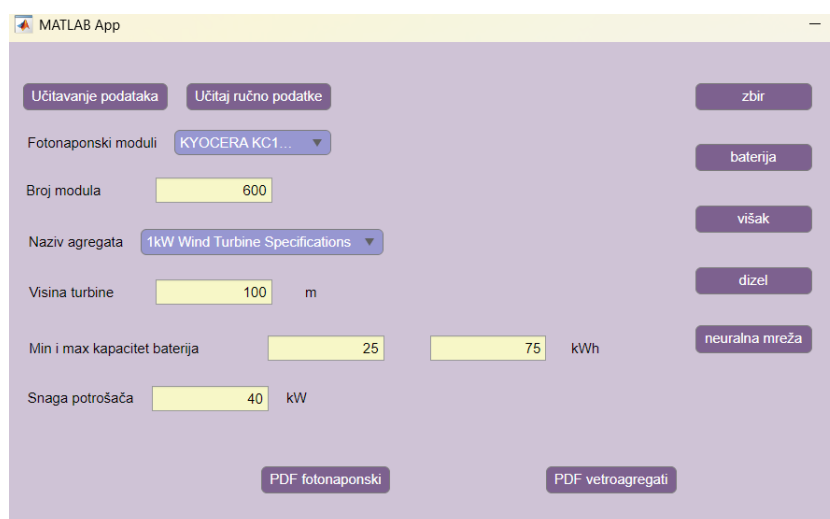
3.1 Архитектура апликације

Основна архитектура апликације обухвата следеће главне компоненте:

- Кориснички интерфејс (GUI) садржи визуелне елементе за интеракцију са корисником, укључујући прозоре, поља за унос текста, падајуће меније,
- Функције за унос података,
- Функције за прорачун снаге обновљивих извора,
- Функција за симулацију рада хибридног система и
- Функције за визуелизацију резултата (*callback* функција за графички приказ)

3.2 Кориснички интерфејс (GUI)

Кориснички интерфејс апликације, приказан на Слици 3.2.1, дизајниран је са циљем да буде интуитиван и једноставан за коришћење, омогућавајући корисницима да лако уносе потребне податке, покрећу симулације и прегледају резултате.



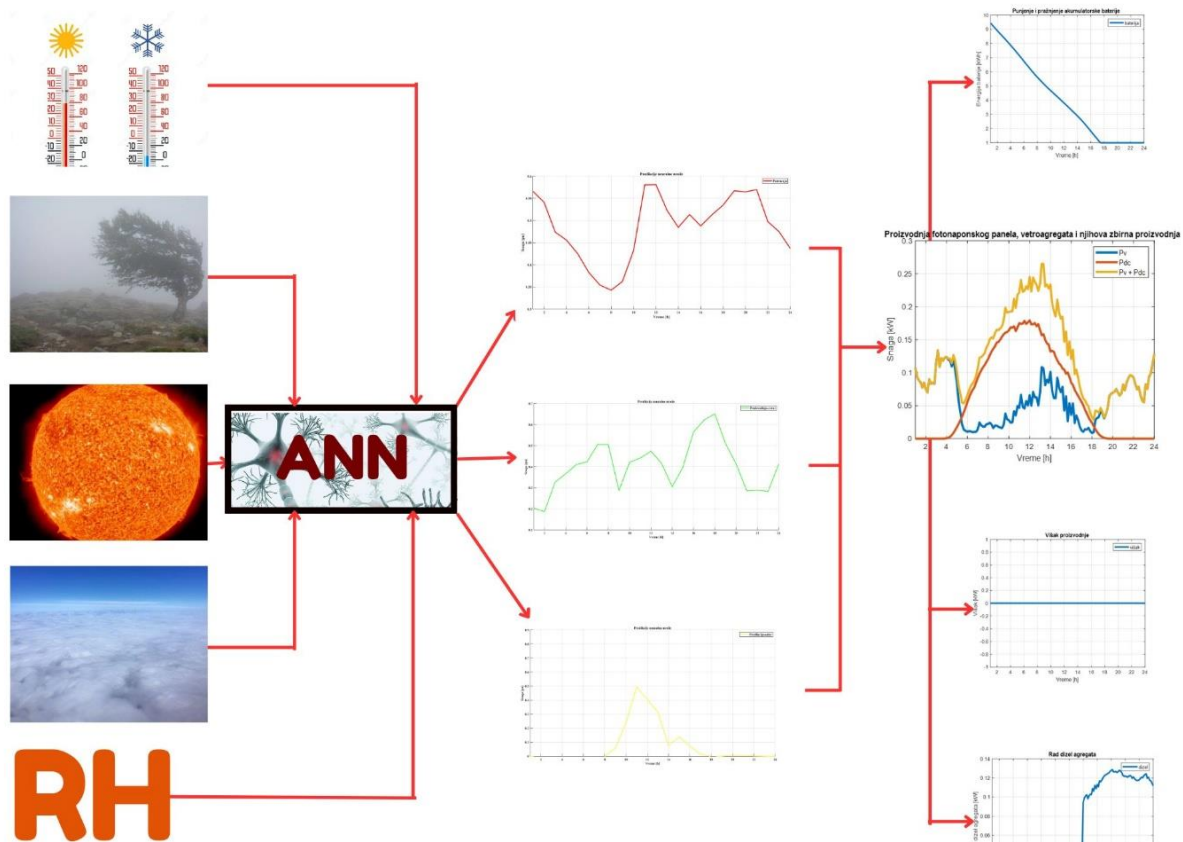
Слика 3.2.1: Дијаграм управљања потрошњом

3.3 Поставка симулације и прорачунски модел

Прорачуни су изведени за хибридни систем, чији је блок дијаграм приказан на Слици 3.3.1, који је осмишљен да покрије потрошњу електричне енергије у условима променљиве инсолације, брзине ветра, температуре и потрошње. У првом кораку, врши се моделовање радних параметара PV система који обезбеђује снагу на основу мерења и временских услова. За прорачун ових параметара користи се стандардни модел са температуром од 25°C и ирадијацијом од 1000 W/m². Кориснику је омогућено да изабере тип панела, број модула, називну снагу ветроагрегата као и максимални и минимални капацитет батерије. Корисник може да унесе и снагу своје константне потрошње, али је може и задати као 24-сатни улазни податак. На десној страни интерфејса налазе се ознаке "збир", "батерија", "вишак", "дизел" и "неурална мрежа", што сугерише да апликација прати и анализира укупну производњу енергије, стање батерија, вишак произведене енергије, могућност коришћења дизел агрегата као резерве и потенцијалну примену

неуралних мрежа за управљање или предвиђање. У доњем делу интерфејса постоје дугмад "PDF fotonaponski" и "PDF vetroagregati", која омогућавају приступ детаљним спецификацијама одабраних фотонапонских модула и ветрогенератора у PDF формату. Прорачун почиње од почетног пуњења батерија и даље се прати како промена потрошње и промена генерисане соларне енергије утичу на ниво напуњености батерије.

Улазни параметри неуралне мреже обухватају температуру ваздуха, брзину ветра, соларну ирадијацију, облачност и релативну влажност, јер директно утичу на производњу енергије из соларних и ветроенергетских извора. Ови подаци омогућавају моделу да прецизно предвиди варијабилну производњу у условима променљивих атмосферских фактора.



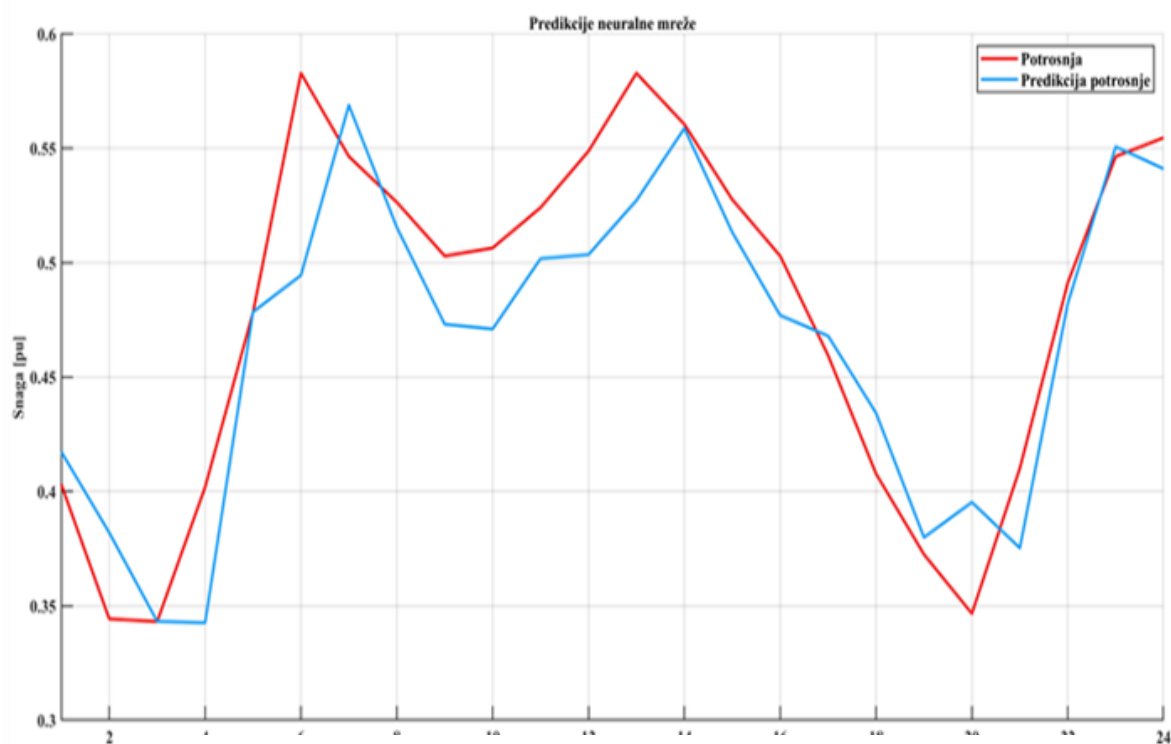
Слика 3.3.1: Блок дијаграм модела

На основу слике 3.3.1 може се закључити да је било неопходно формирати базу података са метеоролошким параметрима и подацима о производњи ветроелектране, соларне електране и просечног потрошњом електричне енергије. Изглед базе података која садржи: сате, температуру, укупну облачност, релативну влажност ваздуха, брзину ветра на висини од 20 метара приказан је у табели 3.3.1. Метеоролошки подаци су преузети од RHMS као просечне вредности за територију Србије, а потрошња и производња из ветроелектране су узете као карактеристичне за предео Балкана. Тако дефинисане снаге производње и потрошње су скалиране називним снагама електрана и максималном

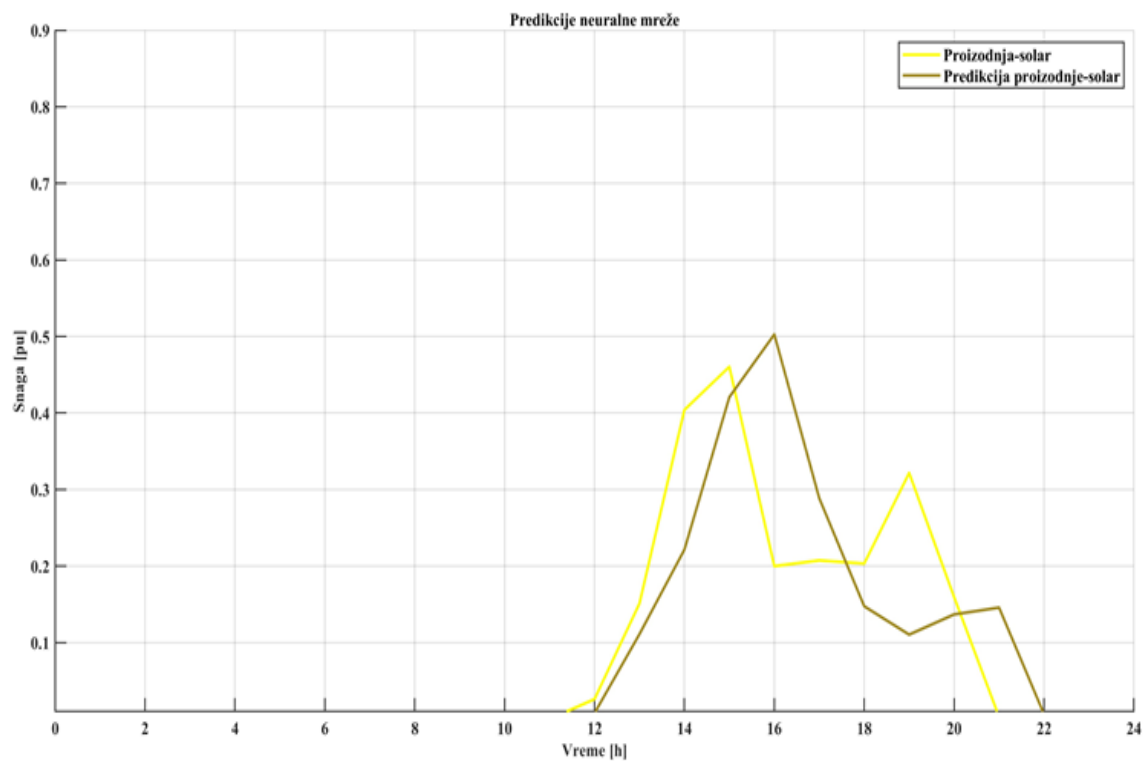
снагом потрошње, респективно, у циљу креирања нормализованих дијаграма који су неопходни као излаз при обучавању АНН. На основу овакве базе извршено је обучавање АНН. Модел неуралне мреже има 5 слојева и у њима следећи број неурона: [72, 36, 25, 10, 10]. АНН је обучавана и оптимизирана све док процентуална грешка за моделе на тестирајућем скупу базе података (30 % укупне базе) не буде мања од 5%. Модел неуралне мреже се позива 24 пута када корисник у апликацију унесе 24-сатне вредности улазних параметара.

Табела 3.3.1- Изглед базе података са метеоролошким параметрима за обучавање АНН

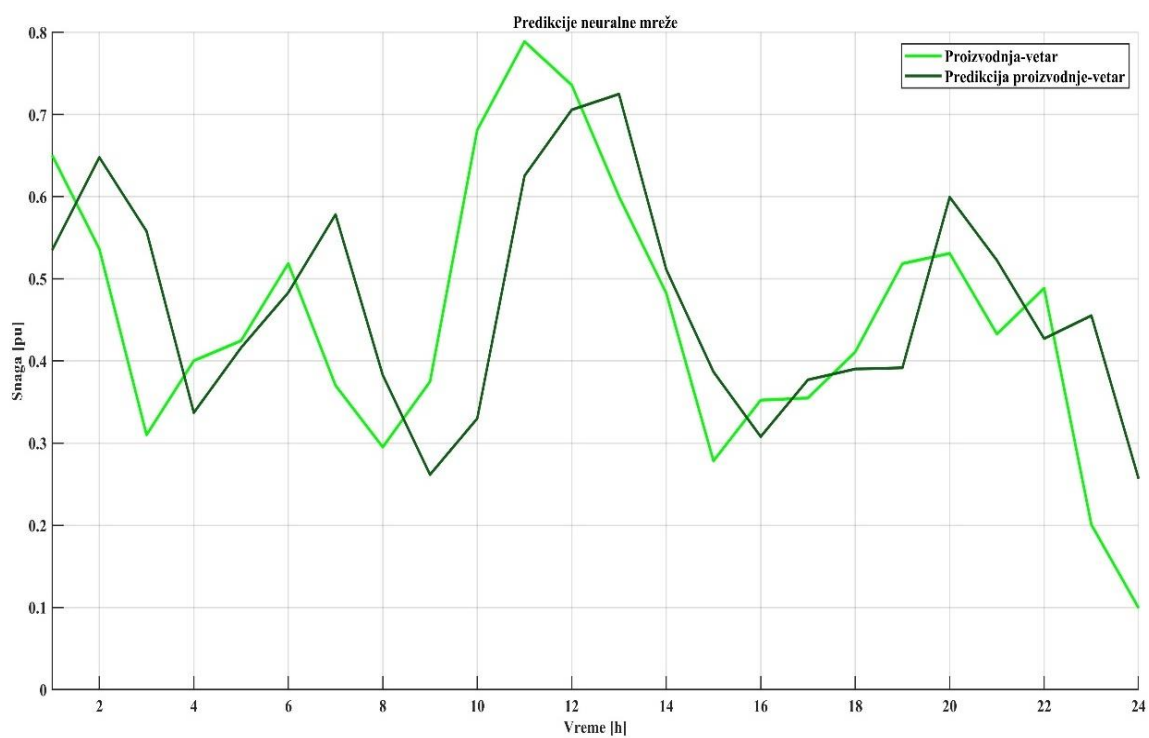
Сат	Температура [°C]	Ирадијација [W/m ²]	Облачност [%]	Релативна влажност [%]	Брзина ветра [m/s]	Потрошња [r.j.]	Производња соларне еле. [r.j.]	Производња ветроелектране [r.j.]
0:00	-1.445	0	0.27	56.619	3.2	0.384	0	0.031
1:00	-2.228	0	0.076	56.643	3.172	0.370	0	0.041
2:00	-2.975	0	0	57.826	3.574	0.350	0	0.033
3:00	-3.479	0	0.034	58.473	3.48		0	0.066
4:00	-3.84	0	0.069	68.237	3.708	0.317	0	0.056
5:00	-3.884	0	0.098	75.331	4.629	0.309	0	0.082
6:00	-4.112	10.726	0.174	85.95	4.874	0.3842	0	0.089



Слика 3.3.2: Дијаграм производње и предикције производње



Слика 3.3.3: Дијаграм потрошње и предикције потрошње

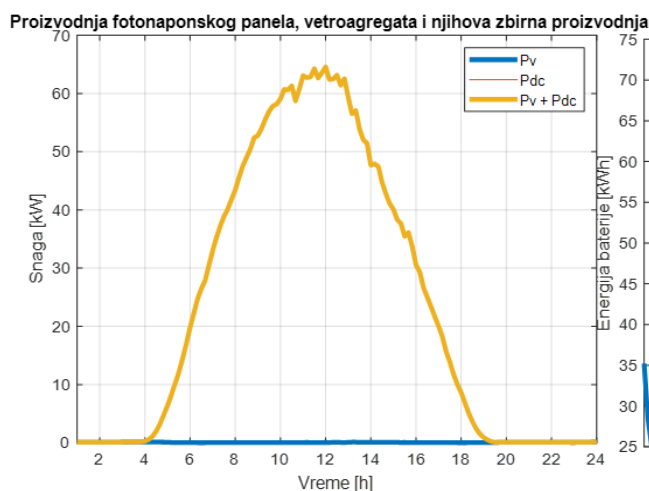


Слика 3.3.4: Дијаграм производње и предикције производње ветроелектране

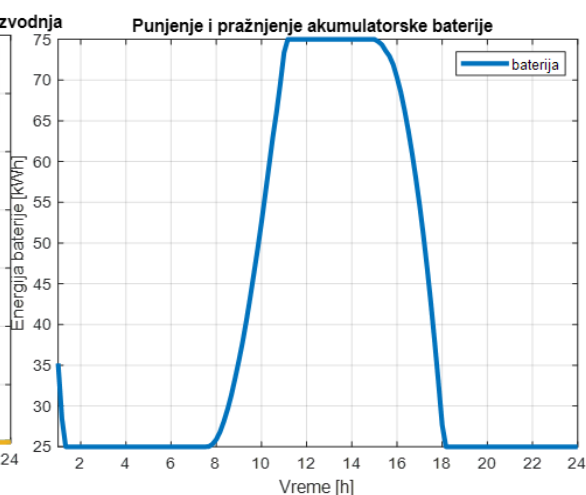
4 РЕЗУЛТАТИ ПРОРАЧУНА

У овом поглављу приказани су резултати симулација хибридног система напајања електричном енергијом, добијени помоћу развијене MATLAB GUI апликације. Поред анализе рада система под различитим тренутним условима, представљени су резултати предикције потрошње електричне енергије, као и производње енергије из соларне и ветроелектране. Симулације су спроведене за различите сценарије који обухватају промене у инсолацији, брзини ветра и потрошњи, као и различите капацитете батерија. Симулације су вршене за летњи и зимски месец. У делу 4.1. приказани су резултати за просечан дан за месец јул. Батерија се пуни када је производња обновљивих извора већа од тренутне потрошње, што се дешава током дана у периодима највеће ирадијације. У вечерњим и ноћним сатима, када је производња обновљивих извора ниска или је нема, батерија се празни како би се покрила потрошња. Вишак произведене енергије (Слика 4.1.3) постоји у периодима када је производња из обновљивих извора знатно већа од тренутне потрошње. Просечан зимски дан у месецу фебруару приказан је на графицима у делу 4.2. Нема вишка енергије у хибридном систему, а батерија се све време празни и достиже минимум у 17 часова, након чега је неопходно да се активира рад дизел агрегата.

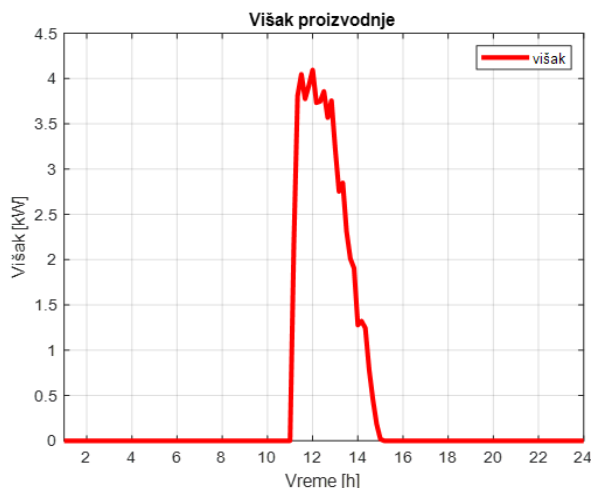
4.1 Летњи месец-јул



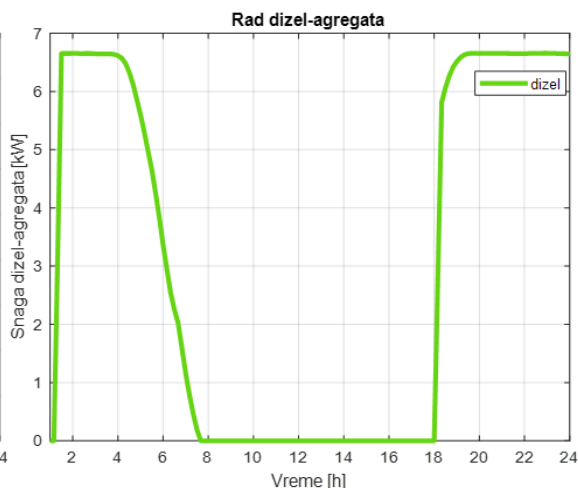
Слика 4.1.1: Појединачна и збирна производња



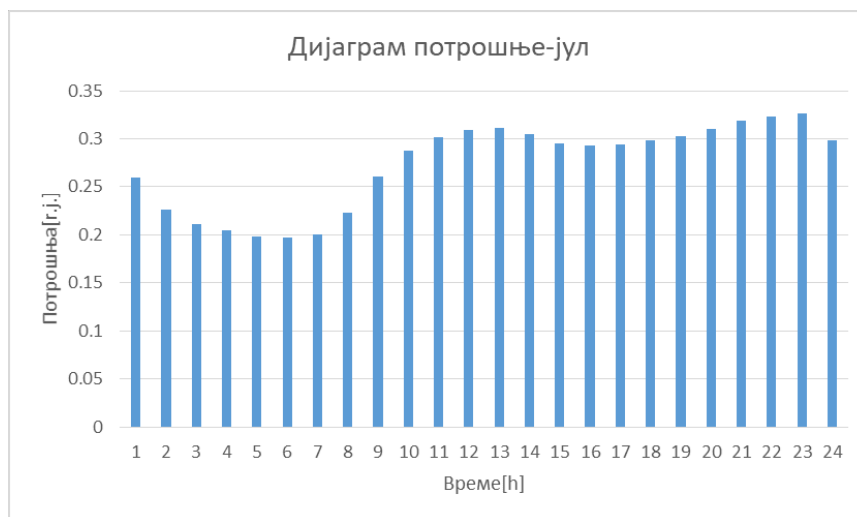
Слика 4.1.2: Рад акумулаторске батерије



Слика 4.1.3: Вишак производње



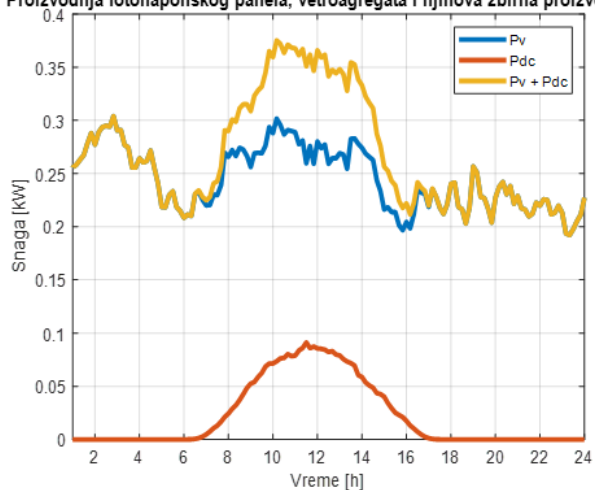
Слика 4.1.4: Рад дизел агрегата



Слика 4.1.5: Дијаграм потрошње-јул

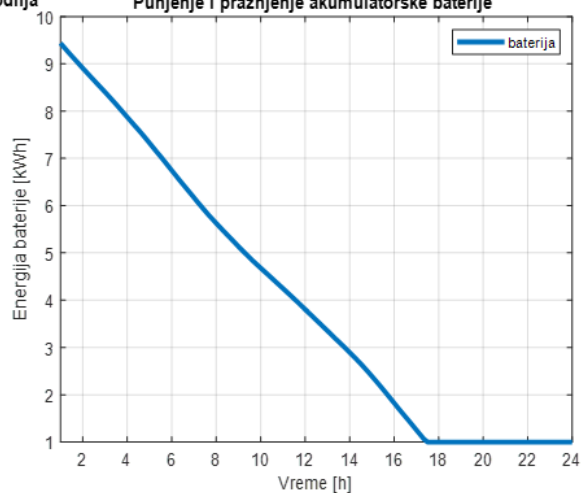
4.2. Зимски месец-фебруар

Производња фотонапонског панела, ветроагрегата и њихова збирна производња



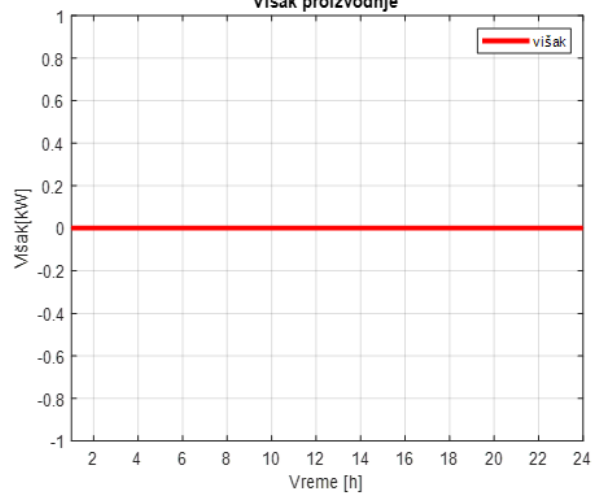
Слика 4.2.1 – Појединачна и збирна производња

Пунjenje и прањjenje акумулаторске батерије



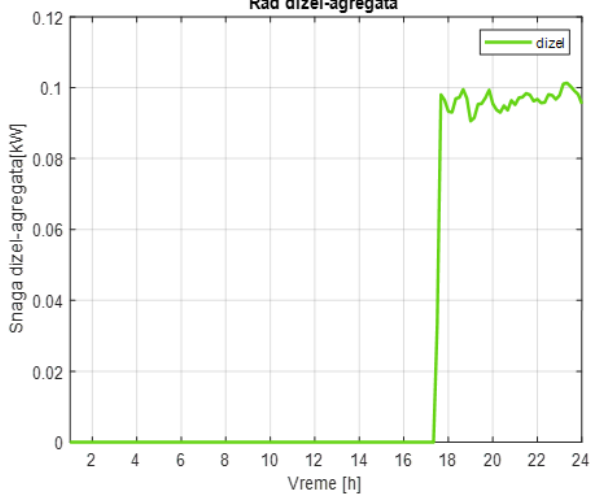
Слика 4.2.2 – Рад акумулаторске батерија

Вишак производње

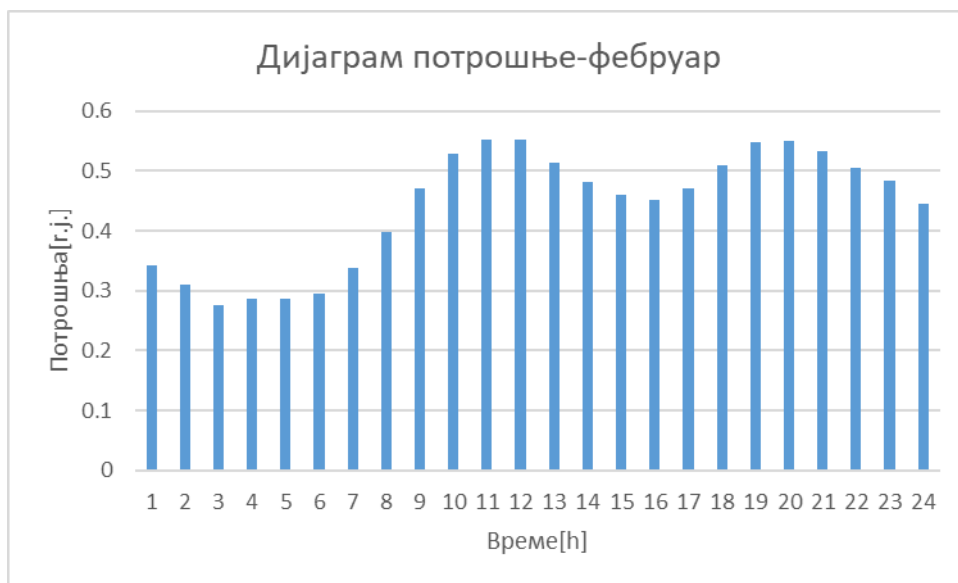


Слика 4.2.3 – Вишак производње

Рад дизел-агрегата

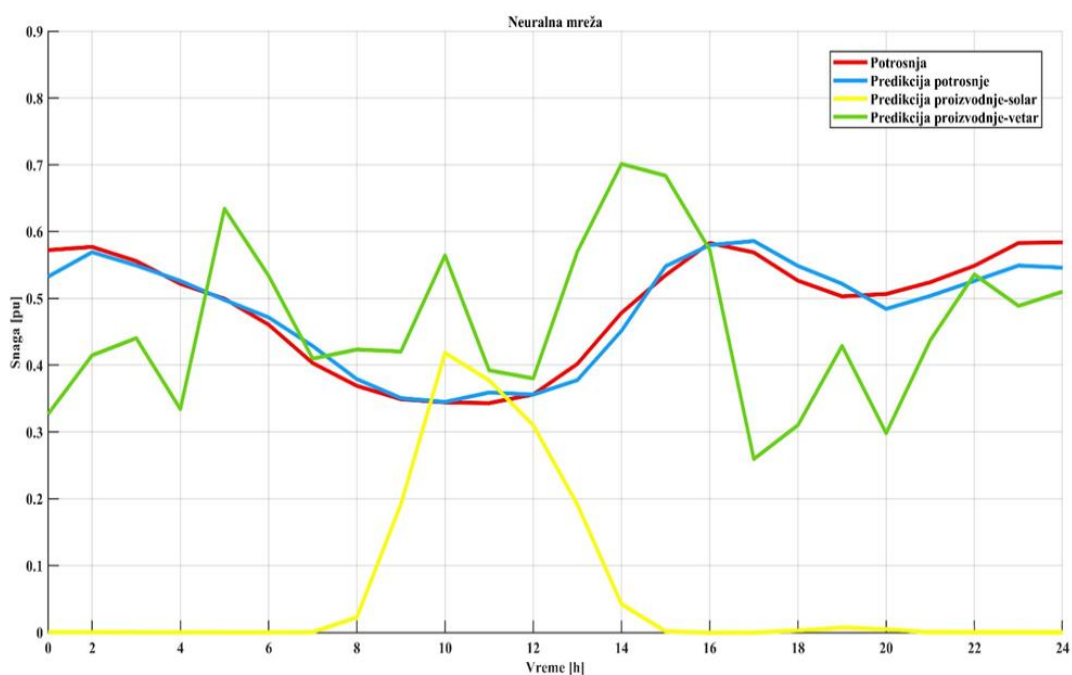


Слика 4.2.4 – Рад дизел агрегата



Слика 4.2.5: Дијаграм потрошње-фебруар

4.3. Предикција потрошње и производње соларне и ветроелектране



Слика 4.3.1: Предикција потрошње и производње соларне и ветроелектране

График (Слика 4.3.1) приказује податке добијене неуралном мрежом која је коришћена за предвиђање потрошње, производње соларне и ветроелектране током 24 сата. Предвиђена потрошња електричне енергије (плава линија) углавном прати тренд стварне потрошње (црвена линија), са уочљивим дневним циклусом повећане потражње у јутарњим и вечерњим сатима. Прогноза производње соларне енергије (жута линија) показује концентрисан пик око поднева, што је карактеристично за соларне системе. Са друге стране, предвиђање производње енергије ветроелектране (зелена линија) одликује знатно већа варијабилност, што је у складу са променљивом природом ветра. Овакве предикције представљају вредан улазни податак за ефикасно управљање хибридным

системом, омогућавајући планирање производње, складиштења и коришћења енергије у складу са очекиваним потребама и расположивим ресурсима. У корисничком интерфејсу је омогућено уношење 24-сатних података о брзини ветра, инослацији и температури, након чега се покреће модел АНН који предвиђа потрошњу и производњу електричне енергије. На основу таквог предиктивног преклапања дијаграма корисник добија увид у сатно складиштење електричне енергије и ангажовање дизел агрегата. На основу овакве анализе корисник апликације може да процени старење, број пуњења и пражњења складишта електричне енергије, као и број покретања дизел агрегата. На основу тога може и да прорачуна цену kWh енергије у свом хибридном систему и процени његову исплативост.

5 ЗАКЉУЧАК

У овом раду је развијена MATLAB GUI апликација која служи за симулацију понашања хибридног система напајања електричном енергијом, интегришући фотонапонске модуле, ветрогенератор, систем за складиштење енергије у видз батерија, као и дизел-агрегат као резервни извор енергије. Резултати спроведених симулација су пружили увид у међусобни утицај компоненти хибридног система.

Главни допринос овог рада огледа се у развоју практичног и едукативног алата који на једноставан начин омогућава моделовање и симулацију сложених хибридних енергетских система. Интеграцијом графичког корисничког интерфејса и АНН, апликација чини ову врсту анализе доступну широј публици, укључујући студенте, инжењере и истраживаче из области обновљивих извора енергије и одрживих енергетских система. Треба напоменути да развијена апликација има одређена ограничења, првенствено у погледу коришћења поједностављених модела за неке од компоненти и неузимања у обзир свих реалних фактора који могу утицати на рад система. У том смислу, будући рад би требало да буде усмерен на имплементацију напреднијих модела, укључивање економске анализе и могућности оптимизације параметара система.

Овај рад доприноси бољем разумевању функционисања хибридних система и пружа основу за даље истраживање и развој у области интеграције обновљивих извора енергије у циљу постизања одрживијих и поузданијих енергетских решења.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Prema V., K. Uma Rao, Predictive Models For Power Management Of A Hybrid Microgrid – A Review, 2014.
- [2] G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, F. Spagnolo, A study on the energy management in domestic micro-grids based on Model Predictive Control strategies, 2015..
- [3] Mohamed Abdelaziz Mohamed, Ali Mohamed Eltamaly, *Modeling and Simulation of Smart Grid Integrated with Hybrid Renewable Energy Systems*, Springer International Publishing AG 2018
- [4] Ђуришић, Жељко, Вјетроелектране, Универзитет у Београду, Електротехнички факултет, Београд, 2019.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.08)**C4.08****ИЗОЛОВАНИ РАД МИКРОМРЕЖЕ СА ВИШЕСТРУКИМ СКЛАДИШТИМА
ЕНЕРГИЈЕ****ISOLATED WORK OF MULTI-ENERGY CARRIER NETWORK****Соња Кнежевић, Дарко Шошић***

Кратак садржај: Све већом применом обновљивих извора енергије и децентрализованих принципа у електроенергетским системима, појавили су се одређени проблеми у погледу компензације потрошачких потреба за електричном енергијом. Због интермитентне производње енергије из обновљивих извора, они не могу да реагују на потражњу потрошача, што доводи до вишкова енергије у одређеним интервалима када она није потребна. Да би се премостио овај временски јаз између производње и потрошње, потребно је применити складиштење енергије. У овом раду, складишта енергије су представљена кроз складиштење водоника, који се добија електролизом помоћу електричне енергије произведене у периоду смањене потрошње. Складиштени водоник ће касније бити кориштен у горивим ћелијама за производњу електричне енергије у периодима максималне потрошње. Контрола система се врши на основу скупа правила и услова који морају бити испуњени за ефикасан рад таквог система. Представљени су принципи електролизе и модели појединачних елемената који се налазе у овом систему. Симулација рада система заснива се на једночасовним мерењима производње ветроелектрана, соларних панела и потрошње домаћинства на територији Србије. Анализа је извршена за временски хоризонт од једне седмице како би се уочио образац понашања таквог система.

Кључне речи: *складишта водоника, електролизер, обновљива енергија, гориве ћелије, електрична возила, микромрежа.*

Abstract: With the increasing use of renewable energy sources and decentralized power systems, certain challenges have emerged in meeting consumers' electrical energy demands. The intermittent nature of renewable energy generation means that it cannot always align with consumers' needs, resulting in periods of excess energy production when it is not required. To bridge this gap between production and consumption, energy storage systems are necessary. This paper defines the work of an isolated microgrid, which consists of renewable sources (wind and PV) for energy production, households with electric vehicles as consumers, and a combined storage system. This storage system is made from batteries, hydrogen storage, and a control system that defines the best use of the storage.

*Sonja Knežević, University of Belgrade, sonjaknezevic98@gmail.com

Darko Šošić, University of Belgrade- School of Electrical Engineering, sosic@etf.rs

Stored energy is utilized through fuel cells to generate electricity for consumption when renewable sources cannot meet the demand. This paper presents the principles of electrolysis and models of individual elements within such a system, as well as the definition and principle of control of the system functionality based on rules and conditions. The proposed control system aims to increase the energy storage lifecycle by deciding when and how to utilize which type of storage and define a self-sufficient microgrid based on renewable sources of production. An economic analysis of the storage part of the system was carried out in which the IEBelized cost of energy stored and the NPC of the storage systems are calculated. A simulation of the system's operation is conducted using one-hour measurements of wind turbines, solar panels, and household consumption in Serbia. To analyze the system's behavior, a one-week time horizon is considered.

Key words: *Hydrogen storages, Electrolyzer, Renewable energy, Fuel cells, EB, Microgrids*

1 УВОД

Са све већим трошковима фосилних горива и еколошким проблемима [1] повезаним са традиционалним изворима енергије, многе земље су се окренуле ка производњи обновљиве енергије. Владе често подстичу коришћење обновљивих извора енергије како би се постигли циљеви нето-нулте емисије до 2050. године [2,3]. Међутим, укључивање обновљивих извора у електроенергетски систем доноси одређене изазове. Често нарушава баланс потрошње и производње услед интермитентности и неизвесности обновљивих извора енергије [4]. Количина енергије коју производе ветропаркови директно зависи од амбијенталних услова и брзине ветра, који су по својој природи непредвидиви. Слично томе, енергија коју производе соларни панели зависи од доступности употребљивих светлосних зрака, на које утичу фактори као што су доба дана, облачност и положај панела. Како се ова врста производње не може лако предвидети или користити на захтев, балансирање таквог електроенергетског система постаје сложено.

Традиционално, електроенергетски систем је био балансиран на основу принципа да производња прати потрошачке потребе. Међутим, овај приступ је теже одржати када извор енергије не може да обезбеди енергију на захтев.

У овом раду анализиран је независан систем који функционише у острвском режиму. Циљ је да се максимално искористи сва енергија произведена из обновљивих извора, без обзира на тренутне потребе потрошње. Сваки вишак енергије који не може бити одмах потрошен складишти се у систему за складиштење енергије. Ова складиштена енергија може се затим користити у тренуцима када потражња за енергијом премашује капацитет производње.

Овај рад даље истражује принципе складиштења водоника и могућу интеграцију електричних возила у кућне системе. Концепт подразумева коришћење вишка енергије из обновљивих извора за електролизу воде, чиме се добија водоник који се складишти у резервоарима за будућу употребу.

Принцип добијања водоника из обновљивих извора анализиран је у више радова [5,6], у којима су разматрани различити типови електролизера [7–9] и приказани су позитивни резултати.

Да би било могуће складиштење и функционално коришћење водоника, спроведена су обимна истраживања о принципима његовог настанка, складиштења и дизајна елемената који подржавају развој ове технологије [7]. Начини производње водоника могу имати различите еколошке утицаје, у зависности од примењених принципа. Најчистији облик водоника добија се из обновљивих извора енергије, јер има минималне негативне ефекте [10,11]. Један од приступа производњи водоника из обновљивих извора, конкретно из фотонапонских (ФН) панела током периода вишка соларне енергије, разматран је у [9].

Принцип коришћења енергије из водоника нуди неколико предности, укључујући високу енергетску ефикасност, еколошке и друштвене користи, као и повећану економску конкурентност у односу на друге изворе енергије [12,13].

Приликом имплементације система за производњу водоника из обновљивих извора, као што су ФН панели и електролизери, од кључне је важности уређај који контролише њихов рад. Овај уређај игра важну улогу у одређивању периода када се вишак енергије усмерава ка електролизеру ради производње и складиштења водоника, уместо да се троши у мрежи [14].

Стварање таквог управљачког принципа подразумева дефинисање скупа услова под којима сваки елемент ради најефикасније, а затим његову имплементацију у реални систем. Постоји неколико метода за развој принципа управљања. У овом раду, у систем је имплементирана програмерска процедура за праћење тренутног нивоа складиштене енергије. На основу ових информација и унапред дефинисаних услова, систем шаље сигнале одговарајућим елементима, обезбеђујући оптималан рад и контролу процеса производње и складиштења енергије [15].

У овом раду анализиран је дистрибутивни систем који користи енергију из ветротурбина, соларних панела и електролизера. Циљ је искористити вишак енергије из обновљивих извора за добијање и складиштење водоника, као и складиштење у појединачним батеријама и батеријама електричних возила (ЕВ). Фокус потрошње у анализираном подручју су домаћинства. Потребни подаци за анализу добијени су мерењима спроведеним у Републици Србији. Мерења су обезбеђена од стране локалног оператера система.

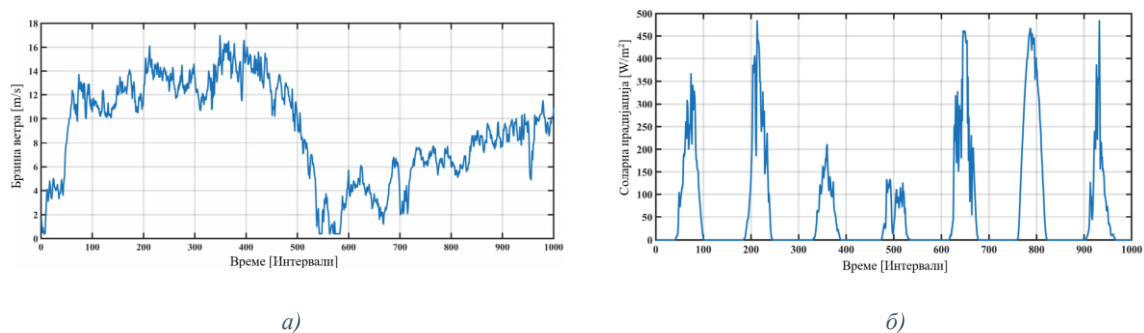
2 ОБНОВЉИВИ ИЗВОРИ И СКЛАДИШТА ЕНЕРГИЈЕ

2.1 Интермитентност обновљивих извора енергије

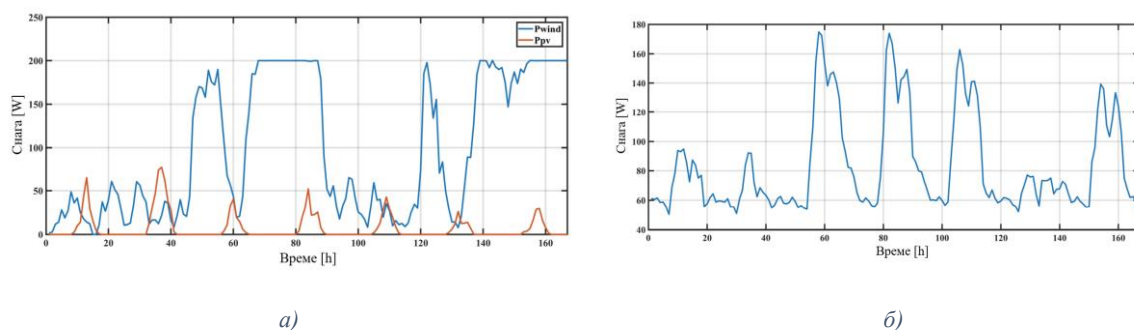
Обновљиви извори енергије су привукли значајну пажњу као напредујући сегмент електроенергетских система. Због еколошких изазова и све већих цена фосилних горива, они представљају адекватно решење за енергетску кризу. Поред тога, последњих година постали су економски исплативији, а многе земље пружају финансијске подстицаје за њихов развој како би се суочиле са глобалним еколошким проблемима.

Међутим, интермитентна природа производње обновљиве енергије представља велики изазов за постојеће енергетске системе. Потрошачи можда неће добити енергију онда када им је потребна, јер она зависи од примарних извора као што су ветар и сунчева радијација.

На слици 1 приказане су промене брзине ветра и сунчевог зрачења измерене на подручју Србије, које директно утичу на количину енергије коју производе ветротурбине и соларни панели. Слика 3 приказује варијације у производњи обновљиве енергије и потрошњи током недеље. На слици 3-а) види се да је производња из ветротурбина променљива, док соларна ирадијација следи дневни сунчев циклус. Са слике 3-б) види се да потрошња електричне енергије која свој пик има тек увече, док је пик производње у току дана. Ово указује на потребу за складиштењем енергије или управљањем оптерећења како се уочава значајан јаз између максималне потражње и максималне производње. Како се ова енергија производи у неконтролисаним тренуцима, често је није могуће одмах искористити или испоручити потрошачима. Складиштење енергије представља могуће решење ових изазова, јер омогућава да се вишак енергије акумулира у мрежи и користи онда када је потребан.



Слика 1: а) Брзина ветра; б) Соларна ирадијација



Слика 2: За недељу дана: а) Производња из обновљивих извора; б) Потрошња домаћинства

2.2 Складишта енергије

Развијене су различите технологије за складиштење енергије, свака са својим предностима и недостацима. Системи складиштења енергије у замајцима и суперпроводним магнетним системима имају изузетно брзо време одзива у опсегу од неколико милисекунди и дуг животни век са великим бројем циклуса пуњења и пражњења. Међутим, њихова цена по јединици складиштене енергије је висока, због чега су најисплативији за мање количине енергије [16,17].

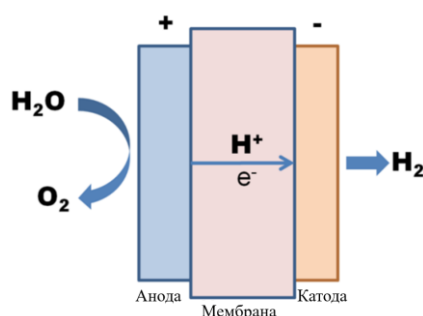
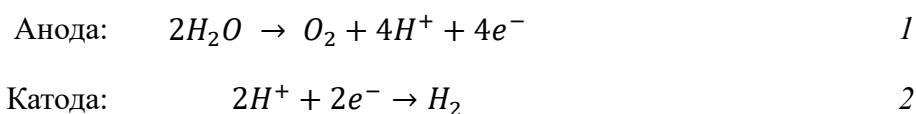
С друге стране, батерије и складиштење водоника имају ниже трошкове по јединици складиштене енергије, што их чини погодним за веће количине. Ипак, њихово време одзива је дуже. Количина складиштене енергије зависи од капацитета складишног система [18].

Овај рад анализира принцип складиштења водоника. Вишак енергије из обновљивих извора користи се за производњу водоника путем електролизе, док се батерије користе за краткорочно складиштење, допуњујући нестабилност обновљивих извора.

3 ПРОИЗВОДЊА ВОДНИКА ЕЛЕКТРОЛИЗЕРОМ

Електролиза је процес који користи електричну енергију за разлагање молекула воде на водоник и кисеоник. Код производње водоника, електролизери користе једносмерну струју из обновљивих извора, а као једини нуспроизвод настаје чист кисеоник [19–20]. Постоје четири типа електролизе на основу електролита, услова рада и јонских агенаса. У овом раду је анализирана ПЕМ електролиза воде [21]. Овај метод се сматра једним од најпогоднијих за конверзију обновљиве енергије у чист водоник, због чега се активно развија за примену у енергетским системима [22].

На слици 5 приказан је принцип рада ПЕМ електролизера [6]. Када се примени електрична струја, молекули воде се разлажу на атом кисеоника, протоне и електроне. Електрони и протони се крећу ка катоди, док кисеоник остаје на аноди. Протон-проводна мембрана омогућава пренос енергије из спољних извора (напон електролизера U_{el}), неопходне за ову реакцију. На електродама долази до рекомбинације молекула, што доводи до формирања водоника на катоди и кисеоника на аноди.



Слика 3: Принцип ПЕМ електролизе

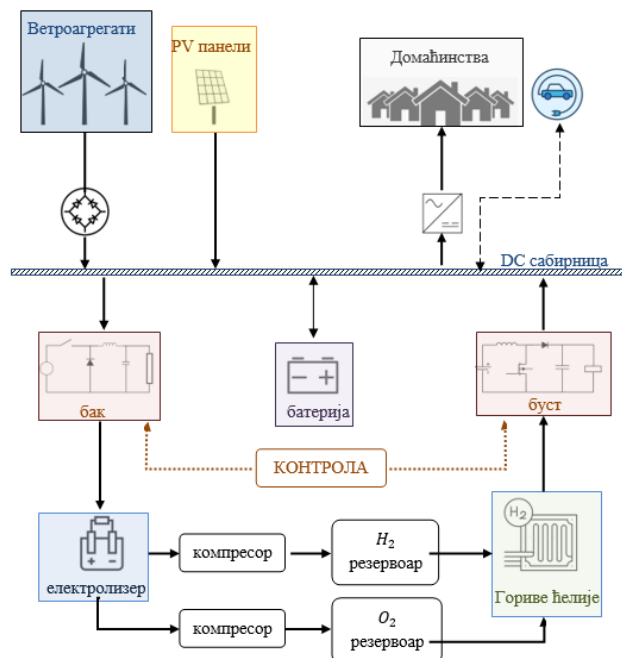
За рад електролизера потребно је применити једнофазни напон на аноду и катоду, који представља збир напона електрода и губитака, укључујући активационе, јонске и концентрационе губитке. Кључно је да овај напон буде обезбеђен из обновљивих извора енергије како би електролизер радио ефикасно [23].

$$U_{el} = U_{rev} + \eta_{act} + \eta_{\Omega} + \eta_{conc}, \quad 3$$

Где су U_{rev} —напон између електрода; η_{act} —активациони губици; η_{Ω} —јонски губици; η_{conc} —концентрациони губици.

4 ПРИНЦИП РАДА СИСТЕМА

Анализирани систем је пројектован за интеграцију обновљивих извора енергије, посебно ветротурбина и соларних панела. Вишак електричне енергије из ових извора усмерава се ка складиштима. Основни принцип система приказан је на слици 6.



Слика 4: Модел система

Складиштење енергије у виду водоника је исплативије за веће количине енергије. Више температуре, које се постижу при дужем складиштењу већих количина енергије, побољшавају ефикасност електролизера. Међутим, овакав систем није економичан за мале и тренутне размене енергије са мрежом. У случају складиштења већих количина енергије, произведени водоник се транспортује у резервоаре за водоник.

Када је потребно, овај складиштени водоник може се користити за производњу електричне енергије за потрошаче у тренуцима када обновљиви извори не задовољавају потребе. Коришћењем водоника као носиоца енергије систем превазилази разлике између производње обновљиве енергије и потрошње, омогућавајући стабилно и континуирано снабдевање [24,25].

Батерије или електрична возила (ЕВ) користе се за краткорочно складиштење мањих количина енергије. Како велики број циклуса пуњења и пражњења смањује век трајања батерија, циљ је да се овај процес минимизује. Батерије се штеде смањивањем периода њихове употребе, уз коришћење ЕВ током ноћних сати. Размена енергије са ЕВ се врши када су возила повезана на пуњаче у домаћинствима [26, 27].

За детаљније моделовање неопходно је размотрити конверзију енергије из једног облика у други. Циљ овог рада је интегрисано функционисање извора енергије, потрошача и складишта, који су повезани преко једносмерне (DC) сабирнице. Графички приказ система дат је на слици 6.

Ветротурбина је повезана са једносмерном сабирницом преко исправљача. Енергија се узима са једносмерне сабирнице преко инвертера за потрошњу и преко конвертера спуштача напона за електролизер. Батерије за привремено складиштење енергије повезане су директно на једносмерну сабирницу. Енергија из горивих ћелија доводи се до једносмерне сабирнице преко конвертера дизача напона. Целокупан систем је под управљањем глобалне контроле [28].

5 МОДЕЛОВАЊЕ ЕЛЕМЕНАТА СИСТЕМА

Сви елементи су појединачно моделовани ради тачне процене тока електричне енергије. Јединице су груписане са својим конвертерима. Контрола утиче на конвертере при испоруци енергије из складишта у једносмерну сабирницу и при преузимању енергије за електролизу. Улазни подаци система су једносатна мерења производње ветротурбина, соларних панела, потрошње, као и подаци о елементима мреже и њиховом функционисању. На основу ових вредности и дефинисаних правила врши се подешавање контроле.

5.1 Електролизер и бак претварач

Пошто су динамика конвертера и њихово време одзива знатно бржи у односу на остале делове система, они се посматрају као идеални извор напона на који је повезан електролизер. Излазна снага електролизера P_{El} је снага која улази у бак претварач P_{Bu} , умањена за коефицијент ефикасности η_{Bu} .

$$P_{el} = \eta_{Bu} \cdot P_{Bu} \quad 4$$

$$U_{El} = \frac{P_{El}}{I_{El}} \quad 5$$

$$U_{El} = U_{El,0} + C_{1El} \cdot T_{El}(t) + C_{2El} \cdot \ln\left(\frac{I_{El}(t)}{I_{El,0}}\right) + \frac{R_{El} \cdot I_{El}(t)}{T_{El}(t)} \quad 6$$

Напон потребан за електролизу изражава се као однос снаге електролизера и струје коју прима из конвертера [31]. Једначина (6) описује зависност напона од струје и температуре. Коефицијенти $U_{El,0}$, C_{1El} , C_{2El} , R_{El} и $I_{El,0}$ су експериментално дефинисани за електролизер, а T_{El} представља његову радну температуру. Из ових једначина добија се веза између излазне снаге конвертера и струје електролизе, чиме се дефинише степен производње електролизера.

$$\dot{V}_{El} = N_{Cell,El} \cdot \frac{\eta_{l,El} \cdot I_{El}(t)}{C_{H_2}} \quad 7$$

Где су: $N_{Cell,El}$ – број ћелија; $\eta_{l,El}$ – фактор искориштења електрлизера; C_{H_2} – коефицијент конверзије

5.2 Батерије и ЕВ

Батерије повезане на DC сабирнице и батерије електричних возила (ЕВ) симулиране су истим принципом рада. Димензиониране су на исти начин, а исти принцип конверзије енергије примењује се у овом раду. Батерије су повезане паралелно са DC сабирницама, а струја која тече кроз батерију дата је следећом једначином.

$$I_B(t) = I_{PV}(t) + I_{Wind}(t) + I_{B0}(t) - I_{Bu}(t) - I_{Load}(t) \quad 8$$

где су I_{PV} – струја из соларних панела; I_{Wind} – струја из ветроагрегата; I_{Bu} – струја ка бак претварачу; I_{B0} – струја ка буст претварачу; I_{Load} – струја система.

$$U_B t = 1 + \alpha \cdot t \cdot U_{B,0} \cdot t + R_i \cdot I_B t + K_i \cdot Q_R t, \quad 9$$

$$SOC_B = 100 \cdot \frac{E_B}{E_{B,max}} \quad 10$$

Где је α – фреквенција пражњења; $U_{B,0}$ – напон отвореног кола за $t = 0$; E_B – енергија батерије.

5.3 Гориве ћелије и буст претварач

Динамика конвертера је знатно бржа од осталих делова система, као у случају спуштача напона. Они се представљају као идеални извори енергије чији излаз зависи од ефикасности конвертера. Његова улога је пренос енергије до DC сабирнице, а улазни напон добија од гориве ћелије, што се изражава кроз једначину (13).

$$P_{Bo} = \eta_{Bo} \cdot P_{FC} \quad 11$$

$$U_{FC} = \frac{P_{FC}}{I_{FC}} \quad 12$$

$$U_{FC} = U_{FC,0} + C_{1FC} \cdot T_{FC}(t) + C_{2FC} \cdot \ln\left(\frac{I_{FC}(t)}{I_{FC,0}}\right) + \frac{R_{FC} \cdot I_{FC}(t)}{T_{FC}(t)} \quad 13$$

У једначини (13) приказана је зависност напона од струје и температуре. Коефицијенти $U_{FC,0}$, C_{1FC} , C_{2FC} , R_{FC} , и $I_{FC,0}$ су експериментално дефинисани за гориву ћелију, а T_{FC} је њена радна температура. Степен производње гориве ћелије изражава се кроз једначину (14).

$$\dot{V}_{FC} = N_{Cell,FC} \cdot \frac{\eta_{I,FC} \cdot I_{FC}(t)}{C_{H_2}} \quad 14$$

где су $N_{Cell,FC}$ – број ћелија; $\eta_{I,FC}$ – фактор искориштења горивих ћелија; C_{H_2} – коефицијент конверзије

5.4 Складиште водоника

Енергија складиштена у водонику може се моделовати једначином (15), док је проценат енергије у водонику дат једначином (17) кроз HL [%].

$$E_{H_2} = E_{H_2,0} + \int (P_{El} - P_{FC}) dt \quad 15$$

$$E_{H_2} = E_{H_2,0} + \frac{1}{s} \cdot \left(\frac{\dot{V}_{El} \cdot \Delta H}{V_T} - \frac{\dot{V}_{FC} \cdot \Delta H}{V_T} \right) \quad 16$$

$$HL = 100 \cdot \frac{E_{H_2}}{E_{H_2, max}} \quad 17$$

где су E_{H_2} – иницијална енергије у водороду; P_{El} – снага електролизера; P_{FC} – снага апсорбована у гориве ћелије.

5.5 Контрола система

Организација рада целокупног система је сложен проблем. Једноставно усмеравање вишка енергије у складиште није довољно. Контролни систем мора одредити да ли ће енергија бити послата у складиште водоника или у батерије, у зависности од количине енергије. Складиштење у виду водоника није ефикасно за мање количине енергије. Због тога се енергија шаље у складиште водоника само ако је количина довољно велика да оправда покретање електролизера. У супротном, енергија се складишти у батеријама.

Исти принцип важи у супротном смеру. Ако је потражња мала и не може се покрити производњом, енергија се узима из батерија. Ако је потражња велика, енергија се преузима из горивих ћелија.

Због тога су батерије укључене као привремено складиште за мање количине енергије, уз складиштење у водонику. Приликом избора методе складиштења мора се узети у обзир ефикасност конверзије енергије из електричне у водоничну и обрнуто.

Рационално коришћење батерија је такође важно. Не треба их празнити испод одређене границе, а чести циклуси пуњења и пражњења треба да се избегну како би се очувао њихов век трајања. Због тога контролни систем мора пратити стање складиштене енергије и управљати њиховом употребом.

Улазни подаци за контролни систем су тренутно стање мреже, односно разлика између производње и потрошње, ток енергије и стање батерија, које је дефинисано вредношћу стања напуњености, *SOC*. Ови подаци омогућавају доношење одлука у систему контроле.

H₂ граница представља унапред дефинисану границу енергије при којој се електролизери и гориве ћелије активирају. Његова вредност је одређена капацитетом електролизера, који је одабран за конкретан енергетски систем. У овом истраживању, ова вредност је фиксна и износи 50 kW. Ако је потребна количина складиштене енергије мања од ове границе, активирају се батерије и ЕВ.

$$FLOW = P_{Wind} + P_{PV} - P_{opt} \quad 18$$

Информације неопходне за контролу система:

1. Ток енергије: дефинише да ли постоји вишак или мањак енергије за потрошаче
 - А) **ТОК > 0**: постоји вишак енергије која треба да се складишти; енергија иде ка електролизеру, батеријама или ЕВ.
 - Б) **ТОК < 0**: постоји мањак енергије која се узима из горивих ћелија, батерија или ЕВ.
2. Количина вишка енергије:

А) **ТОК > H₂ граница:** довољно енергије да се пали електролизер

Б) **ТОК < H₂ граница:** мања количина вишка енергије; складишти се у батеријама или ЕВ

3. Доба дана:

А) **18h - 8h:** ЕВ су на пуњачима, користе се за складишта мање количине енергије

Б) **8h - 18h:** у току дана се за складиштење мање количине енергије користе батерије

Жељено понашање овог система може се лако дефинисати кроз правила, што нуди бројне предности за управљање. Коришћењем овакве контроле засноване на правилима, цео спектар улазних параметара може се ефикасно укључити без повећања сложености управљања [30]. Овај облик контроле има одређене предности у односу на алгоритме машинског учења, јер не захтева велику количину историјских података, који можда нису лако доступни за поједине технологије и системе у којима су сви наведени елементи имплементирани.

6 РЕЗУЛТАТИ

6.1 Ток снага и складишта

Резултати симулације приказани су у графичком облику како би се могло пратити активирање различитих врста складишта енергије и количина снаге размењене између сваког складишта понаособ и читавог система. Подаци мерења коришћени у овој анализи за снагу ветра, сунца и потрошњу приказани су у графицима на сликама 1–2. Параметри елемената система дати су у Табели 1.

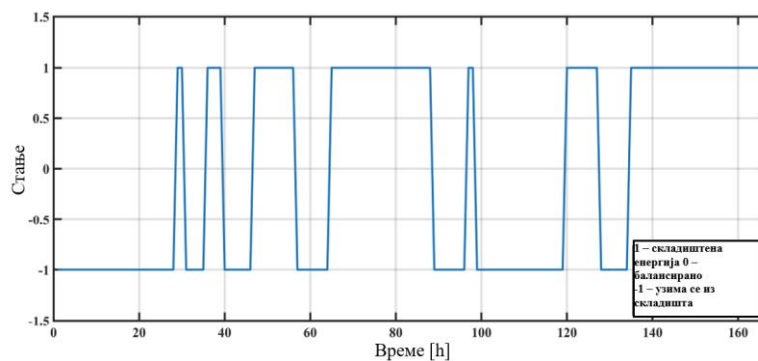
Табела 1: Стање система у току недеље

Електролизер				Гориве ћелије			
$U_{El,0}$ [V]	22.25	R_{1E} [°C]	-3.3198	$U_{FC,0}$ [V]	33.18	R_{FC} [°C]	-2.04
C_{1El} [V/°C]	-0.1765	C_{2El} [V]	5.5015	C_{1FC} [V/°C]	-0.013	C_{2FC} [V]	-1.57
$I_{El,0}$ [A]	0.1341	$N_{Cell,El}$	24	$I_{FC,0}$ [A]	8.798	$N_{Cell,FC}$	35
$\eta_{I,El}$	0.7	C_{H_2} [Ah/L]	8604	$\eta_{I,FC}$	0.45	C_{H_2} [Ah/L]	8604
η_{Bu}	0.95	-	-	η_{Bo}	0.95	-	-
Батерије				ЕВ			
α [Hz]	0	R_i [Ω]	0.076	α_{EV} [Hz]	0	$R_{i,EV}$ [Ω]	0.076
$U_{B,0}$ [V]	48	K_i	0	$U_{B,0,EV}$ [V]	48	$K_{i,EV}$	0
Складиште Водоника							
ΔH [kJ/mol]	286			V_T [L/mol]	22.4		

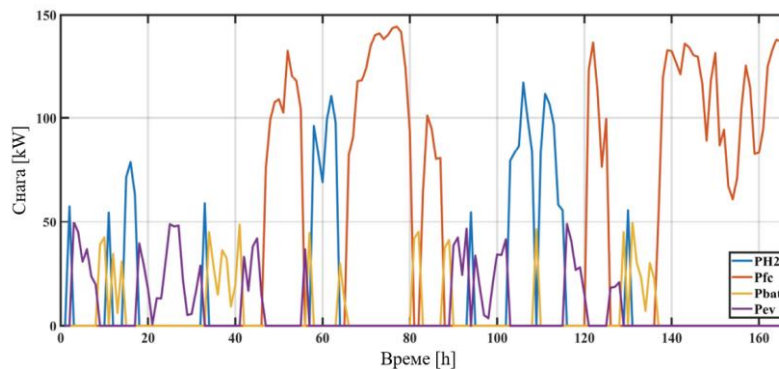
Слика 5 приказује временске варијације захтева система. Позитивне вредности указују на периоде када је постојао вишак произведене енергије која је требало да буде складиштена, док негативне вредности означавају периоде када је енергија требало да буде преузета из складишта. Слика 6 илуструје периоде у којима је коришћена свака врста складиштења електричне енергије. Вредности снаге су позитивне и представљају количину снаге размењене са појединачним складиштима. Мање количине енергије се размењују са електричним возилима (ЕВ) током ноћи (љубичаста), док се током дана размењују са батеријама (жута). Електролизери (плава) и гориве ћелије (црвена) раде и током дана и ноћи, јер нису ограничени временским условима.

Улазни подаци који се дају систему управљања укључују само тренутно стање мреже. Разматрају се следеће две вредности: разлика између производње и потрошње (ток енергије), што је изражено у једначини (15), и стање батерија, које је дефинисано вредношћу стања напуњености, *SOC*. Ови улази усмеравају процес доношења одлука у контролном систему.

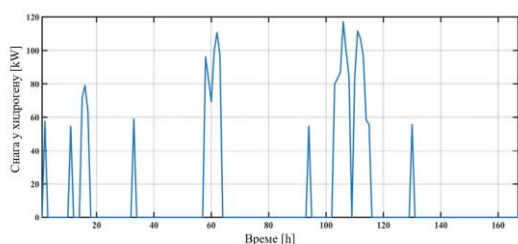
Резултати приказани на сликама 5–7 показују снагу појединачних елемената размењену са системом у току једне недеље. Перавац тока енергије јасно је означен за снагу складиштену у виду водоника и снагу генерисану активирањем горивих ћелија. У случају електролизера, енергија тече из система у складиште водоника, док за гориве ћелије енергија тече из складишта у систем када постоји недостатак енергије.



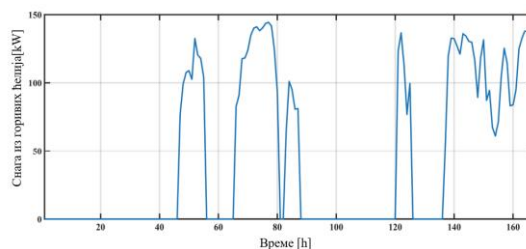
Слика 5: Стање система у току недеље



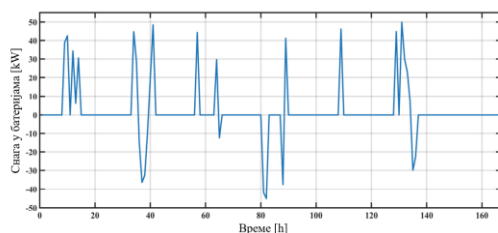
Слика 6: Активација различитих врста складиштења у току недеље



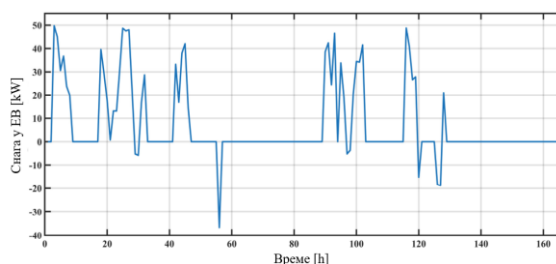
а) Снага складиштена у виду хидрогена у току недеље



б) Снага узета из горивих ћелија у току недеље



в) Снага размењена с батеријама у току недеље

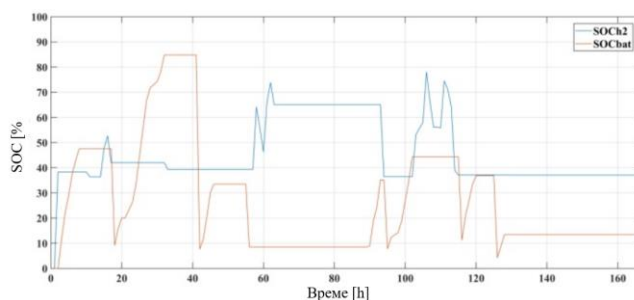


г) Снага размењена с ЕВ у току недеље

Слика 7: Снага за недељу дана

За батерије и електрична возила (ЕВ), енергија може тећи у оба смера, што се уочава кроз негативне вредности снаге. Негативан знак указује на то да се енергија доводи у складиште, док позитиван знак означава да се енергија из складишта користи за напајање потрошача. Ови резултати пружају драгоцен увид у динамику размене енергије и употребу различитих елемената складиштења у оквиру система.

На слици 8 приказано је процентуално стање напуњености складишта водоника и батерија. Ова графичка репрезентација омогућава праћење варијација у стању напуњености током рада система, као и процентуални однос ангажовања између две врсте складиштења.



Слика 8: SOC батерија и ЕВ

Како се вишак енергије у систему јавља чешће у мањим количинама, батерије се користе више. Ово доводи до већих динамичких промена у њиховом стању напуњености. У овом конкретном систему, батерије су биле ангажоване у већој мери у односу на свој капацитет, за разлику од складишта водоника. Међутим, већа количина енергије је била складиштена у виду водоника, што је у складу са принципом оваквог начина складиштења енергије.

Ова запажања истичу динамичко понашање система и различиту употребу врста складиштења у зависности од потреба за енергијом и њене доступности.

7 ЗАКЉУЧАК

Овај рад се бави принципом функционисања изолованог система који има сопствену производњу из обновљивих извора енергије, потрошњу која се огледа у снабдевању домаћинства и различите типове складиштења енергије који су одговорни за одржавање стабилности такве мреже. Посматрана је снага појединачних складишта и однос њиховог ангажовања у раду читавог система. Такође, анализирана је способност независног и функционалног рада оваквог система, упркос великом броју различитих врста непредвидивих извора енергије и њихових складишта.

Очекујуће динамичко понашање батерија је потврђено. Како би се олакшао рад батерија и продужио њихов век као додатног складишта, током ноћи су коришћена доступна електрична возила. Успешно су примењена правила којима се веће количине енергије складиште у виду водоника.

У оваквом систему, међусобна подршка елемената представља најзначајнију предност, која омогућава значајан напредак у функционисању овог типа мреже. Приказана је имплементација нових технологија и идеја, попут складиштења водоника, са циљем ублажавања интермитентности обновљивих извора и балансирања микромреже, која не мора да се ослања на већу дистрибутивну мрежу ради одржавања своје стабилности. На основу свих добијених резултата, закључено је да би хибридни систем мрежа/горива ћелија/соларни панели/електролизер могао бити перспективно решење у земљама у развоју.

У будућем развоју оваквих система планирано је унапређење технологије у вези са формирањем управљања системом, детаљније посматрање појединачних елемената или имплементација додатних извора енергије и различитих типова потрошача. Како би се остварила напреднија контрола система, могуће је коришћење вештачких неутралних мрежа за предвиђање производње и потрошње енергије, што би омогућило да системи буду дефинисани унапред и да избегну изазове планирања у реалном времену.

8 LITERATURA

- [1] IEA. Global Energy REBiew: CO₂ Emissions in 2021. 2021. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-energy-rEBiewco2-emissions-in-2021-2>
- [2] IEA. World Energy Outlook 2020. 2020. Available online: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- [3] IEA. Energy Policy REBiew—Denmark 2023. 2023. Available online: <https://www.iea.org/reports/denmark-2023>
- [4] Kayacık, S.E.; Schrottenboer, A.H.; Ursavas, E.; Vis, I.F.A. Towards low-carbon power networks: Optimal location and sizing of renewable energy sources and hydrogen storage. *Sustain. Energy Grids Netw.* 2024, 38, 101394.
- [5] Dimitrios, A.; Peter, E. The past, present and potential of hydrogen as a multifunctional storage application for wind power. *Renew. Sustain. Energy REB.* 2019, 112, 917–929.

- [6] Kumar, S.S.; Himabindu, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis—A rEBiew. *Mater. Sci. Energy Technol.* 2019, 2, 442–454.
- [7] Basile, A.; Dalena, F.; Tong, J.; Veziroğlu, T.N. *Hydrogen Production Separation and Purification for Energy*; Institution of Engineering and Technology (IET): London, UK, 2017.
- [8] Strunz, K.; Brock, E.K. Stochastic Energy Source Access Management: Infrastructure-integrative modular plant for sustainable hydrogen-electric co-generation. *Int. J. Hydrogen Energy* 2006, 31, 1129–1141.
- [9] Ribeiro, P.F.; Johnson, B.K.; Crow, M.L.; Arsoy, A.; Liu, Y. Energy storage systems for advanced power applications. *Proc. IEEE* 2001, 89, 1744–1756
- [10] Rasul, M.G.; Hazrat, M.A.; Sattar, M.A.; Jahirul, M.I.; Shearer, M.J. The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications. *Energy Convers. Manag.* 2022, 272, 116326.
- [11] Li, X.; Machiel, M. Value of power-to-gas as a flexibility option in integrated electricity and hydrogen markets. *Appl. Energy* 2021, 304, 117863
- [12] Schrotenboer, A.; Veenstra, A.T.; het Broek, M.A.J.U.; Ursavas, E. A green hydrogen energy system-optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy. *Renew. Sustain. Energy REB.* 2022, 168, 112744.
- [13] Karayel, G.K.; Javani, N.; Dincer, I. A comprehensive assessment of energy storage options for green hydrogen. *Energy Convers. Manag.* 2023, 291, 117311.
- [14] Singh, P.; Lather, J.S. Artificial neural network-based dynamic power management of a DC microgrid: A hardware-in-loop real-time verification. *Int. J. Ambient. Energy* 2022, 43, 1730–1738
- [15] Wang, J.; Li, H.; Li, Q. A hierarchical control strategy for microgrids with renewable energy sources. *Electr. Power Syst. Res.* 2016, 131, 128–139
- [16] Barton, J.P.; Infield, D.G. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2004, 19, 441–448.
- [17] European Association for Storage of Energy. Available online: <https://ease-storage.eu/>
- [18] Bessarabov, D.; Millet, P.; Pollet, B.G. *PEM Water Electrolysis*; Academic Press: Cambridge, MA, USA, 2018.
- [19] Barbir, F. PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. *Sol. Energy* 2005, 78, 661–669.
- [20] Ulleberg, Ø. Modeling of advanced electrolyzers: A system simulation approach. *Int. J. Hydrogen Energy* 2003, 28, 21–33

- [21] Hug, W.; Bussmann, H.; Brinner, A. Intermittent operation and operation modeling of an alkaline electrolyzer. *Int. J. Hydrogen Energy* 1993, 18, 973–977.
- [22] Asiaban, S.; Bozalakov, D.; VandEBelde, L. DEBelopment of a dynamic mathematical model of PEM electrolyser for integration into large-scale power systems. *Energy Convers. Manag. X* 2024, 23, 100610
- [23] Deshmukh, S.S.; Boehm, R.F. REBiew of modeling details related to renewably powered hydrogen systems. *Renew. Sustain. Energy REB.* 2008, 12, 2301–2330.
- [24] Bessarabov, D.; Wang, H.; Li, H.; Zhao, N. *PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications*; CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2015.
- [25] Bilgen, E. Solar hydrogen from photovoltaic-electrolyzer systems. *Energy Convers. Manag.* 2001, 42, 1047–1058.
- [26] Rahman, M.; Alam, M.A.; StoEB, A.; Pota, H.R. Electric Vehicle and its Battery Technologies: State-of-the-Art, Challenges, and Future Directions. *Energies* 2020, 13, 591.
- [27] Vosen, S.R.; Keller, J.O. Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: Optimization of system performance and cost through control strategies. *Int. J. Hydrogen Energy* 1999, 24, 1139–1156
- [28] Bilodeau, A.; Agbossou, K. Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications. *J. Power Sources* 2006, 162, 757–764.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.09)

C4.09

СИМУЛАЦИЈА РАДА МИКРОМРЕЖЕ У РЕАЛНОМ ВРЕМЕНУ

REAL-TIME SIMULATION OF MICROGRID OPERATIONS

Јован Сандић*, Милета Жарковић, Горан Добрић

Кратак садржај: Почетак 21. века захтева озбиљно преиспитивање и анализу конвенционалног начина добијања и производње електричне енергије. Интеграција обновљивих извора и енергетских складишта у електроенергетски систем је од велике важности за обезбеђивање енергетске сигурности у складу са концептом одрживог развоја. У овом раду анализиран је модел дистрибутивне мреже у коју су интегрисани дистрибуирани извори енергије: соларне електране, ветрогенератори и системи за складиштење електричне енергије. Фокус је на испитивању њиховог рада током једногодишњег периода, уз анализу њиховог утицаја на средњенапонску мрежу, узимајући у обзир различите временске услове. Истраживање представља кључне факторе који утичу на пројектовање микромреже са циљем оптимизације производних капацитета и стабилности рада микромреже. На основу спроведених анализа, закључено је да микромреже могу значајно допринети стабилизацији напонских услова, обезбеђивању резерве енергије, као и могућности трговине енергијом на тржишту електричне енергије. Софтверским алатима попут Typhoon HIL-а, који омогућава прецизно моделовање електроенергетског система у различитим сценаријима, може се брже и прецизније доћи до анализе оваквих електроенергетских система. Симулације у реалном времену су изведене на основу реалних података, анализирајући понашање система у различитим временским условима. Ове симулације су допринеле бољем разумевању динамичког понашања микромрежа, утицаја дистрибуираних извора и важности правилног димензионисања истих, као и могућности оптимизације потрошње и складиштења енергије. Формиране симулације у реалном времену представљају основу за имплементацију и тестирање оптимизационих алгоритама у микромрежама. Рад пружа практичан увид у фазе планирања и пројектовања микромрежа и свих њених компоненти. Резултати симулација у реалном времену доприносе разумевању улоге микромрежа у енергетској транзицији и развоју одрживих електроенергетских система.

Кључне речи: *Mikromreža, Simulacije u realnom vremenu, Typhoon HIL, Distribuirani izvori energije*

* Јован Сандић, *Elsys Eastern Europe*, jovansandic@gmail.com

Милета Жарковић, Универзитет у Београду – Електротехнички факултет, mileta@etf.rsГоран Добрић, Универзитет у Београду – Електротехнички факултет, dobric@etf.rs

Abstract: The beginning of the 21st century requires a serious reassessment and analysis of the conventional methods of obtaining and producing electrical energy. The integration of renewable energy sources and energy storage systems into the power grid is of great importance for ensuring energy security in accordance with the concept of sustainable development. This paper analyzes a model of a distribution network that incorporates distributed energy sources: solar power plants, wind turbines, and electricity storage systems. The focus is on examining their operation over a one-year period, analyzing their impact on the medium-voltage network while considering various weather conditions. The research highlights key factors influencing the design of a microgrid to optimize production capacity and ensure operational stability. Based on the conducted analyses, it has been concluded that microgrids can significantly contribute to voltage stability, provide energy reserves, and enable energy trading in the electricity market. Software tools such as Typhoon HIL, which allow precise modeling of the power system under different scenarios, can facilitate faster and more accurate analysis of such electrical energy systems. Real-time simulations were conducted based on actual data, analyzing system behavior under various weather conditions. These simulations contributed to a better understanding of the dynamic behavior of microgrids, the impact of distributed sources, and the importance of proper sizing, as well as the potential for optimizing energy consumption and storage. The real-time simulations serve as a foundation for the implementation and testing of optimization algorithms in microgrids. The paper provides a practical insight into the planning and design phases of microgrids and all their components. The results of real-time simulations contribute to understanding the role of microgrids in the energy transition and the development of a sustainable power system.

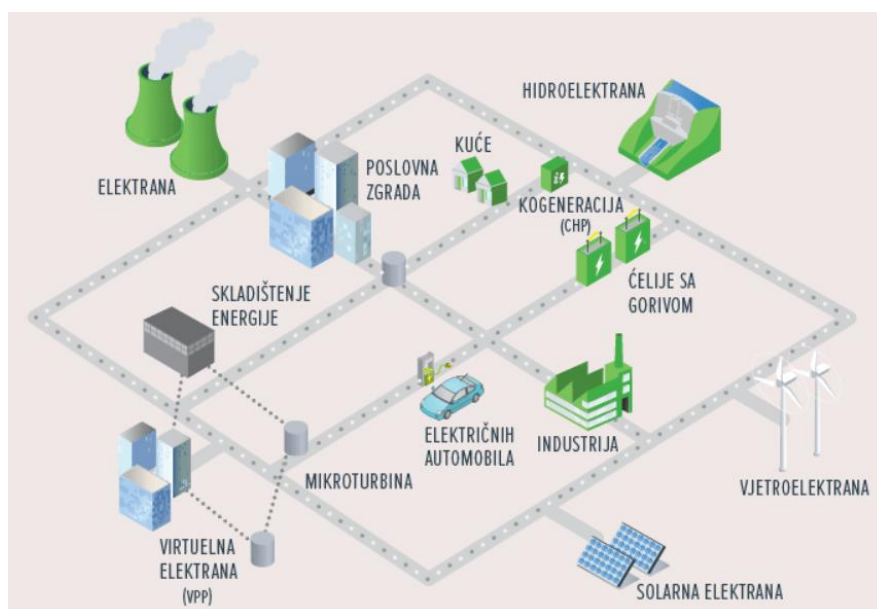
Key words: *Microgrid, Typhoon HIL, Real-time simulation, Distributed energy sources*

1. УВОД

Научни рад се бави анализом и симулацијом функционисања микромрежа које интегришу обновљиве изворе енергије и системе за складиштење у електроенергетски систем. Рад полази од проблема све већих енергетских потреба и еколошких изазова које изазива коришћење фосилних горива, као што су ефекат стаклене баште и климатске промене. Истраживање се фокусира на концепт микромрежа као локалних енергетских система који комбинују производњу, потрошњу и складиштење електричне енергије, уз могућност независног рада или повезивања са већом електроенергетском мрежом [1]. У раду су анализиране предности и изазови интеграције обновљивих извора енергије, укључујући стабилност система, управљање енергијом и техничке карактеристике микромрежа [2]. Практични део рада се бави моделовањем и симулацијом рада микромреже у софтверском алату *Typhoon HIL*, који омогућава симулирање, у реалном времену, различитих стања система и начина управљања електричном енергијом, као и тестирање контролних алгоритама са реалним микромрежним контролером [3]. Циљ транзиције ка микромрежама је максимизација искоришћења обновљивих извора и повећање поузданости система уз минимизацију губитака, које нам пружа микромрежа, као и већи степен независности од традиционалних извора енергије [4]. Закључци рада указују на значајну улогу микромрежа у енергетској транзицији и повећању енергетске независности, али уз адекватно димензионисање уређаја унутар микромреже. Истиче се да је даљи развој технологија за складиштење електричне енергије, као и напредних система управљања, кључан за успешну имплементацију оваквих система у будућности.

2. ДИСТРИБУИРАНИ ИЗВОРИ ЕНЕРГИЈЕ

Дистрибуирана производња електричне енергије дефинише се као производни систем који је директно прикључен на средњенапонску или нисконапонску дистрибутивну мрежу или је прикључен у инсталацији са потрошачке стране. Дистрибуирани извори напајају локална потрошачка подручја чиме смањују укупну потрошњу, поправљају напонске прилике и смањујући губитке у систему. Концепт изградње великих производних јединица и развоја централизованог система престаје да буде једини прихватљив и добија алтернативу у виду малих дистрибутивних капацитета који ће временом на себе преузимати значајан део потреба за енергијом. При томе је неопходно да се ова два међусобно допуњују, јер велике електране имају важну улогу у очувању стабилности и поузданости система. Примарни извори енергије у дистрибуираној производњи су углавном обновљиви и то су енергија ветра и сунчевог зрачења, али од великог значаја су и дизел електрични агрегати и системи за складиштење електричне енергије, па ће у даљем тексту бити речи о сваком од њих. [5]



Слика 1 Децентрализована дистрибуирана мрежа

2.1. Соларне електране

Фотонапонски системи представљају технологију засновану на директној конверзији сунчеве енергије у електричну путем фотонапонских ћелија организованих у модуле. Ови системи могу да обезбеде напајање потрошача без потребе за фосилним горивима, чиме доприносе енергетској одрживости и смањењу емисије угљен-диоксида. Основна предност фотонапонских система је могућност инсталације на различитим местима, укључујући кровове и зидове зграда, чиме се избегавају додатни трошкови изградње или закупа земљишта. Међутим, један од главних недостатака је релативно низак степен искоришћења енергије, који се креће између 15% и 20%, као и висока почетна цена система. Постоје различити типови фотонапонских система у зависности од начина рада. Аутономни системи користе се за напајање удаљених потрошача који нису прикључени на електродистрибутивну мрежу. Ови системи захтевају акумулаторске батерије за складиштење енергије, што омогућава напајање потрошње током ноћи или у периодима слабог сунчевог зрачења. Фотонапонски системи повезани на дистрибутивну мрежу

функционишу паралелно са њом, користећи је као резервни извор енергије и испоручујући вишкове енергије у мрежу. Ови системи се одликују једноставношћу, нижом ценом и елиминацијом потребе за локалним складиштењем енергије. Хибридни фотонапонски системи комбинују различите изворе енергије, као што су соларни панели и акумулаторске батерије, ради повећања поузданости напајања. Ови системи се често користе у удаљеним подручјима, где је обезбеђивање стабилног напајања приоритет.

2.2. Ветроагрегати

Ветроелектране представљају значајан облик дистрибуираних извора енергије који користе кинетичку енергију ветра за производњу електричне енергије. Овај процес се одвија кроз ветротурбине које трансформишу кинетичку енергију ветра у механичку, а затим у електричну енергију уз помоћ генератора. Ветроагрегат, као функционална целина, састоји се од ветротурбине, редуктора, генератора, блок трансформатора, система за контролу и управљање, као и стуба са темељом. Савремени ветрогенератори имају снагу у распону од 100 kW до 5 MW, са максималним степеном искоришћења око 45%. Ветроагрегати су најчешће трокрилни, а осовина турбине омогућава прилагођавање правцу ветра. Ефикасност ветроелектране зависи од брзине ветра, која треба да буде најмање 6 m/s да би изградња била економски исплатива. Ветроелектране се могу градити како на копну (*onshore*), тако и на мору (*offshore*). Производња електричне енергије из ветра је директно повезана са брзином ветра, густином ваздуха и површином ротора. Техно-економски фактори ограничавају употребу енергије ветра на области са брзинама од 5 m/s до 25 m/s. У случају наглих удара ветра, неопходне су велике балансне снаге ради стабилизације система. Увођењем ветроелектрана у електроенергетски систем јављају се и изазови, попут потребе за додатним складиштењем енергије и флексибилним баланским капацитетима.

2.3. Системи за складиштење електричне енергије

Један од кључних изазова у савременом електроенергетском систему представља складиштење електричне енергије, посебно када је реч о вишковима који настају из обновљивих извора, као што су соларне електране и ветроагрегати. Ове изворе карактеришу варијабилност и непредвидивост производње, што може довести до дисбаланса између производње и потрошње. У циљу обезбеђивања поузданог и стабилног снабдевања електричном енергијом, развијени су различити системи за складиштење који омогућавају оптималну интеграцију обновљивих извора у електроенергетску мрежу. Електрична енергија, за разлику од других облика енергије, не може се ефикасно складиштити у великим количинама, већ се мора трошити у реалном времену. Због тога је потребно имати додатне резерве електричне енергије које могу надокнадити флукуације у производњи и потрошњи. Одступања у балансу могу довести до поремећаја у систему, што у најгорем случају резултира прекидом снабдевања великог броја потрошача. Системи за складиштење електричне енергије могу се поделити у неколико категорија. Хемијски системи, као што су акумулаторске батерије, користе електрохемијске реакције за складиштење енергије. Примарне батерије нису пуњиве, док се секундарне батерије, попут оловних и никл-кадмијумских, могу вишеструко пунити и празнити. Посебно место у системима за складиштење заузимају горивне ћелије, које користе хемијску енергију из синтетичких горива за производњу електричне енергије. Поред хемијских система, механички системи попут пумпно-акумулационих електрана користе вишак електричне енергије за пумпање воде у резервоаре на већој висини, одакле се касније производи електрична енергија кроз хидроагрегате. Компримовани ваздух и замајци су такође у употреби, док се истражују и нове технологије попут

суперкондензатора и термалног складиштења. Сви ови системи имају за циљ повећање стабилности електроенергетских мрежа и ефикаснију интеграцију обновљивих извора енергије.

3. МИКРОМРЕЖЕ

Микромреже представљају савремени концепт у области електроенергетике који подразумева локалне, децентрализоване енергетске системе способне да раде аутономно или у координацији са главном електроенергетском мрежом. Основна идеја микромрежа је интеграција различитих дистрибуираних извора енергије, као што су фотонапонски системи, ветроелектране, дизел агрегати и системи на биомасу, заједно са системима за складиштење енергије и интелигентним управљачким јединицама. Као такав, овај концепт одговара на све већу потребу за енергетском сигурношћу, флексибилношћу, као и за већом применом обновљивих извора енергије, што је посебно значајно у условима енергетске транзиције и глобалног тренда самоодрживих заједница. Микромреже се данас успешно примењују у различитим срединама – од удаљених руралних насеља која немају приступ стабилној мрежи, преко урбаних делова где се користе за смањење оптерећења на постојећу инфраструктуру, до индустријских зона и критичних установа као што су болнице, где се захтева висока поузданост и континуитет у снабдевању енергијом. У оквиру овог рада, посебна пажња је посвећена симулацији рада микромреже са обновљивим изворима у *Typhoon HIL* окружењу, при чему су анализирани различити сценарији производње, складиштења и потрошње енергије. Овакве симулације омогућавају тестирање система пре њихове реалне примене, правилном димензионисању елемената, идентификацију критичних тачака и унапређење стабилности и ефикасности енергетских токова. Развој и имплементација микромрежа представљају кључни корак ка децентрализованој и одрживој енергетској будућности, посебно у контексту све интензивније примене обновљивих извора енергије.

3.1. Структура микромрежа

Микромрежа представља комплексну, али флексибилну енергетску целину која обједињује различите подсистеме производње, потрошње и складиштења електричне енергије, омогућавајући њихову координацију и самостално управљање. Основу структуре микромреже чине дистрибуирани извори енергије, системи за складиштење енергије, као и различити типови потрошача – од стамбених објеката до великих индустријских система. Централну улогу у функционисању микромреже има систем за управљање енергијом (*Energy Management System – EMS*), који оптимизује рад извора, прати стање складишта, регулише токове енергије и прилагођава потрошњу у складу са тренутним производним и мрежним условима. *EMS* користи податке добијене путем сензора и комуникационих интерфејса како би обезбедио ефикасан рад микромреже у реалном времену. Информациони и комуникациони слој микромреже, који обухвата *SCADA* системе, паметна бројила и комуникационе протоколе, омогућава надзор, дијагностику и координацију рада свих компоненти микромреже. Апликациони слој користи ове податке за примену алгоритама за оптимизацију, предикцију и доношење одлука. Оваква хијерархијска и модуларна организација чини микромрежу способном за флексибилан и поуздан рад, чак и у условима поремећаја у главној електроенергетској мрежи. У пракси, све чешће се срећу хибридне микромреже које комбинују различите типове извора и режим рада, зависно од енергетских и економских услова. Независно од типологије, микромреже имају заједничке циљеве: повећање поузданости, флексибилности и енергетске независности, као и ефикасну интеграцију обновљивих извора у савремени електроенергетски систем.

3.2. Класификација микромрежа

Микромреже се могу класификовати према различитим критеријумима, од којих су најзначајнији: режим рада, географска локација, намена и конфигурација извора. Основна подела прави разлику између микромрежа повезаних на главну мрежу (*grid-connected*) и изолованих (*off-grid*) микромрежа. Повезане микромреже функционишу у координацији са главном дистрибутивном мрежом, омогућавајући размену енергије и користећи мрежу као резервни извор напајања или као "посредника" за продају вишкова енергије. Са друге стране, изоловане микромреже су потпуно самосталне, ослањају се искључиво на сопствену производњу и складиште енергије и често се користе у удаљеним или енергетски нестабилним подручјима. У зависности од локације и типа потрошача, микромреже се деле на урбане, сеоске, индустријске и мобилне. Урбане микромреже се најчешће срећу у насељеним градским зонама и обухватају објекте са соларним панелима, системима за складиштење и интелигентним контролним јединицама. Сеоске микромреже се користе за снабдевање мањих и удаљених заједница, при чему се често примењују комбинације фотонапонских и ветроелектрана уз батеријску акумулацију. Индустријске микромреже служе великим производним системима, фабрикама или технолошким парковима и често укључују когенеративне јединице и системе са високим степеном аутоматизације. Мобилне микромреже представљају преносиве и брзо распоредиве системе који се користе у војним, хуманитарним или ванредним ситуацијама. Поред ових, све чешћа је и примена хибридних микромрежа, које обједињују више различитих типова извора енергије (нпр. соларна енергија + дизел генератори + батерије) и режима рада у складу са конкретним потребама. Ова класификација омогућава да се микромреже пројектују прилагођено специфичним техничким, економским и еколошким условима, чинећи их кључним алатом за реализацију концепта паметних и одрживих енергетских система.

4. МОДЕЛ МИКРОМРЕЖЕ У TYPHOON HIL ОКРУЖЕЊУ

4.1. Typhoon HIL окружење

Typhoon HIL представља напредну симулациону платформу дизајнирану за развој, тестирање и верификацију система за управљање енергијом и енергетских електронских уређаја у реалном времену. У питању је први индустријски алат који је у потпуности посвећен *HIL - Hardware-in-the-Loop* симулацијама, што значи да омогућава директно повезивање симулираних система са стварним контролерима и другим хардверским компонентама. Платформа користи *FPGA - Field-programmable gate array* архитектуру која омогућава веома брзу симулацију динамичких процеса, са временском резолуцијом до неколико наносекунди. Софтверски део *Typhoon HIL*-а састоји се од неколико модула, од којих је најзначајнији *Typhoon HIL Control Center* – графички интерфејс у коме се врши моделовање електроенергетског система, дефинисање параметара, повезивање компоненти и покретање симулације. Уз овај алат се користи и *SCADA Editor*, који омогућава креирање контролних панела за праћење и управљање симулацијом у реалном времену. Предности ове платформе укључују висок степен тачности симулације, laku интеграцију са стварним уређајима, подршку за различите типове извора и оптерећења, као и флексибилност у дизајнирању и тестирању сценарија рада микромрежа.

4.2. Конфигурација микромреже у симулационом окружењу

У оквиру овог рада, симулирана микромрежа обухвата више компоненти, које заједно чине целовит модел са могућношћу рада у паралелном или изолованом режиму. Моделовање је реализовано коришћењем унапред дефинисаних блокова у *Typhoon HIL Control Center*-у, који су параметризовани према реалним техничким карактеристикама:

PV Power Plant (Generic) представља модел фотонапонске електране који укључује једносмерно-наизменични претварач, улазни L-филтер, трансформатор и контакторе. Улази се дефинишу ручно преко SCADA панела, где се задају вредности као што су линијски напон, фреквенција и активна снага.

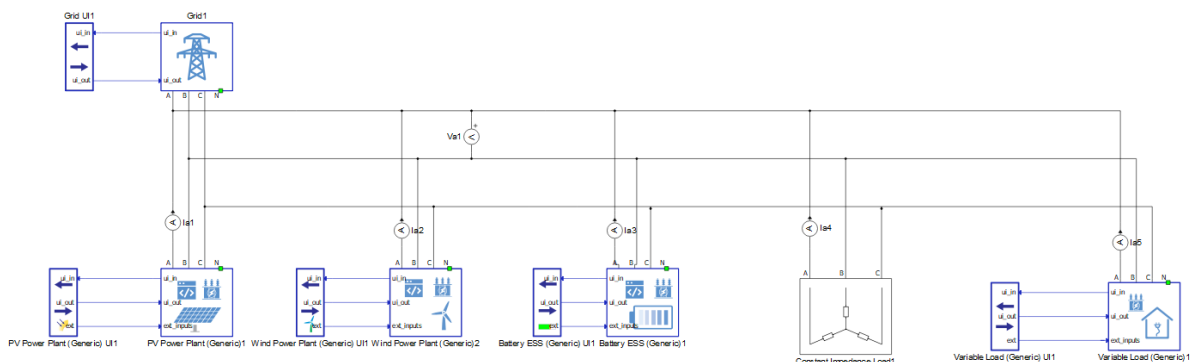
Wind Power Plant (Generic) моделује ветроелектрану са AC-DC-AC претвараčem, контролом тока струје и трансформатором. Брзина ветра се уноси преко табеле која дефинише временску варијацију, што омогућава реалистичну симулацију утицаја флукутација производње.

Battery EES (Generic) представља блок система за складиштење електричне енергије, састављен од претварача, филтера и трансформатора. Ова компонента игра кључну улогу у балансирању енергетских токова, посебно у условима неусклађености производње и потрошње.

Variable Load (Generic) омогућава унос сценарија потрошње у различитим временским интервалима, што симулира понашање стварног оптерећења. Оптерећење се може дефинисати као стално, временски зависно или случајно варијабилно.

Grid блок се користи за симулацију повезаности микромреже са главном дистрибутивном мрежом. Овај блок омогућава задавање напонских услова и фреквенције, као и тестирање услова рада у „*grid-connected*“ и „*islanded*“ режиму.

Сви ови блокови су повезани у једну целину кроз симулациону шему у којој се енергетски токови и управљачки сигнали размењују у складу са дефинисаним сценаријима.



Слика 2. Изглед микромреже у симулацији

4.3. Употреба SCADA интерфејса

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) интерфејс у оквиру *Typhoon HIL* платформе представља алат за надзор и управљање током симулације. У овом раду, *SCADA* панел је коришћен за унос параметара као што су излазна снага извора, стање

напуњености батерија, временски зависно оптерећење, као и праћење свих релевантних електричних величина (напрезање, струја, фреквенција, напон и снага). Интерфејс омогућава визуелизацију рада сваке појединачне компоненте кроз графиконе и дигиталне индикаторе, чиме се добија јасна слика динамике система.

5. РЕЗУЛТАТИ СИМУЛАЦИЈЕ

У овом раду симулирана је мања микромрежа која је повезана на средњенапонску дистрибутивну мрежу 20kV. Параметри микромреже се налазе у табели испод.

Табела: Параметри *digital twin-a* у симулацији

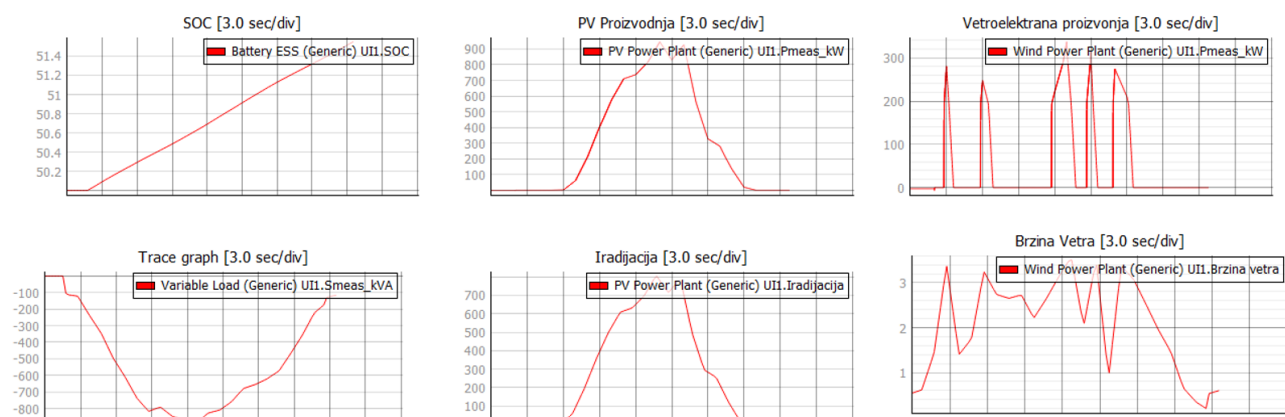
Елемент микромреже	Опис / Вредност
Тип мреже	Средњенапонска дистрибутивна мрежа, 20 kV
Соларна електрана	Номинална активна снага: 1 MW
Ветроелектрана	Номинална активна снага: 5 MW
Систем за складиштење енергије	Максимална излазна снага: 0.4 MW
Капацитет система за складиштење	4 MWh
Потрошња – константни део	Снага: 1 MW
Потрошња – променљиви део	Промене варијабилне потрошње и фактора снаге се дешавају на сатном нивоу током године

Треба обратити пажњу да је сваки од елемената повезан на средњенапонску мрежу преко сопственог трансформатора 0.4kV/20kV, који се на моделу не виде директно. Подаци који су коришћени у симулацији су добијени за подручје Благоевграда, Бугарска, где су мерене вредности ирадијације, температуре, брзине ветра, као и потрошње за сваки сат у години. Подаци о димензионисању елемената микромреже преузети су из већ постојеће микромреже, с тим што су скалирани односом стварне потрошње те микромреже и симулиране микромреже из овог рада. Симулациони корак је 1 секунд, који предстаља заправо рад система у току једног часа.

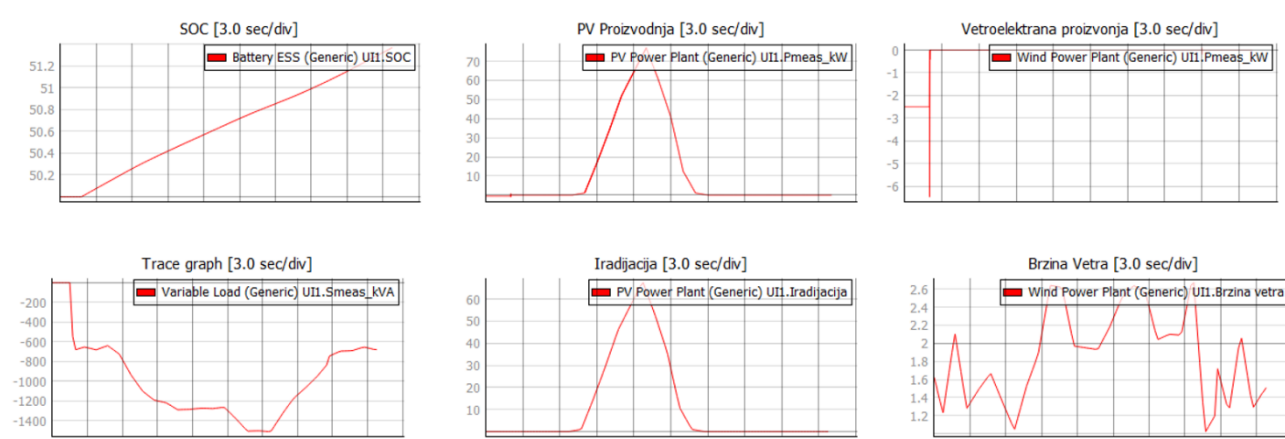
Соларна електрана као улазне податке узима промену ирадијације и температуре у времену, те је и излазна снага променљива током времена. Ветроелектрана као улазне податке има брзину ветра на висини ветроагрегата, чији сатни подаци су претходно припремљени и екстраполирани са висине мерне опреме на висину ветроагрегата. Систем за складиштење електричне енергије има контролер који пуни батеријски систем, када постоји производња из обновљивих извора енергије, те се по потреби може празнити и учествовати у одржавању стабилности мрежног напона и фреквенције, уколико се то захтева од овог подсистема.

На сликама 3 и 4 приказани су просечан јулски и децембарски дан, те промене стања у системима током једног дана. Треба обратити пажњу да је у оба случаја SOC – *State of*

Charge батеријског система кренуо од 50%, што искључиво зависи од начина управљања ОВИМ СИСТЕМОМ.



Слика 3. Просечан јулски дан



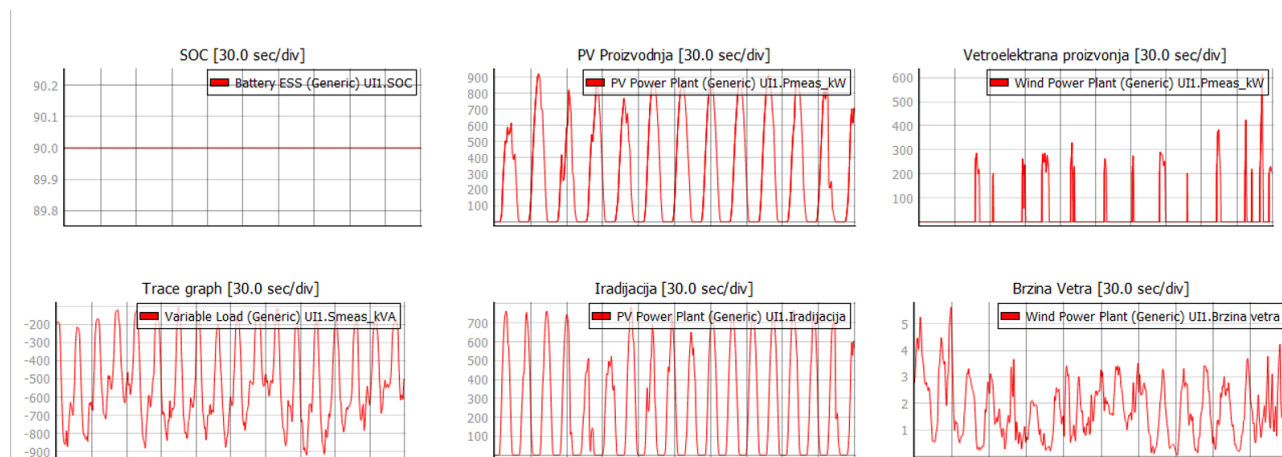
Слика 4. Просечан децембарски дан

Као што се са графика може видети, укупна електрична енергија из обновљивих извора енергије директно пуни батерију, где је лети брже пуњење због пораста просечне сатне вредности ирадијације, те самим тим и пораста производње електричне енергије. Са графика се такође може приметити да је и просечна сатна потрошња у децембру већа за 70-80% у односу на јул, што је такође очекивано због повећаног коришћења термичких уређаја на електричну енергију и то посебно у вечерњим сатима. Са друге стране, просечна сатна брзина ветра има релативно ниске вредности током оба приказана периода, тако да је производња из ветроагрегата ниска и сама ветроелектрана има јако низак фактор искоришћења. У случају када би се планирала изградња ветроелектране на овој позицији, морале би се одрадити детаљније анализе фактора искоришћења и процене исплативости овакве инвестиције.

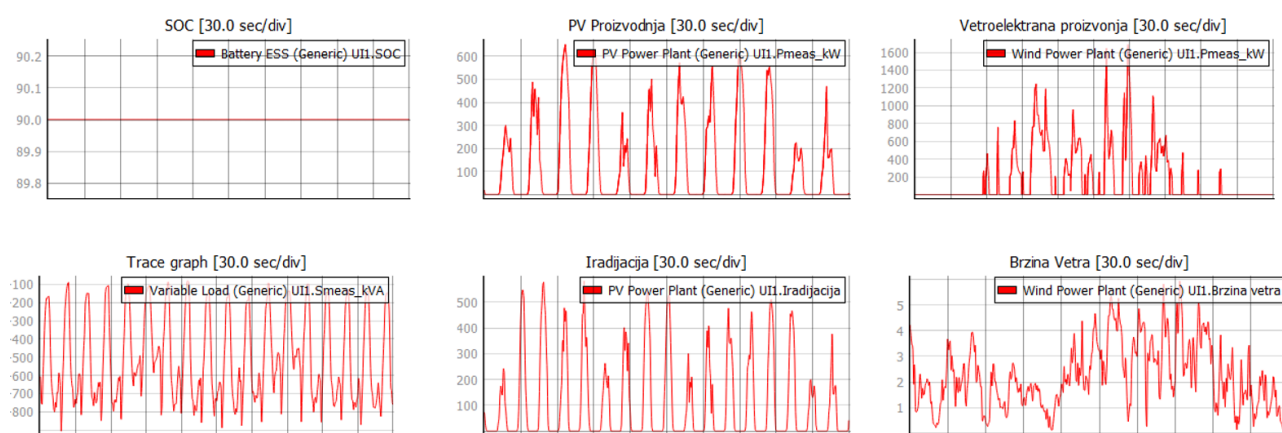
На слици 5 су приказане просечне недељне вредности производње и потрошње у симулираној микромрежи у летњем периоду, које такође потврђују закључке из претходног параграфа: вредности брзине ветра су изузетно ниске, вредности ирадијације су очекиване за поднебље којем припада зона у којој су извршена мерења. Може се приметити да се на графику потрошње појављују два *peak*-а, један око поднева и други

предвече, с тим да је разлика у томе што подневни *peak* знатно виши у односу на вечерњи, због повећане потрошње електричне енергије услед коришћења уређаја за климатизацију.

На слици 6 је, ради поређења, приказана просечна зимска недеља, на којој је могуће приметити да је ирадијација мања у односу на летњи период, али такође и да се повећала брзина ветра, што је и очекивано за северну хемисферу и позицију зоне мерења. *Peak* максималне дневне потрошње се померио са поднева на предвече, што је проузроковано коришћењем грејних уређаја током јесењих и касније зимских месеци.



Слика 5. Просечна вредности производње и потрошње микромреже у просечној летњој недељи



Слика 6. Просечне вредности производње и потрошње микромреже у просечној зимској недељи

6. ЗАКЉУЧАК

У овом раду представљен је појам микромреже и кроз софтверски пакет компаније *Turphoon HIL* урађена је симулација једног оваквог система уз имплементацију контроле уређаја. У овом раду приказани су обновљиви извори енергије који су примењени у моделовању микромреже у симулационом софтверу, при чему је посебна пажња посвећена њиховим техничким карактеристикама и улози у укупном енергетском балансу система. Детаљно је описан концепт микромрежа, њихова структура и архитектура, као и различити модели примене у пракси. Акценат је стављен на значај микромрежа у будућем развоју електроенергетског система, с обзиром на њихову способност да

интегришу обновљиве изворе енергије, повећају поузданост и отпорност система и омогуће локализовано управљање енергетским токовима. Такође су представљени начини моделовања кључних елемената микромреже, уз издвајање најзначајнијих параметара који дефинишу њихов рад и интеракцију у оквиру целине. У раду је објашњена и примена симулационог алата *Typhoon HIL*, са посебним освртом на његове предности у пројектовању и тестирању сложених електроенергетских система. Платформа омогућава примену концепта „хардвер у петљи“ (*HIL – Hardware-in-the-Loop*), који представља савремен приступ у верификацији и провери контролних система, симулирајући реалне услове рада и тиме значајно унапређујући процес развоја и поузданости управљачких алгоритама у енергетској електроници.

Транзиција са конвенционалног, централизованог начина производње и дистрибуције електричне енергије у електроенергетском систему је извесна и неминовна. Услед широке палете различитих потрошача електричне енергије, политике самоодрживости, проблема управљања токовима и билансом снага, микромрежа се показује као следећи степен у технолошком развоју, зато што минимизује губитке у преносним средњенапонским водовима, тј. произведена електрична енергија се локално дистрибуира и троши. Иако је циљ постићи енергетску стабилност оваквих система, у пракси се показало да и није баш једноставан задатак. Разлог томе је што обновљиви извори енергије и системи за складиштење електричне енергије у себи садрже претвараче, који су сами по себи комплексни и њима се мора управљати на специфичан начин. Овакво усложњавање електроенергетског система, захтева од пројектаната да узму у обзир обиље техно-економских аспеката оваког система при пројектовању.

Симулацијом над датом микромрежом се може закључити да би било смислено инсталисати одређене соларне капацитете, док је фактор искоришћења ветроелектране изузетно мали, због малих вредности брзине ветра, те да би било потребно додатно испитати исплативост такве инвестиције. Такође, ако се обрати пажња на систем за складиштење енергије, инсталација оваквих капацитета би унела велике инвестиционе трошкове, али би омогућила лакше балансирање микромреже и напајање локалних потрошача са истом тачком прикључења на средњенапонску мрежу. Требало би се такође узети у обзир могућност учествовања произведене енергије на међународној берзи за трговину електричном енергијом, при чему би се ускладиштени капацит могао пласирати на међународно тржиште у периодима највиших цена MWh.

7. ЛИТЕРАТУРА

- [1] G.T. Heydt, The next generation of power distribution systems, IEEE Trans.Smart Grid 1 (3) (2010) 225–235, <http://dx.doi.org/10.1109/Tsg.2010.2080328>
- [2] Dalmo C. Silva Júnior, Control of a multi-functional inverter in an AC microgrid – Real-time simulation with control hardware in the loop, Electric Power Systems Research 172 (2019) 201–212, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.03.016>
- [3] <https://www.typhoon-hil.com/solutions/microgrids/>
- [4] T. Porsinger, P. Janik, Z. Leonowicz, R. Gono, Modelling and Optimization in Microgrids. Energies 2017 10(4) 523, <https://doi.org/10.3390/en10040523>

- [5] G. Chicco, P. Mancarella, Distributed multi-generation: A comprehensive view, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2009) 13(3):535-551, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.11.014>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.10](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.10)

C4.10

**УТИЦАЈ СКЛАДИШТА ЕНЕРГИЈЕ НА НАПОНСКО РЕАКТИВНЕ МОГУЋНОСТИ У
ТАЧКИ ПРИКЉУЧЕЊА СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ****THE IMPACT OF ENERGY STORAGE ON VOLTAGE-REACTIVE CAPABILITIES AT
THE POINT OF CONNECTION OF A SOLAR POWER PLANT TO THE TRANSMISSION
SYSTEM****Сима Таталовић, Мирослав Жерајић***

Кратак садржај: У овом раду ће бити приказани резултати симулационе провере напонско-реактивних могућности соларне електране захтеване снаге 300 MW, која се прикључује на преносну мрежу. Соларна електрана се састоји из две целине, електрично развојене на средњем напону (СН), свака одобрене снаге 150 MW. Једна целина електране на СН сабирнице има прикључено складиште енергије, према Закону о коришћењу обновљивих извора енергије. Симулације ће бити спроведене за различите произвођаче инвертора соларне електране и складишта, за обе целине електране. Оваквим приступом је већ у фази пројектовања могуће предупредити евентуалне неусаглашености у каснијим фазама развоја пројекта или у оперативном раду соларне електране. Такође, резултати добијени за две целине електране треба да покажу да ли и колико складиште енергије може да допринесе испуњењу захтева напонско-реактивних могућности у тачки прикључења дела електране који садржи складиште.

Кључне речи: симулациона провера, напонско-реактивне могућности, соларна електрана, батеријско складиште, преносна мрежа

Abstract: This paper presents the results of a compliance simulation of the voltage-reactive capabilities of a 300 MW solar power plant, which is planned to be connected to the transmission grid. The solar power plant consists of two units electrically separated at the medium voltage (MV) level, each with an approved power of 150 MW. One of the units has an integrated energy storage system, in accordance with the Law on the Use of Renewable Energy Sources. Simulations will be conducted for different manufacturers of solar inverters and storage systems, considering both plant units. With this approach, potential non-compliances can be anticipated and mitigated already in the design phase, preventing issues in later stages of project development or during the SPP operation.

* Sima Tatalović, Sage Solutions, sima.tatalovic@sagesolutions.rs

Miroslav Žerajić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, zm235031p@student.etf.bg.ac.rs

Additionally, the results obtained for the two units of the power plant should demonstrate whether and to what extent the energy storage system can contribute to meeting the voltage-reactive capability requirements at the connection point of the plant unit that includes the storage system.

Key words: *Compliance simulation, voltage-reactive capabilities, solar power plant, BESS, transmission grid*

1 УВОД

У процесу прикључења објеката на преносни систем, спроводи се симулациона провера испуњености техничких захтева из Правила за прикључење објеката на преносни систем (у даљем тексту Правила) [1]. Симулациона провера је посебно важна за проверу испуњености захтева који се не могу доказати практично, спровођењем тестова и функционалних провера на терену. Један од таквих захтева је захтев за напонско-реактивне могућности производних модула. Према одредбама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије (у даљем тексту скраћено Закон КОИЕ) [2], електране које користе варијабилне обновљиве изворе енергије имају обавезу да инсталирају складиште енергије (у даљем тексту складиште) за пружање помоћних системских услуга. У складу са Уредбом о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу производних јединица (у даљем тексту Уредба) [3], соларне електране се могу класификовати као производни модули – модули енергетског парка за које су Правилима дефинисани сви услови за прикључење на преносни систем.

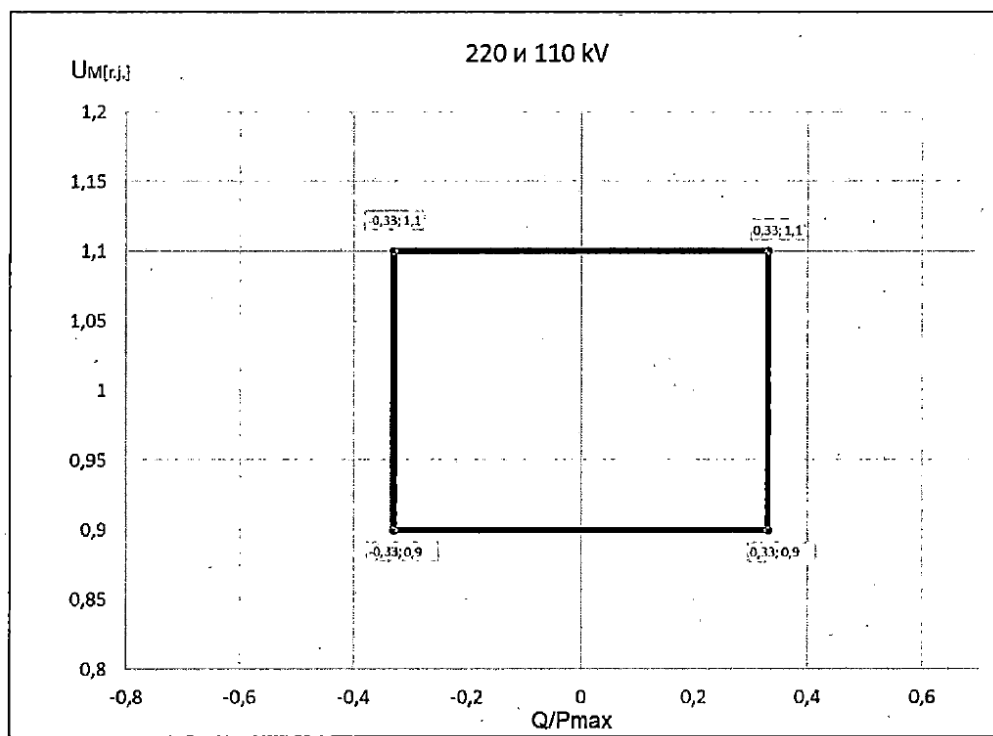
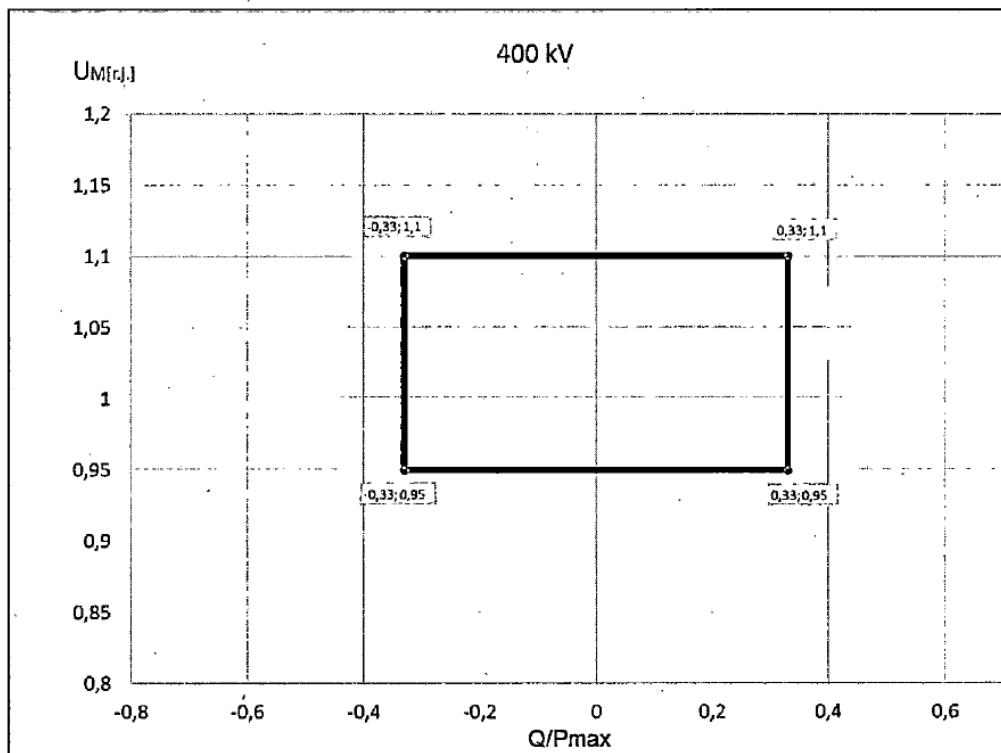
Складиште се може прикључити на унутрашње инсталације електране и на тај начин постаје саставни део модула енергетског парка и као такво може да се користи као ресурс за производњу или преузимање реактивне снаге из преносне мреже. Конвенционални приступ пројектовању соларних електрана није узимао у обзир испуњеност захтева за напонско-реактивне могућности, доминантно због тога што су се соларне електране мале снаге прикључивале на дистрибутивну мрежу, па је и износ потребне компензације реактивне снаге био мали. Код прикључења соларне електране на преносну мрежу, у случају да се соларна електрана пројектује конвенционално, тако да увек ради у режиму фактора снаге $\cos\varphi=1$ потребни износ компензације се значајно повећава. У овом раду ће бити приказано како у фази пројектовања и избора опреме смањити или елиминисати потребу за компензацијом реактивне снаге, тако да захтев за напонско-реактивне могућности буде испуњен. Такође биће приказан допринос складишта електричне енергије, прикљученог на интерне инсталације електране, испуњењу захтева за напонско-реактивне могућности.

Анализе ће бити спроведене на симулационом моделу коришћењем софтвера *DIgSILENT PowerFactory* [2].

2 ЗАХТЕВИ ИЗ ПРАВИЛА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

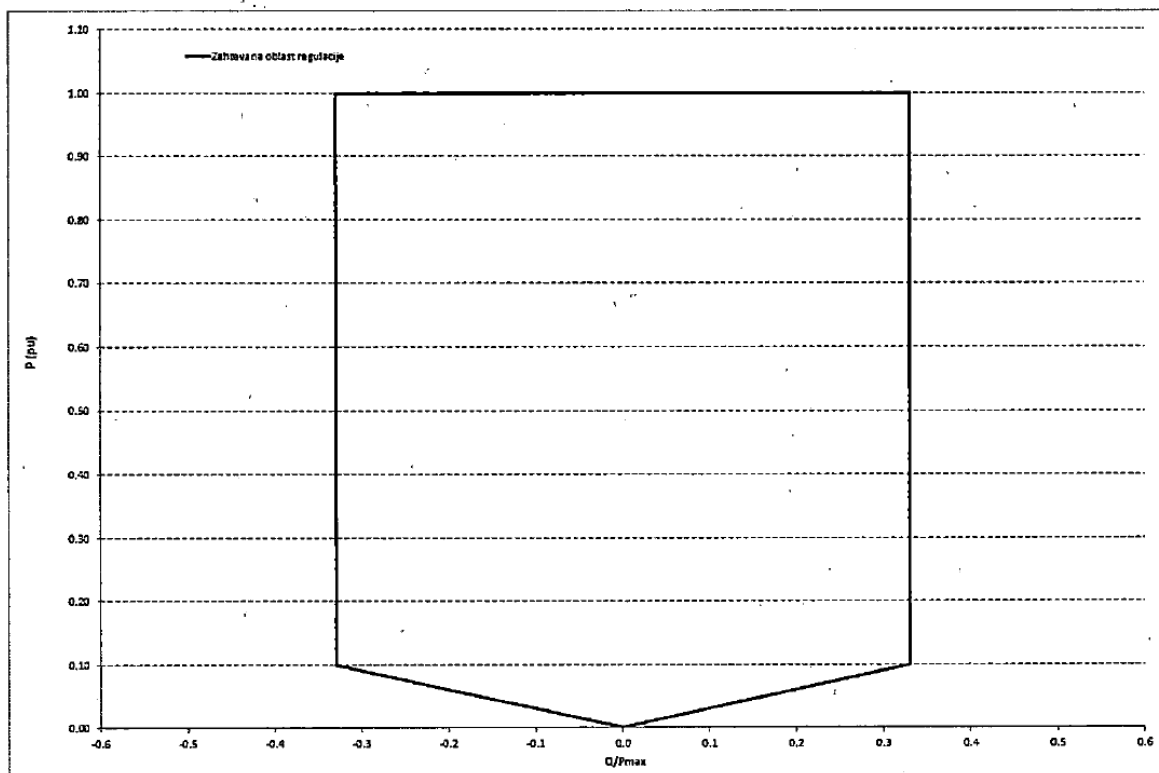
Као што је већ написано у претходном поглављу, захтеви за напонско-реактивне могућности су дефинисане у Правилима [1]. За модуле енергетског парка постоје два захтева у погледу напонске стабилности.

Први захтев, познат као „U-Q/Pmax“ представља могућност производње и преузимања реактивне снаге у тачки прикључења модула енергетског парка при максималној активној снази у тачки прикључења. Овај захтев се испитује за цео опсег трајно дозвољеног напона у тачки прикључења и у зависности од напонског нивоа, овај захтев је приказан на Слици 1 и Слици 2.



Слика 1(горе) и слика 2 (доле): Захтев за напонско реактивне могућности енергетског парка у зависности од напонског нивоа у тачки прикључења

Други захтев, познат као „ $P-Q/P_{max}$ “ представља могућност производње и преузимања реактивне снаге у тачки прикључења модула енергетског парка при активној снази у тачки прикључења која је мања од максималне. Овај захтев се испитује за цео опсег генерисања активне снаге, обично за фиксну вредност напона у тачки прикључења од 1 p.j. Овај захтев не зависи од напонског нивоа на који се модул енергетског парка прикључује, а приказан је на Слици 3.

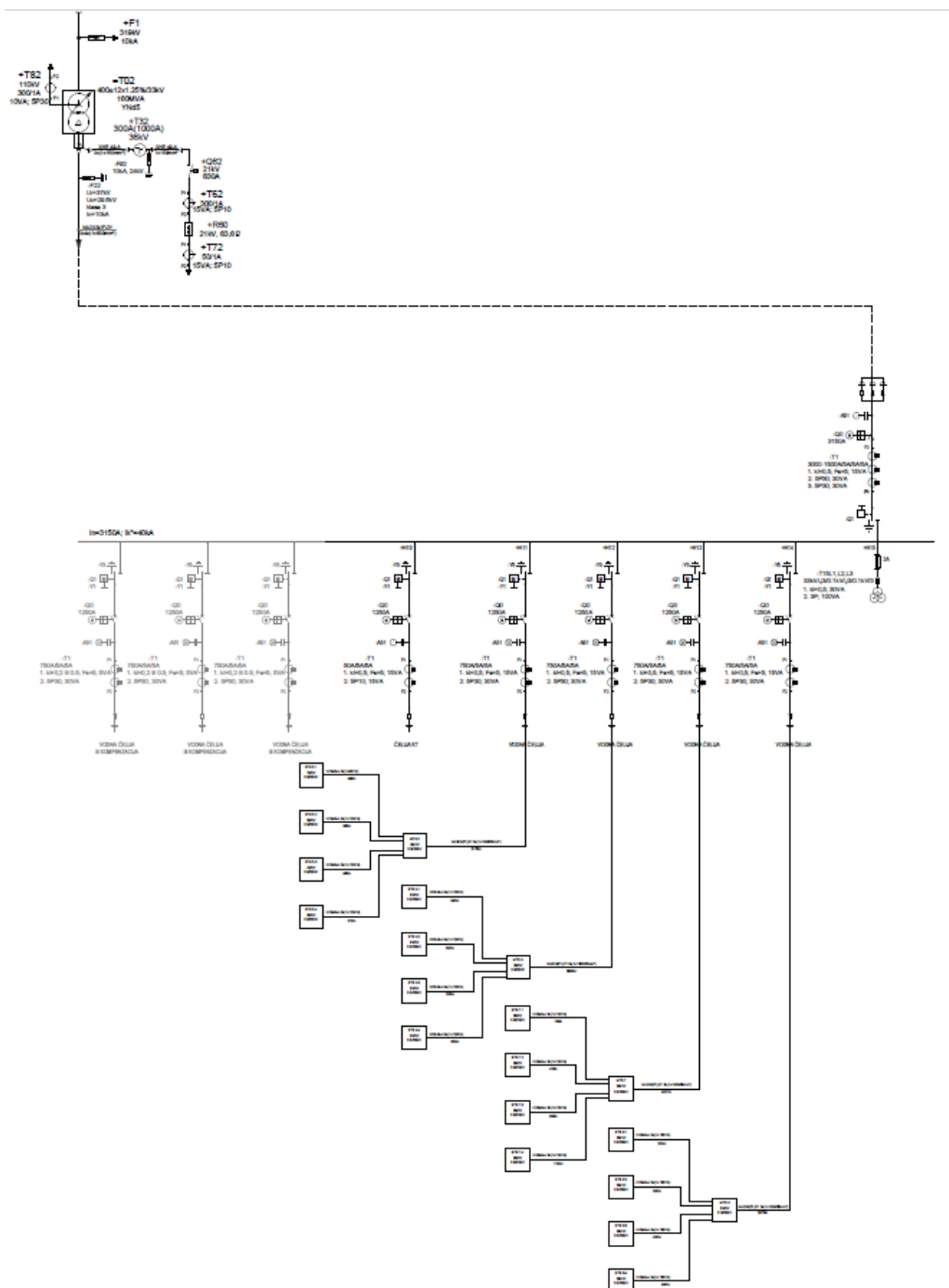


Слика 3: Захтев за предају, односно преузимање реактивне снаге енергетског парка у пуном опсегу генерисања активне снаге

Наведени захтеви су обавезујући за сваки модул енергетског парка који се прикључује на преносни систем и сваки модул енергетског парка мора да их испуни.

3 ОСНОВНИ ПОДАЦИ О СОЛАРНОЈ ЕЛЕКТРАНИ

Соларна електрана чије се прикључење планира на преносни систем номиналног напона 400 kV, има захтевану снагу 300 MW у тачки прикључења на преносни систем. Састоји се из два модула енергетског парка (даље у тексту: Леви и десни МЕП) односно два места примопредаје, који су електрично раздвојени на средњем напону (СН), сваки одобрене снаге 150 MW у месту примопредаје. Батеријско складиште енергије инсталисане снаге 80 MW је прикључено на СН сабирнице левог МЕП. Принциписка шема левог и десног МЕП је приказана на Слици 4 и Слици 5.



Слика 5: Принципска шема десног МЕР-а (без складишта)

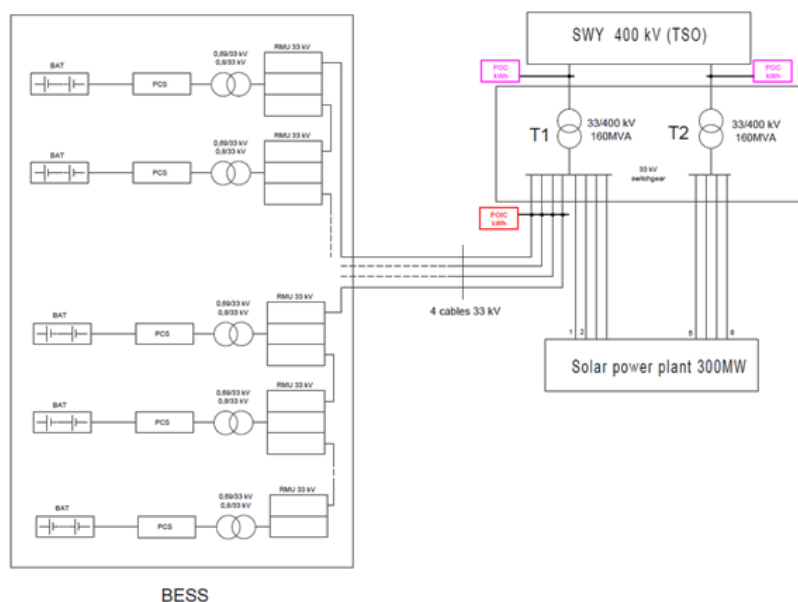
3.1 Базна конфигурација електране уз конвенционални приступ

Првобитно је сачињена базна конфигурација соларне електране, према којој је предвиђено 20 ТС 33/0.8 kV за леви МЕР и 20 ТС 33/0.8 kV за десни МЕР, при чему укупан број инвертора по свакој ТС износи 32.

Оваквим приступом, када електрана ради са максималном активном снагом, сваки инвертор је оптерећен са 100% максимално дозвољене струје, уз фактор снаге $\cos \varphi = 1$. У оваквом режиму рада, реактивна могућност је једнака нули.

3.2 Конфигурација складишта

Складиште енергије се прикључује на 33 kV сабирнице левог МЕП према принципској шеми на слици 6.



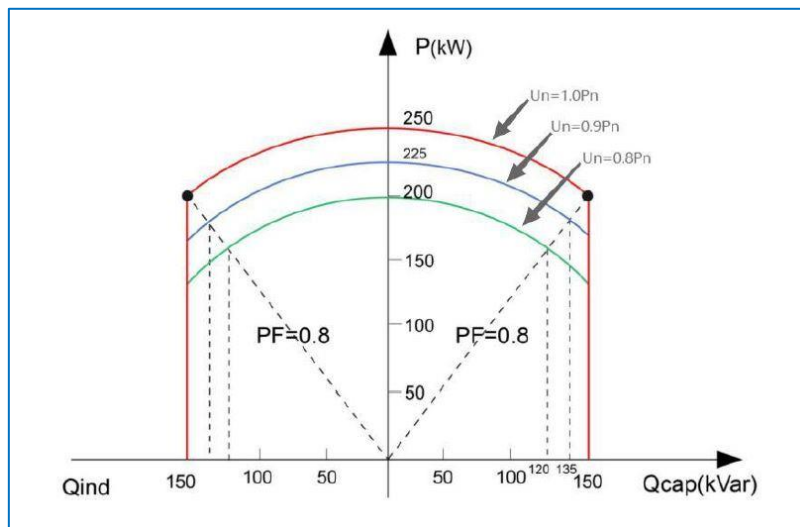
Слика 6: Принципска шема прикључења складишта електричне енергије

3.3 Погонске карте инвертора који су одабрани за уградњу у електрани

За разраду студије случаја изабрани су реномирани комерцијални произвођачи инвертора чије су погонске карте приказане у наставку.

3.3.1 Инвертори типа ИТ1 који су одабрани за соларну електрану

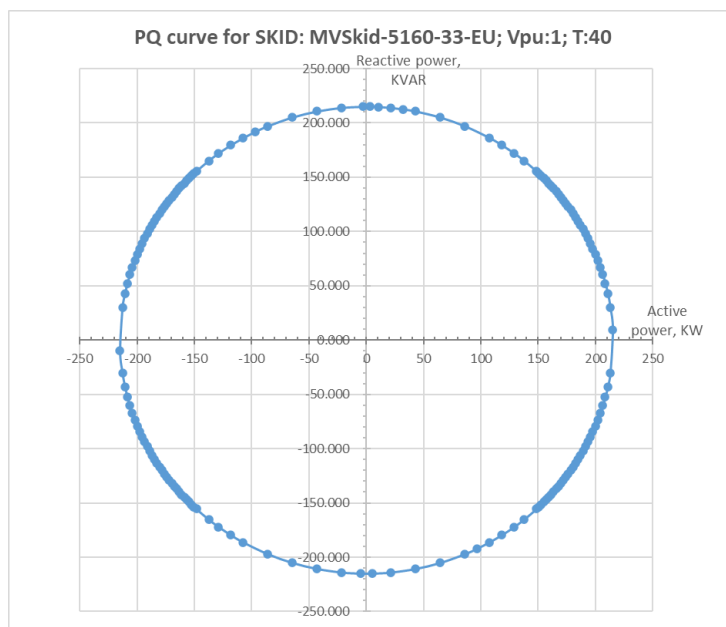
За леви и десни МЕП, стрингови соларних панела су груписани и повезани на улаз инвертора типа ИТ1 (уведена интерна ознака типа) чија је погонска карта приказана на Слици 7. Максимална излазна АС снага једног инвертора типа ИТ1 је 250 kW.



Слика 7: Погонска карта инвертора типа ИТ1 за соларну електрану

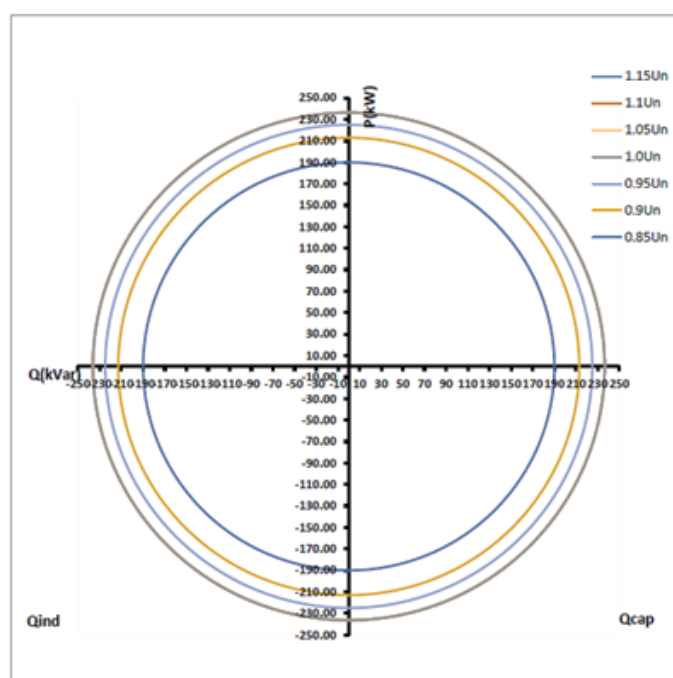
3.3.2 Бидирекциони инвертори који су анализирани за складиште

Први тип бидирекционог инвертора БИТ1 који је анализиран за складиште енергије има погонску карту приказану на Слици 8. Максимална излазна АС снага једног инвертора је 215 kW.



Слика 8: Погонска карта инвертора типа БИТ1 за складиште енергије

Други тип бидирекционог инвертора БИТ2 који је анализиран за складиште енергије има погонску карту приказану на Слици 9. Максимална излазна АС снага једног инвертора је 232 kW.



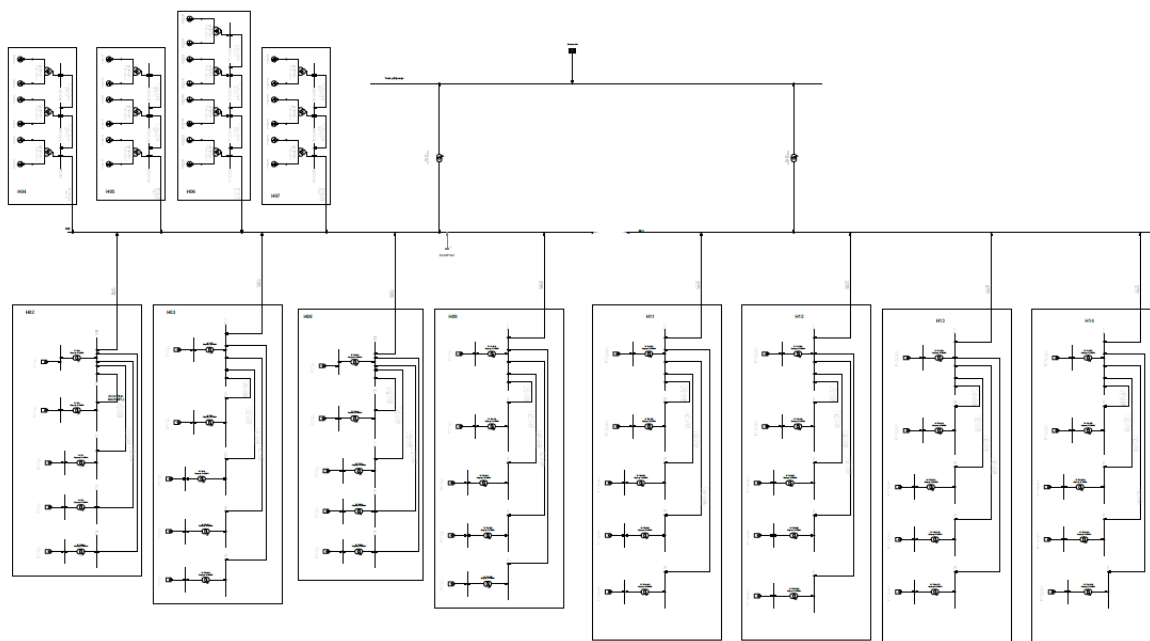
Слика 9: Погонска карта инвертора типа БИТ2 за складиште енергије

4 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛ СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ

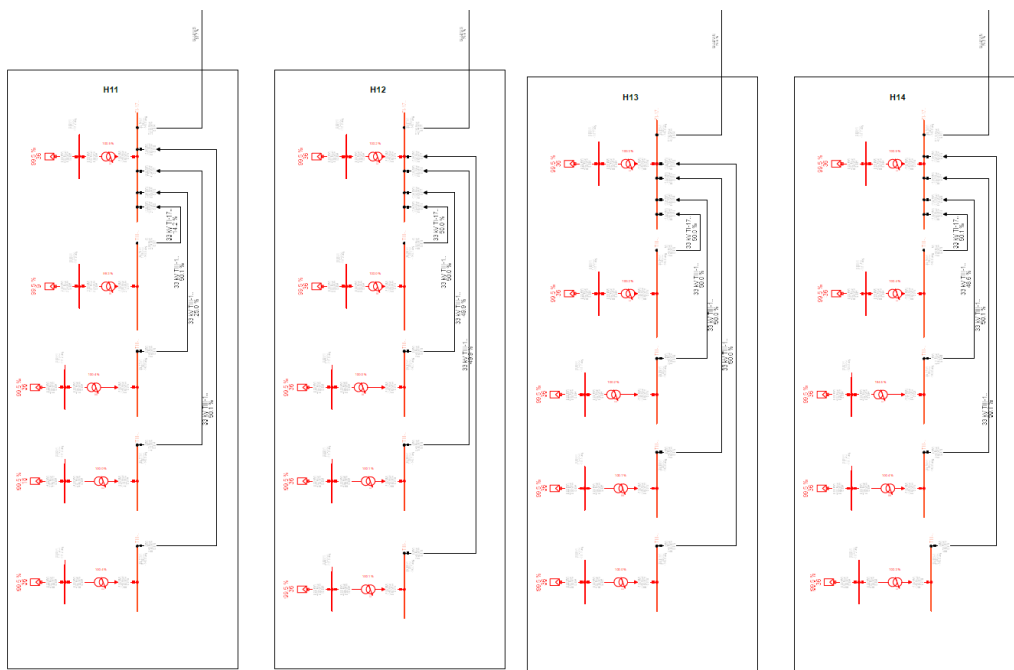
За потребе спровођења потребних анализа и симулационе провере испуњености дефинисаних услова напонско-реактивних могућности за соларну електрану из студије случаја, формиран је симулациони модел прилазан на слици 10 користећи реалне податке и параметре опреме и каблова из пројектно-техничке документације електране. Као информативни податак може се навести да је укупан моделован број ТС 0.8/33 kV једнак 40, да су ТС 0.8/33 kV снага 2,4 и 8 MVA у електрани, да укупан број инвертора у електрани износи 1200 на који је повезано око 500 000 соларних панела. У складишту електричне енергије моделовано је 13 група, а сваку групу чини тронамотајни трансформатор 0.8/0.8/33 kV/kV/kV снаге 9 MVA и на њега прикључено 36 бидирекционих инвертора. Електрана је удаљена од прикључне ТС 33/400 kV око 7 km и повезана са истом преко 8 кабловских водова 33 kV типа и пресека ХНЕ 49-А 20/35 kV, 3x1x1000/35 mm². Складиште енергије се налази у непосредној близини локалитета ТС 33/400 kV са којом је повезано са 4 кабла 33 kV типа и пресека ХНЕ 49-А 20/35 kV, 3x1x630/35 mm² оквирне дужине трасе 700 m.

На слици 11 је приказан увеличан симулациони модел складишта, на слици 12 модел левог МЕР-а, а на слици 13 симулациони модел десног МЕР-а.

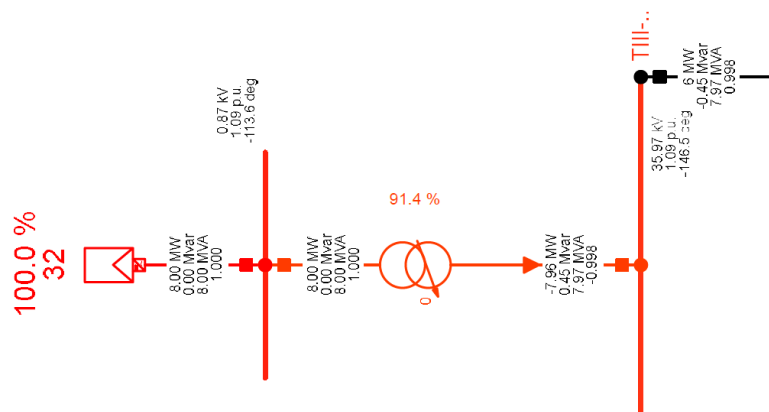
На слици 14 је приказан моделована једна трансформаторска група електране, а на слици 15 модел једне трансформаторске групе складишта електричне енергије са генерисаним резултатима токова снага и напонских прилика.



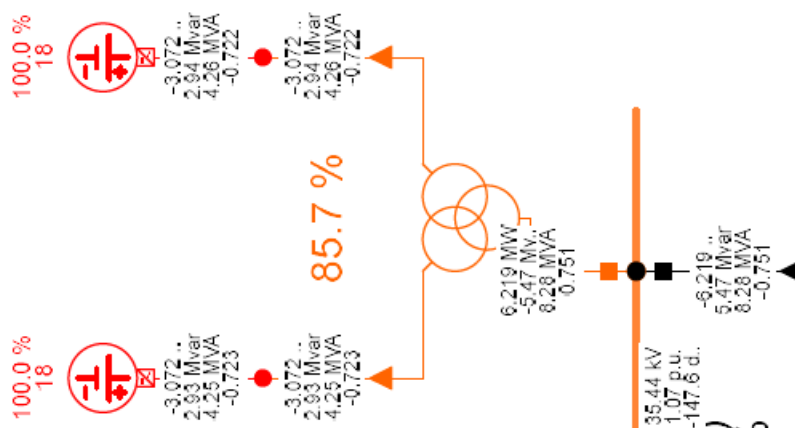
Слика 10: Симулациони модел соларне електране са складиштем енергије



Слика 13: Симулациони модел десног МЕР-а



Слика 14: Модел једне трансформаторске групе електране



Слика 15: Модел једне трансформаторске групе складишта електричне енергије

5 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА РАЗЛИЧИТЕ КОНФИГУРАЦИЈЕ ЕЛЕКТРАНЕ

Након креирања симулационог модела користећи почетну конфигурацију, створили су се сви услови за анализу напонско-реактивних могућности соларне електране. Како је већ напоменуто у претходним поглављима, захтев треба да испуне и леви и десни МЕП независно. Захтевана одобрена снага по месту примопредаје износи по 150 MW. Да би захтеви $U-Q/P_{max}$ и $P-Q/P_{max}$ били испуњени, у тачки прикључења је потребно инјектирати/преузети најмање 49.5 MVar у складу са вредностима дефинисаним на сликама 1 и 2 у износу 0.33 p.j. С обзиром на чињеницу да је складиште прикључено у оквиру левог МЕП-а, захтеви за леви МЕП су проверавани за најкритичније случајеве комбинације производње складишта и соларне електране.

5.1 Резултати за почетну топологију, без складишта

Прво је анализиран случај када складиште није у функцији. Потребна реактивна снага објекта износи 117 MVar у тачки 33 kV постројења у ТС 33/400 kV да би захтев за напонско- реактивне могућности био задовољен. Ово се може постићи и повећањем броја инвертора за 12% (144 додатна инвертора) уз прерасподелу оптерећења инвертора за исти број соларних панела, чиме се повећава привидна инсталисана снага инвертора и резерва за производњу/потрошњу реактивне снаге и тиме се елиминише потреба за уградњом додатне опреме за компензацију.

5.2 Резултати када је складиште у раду и када се користи бидирекциони инвертори БИТ1

5.2.1 Резултати за $U-Q/P_{max}$ леви МЕП

За испуњеност захтева $U-Q/P_{max}$ најкритичнији су следећи режими:

Табела 1: Када соларна електрана генерише максималну активну снагу (150 MW на излазу инвертора електране), а складиште генерише активну снагу тако да у тачки прикључења укупна активна снага износи 150 MW (леви МЕП)

Бр.	Режим	Реактивна снага у тачки прикључења [MVar]	Испуњеност
1.	U=1,1 p.j., инд. режим	>53	ДА
2.	U=0,95 p.j., инд. режим	>53	ДА
3.	U=1,1 p.j., кап. режим	<-53	ДА
4.	U=0,95 p.j., кап. режим	<-53	ДА

Табела 2: Када складиште генерише максималну активну снагу (80 MW на излазу бидирекционих инвертора), а соларна електрана генерише активну снагу тако да у тачки прикључења укупна активна снага износи 150 MW (леви МЕП)

Бр.	Режим	Реактивна снага у тачки прикључења [MVar]	Испуњеност
5.	U=1,1 p.j., инд. режим	>53	ДА
6.	U=0,95 p.j., инд. режим	>53	ДА
7.	U=1,1 p.j., кап. режим	<-53	ДА
8.	U=0,95 p.j., кап. режим	<-53	ДА

5.2.2 Резултати за $U-Q/P_{\max}$ десни МЕП

Десни МЕП не зависи од складишта, и испуњеност захтева $U-Q/P_{\max}$ искључиво зависи од реактивних могућности инвертора соларне електране.

Да би захтев био испуњен, као што је већ дефинисано потребно је повећати број инвертора по ТС равномерно уз прерасподелу оптерећења или уградити опрему за компензацију реактивне енергије на 33 kV сабирнице ТС 33/400 kV. Резултати су приказани у табели 3.

Табела 3: Резултати за $U-Q/P_{\max}$ десни МЕП (без складишта)

Бр.	Режим	Реактивна снага у тачки прикључења [MVar]	Испуњеност	Додатна мера
1.	U=1,1 p.j., инд. режим	<0	НЕ	Компензација 69 MVar или повећање броја инвертора за укупно 73
2.	U=0,95 p.j., инд. режим	<0	НЕ	Компензација 72 MVar или повећање броја инвертора за укупно 75
3.	U=1,1 p.j., кап. режим	<-53	ДА	/
4.	U=0,95 p.j., кап. режим	<-53	ДА	/

5.2.3 Резултати за $P-Q/P_{\max}$ леви МЕП

За испуњеност захтева $P-Q/P_{\max}$ критичан режим се јавља у индуктивном режиму, када соларна електрана уопште не производи активну снагу, а складиште производи одређен проценат своје максималне активне снаге. У капацитивном режиму, захтев је испуњен. Резултати провере $P-Q/P_{\max}$ за индуктивни режим приказани су у табели 4.

Табела 4: Резултати провере $P-Q/P_{\max}$ леви МЕП (инвертор БИТ1)

Режим	Активна снага у тачки прикључења (% $P_{\max}$)	Активна снага у тачки прикључења (MW)	Најкритичнији режим рада соларне електране и складишта	Реактивна снага у тачки прикључења (Mvar)	Додатна мера
инд.	100% $P_{\max}$	150	Нема	>53	/
инд.	90% $P_{\max}$	135	Нема	>53	/
инд.	80% $P_{\max}$	120	Нема	>53	/
инд.	70% $P_{\max}$	105	Нема	>53	/
инд.	60% $P_{\max}$	90	Нема	>53	/
инд.	52% $P_{\max}$	78	Складиште производи максималну активну снагу, соларна не производи	35.41	потребно да инвертори соларне електране имају ноћни

Режим	Активна снага у тачки прикључења (%P _{max})	Активна снага у тачки прикључења (MW)	Најкритичнији режим рада соларне електране и складишта	Реактивна снага у тачки прикључења (Mvar)	Додатна мера
инд.	46%P _{max}	69	Складиште производи >75% максималне активне снаге, соларна не производи	49.4	режим рада или да се повећа број инвертора складишта
инд.	45%P _{max}	67.5	Складиште производи 75% максималне активне снаге, соларна не производи	49.5	/
инд.	40%P _{max}	60	Нема	>53	/
инд.	30%P _{max}	45	Нема	>53	/
инд.	20%P _{max}	30	Нема	>53	/
инд.	10%P _{max}	15	Нема	>53	/
инд.	0%P _{max}	0	Нема	>53	/

5.2.4 Резултати за P-Q/P_{max} десни МЕП

Десни МЕП не зависи од складишта, и испуњеност захтева P-Q/P_{max} искључиво зависи од реактивних могућности инвертора соларне електране.

Да би захтев био испуњен, као што је већ дефинисано потребно је повећати број инвертора по ТС равномерно уз прерасподелу оптерећења или уградити опрему за компензацију реактивне енергије на 33 kV сабирнице ТС 33/400 kV. Закључак је исти као за U-Q/P_{max}, најкритичнији режим је када електрана производи максималну активну снагу, а резултати су приказани у табели 5.

Табела 5: Резултати за P-Q/P_{max} десни МЕП

Режим	Активна снага у тачки прикључења (%P _{max})	Активна снага у тачки прикључења (MW)	Реактивна снага у тачки прикључења (Mvar)	Додатна мера
инд.	100%P _{max}	132.03	<0	Компензација 70 MVA _г или повећање броја инвертора за 73
инд.	90%P _{max}	117.36	>50	/
инд.	80%P _{max}	102.69	>50	/
инд.	70%P _{max}	88.02	>50	/
инд.	60%P _{max}	73.35	>50	/

Режим	Активна снага у тачки прикључења (%P _{max})	Активна снага у тачки прикључења (MW)	Реактивна снага у тачки прикључења (Mvar)	Додатна мера
инд.	40%P _{max}	58.68	>50	/
инд.	30%P _{max}	44.01	>50	/
инд.	20%P _{max}	29.34	>50	/
инд.	10%P _{max}	14.67	>50	/
инд.	0%P _{max}	0	>50	/

5.3 Резултати када се користи бидирекциони инвертори типа БИТ2

5.3.1 Резултати за U-Q/P_{max} леви МЕП

За испуњеност захтева U-Q/P_{max} најкритичнији су следећи режими:

Табела 6: Када соларна електрана генерише максималну активну снагу(150 MW на излазу инвертора електране), а складиште генерише активну снагу тако да у тачки прикључења укупна активна снага износи 150 MW (леви МЕП)

Бр.	Режим	Реактивна снага у тачки прикључења [MVA _г]	Испуњеност
1.	U=1,1 p.j., инд. режим	>53	ДА
2.	U=0,95 p.j., инд. режим	>53	ДА
3.	U=1,1 p.j., кап. режим	<-53	ДА
4.	U=0,95 p.j., кап. режим	<-53	ДА

Табела 7: Када складиште генерише максималну активну снагу, а соларна електрана генерише активну снагу тако да у тачки прикључења укупна активна снага износи 150 MW (леви МЕП)

Бр.	Режим	Реактивна снага у тачки прикључења [MVA _г]	Испуњеност
1.	U=1,1 p.j., инд. режим	>53	ДА
2.	U=0,95 p.j., инд. режим	>53	ДА
3.	U=1,1 p.j., кап. режим	<-53	ДА
4.	U=0,95 p.j., кап. режим	<-53	ДА

5.3.2 Резултати за P-Q/P_{max} леви МЕП

За испуњеност захтева P-Q/P_{max} критичан режим се јавља у индуктивном режиму, када соларна електрана уопште не производи активну снагу, а складиште производи одређен проценат своје максималне активне снаге. У капацитивном режиму, захтев је испуњен. Резултати провере P-Q/P_{max} за индуктивни режим приказани су у табели 8.

Табела 8: Резултати провере P-Q/P_{max} леви МЕП (инвертор БИТ2)

Режим	Активна снага у тачки прикључења (%P _{max})	Активна снага у тачки прикључења (MW)	Најкритичнији режим рада соларне електране и складишта	Реактивна снага у тачки прикључења (MVar)	Додатна мера
инд.	100%P _{max}	150	Нема	>53	/
инд.	90%P _{max}	135	Нема	>53	/
инд.	80%P _{max}	120	Нема	>53	/
инд.	70%P _{max}	105	Нема	>53	/
инд.	60%P _{max}	90	Нема	>53	/
инд.	52%P _{max}	78	Нема	>53	/
инд.	46%P _{max}	69	Нема	>53	/
инд.	45%P _{max}	67.5	Нема	>53	/
инд.	40%P _{max}	60	Нема	>53	/
инд.	30%P _{max}	45	Нема	>53	/
инд.	20%P _{max}	30	Нема	>53	/
инд.	10%P _{max}	15	Нема	>53	/
инд.	0%P _{max}	0	Нема	>53	/

Резултати провере напонско-реактивних могућности односно услова P-Q/P_{max} и U-Q/P_{max} за десни МЕП су идентични као у случају провере за тип бидирекционог инвертора БИТ1 и приказани су у табелама 3 и 5.

6 ЗАКЉУЧАК

Правила за прикључење објеката на преносни систем поред до сада познатог захтева U-Q/P_{max} дефинишу и други захтев P-Q/P_{max}. Према резултатима овог рада, показује се да је захтев P-Q/P_{max} није увек испуњен ако је испуњен захтев U-Q/P_{max}. Стога се и оправдава увођење захтева P-Q/P_{max} у Правила [1] и показује неопходност спровођење ове провере.

Прикључењем складишта на унутрашње инсталације електране, складиште на тај начин постаје саставни део модула енергетског парка и напонско-реактивне могућности се морају испунити за све режиме рада укључујући и режиме када електрана или складиште не раде, а референтно у односу на максималну (одобрену) снагу у тачки примопредаје.

Најкритичнији радни режим за испуњеност овог захтева, за електрану на чијем је примеру одрађена провера, је индуктивни режим у коме МЕП без складишта ради са максималном активном снагом односно индуктивни режим у којем електрана не ради, а складиште производи (празни или пуни) снагу у опсегу 75-100% инсталисане снаге складишта.

Такође, према резултатима овог рада, складиште које се уграђује унутар електране која користи варијабилне ОИЕ може да буде ресурс за производњу или преузимање реактивне снаге из преносне мреже, чиме се смањује или елиминише потреба за компензацијом реактивне снаге модула енергетског парка.

Резултати су показали да се за десни МЕП на који није прикључено складиште, испуњеност напонско-реактивне способности зависи искључиво од погонске карте инвертора и реактивне способности инвертора у електрани и да се применом конвенционалног приступа (сви инвертори подешени на $\cos \varphi=1$) добијају значајне вредности потребне реактивне снаге која се мора обезбедити опремом за компензацију која значајно финансијски оптерећује инвестицију.

Уколико се провера спроведе у раној фази пројектовања, могуће је минимизирати, или потпуно елиминисати потребу за компензацијом реактивне снаге пажљивим избором опреме и броја инвертора.

У прилог томе говоре резултати овог рада, који показују:

1. Да за леви МЕП уопште није потребна компензација реактивне снаге ако се у складишту користи тип БИТ2 па нису потребне додатна улагања у самој електрани која се може оптимизовати и пројектовати према конвенционалном приступу.
2. За леви МЕП са складиштем, упоредним резултатима провере критеријума напонско-реактивних могућности за два изабрана коришћена типа инвертора, закључује се да је правилним избором погонске карте и начина оптерећивања бидирекционог инвертора у складишту може у потпуности задовољити потреба за реактивном енергијом у тачки прикључења, односно у потпуности компензовати електрана на чије је унутрашње инсталације складиште прикључено.
3. Да за десни МЕП који је распрегнут од утицаја складишта, уопште није потребна компензација реактивне снаге ако се укупан број инвертора повећа за 75 (12%). Додатно улагање у инверторе наспрам цене опреме за компензацију пружа инвеститорима могућност да остваре значајне уштеде примењујући другачији приступ избора и оптерећивања инвертора у циљу испуњења напонско-реактивних могућности дефинисаних законском регулативом.

7 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила за прикључење објеката на преносни систем, Новембар 2023. године
- [2] Закон о коришћењу обновљивих извора енергије („Сл.гласник РС“, бр. 40/2021, 35/2023 и 94/2024-др.закон)
- [3] Уредба о мрежним правилима која се односе на прикључење на мрежу производних јединица („Сл.гласник РС“, број 95/2022.)

DOI: [10.46793/CIGRE37.C4.11](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C4.11)

C4.11

**PRIMENA NEURALNIH MREŽA ZA ESTIMACIJU NEMERLJIVIH PARAMETARA U
INDUSTRIJSKIM PROCESIMA****APPLICATION OF NEURAL NETWORKS FOR ESTIMATING UNMEASURABLE
PARAMETERS IN INDUSTRIAL PROCESSES****Balša Čeranić, Slobodan Vukojičić, Marija Novičić, Goran Kvašček, Leposava Ristić***

Kratak sadržaj: Poslednjih godina, mašinsko učenje se pokazalo kao put do rešenja mnogih zadataka inženjera i naučnika koji se bave temama iz oblasti kao što su: obrada signala, slike, videa, prirodnog jezika, prepoznavanje objekata i anomalija, predviđanja raznih događaja od važnosti i svih ostalih oblasti, jer je evidentno da je mašinsko učenje našlo sebi prostora u svim facetima ljudske delatnosti. Suvišno je isticati da je potencijal mašinskog učenja u industrijskim procesima enorman. Kako se u industriji stalno teži unapređenju efikasnosti i ekonomičnosti procesa, kao i kvalitetu konačnog proizvoda, standardne strategije upravljanja sve teže ispunjavaju rastuće uslove koje postavljaju proizvođači, ali i potrošači. Razvijanje naprednih strategija nadzora i upravljanja je od vitalnog značaja za sve grane privrede. Ovakve strategije se najčešće oslanjaju na poznavanje parametara uređaja i materijala kojima se barata. Parametri u procesu se mogu podeliti na one koji su jednostavni i pristupačni za merenje, kao što su brzine, naponi i struje, i one za čije merenje je potrebno integrisati u sistem složene i skupe merne uređaje, što u nekim primenama nije opravdano (unutrašnje deformacije i karakteristike obrađivanih materijala). Cilj ovog rada je ispitivanje mogućnosti neuralnih mreža u određivanju nemerljivih mehaničkih parametara u industrijskom elektromotornom pogonu koji prema svojim performansama predstavlja mehanički rezonantni sistem, a na osnovu merenja dostupnih u procesu. Opisani postupak teži formiranju neuralne mreže koja na osnovu merenja brzine pogonske mašine određuje koeficijente viskoznosti i elastičnosti mehaničke veze (vratila) i momenta inercije opterećenja, koji figurišu u modelu dve mase, i neophodni su za potrebe prediktivnog upravljanja. Razvijene su i testirane različite arhitekture neuralnih mreža: višeslojni perceptron, konvolucione neuralne mreže i rekurentne neuralne mreže. Performanse su dodatno unapređene korišćenjem različitih načina pribavljanja podataka za treniranje, a rezultati primene su prikazani u radu.

Ključne reči: *Neuralne mreže, Mašinsko učenje, Industrijski procesi, Estimacija parametara, Elektromotorni pogoni*

* Balša Čeranić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, ceranic@etf.bg.ac.rs
Slobodan Vukojičić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, danevukojiacic@gmail.com
Marija Novčić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, novicic@etf.bg.ac.rs
Goran Kvašček, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, kvascev@etf.bg.ac.rs
Leposava Ristić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, lela@etf.bg.ac.rs

Abstract: In recent years, machine learning has proven to be a solution for many engineering and scientific challenges across a wide range of fields. It has applications in all facets of human activity, and its potential in industrial processes has become evident. Since industry continuously strives to improve process efficiency, cost-effectiveness, and product quality, conventional control strategies are increasingly struggling to meet the growing demands of both manufacturers and consumers. Developing advanced monitoring and control strategies is of vital importance for all branches of industry. Such strategies often rely on knowledge of the parameters of the devices and materials involved in the process. Some parameters are easily measurable, such as speeds, voltages, and currents, while others require complex measurement equipment, use of which may not be justified in certain applications. The aim of this paper is to investigate the capability of neural networks in estimating unmeasurable mechanical parameters in an industrial electric drive system, using available measurements. The approach aims to develop a neural network that, using measurements of the drive machine's speed, estimates viscosity and stiffness coefficients of the shaft and load inertia, which can vary over time in an industrial process. These mechanical parameters are part of two-mass model used to describe the mechanical resonant system and are essential for predictive control. Various neural network architectures have been developed and tested, including: multilayer perceptron, convolutional neural network, and recurrent neural network. Performance was further improved by employing different data acquisition techniques for training, and the results of the proposed approach are presented in the paper.

Key words: *Neural networks, Machine learning, Industrial processes, Parameter estimation, Electrical drives*

1 UVOD

Veštačka inteligencija danas nalazi primenu u svim aspektima ljudske delatnosti, posebno u slučajevima gde se pred čovekom nalazi zadatak koji zahteva brzu obradu velike količine podataka i prepoznavanje suptilnih obrazaca u svrhu donošenja pravovremenih i ispravnih odluka. Veštačka inteligencija, dakle, nije sposobna da zameni ljudsku, već je dopunjuje svojim mogućnostima u rešavanju obimnih i složenih zadataka. Takvi zadaci su često neizbežni u sprovođenju raznovrsnih rešenja, koja i dalje pretežno proističu iz ljudskog kreativnog i intuitivnog razmišljanja.

U cilju implementacije složenih algoritama upravljanja elektromotornim pogonima, koji se zasnivaju na preciznom poznavanju industrijskog procesa i sistema kojim se upravlja, testirane su sposobnosti neuralnih mreža da estimiraju parametre sistema koji su inače teško merljivi. To se odnosi pre svega na svojstva materijala kroz koji se prenosi mehanička energija u industrijskim procesima, odnosno na mehaničke parametre vratila koje povezuje pogonsku mašinu sa procesom, tj. opterećenjem. Takođe se odnosi i na osobine opterećenja, koje se sa strane motora vidi kao moment inercije.

Rad je organizovan tako da je u narednom poglavlju predstavljena motivacija i značaj rada. U trećem poglavlju su detaljnije opisane arhitekture neuralnih mreža koje su testirane za ovu primenu. U četvrtom su izloženi i upoređeni rezultati koje su različite arhitekture ostvarile. U zaključnom poglavlju su izvedene pouke i predstavljeni dalji planovi razvijanja i produbljivanja teme ovog rada.

2 MOTIVACIJA I ZNAČAJ RADA

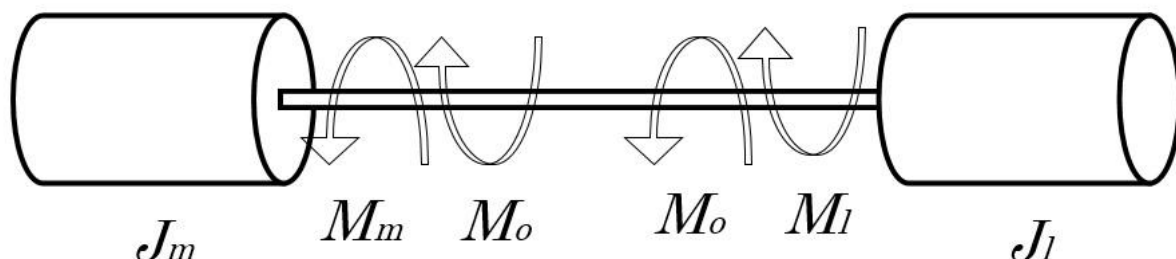
Pri upravljanju i nadzoru elektromotornog pogona koji pokreće složen industrijski proces, samo upravljanje i nadzor takođe inherentno imaju određenu složenost. Složeni algoritmi upravljanja se, po pravilu, oslanjaju na poznavanje brojnih parametara procesa kojim se upravlja, u posmatranom slučaju elektromotornog pogona. Elektromotorni pogon je u ovom radu predstavljen kao oscilatorni sistem dve mase, koje predstavljaju pogonsku mašinu i opterećenje, mehanički spregnute vratilom koje ima konačne, nezanemarljive vrednosti koeficijenata krutosti (elastičnosti) i viskoznosti. Sistem dve mase je opisan jednačinama (1) – (4) i prikazan na slici 2.1.

$$J_m \frac{d\omega_m}{dt} = M_m - M_o \quad (1)$$

$$J_l \frac{d\omega_l}{dt} = M_o - M_l \quad (2)$$

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_m, \frac{d\theta_l}{dt} = \omega_l \quad (3)$$

$$M_o = K_k(\theta_m - \theta_l) + K_v(\omega_m - \omega_l) \quad (4)$$



Slika 2.1: Mehanički oscilatorni sistem dve mase spregnute vratilom konačne krutosti i viskoznosti

J_m i J_l označavaju moment inercije motora i moment inercije opterećenja respektivno, M_m je moment kojim motor deluje na vratilo, M_l je moment kojim opterećenje deluje na vratilo, dok je M_o torzioni moment kojim vratilo deluje na motor i na opterećenje. Ovaj moment se smatra jednakim na oba kraja vratila zbog aproksimacije da se vratilo jednako deformiše u svakom svom delu. Torzioni moment zavisi od ugla za koji su međusobno smaknuti krajevi vratila $\theta_m - \theta_l$, razlike brzina motora i opterećenja $\omega_m - \omega_l$, kao i koeficijenata krutosti K_k i viskoznosti K_v [1].

Za ovakav sistem se kao povoljno rešenje nudi prediktivni regulator zbog svoje pouzdanosti pri regulaciji brzine i momenta pogona. Ovakav regulator višestruko smanjuje mehaničke oscilacije koje su posledica konačne elastičnosti vratila koje povezuje pogonsku mašinu i industrijski proces. Ove oscilacije se ogledaju u značajnim fluktuacijama momenta tokom prelaznih stanja, što može dovesti do naprezanja mehaničkog podsistema i ubrzanog zamora materijala. Prediktivni regulator u velikoj meri smanjuje torzione oscilacije, uz preduslov poznavanja svih parametara mehaničkog sistema [2].

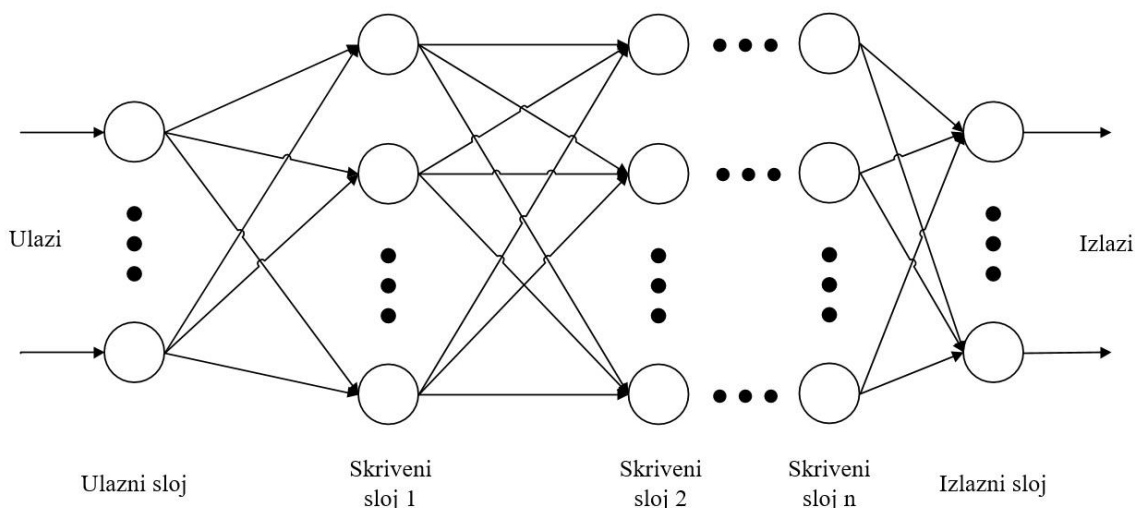
Od svih parametara koji figurišu u ovakvom modelu pogona, smatra se da je poznat i nepromenljiv moment inercije motora, koji se dobija kao kataloški podatak. Moment inercije opterećenja može da se menja u širokom opsegu, zbog promene u procesu ili proizvodu. Na primer, moment inercije robotske ruke zavisi od mase predmeta koji nosi i od rastojanja tog predmeta od ose rotacije, koje takođe može da se menja. U pogonima premotača se moment inercije opterećenja menja kontinualno, kako se proizvod namotava na rolnu, što pomera centar mase i menja moment inercije. Koeficijent viskoznosti u najvećoj meri zavisi od stanja ležajeva, i ako se uspostavi dobar sistem za estimaciju njegove vrednosti, osim uloge u naprednim metodama upravljanja, može da služi i svrsi održavanja pogona, tako da se zna u kom trenutku je potrebno podmazati ležajeve. Koeficijent elastičnosti je karakteristika vratila i pruža informaciju o njegovom stanju. U promenama koeficijenta elastičnosti se mogu registrovati nevidljiva unutrašnja oštećenja vratila, sa kojima bi pogon mogao da nastavi sa radom uz preporuku za pregledanje ili popravku vratila pri sledećoj pauzi u proizvodnji. Jednom kada oštećenja postanu vidljiva, najčešće se trenutno zaustavlja proizvodnja, što dovodi do finansijskog gubitka. Dakle, i koeficijent elastičnosti ima dvojaku ulogu, osim što figuriše u naprednom upravljanju, poznavanje njegovih promena omogućava i ekonomičnije održavanje pogona.

Promena parametara jednog ovakvog sistema utiče na njegov odziv na poremećaj. Postupak za estimaciju parametara zasnovan je na injektiranju poremećaja u sistem i analizi odziva koji nastaje kao njegova posledica. U ovom slučaju je kao poremećaj iskorišćen pogonski moment elektromotora, čija se zadata vrednost, u trenutku u kom proces to dozvoljava, poveća tek toliko da proizvede promenu brzine koja se može analizirati, a koja ne utiče na sam industrijski proces. Predviđeno je da se brzina meri pomoću enkodera na strani motora i da se dobijeno merenje ubrzanja na strani motora prosledi na ulaz neuralne mreže. Koristi se 1000 odbiraka ubrzanja kojima prethodi kratkotrajna promena referentnog momenta motora. Na izlazu iz neuralne mreže se dobijaju estimirane vrednosti momenta inercije opterećenja, koeficijenta krutosti i koeficijenta viskoznosti mehaničke veze između momenta i opterećenja.

3 KORIŠĆENE ARHITEKTURE NEURALNIH MREŽA

3.1 Višeslojni perceptron

Osnovni primer neuralne mreže je višeslojni perceptron (*Multilayer perceptron – MLP*). Ovaj tip neuralne mreže predstavlja složenu matematičku funkciju kojom se obrađuje skup ulaznih podataka, primenjujući na njih prostije funkcije, kao što su sabiranje i množenje konstantnom vrednošću. Ovakva struktura, prikazana na slici 3.1, sastoji se iz više slojeva potpuno povezanih neurona. Prvi sloj je ulazni sloj koji, u slučaju rada sa vremenskim serijama, ima onoliko neurona kolika je dužina sekvence koja se obrađuje. Sledeći sloj je prvi skriveni sloj, koji sadrži onoliko neurona koliko zahteva primena. Informacija u svakom neuronu prvog skrivenog sloja se izračunava tako što se svaka informacija iz prethodnog sloja (ulaznog) množi konstantom (težinskim faktorom) koji je jedinstveno određen za svaki par neurona iz susednih slojeva. Dobijeni proizvodi se sabiraju i na njihov zbir se dodaje konstanta (pomak) koja je takođe jedinstveno određena za svaki neuron u svim slojevima osim ulaznog. Iza prvog skrivenog sloja često postoji niz skrivenih slojeva, kroz koje se informacije prosleđuju isto kao sa ulaznog na prvi skriveni sloj. Svaki neuron je na slici 3.1 predstavljen krugom, svakoj vezi između dva neurona odgovara poseban težinski faktor, dok svakom neuronu koji nije u ulaznom sloju odgovara jedinstven pomak. Zbog toka podataka kroz ovakvu mrežu, u kojoj nema povratnih veza, već informacije teku samo u napred, ona se na engleskom jeziku najčešće naziva *feedforward neural network*.



Slika 3.1: Grafički prikaz višeslojne neuralne mreže

Ovakva neuralna mreža treba da obezbedi približnu aproksimaciju funkcije proizvoljnog broja argumenata koristeći se linearnim funkcijama množenja konstantom i sabiranja. U slučaju koji se razmatra u ovom radu, argumenata je, kao i broja odbiraka, 1000. Ostvarivanje željene aproksimacije zahteva veći broj neurona, i veći broj skrivenih slojeva, što znači da broj parametara koje treba podesiti kod ovakve neuralne mreže može biti prevelik da bi se taj proces brzo završio. U ovom radu je kao prioritet usvojena optimizacija vremena potrebnog za trening, zasnovana na osnovnoj arhitekturi neuralne mreže.

Treniranje neuralne mreže se odvija na skupu podataka koji je podeljen na više podskupova: jedan podskup se koristi za trening, drugi za validaciju, a treći je opcioni i koristi se za testiranje po završetku treniranja. Skup za validaciju donosi odluku o tome kada se trening završava. Treniranje se završava kada se rezultat funkcije greške spusti ispod željene vrednosti ili kada vrednost greške na skupu za validaciju počne da raste, što je znak da je mreža previše dobro naučila trening podatke i nije sposobna da na adekvatan način obradi podatke koji nisu u trening podskupu.

Višeslojni perceptron predstavlja osnovu za druge razmatrane arhitekture, koje su specijalni slučajevi ovog, opšteg tipa neuralne mreže. Rezultati ostvareni mrežama istreniranim na opisani način biće prikazani u narednom poglavlju.

3.2 Konvoluciona neuralna mreža

Konvoluciona neuralna mreža (*Convolutional Neural Network – CNN*) je specijalizovana za obradu podataka kao što su slike, koje predstavljaju dvodimenzionalnu matricu piksela, ili vremenskih nizova odbiraka nekog signala, koji imaju jednodimenzionalnu topologiju. Konvoluciona neuralna mreža na predmet obrade, bila to slika ili signal, primenjuje matematičku operaciju konvolucije. Konvolucija teži da u jednom odbirku obuhvati informacije koje su sadržane u više posebnih odbiraka originalne funkcije, pomoću druge funkcije koja učestvuje u operaciji i koja ima ulogu filtra. Zahvaljujući svojoj strukturi, najveću primenu je našla u oblasti prepoznavanja oblika.

Način na koji se u ovom tipu neuralne mreže obrađuju ulazni podaci, upravo odgovara traženju poznatih šablona ili oblika na skupu ulaznih podataka. Na matricu ulaza (zamislmo fotografiju koja se sastoji od piksela) se primenjuju filtri koji vrše konvoluciju, čiji će rezultat zavisiti od toga da li se na sekciji koja podleže konvoluciji prepozna određeni oblik (to može biti krug,

vertikalna ili horizontalna linija...). Oblik se može prepoznati ukoliko između filtra i sekcije slike koja mu podleže postoji poklapanje. U slučaju obrade sekvence odbiraka signala, primenjuje se *1D CNN* – jednodimenzionalna konvoluciona neuralna mreža. Kao što je već predstavljeno na primeru slike koja se sastoji od piksela, pomoću konvolucionih filtara se mogu prepoznati i talasni oblici nekog signala.

Kod konvolucionih neuralnih mreža je značajno i to što, za razliku od višeslojnih perceptrona, postoji nizak stepen povezanosti neurona. Kod konvolucionih mreža su ulaz i izlaz povezani upravo preko filtara, koji svojim delovanjem menjaju sliku dobijenu na ulazu u mrežu i prevode je u klasifikaciju ili regresiju koja se traži na izlazu. Broj parametara koji se treniraju ne zavisi od veličine ulaznih podataka, već od broja filtara i njihovih dimenzija. Ovaj broj bi idealno odgovarao broju različitih oblika koje mreža treba da nauči da prepozna. Za prepoznavanje manjih oblika na slici ili brzih promena u vremenskom nizu se koriste filtri manjih dimenzija, a za veće oblike i sporije procese, filtri većih dimenzija.

U svrhu veće robusnosti neuralne mreže i manjeg oslanjanja na pojedine neurone, ovde je primenjena metoda *dropout*, koja “gasi” određenu grupu neurona u svakoj iteraciji prolaska trening podataka kroz mrežu. Uvrštavanje *dropout* sloja ima i funkciju u sprečavanju pojave poznate kao *overfitting*. Do nje dolazi kada mreža izgubi sposobnost generalizacije, to jest kada ima velike greške obrade ulaznih podataka koji nisu korišćeni za trening. Kada mreža previše dobro nauči podatke koji su joj dati za trening, težinski faktori će uzeti veće vrednosti i davati veća odstupanja za manje promene ulaznih podataka. U sledećem poglavlju su upoređene i performanse konvolucione neuralne mreže sa i bez upotrebe *dropout* metode, kao i sa različitim dimenzijama filtara.

3.3 *LSTM* rekurentna neuralna mreža

Rekurentne neuralne mreže imaju najveću primenu u obradi sekvencijalnih podataka. Sekvencijalni podaci koji se ovde podrazumevaju mogu biti nizovi odbiraka signala, ali i nizovi reči u rečenici, kao i rečenica u tekstu. Rekurentne mreže se posebno često sreću u obradi jezika – prevodima i generisanju teksta. Njihova velika prednost je što mogu da rade sa dugačkim nizovima podataka. Ova osobina je postignuta deljenjem parametara (*parameter sharing*), gde se isti parametri primenjuju na različite delove ulaza. Takođe se postiže mogućnost obrade podataka nezavisno od dužine sekvence. Ovaj princip podseća na jednodimenzionalne konvolucione neuralne mreže, ali postoji razlika u tome što informacije u svakom izlazu zavise od svih prethodnih izlaza, umesto samo od susednih [3].

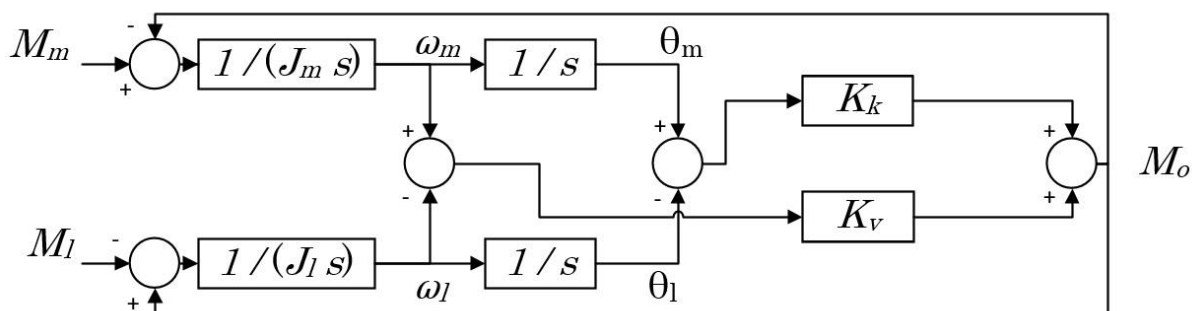
Jedna podvrsta rekurentne neuralne mreže je *LSTM* – *Long short-term memory*, čija struktura se oslanja na formiranje veze, ili petlje, jednog čvora sa samim sobom. Na taj način podaci iz ranijih trenutaka mogu dugo da ostanu u petlji, ako su dovoljno relevantni. O relevantnosti prethodnih podataka odlučuju „kapije“ (engl. *gates*) koje su sastavni delovi jedne LSTM ćelije. To su kapija zaborava, koja odlučuje koje informacije treba odbaciti iz prethodnog stanja, kapija ulaza, koja odlučuje koje će nove informacije sa ulaza biti dodate u novo stanje, i kapija izlaza, koja određuje koje će informacije iz aktuelnog stanja biti poslate na aktuelni izlaz. Kao i za prethodne arhitekture, i za ovu će rezultati biti prikazani u sledećem poglavlju.

4 REZULTATI PRIMENE RAZLIČITIH ARHITEKTURA NEURALNIH MREŽA

U prethodnom poglavlju su predstavljene teorijske osnove principa funkcionisanja korišćenih tipova neuralnih mreža. U ovom poglavlju će biti predložen konkretan način na koji su one primenjene u svrhu estimacije teško merljivih parametara mehaničkog sistema.

Polazna tačka primene neuralnih mreža u estimaciji parametara koji se ne mere jesu upravo veličine koje se mere u datom sistemu. U ovom slučaju je, kao najjednostavnije merenje neke mehaničke veličine, izabrano merenje brzine, koje se najčešće izvodi pomoću enkodera. Kako bi se estimacija izvršavala bez obzira na brzinu kojom se pogon u datom trenutku kreće, odlučeno je da ulazni podatak bude ubrzanje, odnosno promena brzine pogonske mašine.

Odgovarajući skupovi podataka za treniranje neuralne mreže su generisani pomoću simulacije u programskom paketu *Simulink*. Simulacioni model pogona je prikazan na Sl. 4.1. Opsezi u kojima su varirani parametri pogona su prikazani u Tabeli I. Vrednosti parametara su u daljem radu sa njima normalizovane, a kao bazne vrednosti su uzete srednje vrednosti u opsegu za svaku od veličina. Tako su izlazi iz estimatora ograničeni na vrednosti između 0,5 i 1,5r.j. što je korisno radi ujednačenja težinskih faktora.



Slika 4.1: Blok dijagram sistema dve mase korišćen u simulaciji

Tabela I: Opsezi i bazne vrednosti ciljnih veličina

Parametar	Opseg	Bazna vrednost
$J_l[kgm^2]$	0,0035 – 0,0105	0,007
$K_k[Nm/rad]$	158,5 – 475,5	317
$K_v[Nms/rad]$	0,075 – 0,225	0,15

Prva testirana arhitektura, predstavljena u poglavlju 3.1 je višeslojni perceptron. U ovom radu je dizajnirana jedna varijanta koja je trenirana pomoću dva različita skupa podataka, od kojih je jedan sačinjen od signala koji su dobijeni direktno iz simulacije, a drugi je dobijen dodavanjem Gausovog šuma na podatke iz prvog skupa. Usvojene su dimenzije skrivenih slojeva od 30 neurona u prvom i 15 u drugom sloju. Broj parametara koje treba istrenirati u ovakvoj mreži je 30543.

Zanimljivo je zapaziti da je treniranje na osnovu signala sa šumom mnogo brže završeno od treniranja na osnovu čistog signala. Razlog tome je što treniranje neuralne mreže protiče u traženju globalnog minimuma funkcije greške. Pri tome može da se desi da mreža zapadne u lokalni minimum, kroz koji se ne može dostići željena funkcija, ali veći poremećaji u trening podacima, kao što je šum, pomažu mreži da izađe iz lokalnog minimuma. Trening na osnovu signala sa šumom je završen posle 16h, dok je trening na osnovu čistog signala, ne dostigavši željene performanse, zaustavljen ručno, nakon više od 80h. Performanse dva višeslojna perceptrona dobijena na opisani način se nalaze u Tabeli II.

Pod performansama se podrazumeva srednji kvadrat greške između vrednosti dobijenih na izlazu neuralne mreže i očekivanih vrednosti, koje su korišćene u simulaciji za prikupljanje talasnog oblika brzine korišćenog za trening. Bitno je napomenuti da nema preklapanja između skupa podataka na kom je mreža trenirana i skupa na kom se testira u svrhu prikazivanja rezultata. Početni skup podataka je prethodno treniranju podeljen, da bi se obezbedilo testiranje performansi neuralne mreže podacima koji nisu viđeni tokom treniranja i validacije.

Tabela II: Performanse (srednje kvadratno odstupanje) višeslojnog perceptrona u zavisnosti od podataka korišćenih za trening pri testiranju različitim test podacima

Trening podaci bez superponiranog šuma	0,0002666	1,647
Trening podaci sa superponiranim šumom	0,0005494	0,0014363
Test podaci	Bez superponiranog šuma	Sa superponiranim šumom

Zaključak koji se nameće na osnovu prikazanih rezultata je da se mreža trenirana trening podacima bez superponiranog šuma ne ponaša dobro kada joj se pri testiranju na ulaz dovedu podaci sa šumom. U ostalim slučajevima su performanse jako dobre. Pokazaće se da su rezultati bolji nego u slučaju nekih struktura koje će biti ispitane u nastavku, ali je veliki problem kod ovakve arhitekture dužina trajanja treninga.

Što se tiče drugog ispitanog tipa neuralne mreže, konvolucione neuralne mreže, arhitektura koja je usvojena se sastoji od 4 sloja konvolucije. U prvom skrivenom sloju primenjuje se 16 različitih filtara, u drugom 32, a u trećem i četvrtom po 64, što je ukupno 176 različitih filtara. Dimenzije samih filtara su varirane. Bez obzira na njih, broj parametara je višestruko smanjen u odnosu na broj parametara višeslojnog perceptrona. Ako svaki filter obuhvata 3 odbirka, ukupan broj parametara je 528. Ipak, da bi se uhvatile sporije promene koje se javljaju u okviru snimka, a koje mogu da sadrže korisne informacije, može se ukazati potreba za primenom filtara većih dimenzija. Zbog toga su isprobane različite dimenzije filtara, te stvaran broj parametara može da odstupa od gore navedenog, ali je i dalje značajno smanjen u odnosu na broj parametara kod višeslojnog perceptrona (30543). Pokazalo se i da je vreme potrebno za trening ovakvih mreža, u trajanju od nekoliko desetina minuta, značajno kraće od treninga za arhitekture višeslojnih perceptrona.

Ponovo su za trening korišćeni signali ubrzanja na strani motora dobijeni iz simulacije, u varijanti bez dodatog Gausovog šuma i sa njime. Dimenzija filtra je varirana. U tabeli III su date performanse različitih konvolucionih mreža, gde su filtri u svim slojevima jednakih dimenzija, dok su za svaku isprobanu dimenziju napravljene po dve varijante mreže, jedna koja koristi *dropout* metodu i jedna koja je ne koristi.

Na osnovu rezultata prikazanih u Tabeli III, jasno se može zaključiti da se bolje performanse postižu kada je u trening podatke uključena neka vrsta šuma. U poređenju mreža po dimenzijama filtra, generalno su se bolje pokazale one sa najmanjim filtrom. Primetno je da čak i kod testiranja čistim signalom bolje rezultate obično daju mreže istrenirane sa podacima sa superponiranim šumom. Razlog tome je to što je treniranje mreže bilo ograničeno brojem epoha, tako da je posle istog broja epoha, funkcija greške mreže trenirane sa šumom generalno bila bliža globalnom minimumu od one trenirane čistim podacima.

U tabeli su osenčene najbolje performanse koje se dobijaju ako je mreža testirana podacima u kojima takođe postoji šum, zato što će u praktičnoj primeni šum biti neizbežan.

Tabela III: Performanse (srednje kvadratno odstupanje) konvolucione neuralne mreže u zavisnosti od trening podataka i dimenzije filtra pri testu sa različitim test podacima

Dimenzija filtra	3	21	101	3	21	101
Trening podaci bez superponiranog šuma	0,000761	0,001427	0,001011	0,003287	0,002790	0,002106
Trening podaci sa superponiranim šumom	0,000694	0,001459	0,001122	0,001090	0,001871	0,001511
Trening podaci bez superponiranog šuma + <i>dropout</i>	0,000830	0,000667	0,000750	0,003422	0,002460	0,003354
Trening podaci sa superponiranim šumom + <i>dropout</i>	0,000791	0,001035	0,000963	0,001176	0,001419	0,001342
Test podaci	Bez superponiranog šuma			Sa superponiranim šumom		

LSTM je sledeća korišćena arhitektura, specijalizovana za obradu većih sekvencijalnih podataka promenljive dužine. U ovom radu je upotrebljen LSTM sloj iza nekoliko konvolucionih slojeva sa malim dimenzijama filtara. Na taj način konvolucionni slojevi obrađuju i uočavaju brze promene koje se javljaju u okviru signala, dok LSTM sloj služi da izvuče informacije iz dugotrajnijih i sporijih procesa koji mogu biti od značaja za estimaciju parametara na izlazu iz neuralne mreže. Usvojena je arhitektura koja se sastoji od dva konvoluciona sloja sa 16 i 32 filtra dimenzija 3, i jedan sloj LSTM sa 64 ćelije. Ponovo su testirane mreže i sa i bez *dropout*-a, sa različitim udelom šuma u trening podacima. Performanse su prikazane u tabeli IV.

Tabela IV: Performanse (srednje kvadratno odstupanje) kombinovane CNN i LSTM sa različitim trening i test podacima

Trening podaci bez superponiranog šuma	0,0010461	0,005274
Trening podaci sa superponiranim šumom	0,0007509	0,0060012
Trening podaci bez superponiranog šuma + <i>dropout</i>	0,0013410	0,0017584
Trening podaci sa superponiranim šumom + <i>dropout</i>	0,0007766	0,0012137
Test podaci	Čisti	Sa superponiranim šumom

Kao i u prethodno analiziranim slučajevima, i ovde se u analizi dobijenih rezultata prednost daje arhitekturama koje imaju bolje performanse kada se na ulaz dovede signal koji ima značajniji udeo šuma. Razlog za to je sličnost sa uslovima koji će se imati pri implementaciji neuralne mreže u realan sistem upravljanja. Stoga su osenčena polja u kojima su najbolje ocenjene performanse dobijene testiranjem test podacima sa superponiranim šumom. Pokazalo se da je mreža dobijena bez *dropout* metode dala bolje performanse, ali to nije dovoljan razlog da se ona dobijena sa primenom *dropout* metode zanemari. Očekuje se da će u daljem istraživanju, koje podrazumeva primenu estimatora mehaničkih parametara na realan sistem, biti potrebna dodatna robusnost, koju *dropout* metoda, kao što je poznato, obezbeđuje.

5 ZAKLJUČAK

Na osnovu rezultata prikazanih u prethodnom poglavlju, može se zaključiti da su ostvareni dobri rezultati estimacije mehaničkih parametara primenom neuralnih mreža, a posebno kroz kombinovanje različitih arhitektura, konkretno konvolucione neuralne mreže i *long short-term memory* mreže. Drugi zaključak koji se nameće je da umetanje veštačkog šuma u podatke za treniranje ima pozitivan efekat na robusnost neuralne mreže formirane na taj način, kao i na brzinu treniranja, zbog mogućnosti „bekstva“ iz lokalnog minimuma, kao što je objašnjeno u 3. poglavlju.

Dalji koraci u razvoju ove teme će, pre svega, biti učinjeni sa ciljem da se estimator mehaničkih parametara zasnovan na ovom radu implementira u model pogona u Laboratoriji. U tu svrhu će biti potrebno obezbediti dodatne podatke za treniranje izabranog tipa neuralne mreže. Plan je da se podaci formiraju u simulaciji u kojoj će biti uvažene i različite karakteristike trenja koje se javlja u sistemu. Na taj način se sa različitim ulazima koji treba da daju slične izlaze postiče još veća robusnost, koja će biti ključna zbog prirode šuma kod merenja brzine enkoderom. Naime, šum koji se javlja u eksperimentu, ne može se uvek opisati ni Gausovom ni uniformnom raspodelom, tako da je očekivano da će opisivanje šuma takođe zahtevati posebnu pažnju u daljem radu.

6 LITERATURA

- [1] B. Jeftenić, M. Bebić, S. Štatkić, *Višemotorni električni pogoni*, Akademska misao, 2011
- [2] S. Vukojičić, L. Ristić, G. Kvašček, „Comparison Between PI and Model Predictive Control of Two Mass Resonant Mechanical System“, *2022 7th International Conference on Environment Friendly Energies and Applications (EFEA)*, Bagatelle Moka MU, Mauritius, 2022, pp. 1-6
- [3] I. Goodfellow, Y. Bengio, and A. Courville, *Deep Learning*. Cambridge, MA: MIT Press, 2016. [Online]. Available: <http://www.deeplearningbook.org>

Ц5 Тржиште електричне енергије и регулација

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.01)**C5.01****ИНОВАТИВНИ ПРИСТУП ТРЖИШТУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И
РЕГУЛАЦИЈИ РАДИ ПОСТИЗАЊА КЛИМАТСКИХ ЦИЉЕВА И ЦИЉЕВА
ЕНЕРГЕТСКЕ ПОЛИТИКЕ****INNOVATIVE APPROACH TO ELECTRICITY MARKET AND REGULATION
AIMED AT COMPLIANCE WITH CLIMATE AND ENERGY POLICY GOALS****Драгана Барјактаревић*, Милан Даниловић**

Кратак садржај: Предмет овој рада представља анализу улоге националних регулатора, са освртом на Србију и околне земље региона, у остваривању њихових надлежности везано за унапређивање и усмеравање развоја тржишта електричне енергије кроз иновативни приступ, у складу са климатским циљевима и циљевима енергетске политике.

Имајући у виду да су током 2024. године у Србији донети „Интегрисани национални енергетски и климатски план Републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године“, „Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године“, као и „Закон о изменама и допунама Закона о енергетици Републике Србије“, аутори дају актуелни преглед стања у овој области, са будућим пројекцијама, полазећи од тога да правни оквири треба да омогуће декарбонизацију електроенергетског система кроз интеграцију електричне енергије из обновљивих извора енергије, као и мерама које требају да подстакну инвестиције усмерене на добијање декарбонизованог и одрживог електроенергетског система, на објекте за складиштење електричне енергије, енергетску ефикасност и одзив потрошње, у циљу задовољења потреба тржишта и обезбеђивања сигурности снабдевања, у складу са Законом о енергетици.

Полазећи од тога да се на тржишту електричне енергије дешавају промене увођењем нових актера у складу са захтевима важеће регулативе ЕУ, као и са новим захтевима који се огледају у спровођењу Четвртог енергетског пакета Европске уније, аутори у раду износе своје виђење иновативног приступа тржишту електричне енергије и регулацији

* Драгана Барјактаревић, Агенција за енергетику Републике Србије, dragana.barjaktarevic@aers.rs
Милан Даниловић, Агенција за енергетику Републике Србије, milan.danilovic@aers.rs

ради постизања климатских циљева и циљева енергетске политике, са циљем повећања флексибилности електроенергетског система у свим својим аспектима.

Кључне речи: Регулаторна тела, Електроенергетски сектор, Четврти енергетски пакет Европске уније, Закон о изменама и допунама Закона о енергетици Републике Србије, декарбонизација, регулација, климатски циљеви

Abstract: The subject matter of this paper is the analysis of the role of national regulators with an overview of Serbia and neighbouring countries in the region and of the exercise of their jurisdiction related to the electricity market improvement and development guidance via an innovative approach in line with climate and energy policy goals.

Bearing in mind that the Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Serbia for the period 2030 with a vision until 2050 and the Energy Sector Development Strategy of the Republic of Serbia until 2040 with projections until 2050 as well as the Law on Amendments and Addenda to the Energy Law of the Republic of Serbia were adopted in Serbia during 2024 the authors give a current state-of-play in this area with future projections starting from the point that legal framework should enable decarbonisation of the power system via the integration of the electricity produced from renewable energy sources as well as via measures which should stimulate the investments aimed at the creation of a decarbonised and sustainable power systems and at electricity storage facilities, energy efficiency and demand response in order to meet the market needs and provide security of supply in line with the Energy Law.

Starting from the point that there are changes in the electricity market caused by the introduction of new players in line with the ruling EU regulations as well as by new requirements which reflect the implementation of the Fourth EU Energy Package, in the paper, the authors offer their view of the innovative approach to the electricity market and to regulation aimed at the compliance with climate and energy policy goals and at the increase of flexibility of the power system in all its aspects.

Key words: Regulatory authorities, Power system, Fourth European Union Energy Package, Law on Amendments and Addenda to the Energy Law of the Republic of Serbia, decarbonisation, regulation, climate goals

1 УВОД

У сфери регулације у енергетском сектору, као и на пољу функционисања тржишта електричне енергије, већ се увелико дешавају крупне промене које захтевају прилагођавање понашања учесника у енергетском сектору измењеним условима пословања, као и оснаживање независних институција (регулаторних тела) како би могли, снагом свог ауторитета, да се адекватно изборе са овим променама. Додатно, прилагођавање енергетског система привредном и друштвеном развоју захтева усклађивање одговарајућих прописа из области енергетике и заштите животне средине, у складу са преузетим обавезама.

Транзиција енергетског сектора захтева прелазак на обновљиве изворе енергије, уз постепено напуштање употребе фосилних горива, са непоромењеним циљем очувања

стабилности електроенергетског система, за шта је од кључног значаја одржива декарбонизација. На ово се посебно указује у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године, која представља документ јавне политике којим се дефинишу циљеви које је потребно испунити у овом сектору и предлажу најпоузданије мере које је у ту сврху потребно применити.

Улога регулатора у овом процесу „транзиције“ је веома значајна. Од оснивања, до данас, њихове надлежности су се све више усложњавале, што је последица имплементације прописа Европске уније који се, као и сам комунитарни систем, непрекидно мењају и допуњују [1].

С тим у вези, Законом о изменама и допунама Закона о енергетици из 2024. године проширене су надлежности Агенције за енергетику Републике Србије у складу са измењеним тржишним захтевима, будући да је основна улога ове Агенције надзор, унапређивање и усмеравање развоја тржишта, кроз стварање стабилног регулаторног оквира.

2. УЛОГА НАЦИОНАЛНИХ РЕГУЛАТОРА ВЕЗАНО ЗА УНАПРЕЂИВАЊЕ И УСМЕРАВАЊЕ РАЗВОЈА ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Основна улога регулаторних тела огледа се у обезбеђивању једнаких услова свим учесницима на тржишту и у остваривању одговарајућег регулаторног надзора над радом енергетских субјеката, односно над енергетским тржиштем, те се од регулатора очекује да, користећи све своје потенцијале, успешно савладају обимност и сложеност послова и задатака који се пред њих постављају [2].

Свакако да се у будућности могу очекивати извесне промене када је у питању регулација енергетског сектора. Овде се, пре свега, мисли на регулацију цена електричне енергије, надзор тржишта, повезивање националних тржишта, инвестиционе подстицаје и начин подстицања обновљивих извора енергије, функционисање електродистрибутивних мрежа и подстицање активније улоге купаца у функционисању енергетских тржишта [3]. Из изнетог се може закључити да се већина очекиваних промена односи на послове везане за надзор тржишта који ће се интензивно проширивати, а потом и на примену нове регулативе у смислу промена у подстицајним мерама за смањење емисија гасова који изазивају ефекат стаклене баште, на који начин би се подржало остварење циљева из Париског споразума и дао допринос у борби против климатских промена. Све то, уз функционисање тржишта у условима повећаног удела обновљивих извора енергије, као и развој паметних мрежа, отвара бројна питања, као што су: инвестиције у нове енергетске објекте, цена електричне енергије, да ли се потребе купаца могу задовољити искључиво употребом „зелене“ енергије, који су бенефити од њихове употребе, нова радна места и бројна друга питања, са којима ћемо се суочити у будућности [4], имајући у виду да, када се говори о улози регулаторних тела, треба имати у виду да је њихов домет ограничен на унутрашње, односно национално тржиште.

Такође, треба имати у виду и то да улога регулатора зависи од степена развијености сваке поједине земље, те је она израженија у мање развијеним земљама, полазећи од тога да одсуство поверења у државне институције и мере подразумева ангажовање институција које имају кредибилитет код инвеститора и легитимет у очима

потрошача, што је случај са регулаторним агенцијама које у зависности од надлежности које су им поверене, располажу са стручношћу, транспарентношћу и јавношћу у раду.[5]

Свакако, основни изазови са којима ће се суочити регулаторна тела у енергетском сектору у будућности јесу већа заступљеност обновљивих извора енергије и њихово укључивање у регулаторни оквир, појава нових технологија и промене енергетских токова. Када је у питању наша земља, наведено ће се огледати кроз адекватну примену важећих прописа.

3. ИНОВАТИВНИ ПРИСТУП ТРЖИШТУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И РЕГУЛАЦИЈИ – ЕНЕРГЕТСКИ И КЛИМАТСКИ ПЛАНОВИ

Потписивањем и ратификацијом Уговора о оснивању Енергетске заједнице[6] ушло се у реформе енергетског сектора, те су обавезе везане за развој тржишта енергије, обновљиве изворе енергије, енергетску ефикасност и заштиту животне средине, односно прописи Европске уније који регулишу обављање енергетских делатности и коришћење енергије на начин да се значајно смањи загађење, повећа коришћење обновљивих извора енергије и оствари што виши степен енергетске ефикасности, постали обавезан део правног оквира Републике Србије [7].

Имплементирајући Други енергетски пакет, потом Трећи и Четврти пакет енергетских прописа назван „Чиста енергија за све Европљане“, наша земља је постепено усклађивала своје законодавство са прописима Европске уније у области енергетике, са циљем испуњења визије - климатски неутралне Европе до 2050. године. Наведено се поклапа са сврхом Париског споразума да се пораст глобалне температуре одржи знатно испод 2 ° C, који споразум је такође наша земља ратификовала доношењем Закона о потврђивању Споразума из Париза.[8]. Значај Париског споразума огледа се у заштити животне средине од штетних последица људских активности. То се може постићи смањивањем емисија гасова који изазивају ефекат стаклене баште и спречавањем глобалног загревања изнад прописаног нивоа. При том, овај споразум истиче значај обновљивих извора енергије, значај и потребу за међународном сарадњом и преносом технологије из развијених земаља, земљама у развоју, као и значај међусобне подршке у циљу његове што боље примене.[9]

Сврха доношења Четвртог пакета прописа јесте прилагођавање енергетског сектора изазовима нашег времена – климатским променама. С обзиром да се овај сектор налази на путу транзиције ка чистој енергији, очекује се да ће у будућности, применом ових прописа, користити имати потрошачи и то како са економског, тако и са еколошког становишта.[10]

Резултат имплементације наведених прописа јесте проширивање надлежности Агенције за енергетику Републике Србије. Законом о изменама и допунама Закона о енергетици из 2024. године проширене су енергетске делатности за које Агенција за енергетику издаје лиценцу и то: агрегирање (чл. 16 ст. 1. тач. 6а), складиштење електричне енергије (чл. 16 ст. 1. тач. 8а), транспорт нафте, деривата нафте, биогорива и компримованог и утечњеног природног гаса другим облицима транспорта (чл. 16 ст. 1. тач. 17) и производња биометана (чл. 16 ст. 1. тач. 27а). Потом је у члану 51. став 1. тач 51) прописано да Агенција доноси правила о промени и колективној промени снабдевача

и агрегатора. Затим је у члану 53. овог закона додат став 2. који се односи на то да Агенција даје сагласност операторима система да поседују, развијају или управљају објектима за складиштење електричне енергије (у складу са чланом 210б став 2) и даје одобрење на услове тендерског поступка из члана 210б став 2. тачка 2) овог закона. Потом је у чл. 57. ст.1. тач. 8а), 12), 12а), 15) и 16) Агенцији дато у надлежност да обезбеђује недискриминаторски приступ системима, као и ефективну конкуренцију и ефикасно функционисање тржишта електричне енергије и природног гаса кроз праћење улагања у складишта, нивоа и ефективности отварања тржишта, појаву рестриктивних уговорних пракси, усклађеност размене података на регионалном нивоу и неоправданих препрека и ограничења производње ел.енергије за сопствене потребе и енергетских заједница грађана. [11] Поред наведених, Агенцији су прописане и друге обавезе са роковима за доношење истих у складу са Законом о изменама и допунама Закона о енергетици из 2024. године.

Законом о коришћењу обновљивих извора енергије проширене надлежности овог националног регулаторног тела у складу са захтевима директива. Конкретно, у складу са појединим питањима која су садржана у Директиви ЕУ 2018/2001 о промоцији и коришћењу енергије из обновљивих извора.[11] Чланом 13. став 3. Закона о коришћењу обновљивих извора енергије Агенција обавезана да једном у пет година доноси процену ефекта система подстицаја на тржиште електричне енергије, крајње купце, као и на инвестиције у сектору електроенергетике, уколико су познате, узимајући у обзир и утицај могућих измена система подстицаја, при чему подстицаје могу добити: хидроелектране, електране на биомасу, електране на биогаз, ветроелектране, соларне електране, геотермалне електране, електране на биоразградиви отпад, електране на депонијски гас, електране на гас из постројења за третман комуналних отпадних вода, електране на друге обновљиве изворе.[12]

3.1. „Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године“

Енергетски сектор Републике Србије налази се у средишту економских, технолошких и еколошких промена или скраћено названо пред „енергетском транзицијом“ која подразумева напуштање фосилних горива као основног извора енергије и прелазак на обновљиве изворе енергије, како би се успешно пребродили изазови климатских промена и глобалног загревања, како у свету и Европској унији, тако и код нас. Шире посматрано овај процес подразумева преображај како досадашњег начина производње енергије, тако и њену трансформацију, дистрибуцију и потрошњу, уз нагласак на коришћење нових технологија и дигитализацију, дигиталну интеграцију и паметно управљање енергетским процесима, као и улагање значајних средства и промену свести свих актера у енергетском сектору. [14]

У Стратегији се истиче да је за енергетску безбедност Републике Србије од кључног значаја одржива декарбонизација енергетског сектора и наводи да је за успешно спровођење реформе енергетског сектора неопходан прелазак на коришћење обновљивих извора енергије, интензивнија примена мера енергетске ефикасности, уз разматрање могућности да се у енергетски сектор Републике Србије уведе и нуклеарна енергија. С тим у вези, Законом о изменама и допунама Закона о енергетици из 2024. године додато је поглавље ХIIа под називом Нуклеарна енергија.

Један од основних мотива за градњу нуклеарних електрана јесу економски разлози, а потреба за градњом ових електрана чешће долази до изражаја у земљама које располажу са малим резервама класичних енергетских извора. С тим у вези, од пресудног значаја за развој нуклеарне енергетике, у свету и код нас, су: пораст потребе за електричном енергијом, економичност, сигурност нуклеарних електрана, као и њихова прихватљивост од стране шире популације. Оно што може представљати проблем јесте смештај радиоактивног отпада који је често већи и скупљи од самог добијања нуклеарне енергије. Са друге стране, брига за заштиту здравља људи и животне средине од штетних последица радијације расте упоредо са појавом могућности употребе нуклеарних горива у производњи енергије. [15] Из наведеног се може извести закључак да атомска енергија сама по себи није ни зла, ни добра. То да ли ће она играти „улогу злог джина или Прометеја у историји човечанства“ зависиће од тога како ће је сами људи употребити, каквим ће је циљевима наменити. [16]

Да би предложене мере, везано за декарбонизацију сектора, биле успешно спроведене неопходно је увођење одговарајућег механизма наплате емисије гасова са ефектом стаклене баште, чиме би се дестимулисало коришћење фосилних горива, са једне стране, и обезбедио део подстицајних средстава за унапређење енергетске ефикасности, изградњу капацитета за коришћење обновљивих извора енергије, као и за финансијску помоћ у циљу превазилажења социо-економских последица енергетске транзиције, са друге стране.

Имајући у виду наведено, може се закључити да ће остваривање наведених циљева произвести одређене последице у социјалној сфери које ће се огледати у томе да енергетска политика више неће служити као инструмента социјалне политике, а доследна примена тржишног принципа при утврђивању цена енергије и енергената представљаће велику прекретницу чије ће ефекте осетити сви грађани. [17]

3.2. . Интегрисани национални енергетски и климатски план Републике Србије за период до 2030. са визијом до 2050. године“

Потписивањем Париског споразума наша земља је изразила спремност на смањење емисија гасова са ефектом стаклене баште, чиме је уједно прихватила пут „енергетске транзиције“. Потом, потписивањем декларације о „Зеленој агенди“, на самиту који је одржан у Софији 10. новембра 2020. године, учеснице овог самита изразиле су спремност и посвећеност у спровођењу свих пет стубова Зелене агенде, а то су: 1. клима, енергетика, мобилност; 2. циркуларна економија; 3. смањење загађења; 4. одржива пољопривреда и прехранбена производња и 5. биодиверзитет. Из наведеног се закључује да транзиција економије и друштва ка Зеленој агенди захтева трансформацију привреде, образовања и начина размишљања. Усвајањем Декларације Зелене агенде 2020. године на конференцији у Софији, Република Србија се обавезала се да ће на адекватан начин и у постављеним роковима предузимати одговарајуће мере по питањима одрживог развоја, ефикасног коришћења ресурса и борбе против климатских промена [18] при чему наведене акције наша земља треба да спроводи кроз Регионални акциони план који је усвојен на самиту у Словенији, у октобру 2021. [19]

У области климе, енергетике и мобилности земље региона преузеле су обавезу да, заједно са Европском унијом, делују у правцу постизања угљеничне неутралности

Европе до 2050. године, спровођењем реформи у енергетском сектору и сектору транспорта, а посебно да се ускладе са Законом о климатским променама ЕУ, повећају удео енергије из обновљивих извора, постепено укину субвенције за угљ, подрже развој паметне инфраструктуре и иновативних технологија, као и да предузму друге неопходне мере у овој области. [20] У циљу елиминисања загађења неопходно је до 2027. године подржати инвестиције усмерене ка производњи енергије из обновљивих извора, смањити емисије гасова са ефектом стаклене баште и применити мере адаптације на климатске промене.

Дакле, Зелена агенда, предвиђена Европским зеленим договором има за циљ то да Европа буде климатски неутрална до 2050. године. а да би се то постигло Европска унија и свака од земаља региона треба да предузму неопходне мере и активности. Преглед ових мера дат је у Акционом плану. [21]

У сектору заштите животне средине, Зеленом агендом за Србију, за период од 2024. – 2033. године успостављен је кровни документ, у складу са Софијском декларацијом и он се фокусира на неколико области и то: климатске промене и декарбонизацију, са нагласком на смањење емисија са ефектом стаклене баште и прилагођавање на измењене климатске услове, уз ефикасније коришћење енергије, као и прелазак на чистије и обновљиве изворе енергије; циркуларну економију, смањење загађења животне средине, заштиту биодиверзитета и екосистема као и одрживе прехранбене системе и рурални развој полазећи од тога да привредни сектори који негативно утичу на животну средину јесу: индустрија, рударство, енергетика, транспорт, урбанизам и просторно планирање. Стога се задовољавајући резултати могу постићи одговарајућим мерама у свим наведеним секторима. [22]

Стратегија заштите животне средине – Зелена агенда Републике Србије за период 2024 – 2033. године повезана је са бројним документима јавних политика (стратегијама и програмима) који су већ усвојени или су у изради. Тако је, крајем 2023. године, усвојен програм прилагођавања на измењене климатске услове за период од 2023. до 2030. године, којим се предвиђају мере за повећање отпорности на климатске промене, ради одржања и потенцијалног побољшања добробити људи, привреде и животне средине у Републици Србији.

Затим, ова Стратегија повезан је и са Интегрисаним националним енергетским и климатским планом Републике Србије за период од 2030. са визијом до 2050. године, којим се постављају циљеви чије остваривање треба да допринесе здравијој животној средини, сигурнијем снабдевању енергијом уз више зелене енергије, као и енергетској независности уз ефикасно и економично управљање процесом декарбонизације. [23]

4. ДЕКАРБЕНИЗАЦИЈА ЕНЕРГЕТСКОГ СЕКТОРА И ТРЕНДОВИ У ПРОИЗВОДЊИ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ ИЗ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА У СВЕТЛУ ИСПУЊАВАЊА ЦИЉЕВА КЛИМАТСКИХ СПОРАЗУМА

За ублажавање последица климатских промена пресудно је смањење емисија гасова са ефектом стаклене баште, које потичу из енергетског сектора. Овај сектор је на прекретници ка постизању тог циља, и то декарбонизацијом производње електричне енергије, с једне стране, и пребацивањем грејања и транспорта на електричну енергију, с

друге. Такође, декарбонизација производње електричне енергије увелико зависи од масовног увођења обновљивих извора енергије. Пројекције IRENA-IEA показују да ће у сценарију одржавања глобалног загревања на нивоу испод 2° C, снабдевање из обновљивих извора енергије чинити 65% од укупног снабдевања енергијом из свих извора енергије, у 2050. години. Штавише, употреба обновљивих извора енергије довешће до смањења емисија гасова са ефектом стаклене баште за око 37%. [24]

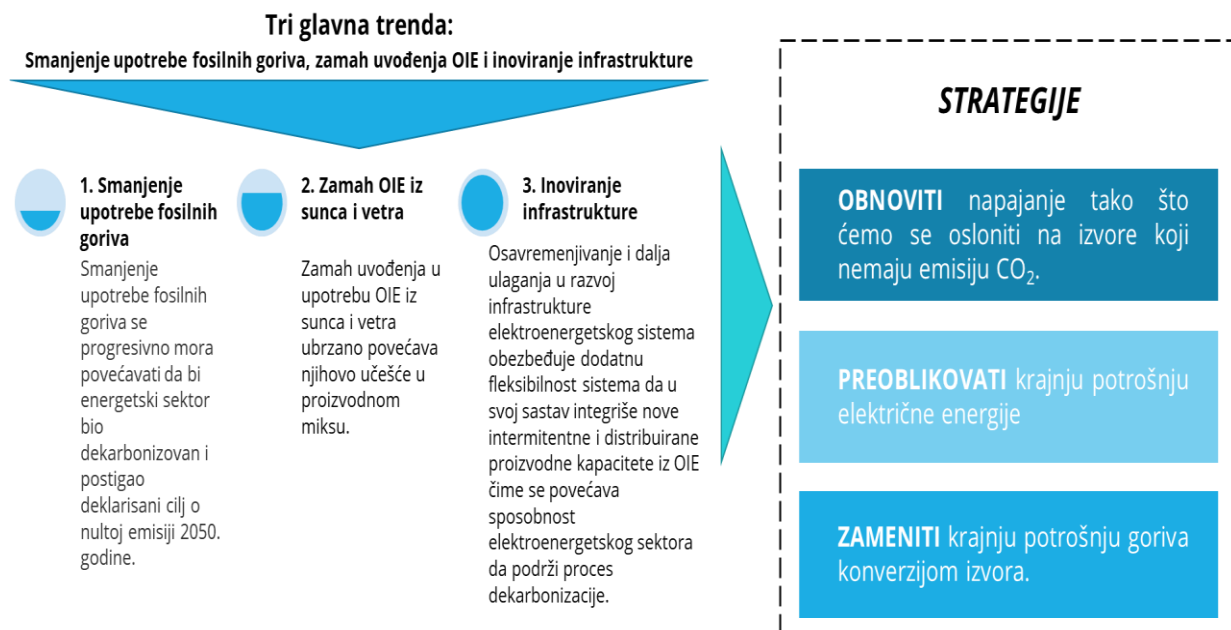
Да би се добила чиста енергија морају се узети у обзир глобални еколошки проблеми и проблеми енергетског дефицита, као јединствена целина. Декарбонизација је процес који је настао као последица климатских промена, са једне стране, и смањених резерви фосилних горива, са друге стране. Стога су се морали развити механизми, односно морао се пронаћи начин како би се развила производња енергије из обновљивих извора. Међу овим изворима предњаче, када се узму у обзир технолошки напредак и трендови у изградњи, ветроелектране и соларне електране. [25]

Према прогнози Међународне асоцијације за обновљиве изворе енергије (*International Renewable Energy Association – IRENA*), очекује се да ће процес декарбонизације производње електричне енергије бити завршен до 2050. године. Наведено значи да енергенти као што су угаљ и нафта више неће бити присутни у производњи електричне енергије, док ће природни гас и даље бити у употреби али ће се постепено смањивати његово коришћење. [26]

Досадашњи начин производње електричне енергије није одржив из два разлога. Прво, резерве фосилних горива су ограничене и у великој мери исцрпљене. Друго, производња електричне енергије из фосилних горива нарушава животну средину. Проблем угрожавања животне средине због сагоревања фосилних горива у толикој мери се сматра озбиљним, да се повезује са проблемом одрживог развоја човечанства. Многе земље су прихватиле овај проблем и интензивно започеле процес декарбонизације производње електричне енергије кроз изградњу обновљивих извора енергије

Крајњи циљ наведених мера је климатски неутрална Европа до 2050. године, што се поклапа са сврхом Париског споразума да се пораст глобалне температуре одржи знатно испод 2 ° C, као и да се наставе напори да се одржи на 1,5° C. С тим у вези, енергетски сектор ће се суочити са великим променама које енергетска транзиција са собом носи. Посебну улогу у овој транзицији имаће електроенергетски сектор, јер се од њега очекује да омогући осталим секторима да буду електрификовани или електрифицирајући.

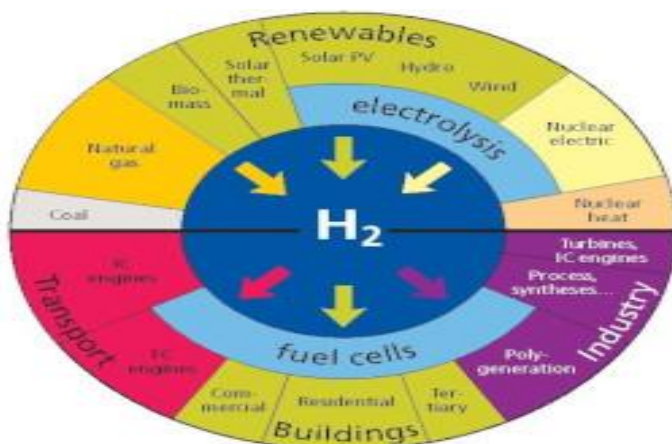
На том путу уочавају се три главна тренда и, у складу са тим, три главне стратегије, како би се постигли циљеви декарбонизације, што је приказано на следећој слици.



Слика 1: Трендови и стратегије декарбонизације у електроенергетском сектору

Обнављање напајања ослањањем на изворе који немају емисију CO₂ отвара простор за даљу изградњу и употребу обновљивих извора енергије. На крају, замена крајње потрошње горива конверзијом извора енергије, у први план ставља електричну енергију која може и треба да замени већину потрошње која се заснива на нафти и гасу у транспорту, грејању и другим индустријским секторима, а у циљу декарбонизације. Дакле, интеграција енергетског система подразумева да се систем планира и да функционише као целина, повезујући носиоце енергије, инфраструктуру и секторе потрошње.[27]

Да би остварила своје циљеве Европска комисија је усвојила стратегију за интеграцију енергетског система (*EU Strategy for Energy System Integration*) и посебну, посвећену водонику, као стратегију за климатски неутралну Европу (*A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*).

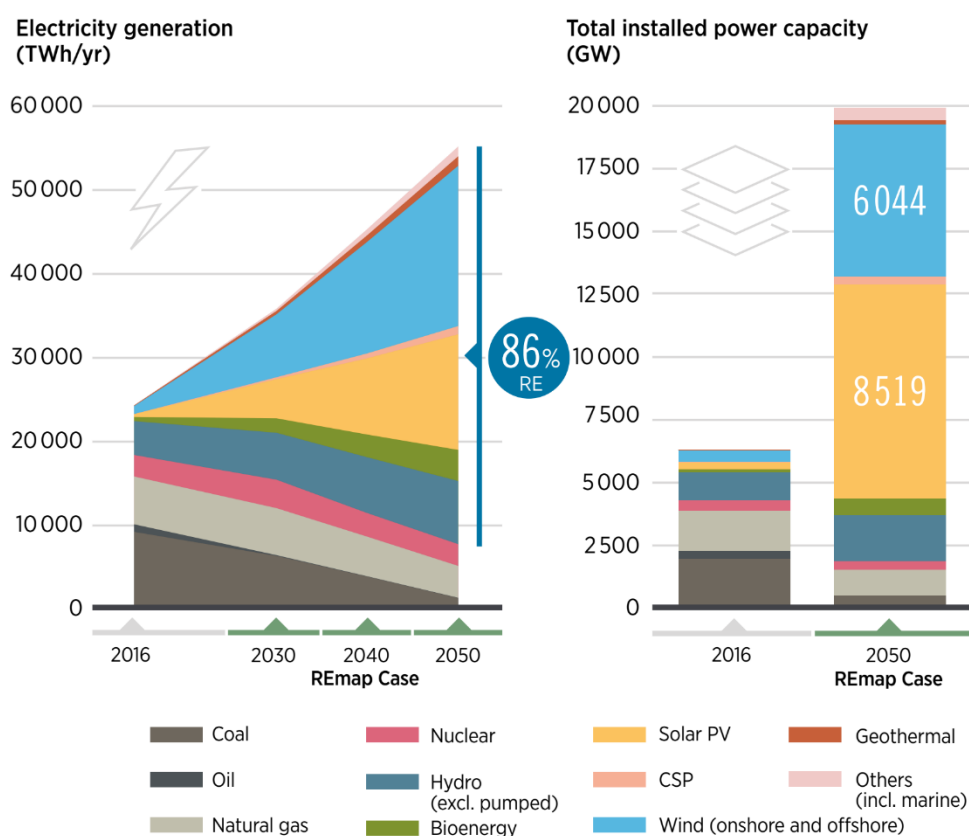


Слика 2: Да ли је водоник гориво будућности?

Ово питање сликовито се илуструје као систем у коме електрична енергија која покреће аутомобиле може да долази из соларних панела на крововима зграда, које се греју топлотном енергијом из оближње фабрике, која користи чисти водоник, произведен електричном енергијом, добијеном из ветра на оближњој обали.

Када је у питању наша земља, која тренутно добија преко 70% електричне енергије из лигнита, такође се очекује интензивирање процеса декарбонизације производње електричне енергије. Из тог разлога, изучавање потенцијала, ресурса и резерви обновљивих извора енергије има посебан национални значај. Наравно, стабилност електроенергетског система и сигурно снабдевање крајних потрошача електричном енергијом су приоритети који нам за право дају развијање пројеката нуклеарних електрана и замена термокапацитета истим. Обезбеђење базне и балансиране енергије у деценијама пред нама биће основа стабилности и ефикасности електроенергетског система.

По питању спровођења пакета мера Европске уније „Чиста енергија за све Европљане“ за шта су потребне суштинске промене у организацији тржишта електричне енергије како би она постала флексибилнија и више по мери купаца, наша земља је омогућавањем примене нових модела попут складиштења енергије, електричних возила, агрегатора и прозјумера већ учинила изванредан помак у правцу очекиваних промена.[26]



Слика 3: Прогнозирани тренд пораста глобалне потрошње електричне енергије (извор: *International Renewable Energy Association – IRENA*)

На слици се уочава да се, према наведеној прогнози, очекује да ће обновљиви извори енергије чинити 86% укупне производње енергије до 2050. године. Од тога, 3/5

производње би требало да долази из соларних електрана и ветроелектрана. Даље се процењује да ће 2050. укупна инсталисана снага фотонапонских електрана бити око 8500 GW_p, а ветроелектрана око 6000 GW, док ће остале технологије, као што су електране на биомасу, електране за конверзију морских таласа, плиме и осеке, као и геотермалне електране имати неупоредиво мање учешће од ветроелектрана и соларних електрана.[28]

5. ЗАКЉУЧАК

Полазећи од тога да се на тржишту електричне енергије дешавају промене увођењем нових актера у складу са захтевима важеће регулативе ЕУ, као и са новим захтевима који се огледају у спровођењу Четвртог енергетског пакета Европске уније, несумњиво је да постоји потреба за иновативним приступом тржишту електричне енергије и регулацији ради постизања климатских циљева и циљева енергетске политике, са циљем повећања флексибилности електроенергетског система у свим својим аспектима.

Све већа употреба обновљивих извора енергије постаје стварност на коју се треба навићи. Стога, произвођачи треба да примењују нове технологије и начине производње, а потрошачи да мењају своје навике у потрошњи. Наведено је неопходно како би се ограничени енергетски ресурси сачували, а самим тим и очувала здрава животна средина како за садашње, тако и за генерације које долазе. С тим у вези, област обновљивих извора енергије постаје све значајнија у данашњем времену и захтева доста пажње и изучавања. У прилогу томе да смо на путу ка декарбонизованој будућности говоре и прописи који су већ усвојени, како на нивоу Европске уније, тако и код нас. У временима која долазе очекује се још већи пораст коришћења обновљивих извора енергије, упоредо са порашћу еколошке свести свих актера на енергетском тржишту.

Целокупан процес декарбонизације даје нам прилику да убрзано овладамо технологијама и знањима неопходним за имплементацију свих видова енергије (нуклеарна, хидроген, биомаса, соларне, ветаро).

Имајући у виду да је створен правни оквир за улазак на тржиште нових учесника, као што су агрегатори, складиштари, а имајући у виду и захтеве за спајањем тржишта електричне енергије, оператори система у сарадњи са Агенцијом за енергетику биће суочени су са изазовом да на најоптималнији начин уреде функционисање организованог тржишта електричне енергије. Поред тога, регулаторно тело имаће посебно захтеван задатак да, у складу са новим надлежностима, обезбеди механизме за ефикасан надзор над функционисањем тржишта електричне енергије.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Драгана Барјактаревић, Угљеша Марковић, *Правни и институционални оквир за раст и развој енергетског сектора Републике Србије и улога АЕРС-а у овом процесу*, Факултет за пословне студије и право Универзитета „Унион – Никола Тесла“, Београд 2021.

[2] Ibid.

[3] Љубо Маћић, „Регулација енергетског сектора Србије, стање и перспективе“, *Агенција за енергетику Републике Србије*, Београд 2017.

[4] Ibid.

[5] I Sanford V. Berg, Regulatory Functions Affecting Renewable Energy in Developing Countries, *The Electricity Journal*, July 2013.

[6] Закон о ратификацији Уговора о оснивању Енергетске заједнице између Европске заједнице и Републике Албаније, Републике Бугарске, Босне и Херцеговине, Републике Хрватске, Бивше Југословенске Републике Македоније, Републике Црне Горе, Румуније, Републике Србије и Привремене Мисије Уједињених нација на Косову у складу са Резолуцијом 1244 Савета безбедности Уједињених нација - УЕнЗ, *Сл. гласник РС*, бр. 62/06.

[7] Драгана Барјактаревић, Аца Марковић, Жељко Марковић, „Улога регулаторних тела у адаптацији, транспоновању и имплементацији прописа ЕУ у области енергетике – стање у Србији и региону“, 34. саветовање CIGRE Србија, 2019.

[8] Закон о потврђивању споразума из Париза, „*Службени гласник РС – Међународни уговори*“, бр. 4/17.

[9] Драгана Барјактаревић, „Мере и подстицаји за коришћење обновљивих извора енергије“, LEMIMA 2021, Факултет за пословне студије и право Универзитета „Унион – Никола Тесла“ у Београду.

[10] Ibid.

[11] Закон о изменама и допунама Закона о енергетици, „*Службени гласник РС*“, бр. 94/24.

[12] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Text with EEA relevance.), *Official Journal L 328*, 21.12.2018, p. 82–209.

[13] Д. Барјактаревић, „Мере и подстицаји за коришћење обновљивих извора енергије“, LEMIMA 2021.

[14] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године, „*Службени гласник РС*“, бр. 94/24.

[15] Наташа М. Томић, *Нуклеарна енергија – ризици и контрола*, Задужбина Андрејевић, Београд 2003.

[16] Вукасовић В., Развој науке и технологије и међународно право: неке од основних карактеристика утицаја научно-технолошког развоја на међународно право, Београд, 1978.

[17] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2040. године са пројекцијама до 2050. године, „*Службени гласник РС*“, бр. 94/24.

[18] Акциони план за спровођење Софијске декларације о Зеленој агенди за Западни Балкан 2021.-2030.

https://www.google.com/search?rlz=1C1GCEs_enRS921RS921&sxsrf=ALiCzsYtXXzfrHf7xn6C6BS-

[T63m_5YpJQ:1652879341533&q=Akcioni+plan+za+spрово%20C4%91enje+Sofijske+deklaracije+o+Zelenoj+agendi+za+Zapadni+Balkan+2021.-2030.&spell=1&sa=X&ved=2ahUKEwiUuYiwj-n3AhUxRvEDHUV8AvsQBSgAegQIARA2&biw=1680&bih=907&dpr=1](https://www.google.com/search?rlz=1C1GCEs_enRS921RS921&sxsrf=ALiCzsYtXXzfrHf7xn6C6BS-T63m_5YpJQ:1652879341533&q=Akcioni+plan+za+spрово%20C4%91enje+Sofijske+deklaracije+o+Zelenoj+agendi+za+Zapadni+Balkan+2021.-2030.&spell=1&sa=X&ved=2ahUKEwiUuYiwj-n3AhUxRvEDHUV8AvsQBSgAegQIARA2&biw=1680&bih=907&dpr=1), приступљено

14.04.2025. године.

[19] Зелена агенда за Србију, <https://europa.rs/zeleno-agenda-za-srbiju/>, приступљено 16.04.2025. године.

[20] Центар за животну средину, техничке прописе, квалитет и друштвену одговорност, 2020, „Зелена агенда“ за западни Балкан, https://api.pks.rs/storage/assets/Zelena%20agenda%20za%20Zapadni%20Balkan_info.pdf, приступљено 15.04.2025. године.

[21] Драгана Барјактаревић, „Одрживи развој и циркуларна економија“, Факултет за пословне студије и право Универзитета „Унион – Никола Тесла“ у Београду, 2022.

- [22] Драгана Барјактаревић, „Стратегијски аспекти очувања и заштите животне средине у Републици Србији“, Факултет за пословне студије и право Универзитета „Унион – Никола Тесла“ у Београду, 2025.
- [23] Министарство заштите животне средине: Стратегија заштите животне средине – Зелена агенда Републике Србије за период 2024 – 2033. године,
<https://ekologija.gov.rs/informacije-od-javnog-znacaja/javne-rasprave/javni-poziv-za-ucescenje-javnosti-u-procesu-konsultacija-u-vezi-sa-izradom-strategije-zastite-zivotne-sredine-zelena-agenda-republike-srbije-za-period-2024-2033-godine>, приступљено 16.04.2025. године.
- [24] Д. Барјактаревић, У. Марковић, 2021.
- [25] Јован Микуловић и Жељко Ђуришић, Соларна енергетика, Академска мисао, 2019.
- [26] Ibid.
- [27] Д. Барјактаревић, У. Марковић, 2021.
- [28] Комерцијални прозјумер–решење за привреду да се декарбонизује и обезбеди стабилно снабдевање електричном енергијом,
<https://balkangreenenergynews.com/rs/komercijalni-prozjumer-resenje-za-privredu-da-se-dekarbonizuje-i-obebedi-stabilno-snabdevanje-elektricnom-energijom/>, приступљено 17.04.2025. године.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.02)**C5.02****AUKCIJSKA PLATFORMA ZA KUPOVINU ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA
NADOKNADU GUBITAKA U PRENOSNOM SISTEMU****AUCTION PLATFORM FOR PROCUREMENT OF ELECTRICAL ENERGY FOR
COVERING TRANSMISSION SYSTEM LOSSES****Jadranka Janjanin, Željko Jovanović, Ružica Ašanin***

Kratak sadržaj: EMS AD Beograd je u toku 2024. godine implementirao aukcijsku platformu za kupovinu i prodaju električne energije (u daljem tekstu aukcijska platforma), kojoj je prevashodna uloga kupovina električne energije za nadoknadu gubitaka. Aukcijska platforma je razvijena zajednički sa slovenačkom kompanijom i podržava nabavku električne energije na različitim vremenskim intervalima, sa različitim dijagramima i sa više algoritama za proglašenje pobednika na aukcijama. EMS AD Beograd je sa slovenačkom kompanijom kroz projekat implementacije aukcijske platforme pokušao da otkloni nedostatke koji su postojali prilikom prethodno implementirane aukcijske platforme kako bi ostavio sebi više mogućnosti za sprovođenje nabavke i privukao veći broj učesnika na aukcijama. U radu se detaljno opisuje specifikacija procesa rada platforme, ističu se karakteristike koje doprinose efikasnom radu i iznose razlozi za takav odabir funkcionalnosti. Kroz nekoliko primera sprovedenih aukcija čitaoci se upoznaju sa redosledom koraka u cilju uspešnog sprovođenja aukcije, odnosno optimalne nabavke električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu.

Ključne reči: *Aukcijska platforma, Aukcija, Bilateralna trgovina*

Abstract: EMS JSC Belgrade implemented an auction platform for the procurement and sale of electrical energy (hereinafter the auction platform) during 2024. The primary role of the auction platform is the procurement of electrical energy to cover for transmission system losses. The auction platform was developed jointly with the Slovenian company and supports procurement of electrical energy at different time intervals, with different diagrams and with multiple algorithms for declaring the winner of the auctions. EMS JSC Belgrade together with the Slovenian company, through the project of implementing the auction platform, tried to eliminate the shortcomings that existed during the previously implemented auction platform in order to leave more opportunities for procurement and attract a larger number of participants in the auctions.

* Jadranka Janjanin, EMS AD Beograd, jadranka.janjanin@ems.rs
Željko Jovanović, EMS AD Beograd, zeljko.jovanovic@ems.rs
Ružica Ašanin, EMS AD Beograd, ruzica.asanin@ems.rs

The paper describes in detail the specification of the platform's work process, highlights the features that contribute to efficient work and presents the reasons for such a choice of functionality. Through several examples of conducted auctions, readers are introduced to the sequence of steps in order to successfully conduct the auction, that is, optimal procurement of electrical energy for covering transmission system losses.

Key words: *auction platform, Auction, Bilateral trading*

1 DONOŠENJE ODLUKE O IMPLEMENTACIJI AUKCIJSKE PLATFORME

Operator prenosnog sistema u Srbiji dužan je da nabavi električnu energiju za nadoknadu tehničkih gubitaka u prenosnoj mreži (u daljem tekstu. gubici) u skladu sa transparentnim, nediskriminatornim i tržišnim principima, [1].

Poslovna odluka o načinu nabavke električne energije za nadoknadu gubitaka donosi se nakon izvršene prognoze gubitaka na godišnjem horizontu, sprovedene analize tržišta i specifičnostima tržišta električne energije. Operatoru prenosnog sistema u Srbiji na raspolaganju su sledeće mogućnosti:

- kupovina električne energije samo na bilateralnom tržištu električne energije,
- kupovina električne energije samo na organizovanom tržištu električne energije,
- delimična kupovina električne energije na bilateralnom tržištu električne energije i delimična kupovina i prodaja električne energije na organizovanom tržištu električne energije, [2].

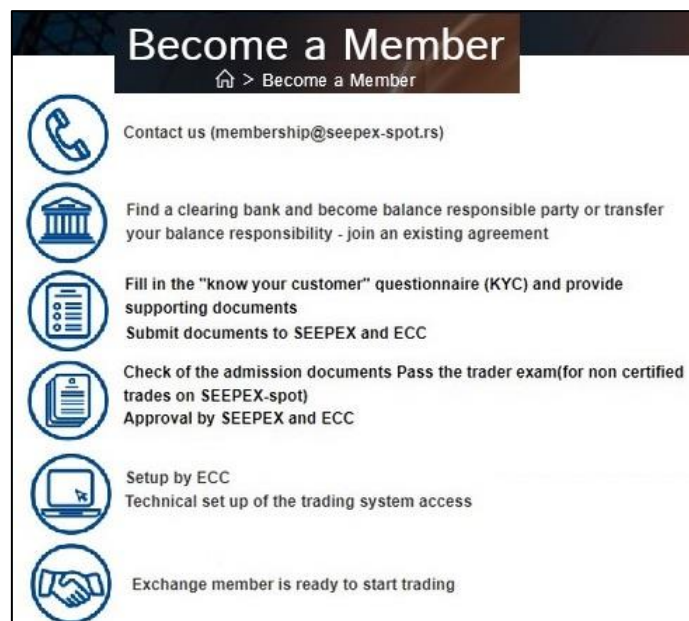
Osvrnućemo se na specifičnosti dva gore pomenuta tržišta električne energije.

Bilateralno tržište električne energije je tržište na kome se električna energija direktno kupuje i prodaje između učesnika na tržištu na osnovu ugovora o snabdevanju električnom energijom, [1]. Ukoliko učesnici na tržištu poseduju odgovarajuću licencu i ukoliko je ponuda za obe strane odgovarajuća ne postoji prepreka da se sklopi međusobni ugovor o snabdevanju.

Organizovano tržište električne energije je institucionalno uređen odnos između ponude i tražnje učesnika na tržištu električne energije sa unapred određenim standardizovanim produktima i fizičkom isporukom, na vremenskom okviru dan unapred i unutar dana, [1]. Ukoliko učesnik na tržištu želi da kupuje ili prodaje električnu energiju na organizovanom tržištu električne energije potrebno je da postane član. U slučaju organizovanog tržišta električne energije u Srbiji SEEPEX (u daljem tekstu SEEPEX), sticanje statusa člana se sprovodi shodno koracima na Slici 1, [3].

Navedeni koraci na Slici 1 ukazuju da je potrebno da kompanija koje želi da se registruje na SEEPEX zadovolji odgovarajuće poslovne kapacitete, odnosno da rad na SEEPEX neće biti moguć za sve učesnike na tržištu sa licencom sa snabdevanje električnom energijom.

Učesnicima na tržištu električne energije preko European Energy Exchange AG (EEX), na raspolaganju su fjučersi električne energije uz finansijsko poravnanje za područje tržišta Srbije na nedeljnom, mesečnom, kvartalnom i godišnjem vremenskom horizontu.



Slika 1: Koraci u sticanju statusa člana na SEEPEX

Finansijsko poravnanje se izvršava u odnosu na postignutu cenu na dan unapred na SEEPEX, [4]. Kako su tržišta električne energije u delu jugoistočne Evrope volatilna kolaterali i margine neophodne za kupovinu fjučersa električne energije na dužim vremenskim periodima predstavljaju veliki finansijski izazov za kompanije.

Uzimajući u obzir specifičnosti rada sa fjučersima električne energije uz finansijsko poravnanje u Srbiji, specifičnosti rada organizovanog tržišta električne energije u Srbiji, mogućnosti koje nudi bilateralno tržište električne energije u Srbiji i potrebe EMS AD Beograd za električnom energijom za nadoknadu gubitaka, EMS AD Beograd se odlučio da razvije aukcijsku platformu za kupovinu električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu. Nakon uspešno završene javne nabavke EMS AD Beograd zajedno sa izabranim pružaocem usluge, odnosno slovenačkom firmom, razvija aukcijsku platformu u skladu sa svojim potrebama.

2 OSNOVNE KARAKTERISTIKE AUKCIJSKE PLATFORME

Aukcijska platforma omogućava operatoru prenosnog sistema da sprovede kupovinu električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu na bilateralnom tržištu u skladu sa unapred definisanim uslovima koji se zasnivaju na transparentnosti, nediskriminatornosti i tržišnim principima.

Aukcijska platforma omogućava svakom registrovanom učesniku javnost svake aukcije, elektronsko nadmetanje, jasno definisane faze aukcije, jedinstven način podnošenja ponude, automatsko biranje najbolje ponude u vidu količina električne energije i cena.

2.1 Registracija učesnika

U cilju eliminacije ljudske greške i pružanja mogućnosti podnošenja zahteva za registraciju nezvezano za radno vreme operatora prenosnog sistema aukcijska platforma podržava automatsko podnošenje zahteva za sticanje statusa registrovanog učesnika.

Zainteresovani učesnik na tržištu pristupanjem web registracionoj stranici aukcijske platforme dobija mogućnost da unošenjem svojih podataka i iskazivanjem zainteresovanosti za odgovarajuće učestvovanje na aukcijama podnese zahtev.

Zahtev se na osnovu unetih podataka, sadržaja u našim bazama podataka i prikupljanjem informacija sa eksternih sajtova automatski proverava.

U slučaju neispunjavanja predefinisanih uslova podnosilac zahteva dobija informaciju o odbijanju podnetog zahteva za registraciju, u protivnom ulazi u dalji proces registracije, odnosno dobija putem web registracione stranice aukcijske platforme odgovarajući ugovor na potpisivanje.

Potpisivanje odgovarajućeg ugovora se odvija van aukcijske platforme, ali se u ovoj platformi arhiviraju najznačajniji elementi ugovora.

2.2 Kreiranje aukcija

Operator prenosnog sistema kreira aukcije u skladu sa prethodno usvojenim planom kupovine električne energije za gubitke. Svaka aukcija mora biti određena količinom energije, satnim dijagramom, trajanjem, pravilima koja se odnose na njeno sprovođenje.

2.2.1 Vremenski horizonti za sprovođenje aukcija

Operator prenosnog sistema pomoću aukcijske platforme želeo je kada govorimo o dugoročnim ugovorima da prevaziđe visoke kolaterale i margine koje su prisutne na tržištu derivatima električne energije, a kada govorimo o kratkoročnim ugovorima da omogući sebi još jedan način da obezbedi potrebne količine električne energije za nadoknadu gubitaka u slučaju visokih cena na SEEPEX ili nedostajuće količine električne energije na unutardnevnom tržištu na SEEPEX.

U aukcijskoj platformi na raspolaganju su opcije za sprovođenje godišnjih, kvartalnih i mesečnih aukcija, koje spadaju u grupu dugoročnih aukcija, odnosno dnevne i unutardnevne aukcije, koje spadaju u grupu kratkoročnih aukcija.

Preduslovi za registraciju za učesnike na tržištu nisu identični za dugoročne i kratkoročne aukcije, jer i izloženost rizicima za operatora prenosnog sistema nije isti.

2.2.2 Tipovi aukcija

Optimizacija troškova nabavke električne energije za gubitke je ključni element prilikom osmišljavanja nabavke električne energije i izrade plana kupovine. Razvijena su tri tipa aukcija koji će pomoći da se kroz različite algoritme što efikasnije sprovede kupovina električne energije, da se resursi najbolje iskoriste i nabavka sprovede što je povoljnije moguće.

U radu aukcijske platforme prepoznaju se sledeći tipovi aukcija:

- nadmetanje ukupna količina,
- nadmetanje delimična količina,
- „minimalni trošak“.

Tip aukcije nadmetanje ukupna količina dozvoljava učesnicima da ponude isključivo ukupno traženu količinu dok cenu mogu da poboljšavaju (smanjuju) sa svakom novom ponudom. Svi učesnici u toku aukcije vide najbolju cenu i svoj rang.

Tip aukcije nadmetanje delimična količina dozvoljava učesnicima da ponude deo tražene količine ili ukupnu količinu uz odgovarajuću cenu. Nova ponuda mora da bude poboljšana što se postiže smanjenjem cene i/ili povećanjem količine. Svi učesnici u toku aukcije vide rangiranje količine i cene.

Tip aukcije „minimalni trošak“ omogućava da svaki učesnik dostavi veći broj aukcija u paru cena i količina vodeći računa da zbir ponuđenih količina ne prevaziđe količinu koja se nabavlja na aukciji. Učesnici nemaju mogućnost uvida u svoj rang u toku dostavljanja ponuda.

Operator prenosnog sistema će na osnovu stanja na tržištu električne energije odlučivati o tipu aukcije koji će se primenjivati.

2.2.3 Algoritmi za podelu količina i formiranje konačnih cena

Aukcijska platforma omogućava operatoru prenosnog sistema da primeni različite algoritme za podelu količina i formiranje konačnih cena. Operatoru prenosnog sistema na raspolaganju su sledeći algoritmi:

- rangiranje po ceni sa srazmernom podelom – ponude se rangiraju po ceni od najniže do najviše do popunjavanja tražene količine u aukciji. Ukoliko postoji više ponuda sa istom cenom do popunjavanja tražene količine, ove ponude se dele proporcionalno;
- rangiranje po ceni uzimajući u obzir vreme prijema - ponude se rangiraju po ceni od najniže do najviše do popunjavanja tražene količine u aukciji. Ukoliko ponude imaju istu cenu prioritet se daje ponudi koja je prva primljena;
- rangiranje po ceni i količini uzimajući u obzir vreme prijema – ponude se rangiraju po ceni od najniže do najviše, a ukoliko je ista cena po količini od najveće do najmanje. Ukoliko ponude imaju istu cenu i količinu prioritet se daje ponudi koja je prva primljena;
- rangiranje po vremenu prijema – ponude se rangiraju isključivo po vremenu prijema;
- srazmerna podela – sve primljene ponude se dele proporcionalno u odnosu na traženu količinu neuvazavajući cenu i količinu;
- umanjeni troškovi sa kupovinom veće količine – algoritam koji omogućava da se nabavi veća količina od tražene kako bi se minimizirao ukupni trošak.

2.2.4 Deljivost ponude

Operator prenosnog sistema prilikom razvijanja platforme uzeo je u obzir specifičnosti proizvodnih modula koji svoju proizvodnju mogu da ostvaruju samo u određenom opsegu i u dužem vremenskom periodu i odlučio se da ostavi mogućnost učesnicima u aukcijama da se izjasne da li će njihova ponuda biti deljiva ili nedeljiva. U skladu sa tim operator prenosnog sistema prilikom kreiranja aukcije u aukcijskoj platformi može dozvoliti učesniku u aukciji da se odluči da li njegova ponuda mora biti u potpunosti prihvaćena ili dozvoljava delimično prihvatanje količine.

2.3 Podnošenje i validacija ponuda

Samo registrovani učesnici imaju mogućnost učestvovanja u aukcijama i podnošenja ponuda. Ponude se mogu dostaviti:

- elektronskom poštom u predefinisanoj formatu sa prethodno poznatih elektronskih adresa,
- u aplikaciji unosom predefinisanoj formata,
- u aplikaciji direktnim unosom ponuda.

Ponude se dostavljaju u periodu određenom za njihovo dostavljanje. Obaveštavanje o vremenu za dostavljanje ponuda učesnik na aukciji dobija kroz objavu aukcije.

Bez obzira na izabrani način dostavljanja ponude svaku ponudu aukcijska platforma validira. Na osnovu validacije učesnik na aukciji prima informaciju o statusu svoje ponude direktno na aukcijskoj platformi ili putem elektronske pošte koja obuhvata saznanje da li je ponuda prihvaćena ili odbijena i razlog odbijanja, za aukcije u formatu nadmetanja takođe dobija prikaz najbolje ponude i rang podnete ponude.

Pregled svih primljenih ponuda, njihove validacije i informacije dostavljene učesnicima na aukciji operatoru prenosnog sistema su dostupni kroz logove u aukcijskoj platformi.

2.4 Rangiranje ponuda

Rangiranje ponuda zavisi će od izabranog tipa aukcija, deljivosti ponuda i izabranog algoritma za podelu količina i formiranje konačnih cena. Kroz poglavlje 2.2 u nekoliko tačaka smo već pomenuli rangiranje pa ćemo ovde samo detaljno obraditi algoritam koji se primenjuje prilikom rangiranja ponuda.

U slučaju formata nadmetanja (tipovi aukcija nadmetanje ukupna količina i nadmetanje delimična količina) u toku vremena za dostavljanje ponuda rangiranje prispelih ponuda se sprovodi u kontinuitetu.

Za tip aukcije nadmetanje ukupna količina rangiranje se vrši po ceni. Niža cena ima prioritet. S obzirom da se kod ovog tipa aukcija dostavlja ukupno tražena količina deljivost ponude neće imati efekat na rangiranje, međutim ukoliko više ponuda ima istu cenu rangiranje će se sprovesti u skladu sa izabranim algoritmom za podelu količina i formiranje konačnih cena.

Za tip aukcije nadmetanje delimična količina rangiranje se prvenstveno vrši po ceni. Niža cena ima prioritet. Ukoliko je više ponuda sa istom cenom prioritet se daje ponudi sa većom količinom. Kod ovog tipa aukcija moguće je dozvoliti da se učesnik na aukciji izjasni da li mu je ponuda deljiva ili ne. U slučaju da ponuda nije deljiva i nije prvorangirana može se dogoditi da bez obzira na povoljniju cenu u odnosu na ponude sa višom cenom neće biti uzeta u razmatranje. Poslednji korak u rangiranju za ovaj tip aukcije biće algoritmom za podelu količina i formiranje konačnih cena.

Za tip aukcije „minimalni trošak“ rangiranje prispelih ponuda se vrši nakon isteka vremena za podnošenje ponuda. Učesnik na aukciji ima pravo da dostavi više ponuda sa različitim količinama i cenama. Zbir količina u dostavljenim ponudama ne sme biti veći od tražene količine na aukciji.

Aukcijska platforma ne smatra validnom aukcijsku ponudu koja u zbiru sa prethodnim ponudama istog učesnika na aukcijama daje količinu veću od tražene bez obzira na cenu. Prioritet se daje validnim ponudama sa nižom cenom. U rangiranju se ne uzima u obzir vreme prijema ponude. Konačno rangiranje zavisice od izabranog algoritma za podelu količina i formiranje konačnih cena.

2.5 Rezultati aukcija

Nakon zatvaranja uspešno sprovedene aukcije operatoru prenosnog sistema i učesnicima na aukciji nisu dostupne iste informacije.

Operatoru prenosnog sistema dostupne su sledeće informacije (Slika 2):

- period isporuke i vreme,
- podnosilac ponude,
- identifikacija ponude,
- snaga u ponudi [MW],
- cena ponude [EUR/MWh],
- prihvaćena snaga iz ponude [MW],
- postignuta cena [EUR/MWh],
- ukupna količina [MWh],
- ukupna vrednost [EUR],
- procenat u ukupno dodeljenoj snazi [%].

Bidder	Bid Qty (MW)	Bid Price (€/MWh)	Awarded Qty (MW)	Awarded Price (€/MWh)	Awarded Amount (€)	% of Tot. Award. Qty	
Bidder-1	10	50	8	50	500	10,26	Details
Bidder-2	20	45	15	45	900	19,23	Details
Bidder-3	15	55	10	55	825	12,82	Details
Bidder-4	30	60	25	60	1.800	32,05	Details
Bidder-5	25	40	20	40	1.000	25,64	Details
Count: 5	Sum: 100	Avg: 50	Sum: 78	Avg: 50	Sum: 5.025		

Slika 2: Rezultat aukcije

Učesnicima u aukciji dostupne su sledeće informacije:

- detalji aukcije (identifikacija aukcije, naziv aukcije, vreme početka i završetka trajanja aukcije, tražena količina)
- lista prihvaćenih aukcijskih ponuda (ponuđena snaga [MW], postignuta cena [EUR/MWh], ukupna vrednost [EUR])
- procenat prihvaćenih aukcijskih ponuda u ukupno dodeljenoj snazi [%].

Za učesnike u aukcijama operator prenosnog sistema ima mogućnost da dozvoliti i širu listu dostupnih informacija ukoliko proceni da je izabrana lista nedovoljna.

2.6 Komunikacija između operatora prenosnog sistema i registrovanih učesnika

U svetlu digitalizacije procesa operator prenosnog sistema je u okviru aukcijske platforme razvio podsekciju za podnošenje poruka od strane registrovanog učesnika u vezi različitih aspekata rada platforme kao što su neregularnosti, pitanja u vezi ugovora, žalbe po raznim osnovama.

Podsekcija za podnošenje poruka je prikazan na Slici 3.

Priority	Created	Auction Identification	Subject	Status	
Medium	11. 03. 2024 15:33:54	D_LOSS-1_20240101	Test	Open	View

Slika 3: Podnošenje žalbe operatoru prenosnog sistema preko aukcijske platforme

Ovakav vid komunikacije između registrovanog učesnika i operatora prenosnog sistema omogućava referisanje na konkretan problem, istoriju praćenja komunikacije, jasan status podnete poruke i procenu kvalitetnog rada aukcijske platforme.

3 PRAKTIČNI PRIMERI

Kroz nekoliko primera simuliranih aukcija za kupovinu električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu preko aukcijske platforme prikazaćemo rezultate aukcija.

Pre kreiranja aukcija izvršili smo registraciju učesnika. Određeni broj učesnika je bio registrovan samo za dugoročne aukcije, određeni broj samo za kratkoročne aukcije, a neki učesnici i za dugoročne i za kratkoročne.

Aukcijska platforma je pravilno selektovala učesnike kojima je dostavila objavu aukcije u skladu sa registracijom.

3.1 Tip aukcije nadmetanje ukupna količinama

Sproveli smo aukciju za kupovinu električne energije godišnjeg proizvoda od 10 MW u svakom satu. Odredili smo da je maksimalna cena po kojoj želimo da kupimo električnu energiju 20 €/MWh. Na aukciji je učestvovalo tri učesnika, a njihove ponude i vremena dostavljanja ponuda su prikazani u Tabeli I.

Tabela I: Dostavljene ponude sa vremenima dostavljanja u aukciji tipa nadmetanje ukupna količina

Učesnik na aukciji	Vreme dostavljanja ponude	Ponuda	
		Cena [€/MWh]	Snaga [MW]
Učesnik 2	t	21	10
Učesnik 1	t + 1 s	25	8
Učesnik 1	t + 2 s	25	10
Učesnik 3	t + 3 s	20	10
Učesnik 1	t + 4 s	20	10

Rangiranje dostavljenih ponuda je izvršeno u skladu sa Tabelom II.

Tabela II: Rangiranje ponuda iz Tabele I u aukciji tipa nadmetanje ukupna količina

Rang ponude	Učesnik na aukciji	Vreme dostavljanja ponude	Ponuda		Komentar
			Cena [€/MWh]	Snaga [MW]	
1	Učesnik 3	t + 3 s	20	10	rangiranje po ceni uzimajući u obzir vreme prijema
2	Učesnik 1	t + 4 s	20	10	rangiranje po ceni uzimajući u obzir vreme prijema
0	Učesnik 1	t + 2 s	25	10	ne prihvata se - cena iznad željene
0	Učesnik 2	t	21	10	ne prihvata se - cena iznad željene
0	Učesnik 1	t + 1 s	25	8	ne prihvata se - količina ne odgovara traženoj

U aukciji tipa nadmetanje ukupna količina pobednik na aukciji može biti samo jedan, odnosno to je Učesnik 3 sa ponudom poslatom u t+3 sa cenom od 20 €/MWh.

3.2 Tip aukcije nadmetanje delimična količinama

Sproveli smo aukciju za kupovinu električne energije kvartalnog proizvoda od 10 MW u svakom satu. Odredili smo da je maksimalna cena po kojoj želimo da kupimo električnu energiju 20 €/MWh. Na aukciji je učestvovalo tri učesnika, a njihove ponude, vremena dostavljanja ponuda i da li su ponude deljive ili nedeljive su prikazani u Tabeli III.

Tabela III: Dostavljene ponude sa vremenima dostavljanja u aukciji tipa nadmetanje delimična količina

Učesnik na aukciji	Vreme dostavljanja ponude	Ponuda		
		Cena [€/MWh]	Snaga [MW]	Deljivost
Učesnik 3	t	20	10	Ne
Učesnik 1	t+1	25	12	Da
Učesnik 1	t+2	25	5	Da
Učesnik 2	t+3	20	5	Ne
Učesnik 2	t+4	19	5	Ne
Učesnik 1	t+5	20	5	Da
Učesnik 1	t+6	20	10	Da

Rangiranje dostavljenih ponuda je izvršeno u skladu sa Tabelom IV.

Tabela IV: Rangiranje ponuda iz Tabele III u aukciji tipa nadmetanje delimična količina

Rang ponude	Učesnik na aukciji	Vreme dostavljanja ponude	Ponuda			Komentar
			Cena [€/MWh]	Snaga [MW]	Deljivost	
1	Učesnik 2	t+4	19	5	Ne	rangiranje po ceni i količini uzimajući u obzir vreme prijema
2	Učesnik 3	t	20	10	Ne	rangiranje po ceni i količini uzimajući u obzir vreme prijema
3	Učesnik 1	t+6	20	10	Da	rangiranje po ceni i količini uzimajući u obzir vreme prijema
ne uzima se u obzir, jer je poboljšana	Učesnik 1	t+5	20	5	Da	rangiranje po ceni i količini uzimajući u obzir vreme prijema
ne uzima se u obzir, jer je poboljšana	Učesnik 2	t+3	20	5	Ne	rangiranje po ceni i količini uzimajući u obzir vreme prijema
0	Učesnik 1	t+2	25	5	Da	ne prihvata se - cena iznad željene
0	Učesnik 1	t+1	25	12	Da	ne prihvata se - cena iznad željene i količina iznad tražene

U aukciji tipa nadmetanje delimična količina pobednika može biti više što je prikazano kroz rezultate aukcije u Tabeli V.

Tabela V: Rezultati aukcije iz Tabele III u aukciji tipa nadmetanje delimična količina

Učesnik na aukciji	Vreme dostavljanja	Ponuda			Prihvaćena snaga iz ponude [MW]
		Cena [€/MWh]	Snaga [MW]	Deljivost	
Učesnik 2	t+4	19	5	Ne	5
Učesnik 1	t+6	20	10	Da	5
Učesnik 3	t	20	10	Ne	0

Iz tabele V se vidi da Učesnik 3 nije jedan od pobednika na aukciji bez obzira što je bio drugorangiran, a razlog za to je nedeljivost dostavljene ponude.

3.3 Tip aukcije „minimalni trošak“

Sproveli smo aukciju za kupovinu električne energije mesečnog proizvoda od 10 MW u svakom satu. Odredili smo da je maksimalna cena po kojoj želimo da kupimo električnu energiju 20 €/MWh. Na aukciji je učestvovalo tri učesnika, a njihove ponude, vremena dostavljanja ponuda i verzije su prikazane u Tabeli VI.

Tabela VI: Dostavljene ponude u aukciji tipa „minimalni trošak“

Učesnik na aukciji	Identifikacija ponude	Vreme dostavljanja ponude	Verzija ponude	Ponuda	
				Cena [€/MWh]	Snaga [MW]
Učesnik 1	Bid_1	t	1	25	5
Učesnik 1	Bid_1	t + 2 s	2	20	5
Učesnik 1	Bid_2	t + 3 s	1	20	3
Učesnik 1	Bid_3	t + 4 s	1	15	3
Učesnik 1	Bid_3	t + 5 s	2	15	2
Učesnik 2	Bid_1	t	1	30	5
Učesnik 2	Bid_1	t + 1 s	2	20	5
Učesnik 3	Bid_1	t	1	20	5

Validacija ponuda se odvija u toku vremena za dostavljanje ponuda što je prikazano u Tabeli VII.

Tabela VII: Validacija ponuda iz Tabele VI u aukciji tipa „minimalni trošak“

Učesnik na aukciji	Identifikacija ponude	Vreme dostavljanja ponude	Verzija ponude	Ponuda		Validacija	Komentar
				Cena [€/MWh]	Snaga [MW]		
Učesnik 1	Bid_1	t	1	25	5	Odbijena	ne prihvata se - cena iznad željene
Učesnik 1	Bid_1	t + 2 s	2	20	5	Prihvaćena	
Učesnik 1	Bid_2	t + 3 s	1	20	3	Prihvaćena	
Učesnik 1	Bid_3	t + 4 s	1	15	3	Odbijena	ne prihvata se - zbir snage iznad tražene
Učesnik 1	Bid_3	t + 5 s	2	15	2	Prihvaćena	
Učesnik 2	Bid_1	t	1	30	5	Odbijena	ne prihvata se - cena iznad željene
Učesnik 2	Bid_1	t + 1 s	2	20	5	Prihvaćena	
Učesnik 3	Bid_1	t	1	20	5	Prihvaćena	

Na osnovu prihvaćenih ponuda iz Tabele VII dobijeni su rezultati aukcije prikazani u Tabeli VIII.

Tabela VIII: Rezultati aukcije iz Tabele VI u aukciji tipa „minimalni trošak“

Učesnik na aukciji	Identifikacija ponude	Vreme dostavljanja ponude	Verzija ponude	Ponuda		Prihvaćena snaga iz ponude	Komentar
				Cena [€/MWh]	Snaga [MW]		
Učesnik 1	Bid_3	t + 5 s	2	15	2	2	rangiranje po ceni sa srazmernom podelom
Učesnik 1	Bid_1	t + 2 s	2	20	5	2	rangiranje po ceni sa srazmernom podelom
Učesnik 1	Bid_2	t + 3 s	1	20	3	1	rangiranje po ceni sa srazmernom podelom
Učesnik 2	Bid_1	t + 1 s	2	20	5	2	rangiranje po ceni sa srazmernom podelom
Učesnik 3	Bid_1	t	1	20	5	2	rangiranje po ceni sa srazmernom podelom

Iz Tabele VIII se jasno zaključuje da operator prenosnog sistema nije uspeo da nabavi traženu količinu električne energije usled primenjenog algoritma za rangiranje po ceni sa srazmernom podelom.

4 ZAKLJUČAK

Implementacijom aukcijske platforme operator prenosnog sistema u potpunosti poštuje odrednice Zakona o energetici, umanjuje rizik mogućnosti nabavke dovoljne količine električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu, učesnicima na tržištu pruža jedinstvene informacije fizički centralizovane, doprinosi digitalizaciji procesa i nudi pristupačno i inkluzivno softversko rešenje za prodaju električne energije za nadoknadu gubitaka.

Operator prenosnog sistema je aukcijsku platformu pustio u produkcionu rad 2024. godine, međutim do sada nije sprovedena nijedna aukcija za kupovinu električne energije za nadoknadu gubitaka sa registrovanim učesnicima. Razlog za to je primena Zaključka Vlade Republike Srbije o visini cene električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu koja osigurava likvidno poslovanje operatora prenosnog sistema. Dok se ne steknu uslovi za korišćenje aukcijske platforme operator prenosnog sistema interno simulira sprovođenje aukcija za kupovinu električne energije.

Implementacijom ove aukcijske platforme operator prenosnog sistema je obuhvatio na jednom mestu registrovanje učesnika na tržištu električne energije za učestvovanje na aukcijama za kupovinu električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu, kvalifikaciju ovih učesnika, kreiranje i sprovođenje aukcija za kupovinu električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu za različite proizvode i po različitim principima odabira ponuda, više opcija za dostavljanje ponuda, transparentnost u dostupnosti informacija o procesu nadmetanja i rezultatima aukcija, izveštavanje i za učesnike na aukcijama i za operatora prenosnog sistema.

Očekuje se da će unapređenja u radu aukcijske platforme privući veći broj učesnika na tržištu električne energije da ponude svoje usluge operatoru prenosnog sistema što će doprineti optimizaciji nabavke električne energije za nadoknadu gubitaka.

5 LITERATURA

- [1] Zakon o energetici Republike Srbije („Sl. glasnik RS”, br. 145/2014, 95/2018 – dr. zakon i 40/2021).
- [2] Željko Jovanović, Jadranka Janjanin, Jelena Obradović, "Analiza kvaliteta prognoze gubitaka u prenosnom sistemu u zavisnosti od vremena izrade“, C2-06, CIGRE Crna Gora, maj 2023. godine
- [3] SEEPEX a.d. Beograd, [Internet]. Dostupno na: <https://seepex-spot.rs/become-a-member/>
- [4] SEEPEX a.d. Beograd, [Internet]. Dostupno na: <https://seepex-spot.rs/sr-latn/eex-pxe-serbian-power-futures/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.03)**C5.03****АНАЛИЗА КВАЛИТЕТА ПРОГНОЗЕ ГУБИТАКА НА САТНОМ НИВОУ
УВОЂЕЊЕМ ПЕТНАЕСТОМИНУТНОГ ОБРАЧУНСКОГ ИНТЕРВАЛА****ANALYSIS OF LOSS FORECAST QUALITY ON AN HOURLY BASIS WITH THE
INTRODUCTION OF A FIFTEEN-MINUTE SETTLEMENT INTERVAL****Александар Васковић, Ружица Ашанин, Јадранка Јањанин***

Кратак садржај: Законом о изменама и допунама Закона о енергетици извршено је усклађивање са правном тековином Европске уније о електричној енергији ради остваривања климатске неутралности до 2050. године. Мали корак, али неопходан у спајању националног тржишта електричне енергије у јединствено европско тржиште је прелазак са сатног на петнаестоминутни обрачунски интервал на балансном тржишту електричне енергије, односно обрачун одступања балансно одговорних страна се спроводи на крајем временском интервалу. Ова чињеница подстиче оператора преносног система као одговорног за куповину електричне енергије за надокнаду губитака у преносном систему да преиспита досадашњи начин прогнозе губитака у преносном систему који се ради на сатном интервалу. Тежња оператора преносног система је да прогноза губитака у преносном систему буде што прецизнија, односно да се минимизирају одступања прогнозе на обрачунском интервалу у односу на обрачунске вредности. Циљ овог рада је да се преиспита да ли ће увођење веће временске резолуције, односно прелазак са сатног на петнаестоминутни обрачунски интервал побољшати тачност прогнозе губитака у преносном систему. Анализа ће се спровести коришћењем историјских података прогнозе на сатном нивоу и обрачунских података на петнаестоминутном нивоу и њиховог утицаја на прецизност предикције. На основу добијених резултата, доноси се закључак о потребним корацима оператора преносног система по питању надокнаде губитака у преносном систему како би утицај преласка на краћи обрачунски интервал допринео оптималној набавци електричне енергије за надокнаду губитака у преносном систему.

Кључне речи: Губици у преносном систему, Прогноза, Петнаестоминутни интервал

Abstract: The Law on Amendments and Supplements to the Energy Law has been harmonized with the legal framework of the European Union in the field of electricity to achieve climate neutrality by 2050.

* Aleksandar Vasković, Електромрежа Србије, aleksandarg.vaskovic@ems.rs
Ružica Ašanin, Електромрежа Србије, ruzica.asanin@ems.rs
Jadranka Janjanin, EMS AD Beograd, jadranka.janjanin@ems.rs

A small but necessary step in integrating the national electricity market into a unified European market is the transition from an hourly to a fifteen-minute settlement interval in the electricity balancing market. This means that imbalance settlement for balance responsible parties is conducted over a shorter time interval. This shift encourages the transmission system operator (TSO), as the entity responsible for procuring electricity to compensate for transmission system losses), to reassess the current transmission system losses forecasting methodology, which is based on an hourly interval. The TSO aims to improve the accuracy of transmission system losses forecasts by minimizing deviations between forecasted and actual settlement values at the settlement interval. The objective of this paper is to examine whether increasing the time resolution—i.e., transitioning from an hourly to a fifteen-minute settlement interval—will enhance the accuracy of transmission system losses forecasts. The analysis will be conducted using historical hourly forecast data and settlement data at the fifteen-minute level, assessing their impact on forecast precision. Based on the obtained results, conclusions will be drawn regarding the necessary steps the transmission system operator should take in the transmission system losses compensation process to ensure that the transition to a shorter settlement interval contributes to the optimal procurement of electricity for transmission system losses compensation.

Key words: *Transmission system losses, Prediction, Fifteen-minute settlement interval*

1 УВОД

Европски електроенергетски системи налазе се у фази интензивних реформи, које су покренуте са циљем постизања веће ефикасности рада електроенергетског система и смањења његовог утицаја на животну средину. Једна од кључних области у којима се спроводи измена и унапређење рада електроенергетског система је управљање баланским тржиштем електричне енергије. Уколико се тачност предвиђања потрошње електричне енергије унапреди допринеће се смањењу оперативних трошкова и повећању стабилности рада електроенергетског система.

У том контексту, прелазак на краће обрачунске интервале требало би да омогући да производња боље прати оптерећење што доводи до ефикаснијег управљања енергетским системом. Уредбом Европске уније 2017/2195 о успостављању смерница за електричну енергију балансирања од 23.11.2017. године у земљама ЕУ је уведен обрачунски интервал од 15 минута са идејом да се интервал у коме се спроводи трговина електричном енергијом поистовети са његовим трајањем. Србија у циљу усклађивања са ЕУ законодавством кроз Закон о изменама и допунама Закона о енергетици увела је од 1.1.2025 године обрачунски интервал од 15 минута. Прелазак са сатног на петнаестоминутни обрачунски интервал намеће учесницима на тржишту електричне енергије потребу да преиспитају досадашњи начин израде прогноза како за производњу тако и за потрошњу. Међу учесницима на тржишту налази се и оператор преносног система у улози одговорног за надокнаду техничких губитака у преносном систему (у даљем тексту: губици) који се мора посветити преиспитивању тренутно важеће методе за прогнозу губитака. Прелазак на краћу временску резолуцију захтева да модели предикције буду прилагођени новим временским интервалима како би оператор преносног система сагледао јаснију слику и донео правовремену одлуку у процесу набавке електричне енергије за надокнаду губитака.

Кроз овај рад анализира се како промена временског интервала, односно обрачунског интервала утиче на квалитет прогнозе губитака и даје одговор на питање да ли прелазак на петнаестоминутни интервал може допринети смањењу одступања планираних вредности губитака у односу на обрачунате. За анализу се користе историјске обрачунате вредности губитака и планиране вредности губитака. Коначан циљ је препознавање акција које је потребно да предузме оператор преносног система како би на оптималан начин спроводио прогнозу губитака.

2 РЕГУЛАТОРНИ ОКВИР И ЗНАЧАЈ ВРЕМЕНСКЕ РЕЗОЛУЦИЈЕ

Осврнућемо се на један од значајнијих докумената који оператор преносног система доноси, а на који Агенција за енергетику Републике Србије даје сагласност, то су "Правила о раду тржишта електричне енергије" (у даљем тексту: тржишна правила), [1].

Према важећим тржишним правилима, обрачунски интервал је дефинисан као временски период за који се врше обрачуни дефинисани тржишним правилима и који су износили 1 сат до 31.12.2024. у 24:00, а од 01.01.2025. у 00:00 износе 15 минута, [2].

У истим овим правилима дефинисано је да балансна одговорност учесника на тржишту електричне енергије подразумева обавезу обезбеђивања баланса између производње, потрошње и блокова размене електричне енергије за сваки обрачунски интервал, преузимање финансијске одговорности за одступања од неизбалансираног дневног плана рада након завршетка процеса унутардневне измене дневних планова рада као и за сва одступања настала услед разлике остварене производње и потрошње и прихваћених блокова размене електричне енергије, [2].

Уколико претпоставимо да је балансно одговорна страна за балансну групу доставила избалансирани дневни план рада, резултат обрачуна одступања као последица разлике дневног плана рада и остварене производње, потрошње и прихваћених блокова размене електричне енергије представљаће значајан трошак уколико је та разлика велика.

У Србији као што смо навели до краја 2024. године обрачунски интервал је износио 1 сат што значи да је планирање рада баланских група било засновано на 24 вредности. Увођење петнаестоминутног обрачунског интервала захтева прилагођавање досадашњег начина рада у виду новог приступа планирању јер се уводи 96 интервала у којима је потребно планирати вредности за балансну групу, техничких унапређења укључујући надоградњу софтверских решења за праћење потрошње и производње електричне енергије као и за прикупљање података са мерних уређаја, преиспитивање капацитета и организације база података.

Оператор преносног система који има обавезу куповине електричне енергије за надокнаду губитака увођењем петнаестоминутног интервала сусрео се са истим обавезама као остали учесници на тржишту електричне енергије. Обрачунати петнаестоминутни губици су већ годинама на располагању оператору преносног система, али пре промене резолуције обрачунског интервала нису имали велики значај у анализама, све се посматрало на сатном нивоу. У последњих неколико месеци преузимају се кораци како би се процес прогнозе губитака спустио на петнаестоминутну резолуцију јер је чињеница да мања одступања обрачунатих губитака на петнаестоминутном нивоу доприносе ефикаснијем управљању електроенергетским системом, што је од суштинског значаја за стабилност и поузданост снабдевања електричном енергијом.

3 ПРОГНОЗА ГУБИТАКА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

Прогноза губитака у преносном систему представља сложен процес који захтева анализу великог броја улазних података, како би се остварила што већа тачност у предикцији.

3.1 Улазни подаци за прогнозу губитака

Улазни подаци који се користе у процесу прогнозе губитака су следећи: обрачунати подаци, метеоролошки подаци, прогноза конзума, планиране вредности производње и потрошње по ентитетима, прорачун токова снага, естимирани губици и подаци у реалном времену, [3].

3.1.1 Обрачунати подаци

Обрачунати подаци представљају историјске вредности остварене електричне енергије у различитим тачкама електроенергетског система који утичу на губитке. Ови подаци укључују обрачунате вредности производње електричне енергије, потрошње, прекограничне размене и саме обрачунате вредности губитака. Анализа историјских података је од суштинског значаја јер омогућава идентификацију трендова, образаца који се понављају и сезонских варијација који могу допринети будућем сагледавању прогнозе. Међутим, изазов у примени ових података представља чињеница да су доступни тек 12. у месецу за претходни месец, што ограничава њихову употребљивост у прогнозама дан унапред и унутардневним прогнозама. Ипак, ови подаци су од суштинског значаја за анализу историјских вредности.

3.1.2 Метеоролошки подаци

Метеоролошки подаци представљају такође један од најзначајнијих фактора који утичу на губитке у преносном систему, с обзиром на њихову променљивост у зависности од годишњег доба и тренутних временских услова.

Температура има директан утицај на конзум, а конзум на вредност губитака. Утицај температуре је и на електричне карактеристике самих проводника преносног система, мењајући њихов отпор и самим тим и нивое губитака.

Ветар има двоструку улогу, с једне стране, утиче на губитке кроз ефекат хлађења проводника, што може смањити њихов отпор, а с друге стране, директно утиче на производњу из ветроелектрана. Варијабилност производње од брзине ветра на простору Србије је приметна што утиче на вредности губитака.

Падавине и влажност ваздуха утичу на физичких карактеристика проводника, а самим тим и на губитке. Падавине додатно позитивно утичу на хидролошку ситуацију у региону, односно ствара се потенцијал за производњу из хидроелектрана, што ће допринети утицају на губитке.

Будући да се ови фактори константно мењају и међусобно делују, њихова интеграција у моделе прогнозе је неопходна како би се умањила неизвесност и побољшала тачност предикција губитака.

3.1.3 Прогноза конзума

Прогноза конзума представља важан улазни податак у процесу одређивања губитака. Прогнозиране вредности конзума за наредна три дана и корекција прогнозираних вредности за текући дан реализују се помоћу софтвера за краткорочну прогнозу потрошње, који користи напредне алгоритме анализе података.

Вредност конзума има директан утицај на губитке, јер са порастом потрошње расте и оптерећење водова, што доводи до повећања губитака услед повећаних токова снага.

3.1.4 Планиране вредности производње и потрошње по ентитетима

Планиране вредности производње и потрошње по ентитетима играју важну улогу у процесу прогнозирања губитака. Ови подаци омогућавају детаљан увид у начин производње и расподеле електричне енергије, на основу којих се могу предвидети токови снаге и њиховог утицаја на губитке. Количина произведене електричне енергије, као и локација производних капацитета, директно утичу на токове снаге у систему. На основу ових података могуће је предвидети кретање електричне енергије кроз мрежу, што омогућава боље управљање. Посебан значај у овом контексту има активација пумпи у реверзибилним и пумпно-акумулационим хидроелектранама, јер оне представљају флексибилне ресурсе који могу значајно утицати на укупне губитке, у зависности од начина и времена њихове активације.

3.1.5 Прорачун токова снага

Прорачун токова снага је од круцијалног значаја за анализу рада преносног система у дан унапред процесу. За прорачун токова снага користи се TNA софтвер који као улазни податак користи спојени DCF модел преносног система у региону за дан унапред. Применом TNA софтвера могу се прорачунати губици на сатном нивоу који се користе у прогнозама губитака на дан унапред и унутардневном временском хоризонту.

3.1.6 Естимирани губици

Помоћу SCADA/EMS апликације на основу података у реалном времену естимирају се вредности губитака. Апликација без обзира што не може да прорачуна идентичне губитке обрачунатим даје довољно добар изглед сатног дијаграма губитака који помаже у прогнози губитака на дан унапред и унутардневном временском хоризонту.

3.1.7 Подаци у реалном времену

Подаци у реалном времену који се добијају путем SCADA система представљају још један значајан улазни параметар у процесу прогнозирања губитака. Ови подаци су доступни у реалном времену и омогућавају праћење стања у преносном систему, што их чини погодним за коришћење за прогнозу губитака у дан унапред временском хоризонту. SCADA систем обезбеђује податке о измереној активној и реактивној снази и напонима у значајним тачкама преносног система, као што су излази из производних ентитета, стање на далеководима и у трафостаницама, потом вредностима потрошње ентитета и другим кључним параметрима који омогућавају прецизнију анализу и предвиђање губитака.

3.2 Процес прогнозирања губитака

Процес прогнозирања губитака обухвата више временских хоризоната, укључујући годишње, недељне, дневне и унутардневне прогнозе. У зависности од врсте прогнозе и доступних улазних података, примењују се различити методолошки приступи.

Годишња прогноза се спроводи у септембру текуће године за наредну тако што се за сваки месец одређује прогнозирана вредност губитака, што укупно даје 12 података. Уколико дође до већих промена у планираном раду балансних група израђена годишња прогноза губитака се може кориговати.

У овом случају, увођење петнаестоминутног обрачунског интервала нема утицај, јер се прогнозиране вредности не мењају на краћим временским интервалима. С друге стране, код недељних, дневних и унутардневних прогноза, које традиционално користе сатне вредности, прелазак на петнаестоминутни интервал значајно утиче на процес прогнозирања. Ова промена захтева прилагођавање модела и начина обраде података, јер се број прогнозираних вредности учетворостручава, што повећава комплексност анализе и поставља нове захтеве у погледу прикупљања улазних података.

Инжењери одговорни за прогнозу губитака узимају у обзир све релевантне аспекте, укључујући доступне улазне податке за прогнозу губитака наведене у тачки 3.1, при чему доносе одлуке на основу стручне процене, без ослањања на аутоматизоване софтверске алате. Квалитет спроведених прогноза утврђује се за сваки месец, односно врши се анализа одступања прогнозираних вредности губитака у односу на обрачунате губитке. На основу досадашњих резултата, постављен је задовољавајући критеријум за процентуално одступање сатних вредности губитака са прагом до 15 %. Овај критеријум је задовољен, чак је просечна сатна грешка на месечном нивоу у појединим месецима била знатно испод ње. Процес прорачуна одступања прогнозираних вредности у односу на обрачунате је следећи:

$$G = 100 \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{O_t - P_t}{O_t} \right| \quad (1)$$

Где је:

G – Просећна сатна грешка на месечном нивоу у процентима

O_t – Обрачунате вредност губитака на сатном нивоу

P_t – Прогнозиране вредности губитака на сатном нивоу

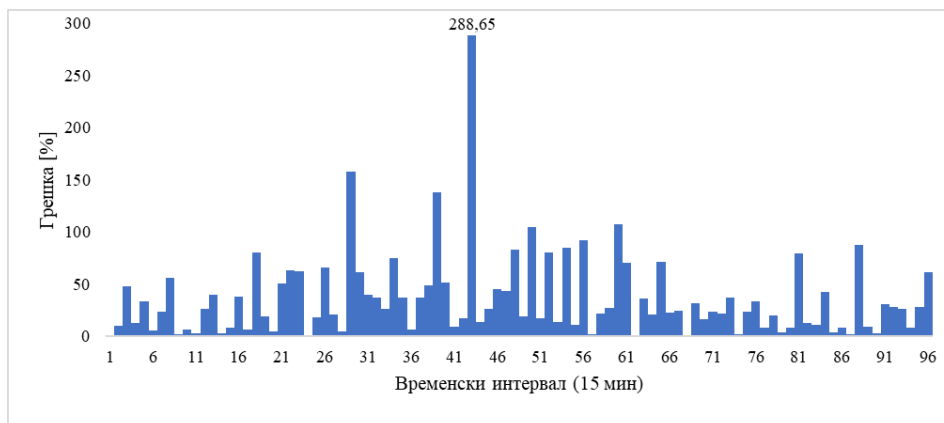
n – Број сати у посматраном месецу

4 ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА ПЕТНАЕСТОМИНУТНОГ ОБРАЧУНСКОГ ИНТЕРВАЛА И ЊЕГОВ УТИЦАЈ НА ПРОГНОЗУ ГУБИТАКА

Прелазак на петнаестоминутни обрачунски интервал представља значајну промену у организацији и раду тржишта електричне енергије и поступку прогнозирања губитака. Анализа која је спроведена пре самог преласка на прогнозирање са петнаестоминутном резолуцијом је спроведена с циљем да се утврди утицај новог обрачунског интервала на тачност прогнозе на сатној резолуцији и идентификују потенцијалне грешке које настају као последица досадашњих методологија предвиђања. Резултати спроведене анализе биће представљени у наставку.

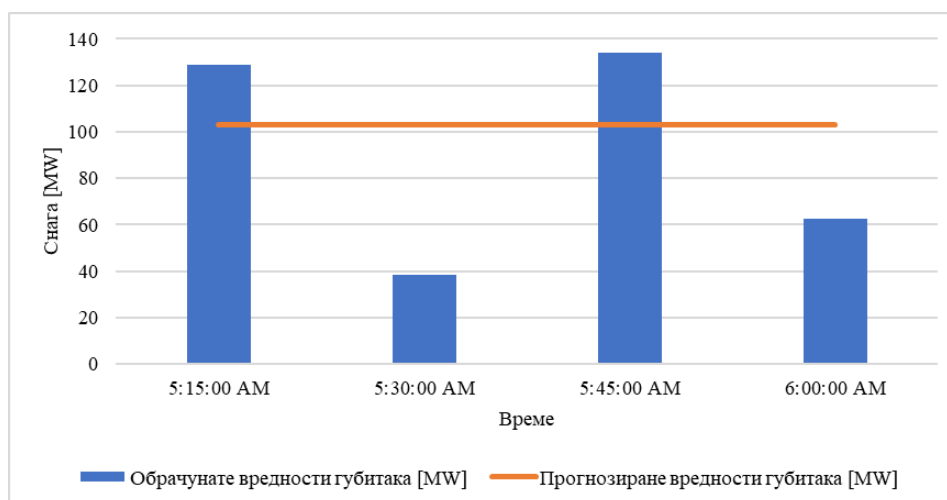
Анализа је извршена тако што су обрачунате вредности губитака у петнаестоминутној резолуцији упоређене са прогнозираним вредностима губитака у сатној резолуцији, које су израђене у прошлости за прогнозу на временском хоризонту дан унапред. Будући да је тренутни метод прогнозе подразумевао једну вредност по сату, у сваком сату су у петнаестоминутне интервале уписиване исте четири вредности. Упоређиване су прогнозиране сатне вредности губитака са обрачунатим петнаестоминутном вредностима, како би се добила јаснија слика о променама у тачности предикције. Спроведена је детаљна компаративна анализа, а добијени резултати су графички приказани како би се визуелно и квантитативно сагледала одступања. Као што се види на

Слици 1 на којој је приказан један дан од 96 временских интервала, у једном од петнаестоминутних интервала забележена је грешка од чак 288,65 %, што указује на значајне промене у тачности прогнозе при коришћењу неконзистентног временског оквира. Приликом рачунања вредности одступања прогнозираних у односу на обрачунате вредности коришћена је формула (1), с тим да су уместо сатних вредности коришћене петнаестоминутне.



Слика 1: Одступање прогнозираних од обрачунатих вредности губитака у једном дану

Додатно, као што се може видети на слици 2, обрачунате вредности губитака на петнаестоминутном нивоу могу значајно да варирају у оквиру једног сата, што директно утиче на грешку прогнозе. Ова варијабилност наглашава изазове у преласку на нови интервал и неопходност коришћења напреднијих метода прогнозирања. Такође, уочено је да је прогнозирана вредност, која је на сатном нивоу представљена као константна средња вредност за цео сат, значајно одступала од стварних обрачунатих вредности у петнаестоминутној резолуцији. Ова одступања доводе до значајног повећања грешке. Конкретно, за посматрани сат приказан на Слици 2 грешка на сатном нивоу за сатни обрачунашки интервал износи 13,68 %, док средња сатна грешка за петнаестоминутни обрачунашки интервал износи 68,59 %. На основу наведеног имамо индикација да постоји ограничење тренутног метода прогнозе. Разлика између обрачунатих и прогнозираних вредности посебно је изражена у тренуцима када долази до наглих промена у губицима, што додатно наглашава потребу за прецизнијим прогнозним методама које би могле да боље прате динамичке варијације у систему.



Слика 2: Одступање обрачунатих и прогнозираних вредности губитака у оквиру једног сата

Како би се схватило да изабрани дан приказан на Слици 2 не представља изолован случај табеларно су приказане упоредне вредности средњих сатних грешака по месецима у периоду 2022-2024. године за сатни и петнаестоминутни обрачунски интервал.

Табела I: Упоредни приказ средње сатне грешке на месечном нивоу за петнаестоминутни и сатни обрачунски интервал у периоду 2022-2024. године

Средња сатна грешка [%]	2022		2023		2024	
	15 минута	1 сат	15 минута	1 сат	15 минута	1 сат
Јануар	17,33	11,64	16,45	9,92	14,70	10,11
Фебруар	16,96	9,89	17,65	11,86	16,77	10,60
Март	20,93	11,44	15,61	9,44	20,80	14,41
Април	17,57	10,00	18,33	15,41	25,95	19,38
Мај	20,56	12,13	17,36	10,82	24,27	13,78
Јун	18,94	11,60	18,75	13,39	19,58	12,51
Јул	22,80	12,66	22,28	14,60	19,74	11,02
Август	21,35	11,49	19,02	11,74	27,17	17,78
Септембар	20,28	11,90	19,01	11,50	23,00	11,67
Октобар	21,00	10,32	19,15	13,15	21,96	14,95
Новембар	19,12	10,09	14,97	10,50	20,12	11,93
Децембар	16,48	10,14	14,38	10,32	19,92	12,96

Анализом вредности грешака приказаних у Табели I јасно се уочава да су грешке у петнаестоминутним интервалима веће. Одступања грешака на месечном нивоу између података добијених прорачуном при сатном обрачунском интервалу и при петнаестоминутном обрачунском интервалу крећу се у опсегу од 10 % до 25 %. У петнаестоминутној резолуцији није могуће у потпуности задржати прецизност у прогнози губитака када се ради без софтвера јер човек не може адекватно испратити корелацију између губитака и других улазних података на краткој временској резолуцији. Изазивачи великог одступања обрачунатих од прогнозираних вредности губитака су свакако динамичне или нелинеарне промене у преносном систему при којима долази до значајних непрецизности у прогнози.

На тржишту електричне енергије у Србији тренутно је дошло до неусклађености обрачунског интервала са тржишним интервалом. Пријава блокова размене између зона трговања и трговина на организованом тржишту електричне енергије остале су у сатној резолуцији док су пријаве производње, потрошње и блокова размене између балансних група унутар зоне трговања и обрачунски интервал прешли на петнаестоминутну резолуцију.

Док траје ова неусаглашеност оператор преносног система и даље као званичну користи прогнозу у сатној резолуцији и паралелно развија нову методологију.

5 ЗАКЉУЧАК

Прелазак на петнаестоминутни обрачунски интервал у великој мери утиче на тачност прогнозирања губитака, посебно у контексту досадашње методологије прогнозе која се ослањала на сатне вредности.

На основу улазних података који су поред сатних вредности доступни и у петнаестоминутној резолуцији закључујемо да се прогноза губитака коју спроводи човек знатно компликује и то не само зато што се број одбирака четири пута повећава, већ што забележене промене у петнаестоминутној резолуцији између два интервала могу бити осетно различите.

Оператор преносног система ЕМС АД Београд је предузео прве кораке у прилагођавању досадашњег рада новом обрачунском интервалу. Започео је проширивање интерне базе података са улазним подацима у петнаестоминутној резолуцији и у скоријој будућности започеће развој модула за прогнозу губитака на бази вештачке интелигенције. Очекује се да би адекватно развијен модул позитивно утицао на побољшање грешке прогнозе губитака.

ЕМС АД Београд тежиће да скрати временски период у коме ће му бити доступни обрачуни подаци. Нове технологије уређаја за мерење електричне енергије и интеграција са адекватним софтверским решењима допринеће у реализацији ове намере и омогућити благовремену корекцију прогнозе.

Такође, увођење напредних софтверских решења за прогнозу губитака представља један од могућих начина за унапређење прецизности предикције. Спроведена анализа грешке прогнозе јасно указује да се предикција губитака никако не сме наставити у временској резолуцији која је неусклађена са обрачунским интервалом, јер су добијена одступања неприхватљива са становишта захтеване тачности. Анализа података за период од 2022. до 2024. године показала је да је минимална средња сатна вредност грешке на годишњем нивоу била у 2023. години и износила је 17,75 %, док је максимална била у 2024. години и износила 21,28 %, што је знатно изнад захтеване тачности, односно да средње сатне вредности грешке буду на нивоу нижем од 15 %.

Тренутно је најзначајнија дневна прогноза губитака која се спроводи у дан унапред процесу. Уколико не буде било могуће задовољити критеријуме тачности прогнозе губитака очекивано је да ће акценат са дневне прогнозе губитака која се спроводи у дан унапред процесу бити пребачен на дневну прогнозу губитака која се спроводи у унутардневном процесу.

У будућем периоду очекујемо да ће додатна аутоматизација, проширивање улазних података и приближавање реалном времену бити довољно да се превазиђе проблем тачности прогнозе у краћем обрачунском интервалу.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Република Србија, Закон о енергетици, Службени гласник РС, бр. 145/2014, 95/2018 - др. закон, 40/2021, 35/2023 - др. закон, 62/2023 и 94/2024.
- [2] Република Србија, Правила о измени Правила о раду тржишта електричне енергије, „Службени гласник РС“, бр. 106/2024
- [3] Електромрежа Србије, PR.NGU.01 - Процедура за прогнозу губитака електричне енергије у преносном систему

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.04)**C5.04****GARANCIJE POREKLA U SRBIJI I IZAZOVI****GUARANTEES OF ORIGIN IN SERBIA AND CHALLENGES****Miloš Stanković, Kovica Bibić, Jovana Lazin***

Kratak sadržaj: Energetska tranzicija stavlja korišćenje obnovljivih izvora energije (OIE) u fokus postizanja ciljeva smanjenja emisija ugljen-dioksida. Garancije porekla su elektronski dokumenti koji imaju isključivu funkciju pružanja dokaza krajnjem kupcu da je dati udeo ili količina energije proizvedena iz obnovljivih izvora. Predstavljaju ključni mehanizam za verifikaciju proizvodnje zelene energije, povećavajući transparentnost tržišta i poverenje potrošača. Garancije porekla nude kupcima električne energije mogućnost da izraze zahtev za "zelenom" energijom i da sa svoje strane stimulišu proizvodnju energije koja doprinosi razvoju energetskog sistema pod ekološki prihvatljivijim uslovima. Ovaj rad analizira pravni okvir i primenu sistema garancija porekla u Srbiji, sa posebnim akcentom na Pravila o izdavanju garancija porekla. U kontekstu Direktive o obnovljivim izvorima energije (RED III), rad razmatra kako se pravila o izdavanju garancija porekla integrišu u širi okvir energetske politike EU, kao i izazove koje predstavlja implementacija ovih pravila u Srbiji. Takođe, rad istražuje kako pravne promene u Srbiji mogu doprineti većoj efikasnosti tržišta OIE i podržati ciljeve održivog razvoja.

Ključne reči: garancije porekla, vlasnici naloga, iskorišćenje, uvoz, izvoz, obnovljivi izvori energije

Abstract: The energy transition puts the use of renewable energy sources (RES) in the focus of achieving the goals of reducing carbon dioxide emissions. A guarantee of origin is an electronic document that has the exclusive function to demonstrate to the end customer that a certain amount of electricity is produced from renewable energy sources. They represent a key mechanism for verifying green energy production, increasing market transparency and consumer confidence. Guarantees of Origin offer electricity buyers the opportunity to express their demand for "green" energy and to stimulate energy production that contributes to the development of the energy system under more environmentally friendly conditions. This paper analyzes the legal framework and application of the guarantee of origin system in Serbia, with a special emphasis on the Rules on issuing guarantees of origin.

* Miloš Stanković, Elektromreža Srbije ad Beograd, milos.stankovic@ems.rs
Kovica Bibić, Elektromreža Srbije ad Beograd, kovica.bibic@ems.rs
Jovana Lazin, Elektromreža Srbije ad Beograd, jovana.lazin@ems.rs

In the context of the Renewable Energy Sources Directive (RED III), the paper examines how the rules on issuing guarantees of origin are integrated into the wider framework of EU energy policy, as well as the challenges posed by the implementation of these rules in Serbia. Also, the paper explores how legal changes in Serbia can contribute to greater efficiency of the RES market and support the goals of sustainable development.

Key words: *Guarantees of Origin, Account Holders, Cancellation, Import, Export, renewable energy sources*

1 GARANCIJE POREKLA

U savremenom svetu, održiva energetska tranzicija postaje ključni cilj mnogih država, kompanija i potrošača. Kako bi se omogućila veća transparentnost u vezi s poreklom električne energije i podstakla potrošnja iz obnovljivih izvora, razvijen je sistem garancija porekla. Garancije porekla su elektronski dokumenti koji imaju isključivu funkciju pružanja dokaza krajnjem kupcu da je dati udeo ili količina energije proizvedena iz obnovljivih izvora. Garancije porekla sadrže informacije o atributima proizvodnje 1 MWh električne energije i koriste se za objavljivanje strukture utrošene električne energije. Garancije porekla nude kupcima električne energije mogućnost da izraze zahtev za “zelenom” energijom i da sa svoje strane stimulišu proizvodnju energije koja doprinosi razvoju energetskog sistema pod ekološki prihvatljivijim uslovima. Ovi elektronski sertifikati služe kao dokaz da je određena količina električne energije proizvedena iz obnovljivih izvora, uključujući vetar, sunce, hidroenergiju i biomasu.

Garancije porekla delimo u dve grupe:

- Garancije porekla iz obnovljivih izvora i
- Garancije porekla iz visokoeфикаsne kogeneracije.

1.1 Značaj garancija porekla

Garancije porekla imaju višestruku ulogu u energetskom sektoru. Pre svega, omogućavaju razvoj tržišta obnovljive energije, podstičući investicije u proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora. Ovim mehanizmom se osigurava da se potrošači mogu osloniti na kredibilne informacije o poreklu električne energije koju koriste.

Osim toga, garancije porekla doprinose transparentnosti i integraciji energetskih tržišta, omogućavajući trgovinu zelenom energijom na nacionalnom i međunarodnom nivou. U Evropskoj uniji, ovaj sistem je regulisan Direktivom 2009/28/EC (RED II), koja propisuje pravila izdavanja, prenosa i korišćenja garancija porekla.

S obzirom na sve veću svest o klimatskim promenama i potrebu za dekarbonizacijom ekonomije, garancije porekla igraju ključnu ulogu u promovisanju upotrebe zelene energije i održivog razvoja. Korisnici koji žele da smanje svoj ugljeni otisak mogu se opredeliti za kupovinu električne energije koja ima garancije porekla, čime direktno podržavaju proizvodnju iz obnovljivih izvora.

2 GARANCIJE POREKLA U REPUBLICI SRBIJI

Republika Srbija je uspostavila sistem garancija porekla u skladu sa evropskim standardima. Operator prenosnog sistema izdaje proizvođaču iz obnovljivih izvora energije garanciju porekla na njegov zahtev i odgovoran je za njenu tačnost, pouzdanost i zaštićenost od zloupotrebe. [1] Elektromreža Srbije ad Beograd (EMS) kao Operator prenosnog sistema prepoznata je Zakonom o korišćenju obnovljivih izvora energije kao telo za izdavanje garancija porekla za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora energije. [2] U skladu sa zakonskim okvirima EMS je 27. septembra 2019. godine postao punopravni član Evropske asocijacije za izdavanje garancija porekla (AIB). Članstvo u AIB-u omogućilo je da garancije porekla izdate za električnu energiju iz obnovljivih izvora proizvedene u Srbiji nakon 01.12.2019. dobiju posebnu oznaku EECS electricity koja znači da je ispunjen evropski standard energetske sertifikacije koji važi i priznat je u svim zemljama članicama asocijacije. Za električnu energiju koja je proizvedena u Srbiji pre punopravnog članstva u AIB-u izdavale su se Nacionalne garancije porekla koje su važele samo u Srbiji.

2.1 Zakonski okvir za izdavanje garancija porekla iz obnovljivih izvora energije

Trenutni zakonski okvir za izdavanje garancija porekla iz obnovljivih izvora energije u Republici Srbiji uređen je nizom propisa koji obezbeđuju transparentnost trgovine električnom energijom proizvedenom iz obnovljivih izvora:

- Zakonom o korišćenju obnovljivih izvora energije („Službeni glasnik RS“, br.40/2021 i 35/2023);
- Uredbom o garanciji porekla („Službeni glasnik RS“, br. 82/17) u skladu sa Zakonom o energetici;
- Uredba o uslovima i postupku sticanja statusa povlašćenog proizvođača električne energije, privremenog povlašćenog proizvođača i proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora energije 56/2016-11, 60/2017-6, 44/2018-27 (dr. zakon), 54/2019-30, 112/2021-4 (dr. uredba);
- Pravilnikom o načinu proračuna i prikazivanja udela svih vrsta izvora energije u prodatoj električnoj energiji („Službeni glasnik RS“, br. 2/2023);
- Pravilima o izdavanju garancija porekla;
- Aktom o visini naknade za izdavanje, prenošenje i prestanak važenja garancije porekla.

Zakonom o korišćenju obnovljivih izvora energije uređene su osnovne stvari u vezi izdavanja, roka važenja, priznavanja i vođenja registra garancija porekla iz obnovljivih izvora energije.

Uredba o garanciji porekla, detaljnije uređuje pitanja sadržaja garancija porekla, vođenje registra, registraciju korisnika i objavu relevantnih podataka.

Na osnovu navedene regulative operator prenosnog sistema donosi (usklađuje) pravila o izdavanju garancija porekla.

Pored toga, Republika Srbija se sve više približava integraciji sa evropskim tržištem obnovljive energije, čime se otvaraju nove mogućnosti za trgovinu i razvoj ovog sektora.

2.2 Primena garancija porekla

Garancije porekla nalaze primenu u različitim sektorima i omogućavaju:

- Podršku korporativnim održivim strategijama – Mnoge kompanije teže smanjenju ugljeničnog otiska i usvajanju ESG (*Environmental, Social, and Governance*) principa za merenje održivosti i etičkog uticaja, pri čemu GP omogućavaju dokazivanje da energija koju koriste dolazi iz obnovljivih izvora.
- Tržišno trgovanje električnom energijom – garancije porekla omogućavaju trgovinu zelenom energijom nezavisno od fizičke isporuke struje, što podstiče razvoj konkurentnog tržišta i otvara mogućnosti za fleksibilnije snabdevanje.
- Praćenje nacionalnih ciljeva u oblasti obnovljive energije – Države koriste sistem garancija porekla kako bi osigurale transparentnost i postizanje ciljeva u vezi sa povećanjem učešća obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji energije.

Snabdevač može zatražiti iskorišćenje garancija porekla u cilju dokazivanja krajnjem kupcu sa kojim ima zaključen ugovor o snabdevanju da je određena količina potrošene električne energije proizvedena iz obnovljivih izvora energije. Snabdevač može da iskoristi garanciju porekla ako je registrovan u Registru garancija porekla i ako je u trenutku podnošenja zahteva za iskorišćenje njen vlasnik. [3] U Republici Srbiji se koristi registar garancija porekla G-REX koji nam obezbeđuje kompanija GREXEL.

2.3 Uloge vlasnika naloga u sistemu garancija porekla

Prema Pravilima o izdavanju garancija porekla električne energije koje donosi EMS, vlasnik naloga može biti proizvođač, snabdevač ili snabdevač na veliko. Postupak registracije vlasnika naloga se sprovodi u nekoliko koraka:

- Prijava proizvođača u registar garancija porekla - Proizvođač električne energije iz obnovljivih izvora podnosi zahtev za registraciju dostavljajući rešenje o sticanju statusa proizvođača iz obnovljivih izvora energije.
- Prijava snabdevača na veliko u registar garancija porekla – Snabdevač na veliko podnosi zahtev za registraciju dostavljajući rešenje o izdavanju licence za snabdevanje na veliko električnom energijom.
- Prijava snabdevača u registar garancija porekla – Snabdevač podnosi zahtev za registraciju dostavljajući rešenje o izdavanju licence za snabdevanje električnom energijom.
- Verifikacija podataka – EMS vrši proveru dostavljenih podataka kako bi osigurao da električna energija ispunjava uslove za izdavanje garancija porekla.

Samo Vlasnik naloga koji je ujedno i vlasnik elektrane, koja se nalazi u Srbiji, može registrovati svoju elektranu u registru elektrana dostavljanjem:

- Obrasca za registraciju elektrane i
- Mernog dijagrama.

Elektrana može biti registrovana, samo ako ispunjava kvalifikacioni uslov za EECS garanciju porekla :

- da se nalazi u Srbiji;
- da bude registrovana u registru proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora energije kod Ministarstva i
- da ne sme biti u sistemu podsticaja za trenutnu proizvodnju električne energije.

EMS izdaje garancija porekla u elektronskom obliku, pri čemu svaki sertifikat pokriva 1 MWh proizvedene električne energije. Garancija porekla se evidentira u nacionalnom registru.

Proizvođačima iz obnovljivih izvora energije registrovanim kod Ministarstva rudarstva i energetike izdaju se garancije porekla.

Nakon izdavanja, garancija porekla mogu biti iskorišćene na dva načina:

1. Kao dokaz o potrošnji zelene energije – Kompanije i potrošači mogu koristiti garancije porekla kako bi dokazali da koriste električnu energiju iz obnovljivih izvora, što je posebno značajno za kompanije koje žele da ispune EECS standarde. Snabdevači koriste garancije porekla kao elektronske sertifikate u cilju dokazivanja porekla električne energije svojim krajnjim kupcima. Takođe zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije propisuje da snabdevači svojim krajnjim kupcima dostavljaju informacije o udelu svih vrsta izvora energije u prodatoj električnoj energiji koju su krajnji kupci potrošili u prethodnoj kalendarskoj godini.
2. Trgovina garancijama porekla – Garancija porekla mogu biti prenete drugom subjektu putem tržišta. Snabdevači na veliko trguju garancijama porekla.

Iskorišćenje garancija porekla se vrši kako bi se sprečila njihova višestruka upotreba. Iskorišćene i istekle garancije porekla su samo one garancije porekla koje su bile u vlasništvu snabdevača i koje se u smislu propisa kojima se uređuju garancije porekla smatraju iskorišćenim, odnosno isteklim. [4] Životni vek garancije porekla je 12 meseci od perioda proizvodnje električne energije.

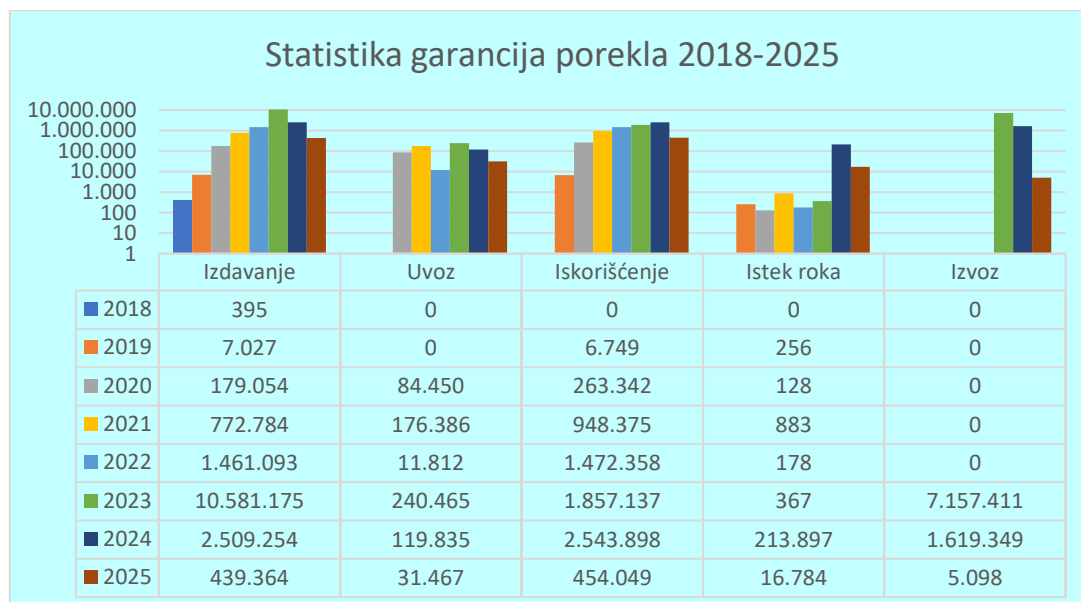
2.4 Statistički pokazatelji

U sistemu garancija porekla zaključno sa martom 2025. godine registrovano je ukupno 56 vlasnika naloga:

- kvalifikovani proizvođač – 19;
- snabdevač na veliko – 13;
- snabdevač – 20;
- kvalifikovani proizvođač i snabdevač – 4.

U sistemu garancija porekla zaključno sa septembrom 2024. godine registrovano je ukupno 42 proizvodnih jedinica (8 solarnih elektrana i 34 hidroelektrane).

Na Slici 1 dat je statistički prikaz garancija porekla od uspostavljanja registra. Ukupan broj izdatih garancija porekla u periodu od prve izdate (novembar 2018. godine) do marta 2025. godine je 15,950,146. Broj uvezenih garancija porekla u periodu od omogućenog uvoza preko AIB-a do marta 2025. godine je 664,415. Broj izvezenih garancija porekla u periodu od omogućenog izvoza preko AIB-a do marta 2025. godine je 8,781,858.[5]



Slika 1: Statistika garancija porekla

3 DOPRINOS RAZVOJU OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE

Sistem garancija porekla doprinosi unapređenju sektora obnovljive energije na nekoliko ključnih nivoa. Povećana potražnja za garancijama porekla doprinosi razvoju novih projekata u oblasti obnovljive energije, čime se ubrzava energetska tranzicija i podstiču investicije obnovljivih izvora energije. Jasno definisan sistem garancija porekla omogućava precizno praćenje i verifikaciju proizvodnje i potrošnje energije iz obnovljivih izvora čime se postiže transparentnost i regulacija tržišta.

Upotrebom garancija porekla, kompanije i potrošači mogu doprineti smanjenju emisija CO₂, što je ključno za postizanje klimatskih ciljeva, smanjenja emisija gasova sa efektom staklene bašte. Evropska unija (EU) je u poslednje dve decenije postepeno smanjivala svoje emisije gasova sa efektom staklene bašte (GHG), zahvaljujući strogoj klimatskoj politici. Međutim, emisije GHG povezane sa uvozom robe u EU konstantno rastu. Fenomen koji se pojavljuje usled neusklađenosti ambicija klimatskih politika EU i njenih trgovinskih partnera se naziva izmeštanje ugljenika. EU nalaže da ostvari zamisli Evropskog zelenog dogovora da Evropa bude klimatski neutralni kontinent do 2050. godine, donosi se novi klimatski propis čija je svrha da motiviše trgovinske partnere EU da preduzmu korake ka smanjenju zavisnosti od fosilnih goriva. CBAM je dodatni prekogranični porez na CO₂, koji je EU uvela na proizvode, iz takozvanih, ugljen-intenzivnih sektora uvezenih iz trećih zemalja. Glavni motiv za uvođenje ovog instrumenta je podsticanje drugih zemalja da definišu cenu emisije gasova sa efektom staklene bašte i da se aktivno uključe u klimatsku politiku.

Republika Srbija, razvijajući i implementirajući sistem garancija porekla, može postati deo šire evropske trgovinske mreže obnovljive energije, omogućavajući lakši plasman zelene energije na inostrano tržište.

Jedan od izazova koji se javlja kod izvoza garancija porekla proizvedenih u Republici Srbiji je nepriznavanje garancija porekla iz Republike Srbije od strane zemalja članica Evropske Unije.

Implementacija i razvoj sistema garancija porekla u Srbiji predstavljaju značajan korak ka modernizaciji energetskog sektora i usklađivanju sa evropskim standardima. Pored ekonomskih benefita, ovaj sistem doprinosi povećanju energetske sigurnosti i dugoročnoj održivosti, čineći Republiku Srbiju atraktivnijom za strane investitore i učesnike na tržištu obnovljive energije.

4 RAZVOJ GARANCIJA POREKLA IZ VISOKOEFIKASNE KOGENERACIJE

Sistem garancija porekla iz visokoeфикаsne kogeneracije je odvojeni sistem od sistema garancija porekla iz obnovljivih izvora energije. U Zakonu o energetskeј efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije definisano je da je garancija porekla elektronski dokument koji ima, isključivu funkciju, da krajnjem kupcu dokaže da je određena količina električne energije proizvedena u visokoeфикаsnoj kogeneraciji. Za razliku od garancija porekla iz obnovljivih izvora, kod garancija porekla iz visokoeфикаsne kogeneracije, akcenat je na dokazu da je električna energija proizvedena u visokoeфикаsnoj kogeneraciji bez obzira na primarni izvor energije. Zajedničko za oba tipa garancija porekla je da one služe da krajnjem kupcu pruže informacije o svojstvima i poreklu električne energije koja je potrošena. Razlika je u tome što garancija porekla iz visokoeфикаsne kogeneracije pored informacije o tipu primarnog goriva daje i informaciju da je električna energija proizvedena u visokoeфикаsnoj kogeneraciji.

4.1 Zakonski okvir za izdavanje garancija porekla iz visokoeфикаsne kogeneracije

Trenutni zakonski okvir za izdavanje garancija porekla iz visokoeфикаsne kogeneracije u Republici Srbiji uređen je nizom propisa:

- Zakonom o energetskeј efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije („Službeni glasnik RS”, broj 40/21) (u daljem tekstu Zakon);
- Uredbom o sadržini garancije porekla za električnu energiju proizvedenu u visokoeфикаsnoj kogeneraciji („Službeni glasnik RS”, broj 89/23) (u daljem tekstu Uredba);
- Pravilnikom kojim se propisuju opšti principi za proračun električne enegije proizvedene u kogeneraciji i metodologija za utvrđivanje efikasnosti kogeneracije;
- Pravilama o izdavanju garancija porekla (Pravila nisu usklađena sa zahtevima uredbe).

5 IZAZOVI U IMPLEMENTACIJI SISTEMA GARANCIJA POREKLA

Iako je sistem garancija porekla u Srbiji uspostavljen, i dalje postoje određeni izazovi koji otežavaju njegovu punu integraciju i efikasnost.

Ograničena je međunarodna trgovina na evropskom tržištu. Iako Uredba o garanciji porekla omogućava prenosivost garancija između korisnika u Srbiji i korisnika registara drugih država, praktična implementacija ovih odredbi zahteva dodatne sporazume i usklađivanje sa međunarodnim standardima. Jedina država u Evropi sa kojom je trenutno omogućena trgovina je Švajcarska. Ovakva prepreka doprinosi smanjenju atraktivnosti kod domaćih proizvođača.

Mnogi proizvođači električne energije, snabdevači i potrošači još uvek nisu dovoljno upoznati sa konceptom i značajem garancija porekla.

Nedostatak informacija i edukacije može dovesti do slabijeg interesa za izdavanje i trgovinu garancijama, što usporava razvoj tržišta. Podizanje svesti o prednostima garancija porekla, kako za proizvođače tako i za potrošače, ključno je za njihovu širu primenu.

Neophodno je dodatno usklađivanje sa evropskim propisima, posebno u kontekstu Direktive (EU) 2023/2431 (RED III), kako bi garancije porekla iz Republike Srbije bile priznate u međunarodnim okvirima. To podrazumeva: povećanje učešća obnovljivih izvora energije, unapređenje zakonodavnog okvira, razvoj tržišta garancija porekla, kao i podsticanje građanske energije. Zakonski okvir predviđa mogućnost trgovine garancijama porekla kako na domaćem, tako i na međunarodnom tržištu. Trenutno, trgovina garancijama porekla u Srbiji je ograničena, ali se razmatra mogućnost priključenja širem evropskom tržištu, što bi omogućilo veći stepen konkurentnosti domaćih proizvođača zelene energije.

Uprkos članstvu EMS u AIB i usklađenosti standarda garancija porekla iz Republike Srbije sa garancijama porekla ostalih članica ove asocijacije, garancije porekla iz Republike Srbije nisu priznate od strane zemalja članica Evropske Unije. Nepriznavanje je posledica RED III direktive koja je na snazi. Član 19. stav 11. ove direktive navodi da zemlje članice EU ne priznaju garancije porekla izdate u zemljama koje nisu članice EU, osim u slučaju postojanja bilateralnog ugovora između EU i non-EU zemlje o međusobnom priznanju garancija porekla. [6] AIB nije blokirao izvoz garancija porekla unutar organizacije. Ali, u skladu sa navedenim, garancije porekla iz Republike Srbije moguće je izvoziti samo u zemlje članice AIB koje nisu članovi EU jer naše garancije porekla nisu priznate od strane zemalja članica EU.

Efikasno funkcionisanje sistema garancija porekla zahteva adekvatne tehničke i administrativne kapacitete. EMS, kao operator prenosnog sistema i telo za izdavanje garancija porekla, suočava se sa izazovima u pogledu obrade zahteva, verifikacije podataka o proizvodnji električne energije i održavanja registra garancija porekla. Potreba za kontinuiranim praćenjem sistema i obukom kadrova od suštinskog je značaja za pouzdanost i transparentnost procesa.

Pored toga, prema Nacionalnom planu za klimu i energetiku, Srbija je postavila ciljeve u vezi sa povećanjem udela obnovljivih izvora u ukupnoj proizvodnji energije. U tom kontekstu, garancije porekla igraju ključnu ulogu u osiguravanju da se proizvedena električna energija iz obnovljivih izvora energije može dokazati i sertifikovati u skladu sa međunarodnim standardima. [7]

Od uspostavljanja sistema garancija porekla u Republici Srbiji naknade za izdavanje, uvoz i izvoz garancija porekla nisu se menjale. Kako bi sistem garancija porekla postao održiviji ovo predstavlja dodatni motiv i naknada za izdavanje garancija porekla 0.008 €/MWh, naknada za uvoz iznosi 0.013 €/MWh, dok naknada za izvoz iznosi 0.005 €/MWh.[8]

Pored velike sličnosti između sistema garancija porekla iz obnovljivih izvora energije i sistema garancija porekla iz visokoefikasne kogeneracije, postoji jedna ključna razlika koja sprečava organizovanje sistema garancija porekla iz visokoefikasne kogeneracije.

U sistemu garancija porekla iz obnovljivih izvora Ministarstvo rudarstva i energetike je zaduženo da vodi registar proizvođača iz obnovljivih izvora energije. Članstvo u ovom registru predstavlja preduslov koji svaka elektrana mora da ispuni kako bi se registrovala u sistemu garancija porekla iz obnovljivih izvora. Što se tiče garancija porekla iz visokoefikasne kogeneracije, eksplicitno navođenje registra proizvođača iz visokoefikasne kogeneracije ne postoji.

Potrebno je izmeniti Uredbu o sadržini garancije porekla za električnu energiju proizvedenu u visokoefikasnoj kogeneraciji u delu koji se odnosi na registraciju, status i registar proizvođača iz visokoefikasne kogeneracije kako bi se jasno podelile uloge i jednoznačno definisao proces kroz koji prolaze proizvođači iz visokoefikasne kogeneracije. Najbolja praksa bi bila da se proces sticanja statusa proizvođača u kogeneraciji i registracija u sistemu garancija porekla uredi na isti način kao što je učinjeno u procesu kroz koji prolaze proizvođači iz obnovljivih izvora. Taj proces podrazumeva sticanje statusa proizvođača iz obnovljivih izvora energije, upis u registar proizvođača iz obnovljivih izvora energije koji vodi Ministarstvo rudarstva i energetike, a zatim registraciju takvog proizvođača u sistemu garancija porekla kod EMS-a.

6 ZAKLJUČAK

Sistem garancija porekla u Srbiji je još u fazi razvoja, ali predstavlja važan korak ka modernizaciji energetskeg sektora i usklađivanju sa međunarodnim standardima. Daljim razvojem i integracijom u evropski sistem, Srbija može omogućiti veću konkurentnost proizvođača obnovljivih izvora energije i podstaći održivu potrošnju električne energije. Pristup evropskom tržištu garancija porekla omogućio bi domaćim proizvođačima širu bazu kupaca i veće investicije u obnovljive izvore energije, što bi dugoročno doprinelo energetskej sigurnosti i ekološkoj održivosti zemlje. Potpisivanje sporazuma sa članicama EU doprineće ekspanziji izvoza garancija porekla izdatih u Republici Srbiji. Uspostavljanje registra garancija porekla iz visokoefikasne kogeneracije omogućiti će krajnjim korisnicima da budu sigurni da je energija koju kupuju proizvedena na ekološki prihvatljiviji i efikasniji način.

7 LITERATURA

- [1] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije, „Službeni glasnik RS”, br. 40 od 22. aprila 2021, 35 od 29. aprila 2023, 94 od 28. novembra 2024 – dr. zakon
- [2] Pravila o izdavanju garancija porekla električne energije, Elektromreža Srbije, 10.11.2019.
- [3] Uredba o garanciji porekla, „Sl. glasnik RS”, br. 82/2017
- [4] Pravilnik o načinu proračuna i prikazivanja udela svih vrsta izvora energije u prodatoj električnoj energiji („Sl. glasnik RS”, broj 40/21.)
- [5] <https://grex.grexel.com/en/public/reports/transactionstatistics> G-REX registar garancija porekla, pristupljeno [30.03.2025]
- [6] Direktiva (EU) 2023/2413 o promovisanju upotrebe energije iz obnovljivih izvora.
- [7] Nacionalni plan za klimu i energetiku Republike Srbije, Ministarstvo rudarstva i energetike, 2023.
- [8] Naknada za izdavanje, prenošenje i prestanak važenja garancije porekla – Odluka Skupštine EMS AD Beograd, 12.12.2017.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.05)**C5.05****OPTIMALNA CENA ZA UČEŠĆE NA AUKCIJI ZA DODELJIVANJE TRŽIŠNE PREMIJE
KORIŠĆENJEM TEORIJE IGARA****OPTIMAL PRICE FOR PARTICIPATION IN AN AUCTION FOR AWARING A
MARKET PREMIUM USING GAME THEORY****Aleksandar Janjić***

Kratak sadržaj: Tržišna premija je podsticaj za proizvodnju električne energije kojom država štiti proizvođača od promene tržišnih cena u odnosu na cenu koju proizvođač ponudi na aukciji tako što isplaćuje razliku između ponuđene cene na aukciji i tržišne cene. Ako tržišne cene budu veće od ponuđene cene proizvođača na aukciji, proizvođač će razliku platiti državi. Referentna tržišna cena za obračun tržišne premije je cena električne energije na srpskoj berzi (SEEPEX). Na aukcijama se proizvođači struje iz obnovljivih izvora takmiče u tome ko će ponuditi najnižu cenu po kojoj će prodavati struju, a pobednici aukcija dobiće državni podsticaj u vidu tržišne premije. U ovom radu, korišćena je teorija nekooperativnih igara radi određivanja optimalne cene koju proizvođač treba da ponudi na aukciji. Optimalna cena određena je u smislu Nešove ravnotežne tačke u prisustvu više igrača (ponuđača) sa različitim troškovima proizvodnje. Očekivana dobit modelovana je na bazi očekivanih berzanskih cena i očekivane satne proizvodnje elektrane za period važenja podsticaja. Metoda je ilustrovana na primeru prvog ciklusa aukcija u Republici Srbiji za dodelu kapaciteta i tržišnih premija za vetroelektrane. Metoda se pokazala veoma uspešnom u određivanju cene, kojom bi učesnici prvog ciklusa ostvarili mnogo veću dobit.

Ključne reči: aukcija, teorija igara, vetroelektrane, tržišna premija

Abstract: A market premium is an incentive for the production of electricity by which the state protects the producer from changes in market prices in relation to the price offered by the producer at auction by paying the difference between the bid price at the auction and the market price. If the market prices are higher than the producer's bid price at the auction, the producer will pay the difference to the state. The reference market price for the calculation of the market premium is the price of electricity on the Serbian Power Exchange (SEEPEX). At auctions, producers of electricity from renewable sources compete to see who will offer the lowest price at which to sell electricity, and the winners of the auctions will receive a state incentive in the form of a market premium. In this paper, the non-cooperative game theory is used to determine the optimal price that a producer should offer at an auction. The optimal price is determined in terms of the Nash equilibrium in the presence of multiple players (bidders) with different production costs. The expected profit is modelled based on expected power exchange prices

* dr Aleksandar Janjić, GOPA Intec, aleksandar.janjić@gopa-intec.de

and the expected hourly production of the power plant for the period of validity of the incentive. The method is illustrated on the example of the first cycle of auctions in the Republic of Serbia for the allocation of capacities and market premiums to wind turbines. The method has proven to be very successful in determining the price, which would make the participants of the first cycle much more profitable.

Key words: *auction, game theory, wind power plant, market premium*

1 UVOD

Teorija igara, matematički okvir za analizu strateških interakcija između racionalnih agenata, ima široku primenu u različitim oblastima, a poslednjih godina njena primena na tržištima električne energije privukla je značajnu pažnju. Teorija igara je ključna u planiranju konkurentnih tržišta električne energije. Pomaže regulatorima i planerima tržišta da shvate strateško ponašanje učesnika na tržištu i predvide ishode različitih tržišnih struktura. Jedan od ključnih modela koji se koriste je Kurnoov (Cournot) model konkurencije, gde se firme takmiče u količini proizvedene električne energije. Ovaj model pomaže u analizi tržišne moći od strane dominantnih igrača i njenog uticaja na tržišne cene i društvenu dobit [1].

Tržišta električne energije karakteriše potreba za balansiranjem ponude i potražnje u realnom vremenu. Teorija igara pruža alate za modelovanje i analizu strategija nadmetanja na tržištima dan unapred i u realnom vremenu. Koncept Nešove (Nash) ravnotežne tačke, gde nijedan igrač ne može imati koristi od jednostranog menjanja svoje strategije, često se koristi za predviđanje ponašanja učesnika na tržištu. Na primer, u jedinstvenoj aukciji cena, generatori nude svoje troškove proizvodnje, a market-kliring cena je određena presekom krive ponude i potražnje. Teorija igara pomaže u razumevanju kako da generatori strateški licitiraju kako bi maksimizovali svoj profit uz obezbeđivanje stabilnosti mreže [2].

Ulaganje u proizvodne kapacitete i infrastrukturu je ključno za dugoročnu stabilnost tržišta električne energije. Modeli teorije igara, kao što je Štakelbergov (Stackelberg) model konkurencije, gde jedna firma (lider) kreće prvi, a druge firme reaguju, koriste se za proučavanje investicionih odluka. Ovi modeli pomažu u razumevanju strateških interakcija između postojećih firmi i novih učesnika, uticaja regulatornih politika, mogućnost stvaranja kartela i ili odvracanje od ulaska na tržište. Analizirajući ove interakcije, kreatori politike mogu dizajnirati podsticaje i propise koji promovišu efikasno ulaganje i konkurenciju [3].

Sve veći prodor obnovljivih izvora energije, kao što su vetar i sunce, usložnjava tržišta električne energije zbog njihove neizvesne prirode. Teorija igara se koristi za analizu strateškog ponašanja proizvođača obnovljive energije i njihovog uticaja na dinamiku tržišta. Na primer, kooperativni modeli teorije igara mogu da se koriste za strategiju proizvođača obnovljive energije pri formiranju koalicija za deljenje resursa i ublažavanje rizika, što dovodi do stabilnijih i efikasnijih tržišnih ishoda [4].

U ovom radu, teorija igara iskorišćena je za određivanje ponuđene cene na aukcijama za obnovljive izvore, što predstavlja slučaj nekooperativne igre više učesnika. Optimalna cena određena je u smislu Nešove ravnotežne tačke. Nakon kratkog objašnjenja aukcije, u posebnom poglavlju prikazan je i način određivanja ove tačke na primeru dva, a zatim i više učesnika u aukciji. U primeru su iskorišćeni realni podaci sa prve aukcije održane u Srbiji, 2023. godine.

2 TRŽIŠNA PREMIJA

2.1. Pojam tržišne premije

Tržišna premija je podsticaj za proizvodnju električne energije kojom država štiti proizvođača od promene tržišnih cena u odnosu na cenu koju proizvođač ponudi na aukciji tako što isplaćuje razliku između ponuđene cene na aukciji i tržišne cene. Ako tržišne cene budu veće od ponuđene cene proizvođača na aukciji, proizvođač će razliku platiti državi. Referentna tržišna cena za obračun tržišne premije je cena električne energije na srpskoj berzi (SEPEX).

U Srbiji su sprovedene već dve aukcije, pri čemu je Odlukom o maksimalno ponuđenoj ceni za električnu energiju za potrebe aukcija u sistemu tržišne premije utvrđena maksimalna ponuđena cena za vetroelektrane u iznosu 79 € po MWh, a za solarne elektrane u iznosu od 72 € po MWh (što je manje od prethodnih maksimalno ponuđenih cena od 105 € po MWh za vetroelektrane, odnosno 90 € po MWh za solarne elektrane).

Uredbom o kvoti u sistemu tržišne premije za vetroelektrane u drugom krugu aukcija iz 2025. godine, predviđeno je da kvota za vetroelektrane odobrene snage 3 MW i više iznosi 300 MW, dok je Uredbom o kvoti za solarne elektrane definisana kvota od 124,8 MW za solarne elektrane odobrene snage 500 kW i više (na planiranu kvotu od 100 MW dodat je kapacitet od 24,8 MW koji nije raspodeljen tokom prvih aukcija).

Prema Uredbi o tržišnoj premiji i Fid-in tarifi [5], tržišna premija obračunava se za isporučenu električnu energiju u obračunskom intervalu unutar obračunskog perioda, a u skladu sa sledećom formulom:

$$TP = OC - RC \quad (1)$$

gde TP označava tržišnu premiju, OC označava ostvarenu cenu, RC označava referentnu tržišnu cenu, sve izraženo u EUR po kWh. Ukoliko je RC viša ili jednaka OC , TP će biti jednaka nuli za taj obračunski interval. TP će biti jednaka nuli ukoliko je RC negativna.

Negativna premija obračunava se za isporučenu električnu energiju u obračunskom intervalu unutar obračunskog perioda, a u skladu sa sledećom formulom:

$$NP = RC - OC \quad (2)$$

gde NP označava negativnu premiju, izraženu u EUR po kWh;

Ako je RC manja ili jednaka OC , NP će biti jednaka nuli za taj obračunski interval.

2.1 Postupak aukcije

Sam aukcijski proces se sprovodi elektronskim putem u 4 faze: prijavljivanje; kvalifikacija; nadmetanje; i završna faza. Tokom faze prijavljivanja, učesnici podnose, menjaju ili povlače prijavu za učestvovanje na aukciji; dostavljaju finansijsku ponudu, ponuđeni kapacitet za snabdevanje krajnjih kupaca u Republici Srbiji i sva dokumenta propisana javnim pozivom; Takođe, zainteresovani učesnici su dužni da u toku faze prijavljivanja dostave finansijski instrument obezbeđenja.

U završnoj fazi, Ministarstvo donosi pojedinačna rešenja o dodeljivanju ili odbijanju prava na tržišnu premiju svakom od učesnika. Učesnici potom zaključuju ugovor o tržišnoj premiji sa

ovlašćenom ugovornom stranom i dostavljaju finansijsko sredstvo obezbeđenja. Očekivani rok za realizaciju projekata iznosi najviše 4 godine od dana sticanja statusa privremeno povlašćenog proizvođača, za projekte za koje je pribavljena građevinska dozvola pre sticanja statusa, odnosno najviše 6 godina za projekte za koje nije pribavljena građevinska dozvola.

U odnosu na prethodni ciklus, novom Uredbom o tržišnoj premiji i fid-in tarifi prošireni su i precizirani elementi javnog poziva kao i uslovi za prijavljivanje na aukciju, poboljšani je postupak dostavljanja dokumentacije – dokaza koji učesnici na aukciji prilažu uz prijavu, te bliže definisani kvalifikacioni uslovi za aukciju. Najznačajnije novine Uredbe tiču se odredaba kojima se bliže uređuje sprovođenje postupka aukcija uz primenu dodatnog kriterijuma koji je, kao mogućnost, uveden još prošlogodišnjim izmenama Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije. Dodatni kriterijum sastoji se u obavezi učesnika aukcije da sa garantovanim snabdevačem i/ili krajnjim kupcem zaključi ugovor o otkupu električne energije za određeni procenat kapaciteta elektrane. To znači da u slučaju da se aukcija sprovodi uz primenu navedenog kriterijuma, prilikom rangiranja ponuda učesnika aukcije i popunjavanja kvote, pored ponuđene cene, uzima se u obzir i procenat kapaciteta elektrane učesnika aukcije koji je ponuđen garantovano snabdevaču (EPS) za potrebe garantovanog snabdevanja ili krajnjim kupcima u Srbiji kroz ugovor o otkupu električne energije iz obnovljivih izvora (kroz tzv. korporativni PPA).

Ovaj ugovor između ostalih, sadrži sledeće elemente:

1. obavezu isporuke električne energije iz elektrane učesnika aukcije u odnosu na koju je podneta finansijska ponuda garantovano snabdevaču ili krajnjem kupcu u Srbiji;
2. rok trajanja ugovora o otkupu električne energije iz obnovljivih izvora
3. procenat kapaciteta elektrane učesnika aukcije izražen u snazi (MW) elektrane koji je ponuđen garantovano snabdevaču, odnosno krajnjem kupcu tokom roka trajanja ugovora o otkupu električne energije iz obnovljivih izvora;

Ukupna vrednost bodova koje ostvaruje ponuđač definisana je formulom (3):

$$UB = \pi \frac{\text{najniža cena}}{\text{ponuđena cena}} + (100 - \pi) \frac{\text{kriterijum kapaciteta}_1}{\text{kriterijum kapaciteta}_{max}} \quad (3)$$

Gde je π faktor ponderisanja kriterijuma cene i kriterijuma kapaciteta.

Obračun vrednosti kriterijuma kapaciteta vrši se primenom formule (4) koja je propisana pomenutom Uredbom.

$$KK = \frac{\sum_{g=1}^{15} \min(0,3 \cdot KE \sum_{u=1}^{Mg} KUO_{gu})}{KE \cdot 15} \quad (4)$$

Gde je KK kriterijum kapaciteta, KE kapacitet elektrane, a KUO kapacitet iz ugovora o otkupu.

Na osnovu ponuđenih cena, raspodeljuju se i kvote i određuju tržišne premije za svakog ponuđača. Što je niža ponuđena cena, ponuđač ima veće šanse da dobije veću kvotu. Time bi smanjio rizik na tržištu, ali smanjio i svoj očekivani prihod. Sa druge strane, što je veća ponuđena cena, povećava se i rizik da ponuđač ne dobije premiju za ceo ponuđeni kapacitet, ili čak ne uopšte ne dobije premiju. To naravno ne znači da neće ostvariti nikakav profit. Štaviše, sa trenutnim cenama na tržištu proizvođač možda ostvari i veći profit, ali je dugoročno izložen mnogo većem riziku.

Ovakva situacija kada odluka učesnika u aukciji o ponuđenoj ceni zavisi i od očekivane reakcije ostalih učesnika u procesu, u potpunosti odgovara slučaju više učesnika u nekooperativnoj igri, sa različitim vrednostima dobiti za svakog učesnika. Modelovanje ovog slučaja biće prikazano u narednom poglavlju.

3 TEORIJA IGARA U ODREĐIVANJU PONUĐENE CENE

Nešov ekvilibrijum je kombinacija akcija (odluka) $a^* = (a_1^*, a_2^* \dots, a_n^*)$, gde svakom učesniku igre i , $i = 1, 2, \dots, n$ odgovara konkretna akcija a_i^* , koja ima osobinu da birajući bilo koju akciju drukčiju od a_1^* (pri čemu ostalih $n - 1$ učesnika ne menjaju svoje odluke), učesnik i ne može postići po sebe bolji rezultat od onog koji je predstavljen upravo akcijom a_i^* .

Čista strategija je deterministička politika (igrač igra jednu strategiju sa verovatnoćom 100%, a ostale sa 0%) i daje kompletne podatke o igranju igre od strane igrača koji je primenjuje. Mešovita strategija je skup čistih strategija igrača u kome je svakoj čistoj strategiji dodeljena verovatnoća izbora te strategije. Suma verovatnoća izbora mora da iznosi 100%. Profil strategija je skup strategija koji čini po jedna izabrana strategija za svakog igrača. Za svaki profil može da se odredi ishod za svakog igrača. Rešenje igre je profil strategija koji čini po jedna izabrana strategija od strane svakog igrača.

Radi ilustracije, prikazaćemo slučaj 2 proizvođača koji konkurišu za kvotu od 150 MW. Svaki od ponuđača nudi kapacitet od 100 MW. U slučaju da je cena prvog proizvođača niža, on dobija ugovor sa ponuđenom cenom za ceo ponuđeni kapacitet. Drugi proizvođač dobija samo razliku do pune kvote, a to je 50 MW. U slučaju da ponude istu cenu, proizvođači srazmerno dele kvotu (svako po 75 MW).

U tabeli 1 prikazana je raspodela dobiti za nivo od 4 ponuđene cene. Vrednosti u zagradama (a , b) predstavljaju godišnji prihod svakog od proizvođača (a za proizvođača A i b za proizvođača B u milionima evra).

Vrednosti a i b iz tabele računati su na osnovu izraza (5).

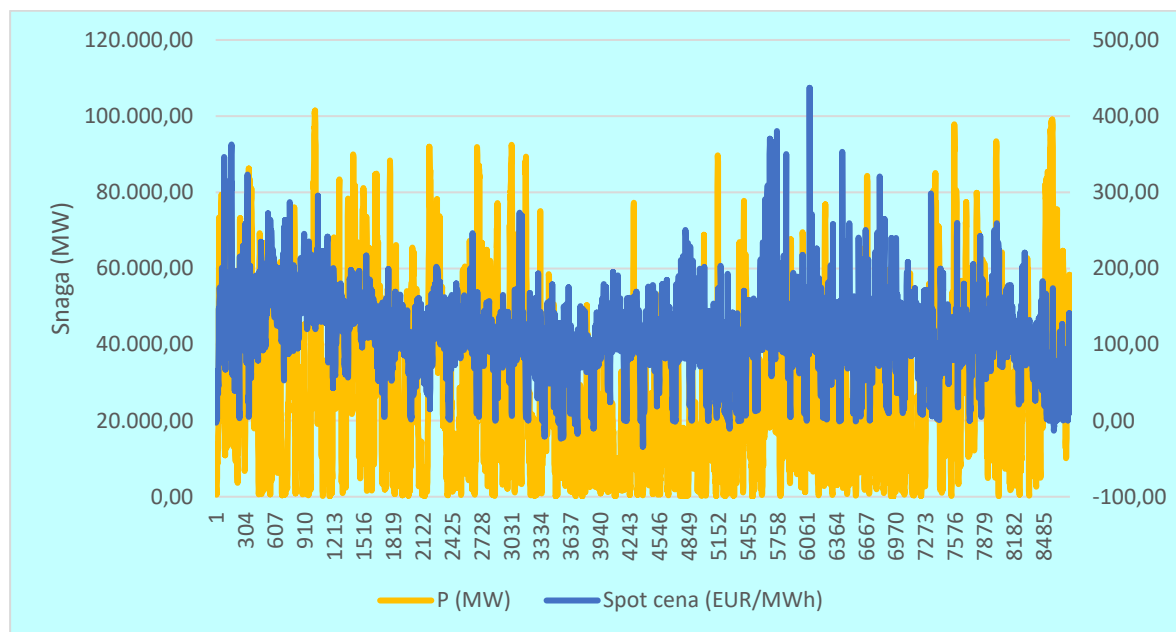
$$D = \sum_{i=1}^{8760} 0,85 \cdot c_i \cdot P_i \pm (TP_i, NP_i) \quad (5)$$

c_i označava cenu na spot tržištu u satu i , P_i je ostvarena energija u tom satu. Ukupna cena na tržištu uobičajeno je umanjena za troškove balansiranja, u ovom slučaju korišćen je faktor 0,85.

Tabela 1: Matrica dobiti

Ponuđene cene (€/MWh) Ponuđač br. 1 ► Ponuđač br. 2 ▼	50	55	60	65
50	(<u>5.8</u> , <u>5.8</u>)	(<u>7.8</u> , 4.4)	(7.8, 5.1)	(7.8, 5.6)
55	(4.4, <u>7.2</u>)	(6.6, 6.6)	(<u>8.9</u> , 5.2)	(8.9, 5.6)
60	(5.1, 7.8)	(5.1, <u>8.9</u>)	(7.6, 7.6)	(<u>10.1</u> , 5.1)
65	(5.1, 7.8)	(5.1, 8.9)	(5.1, <u>10.1</u>)	(8.4, 8.4)

Satne vrednosti spot cena za 2024 godinu na HUPEX-u, kao i podaci o proizvodnji jedne vetroelektrane u Srbiji snage 100 MW za tipičnu meteorološku godinu prikazane su na slici 1.



Slika 1: Satne vrednosti spot cena i proizvodnje vetroelektrane

Iz tabele 1, vidljivo je da postoji samo jedan Nešov ekvilibrijum (5.8, 5.8), što znači da je najbolja strategija za oba igrača da ponude najnižu cenu. Poznato je da Nešova ravnotežna tačka nije optimum u smislu Pareto kriterijuma optimizacije. Iz tabele 1 vidi se da je za oba učesnika bolje da ponude najvišu cenu, ali je smisao Nešove ravnotežne tačke upravo najbolji odgovor na očekivani potez protivnika.

4 ILUSTRATIVNI PRIMER - PRVI KRUG AUKCIJA U SRBIJI

U ovom primeru korišćeni su podaci sa prve aukcije održane 2023. godine i javno objavljeni rezultati od strane Ministarstva rudarstva i energetike [6]. Rezultati su prikazani u Tabeli 2. Od ukupnog broja prijavljenih investitora, u fazu nadmetanja kvalifikovalo se 11 učesnika. U postupku aukcija za vetroelektrane četiri investitora su popunila kvotu, a u postupku aukcija za solarne elektrane tri. Maksimalna ponuđena cena za električnu energiju za potrebe aukcija za vetroelektrane u sistemu tržišne premije iznosila je 105 po MWh, a najniža ponuđena cena 64,48 evra po megavat-satu (€/MWh) za vetroelektrane, odnosno 88,65 evra po megavat-satu za solarne elektrane. Odobrena kvota iznosila je 400 MW.

Tabela 2: Rang lista za vetroelektrane

Ponudač	Kapacitet elektrane (MW)	Ponuđena cena €/MWh	Ponuđeni kapacitet MW	Dodeljena kvota MW
A	291	64,48	210	210
B	95,5	68,88	68	68
C	150	73,7	108,5	108,5
D	150	79	105	13,5

Budući da je udeo kriterijuma kapaciteta iznosio samo 5%, u daljoj analizi korišćen je samo kriterijum najniže cene, kao dominantan. Metodologija je primenjena na slučaj aukcije za vetroelektrane. Radi lakšeg prikaza metodologije, pretpostavljeno je da su kompanije pred sobom imale 3 moguće akcije: ponuditi cenu od 60 €, 70 € ili 80 €/MWh. Vrednost ponuđenog kapaciteta nije razmatrana kao promenljiva veličina. Odobreni kapaciteti svakom od proizvođača u zavisnosti od kombinacije ponuđenih cena prikazane su u tabeli 3. Prikazane su samo neke od vrednosti, zbog veličine tabele.

Tabela 3: Kombinacije odobrenih kapaciteta

Odobreni kapacitet (MW) za pojedine proizvođače	A	B	C	D
Kombinacija cena (€/MWh)				
(60 60 60 60)	170	90	85	55
(60 60 60 70)	200	100	100	0
(60 60 60 80)	200	100	100	0
...				
(80 80 80 80)	170	90	85	55

U Tabeli 4 prikazani su rezultati optimizacije. Optimizacija je vršena putem nelinearnog modela optimizacije u prostoru dimenzije jednakom zbiru ukupnog broja čistih strategija u igri i broja igrača [7]. Vrednosti u tabeli prikazuju verovatnoće mešovite strategije. Očekivane dobiti su date u relativnim vrednostima koje su svedene na baznu vrednost od 100 MW.

Tabela 4: Granične verovatnoće za postizanje optimalne vrednosti ponuda

Proizvođač	A	B	C	D
Ponuđena cena				
60 €	0.32	0.74	0.9	1
70 €	0	0.26	0.1	0
80 €	0.68	0	0	0
Očekivana dobit (M€)	8.62	8.66	9.08	9.65

Vrednosti u tabeli prikazuju granične verovatnoće do kojih je ova kombinacija pojedinačnih odluka optimalna, u smislu Nešovog ekvilibrijuma. Konkretno, najbolje je da proizvođači A ponudi najvišu, a ostali proizvođači najnižu cenu. Kao što smo naglasili, ovo nije optimalno rešenje za sve učesnike u smislu Pareto optimuma ali jeste optimalno u pogledu odgovora na mogući potez drugih učesnika u aukciji.

5 ZAKLJUČAK

Teorija igara pruža dragocene uvide u strateško ponašanje učesnika na tržištu električne energije. Njegova primena u dizajnu tržišta, strategijama određivanja cena, investicionim odlukama i integraciji obnovljivih izvora energije pomaže u stvaranju efikasnih, konkurentnih i stabilnih tržišta električne energije. Kako sektor električne energije nastavlja da se razvija sa tehnološkim napretkom i promenama politike, teorija igara će ostati ključno sredstvo za razumevanje i optimizaciju dinamike tržišta

6 LITERATURA

- [1] Conejo, A. J., Baringo, L., Kazempour, S. J., & Siddiqui, A. S. (2010). *Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making Under Uncertainty*. Springer.
- [2] Hobbs, B. F. (2001). Linear Complementarity Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2), 194-202.
- [3] Kirschen, D. S., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. Wiley.
- [4] Ventosa, M., Baíllo, Á., Ramos, A., & Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7), 897-913.
- [5] *Uredba o tržišnoj premiji i fid-in tarifi "Sl. glasnik RS", br. 90/2024*
- [6] <https://www.mre.gov.rs/vest/sr/1718/zavrsene-prve-aukcije-za-premije-za-zelene-megavate.php>
- [7] B. Chatterjee, "An optimization formulation to compute Nash equilibrium in finite games," 2009 Proceeding of International Conference on Methods and Models in Computer Science (ICM2CS), New Delhi, India, 2009, pp. 1-5,

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.06)

C5.06

“PEAK SHAVING” U KONTEKSTU TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U SRBIJI**“PEAK SHAVING” IN THE CONTEXT OF ELECTRICITY MARKET IN SERBIA****Jadranka Janjanin, Biljana Trivić, Milica Vukovljak, Milan Danilović***

Kratak sadržaj: Sa pojmovima “peak shaving” i “peak-shaving product” susrećemo se u Uredbi Evropske komisije (EU) 2024/1747 od 13.6.2024. godine koja predstavlja izmene i dopune Uredbe Evropske komisije (EU) 2019/942 i Uredbe Evropske komisije (EU) 2019/943 u pogledu unapređenja modela tržišta električne energije Evropske unije. Ovi pojmovi označavaju sposobnost učesnika na tržištu da smanji potrošnju električne energije iz sistema u vršnim satima na zahtev operatora sistema, odnosno tržišni proizvod pomoću kojeg učesnici na tržištu mogu da obezbede smanjivanje vršnog opterećenja operatorima sistema. Ulaskom većeg broja obnovljivih izvora energije u distributivni i prenosni sistem zabeležene su izmene u izgledu dnevnih dijagrama potrošnje na nivou operatora sistema što nas je podstaklo da prepoznamo koji bi to tržišni proizvod na tržištu električne energije u Srbiji mogao da doprinese većoj fleksibilnosti sistema i održivosti njegovog stabilnog rada. U analizi su korišćeni dijagrami potrošnje i cene sa organizovanog tržišta električne energije kako bi se doneo zaključak o mogućim rešenjima, odnosno da li je novi tržišni “peak-shaving” proizvod potrebno razvijati za različite vremenske horizonte ili se jedinstvenim proizvodom može postići željeni cilj.

Ključne reči: “Peak shaving”, “Peak-shaving product”, Potrošnja, Tržište električne energije

Abstract: The terms “peak shaving” and “peak-shaving product” are present in the Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union’s electricity market design. These terms mean the ability of market participants to reduce electricity consumption from the grid at peak hours at the request of the system operator and a market-based product by means of which market participants can provide peak shaving to system operators. With the higher integration of renewables in the distribution and transmission system the changes are detected in the daily diagrams of the consumption from the perspective of system operators what was initiation for recognition of possible electricity market product in Serbia that could contribute to better flexibility of the electricity system and sustainability of its work. The diagrams of the consumption and the electricity prices from the organized

* Milan Danilović, Agencija za energetiku Republike Srbije, milan.danilovic@aers.rs

Jadranka Janjanin, EMS AD Beograd, jadranka.janjanin@ems.rs

Biljana Trivić, Agencija za energetiku Republike Srbije, biljana.trivic@aers.rs

Milica Vukovljak, Agencija za energetiku Republike Srbije, milica.brkic@aers.rs

electricity market in Serbia have been used in the analysis to find the conclusion about possible options regarding if a new “peak-shaving product” should be developed for the different time horizons or the unique product is enough to reach the final goal.

Key words: “Peak shaving”, “Peak-shaving product”, Consumption, Electricity market

1 UVOD

Krajem 2021. godine i tokom 2022. godine Evropa se suočila sa gasnom krizom koja je izazvala visoku cenu gasa i posledično uticala na rast cene električne energije. Drastičnom skoku cena električne energije u pomenutom periodu doprineli su i neizvesnost u snabdevanju kamenim ugljem i sirovom naftom, kao i nedostupnost nekoliko nuklearnih reaktora i nepovoljna hidrološka situacija, [1].

Uticaj visokih cena na tržištu električne energije nije mogao da zaobiđe ni krajnje potrošače. Krajnji potrošači suočili su se sa neizvesnošću da li će biti dovoljno izvora električne energije da se podmiere njihove potrebe i da li će biti finansijski sposobni da pokriju troškove svojih potreba. Vlade evropskih zemalja kao odgovor na nastalu situaciju odlučile su se za različite mere za rešavanje neposrednog uticaja visokih cena električne energije na domaćinstva i preduzeća, uključujući novčanu pomoć za izmirivanje računa, poreske olakšice, mere uštede energije i skladištenja, kao i za jačanje otpornosti na buduće cenovne skokove. Identifikovane su potencijalne oblasti za poboljšanje dizajna tržišta električne energije u cilju rešavanja problema visokih cena električne energije, [1].

Da bi se osigurala efikasna integracija električne energije proizvedene iz varijabilnih obnovljivih izvora energije i smanjila potreba za proizvodnjom električne energije na bazi fosilnih goriva u situacijama skoka cene električne energije na nivou regiona ili cele Evropske unije, države članice bi trebalo da budu u mogućnosti da zatraže od operatora sistema da predlože nabavku proizvoda „peak-shaving“ (na srpski bi se moglo prevesti kao odsecanje vršnog opterećenja) koji omogućava smanjenju potražnje kako bi se doprinelo smanjenju potrošnje u elektroenergetskom sistemu. Proizvod „peak-shaving“ trebalo bi da smanji i preusmeri potrošnju električne energije i njegova aktivacija ne bi trebalo da podrazumeva pokretanje proizvodnje na bazi fosilnih goriva koja se nalazi iza mernog mesta. Primena proizvoda „peak-shaving“ je predviđena samo u situacijama kada dolazi do velikog rasta cena električne energije i njegova nabavka može se obaviti do nedelju dana pre oslobađanja dodatnih kapaciteta za odgovor na potražnju. Operatori sistema trebalo bi da budu u mogućnosti da aktiviraju proizvod „peak-shaving“ pre ili u toku vremenskog okvira za dan unapred tržište električne energije. Dodatno, trebalo bi da bude moguće da se proizvod „peak-shaving“ automatski aktivira na osnovu unapred definisane cene električne energije. Operator sistema na osnovu bazne linije očekivane potrošnje proverava obim smanjenja potrošnje električne energije bez aktivacije proizvoda „peak-shaving“ i, nakon konsultacija sa učesnicima na tržištu, trebalo bi da razvije metodologiju zasnovanu na baznoj liniji. Metodologiju zasnovanu na baznoj liniji odobravaju regulatorna tela, a ACER daje procenu uticaja korišćenja proizvoda „peak-shaving“ na tržište električne energije Evropske unije, uzimajući u obzir da proizvodi „peak-shaving“ ne bi trebalo da naruše funkcionisanje tržišta električne energije niti da umanje korišćenje usluge odgovora na potražnju, [1].

2 PROIZVOD „PEAK-SHAVING“

Dizajn tržišta električne energije potrebno je da omogući nesmetano funkcionisanje internog tržišta električne energije, što u najmanju ruku podrazumeva dostupnost i raspoloživost proizvodnih izvora koji nemaju emisiju gasova sa efektom staklene bašte, podsticaj za korišćenje modernih tehnologija i što je najbitnije, minimizaciju troškova krajnjih potrošača uz stabilan i održiv rad elektroenergetskog sistema.

Bez obzira na izmene dizajna tržišta, kako bi se podržala integracija većeg broja obnovljivih izvora električne energije kako na distributivnom tako i na prenosnom sistemu kao i primena novih tehnologija, u svakom trenutku moraju biti ispunjena načela transparentnosti i nediskriminatornosti.

Proizvodi „peak-shaving“ predstavljaju tržišno zasnovane alate koji omogućavaju učesnicima na tržištu da smanje potrošnju električne energije tokom perioda vršne potražnje u zamenu za nadoknadu.

U ovom trenutku ACER se bavi pitanjem uticaja proizvoda „peak-shaving“ na tržište električne energije Evropske unije pod normalnim tržišnim uslovima. ACER je osnovao ekspertski tim koji će istražiti izvodljivost ovakvog proizvoda, njegove glavne prednosti i potencijalne nedostatke. Ekspertski tim će zajedno sa ACER učestvovati u proceni da li se proizvodi „peak-shaving“ mogu uvesti bez narušavanja funkcionisanja tržišta električne energije ili preusmeravanja usluga odgovora na potražnju ka proizvodima „peak-shaving“.

Ukoliko se proglasi kriza u snabdevanju električnom energijom u regionu ili na nivou cele Evropske unije ili ako cene na tržištu električne energije postanu preterano visoke, države članice Evropske unije mogu da nalože operatorima sistema da koriste proizvode „peak-shaving“ kako bi smanjili potražnju za električnom energijom, pomažući u uspostavljanju stabilnog rada sistema i snižavanju cena.

ACER će na kraju proceniti da li se ovi proizvodi mogu uvesti pod normalnim tržišnim uslovima bez poremećaja tržišta.

U dosadašnjem radu ekspertskega tima primetna je bojazan pojedinih članova tima o negativnom uticaju uvođenja proizvoda „peak-shaving“ na tržište električne energije. Sledeće dileme su prisutne:

- Da li može proizvod „peak-shaving“ negativno uticati na podsticaj za ulaganja u jedinice za odgovor na potražnju koje se oslanjaju na veleprodajna tržišta električne energije?
- Da li će proizvod „peak-shaving“ privući nove učesnike u odgovoru na potražnju jer nude naknadu za kapacitet jedinice?
- Da li postojanje kapacitivnog mehanizma isključuje uvođenje proizvoda „peak-shaving“?
- Kakve posledice će uvođenje proizvoda „peak-shaving“ u jednoj državi imati na ostale države u Evropskoj uniji?
- Da li se proizvod „odgovor na potražnju“ (ili na engleskom „demand response“) može aktivirati na nekoliko sati kako bi bio komplementaran postojećim tržištima? [2].

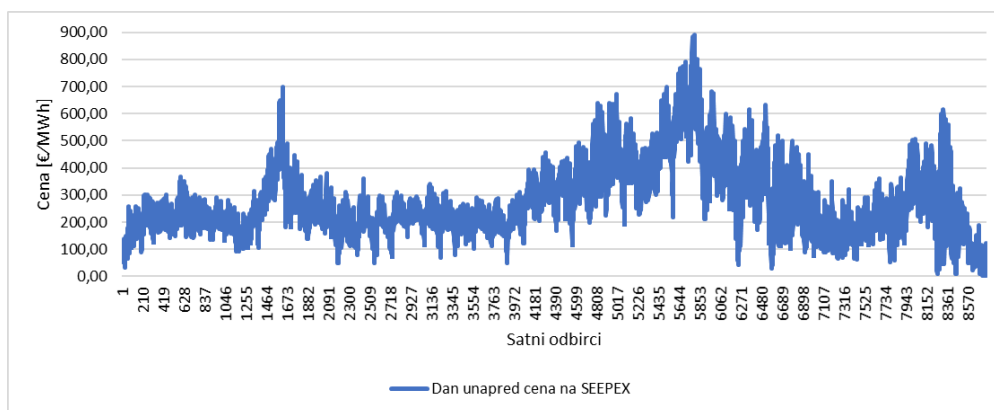
Očekivano je da će uvođenje proizvoda „peak-shaving“ na tržište električne energije sastojati iz većeg broja koraka jer je u pitanju složen okvir za implementaciju. U nastavku ovog rada pokušaćemo da ukažemo na bolje razumevanje efekta uvođenja proizvoda „peak-shaving“ na tržište električne energije u Srbiji i analiziraćemo mogućnost njegovog uvođenja.

3 MOGUĆNOST UVOĐENJA PROIZVODA „PEAK-SHAVING“ NA TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE U SRBIJI

Jako je bitno da se istakne što je u prethodnom tekstu već i napomenuto da je primena proizvoda „peak-shaving“ predviđena samo u situacijama kada dolazi do velikog rasta cena električne energije. Samo u tim situacijama biće omogućeno učesnicima na tržištu da smanje potrošnju električne energije tokom perioda vršne potražnje u zamenu za nadoknadu.

3.1 Analiza dan unapred tržišta u Srbiji u 2022. godini

Tržište električne energije u Srbiji je krajem 2021. godine i tokom 2022. godine bilo zahvaćeno energetsom krizom kao i cela Evropska unija. Mi ćemo se u radu fokusirati samo na 2022. godinu. Na organizovanom tržištu električne energije u Srbiji (SEEPEX) u dan unapred vremenskom horizontu zabeležene su cene od skoro 900 €/MWh na satnom nivou. Kretanje cena električne energije u toku 2022. godine prikazano je na Slici 1.

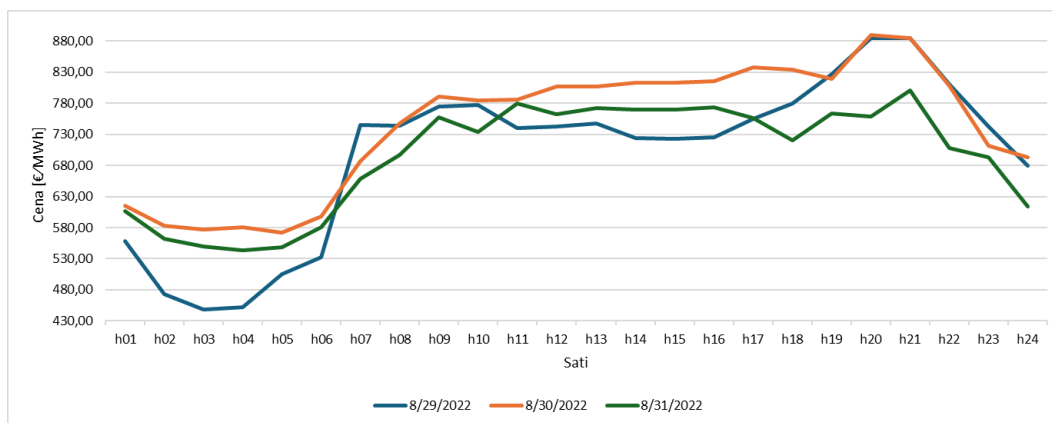


Slika 1. Kretanje dan unapred cena električne energije na SEEPEX

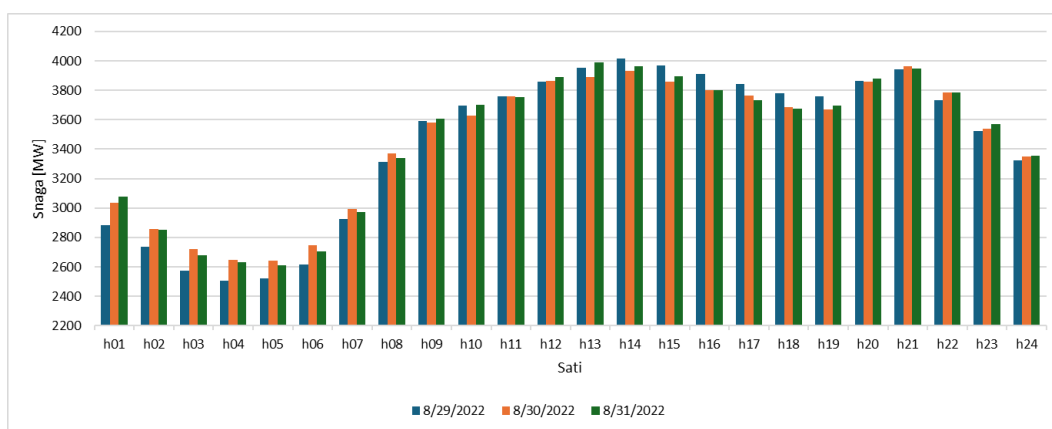
Za dalju analizu izdvojili smo tri dana u kojima su satne cene na dan unapred tržištu električne energije dostigle maksimalne vrednosti u 2022. godini. U pitanju je letnji period 29-31.8.2022. godine. Najviša cena električne energije je iznosila 885,07 €/MWh i postignuta je 31.8.2022. godine u 21. satu.

Naredne slike prikazuju sledeće:

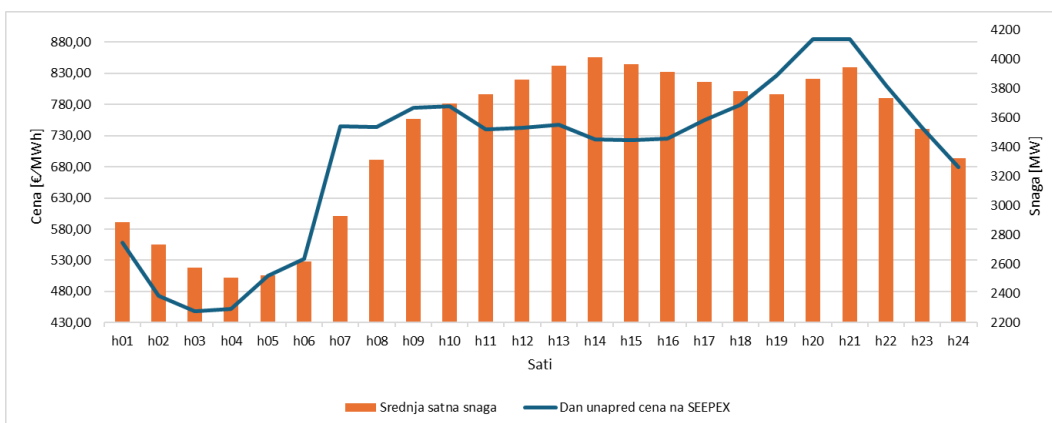
- Slika 2: objedinjeno predstavljanje kretanja cena na dan unapred tržištu električne energije SEEPEX po satima za sva tri dana,
- Slika 3: objedinjeno predstavljanje kretanja srednjih satnih snaga konzuma na distributivnom nivou (u daljem tekstu: srednjih satnih snaga) po satima za sva tri dana,
- Slike 4 – 6: uporedno predstavljanje cena na dan unapred tržištu električne energije SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za svaki dan pojedinačno.



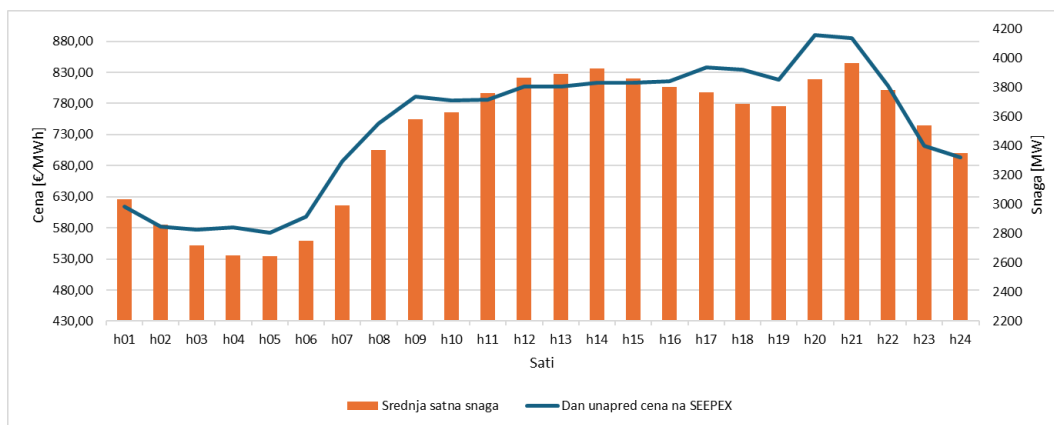
Slika 2: Kretanja cena na dan unapred tržištu električne energije SEEPEX po satima za period 29-31.8.2022. godine



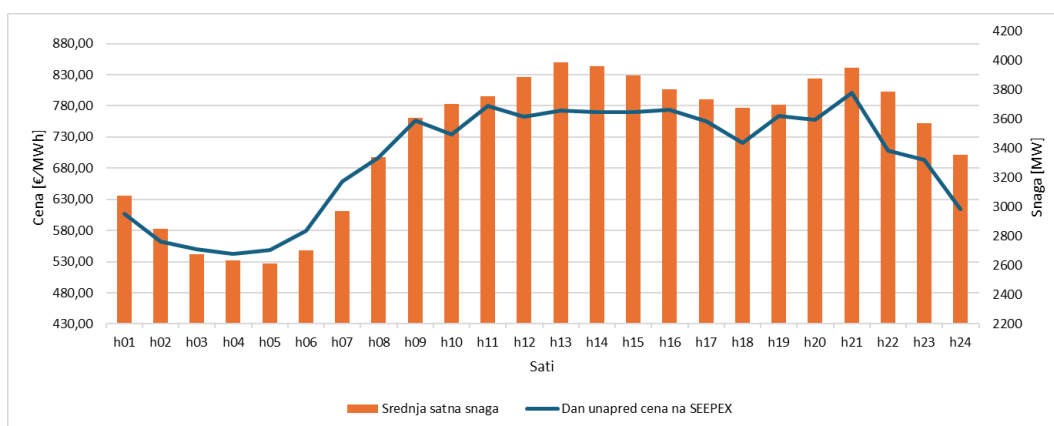
Slika 3: Kretanja srednjih satnih snaga po satima za period 29-31.8.2022. godine



Slika 4: Usporedni prikaz dan unapred cene na SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za 29.8.2022. godine



Slika 5: Uporedni prikaz dan unapred cena na SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za 30.8.2022. godine



Slika 6: Uporedni prikaz dan unapred cena na SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za 31.8.2022. godine

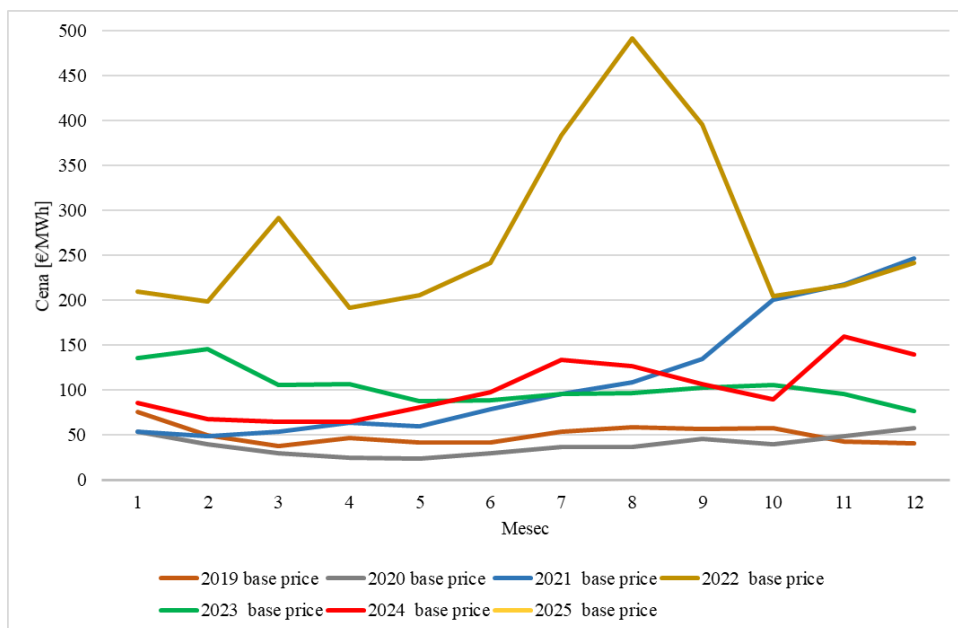
Na osnovu prikazanih dijagrama primetno je da u jutarnjim i večernjim satima trend kretanja dan unapred cena na SEEPEX odgovara trendu satnih opterećenja, međutim u dnevnim vršnim satima (od 11. do 16. sata) trend cene je pod uticajem i drugih faktora. S obzirom da je reč o dan unapred tržištu može se dogoditi da je prognoza konzuma u dan unapred procesu ukazivala da drugačiji dijagram srednjih satnih vrednosti i da se nije očekivalo da će doći do ovolikog skoka potrošnje, takođe uzrok se može naći i u prognozi proizvodnje iz obnovljivih izvora energije u dan unapred procesu ne samo u našem sistemu već i iz susednih sistema. Ukoliko je stvarna proizvodnja bila ispod prognozirane, manji deo konzuma na distributivnom sistemu će se pokriti iz proizvodnje iz obnovljivih izvora energije i stoga trend cene nije ispratio trend srednje satne snage.

Stanovišta smo da bi proizvod „peak-shaving“ mogao da se primeni u večernjem maksimumu, jer je cena i dalje visoka i za svaki dan je trend cene pratio trend srednje satne snage.

3.2 Analiza dan unapred tržišta u Srbiji tokom 2023-2024. godine

Ekstreman skok cena električne energije koji se dogodio u 2022. godini je zaustavljen u 2023. godini zahvaljujući povoljnim meteorološkim uslovima, ako i naporima Evropske komisije i vladama ugovornih strana Energetske zajednice koji su planom obuhvatili ozbiljne mere koje

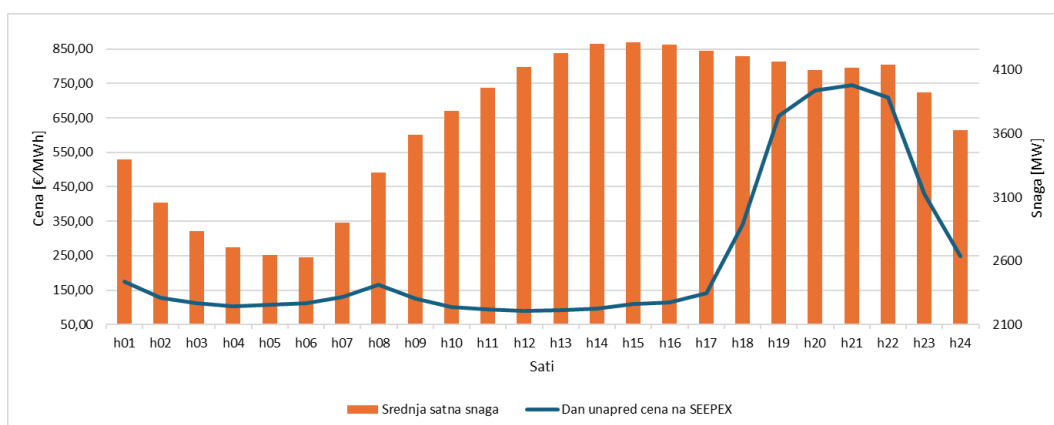
će odgovoriti na budući rast cena električne energije. Bez obzira što je rast cena zaustavljen vrednost cena na SEEPEX nije vraćen na nivo pre krize što se može prepoznati sa Slike 7.



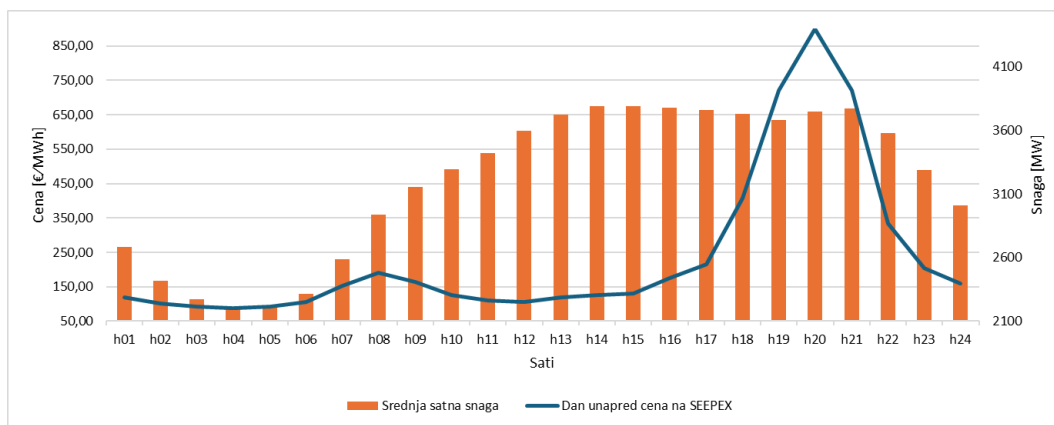
Slika 7: Srednje mesečne dan unapred cene na SEEPEX za period 1.2019-4.2025. godine

Tokom 2023. godine dan unapred cene na SEEPEX imale su manje skokove, maksimalna cena je dosegla 318,27 €/MWh dana 12.9.2023. godine. U 2024. godini situacija je bila dosta nepovoljnija i maksimalna cena doseže čak 899,97 €/MWh, što je čak iznad maksimalne cene u 2022. godini.

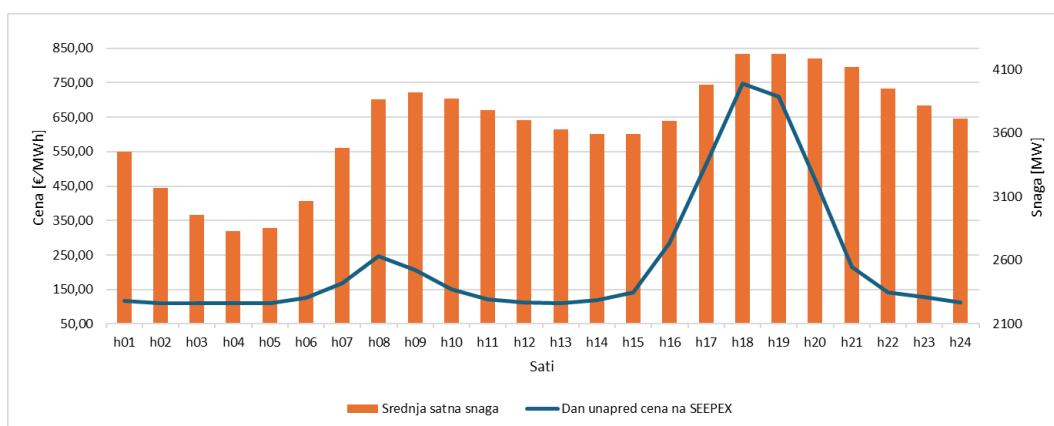
Radi analize u razmatranje smo ponovo uzeli tri dana u kojima su satne cene na dan unapred tržištu električne energije dostigle maksimalne vrednosti u 2024. godini. Ovog puta smo grafički posmatrali samo uporedni prikaz cena na dan unapred tržištu električne energije SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za svaki dan pojedinačno (Slike 8-10).



Slika 8: Uporedni prikaz dan unapred cene na SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za 18.7.2024. godine



Slika 9: Uporedni prikaz dan unapred cene na SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za 3.9.2024. godine



Slika 10: Uporedni prikaz dan unapred cene na SEEPEX i srednjih satnih snaga po satima za 6.11.2024. godine

Sa Slika 8-10 zaključujemo da maksimalne cene nisu nastupile u istom periodu godine kao u 2022. godini, već su se dogodile u tri različita meseca, što je uticalo na trend srednjih satnih snaga kao i na sat u kome se javila maksimalna cena električne energije. Takođe visoke cene su bile prisutne samo u jednom periodu dana, večernjem maksimumu, dok se u 2022. godini visoka cena primećuje u svakom satu tokom posmatranih dana. Za izabrane dana u toku 2024. godine visoka cena električne energije je pojava koja traje samo nekoliko sati, najčešće 3 do 4 sata.

3.3 Preispitivanje svrsishodnosti uvođenja proizvoda „peak-shaving“

Analize koje su sprovedene ne obuhvataju veliki broj dana, ali nam daju uvid koliko je teško proceniti na koji način će se inicirati korišćenje proizvoda „peak-shaving“, odnosno podstiču na preispitivanje da li se potrošnja može ograničiti primenom već postojećih mera bez uvođenja novog proizvoda.

Tržište električne energije i u ovom trenutku dozvoljava da se izvrši ograničenje potrošnje električne energije i to na sledeći način:

- korišćenjem baterijskih sistema za skladištenje energije,
- upravljanjem sa neprioritetnim potrošačima unutar procesa proizvodnje,

- prelaskom na alternativne izvore energije.

Navedene mogućnosti smanjuju potrebu za skupom električnom energijom tokom vršnih tarifa i obezbeđuju stabilnije i efikasnije funkcionisanje sistema.

Baterijski sistemi za skladištenje energije su primarni kandidati za smanjenje potrošnje. Baterije su od posebnog interesa u malim i srednjim razmerama jer se geografski mogu koristiti bilo gde, a masovnost u korišćenju kod komercijalnih kupaca dala bi željeni efekat. Naravno primena baterija u domaćinstvima uz podizanje svesti kupaca da istu koriste u vršnim satima značajno bi mogla smanjiti popodnevene vršne potrošnje.

Baterijski sistemi za skladištenje energije takođe igraju ključnu ulogu u snabdevanju iz obnovljivih izvora energije i nadomešćivanju potreba krajnjih potrošača za električnom energijom. Energija koja se isporučuje iz obnovljivih izvora, dostupna je za trenutnu potrošnju i mnogi faktori kao što su varijacije u trenutnoj insolaciji ili potražnja na tržištu električne energije značajno utiču na cenu električne energije.

Izbegavanje kupovine električne energije za snabdevanje krajnjih potrošača u trenucima visokih cena na tržištu električne energije može se ostvariti upotrebom sopstvene proizvodnje električne energije koji u kombinaciji sa baterijskim skladištima električne energije dovode do željenog efekta.

Druga nedoumica za uvođenje proizvoda „peak-shaving“ je može li se proračunatim ponašanjem učesnika na organizovanom tržištu električne energije dovesti do visokih cena kako bi trgovci električnom energijom osigurali kupovinu, a posledično umanjiti troškove kada dobiju nadoknadu usled aktiviranja proizvoda „peak-shaving“.

4 ZAKLJUČAK

Fleksibilnost i elastičnost u isporuci električne energije na svim naponskim nivoima postaje sve važnija za suočavanje sa rastućim udelom varijabilnih obnovljivih izvora električne energije izazvanim dekarbonizacijom energetskog sistema, kao i rastućom potražnjom za električnom energijom naručitu gledano kroz velike serverske sisteme, toplotne pumpe i električna vozila.

Siguran, stabilan i održiv rad sistema je cilj svakog operatora sistema. Ideja za uvođenje proizvoda „peak-shaving“ je eliminisanje velikih skokova potrošnje i smanjenje ukupnih troškova izazvanih vršnim opterećenjem. Ukoliko cena električne energije prati skokove potrošnje, što je najčešći slučaj, dolazi do povećanih troškova za krajnje potrošače, bilo da je reč o industriji ili domaćinstvima, a sa druge strane negativno utiče na elektroenergetski sistem jer dovodi do preopterećenja mreže i nestabilnog rada. Sa ovog stanovišta posmatranja ograničavanje potrošnje novim proizvodom u potpunosti je opravdano. Na ovaj način bi se potencijalno umanjili troškovi ulaganja u ojačavanje elektroenergetskog sistema.

Sa druge strane prepoznaje se da je već dovoljno mehanizama na tržištu električne energije radi upravljanja sistemom uvedeno i da nije neophodno da se uvodi novi proizvod „peak-shaving“ već da on može da se podvuče pod neki od postojećih što smo kroz rad i spomenuli. Među stručnjacima se provlači i pitanje da li bi proizvod „peak-shaving“ mogao veštački da smanji cenu na dan unapred tržištu električne energije i pošalje pogrešan signal o stanju sistema iziskujući dodatne subvencije za uključivanje većeg broj jedinica za odgovor na potražnju ili će pozitivno uticati na broj potencijalnih pružaoca usluge odgovora na potražnju, kao i da li će

kapacitivni mehanizam zbog korišćenja proizvodnje, skladištenja, odgovora na potražnju postati dominantan u odnosu na proizvod „peak-shaving“.

Preispitivanje za neophodnost uvođenja ovog proizvoda u Evropskoj uniji je u toku, a ACER će doneti konačan sud o njegovoj realizaciji. U skladu sa odlukom ACER će zavisiti i uvođenje proizvoda „peak-shaving“ na tržište električne energije u Srbiji.

5 LITERATURA

- [1] Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design
- [2] ACER, [Internet]. Dostupno na: <https://www.acer.europa.eu/electricity/expert-group-peak-shaving-products>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.07)

C5.07

ANALIZA MOGUĆNOSTI P2P (PEER TO PEER) SNABDEVANJA U REPUBLICI SRBIJI

ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES OF P2P (PEER-TO-PEER) SUPPLY IN THE
REPUBLIC OF SERBIA

Dunja Grujić, Miloš Kuzman *

Kratak sadržaj: Kako u ukupnoj potrošnji električne energije povećati udeo električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije pitanje je koje već neko vreme zaokuplja pažnju stručne javnosti koja se bavi energetsom tranzicijom. Kako bi zadovoljio sve učestalije potrebe koje zahteva energetska tranzicija, distributivni elektroenergetski sistem iz pasivnog prelazi u aktivan sa značajnim brojem priključenih distribuiranih izvora električne energije. Navedeno, između ostalog, dovodi do promena tokova snaga, težeg upravljanja sistemom, povećanja gubitaka, potrebama za investicije u mrežu u smislu povećanja kapaciteta, automatizacije i digitalizacije. Usled trenutnog stanja distributivnog sistema, ograničenih kapaciteta za priključenje novih proizvodnih jedinica iz varijabilnih izvora energije, kao i nedostatka balansne rezerve neophodno je intenzivno raditi na unapređenju elektroenergetskog sistema, ali i na razvoju različitih tržišnih mehanizama koji će biti podrška energetske tranziciji. Jedan od takvih tržišnih mehanizama je i koncept P2P (*peer to peer*) snabdevanja koji će biti analiziran u ovom radu. Razmatraće se prednosti i nedostaci pomenutog koncepta kao i mogućnosti za njegovu implementaciju u Republici Srbiji. Biće sagledani i tehnički uslovi za primenu ovog mehanizma, ali takođe i potrebe za izmenom regulative, kao i socijalni i ekonomski uticaj na različite učesnike na tržištu električne energije na koje uvođenje P2P snabdevanja ima uticaja.

Ključne reči: *Energetska tranzicija, obnovljivi izvori energije, tržište električne energije, P2P (peer to peer) snabdevanje*

Abstract: How to increase the share of electricity produced from renewable energy sources in the total electricity consumption is a question that has been attracting the attention of the professional public dealing with the energy transition for some time. In order to meet the increasingly frequent needs required by the energy transition, the distribution power system is transitioning from passive to active with a significant number of connected distributed electricity sources. This, among other things, leads to changes in power flows, more challenging system management, increased losses, and the need for investments in the grid in terms of capacity expansion, automation, and digitalization.

* Dunja Grujić, Flaner d.o.o, dunja.grujic@flaner.rs

Miloš Kuzman, Udruženje za pravo energetike Srbije, milos.kuzman@upes.rs

Due to the current state of the distribution system, limited capacity for connecting new generation units from variable energy sources, and the lack of balancing reserves, it is essential to focus intensively on improving the power system, as well as developing various market mechanisms that will support the energy transition. One such mechanism, which will be analyzed in this paper, is the concept of peer-to-peer (P2P) supply. The advantages and disadvantages of this concept will be examined, as well as the possibilities for its implementation in the Republic of Serbia. Technical conditions for the application of this mechanism will be considered, along with the need for regulatory changes and the social and economic impact on different market participants affected by the introduction of P2P supply.

Key words: *Energy transition, renewable energy sources, electricity market, P2P (peer-to-peer) supply*

1 UVOD

U prethodnim godinama došlo je do ubrzavanja energetske tranzicije kroz priključenje značajnih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije (u daljem tekstu: OIE). Naredni period bi trebalo da donese još intenzivniji prelazak sa korišćenja fosilnih goriva na OIE, posebno imajući u vidu evropske ciljeve postizanja ugljenične neutralnosti do 2050. godine [1]. Navedeni proces doneo je mnoštvo izazova, između ostalog i u upravljanju elektroenergetskim sistemom, regulacijom napona, balansiranjem sistema, povećanjem gubitaka, sigurnošću snabdevanja, kao i potrebu za novim investicijama u sistem kako bi novi korisnici sistema mogli da se priključe.

Kako bi se pomenuti izazovi delimično prevazišli razvijaju se nove vrste učesnika na tržištu kao što su npr. skladištari, ali i novi tržišni modeli poslovanja kao što su npr. agregatori, energetske zajednice građana i zajednice OIE [2,3]. Sa istim ciljem, RED II Direktiva 2018/2001 Evropske Unije [4] definiše i mogućnost *peer-to-peer* snabdevanja (u daljem tekstu: P2P). Model P2P funkcioniše u Australiji, Kini i Japanu ali i brojnim zemljama Evrope, među kojima prednjače Nemačka, Velika Britanija, Holandija i skandinavske zemlje. Pokrenut je i nemali broj projekata u cilju promocije, podsticaja i razvoja P2P modela, kao što su npr. *Powerpeers* [5] i *Quartierstrom* [6].

U ovom radu analiziran je pre svega sam P2P model, potom i njegove prednosti i nedostaci, iskustva u primeni modela u evropskim zemljama, kao i mogućnosti njegove primene u Republici Srbiji.

2 P2P MODEL [7-14]

Usled izazova koje sa sobom nosi energetska tranzicija širom sveta se promovišu modeli proizvodnje električne energije za sopstvene potrebe, naročito iz OIE, između ostalog kroz subvencije za početnu investiciju u proizvodne objekte iz OIE i podsticajne modele obračuna kao što su npr. neto merenje ili fid-in tarife. Konceptom proizvodnje električne energije za sopstvene potrebe električna energija se troši bliže mestu proizvodnje, što doprinosi energetskej efikasnosti, smanjenju gubitaka, lakšem upravljanju elektroenergetskim sistemom, njegovom rasterećenju i većoj fleksibilnosti, oslobađanju kapaciteta za priključenje novih korisnika sistema bez velikih investicija, kao i smanjenju troškova električne energije.

Oslanjajući se na uočene pozitivne efekte upotrebe pomenutog koncepta počeo je i razvoj P2P modela snabdevanja kao još jedan od vidova podsticaja.

P2P model se zasniva na ideji da učesnici na tržištu koji proizvode električnu energiju za sopstvene potrebe, višak proizvedene električne energije prodaju direktno drugim učesnicima na tržištu, kako bi se energija što je moguće efikasnije koristila. Prema drugim modelima, višak energije učesnik na tržištu može ili skladištiti (pri čemu ima značajne investicione troškove skladišta) ili isporučivati u mrežu. Korišćenjem ovih modela može doći do opterećenja elektroenergetskog sistema i zauzimanja kapaciteta, uz neretko neadekvatne prihode od isporučene energije. Upravo u tome leži dodatna prednost P2P snabdevanja u odnosu na druge tržišne modele.

U P2P modelu mogu učestvovati isključivo učesnici na tržištu koji proizvode električnu energiju iz OIE za sopstvene potrebe (kupci-proizvođači ili aktivni kupci) i svi učesnici na tržištu kojima je potrebna električna energija (kao što su krajnji kupci, kupci-proizvođači ili skladišta). U pojedinim konceptima dozvoljeno je i proizvođačima iz OIE, koji proizvedenu električnu energiju ne koriste za sopstvenu potrošnju, učešće u P2P modelu, ali ovo je više izuzetak nego pravilo.

Učesnici na tržištu koji učestvuju u P2P modelu zadržavaju svoja prava i obaveze definisane propisima. Tako, na primer, krajnji kupci koji kupuju električnu energiju putem P2P i dalje imaju prava i obaveze krajnjih kupaca, između ostalog, u smislu priključenja na sistem, pristupa sistemu i balansne odgovornosti.

2.1 Trgovina električnom energijom u P2P modelu

Trgovina električnom energijom, između učesnika na tržištu koji imaju viškove električne energije i onih kojima je ista potrebna, može se obavljati direktno ili preko agregatora kao posrednika. P2P snabdevanje ne predstavlja fizičku isporuku električne energije tj. celokupna energija koju proizvođači proizvedu i ne potroše za sopstvene potrebe biće isporučena u elektroenergetski sistem i celokupna energija koju kupci potroše biće preuzeta iz sistema. P2P model snabdevanja je zapravo „administrativna“, „virtuelna“ prodaja i kupovina električne energije preko digitalne platforme. Proizvođači nude energiju u trenucima kada imaju višak, dok kupci kupuju energiju ukoliko im je potrebna i ukoliko im odgovara cena.

Odnos između kupaca i proizvođača električne energije definiše se tzv. pametnim ugovorima, koji su zapravo računarski programi. Pametnim ugovorima se unapred definišu uslovi prodaje, odnosno kupovine, prati njihovo ispunjavanje i po ispunjenju uslova trgovina se automatski izvršava bez posrednika – tj. proizvođač prodaje energiju, kupac kupuje i plaća proizvođaču. Može se primetiti da pametni ugovori zahtevaju minimalno angažovanje kupca i proizvođača. Plaćanje se može obaviti nakon trgovine, ali je značajno češća situacija da kupac unapred uplaćuje kredit koji se naknadno koristi za kupovinu energije.

S obzirom na to da je sve unapred definisano i da realizacijom pametnih ugovora rukuje softver, nema dodatnih troškova posrednika kao što su snabdevači ili operatori sistema te nema ni dodatnih provizija snabdevača u smislu nadoknada za izvršenu uslugu trgovine energijom. Učesnici u P2P konceptu često imaju samo troškove registracije na platformu za P2P trgovinu i eventualno mesečnu pretplatu na korišćenje platforme ili proviziju za izvršenu kupovinu energije koji su u praksi značajno niži od provizija snabdevača.

Platforme i pametni ugovori za P2P trgovinu zasnivaju se na *Blockchain* tehnologiji. *Blockchain* u ovom slučaju funkcioniše kao decentralizovana baza podataka u kojoj se čuvaju podaci o korisnicima platforme, uslovima prodaje i kupovine električne energije, izmerenim vrednostima proizvedene i potrošene električne energije, cenama, obračunima električne energije, izvršenim transakcijama i drugo. Podaci se čuvaju trajno, uz najviše standardne zaštite podataka, u „kockama“ (*blocks*) koje su međusobno povezane „lancima“ (*chain*).

2.2 Ugovori o snabdevanju, pristup sistemu i balansna odgovornost

Učesnici na tržištu koji se opredele za prodaju, odnosno kupovinu električne energije putem P2P snabdevanja za tu količinu električne energije koju prodaju, odnosno kupe putem P2P imaće zaključene pametne ugovore kao potvrdu o realizovanoj trgovini.

Kupci i proizvođači se mogu opredeliti da celokupnu energiju kupuju putem P2P ali takođe, u cilju optimizacije svojih troškova, mogu koristiti i kombinovani sistem, gde će deo prodavati, odnosno kupovati putem P2P modela, a deo klasičnim ugovorima o snabdevanju gde posebno ugovaraju uslove snabdevanja, a naročito količine električne energije i cene.

Neophodno je rešiti pitanje pristupa sistemu i balansne odgovornosti za svakog učesnika na tržištu, odnosno korisnika sistema zasebno, te tako i za one koji koriste P2P snabdevanje. S obzirom na to da se celokupna električna energija isporučuje u elektroenergetski sistem odnosno iz njega preuzima, i kupac i proizvođač električne energije će biti dužni da regulišu pristup sistemu i balansnu odgovornost za celokupnu preuzetu odnosno isporučenu energiju.

3 DODATNE MOGUĆNOSTI UPOTREBE P2P MODELA SNABDEVANJA [7-14]

Upotrebom *blockchain* tehnologije obezbeđuje se trajno čuvanje podataka na transparentan i siguran način. S obzirom na tu pogodnost, može se pratiti istorija prodaje i kupovine električne energije putem P2P modela. Analizom prethodnih transakcija ali i upotrebom naprednih mogućnosti veštačke inteligencije i različitih prediktivnih modela može se vršiti prognoza budućih aktivnosti na platformi kako bi trgovina bila što efikasnija. Koriste se različite metode, od klasičnih matematičkih modela do kompleksnih analiza ljudskih navika i ponašanja, u cilju što preciznijih prognoza.

Cilj je sa što većom sigurnošću prognozirati proizvodnju električne energije iz varijabilnih OIE (pre svega solarnih elektrana) kao i ponašanje kupaca u smislu potreba za električnom energijom. Na taj način može se vršiti procena raspoložive i potrebne električne energije za prodaju, odnosno kupovinu putem P2P modela.

Sprovođenje energetske tranzicije dovodi do sve veće penetracije OIE u elektroenergetske sisteme ali i potrebe da se uz što manje investicione troškove omogući integracija dodatnih proizvodnih kapaciteta iz OIE kao i da se smanje zagušenja u mreži koja se javljaju naročito usled stohastičke proizvodnje iz varijabilnih OIE. Jedno od rešenja je sigurno i P2P snabdevanje i mogućnosti koje pruža *blockchain* tehnologija koje će biti opisane u produžetku.

3.1 Upravljanje potrošnjom

Predikcije koje pruža P2P model mogu biti značajne za ubrzanje energetske tranzicije. Pre svega raspolagaće se boljom prognozom proizvodnje proizvodnih objekata iz OIE što je osnova za upravljanje potrošnjom u smislu njenog prilagođavanja proizvodnji. Time će se doprineti rasterećenju sistema, lakšem balansiranju i upravljanju, a takođe i smanjenju troškova za sve učesnike na tržištu.

Prvenstveno se sopstvena potrošnja proizvođača iz OIE može prilagoditi proizvodnji tako da višak koji se isporučuje u elektroenergetski sistem bude što manji (npr. kupci-proizvođači mogu planirati potrošnju električne energije u periodima kada njihova elektrana proizvodi električnu energiju).

Potom, cena električne energije u periodima kada postoji višak može biti nešto niža od tržišne cene električne energije po kojoj krajnji kupci kupuju električnu energiju od snabdevača klasičnim načinima snabdevanja (što nije teško postići jer neće postojati provizija snabdevača), a nešto viša od cene po kojoj snabdevači otkupljuju višak električne energije od kupaca-proizvođača. Na taj način obe strane će imati interes – pre svega proizvođači da troše električnu energiju koju sami proizvedu (jer u tom slučaju energijom koju su sami proizveli menjaju kupovinu električne energije po potencijalno višoj ceni), potom da višak energije prodaju po P2P modelu jer će imati veće prihode nego da prodaju snabdevaču energiju po nižoj ceni, dok će kupci imati interes da kupe energiju po P2P modelu jer će biti jeftinija od energije koju mogu da kupe klasičnim modelima. Pomenuto predstavlja implicitno upravljanje potrošnjom koje je prirodna reakcija učesnika na tržištu na cenovne signale.

Implicitno upravljanje se takođe može postići i dugoročnijim ugovorima o P2P snabdevanju (ili klasičnim ugovorima o snabdevanju) sa dinamičkim cenama tj. nižim cenama električne energije u periodima kada u sistemu postoji višak energije i obrnuto [15].

Najčešće se upravlja se sistemima za grejanje i hlađenje prostora i vode, kao i frižiderima, odnosno zamrzivačima. U industrijskim kompleksima može se upravljati i pojedinačnim mašinama, odnosno proizvodnim pogonima u zavisnosti od internih instalacija u okviru fabrike.

3.2 Agregatori i P2P model snabdevanja

Kako bi se pomenuti efekti upravljanja potrošnjom umnožili važno je istaći da agregatori mogu imati značajnu ulogu tako što će objediniti u svojoj agregatorskoj grupi veći broj učesnika na tržištu (pre svega kupaca i kupaca-proizvođača i eventualno skladišta) koji će se snabdevati po P2P modelu. Agregator će za sve članove grupe preuzeti na sebe regulisanje balansne odgovornosti jer je regulisanje balansne odgovornosti za pojedinačne učesnike na tržištu izuzetno kompleksno i često neisplativo.

Agregator može upravljati potrošnjom članova grupe eksplicitno, zaključenjem ugovora, pri čemu se članovi i agregator međusobno dogovaraju o uslovima i trajanju upravljanja potrošnjom. Sve opisano bi moglo da se primeni u okviru P2P modela snabdevanja tako da se viškovi energije koje članovi grupe imaju potroše od strane članova agregatorske grupe. Takođe, agregator članovima grupe može davati naloge da povećaju, odnosno smanje potrošnju, ili da pune i prazne skladište, u skladu sa cenovnim signalima na tržištu ili u cilju smanjenja troškova debalansa, kako bi svi članovi i sam agregator imali što bolje finansijske efekte [16].

Agregator može, pored navedenog, učestvovati i u pružanju pomoćnih usluga operatorima sistema, kao i u redispečingu, te i sa tom namerom može upravljati članovima agregatorske grupe koji koriste P2P model snabdevanja i time još povećati pozitivne efekte ovakvog tipa organizovanja.

3.3 Skladišta električne energije i P2P model snabdevanja

P2P model snabdevanja može se koristiti za organizaciju punjenja i pražnjenja skladišta električne energije, tako da se skladište puni kada ima dovoljno energije i kada je prirodno, usled pravila ponude i potražnje, cena najpovoljnija, a da se prazni kada nema dovoljno energije u sistemu odnosno kada je cena energije najskuplja.

P2P model snabdevanja se može koristiti i za planiranje punjenja baterija električnih vozila. Potrebno je definisati parametre punjenja kao što je vreme u koje korisnik želi da ima do zadatog procenta punu bateriju. Softver će računati koliko vremena je potrebno da bi se ispunio zahtev i puniće bateriju u trenucima kada je cena najpovoljnija i kada je to najbolje sa aspekta sistema. Pored toga, može se dozvoliti i pražnjenje baterije električnog automobila u slučaju da u sistemu nema dovoljno energije ili u slučaju visokih cena električne energije pri čemu se baterija ponaša kao klasično skladište.

3.4 P2P model snabdevanja i udruživanje [17]

S obzirom na rastući broj energetskih zajednica građana i zajednica OIE (u daljem tekstu: zajednice) potrebno je analizirati i uticaj P2P modela snabdevanja na njih.

Uobičajeno je da članovi zajednica imaju posebne načine međusobne raspodele energije, kao i obračuna. Međutim, za očekivati je da i oni imaju pravo učešća u P2P snabdevanju s tim što je pretpostavka da će kupci iz zajednice moći da kupuju energiju ali da proizvođač u vlasništvu zajednice u većini slučajeva neće moći da prodaje energiju, jer će biti proizvođač koji celokupnu energiju isporučuje u elektroenergetski sistem.

3.5 Dodatne mogućnosti *Blockchain* tehnologije i P2P snabdevanja

Blockchain tehnologija i P2P snabdevanje mogu podržati i izdavanje garancija porekla za električnu energiju kojom se trguje ali takođe i upotrebu kriptovaluta za obavljanje transakcija, kao i investiciona ulaganja u buduće projekte OIE. Predmetna inovativna tehnologija može biti jedna od ključnih tačaka za uspešniji nastavak energetske tranzicije.

4 GEOGRAFSKI RASPORED KUPACA I PRODAVACA ELEKTRIČNE ENERGIJE U P2P MODELU SNABDEVANJA [9-14, 18, 19]

S obzirom na to da se ne radi o fizičkoj isporuci električne energije, P2P snabdevanje ne mora da se odvija između fizički bliskih objekata – oni mogu biti i kilometrima udaljeni jedni od drugih. Međutim, ovakvo rešenje nije najbolje jer potencijalno neće uticati pozitivno na elektroenergetski sistem u smislu smanjenja gubitaka, sprečavanja zagušenja, lakšeg balansiranja i oslobađanja kapaciteta mreže.

Zbog navedenog, povoljnija situacija za sistem, a samim tim i za energetske tranzicije generalno, je situacija gde se P2P snabdevanje vrši upravo između geografski bliskih objekata učesnika na tržištu (idealno onih koji su povezani na isti izvod transformatorske stanice). Tada će se upravo ispoljiti svi pozitivni efekti koje P2P snabdevanje sa sobom donosi, iako ni efekti snabdevanja međusobno udaljenih objekata nisu zanemarivi.

Pored navedenog, P2P snabdevanje svoj puni smisao dobija u slučaju mikromreža. U okviru jedne mikromreže, koja se nalazi na jednoj ograničenoj površini, mogu se nalaziti proizvođači, kupci-proizvođači, skladišta, kao i krajnji kupci. Mikromrežom bi, u sklopu trenutne postavke tržišta električne energije, mogao da upravlja operator mikromreže ili agregator.

Mikromreža bi mogla da bude:

- povezana na elektroenergetski sistem pri čemu bi imala jednu ili više tačaka razmene energije sa operatorom distributivnog ili prenosnog sistema, pri čemu bi operator mikromreže plaćao operatoru sistema pristup sistemu, i sve troškove bi (između ostalog trošak pristupa, investicija i održavanja postojeće infrastrukture mikromreže) delio na članove mikromreže u skladu sa njihovim korišćenjem mikromreže. Svakako bi ti troškovi bili niži od troškova pristupa globalnom elektroenergetskom sistemu,

- nezavisna od elektroenergetskog sistema. Ovaj koncept je značajno složeniji od prethodno opisanog. Iako bi doneo veće prihode učesnicima na tržištu u okviru mikromreže početna investicija je često previsoka da bi bila isplativa u razumnom roku. Potrebno je izgraditi infrastrukturu, pre svega u smislu mreže, a potom i objekte za proizvodnju energije uz obezbeđivanje dovoljne balansne rezerve (očekivano kroz skladišta električne energije). S obzirom na to ne deluje realno za očekivati da će se ovakvi modeli mikromreža pojaviti u skoroj budućnosti iako već postoje primeri u udaljenim naseljenim predelima gde su ovakva rešenja jeftinija od širenja globalnog elektroenergetskog sistema (npr. sever Skandinavije).

Za učesnike na tržištu u okviru pomenutih mikromreža troškovi pristupa sistemu, balansiranja i energije bi bili najniži mogući u slučaju da se primenjuje P2P model snabdevanja u kombinaciji sa upravljanjem potrošnjom od strane operatora mikromreže ili agregatora.

Upravljanje bi se vršilo sa ciljem postizanja što većih prihoda i što nižih troškova učesnicima na tržištu u okviru mikromreže pri čemu bi moglo da se upravlja potrošnjom tako da se ona prilagođava proizvodnji proizvođača iz OIE sa ciljem što veće proizvodnje energije iz OIE i što veće potrošnje proizvedene električne energije u periodima kada se proizvodi. Time bi se upotreba OIE povećala, potreba za skladištenjem smanjila, a isto tako bi se smanjilo preuzimanje energije iz globalnog elektroenergetskog sistema. Ukoliko bi proizvođači bili u okviru mikromreže tada bi globalni operator sistema isporučivao manje količine energije operatoru mikromreže jer bi upravo proizvođači u okviru mikromreže zadovoljavali deo potreba krajnjih kupaca za električnom energijom. Naravno, pored toga upravljanje bi moglo da se vrši i u cilju smanjenja troškova debalansa.

5 ANALIZA UPOTREBE P2P MODELA SNABDEVANJA U OKVIRU PROJEKTA *POWERPEERS* [5]

Projekat *Powerpeers* započeo je 2018. godine tako što je kompanija *Vattenfall* osnovala kompaniju *Powerpeers* kao snabdevača koji snabdeva tržište isključivo energijom iz OIE. Ugovor o snabdevanju energijom iz OIE sa fiksnom i varijabilnom cenom mogu u okviru ovog projekta zaključivati fizička i pravna lica, a *Powerpeers* nudi snabdevanje električnom energijom, obnovljivim gasovima, gasovima koji zamenjuju ugljen dioksid ili kombinacijom ovih gasova. Važno je napomenuti da se korisnici usluga *Powerpeersa* nalaze isključivo na teritoriji Holandije, gde je i sedište *Powerpeersa*.

Powerpeers vrši povezivanje korisnika putem *blockchain* tehnologije tako što spaja korisnike koji generišu energiju iz OIE za sopstvene potrebe i proizvode višak energije u odnosu na sopstvene potrebe, kao i korisnike koji to ne čine ali žele da se snabdevaju energijom iz OIE. Primarni izvor električne energije u okviru *Powerpeers* je energija sunca iz solarnih panela koji su postavljeni na domaćinstva, ali takođe i energija vetra, biogasovi ali i mini hidroelektrane.

Glavni cilj osnivanja *Powerpeersa* je bilo stvaranje klimatski neutralne kompanije u sklopu strategije da Evropska Unija, a samim tim i Holandija, budu klimatski neutralne do 2050. godine [1]. U toku više od šest godina rada, *Powerpeers* je znatno povećao broj korisnika, jer se videlo da ovakav model odgovara i proizvođačima energije koji višak proizvedene energije prodaju uz niže troškove posredovanja, kao i kupcima koji se snabdevaju po nižim cenama u odnosu na tradicionalne modele.

Osnovna prednost ovakvog P2P modela u odnosu na tradicionalne je fleksibilnost što korisnici najčešće ističu. Na primer, desiće se da jedno domaćinstvo pribavi u jednoj kalendarskoj godini dva električna vozila za koja im je potrebna dodatna količina električne energije. Preko *Powerpeers* platforme oni mogu na osnovu procenjene potrošnje vozila da unapred po fiksnoj ceni planiraju svoje troškove, i da takav ugovor zaključe na platformi. Ukoliko su dovoljno vični ili imaju dobre savetnike koji umeju da prate buduće trendove na tržištu energije, korisnici mogu da učine i dodatnu uštedu tako što će zaključiti ugovor sa varijabilnom cenom energije na određeni vremenski period. U oba slučaja, korisnici takođe obezbeđuju sigurnost snabdevanja za vremenski period u okviru koga su zaključili ugovor na platformi.

Sve prethodno će u većoj meri ostvarivati svoju svrhu u situaciji u kojoj su cene energije na tržištu visoke što motiviše korisnike da se udružuju putem P2P platformi kako bi optimizovali svoje potrebe za energijom. Cene energije u Holandiji su prilično visoke, prosečno 0,32 EUR po kilovat času za električnu energiju i 1,46 EUR za kubni metar gasa [20] te je stoga i jasno odakle ovoliko interesovanje za *Powerpeers* platformu i veliki uspeh koji je ova platforma postigla.

6 PREDUSLOVI ZA UPOTREBU P2P MODELA U REPUBLICI SRBIJI

Evropska Unija donela je strategiju energetske tranzicije. Jedan od osnovnih ciljeva je klimatska neutralnost do 2050. godine, što, između ostalog, podrazumeva i zadatak da emisije gasova sa efektom staklene bašte do 2050. godine budu manje za bar 55% u odnosu na 1990. godinu [1]. Evropska komisija je državama članicama dala preporuku da naprave nacionalne energetske i klimatske planove (NEKP) kroz koje bi definisali mere koje će doprineti ostvarenju pomenutih ciljeva [21].

Republika Srbija je 2023. godine usvojila Integrirani NEKP za period do 2030. godine sa projekcijama do 2050. godine, koji definiše da je cilj da udeo OIE do 2030. godine u Republici Srbiji u finalnoj potrošnji bude najmanje 33.6%, odnosno u ukupnoj proizvodnji 45.2%. [22] Međutim, potrebno je imati u vidu da energetska miks Republike Srbije nije značajno promenjen u prethodnim godinama. Udeo OIE se i dalje zasniva uglavnom na tradicionalnim hidro elektranama [23, 24]. Pri tom uslovi za priključenje novih proizvodnih objekata iz OIE su sve stroži [25-31], dok su investicije u razvoj elektroenergetskog sistema nedovoljne da bi podržale energetska tranziciju [32].

Kako bi se ciljevi Evropske unije ostvarili neophodno je intenzivno raditi na olakšavanju uslova i procedura za priključenje i redovan rad proizvodnih objekata koji koriste OIE, kao i za druge učesnike na tržištu čiji rad doprinosi energetska tranziciji.

P2P model bi mogao da ima značajan pozitivan efekat na energetska tranziciju u Republici Srbiji, ali da bi mogao da zaživi neophodno je prevazići značajne regulatorne, tehničke, ekonomske i društvene izazove.

6.1 Regulatorni izazovi

U Republici Srbiji kao učesnici na tržištu i korisnici sistema, između ostalih, definisani su krajnji kupci (među kojima su posebne vrste punionice za električna vozila, kupci-proizvođači i aktivni kupci), proizvođači i skladišta. Takođe, omogućeno je formiranje zajednica OIE, energetska zajednica građana, kao i rad agregatora, tržišta pomoćnih usluga i redisečing. [25,26]

Međutim, nijedna zajednica još nije oformljena, dok se početak rada prvih agregatora tek očekuje, kao i dodatno definisanje i otvaranje tržišta pomoćnih usluga i redišpečinga.

6.1.1 Početni regulatorni uslovi

Kako bi P2P model mogao da funkcioniše u Republici Srbiji potrebno je u domaćoj regulativi pre svega:

- definisati P2P model snabdevanja kao što je to propisano RED II Direktivom [4],
- učesnike u P2P modelu snabdevanja osloboditi licenciranja za snabdevača kako bi model bio primenjiv. U suprotnom svaki kupac-proizvođač ili aktivni kupac koji bi prodavao viškove po P2P modelu bi morao da ima licencu za snabdevanje što bi obesmisliilo čitav koncept,
- definisati pojam mikromreže po ugledu na trenutno definisan model zatvorenog distributivnog sistema, s tim što bi mikromreža imala značajno širi opseg delovanja (npr. ne bi morala da bude ograničena na mali prostor i mogla bi da obuhvata domaćinstva), a samim tim i obaveze.

6.1.2 Snabdevanje električnom energijom

Što se tiče snabdevanja električnom energijom, trenutno u domaćoj regulativi postoje dva tipa ugovora o snabdevanju [25], i to:

- ugovor o potpunom snabdevanju - snabdevač prodaje krajnjem kupcu celokupnu električnu energiju koju krajnji kupac potroši pri čemu u kupčevo ime reguliše pristup sistemu i balansnu odgovornost. Ova vrsta ugovora je obavezna za sve kupce-proizvođače, a generalno je koristi više od 99% krajnjih kupaca,
- ugovor sa unapred određenim količinama – krajnji kupac i snabdevač ugovaraju tačne količine električne energije koje će kupac kupiti. Pristup sistemu i balansnu odgovornost reguliše samostalno krajnji kupac. Ovu vrstu ugovora trenutno u Republici Srbiji koristi manje od 1% krajnjih kupaca i to su industrijski kupci koji mogu tačno da planiraju svoju potrošnju električne energije na satnom, odnosno 15min nivou, zbog prirode svog proizvodnog procesa.

Jasno je da se ugovor o potpunom snabdevanju, kako je trenutno definisan domaćom regulativom, ne može koristiti u slučaju P2P modela. Krajnji kupci će celokupnu energiju ili deo potrebne energije kupovati po P2P modelu bez posredstva snabdevača. U slučaju da kupuju samo deo potrebne energije po P2P modelu, ostatak bi kupovali po ugovorima sa unapred određenim količinama od snabdevača koje izaberu. Ono što potroše, a ne kupe po P2P modelu ni po ugovoru sa unapred određenim količinama (ili ukoliko kupe više električne energije nego što potroše), regulisaće se kroz balansno tržište.

Što se tiče kupaca-proizvođača potrebno im je omogućiti da koriste tržišne modele ugovora pri čemu bi nezavisno kupovali i prodavali energiju kako bi mogli da učestvuju u P2P modelu. Za aktivne kupce ovakva mogućnost je već predviđena regulativom [25], te se isti model može omogućiti i kupcima-proizvođačima.

Kao prvi korak, i prelazno rešenje za stimulaciju upotrebe P2P modela, potrebno je omogućiti krajnjim kupcima da svu energiju koju potroše, a ne kupe preko P2P modela, kupe od snabdevača kao što je slučaj kod ugovora sa potpunim snabdevanjem. Tom prilikom bi od ukupne izmerene potrošnje bila oduzeta energija koju je kupac kupio preko P2P modela.

6.1.3 Balansna odgovornost i pristup sistemu

Pristup sistemu i balansnu odgovornost učesnici na tržištu koji učestvuju u P2P modelu bi samostalno regulisali. Pristup sistemu bi ugovarali sa operatorom sistema na koji su priključeni, dok bi balansnu odgovornost regulisali ili tako što bi postali balansno odgovorne strane ili prenosom balansne odgovornosti na drugu balansno odgovornu stranu.

Potrebno je za slučaj učesnika na tržištu koji učestvuju u P2P modelu što je moguće više pojednostaviti proces ugovaranja pristupa sistemu, odnosno digitalizovati proces i ubrzati ga.

S obzirom na kompleksnost balansnog mehanizma očekivano je da učesnici na tržištu koji učestvuju u P2P modelu snabdevanja svoju balansnu odgovornost uglavnom prenose na druge balansno odgovorne strane i inicijalna pretpostavka je da će to biti agregatori. To bi bio najisplativiji model jer bi agregator, pored smanjenja troškova debalansa, mogao da doprinosi i boljoj optimizaciji proizvodnje i potrošnje energije u okviru agregatorske grupe što bi kao rezultat donelo dodatne uštede i prihode članovima agregatorske grupe, kako je to ranije opisano.

6.1.4 Platforma za P2P snabdevanje

Na kraju važno je napomenuti da je u slučaju P2P snabdevanja neophodno funkcionisanje platforme preko koje bi se prodavala i kupovala električna energija te je neophodno samu platformu definisati kao jedno legitimno sredstvo za trgovinu električnom energijom i prilagoditi je finansijskim propisima Republike Srbije (u smislu obračuna i plaćanja PDV, akcize i drugo), kao i propisima o zaštiti podataka, a naročito zaštititi podataka o ličnosti.

6.2 Tehnički izazovi

Od tehničkih izazova, može se očekivati da će najveća prepreka za razvoj P2P modela biti razvoj i implementacija platforme za trgovinu električnom energijom po P2P modelu. Izazovno može biti i omogućiti različitim učesnicima na tržištu pristup platformi i obučiti ih za korišćenje.

Takođe, neophodno je omogućiti napredne merne sisteme svim učesnicima koji učestvuju u P2P modelu. Operatori sistema, agregatori, snabdevači, balansno odgovorne strane moraju unaprediti svoje poslovanje u tehničkom smislu kako bi omogućili nesmetano funkcionisanje P2P modela trgovanja.

Pored toga, kako bi model dobio punu primenu potrebno je omogućiti i unaprediti dodatne sisteme za upravljanje potrošnjom i proizvodnjom, a takođe i unaprediti alate za upravljanje elektroenergetskim sistemom.

6.3 Ekonomski izazovi

Usled povoljnih uslova za kupovinu električne energije koje imaju domaćinstva u Republici Srbiji, kao što su mogućnosti snabdevanja od strane regulisanog garantovanog snabdevača po cenama koje su značajno niže od tržišnih [25, 33], kao i regulisanje pristupa sistemu i balansne odgovornosti od strane snabdevača [25], veliki izazov predstavlja njihovo uključivanje u P2P model, a zapravo u njima je ključ sprovođenja energetske tranzicije.

S obzirom na navedeno u Republici Srbiji kako bi se energetska tranzicija sproveda neophodno ju je podržati prvenstveno cenama električne energije, tako što će kupci naći sopstveni interes da investiraju u OIE (kroz sticanje statusa kupca-proizvođača, organizovane zajednice OIE, energetske zajednice građana i slično) a isto tako da kupuju električnu energiju iz OIE kroz npr. P2P koncept. Potrebno je takođe zaštititi najugroženije kupce koji bi i dalje trebalo da imaju subvencionisane cene električne energije [34].

Sa trenutnim određivanjem cena snabdevanja, domaćinstva nisu motivisana da se uključe u proces energetske tranzicije. Za sada se uključuju oni najposvećeniji koji žele da daju doprinos očuvanju životne sredine i smanjenju zagađenja.

Pored svega prethodno iznetog u ovom radu, RED II Direktiva [4] definiše da učesnici u P2P modelu ne mogu biti izloženi diskriminatornim procedurama i naknadama u vezi sa električnom energijom koju preuzimaju ili isporučuju u sistem, kao i troškovima pristupa sistemu koji nisu zasnovani na stvarnim troškovima. S obzirom na to, prilikom implementacije P2P modela snabdevanja u domaću regulativu moraju se preispitati cene pristupa sistemu, kao i generalno cene električne energije. Pored toga neophodno je raditi i na promociji dinamičkih tarifa [2,15,25], agregatora [2,16,25], pomoćnih usluga i redispečinga [25] pri čemu bi se podsticao njihov rad po tržišnim principima kako bi doprinosili radu sistema i daljem napretku energetske tranziciji.

6.4 Društveni izazovi

Prethodno opisane mogućnosti za povećane prihode i ostvarenje ušteda motivisaće učesnike na tržištu da više koriste energiju iz OIE, pri čemu će pomagati radu sistema i omogućiće povećanje kapaciteta za priključenje novih proizvodnih kapaciteta iz OIE.

Kako bi analizirani koncept P2P snabdevanja mogao da zaživi u Republici Srbiji, neophodno je, pored svih tehničkih i regulatornih promena, temeljno raditi na edukaciji građana i privrede. Edukacije je potrebno pre svega sprovesti o samom konceptu, kao i mogućnostima koje pruža ali i izazovima koje sa sobom nosi u smislu blagog smanjenja komfora u cilju postizanja većih ušteda. Takođe, industrija, iako ima više cene električne energije, neretko nije informisana o mogućnostima koje pružaju različiti tržišni mehanizmi te je potrebno sprovesti opsežnu edukaciju.

Neophodno je razviti poverenje u platformu za P2P snabdevanje, nove tehnologije, kao i agregatore čije bi učešće u ovom procesu, bar u prvo vreme, bilo nužno. Potrebno je obezbediti i lak pristup informacijama i propagandne programe gde bi se učesnici na tržištu lako informisali.

7 ZAKLJUČAK

Prelazak na OIE generiše brojne troškove koji su razvijene države sveta spremne da podnesu između ostalog zbog dostizanja klimatske neutralnosti. Nije onda neobično što dolazi do razvoja projekata koji teže da ovakve troškove svedu na minimum kako bi se što veći broj učesnika uključio u ubrzanje energetske tranzicije.

P2P snabdevanje je još jedan od modela koji se razvio kako bi olakšao komunikaciju između proizvođača i potrošača energije generisane iz OIE i trenutno se čini kao vrlo progresivan. Iako u povelju, ovaj model je već pokazao pozitivne efekte u državama u kojima se razvijao o čemu svedoče i brojni zadovoljni korisnici. Ovakav model je značajan i za same države jer između ostalog podstiče brži prelazak na OIE, poboljšava energetske efikasnost, povećava sigurnost snabdevanja i smanjuje marginalne troškove snabdevanja energijom, te je državama u interesu da razvijaju ovakve modele.

Stoga je potrebno da šira naučna i stručna javnost bude upoznata sa P2P modelom i da sagleda sve njegove prednosti i eventualne nedostatke, kako bi nakon adekvatne izmene propisa ovakvi modeli zaživeli i na teritoriji Republike Srbije. Čini se da bi ovakvi modeli pomogli donosiocima odluka da se što pre ostvare ciljevi u oblasti energetike, klimatskih promena pa i zaštite životne sredine na koje se Republika Srbija obavezala međunarodnim sporazumima i domaćim propisima.

8 LITERATURA

- [1] The green deal, dostupno na: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>, [pristupljeno 25.02.2025]
- [2] Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU, Official Journal of the European Union, No. L 158/125, 2019
- [3] Directive (EU) 2016/943 of the European Parliament and of the Council of 8 June 2016 on the protection of undisclosed know-how and business information (trade secrets) against their unlawful acquisition, use and disclosure
- [4] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)
- [5] Powerpeers, internet prezentacija, dostupno na: <https://powerpeers.nl/> , [pristupljeno 25.02.2025]
- [6] Quartierstrom, internet prezentacija, dostupno na: <https://quartierstrom.ch/index.php/en/homepage/> , [pristupljeno 25.02.2025]
- [7] M. Durovic, A. Janessen, The Formation of Smart Contracts and Beyond: Shaking the Fundamentals of Contract Law?, chapter in book: “Smart Contracts and Blockchain Technology: Role of Contract Law”, (L. DiMatteo, M. Cannarsa & C. Poncibo eds Cambridge University Press 2019)
- [8] M. Durovic, The Enforceability Of Smart Contracts, Revija Kopaoničke škole prirodnog prava br. 1/2019, UDC 347.44:004.891 DOI:10.5937/RKSPP1901073D
- [9] E. A. Soto, L. B. Bosman, E. Wollega, W. D. Leon-Salas, Peer-to-peer energy trading: A review of the literature, Applied Energy, Volume 283, 1 February 2021, 116268, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>
- [10] A. L. Bukar, M. F. Hamza, S. Ayub, A. K. Abobaker, B. Modu, S. Mohseni, A. C. Brent, C. Ogbonnaya, K. Mustapha, H. O. Idakwo, Peer-to-peer electricity trading: A systematic review on current developments and perspectives, Renewable Energy Focus, Volume 44, March 2023, Pages 317-333, <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.01.008>
- [11] S. N. Islam, A Review of Peer-to-Peer Energy Trading Markets: Enabling Models and Technologies, Energies 2024, 17(7), 1702; <https://doi.org/10.3390/en17071702>
- [12] Y. Zhou, J. Wu, P2P energy trading via public power networks: Practical challenges, emerging solutions, and the way forward, Frontiers in Energy, Volume 17, pages 189–197, (2023), <https://doi.org/10.1007/s11708-023-0873-9>
- [13] L. de Almeida, V. Cappelli, N. Klausmann, H. van Soest, Peer-to-Peer Trading and Energy Community in the Electricity Market, European University Institute, april 2021
- [14] Schneiders, A., Fell, M. J., & Nolden, C. (2022). Peer-to-peer electricity trading and the sharing economy: social, markets and regulatory perspectives. Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy, 17(1). <https://doi.org/10.1080/15567249.2022.2050849>
- [15] Dunja Grujić, Miloš Kuzman, Željko Đurišić, Upotreba cenovnih signala u cilju ubrzanja energetske tranzicije, Energija, ekonomija, ekologija, 4, XXVI (2024) (crp. 11-18), DOI: 10.46793/EEE24-4.11G
- [16] Dunja Grujić, Miloš Kuzman, Uloga agregatora u razvoju tržišta električne energije, Elektroprivreda Godina 1, Broj 1, 2023, UDK: 621.131.1:502.131.1(497.11), doi: <https://doi.org/10.18485/epij.2023.1.1.2>

- [17] Kuzman, M., Grujić, D. Uloga zajednica obnovljivih izvora energije u energetskej tranziciji, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 1, pp. 40-50, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-1.40K>
- [18] N. Spiliopoulos, I. Sarantakos, S. Nikkhah, G. Gkizas, D. Giaouris, P. Taylor, U. Rajarathnam, N. Wade, Peer-to-peer energy trading for improving economic and resilient operation of microgrids, *Renewable Energy* Volume 199, November 2022, Pages 517-535 <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.08.061>
- [19] Chenghua Zhang, Jianzhong Wu, Yue Zhou, Meng Cheng, Chao Long, Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid, *Applied Energy* Volume 220, 15 June 2018, Pages 1-12, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.010>
- [20] Cene energije u Holandiji, dostupno na: <https://www.overstappen.nl/energie/compare-energy/energy-prices-netherlands/#:~:text=The%20current%20energy%20prices%20are%20%E2%82%AC0%2C32%20per%20kWh,21%25%20VAT.%20Including%20energy%20tax%20and%2021%25%20VAT>. [pristupljeno 25.02.2025]
- [21] Regulation (Eu) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law')
- [22] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. godine, dostupno na: <https://www.mre.gov.rs/tekst/sr/1115/-integrisani-nacionalni-energetski-i-klimatski-plan-republike-srbije-za-period-do-2030-sa-vizijom-do-2050-godine.php>, [pristupljeno 25.02.2025]
- [23] IRENA, Renewable energy statistics 2024, dostupno na: <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>, [pristupljeno 25.02.2025]
- [24] Nacionalni rezidualni miks, dostupno na: <https://ems.rs/nacionalni-rezidualni-miks-u-srbiji/>, [pristupljeno 25.02.2025]
- [25] Zakon o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon i 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, 62/2023 i 94/2024)
- [26] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Službeni glasnik RS", br. 40/21, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon)
- [27] Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom ("Sl. glasnik RS", br. 84/2023)
- [28] Uredba o kriterijumima, uslovima i načinu obračuna potraživanja i obaveza između kupca – proizvođača i snabdevača ("Službeni glasnik RS", br. 83/2021 i 74/2022)
- [29] Uredba o mrežnim pravilima koja se odnose na priključenje na mrežu proizvodnih jedinica ("Sl. glasnik RS", br. 95/2022)
- [30] Pravila o radu distributivnog sistema, jul 2017, dostupno na: https://elektrodistribucija.rs/usluge/dokumenta/Pravila_o_Radu_20072017.pdf, [pristupljeno 25.02.2025]
- [31] Pravilnik o načinu dokazivanja ispunjenosti uslova kojim se odlaganje priključenja na prenosni, distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem ne primenjuje na elektrane koje koriste varijabilne izvore energije ("Sl. glasnik RS", br. 76/2023)
- [32] Trogodišnji program poslovanja Elektrodistribucije Srbije, dostupno na: https://elektrodistribucija.rs/otopost/nama/informacije/informacije_o_poslovanju/trogodisnji_program_poslovanja, [pristupljeno 25.02.2025]

- [33] Cena električne energije za garantovano snabdevanje, dostupno na: https://www.aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/20230926_Odluka%20o%20regulisanoj%20ceni.pdf, [pristupljeno 25.02.2025]
- [34] Uredba o energetske ugroženom kupcu ("Sl. glasnik RS", br. 137/2022, 46/2023 - dr. pravilnik, 93/2023, 103/2023 - dr. pravilnik, 116/2023, 37/2024 - dr. pravilnik i 78/2024 - dr. pravilnik)

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.08)**C5.08****KOORDINISANI PROCESI U EMS AD U SKLADU SA NAJNOVIJOM EVROPSKOM
REGULATIVOM****COORDINATED PROCESSES IN EMS AD IN COMPLIANCE WITH THE LATEST
EUROPEAN REGULATIONS****Dr Marija Đorđević, Srđan Mladenović, Ivana Stamenić, Branko Šumonja***

Kratak sadržaj: Na nivou ENTSO-E i Evrope, odvijaju se procesi koji direktno utiču na elektroenergetski sektor Srbije i operativni rad Operatora prenosnog sistema. Dva ključna procesa u okviru ENTSO-E – koordinisana analiza sigurnosti i koordinisani proračuni prenosnih kapaciteta – sprovode se na usklađen način. U okviru proračuna prenosnih kapaciteta primenjuju se dva metodološka pristupa: NTC i „flow-based“ metod. Ovaj rad prikazuje regulatorni proces priključenja EMS AD evropskim regionima za proračun kapaciteta – CORE i SEE regionu – uz poseban osvrt na izazove sa kojima se EMS AD suočava u ovom kontekstu. Takođe, predstavljeni su osnovni koncepti koordinisanih procesa, koji će se delom realizovati unutar Operatora prenosnog sistema, a delom kroz Regionalne koordinacione centre. Bez obzira na primenjenu metodologiju proračuna prenosnih kapaciteta u različitim fazama, neophodno je ispuniti pravilo dodele 70% kapaciteta kritičnog elementa. U radu su prikazani preliminarni rezultati ispunjenja ovog pravila, uzimajući u obzir da je njegoa primena obavezna u skladu sa Zakonom o energetici.

Ključne reči: *ENTSOE, MACZT, TSO, RCC*

Abstract: At the ENTSO-E and European levels, processes are taking place that directly impact Serbia's power sector and the operational activities of the Transmission System Operator. Two key processes within ENTSO-E – coordinated security analysis and coordinated capacity calculations – are implemented in a harmonized manner. Within capacity calculations, two methodological approaches are applied: the NTC method and the flow-based method. This paper presents the regulatory process of EMS AD's integration into the European capacity calculation regions – CORE and SEE – with a particular focus on the challenge EMS AD faces in this context. Additionally, the fundamental concepts of coordinated processes are outlined, some of which will be implemented within the Transmission System Operator, while others will be carried out through Regional Coordination Centers. Regardless of the methodology used for capacity calculations in different phases, the 70% critical element capacity allocation rule must

* Dr Marija Đorđević, EMS JSC, marija.djordjevic@ems.rs
Srđan Mladenović, EMS AD, srdjan.mladenovic@ems.rs
Ivana Stamenić, EMS AD, ivana.stamenic@ems.rs
Branko Šumonja, EMS AD, branko.sumonja@ems.rs

be met. The paper presents preliminary results on compliance with this rule, considering that its implementation is mandatory under the Energy Law.

Key words: *ENTSOE, MACZT, TSO, RCC*

1 REGULATORNI OKVIR

Novi zakonski okvir, kojim je transponovana evropska regulativa, doneo je novu realnost u operativnom planiranju i upravljanju prenosnim sistemom. Prema odluci Ministarskog saveta Energetske zajednice (EnC), donetoj 15. decembra 2022. godine o transponovanju evropske regulative vezane za elektroenergetiku u zakonodavne okvire svih članica Energetske zajednice, zemlje EnC su se obavezale da do kraja 2023. godine sprovedu transpoziciju u nacionalno zakonodavstvo. U pitanju su uredbe CEP-a (Clean Energy Package): 2019/942, 2019/943, 2019/941 kao i pet mrežnih kodova: (SOGL, ER, CACM, FCA i GLEB) što predstavlja značajan korak u pravcu uključivanja Republike Srbije u jedinstveno evropsko tržište električne energije. Na ovaj način mrežni evropski kodovi su postali obaveza, a ne kako se ranije zvalo „rana implementacija“ mrežnih kodova koja je imala i neku meru proizvoljnosti.

Jedna od ključnih obaveza ugovornih strana Energetske zajednice u okviru transpozicije evropske regulative jeste definisanje regiona za sprovođenje koordinisanih aktivnosti, kao što su bezbednosne analize i proračuni kapaciteta. Osnovne odredbe koje se odnose na svakodnevni rada operatora prenosnog sistema su utvrđivanje regiona za operativnu sigurnost, kao i regiona za proračune prenosnih kapaciteta.

Druga bitna odrednica u koordinisanim proračunima prenosnih kapaciteta povezana je sa ispunjenjem kriterijuma dodele „70% prenosnog kapaciteta“, što za posledicu može da ima da se problemi sa sigurnošću rešavaju na kraćim vremenskim horizontima, kao što je intra-dnevni i vremenski horizont „blisko realnom vremenu“. Takođe, za očekivati je i da će se otklanjanje problema sa zagušenjima rešavati redispečingom i kontra-trgovinom (counter-trading), što kao posledica može imati značajne operativne i finansijske implikacije.

2 KOORDINISANI REGIONALNI PROCESI

Rad se neće baviti političkim konotacijama definisanja regiona, već samo tehničkim parametrima. Definisanje regiona za operativnu sigurnost (SOR-a) postoji već više decenija na nivou Jugoistočne Evrope i prvenstveno kao odgovor na potrebu za koordinisanim planiranjem isključenja u godišnjem, mesečnom i sedmičnom horizontu. Ova praksa je proistekla iz nužnosti međusobnog usaglašavanja aktivnosti među operatorima prenosnih sistema, posebno kada je reč o ključnim 400 kV, 220 kV i interkonektivnim dalekovodima. Kasnije se ovaj pristup institucionalizovao kroz formiranje Regionalnih koordinacionih centara (RCC), koji su proširili okvir koordinacije i na druge planerske aktivnosti, kao što su:

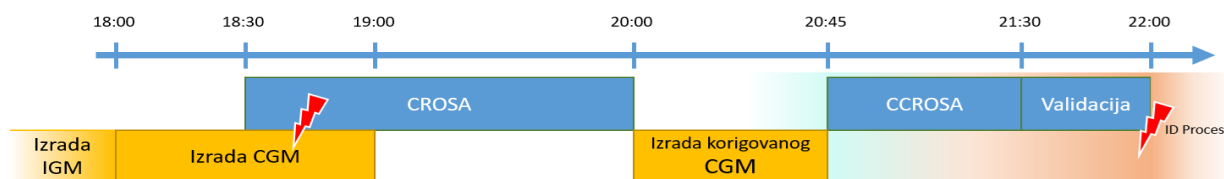
- Modelovanje sistema u različitim vremenskim horizontima: intra-dnevnom, dnevnom nivou, kao i na nivou za dva dana unapred, sedmičnom, mesečnom, pa do godišnjeg nivoa. Ove aktivnosti se odnose na izradu pojedinačnih modela kao i zajedničkog modela interkonekcije, kao preduslova za sve planerske aktivnosti
- Koordinisanje operativne sigurnosti i provere ispunjenosti sigurnosnih kriterijuma N-1, N-x, a gde dominantnu ulogu preuzimaju Koordinacioni centri za sigurnost

- Koordinisanje regionalne/ENTSO-E kratkoročne adekvantnosti (STA “Short-term adequacy“)
- Koordinacija operativnog planiranja isključenja svih relevantnih elemenata na ENSTO-E nivou (OPC “Operational planning coordination“)

EMS AD učestvuje u izradi zajedničkog mrežnog modela (Common Grid Model – CGM), koji je osnova za sve proračune koji se odnose na sigurnost prenosnog sistema i na proračune prenosnih kapaciteta. Kreiranje zajedničkog pan-evropskog modela odvija se na rotacionom principu svih evropskih Regionalnih koordinacionih centara u jedinstven zajednički model se koristi u celoj Evropi i u našem regionu. Ovako generisan zajednički model koristi se u analizama na nivou čitave ENTSO-E mreže, uključujući i region u kojem EMS AD deluje, čime se obezbeđuje koordinisano planiranje i operativna sigurnost sistema.

Kada je u pitanju regionalna koordinacija sigurnosti, u regionu Jugoistočne Evrope, koji obuhvata i zemlje članice Evropske unije (EU) i zemlje koje nisu EU, primenjuje se evropski pristup i dinamički raspored aktivnosti sa ciljem da se još u fazi planiranja za dan unapred identifikuju potencijalna kritična stanja i blagovremeno preduzmu korektivne mere. Zemlje u evropskim regionima za sigurnost implementirale se vrlo složen proces koordinisane sigurnosti koji se odvija u vremenskim intervalima kao što je prikazano na slici 1. Operatori prenosnih sistema treba da dostave svoje mrežne modele (IGM) za naredni dan do 18h, kreiranje zajedničkog mrežnog modela (CGM) se završava u narednih sat vremena, a na istom se sprovodi regionalna operativna analiza sigurnosti (CROSA Cross-Regional Operational Security Assessments). Ukoliko se ustanovi da postoje preotroćenja potrebno je primeniti korektivne mere i kreirati nove modele mreže, a potom sprovesti novu koordinisanu operativnu analizu sigurnosti tzv. CCROSA (Coordinated Cross-Regional Operational Security Assessments). Ovakav režim rada zahteva da se operativne aktivnosti planiranja odvijaju i tokom popodnevne smene, često do 22:00 časa, a svaka faza procesa je praćena telekonferencijama na kojima aktivno učestvuju kako operatori prenosnih sistema (OPS), tako i Regionalni koordinacioni centri (RCC).

CROSA u procesu izrade IGM i CGM mdoela

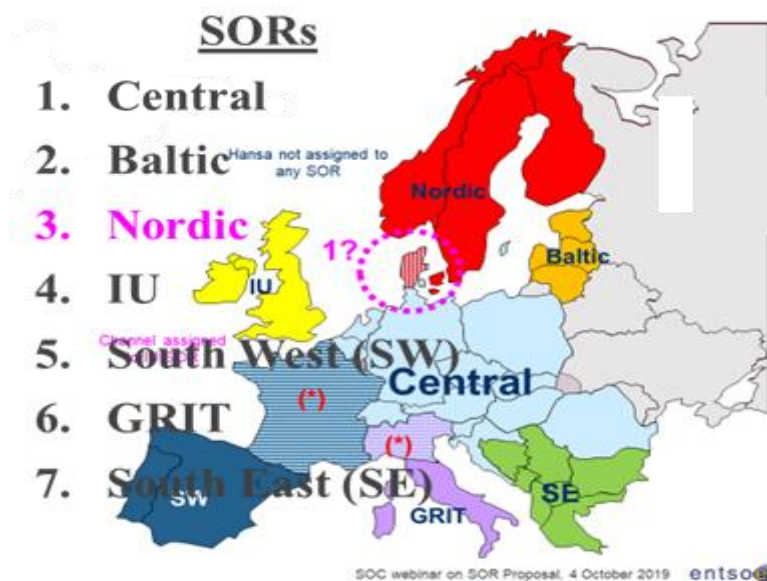


Slika 1. zajednice Proces koordinisane analize sigurnosti u evropskim zemljama

U našem regionu u usaradnji sa SCC, Regionalnim koordinacionim centrom za sigurnost, spovode se sledeće najbitnije aktivnosti koje predstavljaju uvod u kompletnu primenu CROSA procesa:

- Izrada modela u D-1, koja se sprovodi do 18:00h, zatim spajanje zajedničkog modela, izrada analiza sigurnosti

Svakodnevno se organizuju koordinacione telekonferencije na dnevnom nivou u terminu između 20:00h i 22:00h, na osnovu sprovedenih sigurnosnih analiza, razmatrale i po potrebi primenile korektivne mere („remedialne akcije“). Treba samo napomenuti da ove akcije mogu imati nultu finansijsku posledicu, ali mogu uključivati i mere koje povlače operativne finasijske troškove. Preduslov za potpuno uspostavljanje CROSA procesa je definisanje regiona za operativnu sigurnost SOR-a. Na ENTSO-E nivou definisani su okviri SOR-ova, slika 2, na kojima se obavljaju sve funkcionalnosti definisane regulativom na koordinisan način u saradnji sa drugim OPS i Regionalnim koordinacionim centrima: Central, Baltic, Nordic, IU, South West (SW), GRIT, South East (SE).

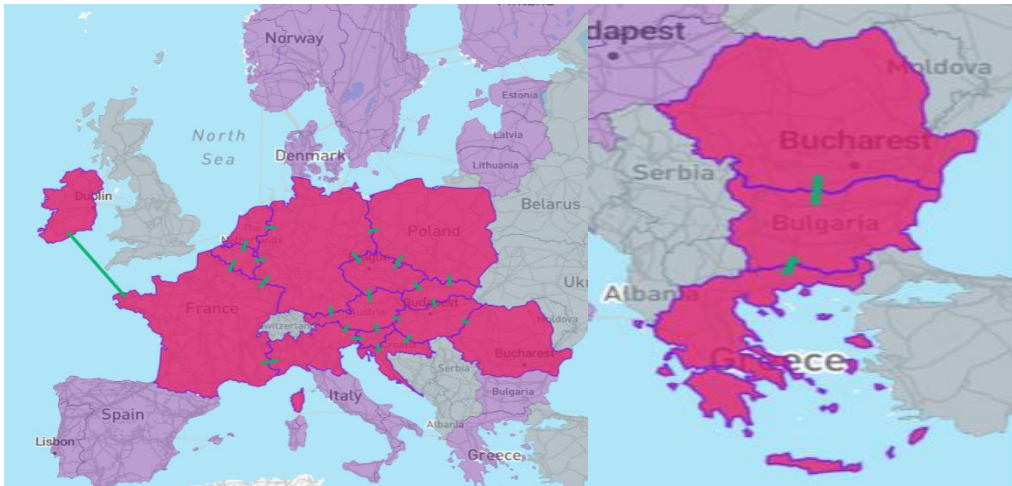


Slika 2: Inicijalna definicija regiona za operativnu sigurnost

U toku je transpozicija EU regulative, pa kada je u pitanju region EnC zemalja, koje su pod pokroviteljstvom Energetske zajednice, SOR je u procesu redefinisavanja. Očekuje se da će buduća definicija SOR biti u korelaciji sa definicijom regiona za proračun prenosnih kapaciteta.

3 REGIONI ZA PRORAČUN PRENOSNIH KAPACITETA

U Evropi su već definisani Regioni za koordinisani proračun prenosnih kapaciteta, takozvani CCR-ovi, koji imaju razvijene svoje metodologije prilagođene specifičnostima regiona. Trenutno su definisani sledeći CCR-ovi: Baltički, Centralna Evropa, Core region, region Grčka-Italija, Hansa region, Severna Italija, Nordijski region, SEE region (Jugoistočna Evropa), SWE region (Jugozapadna Evropa).



Slika 3: Prikaz CCR regiona Centralne i Jugoistočne Evrope

U EnC zemljama u toku je transpozicija, gde se na nivou zemalja Energetske zajednice definišu regioni za proračun prenosnih kapaciteta. Kao alternativa tzv. 'default' rešenju, koji je inicijalno predložen na Ministarskom savetu, zbog netipičnosti pojedinih zemalja EnC u toku je sprovođenje alternativnog rešenja koje podrazumeva da se zone-trgovanja pripoje dva postojeća evropska regiona ili ti CCR-a. Na slici 3. dat je prikaz regiona Centralne Evrope i regiona Jugoistočne Evrope, kojima bi se u nekoj skorijoj perspektivi priključila Srbija. Ovim bi se EMS, srpski Oprator prenosnog sistema, CGES, crnogorski operator prenosnog sistema, i NOS BiH, operator za BiH pripojili evropskom CE/ CORE regionu, a ostali operatori prenosnih sistema u EnC zemljama bi se pripojili SEE evropskom regionu.



Slika 4. Definisane regiona za proračun prenosnih kapaciteta

U toku su pregovori na nivou svih ENTSO-E OPS-ova i regulatora kako bi se ovo alternativno rešenje implementiralo. Postoji više tehničkih pokazatelja koji potvrđuju opravdanost ovakve podela, a neki od ključnih su:

- Analizom nekoliko nedavnih najvećih poremećaja koji su se desili u poslednjih 20-tak godina, i koji su se osetili na čitavoj sinhronoj oblasti, doveli su do razdvajanja sistema

u Hrvatskoj, Mađarskoj, Srbiji i Rumuniji. Pokazalo se da postoje slabe tačke koje se moraju koordinisano razmatrati.

- Bitno je uspostaviti koordinisani proračun prenosnih kapaciteta zasnovan na tokovima snaga ili korišćenjem koordinisanog NTC-a (Neto prenosni kapacitet) kao prelaznog rešenja. Ovim bi se izbegli nekontrolisani tokovi (kružni tokovi) koji su osnovni izvor nesigurnosti u prenosnoj mreži.
- Efekat dostizanja 70 % kapaciteta, jer se uzimaju uticaji tokova koji nisu kontrolisani i potiču iz drugih zona. Trenutno u EMS AD vidi se veliki uticaj planiranih tokova (komercijalnih) na granici Mađarska-Rumunija, a fizički tokovi se zatvaraju preko prenosne mreže Srbije. Prikaz tokova je dat na slici 5 za jedan netipičan dan u kome je postojao veliki tranzit sa juga ka severu, zbog ogromne proizvodnje iz solarnih izvora električne energije u Grčkoj.



Slika 5. Planirane razmene i fizički tokovi na granicama u regionu za 9.2.2025. u 11:30



Slika 6: Uticaj prekograničnih razmena između Core regiona i balkanskih zemalja

Ogromni uticaji tokova iz regiona JIE na tokove u CORE regionu. Tako na primer dalekovodi DV 400kV Ugljevik – Mitrovica prema PTDF faktorima ima uticaj i do 13%, kao i DV 400kV

Trebinje – Lastva prema PTDF faktorima ima uticaj i do 13% na CORE region. Pa se može zaključiti da je veliki uticaj između CCR-ova koji se moraju uzeti u obzir kako bi se na što tačniji način proračunali prenosni raspoloživi kapaciteti.

Ovo su razlozi zbog kojih se trenutno rekonfiguriše “predefinisani region Shadow SEE CCR” gde bi se kreiralo alternativno rešenje u kome su EMS, CGES I NOSBiH priključeni CE/ CORE regionu. Na ovaj način bi se dnevni proračuni kapaciteta sprovodili po metodi zasnovanoj na tokovima snaga, gde se sagledava pojedinačno svaki element mreže se najkritičnijim ispadima. Kao tehnički optimalno i regulatorno efikasno rešenje, proračuni raspoloživih prenosnih kapaciteta bi se najpreciznije realizovali ukoliko bi čitava Kontinentalna Evropa bila definisana kao jedinstveni region za proračun kapaciteta zasnovan na tokovima snaga (flow-based CCR).

4 PRELIMINARNO SAGLEDAVNJE ISPUNJAVANJA MACZT (70% DODELJENOG KAPACITETA) KRITERIJUMA

EMS već više od decenije na nivou Jugoistočne Evrope sa OPS-ovima iz regiona sprovodi elemente koordinisanih proračuna raspoloživih prenosnih kapaciteta. Osnovne zajedničke aktivnosti su harmonizacija totala, razmena mesečnih pojedinačnih modela, spajanje jedinstvenog zajedničkog modela na kome se sprovode proračuni po principu NTC metodologije. Koordinacija se odvija na bazi dogovora OPS-ova prema godišnjem kalendaru. Uvođenjem Regionalnih koordinacionih centara (RCC), procesi proračuna su podignuti na znatno viši nivo, posebno u pogledu vremenskih horizonata i metodološke tačnosti. Naš regionalni RCC – SCC – sprovodi sedmične proračune NTC vrednosti za sve zone trgovanja operatora koji koriste njegove usluge. Uvođenjem mrežnog koda „Guideline on capacity allocation and congestion management (CACM)“, koji je u naše zakonodavstvo transponovan preko „Uredbe o uspostavljanju smernica za raspodelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima“, proračuni na dnevnom i intra-dnevnom nivou moraju se sprovoditi u okviru RCC i to prema metodologiji zasnovanoj na tokovima snaga. U određenim slučajevima, dozvoljena je i privremena primena NTC metodologije, pod uslovom da operatori dokažu da flow-based pristup ne bi bio efikasniji, uz pretpostavku identičnog nivoa sigurnosti sistema. U oba metodološka pristupa proračuna prenosnih kapaciteta, potrebno je ispuniti pravilo „70% dodeljenog kapaciteta“ ili tzv. MACZT pravilo.

Novi Zakon o energetici (ZOE) je precizirao obavezu ispunjenja kriterijuma za oba metodološka pristupa:

- Za granice između zona trgovanja na kojima se primenjuje metodologija proračuna kapaciteta zasnovana na harmonizovanom neto prenosnom kapacitetu (NTC), operatori prenosnog sistema dužni su da obezbede minimalno 70% kapaciteta identifikovanog kritičnog elementa za prekograničnu trgovinu, pod uslovom da su ispunjeni kriterijumi sigurnosti za definisanu listu ispada
- za granice između zona trgovanja za koje se primenjuje proračun kapaciteta zasnovan na tokovima snaga, minimalni kapacitet je margina dostupna za tokove usled razmene između zona trgovanja na svakom kritičnom elementu mreže koji treba da iznosi 70% kapaciteta uz ispunjenje kriterijuma sigurnosti za određenu listu ispada, dok preostali iznos od 30% kapaciteta može da se upotrebi za marginu pouzdanosti, kružne tokove i unutrašnje tokove

Obavezu ispunjenja kriterijuma 70% dodele kapaciteta EMS AD je studiozno sagledavao i pre stupanja na snagu novog ZOE i blagovremeno nabavio TNA alat sa datim performansama. Preliminarne analize koje je EMS sproveo za 2024. i delimično za 2025. godinu pokazuju da se stepen ispunjenja MACZT kriterijuma (70% dodeljenog kapaciteta za prekograničnu trgovinu) kreće u rasponu od 30% do 70% MACZT, ali od kapaciteta koji je EMS proračunao. Međutim, harmonizovana (finalna) NTC vrednost zavisi i od proračuna susednog operatora prenosnog sistema, s obzirom na to da se na svakoj granici usvaja niža od dve predložene vrednosti. Takođe EMS AD na transparentan način više godina unazad kontoliše KPI, indikatore kvaliteta gde se zapravo dešava da na bilateralnom usaglašavanju prenosnih kapaciteta, u većini slučajeva je susedni OPS bio uzrok manje finalne harmonizovane vrednosti, koje su date kasnije na alokaciju. Međutim, sve zemlje i EU i koje nisu članice EU imaju obavezu ispunjenja opisanog pravila tako da će se svi OPS-ovi truditi da dostignu zahtevanih 70% dodeljenog kapaciteta.

U tabeli je data procena ispunjenosti kriterijuma MACZT ukoliko bi se analizirali prosečni dodeljeni kapaciteti u poslednje tri godine na pojedinim granicama. Uzet je princip da se usvaja veća vrednost od srednje vrednosti po smeru ili vrednost iz 2024. godine. Procenat ispunjenosti je dat u tabeli 1. u odnosu na zimske limite i on se kreće od 28% do 49%.

Tabela 1: Procenat ispunjenosti MACZT kriterijumom ukoliko se uzimaju prosečne alocirane NTC vrednosti

	Usaglašen NTC	Maximalni kapacitet	% trenutne vrednosti	MACZT 70%
RS-HU	644	1329	49	70
RS-RO	543	1770	31	70
RS-BG	392	1511	26	70
RS-MK	583	1329	44	70
RS-ME	306	868	35	70
RS-BA	539	1931	28	70
RS-HR	500	1502	33	70

U radu su prezentovani rezultati, ukoliko bi se proračuni MACZT kriterijuma radili po definisanoj ENTSO-E metodologiji a ne prema prosečnim dodeljenim vrednostima prenosnih kapaciteta. Najpre je prikazan princip sagledavanja MACZT kriterijuma, a potom sumarna sagledavanja ispunjenosti za nekoliko meseci u 2025. i 2024. godini.

U tabeli 2 analiziran je april 2025. i dat je primer kada imamo ispunjen kriterijum MACZT, čak 75% na kritičnom elementu DV 400 kV Portile de Fier- Đerdap, za slučaj ispada nekoliko kritičnih DV 400kV Bor2- Đerdap, DV 400kV Bor2-Niš 2, DV 400kV Pančevo 2- PRP Čibuk i DV 400kV Drmno- PRP Čibuk. EMS-ov predlog za kompozitni NTC na grneci RS> BG+RO je bio 1900MW, dok je NTC target za dostizanje 70% kapaciteta od 1596MW do 1801MW.

Tabela 2: Prikaz MACZT za proračun NTC od Srbije prema Bugarskoj i Rumuniji

Critical outage	Critical branch	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
		NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
DV 400 kV Bor 2 - Đerdap	DV 400 kV Portile de Fier - Đerdap	1723	57.7	1794	1900	74
DV 400 kV Bor 2 - Niš 2		1723	64.6	1596	1900	83
DV 400 kV Pančevo 2 - PRP Čibuk		1723	58	1783	1900	75
DV 400 kV RP Drmno - PRP Čibuk		1723	57.4	1801	1900	74

Ukoliko se posmatra drugi smer od BG+RO>RS, uočava se da je dostignuti MACZT 69%, kada je EMS AD predložio kompozitni NTC 1900MW. Interesantno je da se na kritičnom elementu TR 400/110 Bor2 pri ispadu drugog TR 400/110 Bor2 prvo preopterećenje javlja na 1432MW, što znači da smo i u proces harmonizacije ušli sa malim preopterećenjem TR 400/110 Bor2. Inače da bi se dostigao kriterijum 70% MACZT, ponuđeni NTC trebalo bi da bude 1928MW. Rezultati su prikazani

Tabela 3: Prikaz MACZT za proračun NTC od Bugarske i Rumunije prema Srbiji

Critical outage	Critical branch	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
		NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
TR 1 400/110 Bor 2	TR 2 400/110 Bor 2	1432	52	1928	1900	69
TR 2 400/110 Bor 2	TR 1 400/110 Bor 2	1432	52	1928		69

Primer iz juna 2024. analiziran je na granici RS->HR BA, gde je ispunjenost kriterijuma 57% gde je EMS-ov predlog za kompozitni NTC bio 1200MW, već na NTC vrednosti od 843MW imamo preopterećenje kritične grane DV 220kV Obrenovac-Valjevo 3, pri ispadu DV 400kV RP Mladost-S.Mitrovica. Za dostizanje 70% trebalo bi alocirati čak 1524MW, gde bi kritični element bio veoma opterećen. Rezultati prikazani u tabeli 4.

Tabela 4: Prikaz MACZT za proračun NTC od Srbije prema Hrvatskoj i Bosni i Hercegovini

Critical outage	Critical branch	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
		NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
DV 400 kV RP Mladost - S.Mitrovica	DV 220 kV Obrenovac - Valjevo 3	843	33	1524	1200	57

U suprotnom smeru HR BA->RS pri ispadu DV Trebinje-Lastva preopterećuje se DV 220kV Višegrad -Požega i predloženi NTC je 900MW pri čemu je ispunjenost kriterijuma 61%. Rezultati prikazani u tabeli 5.

Tabela 5: Prikaz MACZT za proračun NTC od Hrvatske i Bosne i Hercegovine prema Srbiji

Critical outage	Critical branch	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
		NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
DV 400 kV Trebinje - Lastva	DV 220 kV Višegrad - Požega	1056	65	1634	900	61

Vidimo da je za dostizanje datog uslova 70% mreža često preopterećenja i u tom slučaju bi se problem rešavao u realnom vremenu redišepingom koji ima finasijske posledice.

U radu je takođe prezentovan proračun MACZT kriterijuma koji razmatra kritične elemente u mreži za nekoliko karakterističnih meseci iz 2024. i 2025. godine. Napomena je da su procene rađene prema EMS-ovim predlozima dobijenim iz proračuna u skladu sa ENTSO-E metodologijom. Vrednosti koje su bile alocirane su uglavnom smanjene zbog susednih OPS-ova u procesu harmonizacije. Sumarni rezultati su prikazani u Tablema 6-9.

Tabela 6. Analiza ispunjenosti MACZT za jul 2024.

Jul 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	1137	68	1278	800	55
HU -> RS	762	52	1115.2	800	54
RS -> BG + RO	2282	114	1104	1100	70
BG + RO -> RS	1245	45	1832	1400	56
RS -> BA + HR	1345	74	1256	900	49
BA + HR-> RS	454	53	610	900	73
RS -> ME + MK	1808	61	1984	1300	51
ME + MK -> RS	624	35	1358	1300	68

Tabela 7. Analiza ispunjenosti MACZT za april 2025.

April 2025.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	682	14.7	2642	1000	24
HU -> RS	/	/	/	/	/
RS -> BG + RO	1723	64.6	1596	1900	83
BG + RO -> RS	1432	52	1928	1900	69
RS -> BA + HR	945	21	2600	1200	36
BA + HR-> RS	1044	50	1250	1200	67
RS -> ME + MK	1723	57.7	1794	1300	52
ME + MK -> RS	1263	63.7	1390	900	65

Tabela 8. Analiza ispunjenosti MACZT za jun 2024.

Jun 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	997	58	1156	900	55
HU -> RS	1742	81	1563	1000	53
RS -> BG + RO	1469	53	2145	800	29
BG + RO -> RS	1456	55	1930	800	42
RS -> BA + HR	843	33	1524	1200	57
BA + HR-> RS	1056	65	1634	900	61
RS -> ME + MK	1374	57	1473	1300	55
ME + MK -> RS	1526	76	1377	1400	68

Tabela 9. Analiza ispunjenosti MACZT za avgust 2024.

Avgust 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	1262	54	1420	700	31
HU -> RS	1024	47	1626	700	35
RS -> BG + RO	/	/	/	/	/
BG + RO -> RS	1013	39	1865	700	22
RS -> BA + HR	1413	51.75	1945	1000	34
BA + HR-> RS	886	57	1126	1000	63
RS -> ME + MK	973	44.4	1594	1300	55
ME + MK -> RS	676	35	1389	1300	67

U EMS-ovim proračunima postoji nekoliko usvojenih pretpostavki i to su:

- Rezultati su prikazani sa vrednostima koje su u EMS AD proračunate sa namerom da se dodeli sav raspoloživ kapacitet na tržište električne energije. Međutim, finalne vrednosti koje su date na alokaciji su vrednosti harmonizovane sa susednim OPS-om usvojene po kriterijumu „prihvatanja niže vrednosti“
- Vrednosti date u radu se odnose na mesečne proračune, ali su one veće na dnevnom nivou jer se na nekoliko granica rade proračuni i usaglašavanje dnevnih vrednosti NTC-ova, pa je iskorišćenost mreže veća.
- Proračun mora da obuhvati koordinaciju regiona za proračun prenosnih kapaciteta i mora se sprovoditi na evropskom zajedničkom modelu kako bi nekoordinisani tokovi snaga iz drugih zona bili što manji.

5 ZAKLJUČAK

Nakon definisanja i operacionalizacije Regiona za koordinisani proračun prenosnih kapaciteta, proračuni bi se radili na regionalnom nivou u okviru RCC-ova na koordinisan način, i to najpre

za dnevni i intradnevni nivo. Primenom metodološkog pristupa zasnovanog na tokovima snaga, za svaki element mreže se razmatra i sagledava njegova opterećenost. Zapravo preko koordiniranih proračuna zasnovanih na tokovima snaga u RCC, na mnogo transparentniji način definiše se domeni prenosnih kapaciteta koji će tek nakon berzanskih transakcija pokazati da li postoje i koji su kritični elementi u mreži. Pri proračunu se uzima ispunjenost uslova 70% i to na svakom kritičnom element iz predefinisane liste ispada. Ovo će biti izazov i za planiranje i za upravljanje u realnom vremenu kada će se kritične situacije u kojima se javljaju zagušenja u mreži, morati da otklanjaju redispečingom, ili kontratrgovinom pri čemu oba mehanizma nose finansijske posledice.

Iskustva iz evropskih zemalja koje su već morale da implementiraju pravilo 70%, pokazuju da OPS -ovi u cilju dodele 70% kapaciteta, ulaze u režim u kome postoje preopterećenja u mreži. Postavlja se pitanje da li je to pravilo „insecurity of 70% rule“. Takođe, otvorena su i pitanja da li postoje dovoljni potencijali za kontra-trgovinu. Takođe, pri proračunu i validaciji prenosnih kapaciteta u obzir se uzimaju i potencijalne korektivne mere („remedial akcije“), koje u realnom vremenu treba sprovesti kada je otvoreno pitanje da li su one tada izvodljive.

U EMS AD, predstoji period da se sagledaju strukturana zagušenja i u skladu sa njima donese Akcioni plan za otklanjanje viđenih problema u mreži. EMS AD treba da obezbedi godišnje povećanje prenosnih kapaciteta u linearnoj putanji između zona trgovanja do njegove minimalne vrednosti u roku od četiri godine, ali najkasnije do kraja 2027.godine. Definisanjem Akcionog plana, EMS AD dobija dodatno vreme za potpuno poštovanje MACZT kriterijuma i dodatno jačanje infrastrukture.

6 LITERATURA

- [1] ENERGY COMMUNITY, CLEAN ENERGY PACKAGE, <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html>
- [2] Usklađivanje Pravila o radu prenosnog sistema sa ENTSO-E, izveštaj Elektroenergetskog koordinacionog centra, EKC-a
- [3] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>
- [4] ACER, Day-ahead capacity calculation methodology of the CORE capacity calculation region, Annex Ia, 21 February 2019, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXE_STODECISIONOFTHEAGENCYNo022019/Annex%20I%20-%20ACER%20Decision%20on%20Core%20CCM.pdf

THE COORDINATED PROCESSES IN EMS JSC IN COMPLIANCE WITH LATEST EUROPEAN REGULATION

Dr MARIJA ĐORĐEVIĆ*

IVANA STAMENIĆ

SRĐAN MLADENOVIĆ

BRANKO ŠUMONJA

EMS JSC, BELGRADE

BELGRADE

REPUBLIC OF SERBIA

Abstract— At the ENTSO-E and European levels, processes are taking place that directly impact Serbia's power sector and the operational and planning activities of the Transmission System Operator. Two key processes within ENTSO-E – coordinated security analysis and coordinated capacity calculations – are implemented in a harmonized manner. Within transmission capacity calculations, two methodological approaches are applied: the NTC method and the flow-based method. This paper presents the regulatory process of EMS JSC's integration into the European capacity calculation regions – CE/CORE and SEE – with a particular focus on the challenges EMS JSC faces in this context. Additionally, the fundamental concepts of coordinated processes are outlined, some of which will be implemented within the Transmission System Operator, while others will be carried out through Regional Coordination Centres. Regardless of the methodology used for capacity calculations in different phases, the 70% critical element capacity allocation rule must be met. The paper presents preliminary results on

* Vojvode Stepe 412 Beograd, marija.djordjevic@ems.rs

compliance with this rule, considering that its implementation is mandatory under the latest Energy Law.

Key words —ENTSOE, MACZT, TSO, RCC

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.09)**C5.09****UTICAJ PRIMENE METODA SPAJANJA TRŽIŠTA BAZIRANOG NA PRINCIPIMA
TOKOVA SNAGA U CENTRALNOJ EVROPI NA TRŽIŠNE PRILIKE U JUGOISTOČNOJ
EVROPI****Boris Brđanin, Dušan Vlasisavljević, Nemanja Miljanić***

Kratak sadržaj: FBMC metodologija, prvobitno uvedena u Centralno-zapadnoj Evropi, od 2022. godine primenjuje se i u Core regionu, omogućavajući efikasniju integraciju prekograničnih kapaciteta kroz optimizovanu alokaciju u skladu sa fizičkim ograničenjima mreže i tržišnim signalima. Ova metodologija povezuje prenosni kapacitet sa tržišnim aktivnostima, omogućavajući bolje korišćenje dostupne infrastrukture i povećanje trgovinske likvidnosti. Posebno je značajna za jugoistočnu Evropu, s obzirom na to da se očekuje njena buduća primena i u ovom regionu, čime bi se dodatno unapredila integracija tržišta i efikasnost korišćenja mreže. Ovaj rad istražuje dostupnost prekograničnih kapaciteta u jugoistočnoj Evropi tokom 2024. godine, sa posebnim fokusom na periode kada su veleprodajne cene električne energije u jugoistočnoj Evropi značajno više u poređenju sa centralnom Evropom, uz izražene cenovne skokove. Analiza se oslanja na rezultate Core FBMC (Flow-Based Market Coupling) metodologije za odabrane dane i vremenske intervale. Cilj je identifikacija ključnih ograničenja i njihovog uticaja na tržište, kao i potencijalnih poboljšanja u alokaciji kapaciteta. Posebna pažnja posvećena je pravcima razmene električne energije iz Austrije i Slovačke ka jugoistočnoj Evropi, posebno prema Sloveniji i Mađarskoj. Analiza se fokusira na identifikaciju ključnih ograničenja u prekograničnim tokovima električne energije i njihov uticaj na tržišne razmene. Poseban akcenat stavljen je na utvrđivanje veze između tržišnih cena i ograničenja u mreži, kao i na faktore koji mogu doprineti povećanju efikasnosti alokacije kapaciteta.

Ključne reči: *Flow-Based Market Coupling, prekogranični kapaciteti, ograničenja u mreži, cenovni skokovi, jugoistočna Evropa, elektroenergetsko tržište*

1 UVOD

Implementacija Flow-Based Market Coupling (FBMC) metodologije u Centralnoj Evropi predstavlja značajan korak ka stvaranju integrisanog evropskog tržišta električne energije. Ovaj rad istražuje uticaj FBMC-a na tržišne prilike u jugoistočnoj Evropi, fokusirajući se na dostupnost prekograničnih kapaciteta i njihovu ulogu u oblikovanju cenovnih razlika između regiona.

* Boris Brđanin, EKC, boris.brdjanin@ekc-ltd.com
Dušan Vlasisavljević, EKC, dušan.vlasisavljevic@ekc-ltd.com
Nemanja Miljanić, EKC, nemanja.miljanic@ekc-ltd.com

U drugom poglavlju, koje se bavi istorijskom pozadinom, prikazan je razvoj FBMC metodologije i njen značaj za evropsko tržište električne energije, sa posebnim osvrtom na ključne faze implementacije. Treće poglavlje detaljno razlaže matematičke osnove FBMC pristupa, objašnjavajući ključne koncepte kao što su PTDF koeficijenti, RAM vrednosti i „shadow price“, koji čine temelj procesa alokacije kapaciteta.

Četvrto poglavlje analizira konkretne efekte FBMC implementacije na tržište jugoistočne Evrope, sa fokusom na korelacije cena između pojedinih zemalja i identifikaciju kritičnih mrežnih elemenata koji ograničavaju efikasnu trgovinu. U ovom delu posebna pažnja posvećena je uticaju sezonskih promena na pojavu zagušenja i iskorišćenost kapaciteta.

U zaključnom poglavlju sintetizovani su ključni nalazi istraživanja i date konkretne preporuke za dalje unapređenje FBMC metodologije, sa naglaskom na potencijalne pravce budućih istraživanja. Kroz analizu podataka za period maj-oktobar 2024. godine, rad jasno ukazuje na glavne izazove u procesu integracije jugoistočne Evrope u evropsko tržište električne energije, istovremeno sugerišući potencijalne reforme koje bi mogle doprineti većoj cenovnoj konvergenciji i stabilnosti sistema kao celine.

2 ISTORIJSKA POZADINA

Dana 20. maja 2015. godine, zemlje CWE regiona (Austrija, Francuska, Nemačka, Holandija i Belgija) implementirale su tzv. spajanje tržišta zasnovano na tokovima snaga (FBMC) u Centralno - Zapadnoj Evropi. U periodu od 2015. do 2022. godine, primena FBMC-a bila je ograničena na granice CWE regiona. U osnovi, FBMC alokira kapacitete prenosa istovremeno sa poravnanjem (kliringom) tržišta električne energije, što znači da se količina električne energije koja može biti trgovana između zemalja određuje na osnovu fizičkih ograničenja mreže (kapaciteta prenosa), uzimajući u obzir i tržišne zahteve i cene. Ova metoda omogućava veći kapacitet prekograničnog prenosa kroz bližu integraciju raspodele kapaciteta i tržišnih aktivnosti.

Pojam spajanja tržišta odnosi se na cilj formiranja međusobno povezanog (evropskog) tržišta električne energije. Cilj spajanja tržišta je povezivanje trgovinskih zona kako bi se harmonizovali različiti sistemi razmene električne energije i, posebno, smanjile razlike u cenama. Tržišno poravnanje je proces u kojem se određuju cene električne energije i količine koje se trguju, kroz tržišne mehanizme poput aukcija ili kontinuirane trgovine. Tržišno poravnanje osigurava da se ponuda i potražnja izjednačavaju po najefikasnijim mogućim cenama. Ovim se tržište električne energije do određene mere usklađuje sa fizičkom realnošću protoka električne energije, jer su elektroenergetske mreže fizički povezane i električna energija uvek prati put najmanjeg otpora. Sistemi spajanja tržišta postoje kako na dan-unapred tako i na unutar-dnevnim tržištima.

Metoda izračunavanja kapaciteta zasnovana na tokovima snaga propisana je Uredbom Komisije 2015/1222, koja definiše smernice za alokaciju kapaciteta i upravljanje zagušenjima (član 20) i predstavlja ključni deo ciljanog modela evropskog tržišta.

Projekat CORE Flow-Based Market Coupling (FBMC), čiji je cilj razvoj i implementacija tržišnog spajanja za dan unapred zasnovanog na tokovima snaga u celoj Core regiji izračunavanja kapaciteta (Core CCR), uspešno je pokrenut 8. juna 2022. godine za isporuku 9. juna 2022. godine. Ovaj uspešan početak rezultat je bliske saradnje svih uključenih Nominovanih operatora tržišta električne energije (NEMO-a), Operatora prenosnog sistema (TSO-ova) i regulatornih tela.

Core CCR obuhvata granice trgovinskih zona sledećih država EU: Austrija, Belgija, Hrvatska, Češka, Francuska, Nemačka, Mađarska, Irska (u budućnosti), Luksemburg, Holandija, Poljska, Rumunija, Slovačka i Slovenija.

Spajanje tržišta zasnovano na tokovima snaga (FBMC) ide dalje od konvencionalnih metoda izračunavanja kapaciteta, poput metoda zasnovanih na neto prenosnim kapacitetima (NTC). Da bi se postiglo što veće usklađivanje sa stvarnim opterećenjima pojedinačnih mrežnih elemenata, identifikuju se kritični mrežni elementi (Critical Network Element Contingency ili CNEC-ovi), odnosno oni koji su posebno pogođeni prekograničnom trgovinom. Operatori prenosnog sistema (TSO-ovi) određuju dostupne kapacitete ovih kritičnih mrežnih elemenata kroz složen i detaljan proces.

Rezultat ovog procesa definiše prostor rešenja za stvarni proces tržišnog spajanja. Algoritam EUPHEMIA obrađuje kako naloge trgovanja na berzama električne energije, tako i dostupne kapacitete prenosa, sa ciljem maksimizacije društvene dobrobiti u celoj Evropi. Ovo omogućava istovremenu (implicitnu) raspodelu električne energije i kapaciteta prenosa na evropskom dan-unapred tržištu. Osim ograničenja kapaciteta, EUPHEMIA uzima u obzir i niz složenih fizičkih, regulatornih i specifičnih uslova za svaku zemlju.

FBMC se oslanja na ključne prediktivne parametre u svom zadatku pružanja prekograničnih kapaciteta, uključujući prognoze zagušenja za dva dana unapred, ključ promene proizvodnje (GSKs) i proces selekcije kritičnih mrežnih elemenata. Ključevi promene proizvodnje (GSK koeficijenti) koriste se za procenu koji elektroenergetski objekti – najčešće generatori – preuzimaju promene u neto pozicijama trgovinskih zona. Na taj način omogućavaju prevođenje tržišnih rezultata u procenjena opterećenja mreže.

Nepravilno postavljene parametri u FBMC-u mogu dovesti do značajnih posledica za tržište električne energije, rezultirajući:

- previše ograničenim trgovinskim domenima, što sprečava potpunu konvergenciju cena,
- previše velikim trgovinskim domenima, što omogućava prekomerne trgovinske tokove koji premašuju fizičke granice mreže.

Obe vrste grešaka mogu izazvati gubitke u društvenoj dobrobiti i povećati potrebu za skupim korektivnim merama.

3 FBMC METODOLOGIJA

3.1 Određivanje „Shadow Prices“ za CNEC-ove

„Shadow prices“ se određuju iz optimalnog rešenja problema maksimizacije društvene dobrobiti u procesu tržišnog poravnanja. Poravnanje tržišta električne energije ima cilj da maksimizira društveno ekonomsku dobrobit, uzimajući u obzir ponude i zahteve tržišnih učesnika, pri čemu se poštuju ograničenja mreže predstavljena PTDF (Power Transfer Distribution Factors) matricama i fizičkim limitima prenosne mreže. Matematička formulacija se može prikazati jednačinama (1) i (2):

$$\max \sum_i (p_i \cdot q_i) \quad (1)$$

pri čemu važi:

$$\sum_j (PTDF_{ij} * q_j) \leq RAM_i, \forall i \quad (2)$$

gde je p_i cena, q_i količina, a RAM_i preostali raspoloživi kapacitet (Remaining Available Margin) za kritični element i (CNEC).

„Shadow prices“ za kritične mrežne elemente i ispade (CNEC-ove) su ključni aspekt tržišnog spajanja i upravljanja zagušenjima u elektroenergetskim sistemima. One predstavljaju dualne varijable povezane sa ograničenjima u optimizacionim problemima i pokazuju ekonomsku vrednost povećanja kapaciteta zagušenog mrežnog elementa za jednu jedinicu snage (MW) što se može izraziti jednačinom (3):

$$SHP_i = \frac{dL}{dRAM_i} \quad (3)$$

gde je L Lagranžijan funkcija u okviru problema maksimizacije socio-ekonomske dobrobiti.

„Shadow prices“ imaju ključnu ulogu u određivanju lokacionih marginalnih cena (LMPs) za različite trgovinske zone i razlika cena između tih zona. Cena u svakoj trgovinskoj zoni zavisi od „shadow price“ cene ograničenja (CNEC-ova) i PTDF vrednosti, koje opisuju kako tokovi u mreži utiču na ta ograničenja.

Razlika cena između dve trgovinske zone k i l može se izračunati formulom (4):

$$price_k - price_l = \frac{\sum_m SHP_m * (PTDF_{ml} - PTDF_{mk})}{\lambda} \quad (4)$$

gde je λ udeo prekograničnih kapaciteta obezbeđenih kroz FB domen i LTA domen.

PTDF vrednosti su od ključnog značaja za određivanje uticaja različitih mrežnih elemenata na tokove snaga i, posledično, na rezultirajuće lokacione marginalne cene (LMPs). One opisuju kako promena u proizvodnji ili potrošnji u određenoj zoni utiče na tok snage kroz određeni mrežni element. Visoke PTDF vrednosti ukazuju na značajan uticaj razmene na ograničenje, što dovodi do viših cenovnih razlika cena ukoliko je element zagušen.

3.2 Metoda izračunavanja kapaciteta zasnovana na tokovima snaga

Pristup zasnovan na tokovima snaga predstavlja metodu izračunavanja kapaciteta u kojoj se fizička ograničenja mreže određuju korišćenjem dostupnih margina na kritičnim mrežnim elementima (RAM-ovi) i faktora distribucije prenosa snage (PTDF-ovi), koji su definisani za svaki kritični mrežni element (CNEC) i svaku trgovinsku zonu unutar Core CCR-a. Ovi parametri opisuju kako promena neto pozicije (uvoz ili izvoz) svake trgovinske zone utiče na tok snage na svakom kritičnom mrežnom elementu. Algoritam tržišnog spajanja zatim traži optimalne energetske razmene između trgovinskih zona. U poređenju sa prethodnom metodom neto prenosnih kapaciteta (NTC), metoda zasnovana na tokovima snaga dodatno poboljšava ekonomsku dobrobit, jer se zasniva na sofisticiranijem pristupu koji uzima u obzir više parametara i optimizacionih uslova, te stoga bolje odražava realne uslove u mreži.

Svaki Core TSO definiše listu kritičnih mrežnih elemenata (CNE-ova), koji su u potpunosti ili delimično smešteni u njegovoj kontrolnoj oblasti, a to mogu biti nadzemni vodovi, podzemni kablovi ili transformatori. Svi prekogranični mrežni elementi definišu se kao CNE-ovi, a trenutno se i svi unutrašnji mrežni elementi mogu definisati kao CNE-ovi, dok ne bude završena studija selekcije CNEC-ova i konačno definisana lista unutrašnjih CNEC-ova. Svaki Core TSO

takođe definiše listu predloženih ispada koji se koriste u analizi operativne sigurnosti, a koji su locirani unutar oblasti posmatranja tog Core TSO-a.

CNEC-ovi predstavljaju kritične mrežne elemente povezane sa ispadima koji potencijalno mogu ograničiti prekograničnu razmenu tokom procesa tržišnog spajanja. Skup relevantnih CNEC-ova određuju TSO-ovi, a rezultati izračunavanja kapaciteta zasnovanog na tokovima snaga objavljuju se na dnevnom nivou.

Što je neki element češće identifikovan kao ograničavajući faktor u simulacijama tržišnog spajanja, to više ograničava FB domen i može se smatrati „aktivnim” ograničenjem. CNEC-ovi sa nenultim “shadow price” cenama su oni koji efektivno ograničavaju prekogranične razmene.

Izračunavanje PTDF-ova zona prema referentnoj tački (zone-to-slack PTDF) vrši se tako što se prvo računaju PTDF-ovi čvorova prema referentnoj tački (node-to-slack PTDF ili nodalni PTDF) za svaki čvor definisan u GSK listi. Ovi nodalni PTDF-ovi dobijaju se variranjem injektiranja relevantnog čvora u CGM-u i evidentiranjem razlike u protoku snage na svakom CNEC-u (izražene kao procenat promene injektiranja). Ovi nodalni PTDF-ovi se zatim prevode u zone-to-slack PTDF-ove množenjem učešća svakog čvora u GSK-u sa odgovarajućim nodalnim PTDF-om i sabiranjem ovih proizvoda.

Zone-to-slack PTDF-ovi, kako su gore izračunati, mogu se takođe izraziti kao PTDF-ovi zona prema zoni (zone-to-zone PTDF). Zone-to-slack PTDF predstavlja uticaj varijacije neto pozicije trgovinske zone A na CNEC l i pretpostavlja komercijalnu razmenu između trgovinske zone A i referentnog čvora (slack node). Zone-to-zone PTDF predstavlja uticaj varijacije komercijalne razmene između trgovinske zone A i trgovinske zone B na CNEC l . Zone-to-zone PTDF može se izvesti iz zone-to-slack PTDF-ova na sledeći način (5):

$$PTDF_{A \rightarrow B, l} = PTDF_{A, l} - PTDF_{B, l} \quad (5)$$

Izračunavanje raspoloživog kapaciteta na kritičnim elementima (RAM) u okviru CORE regiona zasniva se na višestepenom postupku koji obezbeđuje maksimalan mogući prekogranični kapacitet uz očuvanje sigurnosti sistema.

Prvi korak predstavlja izračunavanje inicijalnog RAM-a na svim kritičnim elementima i ispadima (CNEC-ovima). Ovaj RAM predstavlja početnu tačku u optimizaciji raspodele kapaciteta.

$$RAM_{init} = F_{max} - FRM - F_{ref} \quad (6)$$

gde je F_{max} maksimalni tok aktivne snage na CNEC-u, FRM margina pouzdanosti, a F_{ref} tok po CNEC-u u CGM-u (Common Grid Model).

Nakon toga, sprovodi se optimizacija korektivnih mera bez dodatnih troškova (tzv. Non-Costly Remedial Actions Optimization), kao što su promene u mrežnoj topologiji, sa ciljem maksimizacije minimalnog relativnog RAM-a. Ova optimizacija omogućava bolju iskoristivost mreže bez finansijskog opterećenja.

U trećem koraku sprovodi se proces neutralizacije tržišnih uticaja. Sve komercijalne razmene se postavljaju na nulu tako što se neto pozicije zona skaliraju proporcionalno u skladu sa GSK (Generation Shift Key) koeficijentima. Ovim se uspostavlja tzv. referentni scenario, koji omogućava dalju analizu bez uticaja prethodnih tržišnih stanja, odnosno alokacija na „long-

term“ tržištu. Tok u slučaju kada su komercijalne razmene jednake nuli se izračunava na osnovu jednačine (7):

$$F_{0,Core} = F_{ref} - \mathbf{PTDF} * \mathbf{NP}_{ref,Core} \quad (7)$$

gde je **PTDF** vektor PTDF-ova analiziranog CNEC-a, a **NP_{ref,Core}** vektor neto pozicija Core zemalja unutar CGM-a.

Nakon toga se primenjuje tzv. Minimum RAM Adjustment, kojim se vrednosti RAM-a podešavaju kako bi zadovoljile ciljne vrednosti definisane Akcionim planom (Action Plan). Ove vrednosti predstavljaju regulatorne zahteve u pogledu minimalnog procenta kapaciteta koji mora biti dostupan tržištu (minMACZT). Vrednost za koju se RAM uvećava se izračunava na osnovu (8):

$$AMR = \max \left(\frac{R_{amr} * F_{max} - F_{uaf} - (F_{max} - FRM - F_{0,Core})}{0.2 * F_{max} - (F_{max} - FRM - F_{0,Core})}, 0 \right) \quad (8)$$

gde je F_{uaf} tok po CNEC-u izazvan razmenama izvan Core regiona, R_{amr} minimalni RAM faktor (minMACZT), a AMR (Adjustment of Minimum Ram) je vrednost za koju će RAM biti uvećan kako bi zadovoljio minMACZT zahtev.

Kao poslednji korak, sprovodi se Individual Value Adjustment (IVA) i Coordinated Value Adjustment (CVA), procesi kojim se dodatno podešavaju (smanjuju) RAM vrednosti na pojedinačnim CNEC-ovima, u skladu sa tehničkim specifičnostima sistema i lokalnim bezbednosnim kriterijumima.

Konačna vrednost RAM-a se izračunava na osnovu (9):

$$RAM = F_{max} - FRM - F_{0,Core} + AMR - IVA - CVA \quad (9)$$

Ulazni podaci za algoritam tržišnog spajanja koji koristi metodu zasnovanu na tokovima snaga sastoje se od domena zasnovanih na tokovima (FB domenima), i PTDF-ovima koji izražavaju osetljivost kritičnih mrežnih elemenata na neto pozicije svake od povezanih trgovinskih zona. Domeni zasnovani na tokovima imaju onoliko dimenzija koliko postoji granica trgovinskih zona u odgovarajućem regionu i predstavljaju n-dimenzionalni prostor u kojem se može pronaći rešenje tržišnog spajanja bez preopterećenja mreže.

Za razliku od izračunavanja kapaciteta metodom NTC, gde se određuje jedno ograničenje za komercijalne transakcije između dve trgovinske zone za grupu prenosnih elemenata, u metodi zasnovanoj na tokovima fizička ograničenja se određuju za svaki pojedinačno posmatrani prenosni element (CNEC). Na taj način, domen zasnovani na tokovima omogućavaju bolju iskorišćenost prenosne mreže

4 ANALIZA UTICAJA NA TRZISTE U JUGOISTOČNOJ EVROPI

Kao što je navedeno u početnom poglavlju, spajanje tržišta električne energije u Centralnoj i Jugozapadnoj Evropi predstavlja važan korak ka integraciji evropskog energetskog sistema. Ovaj proces ima za cilj smanjenje kako tehničkih, tako i ekonomskih barijera između tržišta i omogućava efikasniji prenos električne energije, što može rezultirati smanjenjem razlika u cenama i povećanjem konkurentnosti.

U našoj analizi fokusiraćemo se na zemlje Centralne i Jugozapadne Evrope u periodu od maja do oktobra 2024. godine. U obzir će biti uzete sledeće zemlje: Austrija, kao energetski centar koji povezuje tržišta srednje i istočne Evrope sa Zapadnom Evropom; Slovenija i Mađarska, koje omogućavaju bolje povezivanje tržišta između Centralne Evrope i Balkana; Srbija, kao zemlja koja se nalazi na raskrsnici između Centralne Evrope i Balkana i ima stratešku ulogu u povezivanju tržišta; Nemačka, kao jedan od najvećih proizvođača i potrošača električne energije u Evropi, sa značajnim uticajem na određivanje cena i stabilnost tržišta u čitavom regionu; i Slovačka, koja sa razvijenom prenosnom mrežom takođe predstavlja značajnog aktera.

Jedan od ključnih faktora u analizi tržišta električne energije jeste praćenje cena za dan unapred. Cene na tržištu za dan unapred su promenljive i mogu značajno da variraju, ali istovremeno predstavljaju pokazatelj efikasnosti tržišta i stepena konkurentnosti među zemljama.

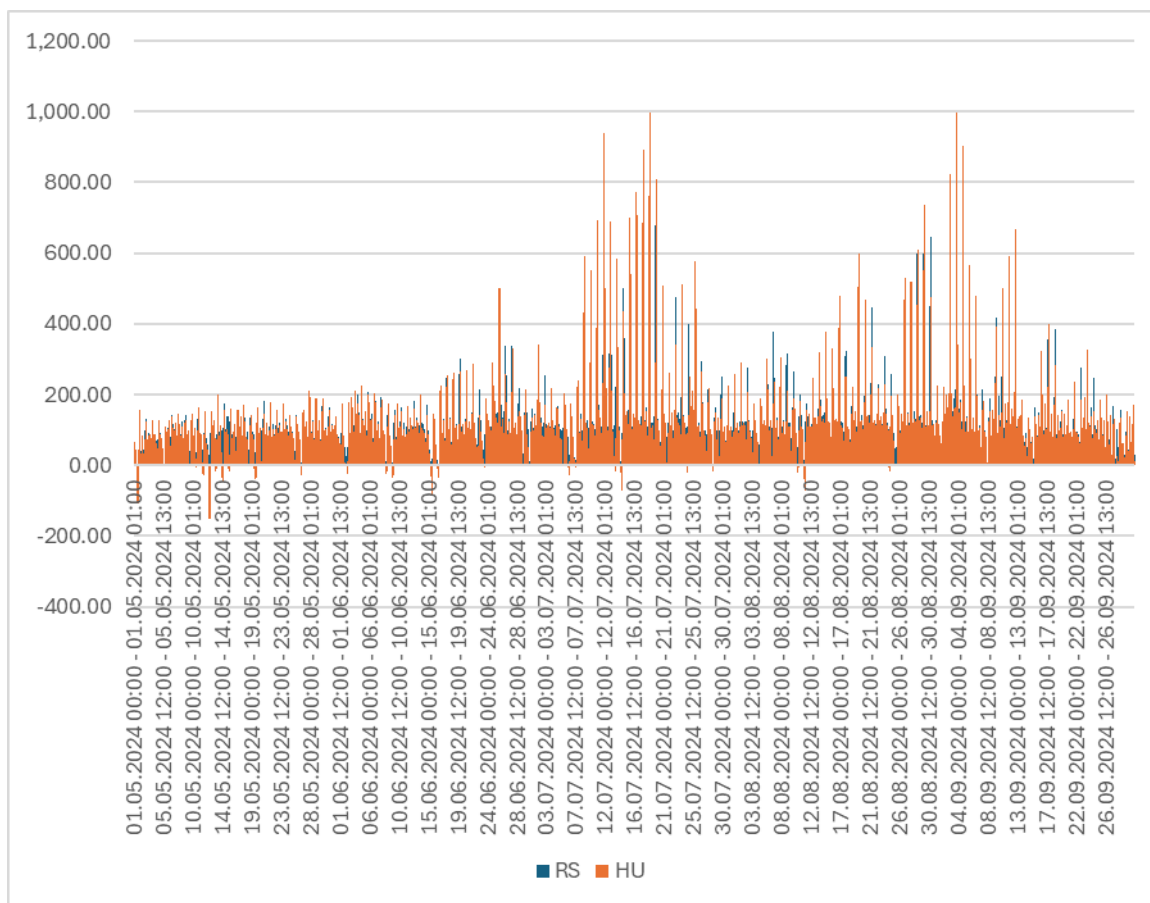
Prvi korak je analiza cena na tržištu za dan unapred za odabrane zemlje, u periodu od maja do oktobra 2024. godine. Da bismo izmerili odnos između cena u različitim zemljama, u Tabela I ćemo prikazati koeficijente korelacije za analizirani period.

Tabela I: Koeficijenti korelacije cena na tržištu za dan unapred između zemalja Centralne i Jugoistočne Evrope

<i>Matrica</i>	<i>AT</i>	<i>SI</i>	<i>HU</i>	<i>SK</i>	<i>RS</i>	<i>DE</i>
AT	1					
SI	0.71	1				
HU	0.59	0.77	1			
SK	0.75	0.85	0.92	1		
RS	0.56	0.79	0.90	0.85	1	
DE	0.92	0.75	0.66	0.80	0.62	1

U ovom koraku analizirane su korelacije cena električne energije između posmatranih zemalja. Na osnovu korelacione matrice može se uočiti postojanje značajnih pozitivnih veza između tržišta električne energije u Centralnoj i Jugozapadnoj Evropi. Najjače korelacije zabeležene su između Austrije i Nemačke (0,92), kao i između Mađarske i Slovačke (0,92). Srbija je u ovoj analizi posmatrana kao referentna zemlja za region Jugoistočne Evrope, a posebno je uočena visoka korelacija cena na tržištu za dan unapred između Srbije i Mađarske (0,90).

Na Slika 1 je prikazano kretanje cena u Srbiji i Mađarskoj za analizirani period.



Slika 1: Cene za dan unapred tržišta za Srbiju i Mađarsku za period maj-oktobar 2024. godine

Visoka korelacija cena na tržištu za dan unapred između Srbije i Mađarske (0,90) ukazuje na snažnu zavisnost srpskog tržišta od cenovnih kretanja u Mađarskoj. Visoka korelacija cena takođe ukazuje na to da su tržišta u velikoj meri integrisana, gde promene u ceni na jednom tržištu direktno utiču na drugo. Srbija, kao „price-taker“, zavisi od kretanja cena na tržištima poput Mađarske, te ne može značajno da utiče na formiranje cena. Ova korelacija je prirodna s obzirom na fizičke interkonekcije između zemalja i tržišnu povezanost, koja omogućava da se promene u jednom tržištu brzo odražavaju na cenu u drugom tržištu.

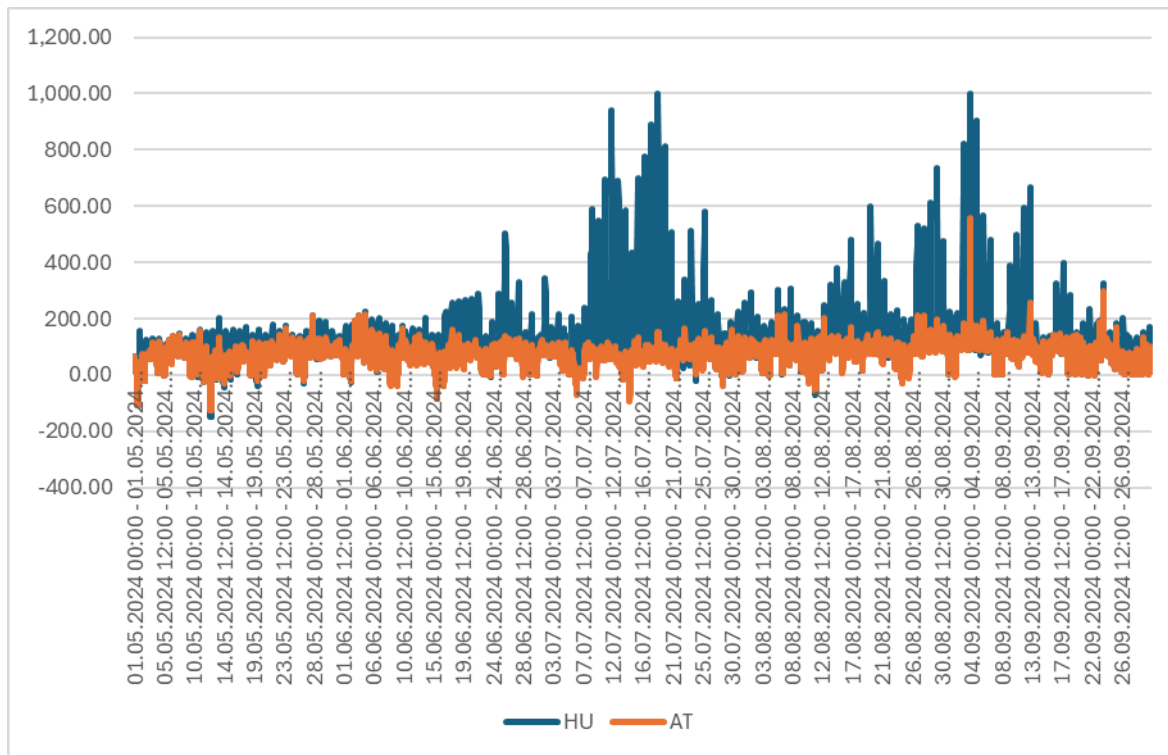
Niži koeficijenti korelacije, označeni crvenom bojom, ukazuju na slabiju povezanost cena između Nemačke i Srbije, kao i između Austrije i Srbije. Ovakav rezultat može se objasniti time što te zemlje nisu direktno međusobno povezane, što smanjuje verovatnoću zajedničkog kretanja cena.

Iz matrice se može zaključiti da susedne zemlje u većini slučajeva pokazuju visoku korelaciju cena (iznad 0,71). Međutim, povezanost između Austrije i Mađarske nije izražena u istoj meri kao kod drugih parova zemalja, zbog čega se dalja analiza fokusira upravo na razloge divergencije u cenama Mađarske u odnosu na tržišta koja imaju dominantan uticaj na formiranje cena u Centralnoj Evropi – prvenstveno Nemačku i Austriju.

Važno je napomenuti da niska korelacija između Austrije i Mađarske ne implicira nužno izostanak međusobnog uticaja, već ukazuje na to da drugi energetske i infrastrukturni faktori mogu imati presudnu ulogu u oblikovanju cena. U cilju jasnijeg razumevanja ovih razlika,

neophodna je detaljna analiza kretanja cena električne energije u Austriji i Mađarskoj tokom analiziranog perioda.

Umesto tabelarnog prikaza, grafički su prikazane razlike u cenama, kako bi se jasno videlo kada se cene razlikuju i da li postoji neki specifičan period kada razlike postaju izraženije.



Slika 2: Cene za dan unapred tržišta za Austriju i Mađarsku za period maj-oktobar 2024. godine

Upoređivanjem vrednosti između Mađarske i Austrije dobijeni su sledeći rezultati. Korelacija između cena u Austriji i Mađarskoj je pozitivna i iznosi 0,59, što ukazuje na umerenu pozitivnu povezanost između ova dva tržišta. Prosečna cena električne energije u Mađarskoj iznosi 105 €/MWh i značajno je viša u odnosu na Austriju, gde je prosečna cena 74 €/MWh. Varijansa cena u Mađarskoj je znatno viša nego u Austriji, što ukazuje na veće cenovne fluktuacije na mađarskom tržištu.

Razlike u cenama električne energije između Mađarske i Austrije mogu ukazivati na prekogranične kapacitete koji su nedovoljni ili na fizičke ili tržišne prepreke koje ometaju optimalnu alokaciju. Kako bismo identifikovali uzroke ovih cenovnih razlika, u nastavku rada biće izvršena identifikacija ključnih kritičnih mrežnih elemenata (CNE-ova) i ograničenja koja imaju presudan uticaj na formiranje cene za dan-unapred tržište u Mađarskoj.

S tim u vezi, sprovedena je sveobuhvatna analiza tržišta sa fokusom na najznačajnija mrežna ograničenja u Mađarskoj, Austriji, Slovačkoj, Sloveniji i Hrvatskoj, na osnovu podataka za period od 1. maja do 1. oktobra 2024. godine.

U Tabeli II prikazani najčešće zagušeni kritični elementi mreže (CNE-ovi). Međutim, sama učestalost pojavljivanja određenog CNE-a kao zagušenog nije dovoljna za procenu njegovog stvarnog uticaja na tržište. Zagušenja se razlikuju po intenzitetu, što se ogleda kroz visinu

„shadow price“ cene, stoga su, pored učestalosti pojavljivanja ovih CNE-ova, prikazane i njihove prosečne, minimalne i maksimalne „shadow price“ cene.

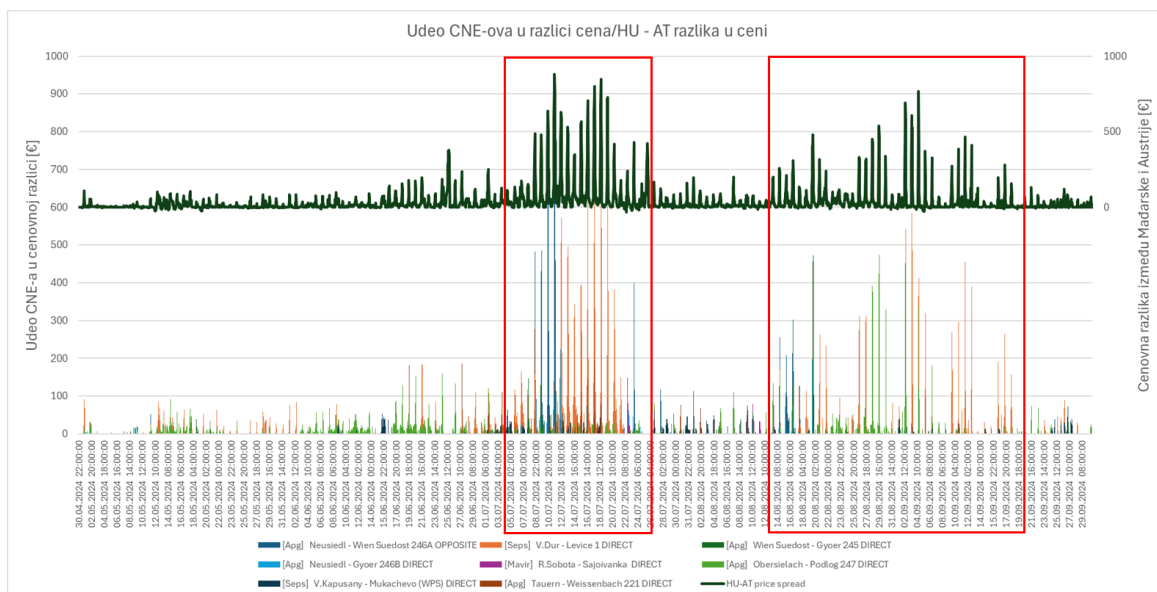
Tabela II: Najčešće zagašeni CNEC-ovi u analiziranom regionu u periodu maj-oktobar 2024. godine

<i>CNE</i>	<i>Učestalost zagašenja</i>	<i>Prosečan shadow price [€/MW]</i>	<i>Minimalni shadow price [€/MW]</i>	<i>Maksimalni shadow price [€/MW]</i>
<i>(AT-SI) Obersielach - Podlog</i>	<i>1117</i>	<i>237</i>	<i>0.1</i>	<i>5535</i>
<i>(SK) V.Dur - Levice 1</i>	<i>683</i>	<i>434</i>	<i>0.3</i>	<i>4758</i>
<i>(SK-UA) V.Kapusany - Mukachevo</i>	<i>329</i>	<i>143</i>	<i>0.1</i>	<i>646</i>
<i>(AT) Wien Suedost - Neusiedl 246A</i>	<i>93</i>	<i>2431</i>	<i>0.7</i>	<i>15434</i>
<i>(AT) Tauern - Weissenbach 221</i>	<i>71</i>	<i>708</i>	<i>2.8</i>	<i>3244</i>
<i>(AT-HU) Wien Suedost - Gyoer 245</i>	<i>59</i>	<i>750</i>	<i>0.1</i>	<i>5868</i>
<i>(AT-HU) Neusiedl - Gyoer 246B</i>	<i>51</i>	<i>531</i>	<i>0.5</i>	<i>3637</i>
<i>(SK-HU) R.Sobota - Sajoivanka</i>	<i>46</i>	<i>133</i>	<i>1.1</i>	<i>793</i>

Dodatno, uticaj određenog CNE-a na razliku u cenama između dve zemlje zavisi i od njegove osetljivosti na promene u prekograničnoj razmeni — odnosno od međuzonalnog PTDF koeficijenta. Udeo svakog CNE-a u formiranju cenovne razlike između dve zone se može izračunati na osnovu jednačine (4).

Cilj ove analize jeste identifikacija onih CNE-ova koji se najčešće pojavljuju kao zagašeni tokom perioda najveće cenovne divergencije između Austrije i Mađarske, kao i određivanje njihovog doprinosa u formiranju te razlike.

Na gornjem delu Slika 3 prikazano je kretanje cenovne razlike između Mađarske i Austrije tokom analiziranog perioda, dok donji deo grafikona prikazuje udeo svakog CNE-a, odnosno pripadajućeg mrežnog ograničenja, u toj cenovnoj razlici. Desna vertikalna osa odnosi se na gornji grafikon (cenovna razlika), dok se leva osa odnosi na donji grafikon (doprinos CNE-ova).



Slika 3: Udeo zagašenih CNE-ova u formiranju cenovne razlike naspram cenovne razlike između Austrije i Mađarske

Iz prethodnog grafikona se može uočiti da su najveće razlike u cenama zabeležene u periodu od 5. jula do 25. jula, kao i od 14. avgusta do 19. septembra. Shodno tome, detaljna analiza u nastavku fokusirana je upravo na ove vremenske intervale.

Tabela III i Tabela IV prikazuju učestanost zagašenja na pomenutim CNE-ovima kao i njihove prosečne i maksimalne udjele u cenovnoj razlici izražene u evrima za periode od 05. jula do 25. jula kao i od 14. avgusta do 19. septembra.

Najznačajnija zagašenja u periodu od 05. jula do 25. jula su:

- Neusiedl – Wien Suedost (Austrija) zbog svog ogromnog udela u cenovnoj razlici iako nema veliku učestanost,
- V. Dur – Levice (Slovačka) zbog svoje velike učestanosti i znatnog udela u cenovnoj razlici.

Što se tiče perioda od 14. avgusta do 19. septembra, najznačajnija zagašenja su:

- V. Dur – Levice (Slovačka) sa i dalje velikom učestanošću i znatnim udelom u cenovnoj razlici,
- Obersielach – Podlog (Austrija – Slovenija) sa velikom učestanošću i većim udelom u cenovnoj razlici nego ranije.

Tabela III: Doprinosi zagašenih CNE-ova u cenovnoj razlici u periodu od 05. do 25. jula 2024.

	[Apg] Neusiedl - Wien Suedost 246A OPPOSITE	[Seps] V.Dur - Levice 1 DIRECT	[Apg] Wien Suedost - Gyoer 245 DIRECT	[Apg] Neusiedl - Gyoer 246B DIRECT	[Mavir] R.Sobota - Sajoivanka DIRECT	[Apg] Obersiela ch - Podlog 247 DIRECT	[Seps] V.Kapusa ny - Mukachev o (WPS) DIRECT	[Apg] Tauern - Weissenb ach 221 DIRECT
Učestanost zagušenja	7%	41%	4%	5%	1%	26%	12%	8%
Prosečni doprinos u cenovnoj razlici između HU i AT [€]	310.3	117.6	47.6	52.3	51.7	12.2	17.4	46.9
Maksimalni doprinos [€]	872.8	753.6	146.5	224.4	147.8	96.7	75.0	193.0

Tabela IV: Doprinosi zagušenih CNE-ova u cenovnoj razlici u periodu od 14. avgusta do 19. septembra 2024.

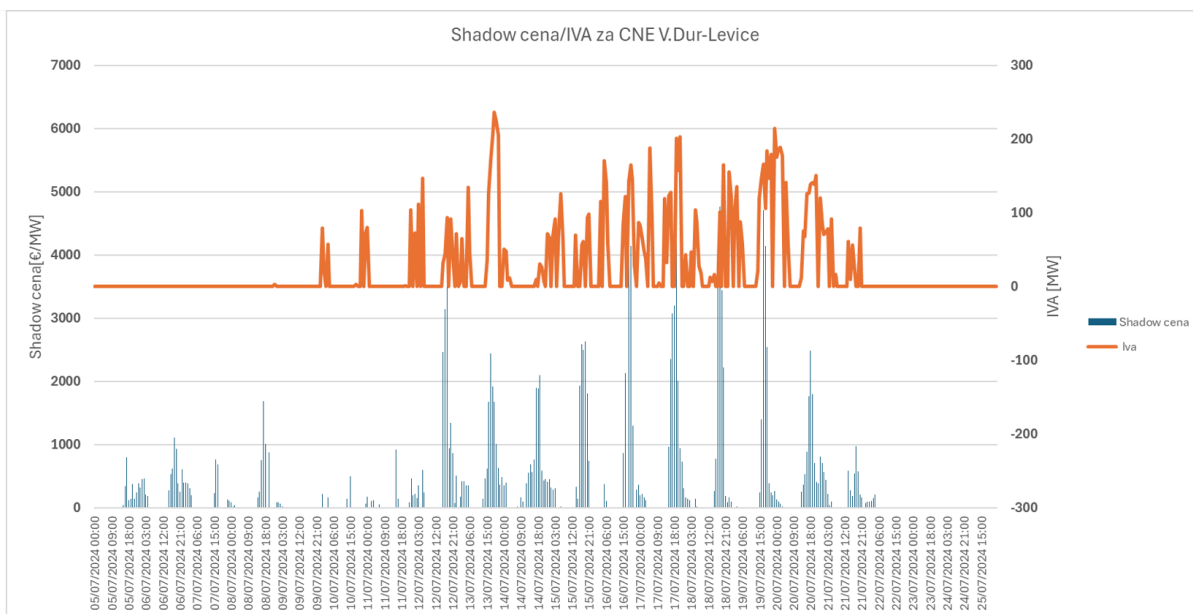
	[Apg] Neusiedl - Wien Suedost 246A OPPOSITE	[Seps] V.Dur - Levice 1 DIRECT	[Apg] Wien Suedost - Gyoer 245 DIRECT	[Apg] Neusiedl - Gyoer 246B DIRECT	[Mavir] R.Sobota - Sajoivanka DIRECT	[Apg] Obersiela ch - Podlog 247 DIRECT	[Seps] V.Kapusa ny - Mukachev o (WPS) DIRECT	[Apg] Tauern - Weissenb ach 221 DIRECT
Učestanost zagušenja	3%	22%	2%	1%	0%	24%	5%	0%
Prosečni doprinos u cenovnoj razlici između HU i AT [€]	85.5	76.2	124.8	74.0	23.7	36.8	8.6	45.8
Maksimalni doprinos [€]	301.8	584.2	472.9	197.4	50.9	473.5	40.9	97.9

Budući da je CNE V.Dur–Levice dominantan u pogledu učestalosti zagušenja u oba analizirana vremenska intervala, u nastavku je sprovedena analiza mogućih uzroka njegovog ograničenja. Kao što je navedeno u poglavlju 3.1, proces proračuna kapaciteta u Core regionu uključuje i podprocese poznate kao IVA i CVA (individualna i koordinisana prilagođavanja), koji operatorima prenosnog sistema omogućavaju da, u posebnim okolnostima i iz operativnih razloga bezbednosti, smanje raspoložive margine za prekograničnu razmenu (RAM).

Ova prilagođavanja imaju direktan uticaj na ishod FBMC procesa, kao i na ograničenja u prekograničnoj trgovini. Iako se koordinisana prilagođavanja (CVA) trenutno ne primenjuje zbog nedostatka zajedničkog procesa, Core TSO-ovi imaju mogućnost primene individualnih prilagođavanja, bilo samostalno, bilo u saradnji sa drugim operatorima.

Ovakva prilagođavanja mogu značajno uticati na efikasnost unutrašnjeg tržišta, budući da mogu dovesti do značajnog smanjenja kapaciteta koji se stavlja na raspolaganje tržištu. Njihov efekat se najpreciznije može proceniti analizom „shadow price“ cena na onim CNE-ovima na koje su ta prilagođavanja primenjena.

U tom kontekstu, na narednoj slici prikazane su vrednosti IVA prilagođavanja (izražene u MW) koje je slovenački TSO primenio na CNE V.Dur–Levice, u odnosu na „shadow price“ tog ograničenja. Ukoliko je „shadow price“ jednak nuli, to znači da dotični CNE u tom trenutku nije predstavljao aktivno ograničenje.



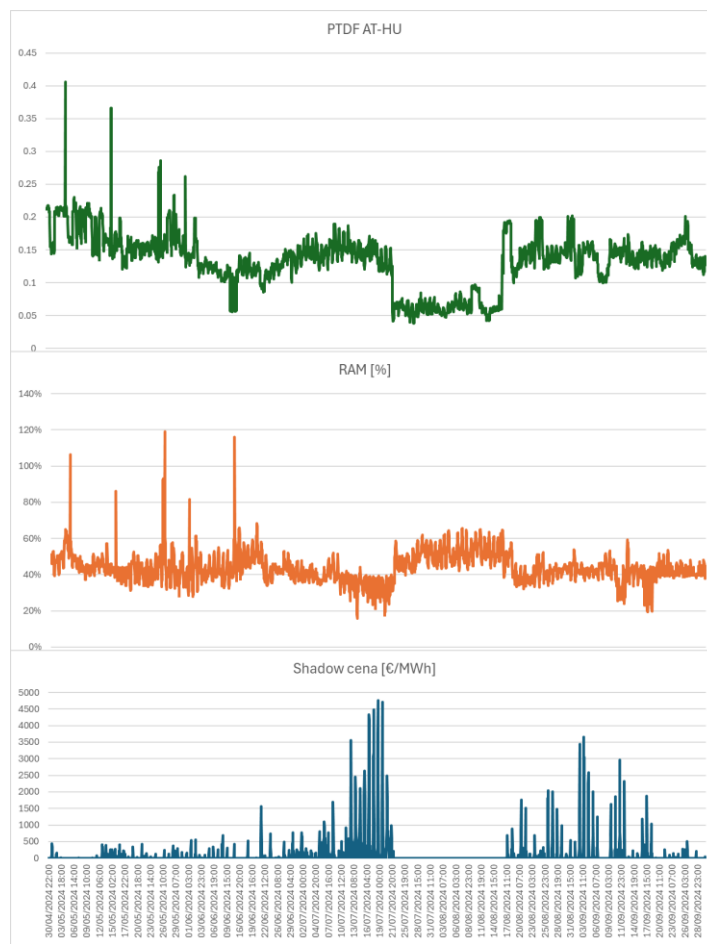
Slika 4: Kretanje „shadow price“ i IVA prilagodjenja na CNE-u V. Dur - Levice u periodu od 05. do 25. jula 2024.

Iako se kritični mrežni element V. Dur – Levice fizički nalazi na teritoriji Slovačke, njegov uticaj na tržište električne energije posebno je izražen u kontekstu razmene između Austrije i Mađarske. Ova specifična geografska pozicija, u blizini granice tri države, čini ga značajnim elementom u prenosnom sistemu regiona. Tokom analiziranog perioda (april-oktobar 2024.), vrednosti međuzonalnog PTDF-a za ovaj element pokazale su relativnu stabilnost, sa dominantnim vrednostima u opsegu 0,05-0,20. Međutim, u izuzetnim situacijama, ove vrednosti su dosežale i do 0,40.

Dinamika protoka snage kroz ovaj element jasno ilustruje njegovu ulogu u sistemu. Na primer, pri standardnoj razmeni od 100 MW između Austrije i Mađarske, PTDF vrednost od 0,20 znači da čak 20 MW te energije prolazi kroz ovaj kritični element. Ova činjenica postaje posebno relevantna u periodima visokog opterećenja mreže, kada i relativno male promene u raspodeli tokova mogu dovesti do značajnih tehničkih ograničenja.

Statistička analiza pokazuje izrazitu korelaciju između stepena iskorišćenosti mreže (RAM) i učestalosti zagušenja. U čak 73% slučajeva, zagušenja su se javljala kada je RAM padao ispod 40% nominalnog kapaciteta, dok je u 99% slučajeva zagušenje bilo praćeno RAM-om ispod 50%. Ovi podaci nedvosmisleno ukazuju na postojanje jasnog praga nakon kojeg se rizik od zagušenja naglo povećava.

Posebno interesantan segment analize odnosi se na letnji period između 25. jula i 19. avgusta, kada je uočena izrazita promena u karakteristikama mreže. U ovom intervalu zabeležen je porast RAM vrednosti za taj period godine, praćen istovremenim padom PTDF koeficijenata. Ova pojava može se interpretirati kroz dva moguća scenarija: ili je došlo do planiranih promena u topologiji mreže (što je česta praksa tokom letnjih remontnih kampanja), ili su se dogodile promene u strukturi proizvodnje koje su zahtevale prilagodbu GSK koeficijenata. Najznačajnija posledica ovih promena bila je potpuna odsutnost zagušenja ovom CNE-u tokom celog ovog perioda, što dodatno potvrđuje ključnu ulogu PTDF vrednosti u formiranju opterećenja mreže i upravljanju rizicima od zagušenja.



Slika 5: Kretanje „shadow price“, procentualnog RAM-a i međuzonalnog PTDF-a na CNE-u V. Dur - Levice u periodu april-oktobar 2024.

5 ZAKLJUČAK

Ovaj rad je analizirao uticaj implementacije Flow-Based Market Coupling (FBMC) metodologije na tržišne prilike u jugoistočnoj Evropi, sa posebnim fokusom na dostupnost prekograničnih kapaciteta i njihov uticaj na cenovnu konvergenciju između regiona. Ključni rezultati pokazuju da:

1. Visoka korelacija cena između Mađarske i Srbije (0,90) ukazuje na snažnu tržišnu integraciju, ali i na ograničenja u alokaciji kapaciteta koja sprečavaju potpunu konvergenciju.
2. Kritični mrežni elementi (CNE-ovi) poput V.Dur–Levice (Slovačka) i Neusiedl–Wien Suedost (Austrija) imaju važan uticaj na povremenu pojavu cenovnih razlika između regiona centralne Evrope i jugoistočne Evrope, tj. Austrije i Slovačke prema Mađarskoj i nadalje balkanskim zemljama.
3. Sezonske promene PTDF-a (npr. letnji pad) dovode do smanjenja zagušenja, što ukazuje na potencijal za dinamičko upravljanje kapacitetima.

FBMC metodologija omogućava efikasniju alokaciju kapaciteta kroz integraciju fizičkih ograničenja mreže i tržišnih signala. Međutim, rezultati pokazuju da postojeći modeli još uvek ne iskorišćavaju pun potencijal prekogranične trgovine, što dovodi do gubitaka društvene

dobrobiti i visokih cenovnih razlika u jugoistočnoj Evropi. Ključni pravci za dalje unapređenje uključuju:

1. Neophodno je usmeriti pažnju na kritične mrežne elemente (CNEC) sa visokim “shadow price” cenama, poput V.Dur-Levice i Neusiedl-Wien Suedost.
2. Poboljšanje koordinacije između TSO-ova kroz zajedničke algoritme za proračun PTDF-ova i koordinisanu primenu korektivnih akcija može smanjiti asimetrije u alokaciji kapaciteta, što je posebno važno za granične zone kao što su Austrija-Mađarska.
3. Dinamička alokacija kapaciteta tokom dnevnih i nedeljnih ciklusa, uz korišćenje prognoza potrošnje i proizvodnje, može optimizirati iskorišćenje mreže tokom perioda visoke potražnje. Paralelno, povećanje transparentnosti kroz platforme za deljenje podataka u realnom vremenu omogućava brže reagovanje na zagušenja.
4. Konačno, dalja integracija tržišta kroz proširenje FBMC metodologije na jugoistočnu Evropu i unapređenje optimizacionih modela (uključujući faktore kao što su GSK koeficijenti) predstavljaju ključne korake ka potpunijoj tržišnoj integraciji i stabilnijem funkcionisanju evropskog elektroenergetskog sistema.

6 LITERATURA

- [1] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management; “CACM Guideline”
- [2] JAO market data, <https://publicationtool.jao.eu/core/>
- [3] ENTSO-E Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/>
- [4] ACER report on the result of monitoring the margin available for cross-zonal Electricity trade in the EU, Action plans: Overview and main characteristics, ACER, Publication date: 16 June 2023, https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publications%20Annexes/ACER%20Report%20on%20the%20result%20of%20monitoring%20the%20MACZT%20Generic/ACER%20Report%20on%20the%20result%20of%20monitoring%20the%20MACZT%20Derogations.pdf
- [5] Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region, ACER, Publication date: 21. February 2019.

THE IMPACT OF FLOW-BASED MARKET COUPLING IMPLEMENTATION IN CENTRAL EUROPE ON MARKET CONDITIONS IN SOUTHEAST EUROPE

Boris Brđanin, Dušan Vlaisavljević, Nemanja Miljanić*

Abstract: The FBMC methodology, originally introduced in Central-Western Europe, has been applied in the Core region since 2022, enabling more efficient integration of cross-border capacities through optimized allocation in line with physical grid constraints and market signals. This methodology links transmission capacity with market activities, allowing for better utilization of available infrastructure and increased trading liquidity. It is particularly significant for Southeast Europe, as its future implementation in this region is anticipated, which could further enhance market integration and grid efficiency. This paper examines the availability of cross-border capacities in Southeast Europe during 2024, with a special focus on periods when wholesale electricity prices in this region are significantly higher compared to Central Europe, accompanied by pronounced price spikes. The analysis relies on the results of the Core FBMC (Flow-Based Market Coupling) methodology for selected days and time intervals. The objective is to identify key constraints and their impact on the market, as well as potential improvements in capacity allocation. Special attention is given to electricity exchange flows from Austria and Slovakia towards Southeast Europe, particularly towards Slovenia and Hungary. The analysis focuses on identifying key constraints in cross-border electricity flows and their impact on market exchanges. Particular emphasis is placed on determining the relationship between market prices and grid constraints, as well as factors that could contribute to improving the efficiency of capacity allocation.

Key words: *Flow-Based Market Coupling, cross-border capacities, grid constraints, price spikes, Southeast Europe, electricity market*

* Boris Brđanin, EKC, boris.brdjanin@ekc-ltd.com
Dušan Vlaisavljević, EKC, dušan.vlaisavljevic@ekc-ltd.com
Nemanja Miljanić, EKC, nemanja.miljanic@ekc-ltd.com

Ц6 Дистрибутивни системи и дистрибуирана производња

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.01)**C6.01****ANALIZA RADA SOLARNE ELEKTRANE SA VERTIKALNO POSTAVLJENIM
BIFACIJALNIM SOLARNIM PANELIMA****ANALYSIS OF THE OPERATION OF A SOLAR POWER PLANT WITH VERTICALLY
MOUNTED BIFACIAL SOLAR PANELS****Vladimir Antušević, Aleksandar Pejović***

Kratak sadržaj: Ovaj rad analizira prednosti jednog od inovativnih pristupa proizvodnji električne energije iz energije sunčevog zračenja korišćenjem vertikalno postavljenih bifacijalnih solarnih panela u solarnim elektranama. Tradicionalne horizontalne konfiguracije suočavaju se sa izazovima kao što su efikasnost korišćenja zemljišta, ograničenja prostora i promenljiva izloženost sunčevom zračenju tokom dana kao i visoke temperature panela usled čega efikasnost solarnog panela može znatno opasti. Vertikalna konfiguracija elektrane nudi nekoliko prednosti, uključujući veću iskorišćenost prostora, potencijalno smanjenje zasenčenja između panela, bolja eksploatacija u pogledu zagrevanja panela tokom letnjih dana kao i potencijal za poboljšanu proizvodnju električne energije tokom sunčanih sati bez najvećeg intenziteta zračenja. Glavna prednost ovakvog sistema je da u ranim jutarnjim časovima i kasnim popodnevним časovima elektrana daje veću proizvodnju od konvencionalnih sistema sa horizontalno postavljenom, južno orijentisanom konfiguracijom. Koristeći simulacione modele i studije slučaja iz realnog primera tržišta električne energije i tipskih dnevnih dijagrama potrošnje, u radu će biti analizirana izvodljivost vertikalnih solarnih elektrana kako u tehničkom tako i u ekonomskom aspektu. Rezultati simulacija će pokazati da proizvodnja ovakvog tipa elektrane u određenim satima tokom dana bolje odgovara dnevnom dijagramu potrošnje. Trend izgradnje navedenih elektrana je u sve većem rastu i može postati jedan od značajnih tipova distribuiranih obnovljivih izvora električne energije pronalazeći svoju upotrebu kako u urbanim sredinama poput gradova, krovova zgrada, parkova u kojima je prostor ograničen tako i na poljoprivrednom zemljištu gde se proizvodnja električne energije može kombinovati sa uzgojem različitih agrikultura.

Ključne reči: *Bifacijalni paneli, Vertikalna konfiguracija, Solarna elektrana, Distribuirani izvor električne energije*

Abstract: This paper analyzes the advantages of one of the innovative approaches to the production of electricity from the energy of solar radiation using vertically mounted bifacial solar panels in solar power plants. Traditional horizontal configurations face challenges such as land use efficiency, space limitations, and variable exposure to solar radiation throughout the

* Vladimir Antušević, GMS Consult doo, vantusevic@gms-consult.com
Aleksandar Pejović, GMS consult, apejovic@gms-consult.com

day as well as high panel temperatures, which can significantly decrease solar panel efficiency. The vertical configuration of the power plant offers several advantages, including greater space utilization, potential reduction of shading between panels, better exploitation in terms of panel heating during summer days, and the potential for improved electricity generation during non-peak solar hours. The main advantage of such a system is that in the early morning and late afternoon the power plant produces more than conventional systems with a horizontally placed, south-facing configuration. Using simulation models and case studies from a real example of the electricity market and typical daily consumption diagrams, the paper will analyze the feasibility of vertical solar power plants in both technical and economic aspects. The results of the simulations will show that the production of this type of power plant at certain hours during the day better corresponds to the daily consumption diagram. The trend of building the aforementioned power plants is growing and can become one of the significant types of distributed renewable sources of electricity, finding its use both in urban areas such as cities, roofs of buildings, parks where space is limited, and on agricultural land where electricity production can be combined with the cultivation of various crops.

Key words: *Bifacial modules, Vertical configuration, Solar power plant, Distributed renewable sources of electricity*

1 UVOD

Jedan od glavnih trendova razvoja elektroenergetskog sistema zasniva se na sve većem prisustvu distribuiranih izvora električne energije čiji je udeo u ukupnom sistemu u konstantnom rastu. Pored konvencionalnih elektrana srednjih i velikih snaga, inovativna rešenja proizvodnje električne energije iz solarnih panela mogu biti uključena u različita rešenja gde bi pored svoje osnovne funkcije za proizvodnju električne energije paneli mogli imati i dodatne funkcije.

Ovaj rad analizira jedno od inovativnih načina instalacije i eksploatacije solarne elektrane koja ima vertikalno postavljene bifacijalne fotonaponske panele. U poglavlju broj 2 će biti navedene glavne prednosti ovakve elektrane kao i realni primeri u kojima su elektrane sa vertikalnim panelima pronašle primenu i uveliko su sastavni deo pojedinih distributivnih sistema. Kako bi se napravio dobar model elektrane uvažavajući topografiju terena korišćen je programski alat PV Case, dok je za analizu eksploatacije elektrane korišćen program PV Syst. U poglavlju broj 3 su navedeni parametri simulacija koji su korišćeni, topografije terena koje su uzete u razmatranje kao i odabir elektroenergetske opreme. Radi određivanja najpogodnijeg terena za instalaciju elektrane sa vertikalnim panelima, koji su orijentisani u pravcu istok-zapad, u poglavlju 4 su prikazani modeli i pojedini rezultati simulacija za elektrane sa istom instalisanom snagom ali na terenima koji su orijentisani prema različitim stranama sveta. Kao glavni parametri prikazana su međusobna zasenčenja koje prave redovi kao i dnevni dijagrami proizvodnje za karakterističan letnji dan u zavisnosti od položaja Sunca. U poslednjem poglavlju prikazane su godišnje injektirane električne energije u mrežu za svih 5 mogućih rešenja kao i analiza prosečne dnevne proizvodnje za letnji i zimski period godine. Kako bi se stekao utisak o ekonomskoj dobiti instalacije ovakve elektrane prikazana je analiza na osnovu satnih cena električne energije u Srbiji za 2024.

2 PRIMENA SOLARNIH ELEKTRANA SA VERTIKALNO POSTAVLJENIM FOTONAPONSKIM MODULIMA

Iako je u Srbiji tip elektrane sa vertikalno postavljenim panelima još uvek inovativno rešenje, u državama koje su predvodnici u integraciji obnovljivih izvora energije u svoje distributivne sisteme ovo rešenje je odavno našlo primenu i u sve većoj meri je zastupljeno. Tradicionalno južno orijentisane elektrane sa horizontalno postavljenim panelima (pod nagibnim uglom od 20-30°) iziskuju dosta raspoložive površine dok instalacija velikih i dugačkih konstrukcija na terenima sa velikim nagibom može predstavljati problem u fazama izvođenja projekta. Glavna mana kod ovakvih elektrana je što dnevni dijagram proizvodnje ne prati u najboljem nivou dijagrame potrošnje i cena električne energije, stoga može se desiti da postoji višak proizvedene energije u trenucima kada to sistemu nije potrebno. Jedan od načina za prevazilaženje navedenih problema je da se u profil proizvodnje uključe elektrane sa vertikalnim panelima koje se mogu instalirati u različitim sistemima a da pritom ne zauzimaju previše korisnog prostora koji se može iskoristiti u druge namene. Glavna prednost elektrana sa vertikalnim panelima orijentisanim u pravcu istok-zapad je ta što u dnevnom dijagramu proizvodnje postoje 2 maksimum i to jutarnjim i popodnevним satima kada je u sistemu najveća potrošnja električne energije.

2.1 Poljoprivreda

Kombinovanje proizvodnje električne energije sa poljoprivrednom proizvodnjom jedan je od aktuelnih trendova u Evropi koji pronalazi svoju primenu u uzgoju različitih useva kao što su vinogradi, borovnice... Prva istraživanja vezana za paralelnu proizvodnju električne energije i poljoprivrednih dobara su sprovedena u Japanu još u ranim 2000., dok je taj trend malo kasnije došao u Evropu gde je među prvima primenjen u Francuskoj i Nemačkoj. Broj radova je značajno porastao u poslednjih 10 godina a od ukupnog broja radova vezanih na ovu temu čak 90% je objavljen u prethodnih 5 godina, dok u poslednje 2 godine oko 60% [1]. Ovakav pristup se u stranoj literaturi naziva "Agrivoltaic" i kao glavnu prednost ima iskorišćenje poljoprivrednog zemljišta koje je bitno pogotovo ako je zemljište skupo ili na neki način ograničeno. Integracija elektrane sa vertikalnim panelima u ovakvim sistemima može biti vrlo efikasna. Veliki broj istraživanja ukazuje da ovakve elektrane daju benefite na poljoprivredne kulture jer ih štite od ekstremnih vremenskih prilika kao što su snažne oluje dok uticaj na prosečnu temperaturu ide u korist biljkama. Prosečne dnevne temperature ostaju niže tokom najtoplijih letnjih dana u odnosu na temperature na otvorenom polju dok su dnevne promene manje. U poljoprivrednim sistemima sa instaliranim fotonaponskim panelima minimalne noćne temperature su bile više u proseku za 0.5-2.4°C, dok su maksimalne dnevne temperature bile niže u proseku za 1.5-6°C u odnosu na otvoren teren [1]. Temperaturni stres usled pre niskih ili previsokih temperatura može značajno uticati na produktivnost biljaka, dok se instaliranjem elektrane ovaj efekat može ublažiti.

Teren koji je pod nagibom i dobro osunčan je idealan za uzgoj većine poljoprivrednih kultura a istovremeno je pogodan i za konfiguraciju solarne elektrane koja može dati dobre izlazne parametre. Primeri su dati na slikama ispod:



Slika 1: Kombinovanje poljoprivredne proizvodnje i solarne elektrane

2.2 Infrastrukturni objekti

Integracija izvora električne energije u postojeće i nove infrastrukturne objekte ima ogroman potencijal. Solarna elektrana sa vertikalnim panelima koja ima paralelnu funkciju pronalazi svoje mesto na objektima kao što su:

- Autoput
- Železnice
- Vodeni kanali
- Fasade zgrada
- Ograde

Prostor oko autoputeva ili železnica može biti iskorišćen za instalaciju vertikalno postavljenih solarnih elektrana koje bi imale funkciju zvučnih barijera ili ograda i ujedno mogu predstavljati značajan distribuiran izvor električne energije.

Elektrane sa vertikalnom panelima mogu biti instalirane na fasadama zgrada, poslovnih/ stambenih zajednica i industrijskih centara i na taj način doprineti energetskej efikasnosti celog objekta. Pored same električne energije koju će elektrana proizvesti, ušteda energije se postiže ako se paneli instaliraju na fasadu koja ima južnu orijentaciju i koja je osunčana tokom najtoplijeg dela dana. Paneli bi sprečili direktno zračenje na fasadu zgrade i smanjili temperaturu unutar objekta a samim tim i potrebu za uključivanjem rashladnih sistema.



Slika 2: Vertikalna postavka panela na spoljašnji zid industrijskog objekta

3 SIMULACIJE U PROGRAMSKIM ALATIMA

Programske simulacije su odrađene u programskim alatima PV Syst i PV Case. Kao ograničavajući faktor u simulacijama uzeta je raspoloživa površina koja je u svim simulacijama iznosila 10 hektara. Instalirana AC i DC snaga elektrana je u svakoj varijaciji ista kako bi se rezultati mogli adekvatno analizirati i uporediti.

3.1 Topografija terena

U simulacijama je korišćen teren sa nagibom od 25° koji je dovoljno strm za dobro iskorišćenje elektrane a pored toga na takvom terenu je moguć rad sa teškom mehanizacijom. Odrađeno je više orijentacija terena kako bi se uporedili dobijeni rezultati i izvukli zaključci za proizvedenu električnu energiju. Simulacije su odrađene za nagib terena prema istoku, jugoistoku, jugu, jugozapadu i zapadu. Takav teren pogoduje proizvodnji električne energije dok istovremeno može biti iskorišćen i u poljoprivredne svrhe.

3.2 Parametri simulacija

3.2.1 PV Case

Kako bi konfiguracija elektrane bila ispravno projektovana na datom terenu uvažavajući međusobna zasenčenja usvojeno je međusobno rastojanje redova od 6.5m. Prednost odabranog terena pod nagibom je ta što rastojanje između redova ne mora da bude toliko veliko kao kada bi teren bio ravan.

3.2.2 PV Syst

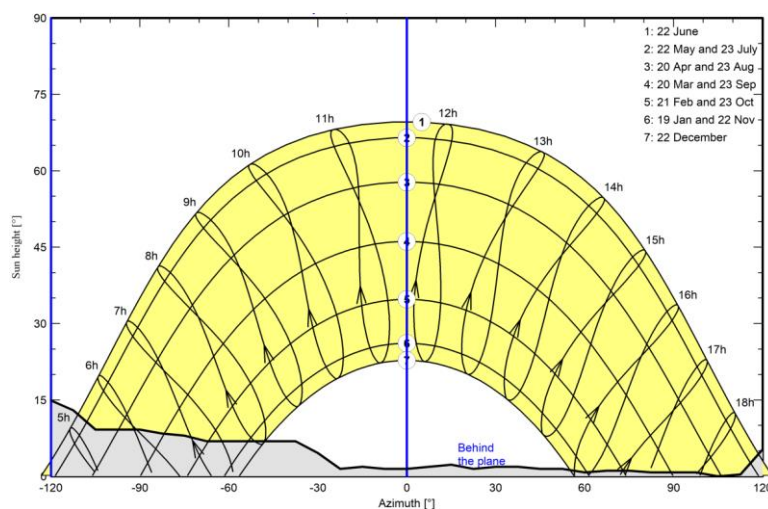
Projektovan model elektrane napravljen u PV Case-u je uvežen u PV Syst i odrađena simulacija rada kako bi se dobile satne vrednosti proizvodnje električne energije tokom cele godine. Bitan parametar u simulacijama predstavlja albedo koji značajno utiče na proizvodnju električne energije u elektrana sa verikalnom konfiguracijom pa je zato definisan za sledeće mesece:

Tabela 1: Usvojene mesečne vrednosti albeda

Januar	0.5	Jul	0.25
Februar	0.3	Avgust	0.25
Mart	0.2	Septembar	0.2
April	0.2	Oktobar	0.2
Maj	0.25	Novembar	0.2
Jun	0.25	Decembar	0.5

U mesecima u kojima je očekivan sneg albedo je viši jer sneg dobro reflektuje sunčevo zračenje, dok je u mesecima bez snega vrednost albeda je niža. Prosečna godišnja vrednost iznosi 0.275.

Meteorološki podaci koji uvažavaju sunčevu iradijaciju, prosečne temperature, padavine i položaj Sunca su odabrani na lokaciji Srbije na brdovitom terenu u blizini grada Kraljeva. Na slici ispod prikazana je putanja Sunca kao i zasenčenje koje se stvara usled prepreka na horizontu:



Slika 3: Putanja Sunca i zasenčenje usled prepreka na horizontu

3.3 Elektroenergetska oprema

U simulacijama su korišćeni fotonaponski moduli sledećih karakteristika:

Tabela 2: Parametri izabranog fotonaponskog modula

Proizvođač i naziv modula	Tongwei solar, TWMNF-66HD710
Pmax	710Wp
Vmp	40.69V
Imp	17.45A
Efikasnost	22.9%
Faktor bifacijalnosti	85%

Faktor bifacijalnosti je veoma bitan parametar u radu svake solarne elektrane a pogotovo elektrane sa vertikalno postavljenim panelima jer on predstavlja odnos efikasnosti zadnje strane u odnosu na prednju stranu modula odnosno govori o tome koliki će doprinos proizvodnji električne energije dati zadnja strana panela. Proizvođači fotonaponskih modula su u nastojanju da poboljšanjem tehnologije proizvodnje ovaj faktor podignu i iznad 90%. U simulacijama su korišćeni invertori sledećih karakteristika:

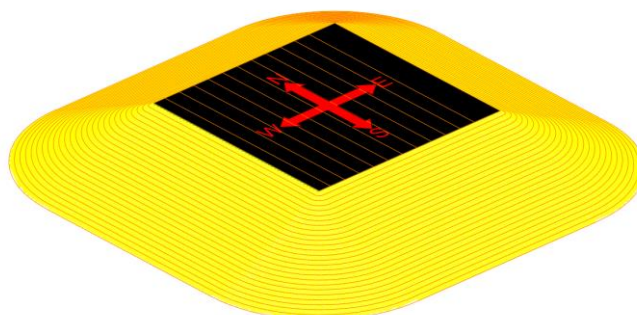
Tabela 3: Parametri izabranog invertora

Proizvođač i naziv invetora:	Huawei, SUN2000-330KTL-H1
Nominalna aktivna snaga:	300kW
Nomialni ulazni napon:	1080V
Nominalna izlazna struja:	216.6A
Opseg radnih napona MPP trakera:	500-1500V
Maksimalna radna struja MPP trakera:	65A

Pri projektovanju solarne elektrane treba obratiti pažnju kolikom snagom će biti opterećen inverter. Faktor koji govori o tome da li je inverter dovoljno opterećen se zove ILR (Inverter load ratio) koji u navedenim simulacijama iznosi 1.55. Jedan string je formiran od 26 redno vezanih fotonaponskih modula čime se postiže optimalan rad na MPP trakeru invertora.

4 ELEKTRANA SA VERTIKALNIM PANELIMA ORIJENTISANIM U PRAVCU ISTOK-ZAPAD

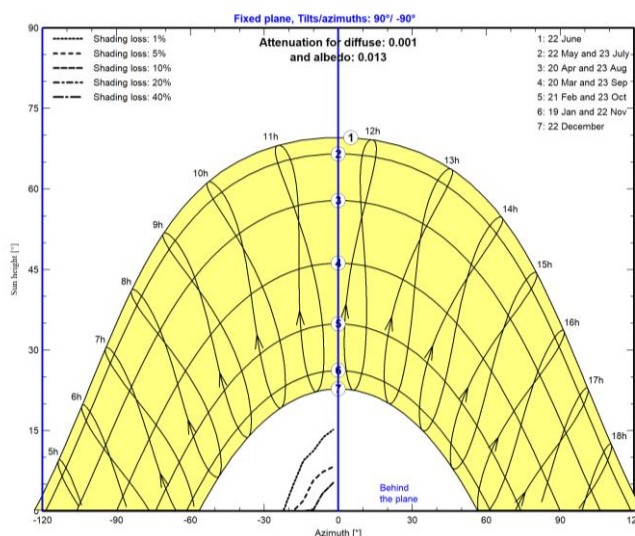
U svrhu simulacija formiran je model terena sa nagibom od 25° prema različitim stranama sveta na koje je predviđena instalacija elektrane. Na raspoloživom prostoru od 10 hektara moguća je instalacija ukupno 504 stringova od po 26 modula kojima se postiže instalisana snaga od 9304kWp. Konverzija jednosmernog sistema napona i struja u naizmeničan realizovan je instalacijom 20 invertora nominalne snage 300kW, čime se postiže nominalna AC snaga elektrane od 6MW.



Slika 4: Model terena projektovan u PV Case-u

4.1 Elektrana na terenu sa istočnim nagibom

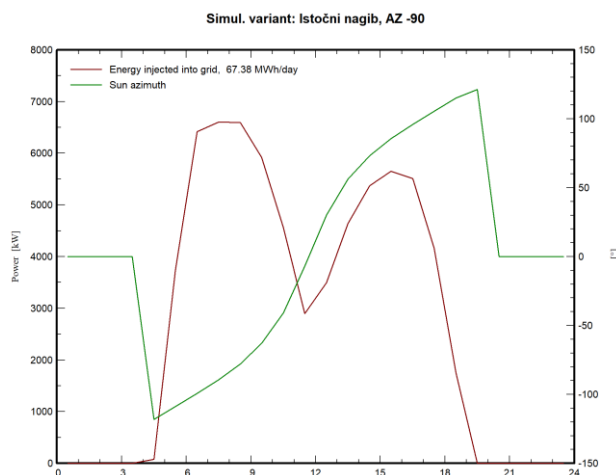
Postavljanjem elektrane na istočnu padinu terena, postiže se efikasno iskorišćenje energije sunčevog zračenja u jutarnjim časovima pre nego što Sunce dođe u solarno podne. Na godišnjoj putanji Sunca na slici ispod može se uočiti da međusobno zasenčenje između redova ne postoji.



Slika 5: Putanja Sunca i zasenčenja za elektranu na istočnom nagibu terena

Prednja strana panela je orijentisana prema istoku pa sunčeva zračenja nakon podneva padaju na zadnju stranu panela, što je i prikazano plavom linijom na slici 5. Kako su korišćeni bifacijalni paneli sa koeficijentom od 85%, iskorišćeno je i zračenje koje pada na zadnju stranu.

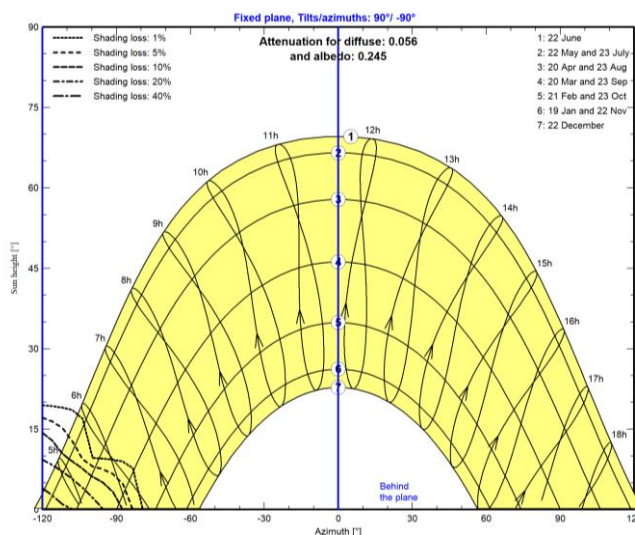
Na slici ispod prikazan je dnevni dijagram proizvodnje za tipičan letnji dan kao i putanja Sunca kroz azimutni ugao. Uočava se da je jutarnje injektiranje energije u mrežu veće nego popodnevno iz razloga jer je prednja strana efikasnija u konverziji energije.



Slika 6: Dijagram proizvodnje i putanja Sunca za elektranu na istočnom nagibu terena

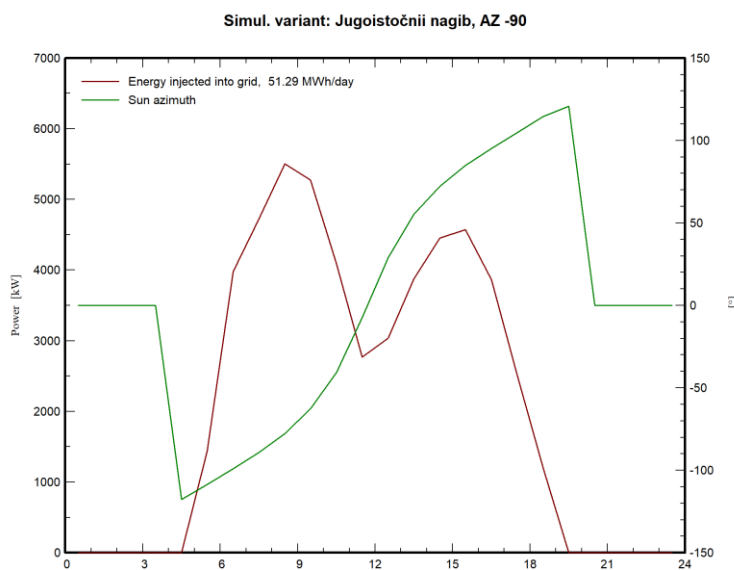
4.2 Elektrana na terenu sa jugoistočnim nagibom

Postavljanjem elektrane na jugoistočnu padinu terena, takođe se postiže se efikasno iskorišćenje energije sunčevog zračenja u jutarnjim časovima pre nego što Sunce dođe u solarno podne ali za razliku od slučaja 4.1 sada postoji zasenčenje zbog drugačije orijentacije terena na kojem su postavljeni paneli što se vidi na slici 7. Paneli su prednjom stranom i u ovom slučaju okrenuti prema istoku.



Slika 7: Putanja Sunca i zasenčenja za elektranu na jugoistočnom nagibu terena

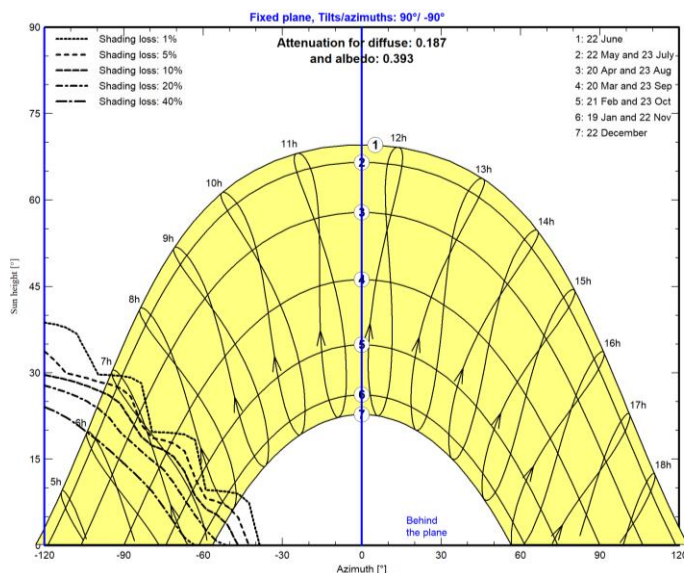
Dnevni dijagram proizvodnje je sličnog karaktera kao u tački 4.1, s tim što su sada maksimalne vrednosti nešto niže, zbog manjeg efektivnog sunčevog zračenja na ravan fotonaponskog modula.



Slika 8: Dijagram proizvodnje i putanja Sunca za elektranu na jugoistočnom nagibu terena

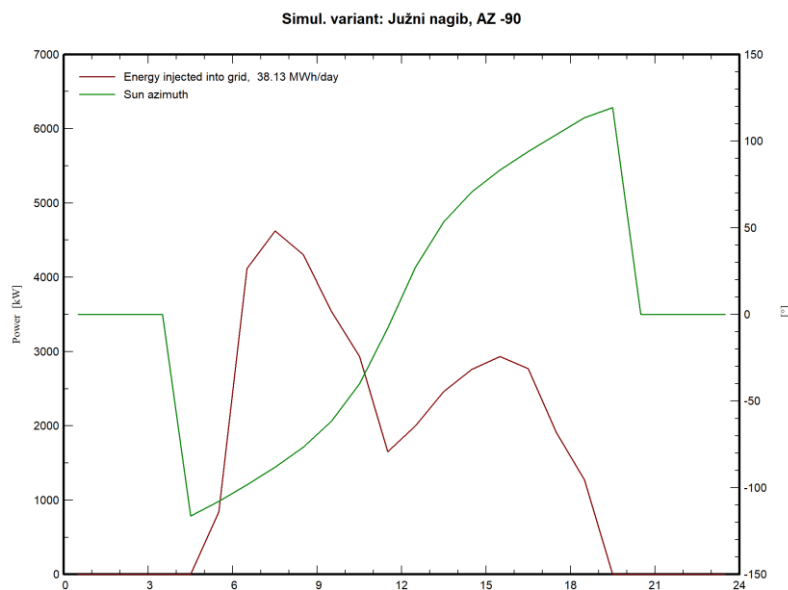
4.3 Elektrana na terenu sa južnim nagibom

U ovom slučaju, kada je elektrana postavljena na južnom nagibu, zasenčenju u jutarnjim časovima kada je Sunce nisko na horizonstu je najizraženije što se vidi na slici 9. Paneli kao i u prethodna dva slučaja su orijentisani prema istoku. Proizvodnja električne energije u ovom je značajno manja nego u prethodna dva što će biti pokazano u tački 5.



Slika 9: Putanja Sunca i zasenčenja za elektranu na južnom nagibu terena

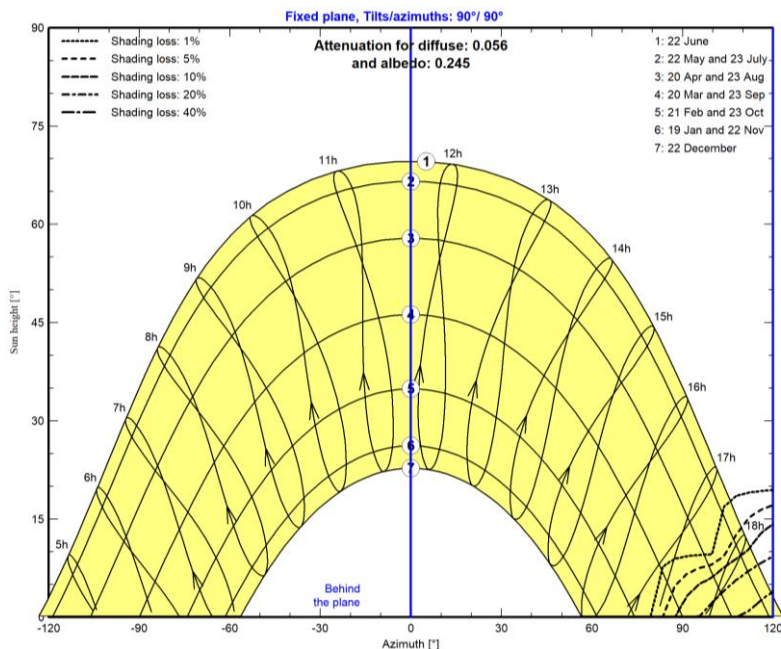
Dnevni dijagram proizvodnje, kao i u prethodna dva slučaja, pokazuje da je bolje proizvodnja u prepodnevni satima jer je prednja strana fotonaponskog modula efikasnije konvertuje energiju sunčevog zračenja u električnu energiju nego što to radi zadnja strana modula.



Slika 10: Dijagram proizvodnje i putanja Sunca za elektranu na južnom nagibu terena

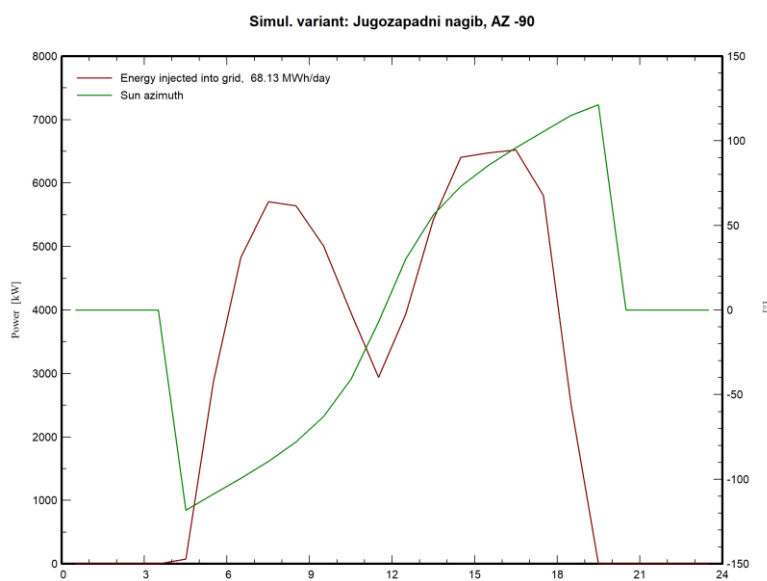
4.4 Elektrana na terenu sa jugozapadnim nagibom

Kako bi se sunčevo zračenje što bolje iskoristilo, u ovom slučaju je prednja strana panela okrenuta prema zapadu. Ovim načinom orijentacije se postiže veća proizvodnja u popodnevним satima, što je dobro u pogledu elektroenergetskog sistema kada je potreba za električnom energijom veća. Postoji malo zasenčenje između redova u trenucima zalaska Sunca, što se može primetiti na slici ispod:



Slika 11: Putanja Sunca i zasenčenja za elektranu na jugozapadnom nagibu terena

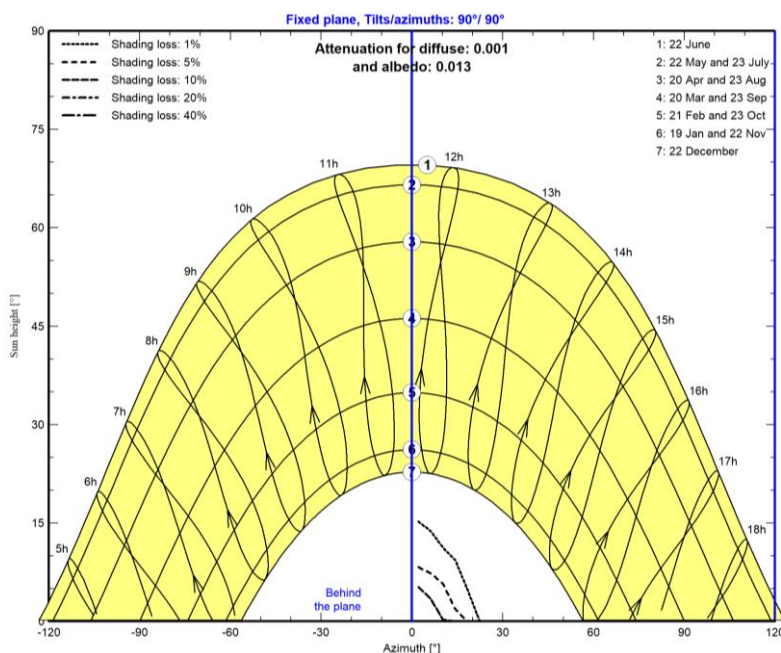
Dnevni dijagram proizvodnje tipičnog letnjeg dana potvrđuje da je veća proizvodnja u popodnevним satima.



Slika 12: Dijagram proizvodnje i putanja Sunca za elektranu na jugoistočnom nagibu terena

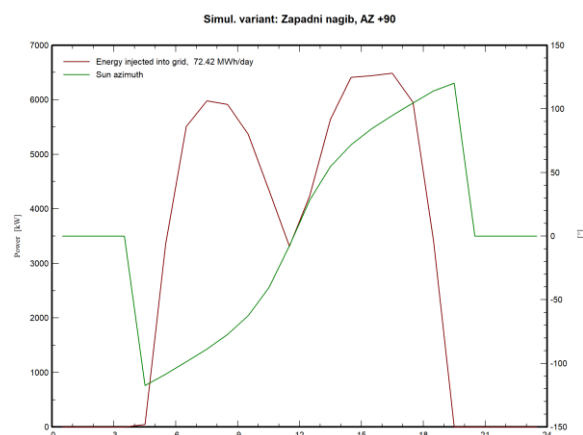
4.5 Elektrana na terenu sa zapadnim nagibom

Analogno postavljanjem panela na istočnu padinu, slične prednosti važe i za elektranu postavljenu na zapadnu padinu. Međusobno zasenčenje ne postoji dok je prednja strana panela orijentisana prema zapadu pa je i veća proizvodnja popodne nego prepodne.



Slika 13: Putanja Sunca i zasenčenja za elektranu na zapadnom nagibu terena

Dnevni dijagram proizvodnje je istog karaktera kao u tački 4.4 s tim što su maksimumi u ovom slučaju još više izraženi.



Slika 14: Dijagram proizvodnje i putanja Sunca za elektranu na zapadnom nagibu terena

5 ANALIZA REZULTATA

5.1 Pregled rezultata

PV Syst generiše satnu proizvodnju za odabranu godinu eksploatacije elektrane na osnovu čega je generisana tabela ispod sa osnovnim parametrima:

Tabela 4: Rezultati analiza

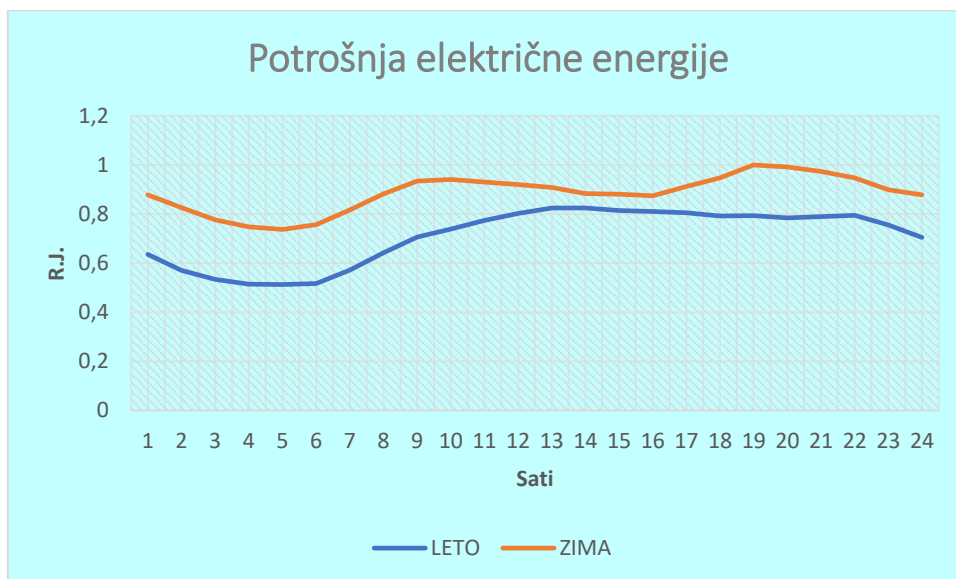
Nagib terena	Istok (4.1)	Jugoistok (4.2)	Jug (4.3)	Jugozapad (4.4)	Zapad (4.5)
DC snaga [kWp]	9300	9300	9300	9300	9300
AC snaga [kW]	6000	6000	6000	6000	6000
Injektirana energija [MWh/god]	11488	10945	7371	11793	12498
Specifična proizvodnja [kWh/kWp/god]	1235	1176	849	1268	1349
Faktor iskorišćenja elektrane[%]	21,8	20,8	14	22,4	23,7

Iz dobijenih rezultata se vidi da najbolje rezultate daju varijante elektrana koje su postavljene na terenu koji ima istočni ili zapadni nagib, gde je zapadni nagib u blagoj prednosti. Kako su dnevni dijagrami proizvodnje za varijante 4.1 i 4.2 istog karaktera, kao i za varijante 4.4 i 4.5, u narednom poglavlju biće analizirani samo slučajevi 4.1 i 4.5 koji ujedno daju najbolje rezultate.

5.2 Prosečna dnevna potrošnja i cene električne energije za leto i zimu

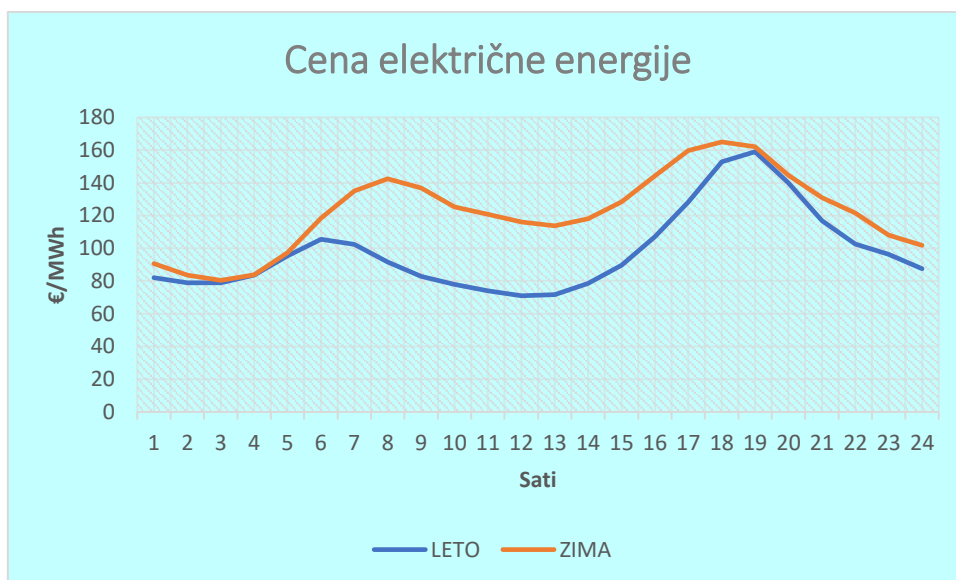
Koristeći javno dostupne podatke o satnoj potrošnji električne energije [2], formirani su karakteristični dnevni dijagrami potrošnje električne energije u Srbiji za 2024. godinu za period leta i zime kao dva karakteristična godišnja doba u pogledu potrošnje.

Na grafiku ispod dijagram je predstavljen u relativnim jedinicama. Tokom zimskog perioda, kada je potrošnja električne energije veća nego leti, se uočava jedna vršna vrednost u prepodnevnom i druga u popodnevnom satima dok se na letnjem dijagramu javlja jedan maksimum pretežno u popodnevnom satima.



Slika 15: Dijagram potrošnje električne enegije za leto i zimu u Srbiji

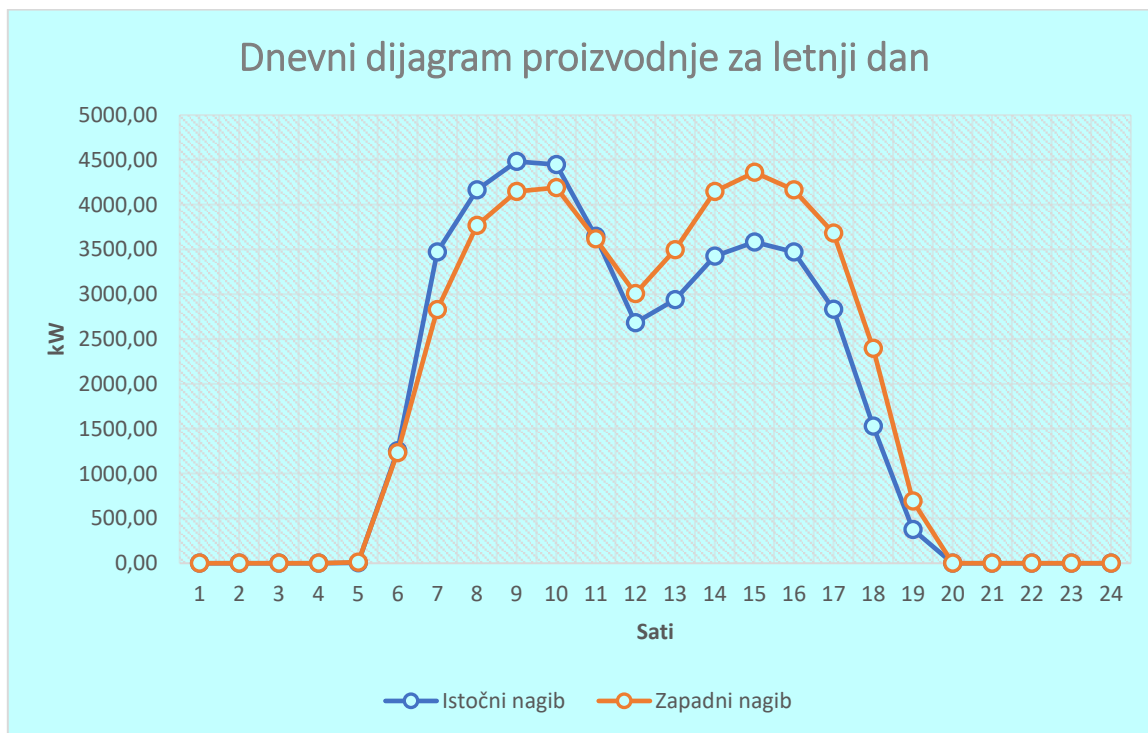
Podaci o satnim promenama cene električne energije su preuzeti sa [3] i prikazani su za jedan tipski letnji i zimski dan na slici 16. U dnevnoj promeni električne energije jasno se uočavaju dva ekstremuma i to u jutarnjim časovima u periodu 7-9č i popodne u periodu 17-19č.



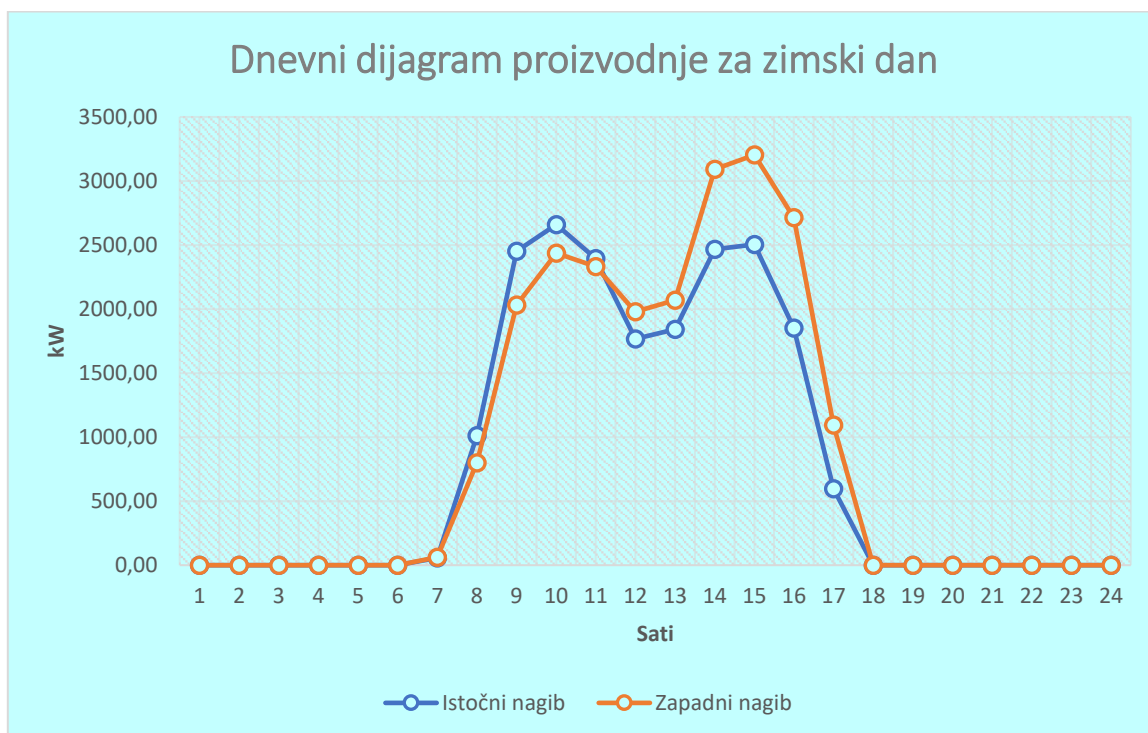
Slika 16: Dijagram cena električne enegije za leto i zimu u Srbiji

Za leto i zimu su odrađene srednje vrednosti proizvodnje za slučaj iz tačke 4.1 i 4.5. Rezultati sa satnom rezolucijom su prikazani na slikama 17. i 18. Prosečna dnevna proizvodnja ima osobinu da ima 2 skoka i to tokom prepodneva i poslepodneva, dok u trenucima kada je Sunce najviše tj oko podneva proizvodnja je u blagom opadanju jer tada sunčevi zraci ne padaju direktno na ravan panela.

Posmatrajući grafike na slikama 17. i 18. i upoređujući ih sa prirodom grafika na slikama 15. i 16. primećuje se da proizvodnja elektrane sa vertikalnim panelima veoma dobro prati dijagrame potrošnje i cene.



Slika 17: Dijagram proizvodnje električne enegije za leto za varijante elektrane na terenu sa istočnim i zapadnim nagibom



Slika 18: Dijagram proizvodnje električne enegije za zimu za varijante elektrane na terenu sa istočnim i zapadnim nagibom

U prepodnevnim satima dominantniju proizvodnju će imati elektrana koja je instalirana na terenu sa istočnim nagibom dok u popodnevnim satima dominantnija proizvodnja je iz elektrane koja je instalirana na terenu sa zapadnim nagibom. Razlog zbog koje dijagrami nisu idealno simetrični je taj što faktor bifacijalnosti nije 100% i što broj sunčanih sati na različitim terenima nije isti.

5.3 Ekonomska analiza

Kako bi se stekao utisak u ekonomskoj isplativosti ovakvog projekta, u tabeli ispod su navedene godišnje zarade koje bi instalacija pojedinačnog tipa elektrane donela.

Tabela 5: Ekonomska evaluacija

Nagib terena	Prognozirana godišnja zarada
Istok	1,101,174 €
Jugoistok	1,047,227 €
Jug	705,452 €
Jugozapad	1,149,245 €
Zapad	1,216,437 €

Iako je količina isporučene električne energije u varijanti 4.5 veća za 8% u odnosu na isporučenu električnu energiju u tački 4.1, prognozirana zarada je veća za 10%. Razlog je što je cena isporučene enegije veća u popodnevnim satima što se može videti na slici 16.

6 ZAKLJUČAK

Rezultati sprovedenih simulacija su pokazali da je integracija solarnih elektrana sa vertikalnim panelima itekako opravdana i da može pronaći svoje mesto kao distribuiran izvor električne energije. Orijentacijom panela u pravcu istok-zapad dobija se pogodan dijagram proizvodnje električne energije koji se dobro poklapa sa dijagramima potrošnje i cene električne energije. Idealan teren za instalaciju ovakvog tipa elektrana predstavlja teren pod nagibom koji je okrenut prema istoku ili prema zapadu kada je eksploatacija ovakve elektrane najbolja. Jedno od mogućih rešenja je simbioza sa poljoprivrednom proizvodnjom pogotovo na terenima pod nagibom koji su pogodni kako sa strane proizvodnje električne energije tako i sa poljoprivredne proizvodnje.

7 LITERATURA

- [1] “A systematic review of agrivoltaics: productivity, profitability, and environmental co-benefits“, Ganesh Pandey, Sarah Lyden, Evan Franklin, Benjamin Millar, Matthew Tom Harrison
- [2] ENTSOE Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/>
- [3] EMBER, <https://ember-energy.org/>
- [4] Željko Đurišić, Jovan Mikulović, “Solarna energetika”, Elektrotehnički fakultet Beograd, Beograd 2019

- [5] “Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications“, Stephan Schindelea, Maximilian Trommsdorffa, Albert Schlaaka, Tabea Obergfella, Georg Bopp, Christian Reise, Christian Braun, Axel Weselek, Andrea Bauerle, Petra Högy, Adolf Goetzberger, Eicke Weber
- [6] “Integration of vertical solar power plants into a future German energy system“, Sophia Reker, Jens Schneider, Christoph Gerhards
- [7] “Agrivoltaic Farm Design: Vertical Bifacial vs. Tilted Monofacial Photovoltaic Panels“, Rehan Younasa, Hassan Imrana, Muhammad Hussnain Riaza, Nauman Zafar Butta
- [8] PV Case, <https://pvcase.com/>
- [9] PV Syst, <https://www.pvsyst.com/>
- [10] “Evaluating the real-world performance of vertically installed bifacial photovoltaic panels in residential settings: empirical findings and imlications“, OmarH.AL-Zoubi, HamzaAl-Tahaine, RebhiA.Damseh, A.H.AL-Zubi, Alhaj-Saleh A. Odat and Bashar Shboul
- [11] “Applicability of Existing Photovoltaic Module Temperature Model Parameters to Bifacial Solar Panels“, Julianna Varjopur

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.02)**C6.02****UPOREDNA ANALIZA VREDNOSTI PROIZVODNJE SOLARNE ELEKTRANE
DOBIJENE CLEAR SKY METODOM, DEKOMPOZICIJOM IZMERENIH
VREDNOSTIMA IRADIJACIJE I UPOTREBOM SOFTEVERA PVSYST****COMPARATIVE ANALYSIS OF THE SOLAR POWER PLANT PRODUCTION VALUES
OBTAINED USING THE CLEAR SKY METHOD, DECOMPOSITION OF MEASURED
IRRADIANCE VALUES, AND THE USE OF PVSYST SOFTWARE****Uroš Marjanović, Sara Stojanović***

Kratak sadržaj: Solarne elektrane koriste snagu Sunčevog zračenja kao izvor za proizvodnju električne energije koju u savremenoj energetici smatramo intermitentnim izvorom, tj. izvorom čiji je energetska potencijal energetska promenljiv u vremenu. Samim tim, procena proizvodne energije predstavlja ključan element tehničkog i finansijskog razvoja projekta solarne elektrane. Procena proizvodnje je važna kako u dugoročnom smislu, kroz procenu isplativosti projekta, tako i u kratkoročnom smislu kroz ispunjavanje odgovarajućih zahteva mreže. Brzina procene je bitna, pa je samim tim svaki vid alata neophodan, što kao element procene, što kao element provere. Cilj ovog rada je da se proveru rad programa napisanog primenom školskog modela u realnim uslovima, sa ciljem daljeg razvoja istog i njegove buduće primene u privredi.

Ključne reči: *Solarna elektrana, Iradijacija, Matlab, PVSyst, Clear Sky model*

Abstract: Solar power plants use the energy of solar radiation to generate electricity, which in modern energy systems is considered an intermittent source — that is, a source whose energy potential varies over time. Consequently, production forecasting represents a key element in both the technical and financial development of a solar power plant project. Production estimation is important in the long term, for evaluating the profitability of the project, as well as in the short term for meeting the relevant grid requirements. The speed of assessment is also crucial, making every available tool necessary — both as a means of estimation and as a means of validation. The aim of this work is to verify the performance of a code developed using a simplified academic model under real-world conditions, with the goal of further development and potential application in the energy industry.

Key words: *Solar Power Plant, Solar Irradiation, Matlab, PVSyst, Clear Sky Model*

* Sara Stojanović, New Energy Solutions, sara.stojanovic@newenergy.rs

1 PROJEKTNI ZADATAK

Cilj ovog projekta jeste da se uporede vrednosti izračunate / sračunate proizvodnje električne energije dobijene upotrebom Clear Sky modela, sa vrednostima proizvodnje dobijene dekomponovanjem realnih izmerenih vrednosti iradijacije, kao i sa proizvodnjom dobijenom upotrebom softvera PVSyst. Upoređivanjem ovih vrednosti, trebalo bi zaključiti kolika je tačnost Clear Sky modela, kao matematičkog alata za procenu energetske potencijala Sunčevog zračenja. Za dekomponovanje izmerenih vrednosti iradijacije koriste se jednačine sferne geometrije i empirijske jednačine čija je upotreba u prošlosti davala dovoljno dobre podatke. Takođe, ista elektrana je modelovana u etabliranom softveru PVSyst, upotrebom različitih meteoroloških modela, sa ciljem provere dobijenih rezultata.

2 TERIJA FIZIČKIH VELIČINA SOLARNE ENERGETIKE

Ovaj deo rada namenjen je fizičkim veličinama koje se koriste u solarnoj energetici za potrebe proračuna. Većina ovih veličina preuzeta je iz astronomije, te se najčešće koriste imena koje koriste i astronomi. Sa druge strane, oznake fizičkih veličina se razlikuju u međunarodnoj literaturi. Ovde će biti korišćene oznake koje se najčešće koriste u praksi u Srbiji.

2.1 Iradijacija (I)

Iradijacija predstavlja snagu Sunčevog zračenja po jedinici površine. Vrednost ove veličine se dobija iz Plankovog zakona, koji pokazuje da se snaga zračenja crnog tela zavisi od temperature emitera zračenja i talasne dužine zraka. U većini proračuna je inženjerski prihvatljivo da se Sunce tretira kao apsolutno crno telo. Na Sunčevu iradijaciju, utiče ceo spektar elektromagnetskog Sunčevog zračenja. Neophodno je i napomenuti da se iradijacija razlikuje u svemiru i na Zemljinoj površini.

2.2 Insolacija ($\bar{I}$)

Insolacija predstavlja energiju Sunčevog zračenja po jedinici površine. Ukoliko koristimo satnu rezoluciju za merenje i proračune, kako je urađeno u ovom radu, tada u noramalizovanom domenu iradijacija i insolacija imaju jednake vrednosti.

2.3 Koeficijent vazdušne mase (m)

Koeficijent vazdušne mase¹ je mera relativne debljine Zemljine atmosfere. Zemljina atmosfera je približno iste debljine duž cele Zemljine površine, međutim, njena relativna debljina zavisiće od doba dana, odnosno položaja Sunca na nebeskoj sferi. Debljina Zemljine atmosfere je važna za procenu iradijacije koja stigne do Zemljine površine, jer veći deo Sunčeve energije ili „upije“ atmosfera ili se od nje odbije.

2.4 Solarna deklinacija (δ)

Solarna deklinacija predstavlja ugao koji Sunčevi zraci zaklapaju sa ekvatorijalnom ravni. Zbog nagutosti Zemlje, te zemljine rotacije i revolucije, ovaj ugao po apsolutnoj vrednosti ne prelazi vrednost od 23,45° koliko dostiže tokom dugodnevica i kratkodnevica.

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 81)\right) \quad (1)$$

¹ air-mass ratio

2.5 Solarna konstanta (SC)

Solarna konstanta predstavlja srednju ekstraterestričku vrednost iradijacije i iznosi 1377 W/m^2 . Snaga Sunčevog zračenja u kosmosu zavisi isključivo od rastojanja od Sunca. Kako je Ekliptika približno eliptičnog oblika, tako je i rastojanje Zemlje od Sunca promenljiva veličina što ima za posledicu promenu vrednost iradijacije tokom godine.

2.6 Latitudni ugao (L)

Latitudni ugao je ugao koji prava koja povezuje stajnu tačku na površini Zemlje, sa centrom Zemlje zaklapa sa ekvatorijalnom ravni, tj. ugao između ekvatorijalne ravni i ravni horizonta. Ovaj ugao, u suštini, predstavlja matematičku predstavu geografske širine.

2.7 Amplitudni ugao (β)

Altitudni ugao je ugao koji Sunčevi zraci zaklapaju sa ravni horizonta. Najmanji je u svitanje i tokom zalaska Sunca, dok je najveći u podne.

$$\beta = \arcsin(\cos L \cos \delta \cos H + \sin L \sin \delta) \quad (2)$$

2.8 Azimutni ugao Sunca (ϕ)

Azimutni ugao predstavlja ugao između projekcije Sunčevih zraka na ravan horizonta i poluprave koja spaja tačku posmatrača i južni pol. U trenutku kada je Sunce u zenitu, azimutni ugao je jednak nuli. Prepodne vrednost ovog ugla je pozitivna, dok je poslepodne negativna. Domen ovog ugla se razlikuje od dana do dana u godini, i njegov domen definiše dužinu obdanice. Tako je, na primer, tokom prolećne i jesenje ravnodnevice, domen ovog ugla je $[-90^\circ, 90^\circ]$. Zbog prividnog kretanja Sunca na nebeskoj sferi, u proračunima se kao veličina koristi azimutni ugao panela, tj. otklon normale ravni panela u odnosu na polupravu koja spaja panel sa tačkom na horizontu u pravcu južnog pola.

$$\phi_s = \arcsin\left(\frac{\cos \delta \sin H}{\cos \beta}\right) \quad (3)$$

2.9 Časovni ugao (H)

Časovni ugao predstavlja ugao za koji je neophodno rotirati Zemlju tako da bi po civilnom vremenu posmatrača bilo podne. Ovde je neophodno ukazati na razliku civilnog i solarnog vrememna. Naime, dogovorom je određeno da postoje 24 časovne zone, tj. da na planeti u istom trenutku postije svega 24 različita civilna vremena. Sa druge strane, za svaki pojedinačni meridijan, kojih ima beskonačno mnogo, Sunčevi zraci padaju pod različitim uglom, što znači da u svakom trenutku postoji beskonačno mnogo različitih solarnih vremena. Uvođenjem civilnog vremena izvršena je diskretizacija vremena. Na ovaj način sva mesta u istoj časovnoj zoni imaju isto vreme, vreme tzv. centralnog meridijana.

$$H = 15 * (12 - \text{hour}^2) \quad (4)$$

² hour = civilno vreme u 24-časovnoj razmeri

2.10 Nagibni ugao panela (Σ)

Nagibni ugao panela predstavlja ugao pod kojim je solarni panel postavljen u odnosu na ravan horizonta. Kada se paneli postavljaju na krovove objekata, oni se obično postavljaju direktno na površinu krova tako da u tom slučaju nagib vode krova predstavlja nagibni ugao panela. U slučaju velikih solaranih elektrana paneli su najčešće postavljeni na samom tlu pod optimalnim uglom, prethodo izračunatim. Ako se u obzir uzme čista sferna geometrija dobiće se da je optimalni nagibni ugao jednak latitudnom uglu, tj. geografskoj širini. Međutim, kako planeta nije idealna sfera, ni ova pretpostavka nije u potpunosti tačna, te se ovi uglovi najčešće dobijaju na osnovu softverskih proračuna ili iskustva. Neke solarne elektrane mogu imati i sistem za praćenje kretanja Sunca. Tada se u proračun dobijene energije mora uzeti u obzir i energija koju je neophodno uložiti za pogon sistema za praćenje.

2.11 Časovni ugao zalaska Sunca (H_{ss})

Časovni ugao zalaska Sunca predstavlja časovni ugao poslednjeg trenutka obasjavanja solarnog panela. Tokom jeseni i zime, kada je obdanica kraća od noći, ovaj trenutak se poklapa sa realnim zalaskom Sunca. Tokom proleća i leta, kada azimutni uglovi prelaze po apsolutnoj vrednosti 90° , ovaj ugao je drugačiji, jer tada Sunce zalazi „iza leđa“ panela.

$$H_{ss} = \arccos(-\tan L \tan \delta) \quad (6)$$

2.12 Koeficijent refleksije (ρ)

Koeficijent refleksije predstavlja fizičku veličinu kojom se opisuje mogućnost različitih materijala da odbijaju elektromagnetske zrake. U tabeli (Tabela I) date su karakteristične vrednosti.

Tabela I: Koeficijenti refleksije podloga

Podloga	Koeficijent refleksije
Sneg	0,4 - 0,85
Listopanda šuma	0,15 – 0,18
Četinarska šuma	0,08 – 0,15
Trava	0,1 – 0,25
Žitarice	0,15 – 0,25
Suva zemlja	0,2 – 0,35
Vlažna zemlja	0,05 – 0,15
Suv pesak	0,35 – 0,45
Vlažan pesak	0,2 – 0,3
Asfalt	0,04 – 0,12
Beton	0,35 – 0,55

3 „CLEAR SKY“ MODEL

„Clear Sky“ model je računski algoritam za procenu iradijacije na Zemljinoj površini. Kako je nemoguće unapred odrediti solarnu energiju koja će se u solarnim panelima konvertovati u električnu, neophodno je koristiti određene matematičke modele za procenu.

Ova metoda zasniva se na proceni koja ne zavisi od vremenske prognoze, tj. od oblačnosti koja predstavlja ozbiljan faktor prilikom procene potencijala Sunčeve energije. Polazi se od srednje vrednosti ekstaraterestričke iradijacije, tj. od solarne konstante koja se potom množi odgovarajućim koeficijentom koji zavisi isključivo od rastojanja Zemlje od Sunca, tj. od dana u godini. Ostali parametri koji utiču na sam proračun su vezani za sam objekat, njegovu geografsku lokaciju (geografska širina), orijentaciju kao i okolinu objekta.

$$I_o = SC * [1 + 0.034 \cos(\frac{360}{365} * n)] \quad (7)$$

$$A = 1160 + 75 \sin[\frac{360}{365} (n - 275)] \quad (8)$$

$$k = 0.174 + 0.035 \sin[\frac{360}{365} (n - 100)] \quad (9)$$

$$m = \begin{cases} \sqrt{(708 \sin \beta)^2 + 1417} - 708 \sin \beta, & \beta \leq 1^\circ \\ 1/\sin \beta, & \text{остало} \end{cases} \quad (10)$$

$$I_b = A e^{-km} \quad (11)$$

$$I_{bc} = I_b \cos \theta \quad (12)$$

$$C = 0.095 + 0.04 \sin[\frac{360}{365} (n - 100)] \quad (13)$$

$$I_{dh} = C * I_b \quad (14)$$

$$I_{dc} = I_{dh} * \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) = C * I_b * \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \quad (15)$$

$$I_{rc} = \rho * (I_{bh} + I_{dh}) * \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) \quad (16)$$

gde su:

- I_o – ekstaraterestrička iradijacija za n-ti dan u godini
- n – redni broj dana u godini
- I_b – direktna iradijacija na površini Zemlje
- I_{bc} – direktna komponenta solarne iradijacije na površini panela
- I_{dh} – difuziona komponenta horizontalne iradijacije na površini Zemlje
- I_{dc} – difuziona komponenta solarne iradijacije na površini panela
- I_{rc} – reflektovana komponenta solarne iradijacije na površini panela

Prilikom proračuna, primenom ovog modela, prvo računamo direktnu komponentu koja stigne do Zemljine površine, jer su analize pokazale da veći deo Sunčeve energije koja stigne do spoljne granice Zemljine atmosfere se ili apsorbuje ili se odbije od atmosfere.

Analize su, takođe, pokazale da se ukupna iradijacija koja stigne do površine panela sastoji iz tri komponente. Najdominantnija je, svakao, direktna komponenta koju formiraju Sunčevi zraci koji padaju direktno na površinu panela. Difuzionu komponentu formiraju zraci koji su višestruko odbijeni, tako da, na kraju, odbijeni od oblaka dođu do površine panela. Treća komponenta je reflektovana komponenta koja se dobija od Sunčevih zraka reflektovanih od tla u neposrednoj okolini panela, čija se osobina reflektovanja opisuje koeficijentom refleksije ρ . Ova komponenta može imati značan doprinos ukoliko se panel nalazi na ili u okolini podloge sa velikom vrednosti koeficijenta refleksije, poput snega ili vode, na primer.

4 ALGORITAM DEKOMPOZICIJANJA IZMERENIH VREDNOSTI IRADIJACIJE

Ovaj model procene Sunčeve iradijacije se sastoji u dekompozovanju iradijacije izmerene uz pomoć piranometra. Naime, piranometri se najčešće postavljaju horizontalno na podlogu, tako da iradijacija koja je njime precizno izmerena ne može biti reprezentativna predstava snage zračenja koja bi pala na solarni panel postavljen u isto vreme na istom mestu, ali pod nekim nagibnim uglom panela koji je različit od 0° .

Dekompozovanje podrazumeva matematički algoritam koji bi trebalo da proceni direktnu, difuzionu i reflektovanu komponentu iradijacije iz direktne horizontalne komponente koju je piranometar izmerio. Algoritam se sastoji iz sledećih koraka:

$$I_{osr} = \frac{1}{\pi} * SC * (1 + 0.034 \cos \frac{360}{n}) (\cos L \cos \delta \sin H_{sr} + H_{sr} \sin L \sin \delta) \quad (17)$$

$$K_t = \frac{I_{hsr}}{I_{osr}} \quad (18)$$

$$I_{dh} = I_{hsr} (1.39 - 4.027 K_t + 5.531 K_t^2 - 3.108 K_t^3) \quad (19)$$

$$I_{bh} = I_h - I_{dh} \quad (20)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\sin \beta} \quad (21)$$

$$I_{bc} = I_{bh} * R_b \quad (22)$$

$$I_{dc} = I_{dh} * \frac{1 + \cos \Sigma}{2} \quad (23)$$

$$I_{rc} = \rho (I_{bh} + I_{dh}) * \frac{1 - \cos \Sigma}{2} \quad (24)$$

gde su:

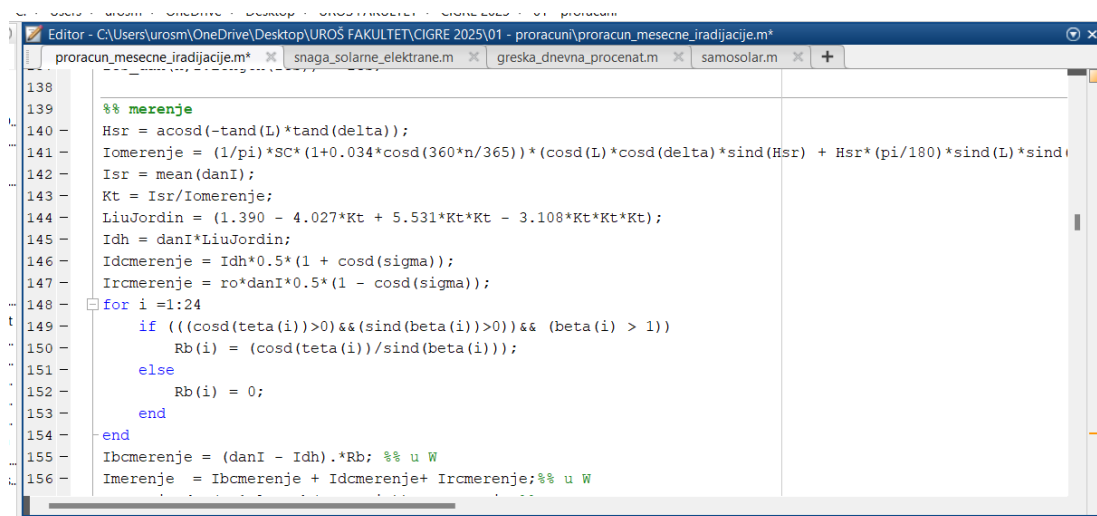
- I_{hsr} - srednja vrednost horizontalne iradijacije dobijena merenjem
- K_t – indeks vedrine
- I_{dh} – difuzionu komponentu horizontalne solarne terestričke iradijacije
- I_{bh} – direktnu komponentu horizontalne solarne terestričke iradijacije
- R_b – faktor kosine

- Ibc – direktna komponenta solarne iradijacije na površini panela
- Idc – difuziona komponenta solarne iradijacije na površini panela
- Irc – reflektovana komponenta solarne iradijacije na površini panela

5 SOFTVERSKI PAKETI

5.1 Matlab

Matlab je softverski alat koji se najčešće koristi za matematičku obradu podataka. Celokupan programski jezik definisan je na osnovu upotrebe matrica i linearne algebre. Zahvalan je za obradu velikog broja podataka. Upotrebom Matlab-a sređeni su podaci dobijeni merenjem i proračunata je proizvodnja solarnog sistema.



Slika 1: Editor za pisanje koda u okruženju Matlab

5.2 PVSyst

PVSyst je sofisticirani softverski alat koji služi za efikasnu procenu proizvodnje solarne elektrane kao i određivanje idealne dispozicije i idealnog načina grupisanja i povezivanja solarnih panela i invertora. PVSyst ima mogućnost uvoza podataka dobijenih merenjem insolacije (ukupna horizontalna insolacija) ili da koristi neki od postojećih meteoroloških paketa za procenu solarnog potencijala date teritorije. Jedan od najčešće korišćenih paketa, jeste Meteororm 8.2 koji je korišćen i u ovoj analizi. Meteororm 8.2 podrazumeva savremen softverski paket meteoroloških podataka izmerenih ili dobijenih adekvatnim matematičkim proračunima za veliki broj lokacija širom sveta.

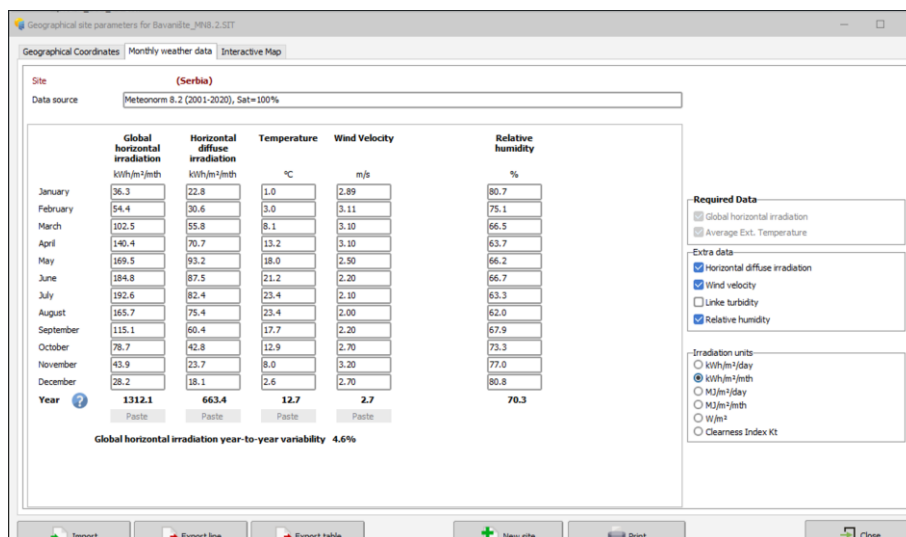
Softver Meteororm pruža mesečne meteorološke podatke za bilo koju lokaciju na zemlji. Oni su zasnovani na dobro utvrđenim podacima sa više od 8.000 meteoroloških stanica, . Neregistrovani podaci o lokaciji se interpoliraju, uzimajući u obzir i nadmorsku visinu i tipologiju.

Podaci pokrivaju korisne informacije za PVSyst:

- Globalno horizontalno zračenje (GHI ili GlobHor)

- Difuzno horizontalno zračenje (DiffHor)
- Brzina vetra
- Temperatura

U ovom slučaju korišćena verzija Meteonorma 8.2 koristi sintetičke podatke u periodu od 2001 - 2020. godine.



Slika 2: Prikaz meteroloških podataka u softveru PVSyst

6 ULAZNI PODACI

Celokupan proračun urađen je za lokaciju u južnom Banatu, na teritoriji Srbije. Solarni paneli su postavljeni pod nagibnim uglom od 25° stepeni u odnosu na površinu tla. Za azimutni ugao panela uzeta je vrednost od 7°. Za refleksiju podloge uzeta je vrednost od 0,2. Simulirana je solarna elektrana, instalisane snage 5145 kW sa 7800 solarnih panela od po 660 W. Paneli su povezani u 26 serija po 300 stringova preko 13 invertorskih jedinica, pojedinačne snage 350 kW. Korišćeni su model panela TWMPF-66HS660 proizvođača Tongwei Co. Ltd i model invertora SG350-HX proizvođača Sungrow. Tehnički podaci o solarnom panelu i ivnertoru su dati u Tabela II.

Tabela II: Osnovni tehnički podaci o panelu i ivnertoru

Podaci o solarnom panelu	
P _{max} (W)	660
V _{oc} (V)	45,6
I _{sc} (A)	18,55
NOCT	45° ± 2°
α _p	-0,33 %/°C

Podaci o invertoru	
P _{nom} (W)	350
MPPT (kom)	12
V _{DCnom} (V)	1080
I _{DCmax}	12 x 40 A
η _{inv}	0.89

7 OPIS POSTUPKA I ANALIZA REZULTATA

7.1 Uporedna analiza procenjene proizvodnje upotrebom Clear Sky modela i proizvodnje dobijene na osnovu izmerenih vrednosti

U softverski alat Matlab su kao ulazni podaci unesene desetominutne vrednosti iradijacije i temperature na jednoj lokaciji u južnom Banatu. Unešene vrednosti su usrednjene sa satnom rezolucijom kako bi prvo mogla da se radi satna analiza. Usrednjavanjem vrednosti na satnu rezoluciju, matematički su izjadnačene vrednosti iradijacije i insolacije, tj. snaga i energija Sunčevog zračenja.

Osnovni ulazni podatak je ukupna horizontalna vrednost iradijacije izmerena piranometrom postavljenim na površinu zemlje. Izmerena iradijacija je gore navedenim postupkom dekomponavana i dobijene su vrednosti direktne, difuzione i reflektovane vrednosti iradijacije koje padaju na solarni panel posavljen na datoj lokaciji, pod uglom od 25° u odnosu na površinu zemlje, kao i ugao otklona od južno orijantisanog panela (azimutni ugao) od 7,1°.

U procesu proračuna Clear Sky metodom nikakvi meterološki uslovi ne utiču na trenutnu vrednost iradijacije, već su jedini relevantni faktori geografska širina na kojoj je postavljen panel i rastojanje Zemlje od Sunce. Već u ovom aspektu se jasno uviđa nedostatak ovog modela jer ne uzima nikakve klimatske parametre, čije su razlike enormne na globalnom nivou na tačkama na istoj geografskoj širini.

Na grafiku (Slika 3) prikazane su uporedne vrednosti proizvodnje solarne elektrane na osnovu izmerene i procenjenje iradijacije. Greške dobijene ovom metodom su poprilično velike i osim u julu mesecu, ne padaju ispod 10%. Ovakva tačnost može biti nezahvalna prilikom ozbiljnije analize, pogotovu ako se u obzir uzmu i finasijski paramateri. Anvelope vrednosti za ova dva grafika su paralelne sa izuzetkom juna meseca, koji u ovim krajevima ume da bude poprilično meterološki nestabilan i sa dosta kišnih dana koji drastično utiču na rezultat.

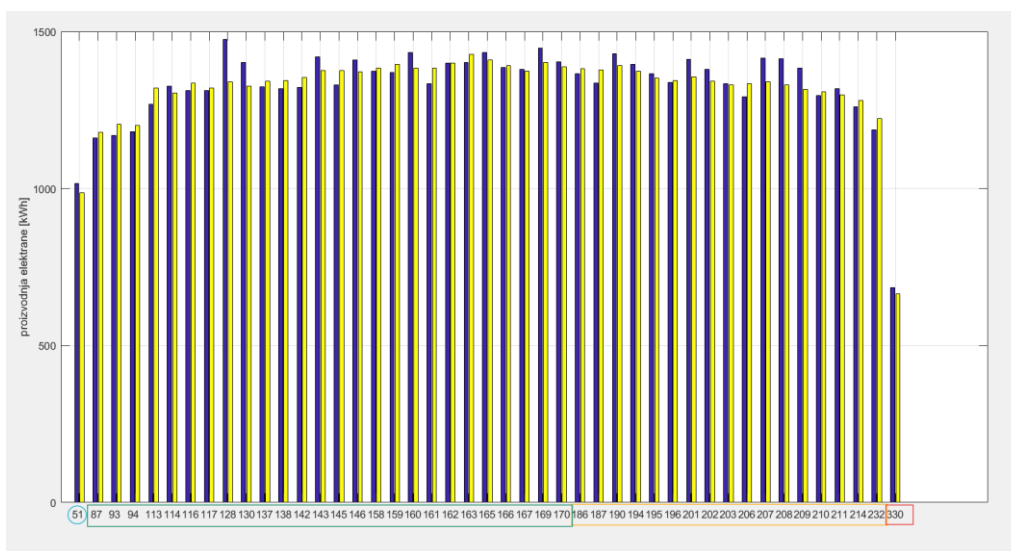


Slika 3: Uporedni prikaz proizvodnji dobijenih od realnih i procenjenih vrednosti

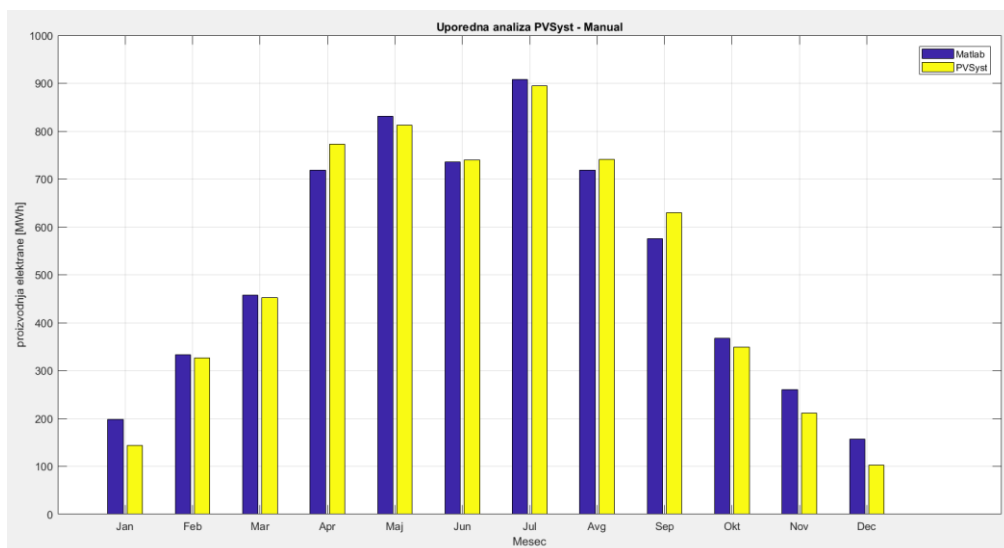
Na velike greške utiču pre svega dani koji nisu vedri. Na grafiku (

Slika 4) prikazana je razlika ukupne dnevne proizvodnje iste elektrane tokom vedrih dana. Pod vedrim danima podrazumevamo dane kod kojih je greška Clear Sky modela bila manja od 5% i takvih je bilo 45 tokom godine. Samo jedan takav dan je bio zimski i jedan jesenji dok je većina dana bila tokom maja i jula meseca (proleće i leto). Zanimljivo je primetiti da su postojali i dani sa negativnom greškom, tj. dani u kojima je vrednost proizvodnje bila veća od one procenjene Clear Sky modelom.

Uporedna analiza proizvodnje dobijene u Matlab modeli i proizvodnje dobijene pomoću softvera PVSystAnalizom kroz PVSyst smo proverili tačnost algoritma napisanog u Matlabu. Prvo su u PVSyst ubačene izmerene vrednosti izmerene totalne horizontalne iradijacije kako bi se proverio algoritam dekomponovanja izmerenih vrednosti iz Matlab-a, a onda i sam algoritam proračuna proizvodnje solarne elektrane. Uporedni mesečni prikaz dat je na dole prikazanom grafiku (Slika 5). Kad se izračuna ukupno odstupanje na godišnjem nivou ono iznosi 1.36%

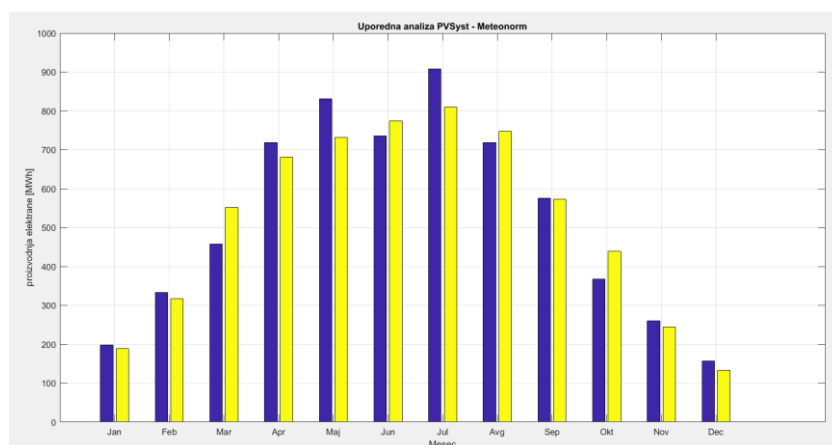


Slika 4: Uporedni prikaz proizvodnje tokom vedrih dana



Slika 5: Uporedna analiza proizvodnje izračunate upotrebom softverskih alata Matlab i PVSyst

Druga analiza obuhvatala je poređenje vrednosti dobijene kroz Matlab na osnovu izmerenih vrednosti iradijacije sa vrednostima dobijenim kroz PVSyst, ali sada na osnovu meteroloških podataka dobijenih softverom Meteonorm (grafik, Slika 6). Ovom analizom dobijeno je odstupanje od svega 1,09 %.



Slika 6: Uporedni prikaz proizvodnje solarne elektrane dobijene upotrebom Matlab (na osnovu izmerenih vrednosti) i PVSyst-a (na osnovu podataka iz softvera Meteonorm)

8 ZAKLJUČAK

Upotreba Clear Sky modela se može primeniti u veoma uskom domenu i to samo kod vedrih dana. Uzak domen primene mogle bi biti, na primer, kod brze procene u momentima kada je precizna vremenska prognoza poznata (npr. Day-ahead analizu) kod pružanja hitnih usluga na primarnom i sekundarnom tržištu.

Ceo metod dekomponovanja se u teoriji pokazao kao vrlo precizan u poređenju sa sofisticiranim i skupim softverima poput PVSyst-a. Jednostavnim učitavanjem izmerenih vrednosti mogu se dobiti veoma precizne vrednosti proizvodnje i to sa veoma malom vremenskom rezolucijom

(na satnom ili desetominutnom nivou) što takođe može naći primenu za kratoročnu prognozu prilikom eventualnog učešća na tržištu.

9 LITERATURA

- [1] Јован Микуловић, Жељко Ђуришић; Соларна енергетика; Академска мисао, Београд 2019.
- [2] Gilbert M. Masters; Renewable and Efficient Electric Power Systems; A JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION 2004
- [3] Gulnar Mehdi, Mikhail Roshchina; Electricity consumption constraints for smart-home automation: An overview of models and applications; (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215028611>, 09.09.2021)
- [4] Стојковић З, Микуловић Ј, Стојановић З; Практикум из софтверских алата у електроенергетици; Електротехнички факултет, Београд, Академска мисао, Београд, јун 2006.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.03)**C6.03****OPTIMALNA LOKACIJA I VELIČINA SOLARNIH ELEKTRANA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA: PROBABILISTIČKA ANALIZA NAPONSKIH ODSUPANJA I GUBITAKA PUTEM MONTE KARLO SIMULACIJA****OPTIMAL PLACEMENT AND SIZING OF SOLAR POWER PLANTS IN DISTRIBUTION NETWORKS: A PROBABILISTIC ANALYSIS OF VOLTAGE STABILITY AND LOSSES USING MONTE CARLO SIMULATIONS****Doroteja Zarev, Jelena Stojković Terzić, Jovan Trifunović***

Kratak sadržaj: Ovaj rad istražuje problem optimalnog pozicioniranja i dimenzionisanja solarnih elektrana u distributivnim mrežama, uzimajući u obzir njihov uticaj na odstupanje napona u sistemu i gubitke. Za razliku od determinističkih pristupa koji se oslanjaju na analizu jednog radnog stanja, u ovom istraživanju primenjena je probabilistička metodologija zasnovana na Monte Karlo simulacijama. Ovim pristupom omogućena je procena uticaja solarnih elektrana u širokom spektru mogućih radnih režima, kroz variranje opterećenja u čvorovima mreže i proizvodnje iz solarnih elektrana u skladu sa fluktuacijama sunčevog zračenja. Analiza je sprovedena na standardnom IEEE 69 modelu distributivne mreže, pri čemu su ključni evaluacioni parametri obuhvatali promene indeksa devijacije napona i gubitke aktivne snage. Sve veća integracija distribuiranih izvora energije nameće potrebu za preciznim metodama planiranja njihovog priključenja, budući da nepovoljno dimenzionisanje ili neadekvatno pozicioniranje solarne elektrane može izazvati prekoračenje dozvoljenih granica napona, obrnute tokove snage i degradaciju ukupnih performansi sistema. Cilj ovog rada je da, kroz probabilističku analizu, doprinese unapređenju kriterijuma za integraciju solarnih elektrana u distributivne mreže sa ograničenim kapacitetom za prihvrat obnovljivih izvora energije, uzimajući u obzir promene u potrošnji i proizvodnji.

Ključne reči: solarne elektrane, odstupanje napona, optimalna lokacija, optimalna snaga, Monte Karlo simulacije, distributivne mreže

Abstract: This paper investigates the problem of optimal placement and sizing of solar power plants in distribution networks, considering their impact on the system's voltage stability. Unlike deterministic approaches that rely on the analysis of a single operating condition, this study employs a probabilistic methodology based on Monte Carlo simulations.

* Doroteja Zarev, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, doroteja.zarev@etf.bg.ac.rs

Jelena Stojković Terzić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, jstojkovic@etf.rs

Jovan Trifunović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, jovan.trifunovic@etf.bg.ac.rs

This approach enables the assessment of the impact of solar power plants across a wide range of possible operating scenarios by varying the load levels at network nodes and the generation from solar sources in accordance with fluctuations in solar irradiance. The analysis is carried out on the standard IEEE 69-bus distribution network model, with key evaluation parameters including changes in voltage stability indices and active power losses. The growing integration of distributed energy resources necessitates precise planning methods for their connection, since unfavourably sized or improperly located solar power plants may cause voltage amplitudes to deviate from acceptable limits – either falling below or exceeding the permitted range – and trigger reverse power flows. The aim of this paper is to contribute to the enhancement of the criteria for integrating solar power plants into distribution networks with limited capacity for accommodating renewable energy sources, considering variations in consumption and generation through a probabilistic analysis.

Key words: *solar power plants, voltage stability, optimal placement and sizing, Monte Carlo simulations, distribution networks*

1 UVOD

S obzirom na sve izraženije klimatske promene i sve stroža ograničenja upotrebe fosilnih goriva, energetska tranzicija ka održivom sistemu je neophodna i nekoliko godina unazad jedna od najvažnijih tema u energetici [1]. Ovaj prelaz podrazumeva integraciju visokog nivoa obnovljivih izvora energije (OIE). Prema podacima iz [2, 3] iz godine u godinu raste udeo električne energije proizvedene iz OIE. Osim klimatskih promena i težnje da se sa fosilnih goriva pređe na OIE, energetske sisteme širom sveta suočavaju se i sa rastućom potrošnjom električne energije na koju moraju da odgovore. Savremeni trend porasta potrošnje električne energije uslovljava rad elektroenergetskih sistema u režimu povećanog opterećenja. Rad sistema u takvim uslovima neminovno dovodi do povećanih gubitaka u prenosnoj i distributivnoj mreži, pada amplitude napona u čvorovima sistema, kao i do pojave naponske nestabilnosti [4]. Kao efikasno rešenje za navedene probleme i odgovor na rastuće energetske potrebe, u elektroenergetske sisteme uvode se distribuirani izvori energije (*eng. Distributed Generation – DG*) među kojima su najzastupljeniji upravo OIE. Integracijom DG, sistem se transformiše iz tradicionalnog modela – u kome mali broj velikih proizvodnih jedinica napaja potrošače putem pasivnih mreža – u dinamičan sistem sa velikim brojem malih izvora električne energije distribuiranih svuda po njemu. Postavljanjem DG u neposrednoj blizini mesta potrošnje smanjuju se gubici usled prenosa i distribucije električne energije, što pozitivno utiče na starenje opreme i produžetak veka elemenata elektroenergetskih sistema, čime se dodatno odlažu neophodne investicije u nadogradnju i održavanje opreme [5]. Kada su u pitanju uticaji na životnu sredinu, u cilju smanjenja zavisnosti od fosilnih goriva i ublažavanja emisije štetnih gasova, sve veći broj zemalja ulaže u izgradnju elektrana zasnovanih na OIE, kao što su energija vetra, vode, sunca i biomase. Osim što doprinose smanjenju zagađenja životne sredine, navedeni izvori energije, ukoliko se koriste na odgovarajući način, značajno utiču na dugoročnu održivost i povećanje energetske sigurnosti [6].

Budući da su distributivne mreže prvobitno projektovane kao pasivni sistemi za jednosmerni prenos energije ka potrošačima, potrebno je posebnu pažnju posvetiti određivanju optimalne snage i položaja priključenja DG jedinica. Integracijom DG jedinica u distributivne mreže unose se novi izazovi usled mogućnosti dvosmernog toka energije.

Pravilnim izborom lokacije i veličine DG jedinica u distributivnoj mreži moguće je poboljšati naponski profil, smanjiti vršno opterećenje, smanjiti opterećenje vodova i potrebu za reaktivnom snagom, kao i redukovati gubitke energije u sistemu [7]. S druge strane, neadekvatna raspodela i prekomerna penetracija DG jedinica mogu dovesti do povećanja gubitaka, prekomernog porasta napona u pojedinim čvorovima i smanjenja pouzdanosti elektroenergetskog sistema [8, 9]. Zbog toga je pri planiranju integracije distribuiranih izvora energije u distributivnu mrežu sa DG jedinicama, neophodno voditi računa o tehničkim i ekonomskim izazovima, naročito onima koji su uslovljeni intermitentnim karakterom OIE. U tehničke faktore spadaju smanjenje gubitaka, smanjenje opterećenja vodova i poboljšanje naponskog profila, dok ekonomski faktori uključuju optimalne investicione troškove DG jedinica [10].

Kao jedan od najzastupljenijih oblika OIE, u ovom radu su posmatrane solarne elektrane, odnosno njihovo optimalno pozicioniranje i dimenzionisanje u distributivnoj mreži. Postoji više načina da se odredi optimalna lokacija i veličina solarne elektrane. Imajući u vidu da tradicionalni deterministički pristupi procenjuju uticaj distribuiranih izvora energije analizirajući jedno specifično radno stanje ili ograničen broj njih [11, 12], u ovom istraživanju primenjena je probabilistička metodologija zasnovana na Monte Karlo simulacijama. Takav pristup omogućava detaljniju i realističniju procenu uticaja integracije solarnih elektrana, obuhvatajući širok spektar mogućih radnih režima sistema. Pritom se posebno analiziraju varijacije opterećenja u čvorovima mreže, kao i varijabilnost proizvodnje energije iz solarnih elektrana. Predložena metodologija primenjena je na standardnoj IEEE distributivnoj mreži sa 69 čvorova, pri čemu su ključni evaluacioni parametri obuhvatili promene indeksa odstupanja napona, gubitke aktivne snage, kao i opšte poboljšanje performansi mreže usled integracije distribuirane proizvodnje. Imajući u vidu sve veći broj zahteva za priključenje solarnih elektrana na mrežu, kao i ograničene kapacitete distributivne mreže za integraciju OIE, u ovom radu je analizirano pet konkretnih slučajeva priključenja – svaki od slučajeva predstavlja jedan od zahteva za priključenje na elektrodistributivnu mrežu koje investitori podnose Operatoru distributivnog sistema (ODS-u). Za svaki od pet posmatranih slučajeva unapred je definisana lokacija na koju bi se elektrana priključila, kao i njena instalisana snaga. Cilj analize jeste da se donese zaključak koji od zahteva za priključenje najbolje utiče na mrežu sa aspekta odstupanja amplitude napona od nominalne vrednosti, sa aspekta gubitaka, ali i uzimajući u obzir oba kriterijuma. Dobijeni rezultati naglašavaju značaj primene probabilističkog pristupa u planiranju integracije OIE, posebno u kontekstu rastućeg učešća intermitentne proizvodnje u savremenim distributivnim mrežama. U nekim zemljama, na primer u Španiji, u slučaju ograničenog kapaciteta za integraciju OIE, operator sistema daje prioritet zahtevima koji najpovoljnije utiču na performanse sistema [13].

2 DEFINISANJE PROBLEMA

Zbog sve većeg broja zahteva za priključenje solarnih elektrana na mrežu sa ograničenim kapacitetom za integraciju OIE, neophodno je analizirati koja solarna elektrana – čiji su unapred definisani parametri, poput lokacije priključenja i instalirane snage – ima najpovoljniji uticaj na parametre mreže.

Prvi parametar koji se posmatra u analizi jeste indeks devijacije napona (eng. *Voltage Deviation Index* – *VDI*). Postoji više načina da se izračuna odstupanje napona [14, 15, 16], ali je u ovom radu bilo primenjen izraz koji uvažava analizu više radnih stanja dat u [16]:

$$VDI = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^{Nbus} (U_n - U_{i,j})^2 \quad (1)$$

gde je:

- N – ukupan broj radnih stanja u kome se posmatra odstupanje napona,
- N_{bus} – ukupan broj čvorova u mreži,
- U_n – nominalni napon u relativnim jedinicama (r.j.), i
- $U_{i,j}$ – napon u i-tom čvoru u j-tom radnom stanju.

Za svako radno stanje j se računa indeks devijacije napona VDI_j koji je dat izrazom:

$$VDI_j = \sum_{i=1}^{Nbus} (U_n - U_{i,j})^2 \quad (2)$$

Slučaj koji ima najmanji VDI smatra se najpovoljnijim slučajem sa aspekta uticaja na amplitude napona u čvorovima mreže, jer se u tom slučaju javljaju najmanja odstupanja u odnosu na nominalnu vrednost napona.

Sledeći parametar koji je posmatran jesu ukupni gubici u sistemu. Slučaj sa najmanjim ukupnim gubicima smatra se najpovoljnijim slučajem sa aspekta gubitaka u mreži.

Treći parametar jeste kombinovani indeks (KI) koji u obzir uzima i uticaj elektrane na odstupanje amplitude napona, kao i na ukupne gubitke u mreži:

$$KI = 0,5 \frac{P_{\gamma DG}}{P_{\gamma noDG}} + 0,5 \frac{VDI_{DG}}{VDI_{noDG}} \quad (3)$$

pri čemu su:

- $P_{\gamma DG}$ – ukupni gubici u sistemu u prisustvu solarne elektrane,
- $P_{\gamma noDG}$ – ukupni gubici u sistemu bez solarne elektrane,
- VDI_{DG} – ukupna devijacija napona u sistemu u prisustvu solarne elektrane, i
- VDI_{noDG} – ukupna devijacija napona u sistemu bez solarne elektrane.

Za svako radno stanje j i svaku potencijalnu elektranu i se računa:

$$KI_{j,i} = 0,5 \frac{P_{\gamma j DG i}}{P_{\gamma j noDG}} + 0,5 \frac{VDI_{j DG i}}{VDI_{j noDG}} \quad (4)$$

Slučaj sa najmanjim KI indeksom smatra se najpovoljnijim slučajem sa aspekta odstupanja amplitude napona i sa aspekta gubitaka.

3 OPIS ALGORITMA

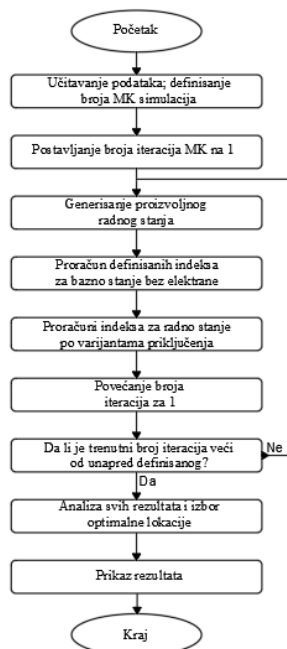
U okviru algoritma za izbor optimalnog zahteva za priključenje solarne elektrane, korišćene su Monte Karlo (MK) simulacije koje predstavljaju matematičku metodu pomoću koje se, uz upotrebu slučajnih brojeva i velikog broja ponavljanja proračuna, određuju karakteristike i ponašanje determinističkih ili stohastičkih sistema.

Stohastički problemi podrazumevaju da ponašanje sistema zavisi od jedne ili više ulaznih veličina čije vrednosti nisu poznate sa sigurnošću. Kod simulacija stohastičkih sistema vrednosti ulaznih promenljivih se biraju slučajno, ali vodeći računa o tome da verovatnoća izbora određene ulazne vrednosti odgovara verovatnoći pojave te vrednosti u prirodi realnog sistema. Za svaki set ulaznih podataka, simulira se ponašanje sistema i izračunavaju se traženi pokazatelji [17].

U nastavku su opisani koraci algoritma koji je primenjen u cilju identifikacije najpovoljnijeg slučaja priključenja solarne elektrane na sistem:

1. korak: Učitavanje podataka o mreži, potrošačima i elektranama; definisanje broja Monte Karlo simulacija;
2. korak: Postavljanje broja iteracija Monte Karlo simulacije na 1;
3. korak: Generisanje proizvoljnog radnog stanja (potrošnja u čvorovima, proizvodnja elektrane);
4. korak: Proračun definisanih indeksa za bazno stanje bez elektrane;
5. korak: Proračun definisanih indeksa za radno stanje sa elektranom – za sve analizirane slučajeve priključenja pojedinačno;
6. korak: Povećanje broja iteracija za 1;
7. korak: Provera – da li je trenutni broj iteracija veći od unapred definisanog – ako jeste, ići na korak 8 – u suprotnom, vratiti se na korak 3;
8. korak: Proračun definisanih indeksa na osnovu svih Monte Karlo simulacija, za sve elektrane i izbor optimalne opcije;
9. korak: Prikaz rezultata i kraj algoritma.

Na Slici 1. je prikazan algoritam.

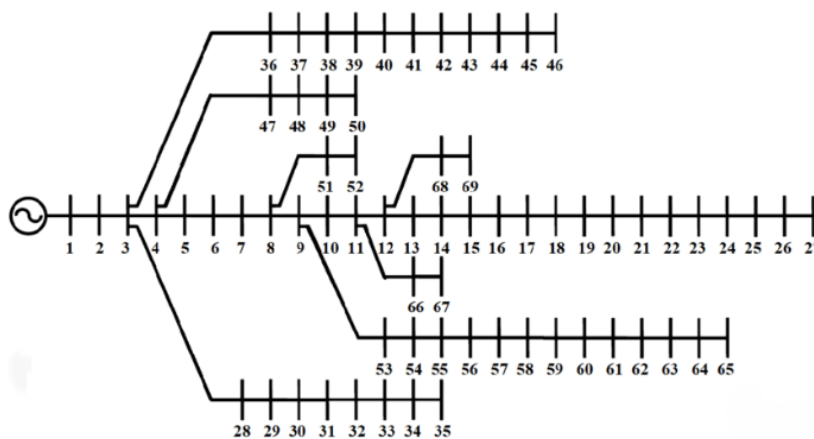


Slika 1: Algoritam za izbor optimalnog zahteva za priključenje solarne elektrane

4 SIMULACIJE I ANALIZA REZULTATA

4.1 Opis test mreže i parametara simulacije

Istraživanje je izvršeno na primeru standardne IEEE distributivne mreže sa 69 čvorova, čija je konfiguracija prikazana na Slici 2.



Slika 2: Standardna IEEE 69 distributivna mreža

Posmatrano je pet slučajeva priključenja solarne elektrane, kao što je dato u Tabeli I. Slučajevi su analizirani pojedinačno. U osnovi, distributivna IEEE 69 mreža je definisana kao pasivna mreža sa unapred određenim snagama potrošnje u svim čvorovima [18], bez priključenih jedinica za proizvodnju električne energije, odnosno bez solarnih elektrana.

Tabela I: Slučajevi priključenja solarne elektrane

Broj čvora	Instalisana snaga
61	2 MW
21	1 MW
42	5 MW
10	3 MW
30	4 MW

U ovom radu su, pomoću uniformne raspodele, varirane vrednosti potrošnje u iznosu od $\pm 30\%$ od potrošnje koja je definisana u čvorovima IEEE 69 mreže.

Uniformna raspodela, koja je poznata i kao ravnomerna raspodela, često se koristi u elektroenergetici za modelovanje pojava i veličina koje imaju jednaku verovatnoću pojavljivanja u datom intervalu. Ova raspodela je korisna kada nema razloga da se preferira bilo koja vrednost unutar određenog raspona. Uniformna raspodela je opisana sledećom funkcijom gustine verovatnoće:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a}, & \text{za } a \leq x \leq b \\ 0, & \text{za } x < a \text{ ili } x > b \end{cases} \quad (5)$$

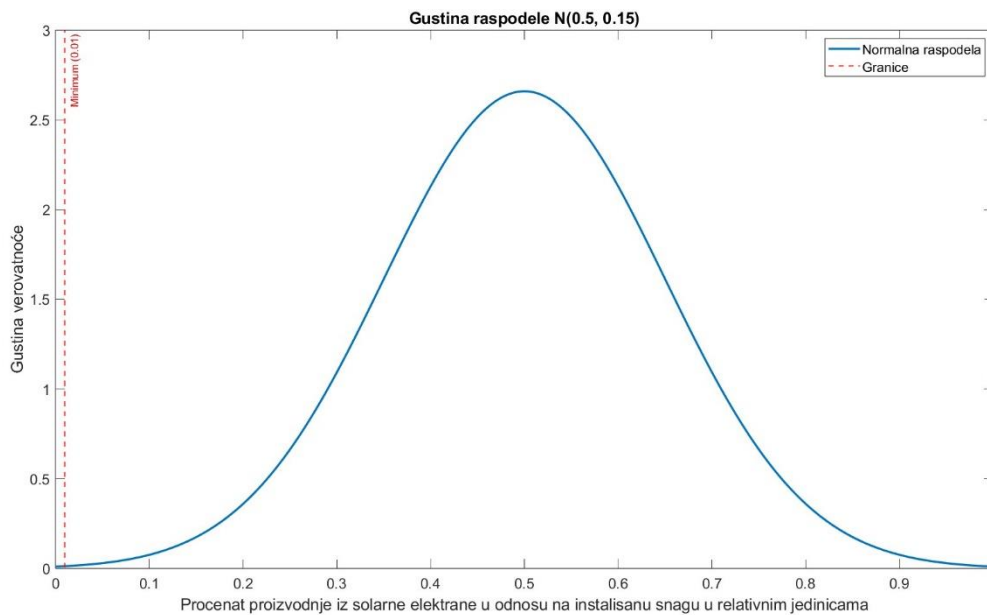
pri čemu su a i b parametri raspodele ($a, b \in \mathbb{R}$ i $a < b$). Prilikom modelovanja potrošnje, uzeto je da je $a = 0,7$ i $b = 1,3$.

Proizvodnja električne energije iz solarne elektrane dobijena je pomoću normalne (Gausove) raspodele i vrednost je varirana između 1% i 100% njene instalisane snage. Vrednost od 0% proizvodnje nije uzeta u obzir jer u tom slučaju solarna elektrana ni na koji način ne utiče na parametre mreže, te nije relevantna za proračun.

Normalna raspodela se koristi za modelovanje mnogih stohastičkih pojava u prirodi, pa tako i u elektroenergetici, zbog svoje osobine da prirodno opisuje fenomene koji se pojavljuju kao rezultat kombinacije velikog broja nezavisnih i nasumičnih faktora. Normalna raspodela je opisana sledećom funkcijom gustine verovatnoće:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (6)$$

gde su μ i σ parametri. Dijagram normalne raspodele, u zavisnosti od vrednosti parametara, prikazan je na Slici 3 (uzeto je da su parametri raspodele $\mu = 0,5$ i $\sigma = 0,15$).

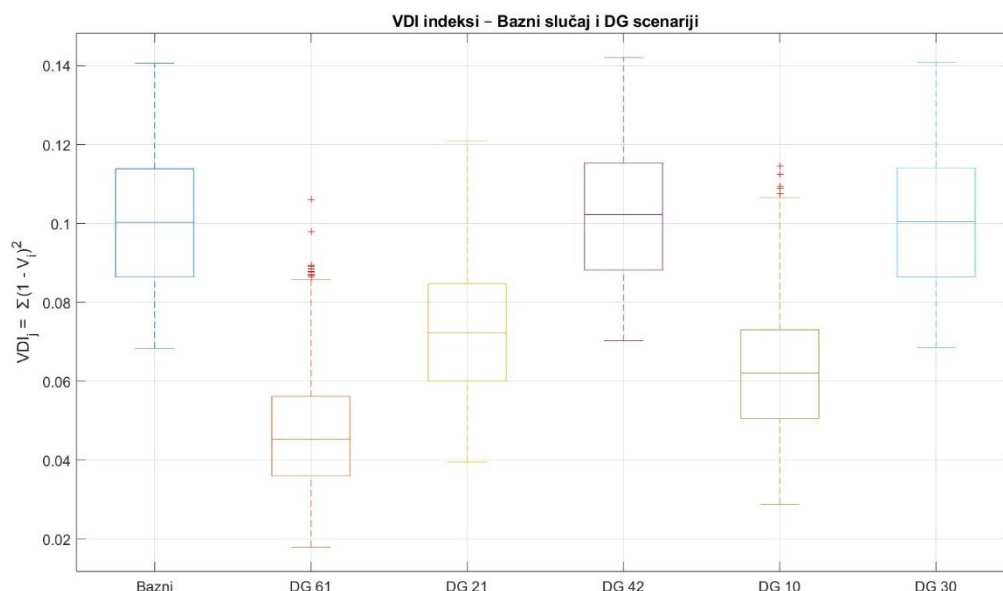


Slika 3: Dijagram normalne raspodele

Simulacije su izvedene u programskom alatu *Matlab* [19]. Korišćen je i *Matpower* paket [20], koji sadrži podatke o IEEE test mrežama i omogućava analizu tokova snaga. Ukupno je izvedeno 1000 Monte Karlo simulacija, pri čemu je u svakoj simulaciji analizirano bazno stanje (bez solarne elektrane), kao i stanja sa pet različitih slučajeva priključenja.

4.2 Analiza rezultata

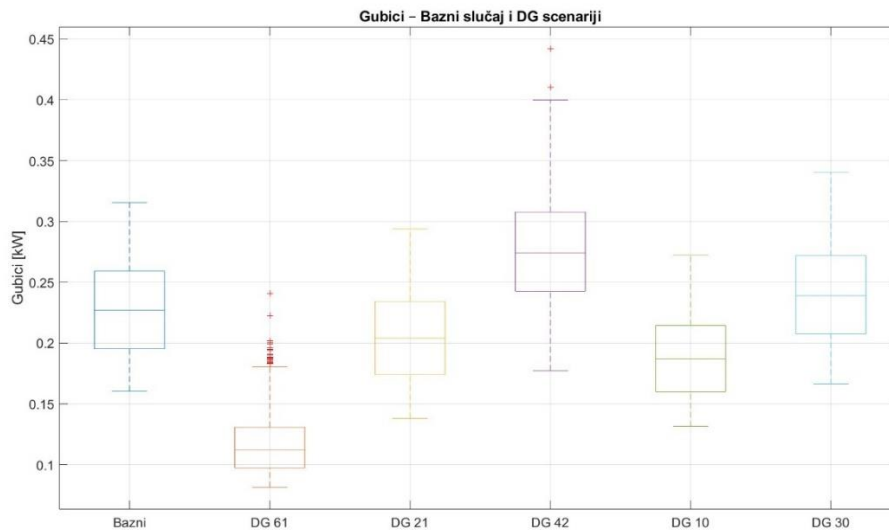
Za svaki od zahteva za priključenje analiziran je indeks devijacije napona VDI , ukupni gubici i kombinovani indeks KI koji uzima u obzir i odstupanje napona i gubitke aktivne snage. Za svaki od slučajeva i za svaku iteraciju, odnosno radni režim, na Slikama 4–6, statistički su prikazane vrednosti VDI_j , gubitaka, kao i kombinovanog indeksa KI_j .



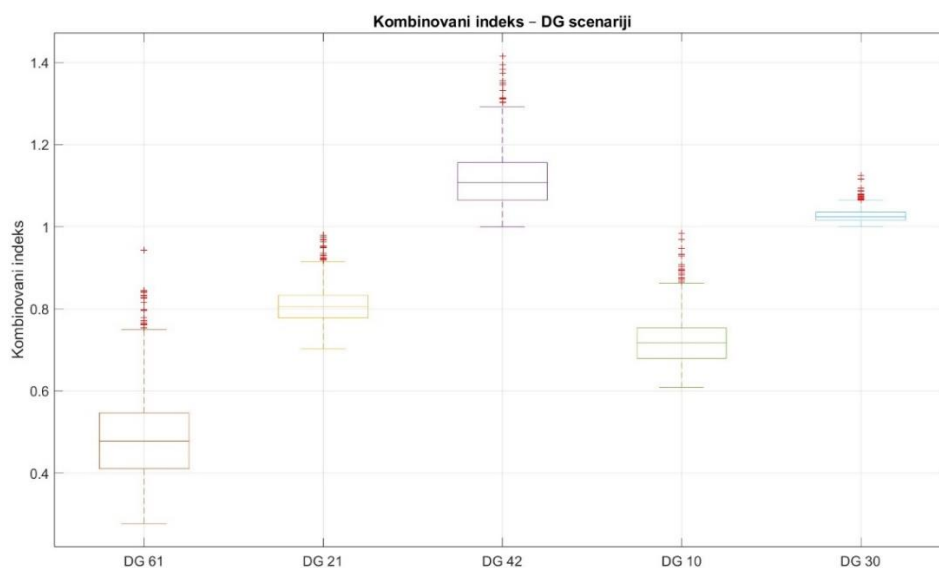
Slika 4: Statistički prikaz vrednosti VDI_j indeksa za bazni slučaj i za svaki od slučajeva priključenja

Sa Slike 4. se vidi da je odstupanje napona najmanje u slučajevima kada je elektrana snage 2 MW priključena u čvoru 61, kao i kada je elektrana snage 3 MW priključena u čvoru 10. U sredini se nalaze odstupanja napona u slučaju kada je elektrana instalisane snage 1 MW priključena u čvoru 21, dok se najveća odstupanja dobijaju kada je elektrana instalisane snage 5 MW priključena u čvoru 42, zatim kada je elektrana instalisane snage 4 MW priključena u čvoru 30, kao i u baznom slučaju. Ukoliko se uzme u obzir da je inicijalno definisana potrošnja IEEE 69 mreže u čvoru 61 mnogo veća od potrošnje u ostalim čvorovima, kao i da su potrošnje u čvorovima 11 i 12 koji se nalaze iza čvora 10 relativno visoke u odnosu na ostale čvorove u mreži, pri čemu u čvoru 11 postoji priključen izvod koji sadrži čvorove 66 i 67, ovakvi rezultati su sasvim očekivani. Najveća odstupanja napona dobijaju se u čvorovima u kojima su priključene elektrane najveće snage, što je takođe očekivano, pogotovo ako se ima u vidu da u tim čvorovima nema potrošnje aktivne snage, kao i da je ona u čvorovima u okolini mala.

Sa aspekta gubitaka, analiza je identična kao i za VDI_j – najmanji gubici javljaju se za slučaj priključenja solarne elektrane instalisane snage 2 MW u čvoru 61. Najveći gubici javljaju se kada se elektrane snage 4 MW i 5 MW priključe u čvorovima 30 i 42, redom. Najveći gubici u pomenutim slučajevima priključenja jesu posledica instalisanih snaga solarnih elektrana, koje premašuju ukupnu potrošnju aktivne snage u mreži.



Slika 5: Statistički prikaz gubitaka u sistemu za bazni slučaj i za svaki od slučajeva priključenja



Slika 6: Statistički prikaz KI_j indeksa za svaki od 5 slučajeva priključenja

Kada je u pitanju kombinovani indeks KI_j , sa Slike 6. se zaključuje da je, u većini slučajeva najmanji kada se elektrana snage 2 MW priključuje u čvoru 61, zatim kada se elektrana snage 3 MW priključuje u čvoru 10 i kada se elektrana snage 1 MW priključuje u čvoru 21. Najveće vrednosti dobijaju se kada se elektrana snage 5 MW priključi u čvoru 42, odnosno kada se elektrana snage 4 MW priključi u čvoru 30, tako da priključenje tih elektrana ne bi povoljno uticalo na mrežu.

U Tabeli II dat je pregled vrednosti VDI indeksa za bazni slučaj, kao i za svaki od 5 slučajeva priključenja, zatim ukupne vrednosti gubitaka u sistemu i kombinovani indeks KI za svaki od 5 slučajeva priključenja.

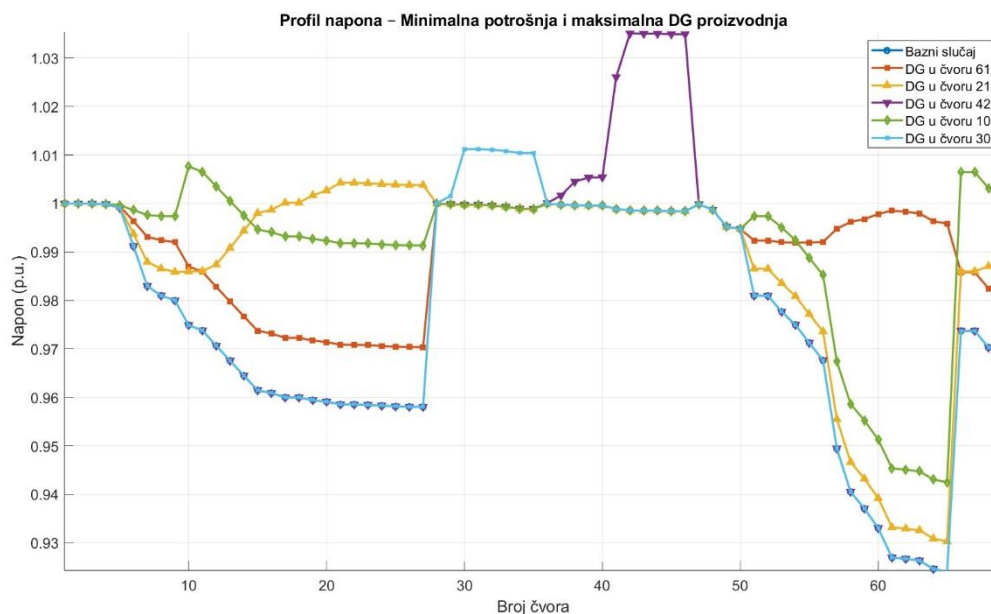
Tabela II: Prikaz parametara za bazni slučaj i za svaki od 5 slučajeva priključenja solarne elektrane na mrežu

Slučaj	<i>VDI</i>	Gubici [kW]	<i>KI</i>
Bazni slučaj	100,37	228,01	/
2 MW u čvoru 61	46,55	116,82	0,49
1 MW u čvoru 21	72,33	204,83	0,81
5 MW u čvoru 42	102,17	275,95	1,14
3 MW u čvoru 10	62,54	188,68	0,72
4 MW u čvoru 30	100,50	240,05	1,03

Na osnovu rezultata iz Tabele II, može se zaključiti da je, prema svim aspektima, najpovoljniji scenario u kome se solarne elektrane snage 2 MW priključuje na mrežu u čvoru 61. U odnosu na bazni slučaj, ukupno odstupanje napona, kao i ukupni gubici, približno su dva puta manji. Ovakav ishod je očekivan, imajući u vidu poziciju čvora 61 u mreži (nalazi se blizu kraja jednog od izvoda mreže), kao i činjenicu da baš u ovom čvoru postoji značajno veća potrošnja u odnosu na ostale čvorove u mreži. Sledeći najpovoljniji scenario bio bi priključenje elektrane snage 3 MW u čvoru 10. Priključenje elektrane snage 1 MW u čvoru 21 smanjilo bi odstupanje napona u čvorovima, kao i ukupne gubitke u mreži. Priključenje elektrane snage 4 MW u čvoru 30 dalo bi slična ukupna odstupanja napona kao i kada nema elektrane, ali bi gubici bili veći u odnosu na bazni slučaj. Ukoliko bi se elektrana snage 5 MW priključila u čvoru 42, povećala bi se i odstupanja napona, kao i gubici u mreži, pa se može konstatovati da bi priključenje takve elektrane, ukupno gledano, loše uticalo na mrežu.

Na Slici 7. prikazani su profili napona u čvorovima mreže za svaki od scenarija priključenja solarne elektrane i to za najnepovoljniji slučaj sa aspekta porasta napona – kada je proizvodnja iz elektrane maksimalna (uzeto je da je proizvodnja jednaka instalisanoj snazi), a potrošnja minimalna. Minimalna potrošnja je zabeležena u iteraciji u kojoj je zbir aktivnih snaga potrošnje u mreži bio najmanji. S obzirom na činjenicu da će prisustvo solarne elektrane neminovno dovesti do porasta napona u čvorovima mreže, treba ustanoviti koja je to maksimalna vrednost napona koja može da se javi.

Sa Slike 7. se vidi da se najveća vrednost napona javlja za slučaj priključenja solarne elektrane snage 5 MW u čvoru 42 i dostiže vrednost od 1,035 r.j u čvoru 42. Rezultat u ovom konkretnom radnom režimu, sa minimalnom potrošnjom i maksimalnom proizvodnjom, pokazao je da priključenje elektrane u čvoru 42 daje najveću vrednost napona, kao i ukupno odstupanje napona. Ovakav ishod se poklapa sa rezultatima dobijenim na osnovu velikog broja radnih stanja i očekivan je s obzirom na činjenicu da je ukupna potrošnja aktivne snage izvoda na kome se nalazi čvor 42 mala, u odnosu na ostatak mreže. Minimalno ukupno odstupanje napona u čvorovima postiže se u slučaju elektrane instalisane snage 2 MW koja se priključuje u čvoru broj 61, što se takođe poklapa sa rezultatima koji su dobijeni analizom velikog broja radnih stanja.



Slika 7: Profili napona za bazni slučaj i 5 scenarija priključenja solarne elektrane pri minimalnoj potrošnji u mreži

Na Slici 8. prikazani su ukupni gubici u sistemu pri minimalnoj potrošnji i maksimalnoj proizvodnji za bazni slučaj i za 5 scenarija priključenja.



Slika 8: Ukupni gubici u sistemu za bazni slučaj i za 5 scenarija priključenja pri minimalnoj potrošnji i maksimalnoj proizvodnji iz solarnih elektrana

Na osnovu Slike 8. može se zaključiti da su dva scenarija negativna sa aspekta ukupnih gubitaka – priključenje solarne elektrane instalisane snage 4 MW u čvoru 30 i priključenje elektrane instalisane snage 5 MW u čvoru 42. Ostali scenariji priključenja doprinose smanjenju gubitaka aktivne snage u sistemu, što se poklapa sa rezultatima prikazanim u Tabeli II.

Treba napomenuti da se analizom najnepovoljnijeg radnog stanja može dogoditi i da se rezultati razlikuju u odnosu na one koji su dobijeni analizom velikog broja radnih stanja usled intermitentnosti proizvodnje i potrošnje. Ukoliko i u slučaju najnepovoljnijeg režima rada veličine od interesa ostaju u dozvoljenim granicama, odluku o tome koji je zahtev za priključenje najbolji za mrežu, treba doneti na osnovu podataka koji su dobijeni analizom velikog broja radnih stanja.

5 ZAKLJUČAK

Rezultati dobijeni u ovom radu jasno ukazuju na superiornost probabilističke metodologije, zasnovane na Monte Karlo simulacijama, u odnosu na tradicionalni deterministički pristup koji se oslanja na jedno radno stanje. Analizom 1000 različitih radnih režima na IEEE 69 mreži, odnosno analizom indeksa devijacije napona *VDI*, gubitaka aktivne snage, kao kombinovanim indeksom *KI*, ustanovljeno je da optimizacija integracije solarnih elektrana kroz detaljno ispitivanje uticaja različitih scenarija priključenja doprinosi unapređenju performansi distributivnih mreža.

Posebno se ističe da scenariji priključenja solarnih elektrana snage 2 MW u čvoru 61 i 3 MW u čvoru 10 dovode do značajnog smanjenja ukupnog odstupanja napona (izraženog *VDI* indeksom) i ukupnih gubitaka u mreži u poređenju sa baznim stanjem, kada solarna elektrana nije priključena. Ovi scenariji omogućavaju postizanje bolje stabilnosti i efikasnosti sistema, što je ključno za održavanje parametara mreže unutar definisanih granica. Nasuprot tome, rezultati pokazuju da priključenja solarnih elektrana u čvorovima 42 i 30 dovode do povećanja naponskih odstupanja i gubitaka, čime se ukazuje na negativan uticaj ovih priključenja na performanse mreže.

U kontekstu ograničenog kapaciteta za integraciju OIE i sve većeg broja zahteva za priključenjem solarnih elektrana, rezultati ovog istraživanja predstavljaju značajan doprinos, jer omogućuju operatoru da rangira potencijalne zahteve prema njihovom doprinosu tehničkim performansama sistema. Analiza omogućava precizniju identifikaciju optimalnih lokacija i dimenzija solarnih elektrana, čime se postiže smanjenje negativnih uticaja na naponske profile i gubitke u mreži. Ovakav pristup omogućava optimalnu integraciju novih OIE koja je u skladu sa tehničkim i operativnim zahtevima savremenih distributivnih mreža.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije po ugovoru broj: 451-03-137/2025-03/200103.

LITERATURA

- [1] A. B. Galloa, J.R. Simões-Moreira, H.K.M. Costa, M.M Santos, E. M. Santos, Energy storage in the energy transition context: A technology review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, DOI: 10.1016/j.rser.2016.07.028, November 2016, pp. 800–822
- [2] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook* (2019)
- [3] REN21, *Renewables Global Status Report* (2021)

- [4] U.E. Uzun, N. Pamuk, S. Taskin, Effect of Solar Photovoltaic Generation System on Voltage Stability, IEEE Global Energy Conference (GEC) 2022, DOI: 10.1109/GEC55014.2022.9986740, pp. 38–41, October 2022, Batman, Turkey
- [5] S. Nguyen, W. Peng, D. Sokolowski, D. Alahakoon, X. Yu, Optimizing Rooftop Photovoltaic Distributed Generation with Battery Storage for Peer-to-Peer Energy Trading, Applied Energy, DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.07.042, September 2018, pp. 2567–2580
- [6] T. Stetz, F. Marten, M. Braun, Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany, IEEE Transactions on Sustainable Energy, DOI: 10.1109/TSTE.2012.2198925, April 2013, pp. 534-542
- [7] A. Gantayet, S. Mohanty, An Analytical Approach for Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Based on a Combined Voltage Stability Index, 2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC), DOI: 10.1109/PCITC.2015.7438099, October 2015, Bhubaneswar, India
- [8] M.M. Aman, G.B. Jasmon, H. Mokhlis, A.H.A. Bakar, A New Approach for Optimum DG Placement and Sizing Based on Voltage Stability Maximization and Minimization of Power Losses, Energy Conversion and Management, DOI: 10.1016/j.enconman.2013.02.015, June 2013, pp. 202-210
- [9] C. L. Masters, Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines, Power Engineering Journal, DOI: 10.1049/pe:20020101, February 2002. pp. 5 -12
- [10] F. Wen, B. Zou, J. Wang, Optimal investment strategies for distributed generation in distribution networks with real option analysis, IET Generation, Transmission & Distribution, DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.0541, July 2016, pp. 804-813
- [11] T. Rambabu, P. Venkata Prasad, Optimal Placement and Sizing of DG Based on Power Stability Index in Radial Distribution System, 2014 International Conference on Smart Electric Grid (ISEG), DOI: 10.1109/ISEG.2014.7005586, September 2014, Guntur, India
- [12] T. K. Chattopadhyay, S. Banerjee, C. K. Chanda, Impact of Distributed Generator on Voltage Stability Analysis of Distribution Networks Under Critical Loading Conditions, International Conference on Electronics, Communication and Instrumentation (ICECI), DOI: 10.1109/ICECI.2014.6767367, January 2014, Kolkata, India
- [13] Red Eléctrica de España. The spanish electricity system 2022 report. Madrid: Red Eléctrica de España; 2023
- [14] D. V. Bhatt, Y. H. Bhatt, V. H. Pakka, Loss Sensitivity and Voltage Deviation Index Based Intelligent Technique for Optimal Placement and Operation of Distributed Generators, 2018 IEEE 7th International Conference on Power and Energy (PECon), DOI: 10.1109/PECON.2018.8684177, December 2018, Kuala Lumpur, Malaysia

- [15] S. Vidyasagar, K. Vijayakumar, D. Sattianadan, S. G. Fernandez, Optimal Placement of DG Based On Voltage Stability Index and Voltage Deviation Index, Indian Journal of Science and Technology, DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i38/101930, October 2016, pp. 1-9
- [16] M. Purlu, B. E. Turkay, Optimal Allocation of Renewable Distributed Generations Using Heuristic Methods to Minimize Annual Energy Losses and Voltage Deviation Index, IEEE, DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3153042, February 2022, pp. 21455–21474
- [17] Č. Zeljković, Primjena Monte Karlo simulacija u elektroenergetici, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet Banja Luka, Banja Luka, 2024.
- [18] Abhinav Lal (2025.) IEEE 69 Bus System (<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/88111-ieee-69-bus-system>), MATLAB Central File Exchange. Retrieved February 25, 2025.
- [19] The MathWorks, Inc., MATLAB, version R2023b, Natick, Massachusetts, USA, 2023.
- [20] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER 7.1 User’s Manual,” Power Systems Engineering Research Center (PSERC), Dec. 2020. Available: <https://matpower.org>

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.04)**C6.04****FOTONAPONSKI SISTEMI ZA PRAĆENJE SUNCA SA OPTIMIZACIJOM POLOŽAJA
NA OSNOVU UKUPNE KOMPONENTE IRADIJACIJE****PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FOR SOLAR TRACKING WITH POSITION
OPTIMIZATION BASED ON THE TOTAL IRRADIATION COMPONENT****Nikola Lapčević, Jovana Obradović, Teodora Milovanović, Đorđe Lazović***

Kratak sadržaj: Klimatske promene i energetska tranzicija doprinele su ubrzanom razvoju obnovljivih izvora energije, pri čemu fotonaponski sistemi imaju ključnu ulogu u tom procesu. Tokom poslednjih decenija, tehnološki napredak u oblasti fotonaponskih ćelija bio je usmeren na povećanje njihove efikasnosti, poboljšanje eksploatacionih karakteristika, smanjenje stepena degradacije i produženje životnog veka. Danas se može reći da je u pogledu efikasnosti ćelija dostignut visok nivo, te je dalji napredak u bitnoj meri usmeren ka optimizaciji rada fotonaponskih elektrana. Jedan od načina za poboljšanje njihovih performansi je povećanje dozračene insolacije na aktivnu površinu modula. Ovo se može postići upotrebom sistema za praćenje položaja Sunca, koji omogućavaju prilagođavanje nagibnog i/ili azimutnog ugla modula u odnosu na trenutni položaj Sunca. Ovakvi sistemi, za razliku od fiksnih postavki, koriste mehaničke konstrukcije koje omogućavaju kontinuiranu optimizaciju položaja modula, čime se povećava količina apsorbovane solarne energije, a samim tim i proizvodnja električne energije. U ovom radu dat je pregled osnovnih vrsta sistema za praćenje Sunca po jednoj i dve ose. Za svaki od analiziranih sistema teorijski je opisana metodologija za praćenje Sunca koja se najčešće primenjuje u praksi, a koja se zasniva na optimizaciji položaja modula u cilju maksimizacije direktne komponente iradijacije. Pored toga, razvijen je novi teorijski model za praćenje položaja Sunca, koji ima za cilj optimizaciju ukupnog zračenja na fotonaponski modul. Za evaluaciju ovog modela koriste se podaci o direktnoj i difuznoj horizontalnoj komponenti iradijacije, koje je moguće meriti pomoću pirheliometra i piranometra sa obručem. Performanse razvijenog modela za odabranu lokaciju u Srbiji upoređene su sa konvencionalnim modelom. Poseban osvrt dat je na ostvarene benefite u proizvodnji električne energije tokom oblačnih i vedrih dana.

Ključne reči: obnovljivi izvori energije, fotonaponski sistemi, praćenje Sunca, optimizacija, efikasnost

* Nikola Lapčević, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, ln210133d@student.etf.bg.ac.rs
Jovana Obradović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, oj210225d@student.etf.bg.ac.rs
Teodora Milovanović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, mt210498d@student.etf.bg.ac.rs
Đorđe Lazović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, lazovic@etf.rs

Abstract: Climate change and the energy transition have contributed to the accelerated development of renewable energy sources, with photovoltaic (PV) systems playing a key role in this process. Over the past decades, technological advancements in the field of photovoltaic cells have focused on increasing their efficiency, improving operational characteristics, reducing degradation rates, and extending their lifespan. Today, it can be said that a high level of cell efficiency has been achieved, and further progress is mainly directed toward optimizing the operation of photovoltaic power plants. One way to improve their performance is by increasing the incident solar radiation on the active surface of the modules. This can be achieved using solar tracking systems, which allow adjustment of the tilt and/or azimuth angle of the modules relative to the current position of the sun. Unlike fixed constructions, such systems utilize mechanical structures that enable continuous optimization of the module position, thereby increasing the amount of absorbed solar energy, and, consequently the electricity generation. This paper provides an overview of the basic types of single-axis and dual-axis solar tracking photovoltaic systems. For each analyzed system, the theoretical methodology most commonly applied in practice for solar tracking is described, based on optimizing the module's position to maximize the direct component of irradiation. In addition, a new theoretical model for solar tracking has been developed, aimed at optimizing the total radiation received by the photovoltaic module. The evaluation of this model relies on data regarding the direct and diffuse horizontal components of irradiation, which can be measured using a pyrheliometer and a shadow ring pyranometer. The performance of the developed model for a selected location in Serbia has been compared with the conventional model of solar tracking, with a particular emphasis on the achieved benefits in electricity generation during cloudy and clear days.

Key words: *renewable energy sources, photovoltaic systems, solar tracking, optimization, efficiency*

1 UVOD

Rastuća globalna potražnja za električnom energijom, u kombinaciji sa izazovima globalnog zagrevanja i klimatskih promena, dovela je do potiskivanja konvencionalnih elektrana zasnovanih na ograničenim fosilnim gorivima i podstakla je energetske tranziciju ka obnovljivim izvorima energije. U ovom kontekstu, fotonaponski (PV) sistemi se ističu kao veoma važan element, s obzirom da se oslanjanju na čistu i neiscrpu energiju solarnog zračenja, ključnu za održivo snabdevanje [1].

Istorijski gledano, visoki investicioni troškovi, niska efikasnost konverzije energije i velika površina potrebna za instalaciju PV modula predstavljali su glavne prepreke ka njihovoj širokoj upotrebi [2]. Tokom godina, proizvođači, istraživački centri i naučnici širom sveta intenzivno su radili na prevazilaženju ovih ograničenja i unapređenju performansi PV ćelija. Poboljšanja su ostvarena na nivou materijala, kroz povećanje efikasnosti konverzije, poboljšanje eksploatacionih karakteristika, smanjenje stepena degradacije, produženje životnog veka i smanjenja troškova proizvodnje [3].

Paralelno sa razvojem same PV ćelije, razvijane su brojne tehnike za optimizaciju rada fotonaponskih sistema. Jedan od pristupa podrazumeva povećanje dozačene insolacije na aktivnu površinu modula, što se postiže primenom sistema za praćenje Sunca (solarni trakeri) [4]. Ovi sistemi koriste motore i zupčaste mehanizme koji omogućavaju PV modulima da dinamički prilagođavaju svoj nagibni i/ili azimutni ugao u skladu sa položajem Sunca. Rotacija mehaničkih konstrukcija može biti po jednoj (jednoosni sistemi) ili dve ose (dvoosni sistemi).

Iako su složeniji i skuplji od fiksnih sistema, solarni trakeri mogu obezbediti značajno povećanje u specifičnoj proizvodnji električne energije [5].

U ovom radu biće izložen teorijski pregled osnovnih sistema za praćenje položaja Sunca koji vrše optimalno pozicioniranje na osnovu direktne komponente iradijacije. Kao ključni doprinos ovog rada, za svaki razmatrani sistem praćenja, biće izvedeni unapređeni modeli koji se zasnivaju na optimizaciji ukupnog zračenja. Ovakvi sistemi omogućavaju dodatno povećanje proizvodnje u odnosu na standardne algoritme, naročito tokom oblačnih dana, uz minimalna ulaganja u dodatnu opremu.

Struktura rada je sledeća: Poglavlje 2 daje potrebnu stručnu terminologiju iz oblasti solarne energetike. U Poglavlju 3 dat je teorijski pregled konvencionalnih modela solarnih trakera, dok su u Poglavlju 4 opisani razvijeni algoritmi za praćenje Sunca. Glavni rezultati istraživanja predstavljani su u Poglavlju 5, dok su u Poglavlju 6 data zaključna razmatranja.

2 OSNOVNI ELEMENTI ZA PRORAČUN POTENCIJALA SOLARNOG ZRAČENJA

2.1 PROSTORNI POLOŽAJ PV MODULA I SUNCA U RAVNI HORIZONTA

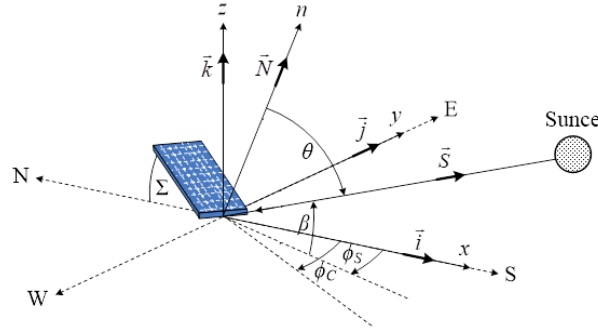
Za proračun potencijala solarnog zračenja relevantno je nekoliko uglova. Ovi uglovi prevashodno određuju prostorni položaj PV modula i Sunca u ravni horizonta (Slika 1), kao i položaj Sunca u odnosu na Zemlju [6].

- *Ugao deklinacije Sunca* (δ): predstavlja ugao između ravni ekvatora i prave koja spaja centre Sunca i Zemlje. Ovaj ugao varira u rasponu od -23.45° do 23.45° tokom godine i računa se prema sledećoj formuli:

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right], \quad (1)$$

gde n predstavlja redni broj dana u godini.

- *Altitudni ugao Sunca* (β): predstavlja ugao kojim se definiše visina Sunca koju posmatrač vidi na površini Zemlje, odnosno ugao između direktnih sunčevih zraka i ravni horizonta. Kada je solarno podne, altitudni ugao je najveći.
- *Azimutni ugao Sunca* (ϕ_s): predstavlja ugao između pravca sever-jug i projekcije direktnih sunčevih zraka na ravan horizonta. Prema konvenciji, ovaj ugao je negativan pre podne, odnosno pozitivan posle podne na severnoj hemisferi.
- *Azimutni ugao PV modula* (ϕ_c): predstavlja ugao između horizontalne projekcije normale na ravan modula i pravca sever - jug. Ista konvencija se usvaja kao i za azimutni ugao Sunca.
- *Nagibni ugao PV modula* (Σ): predstavlja ugao koji ravan PV modula zaklapa sa horizontom.
- *Incidentni ugao* (θ): ugao između upadnih direktnih sunčevih zraka i normale na ravan PV modula.
- *Latitudni ugao* (L): ugao između ravni ekvatora i prave koja spaja centre Zemlje i objekta na njenoj površini (geografska širina).
- *Satni ugao Sunca* (H): pokazuje koliko stepeni Zemlja treba da dodatno zarotira da bi na ciljnoj lokaciji nastupilo solarno podne.



Slika 1: Uglovi koji definišu položaj PV modula i Sunca u ravni horizonta

Altitudni i azimutni ugao Sunca zavise od geografske širine, dana u godini i solarnog vremena:

$$\sin \beta = \cos L \cos \delta \cos H + \sin L \sin \delta \quad (2)$$

$$\sin \phi_S = \frac{\cos \delta \sin H}{\cos \beta} \quad (3)$$

Incidentni ugao dobija se kombinacijom svih prethodno navedenih relevantnih uglova:

$$\cos \theta = \cos \beta \cos(\phi_S - \phi_C) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma \quad (4)$$

2.2 KOMPONENTE SOLARNE IRADIJACIJE

Direktno solarno zračenje (I_B) predstavlja zračenje koje putuje direktno od Sunca do površine Zemlje, bez rasipanja i apsorpcije u atmosferi. Komponenta direktnog solarnog zračenja koja pod pravim uglom pada na ravan PV modula (I_{BC}) može se odrediti prema:

$$I_{BC} = I_B \cos \theta \quad (5)$$

Difuzno zračenje predstavlja zračenje koje je raspršeno i rasuto na putu do površine Zemlje usled postojanja čestica i molekula u njenoj atmosferi. Zbog složenosti modelovanja, često se uvodi pretpostavka da ovo zračenje dolazi ravnomerno iz svih pravaca. Komponenta ukupne iradijacije na PV panel koja potiče od ovog zračenja, difuzna komponenta iradijacije na ravan PV modula (I_{DC}), jednaka je:

$$I_{DC} = I_{DH} \frac{1 + \cos \Sigma}{2}, \quad (6)$$

gde je I_{DH} difuzna iradijacija na PV panel kada je postavljen u horizontalnoj ravni.

Reflektovano zračenje predstavlja zračenje koje do objekta dospeva nakon odbijanja od okolnih objekata ili Zemljinog tla. Reflektovana komponenta iradijacije na ravan PV modula (I_{RC}) se može sračunati prema:

$$I_{RC} = \rho(I_{BH} + I_{DH}) \frac{1 - \cos \Sigma}{2}, \quad (7)$$

gde je ρ koeficijent refleksije okolnog tla.

Ukupna solarna iradijacija (I_C) koja dospeva do PV modula računa se kao zbir ove tri komponente:

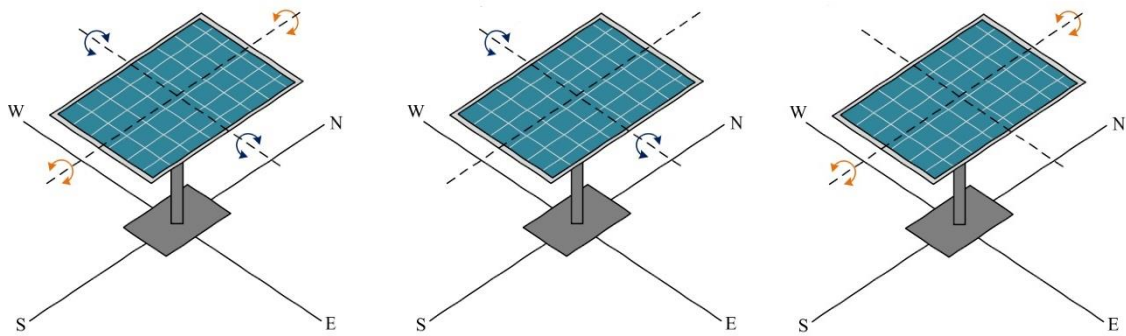
$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC} \quad (8)$$

3 KONVENCIONALNI MODELI ZA PRAĆENJE POLOŽAJA SUNCA

Usled dnevne promene položaja Sunca, količina zračenja koja pada na fiksno postavljene modul nije optimalna u svakom trenutku. Stoga, u određenim uslovima, pogodno je instalirati PV sisteme sa mehaničkim konstrukcijama za praćenje položaja Sunca (solarni trakeri). Prema [7], ovi sistemi obično koriste algoritme za praćenje koji obezbeđuju da upadno direktno zračenje na ravan modula bude maksimalno u svakom trenutku. Praktična implementacija ovih algoritama je relativno jednostavna, budući da se optimizacija vrši promenom prostornog položaja modula koja zavisi od položaja Sunca i određuje se numeričkim putem, bez potrebe za dodatnim mernim uređajima.

Postoji više vrsta solarnih trakera, od kojih će u ovom radu biti sagledani (Slika 2):

- Fotonaponski sistemi za praćenje po dve ose,
- Fotonaponski sistemi za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu istok-zapad (E-W),
- Fotonaponski sistem za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu sever-jug (N-S).



Slika 2: Analizirani fotonaponski sistemi za praćenje položaja Sunca

3.1. FOTONAPONSKI SISTEMI ZA PRAĆENJE POLOŽAJA SUNCA PO DVE OSE

Sistem za dvoosno praćenje položaja Sunca je najkompleksniji od tri prethodno navedena sistema jer istovremeno podešava i azimutni i nagibni ugao PV modula. Promena azimutnog i nagibnog ugla vrši se tako da je iskorišćenje direktnog zračenja maksimalno, odnosno tako da u svakom trenutku direktna komponenta pada normalno na ravan PV modula ($\theta = 0^\circ$). Da bi se to postiglo, ova dva ugla treba u svakom trenutku da ispunjavaju sledeće uslove:

$$\Sigma^{opt} = 90^\circ - \beta \quad (9)$$

$$\phi_c^{opt} = \phi_s \quad (10)$$

Smenom izraza (9) i (10) u relacije (5)-(7), dobijaju se sve 3 komponente zračenja od interesa:

$$I_{BC} = I_B \cos \theta = I_B \quad (11)$$

$$I_{DC} = I_{DH} \frac{1 + \cos(90^\circ - \beta)}{2} \quad (12)$$

$$I_{RC} = \rho \cdot (I_B \sin \beta + I_{DH}) \frac{1 - \cos(90^\circ - \beta)}{2} \quad (13)$$

3.2. FOTONAPONSKI SISTEM ZA ROTACIJU OKO HORIZONTALNE OSE U PRAVCU ISTOK-ZAPAD (E-W)

Sistem za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu istok-zapad se realizuje tako što se azimutni ugao fiksira duž horizontalne ose sever-jug, dok se nagibni ugao modula dinamički menja tako da se maksimizuje direktna komponenta iradijacije. Optimalna vrednost azimutnog ugla modula data je sa:

$$\phi_c^{opt} = \begin{cases} 0^\circ; |\phi_s| \leq 90^\circ \\ 180^\circ; |\phi_s| > 90^\circ \end{cases} \quad (14)$$

Optimalan nagibni ugao PV modula određuje se izjednačavanjem prvog izvoda kosinusa incidentnog ugla po nagibnom uglu sa nulom:

$$\frac{d(\cos \theta)}{d\Sigma} = 0 \rightarrow \Sigma^{opt} = \arctg(ctg\beta \cdot |\cos \phi_s|) \quad (15)$$

Smenom izraza (14) i (15) u relacije (5)-(7) dobijaju se sve tri komponente zračenja za ovaj sistem:

$$I_{BC} = I_B \cdot \cos \theta \quad (16)$$

$$I_{DC} = I_{DH} \cdot \frac{1 + \cos[\arctg(ctg\beta \cdot |\cos \phi_s|)]}{2} \quad (17)$$

$$I_{RC} = \rho \cdot (I_B \sin \beta + I_{DH}) \cdot \frac{1 - \cos[\arctg(ctg\beta \cdot |\cos \phi_s|)]}{2} \quad (18)$$

3.3. FOTONAPONSKI SISTEMI ZA ROTACIJU OKO HORIZONTALNE OSE U PRAVCU SEVER-JUG (N-S)

Sistem za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu sever-jug se realizuje tako što se azimutni ugao menja prateći položaj Sunca na nebu, tako da je pre podne orijentisan ka istoku, a po podne ka zapadu, čime se nagibni ugao kontinualno menja. Vrednost azimutnog ugla definisana je jednačinom:

$$\phi_c^{opt} = \begin{cases} -90^\circ; \phi_s < 0^\circ \\ 90^\circ; \phi_s \geq 0^\circ \end{cases} \quad (19)$$

Po istom principu kao i za prethodni sistem rotacije, može se dobiti optimalna vrednost nagibnog ugla tako da se maksimizuje direktno zračenje na modul:

$$\frac{d(\cos \theta)}{d\Sigma} = 0 \rightarrow \Sigma^{opt} = \arctg(ctg\beta \cdot |\sin \phi_s|) \quad (20)$$

Uvrštavanjem izraza (19) i (20) u (5)-(7), dobijaju se komponente zračenja za ovaj sistem:

$$I_{BC} = I_B \cdot \cos \theta \quad (21)$$

$$I_{DC} = I_{DH} \cdot \frac{1 + \cos[\arctg(ctg\beta \cdot |\sin \phi_s|)]}{2} \quad (22)$$

$$I_{RC} = \rho \cdot (I_B \sin \beta + I_{DH}) \cdot \frac{1 - \cos[\arctg(ctg\beta \cdot |\sin \phi_s|)]}{2} \quad (23)$$

4 UNAPREĐENI MODELI ZA PRAĆENJE POLOŽAJA SUNCA

U ovom radu razvijeni su unapređeni modeli za praćenje položaja Sunca koji, za razliku od konvencionalnih modela, položaj modula određuju maksimizujući ukupnu iradijaciju. Osnovna ideja je da se nagibni ugao modula optimizuje na osnovu estimiranih vrednosti sve tri komponente zračenja, čime se u određenoj meri može dodatno povećati upadno zračenje na modul. Za praktičnu realizaciju ovog modela, na lokaciji elektrane, neophodno je instalirati dva dodatna merna instrumenta: piranometra sa obručem, koji meri horizontalnu difuznu komponentu, i pirheliometra, koji meri direktnu komponentu zračenja. Izmerene veličine ovih uređaja predstavljaju ulazne parametre algoritma koji računa optimalan položaj nagibnog ugla modula. Vrednost azimutnog ugla modula ostaje ista kao kod konvencionalnih modela. U nastavku će biti izvedene matematičke relacije za sve tri vrste analiziranih solarnih trakera.

4.1 FOTONAPONSKI SISTEMI ZA PRAĆENJE POLOŽAJA SUNCA PO DVE OSE

Kao što je već pomenuto, azimutni ugao PV modula ostaje nepromenjen i ima istu vrednost kao kod prethodno analiziranog konvencionalnog modela:

$$\phi_c^{opt} = \phi_s \quad (24)$$

Sa druge strane, nagibni ugao se menja tako da se maksimizuje vrednost ukupne komponente iradijacije na ravan modula. Izjednačavanjem prvog izvoda ukupne iradijacije po promenljivoj nagibnog ugla sa nulom, dobija se optimalna vrednost nagibnog ugla PV modula:

$$\frac{d(I_c)}{d\Sigma} = \frac{d(I_{BC} + I_{DC} + I_{RC})}{d\Sigma} = 0 \quad (25)$$

$$\rightarrow \Sigma^{opt} = \arctg \frac{I_B \cos \beta}{I_B \sin \beta + \frac{1}{2} I_{DH} - \frac{1}{2} \rho (I_B \sin \beta + I_{DH})} \quad (26)$$

4.2 FOTONAPONSKI SISTEMI ZA ROTACIJU OKO HORIZONTALNE OSE U PRAVCU ISTOK-ZAPAD (E-W)

Unapređeni sistem za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu istok-zapad se takođe realizuje tako što se azimutni ugao fiksira duž normalne ose sever-jug (N-S):

$$\phi_c^{opt} = \begin{cases} 0^\circ; & |\phi_s| \leq 90^\circ \\ 180^\circ; & |\phi_s| > 90^\circ \end{cases} \quad (27)$$

Po istom principu, nagibni ugao PV panela dobija se diferenciranjem ukupne iradijacije po nagibnom uglu:

$$\frac{d(I_C)}{d\Sigma} = \frac{d(I_{BC} + I_{DC} + I_{RC})}{d\Sigma} = 0 \quad (28)$$

$$\rightarrow \Sigma^{opt} = \arctg \frac{I_B \cos \beta \cos(\phi_S - \phi_C)}{I_B \sin \beta + \frac{1}{2} I_{DH} - \frac{1}{2} \rho(I_B \sin \beta + I_{DH})} \quad (29)$$

4.3 FOTONAPONSKI SISTEMI ZA ROTACIJU OKO HORIZONTALNE OSE U PRAVCU SEVER-JUG (N-S)

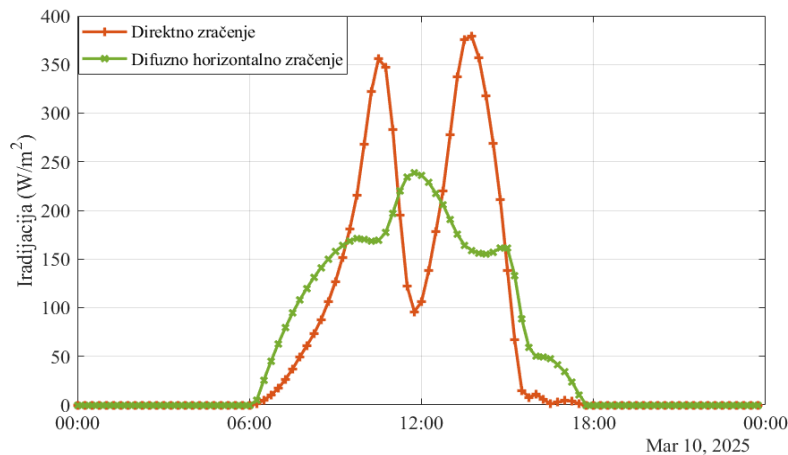
Unapređeni sistem za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu sever-jug realizuje se, po istom principu, tako što se azimutni ugao PV panela menja prateći pomeranje Sunca tako da je panel pre podne orijentisan ka istoku, a po podne ka zapadu:

$$\phi_C^{opt} = \begin{cases} -90^\circ; \phi_S < 0^\circ \\ 90^\circ; \phi_S \geq 0^\circ \end{cases} \quad (30)$$

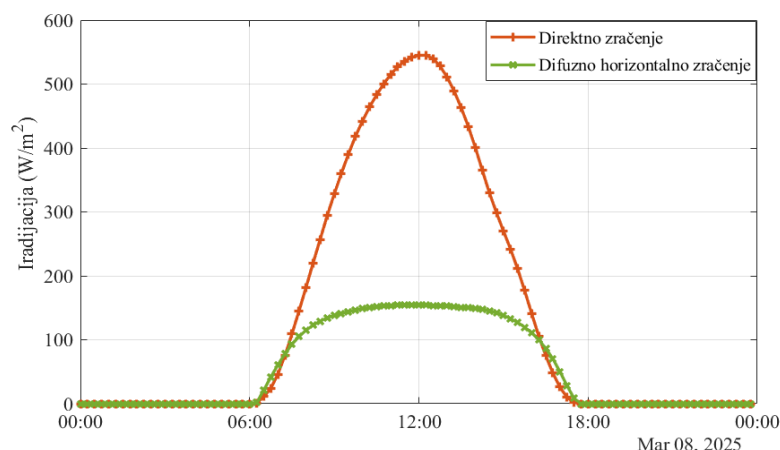
S obzirom na to da je postupak za određivanje optimalnog nagibnog ugla identičan za sva tri sistema za praćenje, kao i da azimutni uglovi uzimaju diskretne vrednosti u oba sistema za rotaciju oko horizontalne ose, zaključujemo da će izraz za optimalni nagibni ugao kod sistema za rotaciju oko N-S ose biti identičan kao kod sistema za rotaciju oko E-W ose. Stoga, izraz (29) važi i u ovom slučaju.

5 POREĐENJE KONVENCIONALNOG I UNAPREĐENOG MODELA ZA PRAĆENJE POLOŽAJA SUNCA

Sa ciljem da se izvrši međusobno poređenje analiziranih solarnih trakera i modela za praćenje položaja Sunca, razvijeni su algoritmi u softverskom alatu MATLAB, zasnovani na matematičkim modelima izloženim u prethodnim poglavljima rada. Kao ciljna lokacija odabrana je okolina Beograda, koju karakteriše godišnja horizontalna insolacija od 1292kWh/m². Podaci o direktnoj i difuznoj horizontalnoj iradijaciji preuzeti su iz meteorološke baze Open-Meteo [8], sa vremenskom rezolucijom od 15 min. U realnim uslovima eksploatacije PV elektrane, ove veličine bile bi određene pomoću mernih uređaja. Analiza je sprovedena za dva scenarija: oblačan dan (10.3.2025) i vedar dan (8.3.2025). Komponente zračenja od interesa prikazane su na Slici 3 i Slici 4, respektivno. Može se zaključiti da je udeo difuzne horizontalne iradijacije u ukupnom zračenju znatno veći pri oblačnim uslovima, zbog čega će ovaj scenario biti detaljnije razmotren u nastavku rada.



Slika 3: Komponente solarnog zračenja pri oblačnom danu

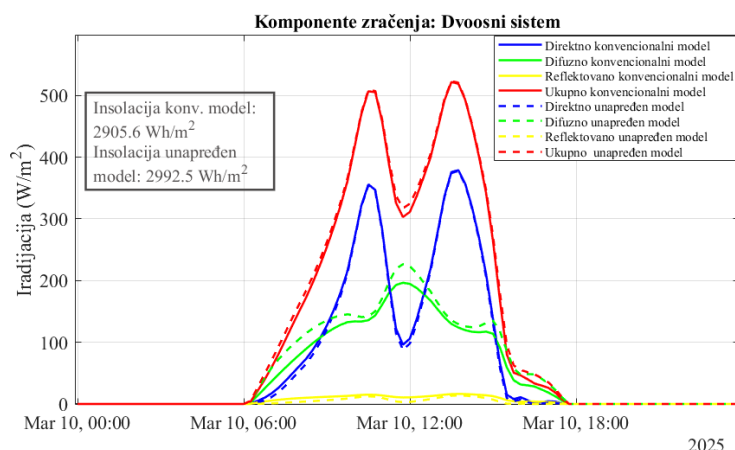


Slika 4: Komponente solarnog zračenja pri vedrom danu

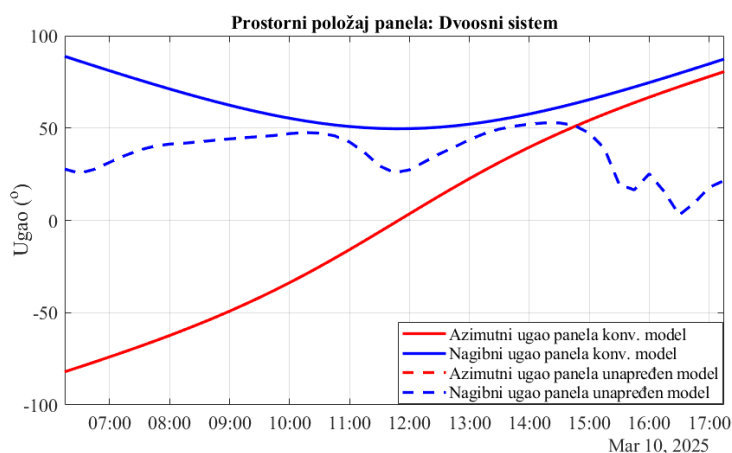
Komponente zračenja koje dospevaju na ravan modula za dvoosni sistem prikazane su na Slici 5. Ukupna iradijacija je veća je kod unapređenog modela i to zahvaljujući većoj vrednosti difuzne komponente. Najveće razlike iradijacije između konvencionalnog i unapređenog modela javljaju se u ranim jutarnjim i predvečernjim satima, kao i tokom perioda sa izraženom oblačnošću. Prisustvo oblačnosti može se lako uočiti na osnovu smanjenja direktne komponente iradijacije, pri čemu dolazi do povećanja udela difuzne komponente. S obzirom na to da se vrednost optimalnog ugla PV modula kod unapređenog algoritma prilagođava ukupnoj iradijaciji, direktna komponenta iradijacije je nešto manja u odnosu na konvencionalni model, dok je istovremeno, difuzna komponenta značajno veća. Vrednosti reflektovane komponente su niže kod unapređenog modela. Ovo je posledica činjenice da difuzna komponenta iradijacije, čiji je doprinos u povećanju ukupne iradijacije najveći, dovodi do smanjenja nagibnog ugla modula. Kao rezultat toga, količina reflektovanog zračenja koja pada na ravan modula se takođe smanjuje. Međutim, s obzirom na to da reflektovana komponenta iradijacije generalno uzima niske vrednosti, njen uticaj na ukupnu iradijaciju ostaje zanemarljiv.

Promena prostornog položaja modula za dvoosni sistem prikazana je na Slici 6. Kod konvencionalnog modela, koji optimizuje direktnu komponentu zračenja, nagibni ugao dostiže visoke vrednosti, čak i do 90° (vertikalni položaj modula). Nasuprot tome, kod unapređenog modela nagibni ugao se više prilagođava difuznoj komponenti i uzima vrednosti manje od 50° . Jasna razlika u nagibnim uglovima je uočljiva u periodima povećane oblačnosti, kada je udeo direktne komponente smanjen. S druge strane, najmanje razlike u nagibnom uglu javljaju se u trenucima kada je direktna komponenta iradijacije dominantna. Azimutni ugao PV modula isti je kod oba modela za praćenje po dve ose i jednak je azimutnom uglu Sunca. Negativnu vrednost uzima u prepodnevničkim časovima kada je modul okrenut prema istoku, u solarno podne se izjednačava sa nulom, a potom nastavlja da raste.

Doprinos unapređenog modela može se sagledati kroz izmerenu vrednost dnevne insolacije na ravan modula. U slučaju konvencionalnog modela ona iznosi 2905.6 Wh/m^2 , a unapređenog 2992.5 Wh/m^2 . Ovo predstavlja porast od približno 3%, što može predstavljati značajan faktor, naročito kod elektrana veće instalisane snage.



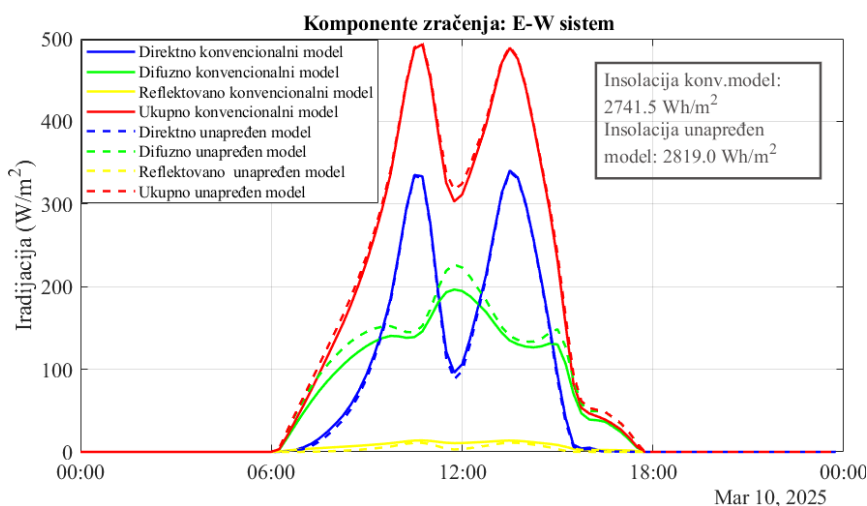
Slika 5: Komponente solarnog zračenja na ravan modula za dvoosni sistem pri oblačnom danu



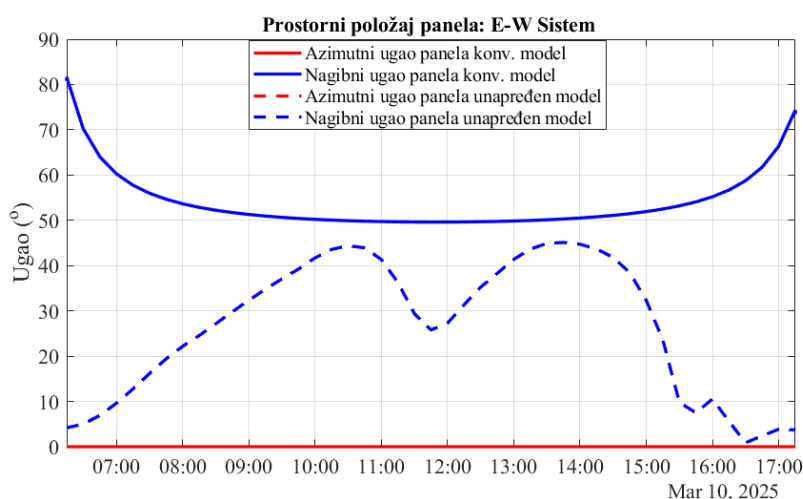
Slika 6: Promena prostornog položaja modula za dvoosni sistem pri oblačnom danu

Analizirajmo sada sistem za praćenje po horizontalnoj osi E-W, prikazan na Slici 7. Ponovo se uočava da je ukupna iradijacija veća kod unapređenog modela zahvaljujući difuznoj komponenti. Na osnovu Slike 8, može se zaključiti da se vrednost nagibnog ugla modula menja slično kao i kod dvoosnog sistema. U ranim jutarnjim i predvečernjim časovima, kao i oblačnom delu dana, vrednosti nagibnih uglova vidno se razlikuju kod konvencionalnog i unapređenog modela. Najmanja razlika u nagibnim uglovima između dva modela primećuje se u periodima kada je direktna komponenta iradijacije znatno veća od difuzne. Iako je reflektovana komponenta iradijacije gotovo zanemarljiva, zanimljivo je primetiti da je njena vrednost kod unapređenog modela niža onda kada je vrednost difuzne komponente veća (manji nagibni ugao znači i manju količinu reflektovanog zračenja koje dospeva na površinu PV modula). Azimutni ugao kod oba algoritma jednak je nuli (modul je orijentisan ka jugu).

Vrednost insolacije kod unapređenog modela veća je za 77.5 Wh/m², što predstavlja porast od približno 2.83%. Na osnovu toga možemo zaključiti da unapređeni sistem sa horizontalnim E-W praćenjem daje nešto slabije rezultate u poređenju sa unapređenim modelom za dvoosno praćenje Sunca.



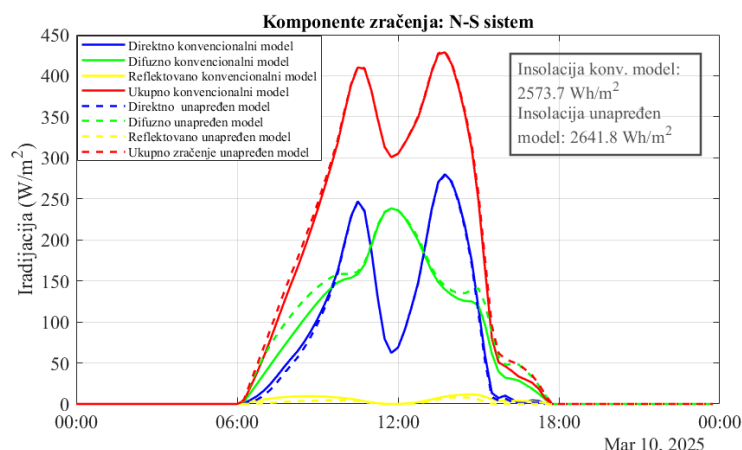
Slika 7: Komponente solarnog zračenja na ravan modula za jednoosni E-W sistem pri oblačnom danu



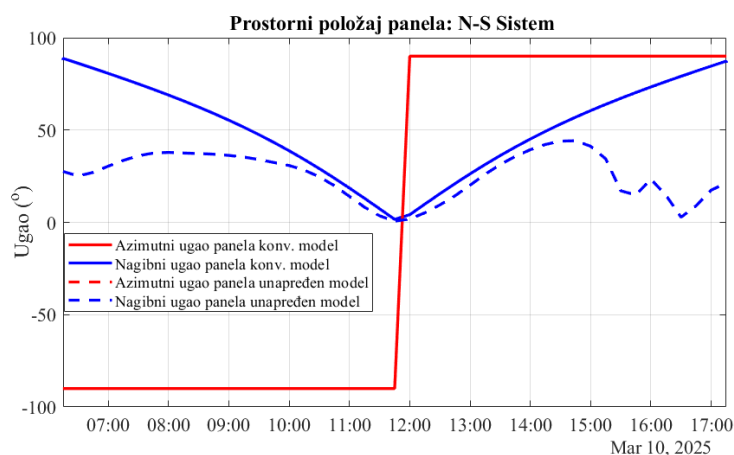
Slika 8: Promena prostornog položaja modula za jednoosni E-W sistem pri oblačnom danu

Analizom sistema za praćenje po horizontalnoj osi N-S (Slika 9), može se primetiti da je ukupna incidentna iradijacija za unapređen sistem veća jedino u ranim jutarnjim i predvečernjim satima zahvaljujući većoj vrednosti difuzne komponente iradijacije. Oko podneva, doprinos difuzne komponente je manje izražen, bez obzira na prisutnu oblačnost. Razlog tome leži u činjenici da je u proračunima za optimalan nagibni ugao u periodu oko solarnog podneva, kako kod konvencionalnog, tako i unapređenog modela, dobijena vrednost približna nuli. Istovremeno, azimutni uglovi su međusobno jednaki (prepodne uzimaju vrednost od -90° , a posle solarnog podneva 90°). Ovo praktično znači da su u ovom periodu dana, prema oba algoritma za praćenje, nagibni uglovi PV modula gotovo jednaki, te su sve tri komponente zračenja na ravan modula jednake za oba algoritma. Varijacije reflektovane komponente iradijacije obrnuto su srazmerne promenama difuzne komponente, što je bio slučaj i za prethodna dva analizirana sistema.

Vrednost insolacije kod unapređenog modela veća je za 68.1 Wh/m², što predstavlja povećanje od 2.64%. Za razmatrani dan, ovaj sistem pokazuje najmanje poboljšanje u smislu povećanja ukupne insolacije na ravan modula.



Slika 9: Komponente solarnog zračenja na ravan modula za jednoosni N-S sistem pri oblačnom danu



Slika 10: Promena prostornog položaja modula za jednoosni N-S sistem pri oblačnom danu

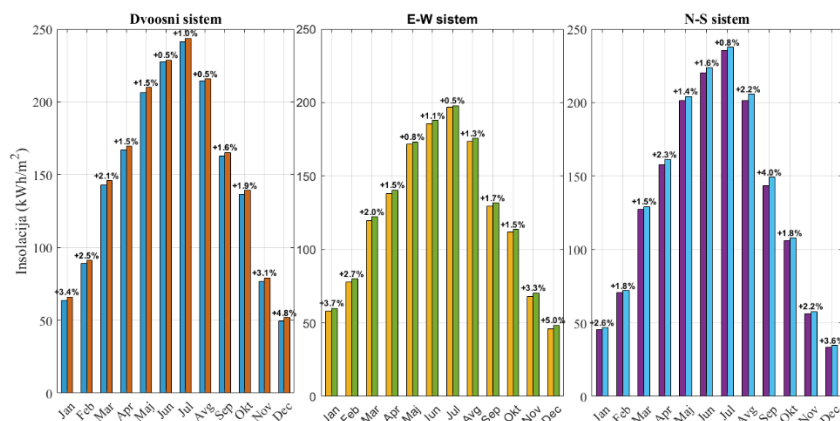
U uslovima vedrog dana, direktna komponenta zračenja je dominantna, stoga konvencionalni modeli za praćenje Sunca daju rešenja koja su vrlo blizu optimalnog. Drugim rečima, doprinos koji se ostvaruje optimizacijom ukupne komponente zračenja je manje izražen kada je oblačnost niska. Kao rezultat primene unapređenih algoritama dobijaju se nešto manji nagibni uglovi u poređenju sa konvencionalnim algoritmima. Tabela 1. ilustruje povećanje ukupne iradijacije na ravan modula pri primeni naprednih modela za praćenja Sunca tokom vedrog dana. Doprinos je najveći u ranim jutarnjim, odnosno predvečernjim satima, kada je Sunce nisko u odnosu na ravan horizonta, kao i kada je udeo difuznog zračenja najveći. Na dnevnom nivou, kumulativno povećanje insolacije na ravan modula za razmatrane tipove solarnih trakera iznosi od 28 do 36 Wh/m^2 , što odgovara procentualnom povećanju od oko 0.6% do 0.7%.

Efikasnost algoritama za praćenje položaja Sunca sagledana je i na godišnjem nivou, uzimajući u obzir karakterističnu godinu sa aspekta solarnog potencijala, za koju horizontalna godišnja insolacija iznosi 1273 kWh/m^2 . Na Slici 11 prikazane su mesečne vrednosti insolacije za tri analizirana sistema za praćenja Sunca. Očekivano, dvoosni sistem za praćenje Sunca daje najbolje rezultate, sa godišnjom insolacijom na ravan modula od 1866 kWh/m^2 (što predstavlja povećanje od 46.5% u odnosu na fiksni, horizontalno postavljeni modul). U slučaju sistema sa rotacijom oko horizontalne ose u pravcu istok-zapad (E-W), incidentna insolacija iznosi 1551 kWh/m^2 (povećanje od 21.8%), dok za sistem sa rotacijom oko horizontalne ose u pravcu sever-jug (N-S), godišnja insolacija iznosi 1678 kWh/m^2 (povećanje od 31.9 %).

Tabela 1. Povećanje ukupne iradijacije na ravan modula pri primeni unapređenih modela praćenja Sunca za scenario vedrog dana

Vremenski interval	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	Ukupno
Dvoosni sistem (Wh/m ²)	1.92	4.85	2.97	1.44	0.72	0.44	0.42	0.75	1.83	3.53	6.00	3.32	28.2
Jednoosni E-W sistem (Wh/m ²)	3.08	6.55	3.31	1.44	0.70	0.44	0.41	0.74	1.83	3.97	8.22	5.11	35.8
Jednoosni N-S sistem (Wh/m ²)	1.95	5.07	3.17	1.41	0.44	0.05	0.06	0.50	1.82	3.76	6.24	3.84	28.3

Upotrebom unapređenih algoritama za praćenje položaja Sunca ostvaruje se dodatno povećanje incidentne insolacije što doprinosi većoj efikasnosti fotonaponskih sistema. Na mesečnom nivou, povećanje insolacije varira od 0,5% u letnjim mesecima, do 5% u decembru, kada je Sunce nisko na horizontu i kada je difuzna komponenta zračenja izraženija. U zimskim mesecima, tokom izrazito oblačnih dana, povećanje dnevne insolacije na ravan modula može dostići vrednost i do 25%. Jedan od ključnih nedostataka fotonaponskih sistema pri globalnoj integraciji u elektroenergetski sistem jeste velika sezonska varijabilnost u proizvodnji, kao i značajne oscilacije snage usled naglih promena oblačnosti, te upotreba unapređenih algoritama može u određenoj meri kompenzovati ove nedostatke. Na godišnjem nivou razvijeni algoritmi obezbeđuju povećanje insolacije od 1.56 % za dvoosni sistem, 1.59% za jednoosni E-W sistem i 1.92% za jednoosni N-S sistem. Drugim rečima, integracijom dodatnih mernih uređaja i promenom načina upravljanja nagibnog ugla mehaničkih konstrukcija, može se ostvariti povećanje proizvodnje električne energije fotonaponskih elektrana sa solarnim trakerima od najmanje 1.5%.



Slika 11: Mesečne vrednosti insolacije za tri analizirana sistema za praćenje Sunca (levi stubići predstavljaju konvencionalni model, a desni unapređeni model).

6 ZAKLJUČAK

U cilju što efikasnijeg iskorišćenja sunčeve energije, u ovom radu su analizirana tri fotonaponska sistema za praćenje položaja Sunca: dvoosni sistem, jednoosni sistem za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu E-W i jednoosni sistem za rotaciju oko horizontalne ose u pravcu N-S.

Svaki od pomenuta tri sistema sagledan je kroz konvencionalni i unapređeni algoritam za praćenje položaja Sunca. Konvencionalni model, koji se najčešće koristi u praksi i koji je dominantno implementiran u vodećim softverskim alatima za projektovanje solarnih elektrana, podrazumeva optimizaciju nagibnog ugla PV modula na osnovu direktne komponente iradijacije. U ovom radu razvijen je unapređeni model, koji podrazumeva maksimizaciju ukupne iradijacije. Za praktičnu realizaciju ovog rešenja, na postojeći sistem potrebno je dodati dva nova merna uređaja: pirheliometar i piranometar sa obručem.

Upoređujući rezultate dobijene upotrebom ova dva modela, uočeno je da unapređeni model može u određenoj meri doprineti povećanju incidentnog zračenja na ravan modula u odnosu na konvencionalan model. Ova razlika je naročito izražena u ranim jutarnjim i predvečernjim časovima, kao i tokom oblačnih delova dana, kada je udeo difuzne komponente iradijacije veći. Analizirajući rezultate za posmatrani oblačni dan, dobijeno je da povećanje incidentne insolacije kod unapređenog modela praćenja po dve ose, kao i po E-W i N-S osi, iznosi 3%, 2.83% i 2.64%, respektivno. Na godišnjem nivou razvijeni algoritmi obezbeđuju povećanje insolacije od 1.56 % za dvoosni sistem, 1.59% za jednoosni E-W sistem i 1.92% za jednoosni N-S sistem. Ulaganje u ovakve sisteme je ekonomski opravdano za solarne elektrane veće instalisane snage, a naročito za područja sa većim brojem oblačnih dana tokom godine. Na kraju, važno je istaći da su ostvareni doprinosi u proizvodnji najveći u periodima dana kada je proizvodnja iz solarnih elektrana niska, što posledično znači i bolju korelisanost sa dijagramom cene električne energije na slobodnom tržištu.

7 LITERATURA

- [1] Asmelash, Elisa, et al. "Role of IRENA for global transition to 100% renewable energy." *Accelerating the transition to a 100% renewable energy era*. Cham: Springer International Publishing, 2020. 51-71.
- [2] Green, Martin A. "Commercial progress and challenges for photovoltaics." *Nature Energy* 1.1 (2016): 1-4.
- [3] El Hammoumi, Aboubakr, et al. "Solar PV energy: From material to use, and the most commonly used techniques to maximize the power output of PV systems: A focus on solar trackers and floating solar panels." *Energy Reports* 8 (2022): 11992-12010.
- [4] Sumathi, Vijayan, et al. "Solar tracking methods to maximize PV system output—A review of the methods adopted in recent decade." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74 (2017): 130-138.
- [5] Awasthi, Anshul, et al. "Review on sun tracking technology in solar PV system." *Energy Reports* 6 (2020): 392-405.
- [6] Masters, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. John Wiley & Sons, 2013.
- [7] J. Mikulović, Ž. Đurišić, *Solarna energetika*, Akademska misao, Beograd, 2019.
- [8] Open-Meteo. Free Weather API for Realtime and Historical Weather Data. Open-Meteo, 2025, <https://open-meteo.com/>. Pristupljeno: 20.03.2025.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.05)**C6.05****HIBRIDNI ON/OFF-GRID SISTEMI NAPAЈANJA SA BATERIJSKIM SKLADIŠTEM
ELEKTRIČNE ENERGIJE****HYBRID ON/OFF-GRID POWER SUPPLY SYSTEMS WITH BATTERY ENERGY
STORAGE****Srdan Savić***

Kratak sadržaj: Jedan od najvećih izazova u ruralnim područjima je nedostatak pristupa elektrodistributivnom priključku. Najčešći razlozi su udaljenost i nepristupačan teren, što za posledicu ima ekonomski neisplativu investiciju izgradnje elektrodistributivne mreže. Na mnogim udaljenim lokacijama, česta je upotreba dizel električnog agregata kao izvora električne energije za napajanje potrošača. Troškovi u vidu potrošnje goriva i održavanja znaju biti vrlo visoki, a raspoloživost i kvalitet napajanja zadovoljavajući za opšte potrebe. Sa druge strane, određeni komercijalni i industrijski objekti priključeni na elektrodistributivnu mrežu zahtevaju visoku stabilnost i raspoloživost napajanja. U ovom slučaju, moguća je integracija hibridnog sistema napajanja sa elektrodistributivnom mrežom kao rezervnim izvorom. Upotreba hibridnog sistema napajanja donosi brojne prednosti, pre svega u pogledu redudanse i pouzdanosti u napajanju, a potom i u isplativosti, održavanju i na kraju smanjenju emisije CO₂. Mogućnost kombinacije dva ili više izvora napajanja i prilagođenja njegove izlazne snage i kapaciteta čine ga skalabilnim. Rad se prevashodno bavi principom funkcionisanja sistema, integracijom izvora električne energije i baterijskog skladišta, daljinskim nadzorom i upravljanjem u realnom vremenu. Razmotrene su prednosti i primene ovakvih sistema, kroz praktične primere tokom dosadašnje eksploatacije.

Ključne reči: *besprekidno ON/OFF-Grid napajanje, obnovljivi izvori energije, upravljanje u realnom vremenu, baterijski sistemi za skladištenje električne energije, fleksibilnost, hibridni sistemi napajanja*

Abstract: One of the biggest challenges in rural areas is the lack of access to electrical distribution connections. The most common reasons are distance and inaccessible terrain, which results in an economically unprofitable investment in the construction of electrical distribution network. In many remote locations, diesel generator sets are often used as a source of electricity to power consumers. Costs in the form of fuel consumption and maintenance can be very high, and the availability and quality of the power supply is satisfactory for general needs. On the other hand, certain commercial and industrial facilities connected to the electrical distribution network require high stability and availability of power supply. In this case, it is possible to integrate the hybrid power supply system with the electrical distribution network as a secondary

* Srdan Savić, ENEL PS d.o.o., srdjan.savic@enelps.com

(reserve) source. The use of a hybrid power system brings numerous advantages, first in terms of redundancy and reliability in power supply, and then in cost-effectiveness, maintenance and ultimately reduction of CO₂ emissions. The ability to combine two or more power sources and adjust its output power and capacity make it scalable. This topic primarily shows the principle of how system functions, integration of electricity sources and battery energy storage, remote monitoring and management in real-time. The advantages and applications of such systems are discussed, through practical examples during exploitation so far.

Key words: *uninterruptible ON/OFF-Grid power supply, renewable energy sources, real-time management, flexibility, hybrid power supply systems, BESS*

1 UVOD

Shodno energetskej tranziciji, potrebama korisnika i sve većoj potražnji, integracija različitih izvora električne energije kao i njeno skladištenje postaje nezaobilazna oblast u savremenoj energetici. Ovakav koncept povlači sa sobom mnogobrojne izazove, od kojih je najzahtevniji isporuka stabilnog besprekidnog napajanja u različitim situacijama i u različitim uslovima eksploatacije.

Intermitentna priroda obnovljivih izvora energije najčešće sprečava potpuno odbacivanje konvencionalnih izvora električne energije iz hibridnih sistema napajanja. Pored tražene stabilnosti i raspoloživosti napajanja, cilj je što veća redukcija učešća konvencionalnih izvora električne energije, prvenstveno zbog emisije CO₂ i ekonomske isplativosti. Redukcija učešća konvencionalnih izvora električne energije koji služe kao ispomoć obnovljivim izvorima energije ogleda se, kako u određenoj pravilnosti i cikličnom ponavljanju prirode obnovljivih izvora energije, tako i u naprednim softverskim algoritmima koji diktiraju rad celokupnog sistema.

Baterijsko skladište električne energije predstavlja jednu od najznačajnijih komponenti, bez koje sistem ne bi imao smisla. Baterijsko skladište igra ključnu ulogu i sa stanovišta redukcije korišćenja konvencionalnih izvora električne energije, obezbeđivanja besprekidnog napajanja potrošača i profitabilnosti celog sistema.

Kako bi sistem funkcionisao kao celina potrebno je uspostaviti komunikaciju i upravljanje između svake komponente i krajnjem korisniku omogućiti daljinski nadzor i upravljanje celokupnim sistemom kao i svakom komponentom sistema ponaosob. Komunikacija se uspostavlja preko hardverske opreme, određenih protokola i *Cloud* platformi.

Detaljnim sagledavanjem zahteva korisnika, načina primene i ulaznih podataka vrši se izbor proizvođača opreme i projektovanje sistema. Posebnu pažnju treba posvetiti izvođenju, konfigurisanju i puštanju sistema u rad, kako bi se eliminisali potencijalni problemi u toku eksploatacije. Sa mnoštvom prednosti, hibridni sistemi snage do 50kW i kapaciteta baterijskog skladišta do 100kWh stekli su široko područje primene u raznoraznim zahtevnim aplikacijama. Dalja poglavlja detaljno razmatraju koncept ovakvih sistema koji uključuje sledeće celine:

- izvore električne energije i njihovu klasifikaciju u hibridnim sistemima;
- dizajn, opšti princip rada i osnovne komponente hibridnih sistema;
- nadzor i upravljanje hibridnim sistemima u realnom vremenu;

Kroz praktične primere i iskustva u dosadašnjoj eksploataciji analizirani su specifični problemi i dati predlozi za rešavanje istih.

2 IZVORI ELEKTRIČNE ENERGIJE I NJIHOVA KLASIFIKACIJA

Opšta klasifikacija izvora električne energije u hibridnim sistemima razmatra konvencionalne i nekonvencionalne izvore. Konvencionalnim izvorima smatraju se elektrodistributivna mreža i benzinski/dizel električni agregati, a nekonvencionalnim izvorima obnovljivi izvori energije. U hibridnim sistemima teži se što većem iskorišćenju energije sunca i vetra zbog raspoloživosti, očuvanja životne sredine i ekonomičnosti, te se oni primarno koriste za napajanje potrošača. Konvencionalni izvori koriste se u slučaju odsustva ili nedovoljno raspoloživog nekonvencionalnog resursa električne energije. Premda je cilj njihovo korišćenje svesti na minimum, ovakvi izvori imaju prednost u pogledu raspoloživosti.

Gledajući ukupnu godišnju proizvodnju, fotonaponski paneli daju najviše električne energije tokom letnjeg vremenskog perioda. Sa druge strane male vetroturbine angažovane su više tokom zimskog vremenskog perioda i tokom noćnog perioda. Oba izvora podložna su intermitentnom radu na dnevnom nivou usled promene vremenskih uslova. Njihovom integracijom ublažavaju se nejednakosti proizvodnje električne energije na dnevnom i godišnjem nivou.

3 DIZAJN, OPŠTI PRINCIP RADA I OSNOVNE KOMPONENTE

3.1 Podela sistema prema načinu integracije i sinhronizacije sa elektrodistributivnom mrežom

Realizacija stabilnog napajanja nije moguća isključivo sa postojanjem nekonvencionalnih i konvencionalnih izvora električne energije. Vrlo učestano prebacivanje napajanja potrošača sa nekonvencionalnih izvora (usled njihove intermitentne prirode) na konvencionalne izvore izazivaju prekid u napajanju i skraćuju životni vek opreme. Efikasnost sistema se, između ostalog, ogleda u mogućnosti potpunog skladištenja i kasnijeg korišćenja proizvedenih viškova električne energije od strane nekonvencionalnih izvora. Integracijom baterijskog skladišta u sistem eliminišu se kratkotrajni prekidi u napajanju potrošača, omogućava skladištenje električne energije i povećava redundantnost sistema.

Najveći procenat sistema koji napajaju male objekte - telekomunikacione bazne stanice, meteorološke stanice, kuće i vikendice u ruralnim područjima nalazi se u samostalnom radnom režimu (*standalone mode* – OFF-Grid), koji nije priključen na elektrodistributivnu mrežu. Sistemi koji se pretežno koriste u komercijalnim i industrijskim objektima priključuju se na elektrodistributivnu mrežu i sa njom rade u paralelnom sinhronizovanom režimu (*grid connected mode* – ON-Grid). Na ovaj način otvara se mogućnost apsorbovanja ili injektiranja električne energije od strane hibridnog sistema. U zavisnosti od proizvođača opreme, postoji mogućnost ograničenja ON-Grid radnog režima na isključivo apsorbovanje električne energije iz elektrodistributivne mreže. Važno je napomenuti da određeni proizvođači nude opremu koja podržava oba radna režima i ostavljaju mogućnost izbora krajnjem korisniku. Po nestanku mrežnog napona vrši se automatsko fizičko odvajanje hibridnog ON-Grid sistema od elektrodistributivne mreže pomoću odgovarajućih uređaja i ON-Grid hibridni sistem prelazi u ostrvski radni režim. Po povratku mrežnog napona vrši se sinhronizacija hibridnog sistema sa elektrodistributivnom mrežom, te se nastavlja apsorbovanje/injektiranje električne energije od strane hibridnog sistema.

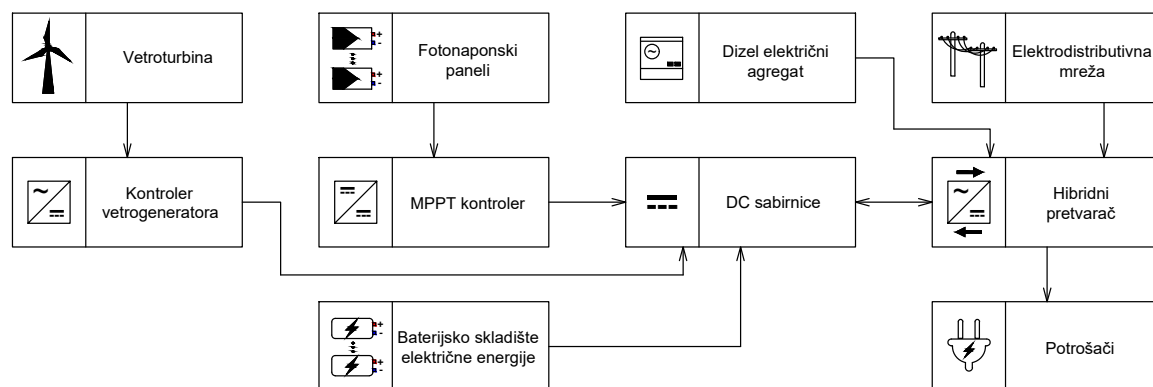
3.2 Optimalno projektovanje sistema

Prvi korak projektovanja podrazumeva analizu potencijala nekonvencionalnih izvora energije na predmetnom području instalacije hibridnog sistema. Na osnovu dobijenih meteoroloških podataka, konfiguracije terena, vrstom konvencionalnog napajanja, maksimalne jednovremene snage potrošača i dijagrama distribucije snage potrošača u vremenu viši se projektovanje najoptimalnije konfiguracije sistema u zavisnosti od potreba korisnika. Predimenzionisanje sistema izbegava se zbog ekonomske neisplativosti i robusnosti. Jedan od primera je predimenzionisani kapacitet baterijskog skladišta koje se pored maksimalnog angažovanja nekonvencionalnih izvora električne energije nikada neće u potpunosti napuniti. Sa druge strane, ukupan potencijal predimenzionisanog fotonaponskog generatora ne može se u potpunosti iskoristiti, jer baterijsko skladište nema dovoljan kapacitet da primi višak generisane električne energije. Nedovoljno dimenzionisanje sistema ima za posledicu neefikasan rad, ugrožavanje stabilnosti napajanja, pa čak i ekonomsku neisplativost. Izabrani benzinski/dizel električni agregat u posmatranom sistemu koji radi u preopterećenju primer je ugrožavanja stabilnosti napajanja. Ekonomska opravdanost može se ogledati u nedovoljnoj instalisanoj snazi nekonvencionalnog izvora električne energije, što za posledicu ima duži rad benzinskog/dizel električnog agregata i povećanu potrošnju goriva. U praksi se najčešće koriste dizel električni agregati zbog veće efikasnosti i izdržljivosti u odnosu na benzinske električne agregate.

3.3 Kategorizacija osnovnih komponenti i način funkcionisanja sistema

Opšti princip rada podrazumeva da se električna energija dobijena iz nekonvencionalnih izvora koristi za delimično ili potpuno pokrivanje potrošnje u vremenskim uslovima u kojima je moguće njeno generisanje. Razlika ili potpuno snabdevanje u slučajevima nedostatka energije iz nekonvencionalnih izvora ostvaruje se iz baterijskog skladišta koje dopunjavaju konvencionalni izvori u skladu sa podešenim algoritmom. Od trenutka uključenja, konvencionalni izvor treba da dopunjava baterijsko skladište i u isto vreme snabdeva potrošače. Po završetku dopunjavanja (koje treba da bude u razumno kratkom vremenskom periodu) prestaje potreba za angažovanjem konvencionalnog izvora. Ukoliko je trenutna proizvodnja nekonvencionalnog izvora veća od trenutne snage potrošača, višak proizvedene električne energije dopunjava baterijsko skladište.

Komponente koje sačinjavaju hibridni sistem napajanja mogu se podeliti u 4 grupe: izvori napajanja, energetske pretvarače, baterijsko skladište električne energije i nadzor i upravljanje celokupnim sistemom. Na slici 1 prikazana je energetska blok šema hibridnog sistema napajanja.



Slika 1: Energetska blok šema hibridnog sistema napajanja

3.4 Fotonaponski paneli i MPPT kontroleri

Fotonaponski panel/string na svome izlazu daje određenu snagu koja pre svega zavisi od iradijacije, nagibnog ugla samog fotonaponskog panela i položaja sunca. Navedeni parametri su promenljivog karaktera te su izlazna snaga i izlazni DC napon promenljive veličine. Svaki fotonaponski panel na svojoj strujno-naponskoj karakteristici ima optimalnu radnu tačku u kojoj je proizvod struje i napona maksimalan. Radi postizanja odgovarajućeg DC napona pogodnog za dalju upotrebu i „pronalaženja“ optimalne radne tačke, koriste se uređaji za praćenje tačke maksimalne snage tzv. MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) kontroleri. Praćenje maksimalne tačke snage fotonaponskog panela/stringa postiže se određenim algoritmom koji upravlja DC-DC pretvaračem (*buck-boost* konvertorom). MPPT kontroleri na svom izlazu daju DC napon (12/24/48V) pogodan za napajanje određenih DC potrošača i punjenje baterijskog skladišta. Zaštitne funkcije - zaštita od kratkog spoja, previsokog ulaznog napona, previsoke radne temperature, itd. integrisane su u sam pretvarač. Rad MPPT kontrolera u paralelnom režimu je moguć i česta je pojava u hibridnim sistemima. DC izlaz MPPT kontrolera priključuje se na glavne DC sabirnice (*DC bus*).

3.5 Mala vetroturbina i kontroler vetrogeneratora

Male vetroturbine takođe poseduju kontroler koji AC napon na izlazu vetrogeneratora pretvara u prilagođen DC napon pogodan za punjenje baterijskog skladišta (12/24/48V). Kontroler male vetroturbine opremljen je funkcijama poput zaštite od kratkog spoja, prenapona, previsoke radne temperature, itd. Broj obrtaja male vetroturbine i izlazna snaga vetrogeneratora zavise od inteziteta vetra. Slučaj nemogućnosti plasiranja generisane snage (primer male snage potrošača i potpuno napunjenog baterijskog skladišta – u samostalnom radnom režimu hibridnog sistema) usled velikog inteziteta vetra, donosi rizik od „samouništenja“ vetroturbine. Kako bi se to izbeglo primenjuje se tehnika „dinamičkog kočenja“ koja podrazumeva disipiranje viška generisane električne energije preko rezistivnog opterećenja koje je priključeno na sam kontroler vetrogeneratora (na njegovim posebnim ulazima). DC izlaz kontrolera vetrogeneratora priključuje se na glavne DC sabirnice (*DC bus*).

3.6 Hibridni pretvarač

Dobijenim DC naponom sa MPPT kontrolera i kontrolera vetrogeneratora moguće je puniti baterijsko skladište i napojiti određene DC potrošače koji rade na ovakvom naponu. Međutim, kako velika većina potrošača radi na AC naponu (400V trofazno / 230V monofazno), potrebno je pomoću odgovarajućeg uređaja – DC/AC pretvarača (invertora) izvršiti konverziju napona. Dopunjavanje baterijskog skladišta u slučajevima odsustva nekonvencionalnog izvora energije konvencionalnim izvorom viši se pomoću AC/DC pretvarača (ispravljača). Današnja tehnologija energetske elektronike donela je mogućnost integracije invertorske i ispravljačke funkcije u jedan uređaj koji se naziva bidirekcionalni (hibridni) pretvarač. Na AC ulaz hibridnog pretvarača priključuju se elektrodistributivna mreža ili dizel električni agregat (u daljem tekstu DEA). U zavisnosti od proizvođača moguća je varijanta priključenja oba konvencionalna izvora istovremeno, te drugi (DEA) predstavlja rezervu u slučaju ispada prvog (elektrodistributivna mreža). DC izlaz hibridnog pretvarača priključuje se na glavne DC sabirnice (*DC bus*). Uključenjem i isključenjem ispravljačke sekcije upravlja se punjenjem baterijskog skladišta u zavisnosti od podešenih uslova/pragova punjenja.

Sa stanovišta napajanja potrošača, hibridni pretvarač može raditi u invertorskom ili „*bypass*“ radnom režimu. Invertorski radni režim podrazumeva pretvaranje DC napona (sa glavnih DC sabirnica) u monofazni ili trofazni sistem AC napona. „*Bypass*“ radni režim podrazumeva

deaktiviranje invertorskog radnog režima i kruto spajanje AC ulaza za AC izlazom po zadatoj komandi ili uslovu prisustva napona na AC ulazu. Kruto spajanje AC ulaza sa AC izlazom vrši se pomoću automatskog transfer prekidača (*Automatic Transfer Switch – ATS*) koji se nalazi u samom hibridnom pretvaraču. U ovom slučaju, napajanje potrošača vrši se direktno sa elektrodistributivne mreže ili DEA. Paralelno „bypass“ radnom režimu aktivira se ispravljački radni režim i dopunjava baterijsko skladište. Po promeni komande ili nestanka napona na AC ulazu, hibridni pretvarač se vraća na invertorski radni režim. Iz ovoga se izvodi zaključak da hibridni pretvarač daje besprekidan AC napon, tj. ponaša se kao *Uninterruptible Power Supply (UPS)*. Neki proizvođači opreme odlučuju se za objedinjenje invertorske i ispravljačke funkcije u jedan uređaj formirajući bidirekcionalni AC/DC pretvarač. Iz ovoga sledi da nije moguće istovremeni rad hibridnog pretvarača u invertorskom i ispravljačkom režimu. Kvalitet napona isporučenog potrošačima zavisi direktno od konvencionalnih izvora i kvaliteta hibridnog pretvarača koji radi u invertorskom radnom režimu. U „bypass“ radnom režimu, potrošači dobijaju direktan napon sa elektrodistributivne mreže ili DEA, koji može varirati. U invertorskom radnom režimu, potrošači dobijaju napon direktno sa DC/AC pretvarača, koji je stabilniji i „čistiji“ (bez varijacija i harmonika) u odnosu na napon sa elektrodistributivne mreže i DEA. Hibridni pretvarač opremljen je zaštitnim funkcijama poput zaštite od kratkog spoja, preopterećenja, dubokog pražnjenja baterijskih jedinica, itd.

Potrebno je napomenuti da se u samom hibridnom pretvaraču nalazi relej za spajanje/odvajanje nultog i zaštitnog provodnika. Funkcija releja je obezbeđivanje pravilnog rada zaštitnog uređaja diferencijalne struje (koji se instalira na AC izlazu) spajajući nulti i zaštitni provodnik kada se hibridni pretvarač nalazi u invertorskom radnom režimu. Po dobijanju AC napona na ulazu hibridnog pretvarača, relej se deaktivira i odvaja nulti i zaštitni provodnik.

Hibridni pretvarači proizvode se u monofaznim i trofaznim varijantama. U zavisnosti od proizvođača opreme, moguće je formiranje trofaznog sistema napajanja od tri monofazne jedinice, a moguće je paralelno povezivanje više monofaznih ili trofaznih jedinica. Vrednost maksimalne moguće izlazne snage u slučaju paralelne konfiguracije diktira proizvođač opreme. Neki proizvođači opreme nude tzv. *All-In-One* rešenje, gde se u jednom uređaju nalaze MPPT kontroler i hibridni pretvarač. Prednosti ovakvog rešenja su jednostavnost i ušteda prostora, ali u slučaju kvara jedne od komponenti potrebno je zameniti ceo uređaj.

3.7 Baterijsko skladište električne energije

Formiranje baterijskog skladišta podrazumeva vezivanje baterijskih jedinica u rednu i/ili paralelnu vezu. Kapacitet i tip baterijskih jedinica biraju se u skladu sa snagom potrošača, kapacitetom nekonvencionalnih izvora električne energije i ekonomskom analizom sistema. Litijum-jonske (*Li-Ion*) i litijum-gvožđe-fosfatne (*LiFePO₄*) baterijske jedinice predstavljaju najčešći izbor prvenstveno zbog naprednijih karakteristika u odnosu na ranije korišćene olovne baterije.

Izlaznim DC naponom MPPT kontrolera i hibridnog pretvarača diktira sistem za upravljanje baterijskim skladištem - *Battery Management System* (u daljem tekstu BMS) koji je sastavni deo litijumskih baterija. BMS omogućava optimalno punjenje i pražnjenje baterijske jedinice u sprečavajući duboko pražnjenje, prepunjavanje, rad sa preniskim i previsokim radnim temperaturama, prevelike struje punjenja i previsokog napona punjenja. Baterijsko skladište može se istovremeno puniti preko hibridnog pretvarača (ispravljački radni režim), kontrolera vetrogeneratora i MPPT kontrolera.

3.8 Elektrodistributivna mreža i dizel električni agregat

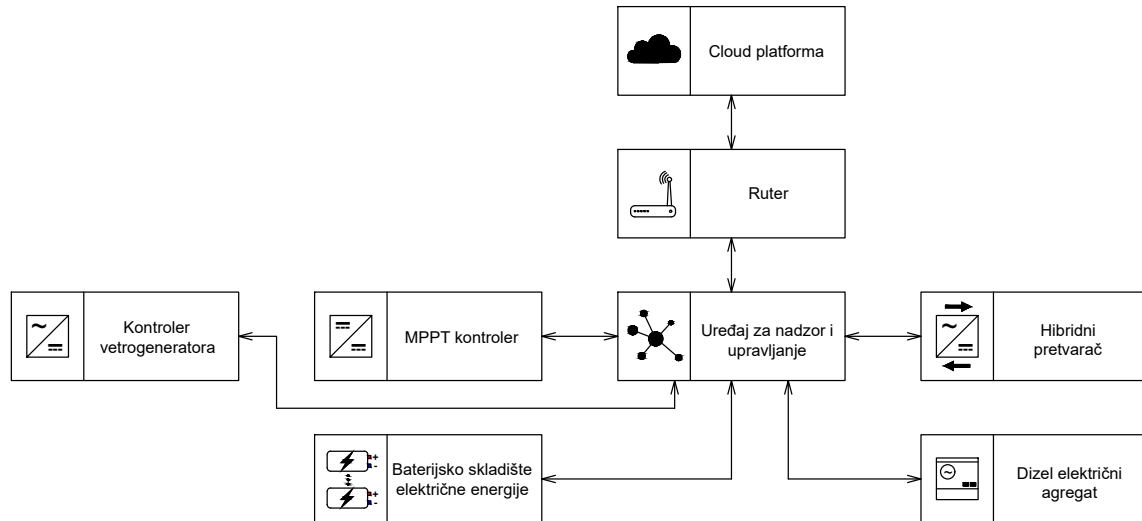
Priključenje konvencionalnih izvora električne energije vrši se na hibridnom pretvaraču. Kako se elektrodistributivna mreža smatra „krutim izvorom“, potrebno je izvršiti pravilan izbor preseka kablova, zaštitnih elemenata od razvodnog ormara do ulaza na hibridni pretvarač (ovo takođe važi i za DEA) i proveriti mogućnost priključenja na razvodni ormar sa stanovišta zbirne snage potrošača i snage punjenja baterijskog skladišta. Pri odabiru DEA potrebno je poznavati podatke o maksimalnoj istovremenoj snazi potrošača i maksimalnoj snazi punjenja baterijskog skladišta (koja zavisi od snage punjenja hibridnog pretvarača i BMS parametara baterijskog skladišta). Zbog postizanja stabilnosti, optimalnog životnog veka DEA i potrošnje goriva, zbir ukupne snage potrošača i snage punjenja baterijskog skladišta ne bi trebalo da prelazi 80% njegove maksimalne izlazne snage u kontinualnom radnom režimu. Kod oba konvencionalna izvora zahteva se da parametri ulaznih napona (efektivne vrednosti i frekvencija) budu u propisanim granicama. U zavisnosti od stanja elektrodistributivne mreže u seoskim i ruralnim područjima, efektivna vrednost napona može drastično varirati i izlaziti iz propisanih granica. Ukoliko hibridni pretvarač radi u „bypass“ radnom režimu, to za posledicu ima napajanje potrošača nestabilnim naponom. Kao rešenje nameće se zamena hibridnog pretvarača posebnim uređajima – ispravljačem i invertorom, gde bi se potrošači direktno napajali sa invertora i nezavisno od konvencionalnih izvora.

3.9 Sprečavanje preopterećenja

Dodavanjem novih potrošača i povećavanjem njihove ukupne maksimalne trenutne snage, a uz to i zadržavanje istih kapaciteta izvora električne energije i izlazne snage hibridnog pretvarača dovodi do problema napajanja potrošača u trenucima njihovog maksimalnog angažovanja. U zavisnosti od proizvođača hibridnog pretvarača, otvara se mogućnost tzv. „asistencije“ u napajanju pri povećanoj potrošnji. U slučaju preopterećenja (strujnog ili temperaturnog) u invertorskom radnom režimu, hibridni pretvarač prebacuje se u „bypass“ radni režim. Radi sprečavanja preopterećenja DEA gde hibridni pretvarač radi u „bypass“ i ispravljačkom radnom režimu, bidirekcionalno pretvaračko kolo prebacuje se u invertorski radni režim sinhronizujući se sa frekvencijom DEA i uzimajući nedostajuću količinu električne energije iz baterijskog skladišta za napajanje potrošača. Ovaj režim može trajati sve dok se ne javi strujno preopterećenje ATS-a u hibridnom pretvaraču i dok postoji raspoloživa energija u baterijskom skladištu.

4 NADZOR I UPRAVLJANJE U REALNOM VREMENU

Nadzor i upravljanje u realnom vremenu podrazumeva internu komunikaciju i upravljanje između glavnih komponenti sistema, kao i eksterni nadzor i upravljanje celokupnog sistema od strane korisnika. Nadzor i upravljanje u realnom vremenu vrši se pomoću specijalnog uređaja sa zadatkom komunikacionog objedinjavanja svih komponenti sistema i njihovih protokola. Uređaj pokreće posebno napravljen operativni sistem prilagođen ovim potrebama. Radi lakše integracije, kompatibilnosti i jednostavnosti upravljanja česta praksa je biranje glavnih komponenti - MPPT kontrolera, kontrolera vetrogeneratora, hibridnih pretvarača, baterijskog skladišta i uređaja za nadzor i upravljanje od istog proizvođača. Određeni proizvođači uređaja za nadzor i upravljanje pružaju mogućnost komunikacione integracije opreme drugih proizvođača MPPT kontrolera, kontrolera vetrogeneratora, hibridnih pretvarača i baterijskih skladišta. Takođe, određeni proizvođači uređaja za nadzor i upravljanje ostavljaju mogućnost korisniku da sam prilagodi određenu komponentu drugog proizvođača, tj. da je komunikaciono integriše kroz programiranje. Na slici 2 prikazana je komunikaciona blok šema hibridnog sistema.



Slika 2: Komunikaciona blok šema hibridnog sistema napajanja

4.1 Međusobna zavisnost komponenti i interno upravljanje

Pod internim upravljanjem podrazumeva se međusobna razmena informacija i parametara između glavnih komponenti sistema u realnom vremenu, tj. formiranje njihove međusobne zavisnosti. Svaka glavna komponenta sistema može imati svoj zaseban komunikacioni protokol. Najčešće se u ovu svrhu koriste serijski protokoli poput RS232, RS485, USB, CAN i Modbus ili se pak proizvođači komponenti odlučuju za svoje jedinstvene protokole koji se zasnivaju na prethodno pobrojanim serijskim varijantama. Određivanje faze punjenja (*bulk*, *apsorption* i *float*) i regulacija vrednosti napona i struje punjenja na MPPT kontroleru, kontroleru vetrogeneratora i hibridnom pretvaraču od strane BMS-a jedan je od primera internog upravljanja.

4.2 Daljinski nadzor i upravljanje

Unapređene komunikacione tehnologije i moderne platforme omogućile su lak daljinski pristup i jednostavno upravljanje elektronskim uređajima u realnom vremenu. Uspostavljanje eksterne veze sa korisnikom sistema obavlja se putem internet veze i Cloud platforme napravljene od strane proizvođača uređaja za nadzor i upravljanje. Uređaj za nadzor i upravljanje prikuplja podatke sa uređaja i šalje na Cloud platformu kojoj pristupa korisnik sistema. Razmena podataka između korisnika i Cloud platforme obavlja dvosmerno, u realnom vremenu. Korisniku je omogućeno i upravljanje sistema, kao i upravljanje svakom komponentom ponaosob. Ovo uključuje promenu stanja komponenti (uključenje/isključenje), menjanje određenih parametara komponenti (primer: promena uslova za uključanje/isključenje DEA), ažuriranje operativnog sistema i firmvera opreme, itd. Upravljanje se odvija u realnom vremenu, tj. promene nad sistemom izvršavaju se trenutno, osim u specijalnim slučajevima.

4.3 Cloud platforma i softverske aplikacije

Radi ostvarenja veze sa Cloud platformom potrebno je povezati uređaj za nadzor i upravljanje na odgovarajući mrežni ruter koji ima pristup internetu. Veza između rutera i uređaja za nadzor i upravljanje može biti žična putem *UTP/STP* kabla (*Ethernet* veza) ili bežična putem *Wi-Fi* veze. Kontroler DEA povezuje se na mrežni ruter putem navedenih načina za umrežavanje kako

bi se ostvarila komunikacija sa Cloud platformom njegovog proizvođača. Paralelno, DEA se na ovaj način integriše u sam sistem i pridružuje međusobnom internom upravljanju.

Proizvođači opreme često se odlučuju za podršku pristupa uređajima preko *Bluetooth* tehnologije, putem posebne *Android/iOS* aplikacije za mobilne telefone. Uspostavljanje direktne komunikacije uređaja sa računarom moguća je putem serijskih protokola, serijskih uređaja za konverziju (ukoliko se ona zahteva) i *Windows/Linux* aplikacije. Ovo može biti vrlo korisno u slučajevima prekida internet veze i istovremenom potrebom za proverom sistema ili promenom određenog parametra nekog od uređaja.

5 PODRUČJA PRIMENE I PREDNOSTI KORIŠĆENJA

Opšta prednost svakog sistema napajanja koji uključuje obnovljive izvore energije jeste smanjenje emisije CO₂. Količina emitovanja štetnih gasova zavisi od ukupnog učinka nekonvencionalnih izvora u proizvodnji električne energije, snage potrošača, efikasnosti celokupnog sistema i algoritma upravljanja (koji jednim delom zavisi od korisnika, tj. njegovih potreba). Fleksibilnost, tj. mogućnost nadogradnje hibridnog sistema podrazumeva povećavanje snage nekonvencionalnih izvora električne energije, povećanje izlazne snage sistema i povećanje kapaciteta baterijskog skladišta. Višestruki izvori električne energije obezbeđuju redudansu u odsustvu jednog ili više izvora, pa samim tim i veću pouzdanost u napajanju potrošača.

Hibridni sistemi prvenstveno su našli primenu u sredinama gde ne postoji mogućnost izgradnje elektrodistributivnog priključka ili gde to nije ekonomski isplativo. Takav primer predstavlja napajanje baznih stanica mobilnih operatera zarad pokrivanja signalom određenog područja, napajanje meteoroloških stanica, stanica emisije tehnike i veze i benzinskih stanica. Nasuprot, njihova integracija sa elektrodistributivnim sistemom korisniku otvara mnogobrojne nove mogućnosti - smanjenje računa električne energije kroz njenu prodaju u višim tarifama i njeno preuzimanje u nižim tarifama (ukoliko je to neophodno) kao i smanjenje preuzimanja velike količine električne energije iz elektrodistributivnog sistema u periodima vršnog opterećenja (tzv. *Peak Shaving*). Ove funkcije mogu se naći i kod većih sistema za skladištenje električne energije.

Napredak fotonaponske i baterijske tehnologije, kao i energetske elektronike pozitivno su uticali na rad i upravljanje hibridnih sistema proširujući fleksibilnost i područja primene. Globalni rast proizvodnje i prodaje fotonaponskih panela poslednjih godina je eksponencijalan. Upotreba fotonaponske tehnologije evoluirala je od tržišta malih aplikacija do toga da postanu uobičajen i vrlo pristupačan izvor električne energije širom sveta. Nove topologije energetskih pretvarača dovele su do drastično poboljšane efikasnosti (95-99%), smanjujući tako toplotnu disipaciju i sopstvenu potrošnju hibridnog sistema. Litijum-jonske i litijum-gvožđe-fosfatne baterije, za razliku od svojih olovni prethodnika, nude veću gustinu energije po jedinici zapremine, efikasnost, duži životni vek i brže punjenje i pražnjenje. U poređenju sa energijom sunca, energija vetra još uvek nije našla široku primenu u hibridnim sistemima, a glavni razlozi tome su gabariti same vetroturbine, ekonomska isplativost, upitan kvalitet izrade (nekih proizvođača) i podrška proizvođača u integraciji sa ostalim komponentama sistema.

6 PRAKTIČNI PRIMERI I ISKUSTVA U DOSADAŠNJOJ EKSPLOATACIJI

6.1 Opis posmatranih hibridnih sistema

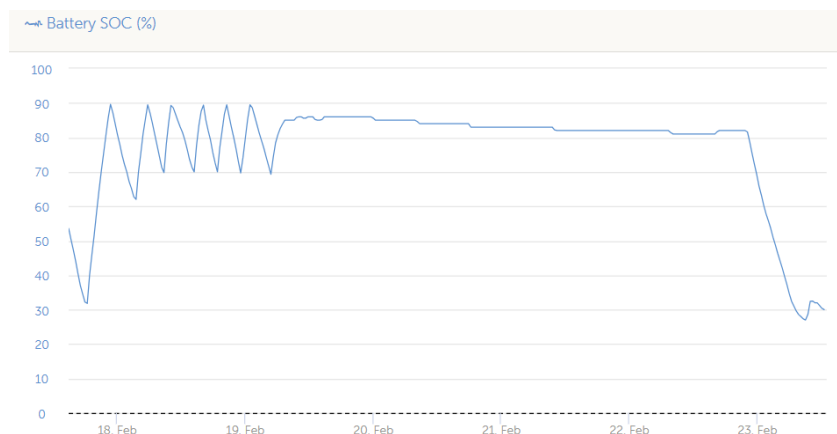
Od početka puštanja u rad praćeno je ponašanje osam OFF-Grid hibridnih sistema za potrebe napajanja baznih stanica jednog mobilnog operatera na različitim lokacijama u ruralnim područjima. U ovakvoj vrsti aplikacije strogo se zahteva stabilan i besprekidan izvor napajanja, tj. raspoloživost sistema mora biti maksimalna moguća. Sistemi su koncipirani bez vetroturbina, a pogledu razlike instalisane snage solarnih generatora (u proseku 12kWp) na svakoj od lokacija postoji minorna razlika. Radi postizanja veće proizvodnje solarnog generatora u zimskom vremenskom periodu (posebno u slučaju pokrivanja fotonaponskih panela snežnim pokrivačem) na određenim baznim stanicama jedan deo fotonaponskih panela vertikalno je montiran na antenski stub. Srednja snaga potrošača svake bazne stanice je individualna i kreće se u opsegu od 1,5kW do 4,5kW. Sistem napajanja je monofazni, te su hibridni pretvarači i DEA takođe monofazni. Potrebno je naglasiti da su za baterijska skladišta korišćene baterije dva različita proizvođača, dok su ostale glavne komponente sistema - MPPT kontroleri, hibridni pretvarači, uređaji za nadzor i upravljanje od istog proizvođača. Baterijska skladišta kao i DEA u potpunosti su komunikaciono kompatibilni sa uređajima za nadzor i upravljanje. Sve komponente jednog sistema smeštene su u jedan rek odgovarajućeg stepena zaštite u skladu sa izloženošću spoljnim uticajima. Iz ekonomskih razloga i radi smanjenja sopstvene potrošnje sistema, na zahtev Investitora u reku je instalirano samo ventilatorsko hlađenje (bez grejnog tela) i rek ne poseduje nikakvu termičku izolaciju.

6.2 Problem radne temperature baterijskog skladišta

Zimski period sa sobom donosi vremenske uslove koji mogu značajno uticati na funkcionisanje određenih komponenti sistema. Angažovanje solarnog generatora je tada minimalno, a rad DEA značajno povećan. Intervali točenja goriva i redovnih servisa takođe su uvećani.

Nepostojanje grejnog tela u rek ormanu i izolacije na stranicama rek ormana za posledicu ima drastično smanjenje radne temperature baterijskih jedinica (tokom zimskog perioda) koja može dostići donju kritičnu vrednost pri kojoj BMS sprečava punjenje. Potrošnja goriva je u tom slučaju povećana, a potencijal sunčeve energije u potpunosti neiskorišćen. Delimično rešenje predstavlja punjenje baterijskog skladišta radi održavanja radne temperature baterijskih jedinica u određenom opsegu. Tokom punjenja baterijskog skladišta povećava se radna temperatura baterijskih jedinica usled generisanja internih toplotnih gubitaka i toplotne disipacije pretvaračkih uređaja. Kada radna temperatura baterijske jedinice padne na zadatu vrednost (donji prag) DEA se uključuje, a hibridni pretvarač prebacuje se u *bypass* i ispravljački radni režim i puni baterijsko skladište. Po dostizanju zadate vrednosti radne temperature (gornji prag) DEA se isključuje, a hibridni pretvarač prebacuje u invertorski radni režim. Vrlo niska vrednost ambijentalne temperature tokom dužeg vremenskog perioda ne dozvoljava zagrevanje baterijskog skladišta sopstvenim toplotnim gubicima i toplotnom disipacijom pretvaračkih uređaja, te se dostiže donja kritična vrednost radne temperature. U ovom slučaju angažovanje DEA je konstantno i traje sve dok ambijentalna temperatura ne poraste i zajedno sa toplotnim gubicima u pretvaračkim uređajima ne zagreje baterijske jedinice iznad kritične vrednosti. Na slici 3 prikazano je stanje SoC (*State of Charge*) parametra u zavisnosti od angažovanja DEA (slika 5) pri niskim radnim temperaturama (slika 4) radi „samozagrevanja“ baterijskog skladišta. Vrednosti parametara maksimalne struje punjenja/praznjenja i maksimalnog napona punjenja baterijskog skladišta u zavisnosti od njegove radne temperature prikazane su na slici 6. Pretvarački uređaji (hibridni pretvarači i MPPT kontroleri) nisu imali problema sa

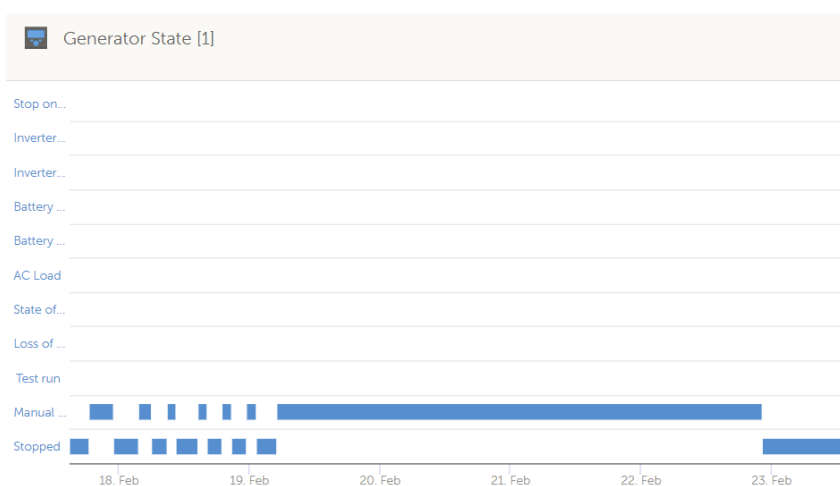
funkcionisanjem pri niskim radnim temperaturama. Pouzdanost u napajanju potrošača u ovom periodu nije bila ugrožena.



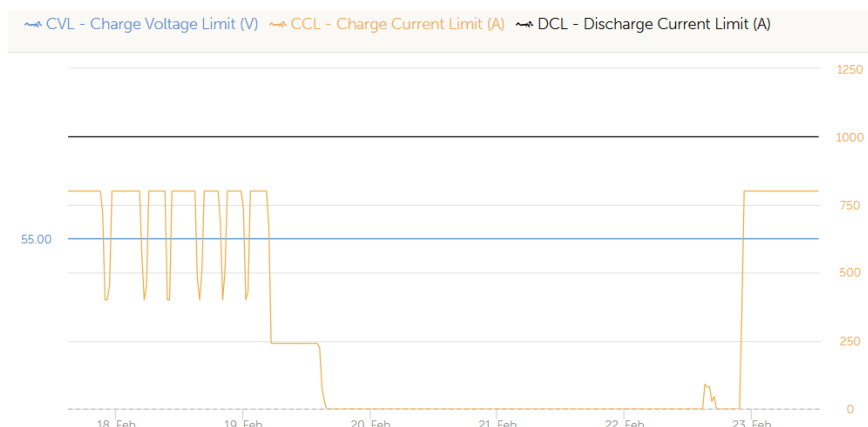
Slika 3: Vrednosti SoC parametra u zavisnosti od angažovanja DEA



Slika 4: Radna temperatura baterijskog skladišta



Slika 5: Promena stanja DEA u zavisnosti od radne temperature baterijskog skladišta



Slika 6: CVL (*Charge Voltage Limit*), CCL (*Charge Current Limit*) i DCL (*Discharge Current Limit*) parametri u zavisnosti od radne temperature baterijskog skladišta

Nasuprot, letnji period donosi povećane radne temperature opreme, ali i značajne uštede goriva. Ventilatorsko hlađenje pokazalo se kao optimalno rešenje u sprečavanju rada opreme sa znatno povišenim radnim temperaturama. Pouzdanost u napajanju potrošača nije bila ugrožena, niti je zabeleženo smanjenje performansi rada opreme u sistemu.

Instalacija aktivnog hlađenja preporučljiva je u oba slučaja, prvenstveno zbog produžavanja životnog veka baterijskog skladišta i pretvaračkih uređaja, kao i optimalnog korišćenja (ne)konvencionalnih izvora u zimskom periodu.

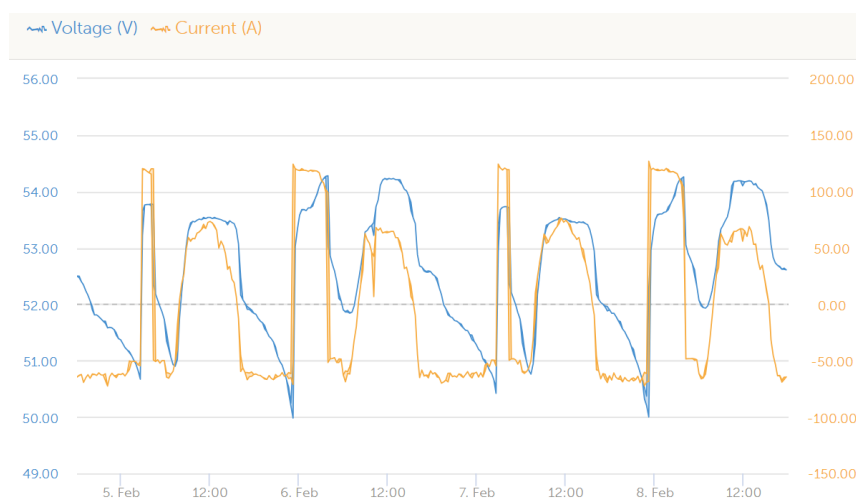
6.3 Problem preciznosti BMS algoritma

Na praćenim hibridnim sistemima algoritam promene radnog režima DEA podešen je tako da se njegovo uključanje ostvaruje kada SoC baterijskog skladišta padne na 25%, a isključenje kada se SoC dostigne 55%. Ovim se omogućava potencijalno punjenje preostalih 45% kapaciteta od strane solarnog generatora u slučajevima poboljšanja vremenskih uslova ili početka svitanja. Posmatran je rad BMS sistema dva različita proizvođača.

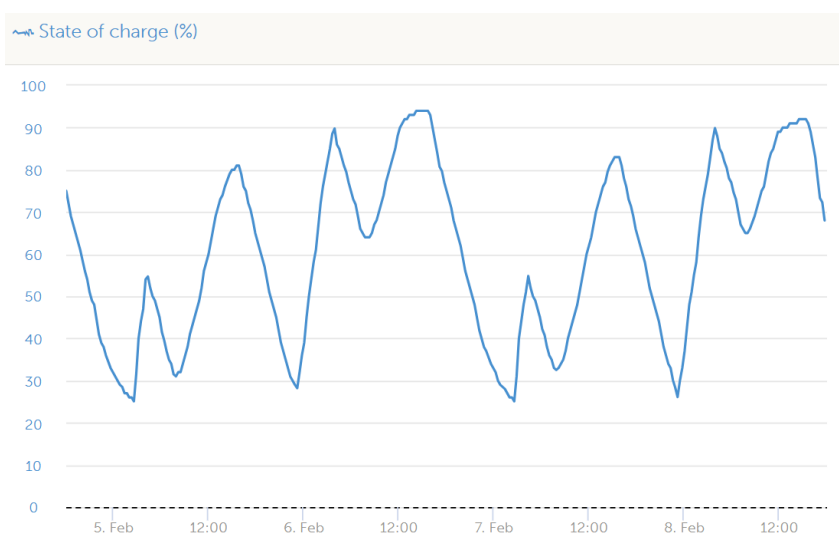
Zimski period donosi kraće i manje sunčane dane, te postoje vrlo male šanse potpunog punjenja baterijskog skladišta od strane solarnog generatora u skladu sa podešenim algoritmom punjenja. Sa druge strane, kapacitet baterijskog skladišta zavisi od radne temperature baterijskih jedinica i smanjuje se sa smanjenjem radne temperature. Uprkos ovim činjenicama, granice promene radnog režima DEA u zimskom periodu nisu prepodešavane. Unošenje greške pri proračunu SoC parametra u odnosu na radne uslove i parametre od strane BMS algoritma na dnevnom nivou može se smatrati zanemarljivim. Međutim, nemogućnost potpunog punjenja baterijskog skladišta u dužem vremenskom periodu, kao i promena radne temperature baterija u zavisnosti od ambijentalne temperature mogu dovesti do akumulacije dnevnih grešaka koje za posledicu imaju odstupanje vrednosti SoC parametra od stvarne. Kao primer može se uzeti napon na DC sabirnicama posle praznjenja potpuno punog baterijskog skladišta do 25% SoC i napon na DC sabirnicama pri konstantnom punjenju i praznjenju (nekoliko ciklusa) baterijskog skladišta od 25% SoC do određene vrednosti koja u većini slučajeva ne prelazi 65% SoC tokom zimskog perioda. Snaga potrošača bazne stanice može se smatrati konstantnom u toku dana. U prvom slučaju napon na DC sabirnicama bez angažovanja MPPT kontrolera koji bi taj napon povećali (noćni period) je oko 51V. U drugom slučaju napon na DC sabirnicama bez angažovanja MPPT kontrolera koji bi taj napon povećali je oko 48V, što predstavlja granicu dubokog praznjenja baterijskog skladišta, te se invertorski radni režim hibridnog pretvarača prekida radi zaštite

baterijskog skladišta od prekomernog pražnjenja tj. potrošači ostaju bez napajanja. Radi rešavanja problema, algoritam je podešen tako da se, između ostalog, DEA uključuje kada napon na DC sabirnicama opadne na 50 V i radi sve dok se SoC baterijskog skladišta ne dostigne 90%. Potpuno punjenje baterijskog skladišta je poželjno, ali struja punjenja drastično opada u granicama 90-100% SoC što za posledicu ima duži rad DEA. Na slikama 7 i 8 prikazan je dijagram distribucije napona i struje baterijskog skladišta i vrednosti SoC parametra tokom posmatranog vremenskog perioda, a na slici 9 prikazane su promene stanja DEA u zavisnosti od dostizanja donjeg praga napona i gornjeg praga SoC parametra. Vrednosti radne temperature baterijskog skladišta u posmatranom vremenskom periodu prikazane su na slici 10.

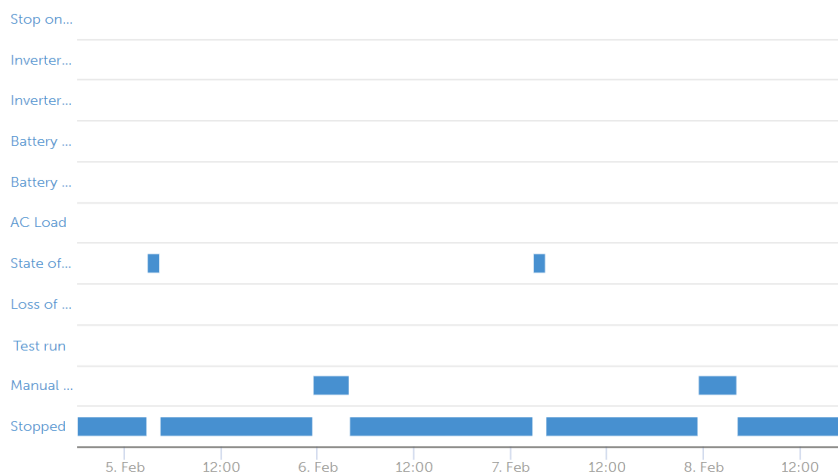
Tokom letnjeg perioda nisu zabeležena odstupanja parametara koji bi ugrozili napajanje potrošača. Razlog tome je skoro svakodnevno potpuno punjenje baterijskog skladišta od strane solarnog generatora, čime se sprečava akumulacija dnevnih greška BMS-a.



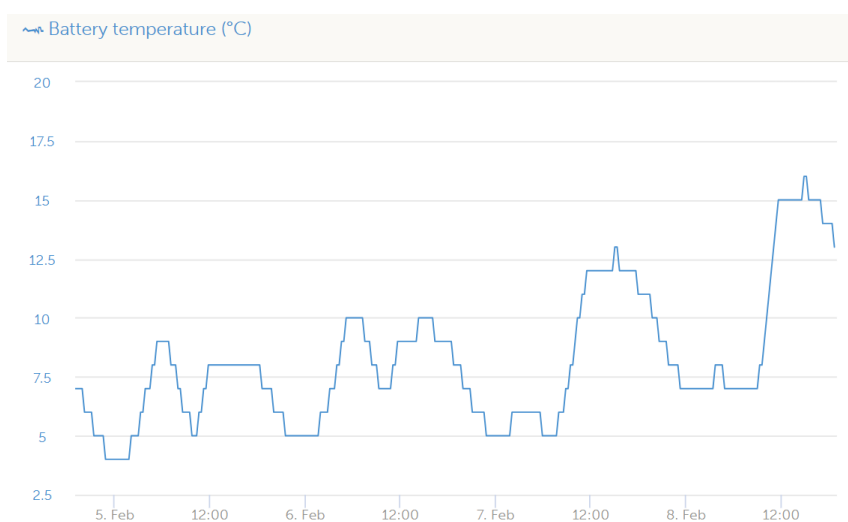
Slika 7: Vrednosti napona i struje tokom posmatranog vremenskog perioda



Slika 8: Vrednosti SoC parametra tokom posmatranog vremenskog perioda



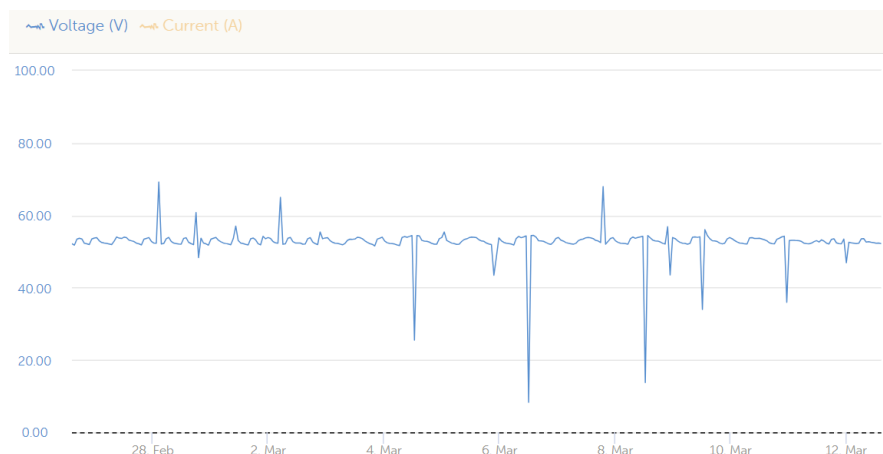
Slika 9: Promene stanja DEA u zavisnosti od dostizanja donjeg praga napona i gornjeg praga SoC parametra



Slika 10: Vrednosti radne temperature baterijskog skladišta

6.4 Problem netačnih očitavanja BMS-a i prosleđivanje informacije

Tokom posmatranog perioda zabeležen je problem prosleđivanja netačnih informacija od strane BMS-a jednog od proizvođača ka ostalim uređajima u vrlo kratkom vremenskom periodu (reda milisekundi). Shodno konceptu sistema, rad pretvaračkih uređaja zavisi od informacija dobijenih od BMS-a. Problem se dešavao vrlo retko, ali je ugrožavao rad celokupnog sistema. Isključivanje hibridnog pretvarača po dobijanju netačne informacije o trenutnoj vrednosti napona na baterijskom skladištu (npr. 8VDC) radi zaštite baterijskih jedinica od dubokog pražnjenja ostavljalo je potrošače bez napajanja. Problem je rešen zabranom prosleđivanja informacije o trenutnoj vrednosti napona sa BMS-a, te se u tom slučaju validne informacije dobijaju sa internih mernih senzora u pretvaračkim uređajima. Na slici 11 prikazan je primer netačnih očitavanja napona od strane BMS-a.



Slika 11: Vrednosti netačnog očitavanja parametra napona od strane BMS-a

6.5 Problem nestabilnosti rada DEA

Nove verzije firmvera donose sa sobom ispravke određenih problema, kao i nove funkcije koje se pre svega odnose na proširenu mogućnost upravljanja komponentama. Ažuriranje firmvera obično pokreće korisnik u zavisnosti od vrste problema koji utiču na stabilno funkcionisanje sistema, kao i potrebe za novim funkcijama. Tokom perioda testiranja nisu zabeleženi novi problemi koje bi nova verzija firmvera mogla potencijalno uvesti u sistem i ugrozila stabilno rad sistema. Na dva praćena hibridna sistema javio se problem nestabilnosti rada DEA, tj. variranje broja obrtaja, a samim tim i izlazne frekvencije. Ispitivanjem i proverom svih električnih veza, kao i zamenom DEA i hibridnih pretvarača problem nije rešen, te je hibridni pretvarač prebačen u odgovarajući radni režim prilagođen za rad sa „slabim izvorima napajanja“. Ovo za posledicu ima narušavanje faktora snage DEA - spuštanje sa „1“ na „0,95“ induktivno i smanjenu izlaznu struju u pretvaračkom radnom režimu za 30%. Treba napomenuti da se problem javio kod različitih proizvođača baterijskih jedinica, čime je baterijsko skladište izuzeto kao potencijalni uzročnik. MPPT kontroleri su tokom svih testiranja bili isključeni i nisu imali uticaja na rad DEA. Izlaskom nove verzije firmvera hibridnog pretvarača u potpunosti je rešen problem nestabilnog rada DEA.

7 ZAKLJUČAK

Ubrzano tehnološko napredovanje u oblastima fotonaponske, pretvaračke i baterijske tehnologije značajno je poboljšalo pouzdanost, fleksibilnost i efikasnost hibridnih sistema. Smanjenjem troškova proizvodnje omogućena je veća pristupačnost opreme na tržištu. Kao primer može se istaći bifacijalna fotonaponska tehnologija koja je donela poboljšanu efikasnost i uvećanje snage fotonaponskog panela i to bez povećanja njegovih fizičkih dimenzija i cene u odnosu na monofacijalne fotonaponske panele. Upotrebom novih tehnika konverzije električne energije u energetskej elektronici popela je efikasnost pretvaračkih uređaja na vrlo visok nivo. Naglašava se primena natrijum-jonskih baterija kao alternativa litijum-jonskim i litijum-gvožđe-fosfatnim baterijama nudeći veću gustinu električne energije po jedinici zapremine, bolje performanse i duži životni vek. Razvoj IT tehnologije dao je veliki značaj u integraciji komponenti različitih proizvođača opreme i doneo moderan upravljački interfejs Cloud platformi omogućujući lakše upravljanje sistemom.

Shodno razvoju tehnologije, inovacijama, izazovima i ekonomskoj isplativosti, hibridni sistemi napajanja nalaze sve veću primenu u mnogim zahtevnim aplikacijama u kojima se podrazumevaju stabilnost i pouzdanost napajanja potrošača.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.06)**C6.06****OBEZBEĐENJE KRITERIJUMA N-1 U CILJU STVARANJA USLOVA ZA REZERVNO
NAPAJANJE EL.ENERGIJOM KDS KOJI SU PRIKLJUČENI U POSTROJENJU 20
KV,RADIJALNO NAPOJENE TS 110/20/10 KV "JAGODINA 3"****ENSURING CRITERION N-1 IN ORDER TO CREATE CONDITIONS FOR RESERVE
POWER SUPPLY WITH ELECTRICAL ENERGY KDS WHICH ARE CONNECTED TO
THE PLANT 20 KV, RADIALLY POWERED TS 110/20/10 KV "JAGODINA 3"****Miroljub Petrović, Zoran Vulić**

Kratak sadržaj: U skladu sa zahtevima za priključenje novih korisnika DS na konzumnom području trafostanice TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ i činjenice da su u TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ na strani 20 kV već priključeni KDS u industrijskoj zoni na naponskom nivou 20 kV kao i da se TS 35/10 kV „Jagodina I“ napaja preko tercijera transformatora 110/20/10 kV. Zbog njenih ograničenja snagom i radijalnog napajanja preko DV 110 kV br.1227 „Jagodina 4 - Jagodina 3“, nije moguće obezbediti potrebnu sigurnost i pouzdanost u napajanju el.energijom novih industrijskih pogona. Razmatrane su dve mogućnosti: prvo rešenje kojim bi obezbedio kriterijum sigurnosti „n-1“, povećala pouzdanost u napajanju i proširili postojeći kapaciteti ove TS je izgradnja novog napojnog DV 110 kV po „metodi ulaz-izlaz“ na DV 110 kV br.105/2 „TE Morava - Jagodina 4“, kao i ugradnja još jednog en.transformatora. Drugo rešenje (privremeno dok se ne okonča realizacija po prvom rešenju) je nabavka energetskog transformatora 35/20 kV instalisane snage 8 MVA koji bi bio ugrađen u TS 35/10 kV „Jagodina I“ na mestu transformatora br.2 . Ovaj transformator bi bio povezan kablom 20 kV i omogućio bi prenapajanje sabirnica 20 kV u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ u slučaju ispada energetskog transformatora u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ ili napojnog dalekovoda. Zbog činjenice da je realizacija Ugovora za povezivanje trafostanice TS „Jagodina 3“ sa DV 110 kV broj 105/2 planirana do kraja 2026.godine, a nakon izvršene elektroenergetske analize i potrebe za obezbeđenjem sigurnosti i pouzdanosti krenulo se u realizaciju i drugog rešenje koje će biti privremeno do završetka radova po prvom rešenju.

Ključne reči: *potrebna sigurnost, pouzdanost, prenapajanje, brzina izgradnje*

Abstract: In accordance with the requirements for the connection of new users of DS in the consumption area of substation TS 110 / 20 / 10 kV „Jagodina 3“ and the fact that in TS 110 / 20 / 10 kV „Jagodina 3“ on page 20 kV are already connected KDS in the industrial zone at the power level of 20 kV and that TS 35 / 10 kV “Jagodina I” is powered. Due to its limitations in power and radial power over DV 110 kV No. 1227 „Jagodina 4 – Jagodina 3", it is not possible to provide the necessary security and reliability in the power supply of new industrial plants. Two options are considered: The first solution, which would provide the safety criterion “n-1”, increase reliability in the power supply and expand the existing capacities of this TS is to build

* Miroljub Petrović, Elektrodistribucija Srbije Ogranak Jagodina, miroljub.petrovic@es.rs

Zoran Vulić, Elektrodistribucija Srbije, DP Kraljevo , Ogranak Elektrodistribucija Jagodina , zoran.vulic@es.rs

a new DV of 110 kV based on the “input-output method” of DV 110 kV No. 105 / 2 “TE Morava Jagodina 4”, as well as to install another power transformers. The second solution (temporary until the completion of the implementation after the first solution) is the purchase of a 35 / 20 kV energy transformer installed with a power of 8 MVA which would be installed in TS 35 / 10 kV “Jagodina I ” at the place of transformer No.2. This transformer would be connected by a 20 kV cable and would allow recharging of the 20 kV panes at the TS 110 / 20 / 10 kV substation „Jagodina 3“ in case of power transformer failure at the TS 110 / 20 / 10 kV substation „Jagodina 3“ or power line failure. Due to the fact that the implementation of the contract for the connection of TS „Jagodina 3“ with TL 110 kV number 105 / 2 was planned for the end of 2026, and after the completion of the electricity analysis and the need to ensure safety and reliability, a second solution was also launched which will be temporary until the completion of the work after the first solution.

Key words: necessary security, reliability, refurbishment, building speed

1 UVOD

Dugoročno planiranje razvoja elektrodistributivnih mreža je strateški vrlo značajna aktivnost, jer ima za cilj, kako smanjenje gubitaka energije, tako i investicionih i eksploatacionih troškova mreže. Sagledavanjem budućih potreba za električnom energijom na nekom području, odnosno mogućih pravaca razvoja mreže, definiše se dinamika izgradnje novih elektroenergetskih objekata, njihovo uklapanje u postojeću mrežu, kao i neophodnost i način rekonstrukcije postojećih. Troškovi različitih rešenja se kroz odgovarajuću tehničko – ekonomsku analizu budućih pogonskih stanja posmatrane mreže minimizuju i međusobno porede. Osnova za pomenute analize su kvalitetna prognoza budućeg opterećenja, model postojeće mreže i odgovarajući proračuni tokova snaga i naponskih prilika. Posmatra se dinamika razvoja po etapama od pet godina i neophodno je da predložena rešenja zadovoljavaju zadate tehničke kriterijume na kraju svake etape. Studije razvoja u novim uslovima poslovanja dobijaju na značaju, ali postaju i kompleksnije.

2 ANALIZA POSTOJEĆEG STANJA MREŽE NA PODRUČJU POGONA JAGODINA SA POSEBNIM AKCENTOM NA TS 110/20/10 kV „ Jagodina 3“.

Za potrebe analiza postojećeg stanja elektrodistributivne mreže na području Ogranka Jagodina (pogoni Jagodina) čiji su rezultati prikazani u studiji (1) je modelovana mreža 110 kV, 35 kV, 20 kV i 10 kV za trenutak maksimalnog opterećenja koje se imalo u zimskom periodu 2015/2016. godine. Povezivanjem tehničke i komercijalne baze podataka je definisana veza svakog kupca i njegove napojne TS 10/0.4 kV tako da je prostorna raspodela modelovanog opterećenja u potpunosti pratila realno stanje u mreži. Problemi koji su uočeni se prevashodno odnose na neekonomično opterećene elemente mreže, loše naponske prilike na krajevima srednjenaponskih izvoda i nemogućnost da se obezbedi sigurno napajanje za sve kupce u pojedinim havarijskim režimima mreže. Kriterijumi su bili postavljeni u skladu sa (2), (3) .

U pogonu Jagodina, konkretno u TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“, kao kritično opterećeni elementi su uočeni: tercijer tronamotajnog transformatora u TS 110/20/10 kV Jagodina 3 . Loše naponske prilike i visok procenat gubitaka aktivne snage je uočen na 10 kV izvodima Vodovod Ribare iz TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“.

KDS na 20 kV u industrijskoj zoni ("Vibak", Aunde, Visokogradnja, Fischer, Confezione Andrea,) nemaju mogućnost rezervnog napajanja. Da bi se delimično sanirali uočeni problemi, u studiji (1) dat je predlog za stvaranje uslova za prenapajanja postojećih KDS u slučaju ispada energetskog transformatora 110/20/10 kV u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ i dalekovoda DV 1227 „Jagodina 4 - Jagodina 3“.

U skladu sa činjenicom da su u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ na strani 20 kV već priključeni kupci u industrijskoj zoni na naponskom nivou 20 kV (korisnici DS) kao i da se TS 35/10 kV „Jagodina I“, napaja preko tercijera transformatora 110/20/10 kV, razmatrana je mogućnost prenapajanja postojećih kupaca el.energije i korisnika DS u slučaju ispada energetskog transformatora 110/20/10 kV u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ i dalekovoda DV 110 kV br.1227 „Jagodina 4 - Jagodina 3“.

Trafostanica TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ je u pogonu od 2013. godine sa ugrađenim jednim energetski transformatorom instalisane snage 31.5 kVA i koja je radikalno priključena na dalekovod br.1227 „Jagodina 3 - Jagodina 4“, gde je maksimalno godišnje opterećenje za 2020. godinu iznosilo 12 936 kW.

Za rešavanje ovog problema potrebno je obezbediti „n-1“ tj. priključenje trafostanice po „metodi ulaz-izlaz“ na DV 110 kV br.105/2 „Jagodina 4 - TE Morava“ uz ugradnju dva nova prekidača u DVP i jednog u TP.

Za najnepovoljniji slučaj ispada dalekovoda DV 110 kV br.1227 „Jagodina 4 - Jagodina 3“, kupci el.energije koji se napajaju preko tercijara (naponski nivo 10 kV) biće prenapojeni preko TS 35/10 kV „Jagodina I“ i TS 35/10 kV „Jagodina II“ dok bi korisnici DS koji su priključeni na 20 kV u TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ sa opterećenjem koje se kreće između 4 i 5 MW praktično bili bez napona. Ovde treba uzeti u obzir i buduće korisnike DS sa odobrenom vršnom snagom od 3550 kW.

Za drugi nepovoljan slučaj ispada postojećeg energetskog transformatora u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ instalisane snage 31.5 MVA kupci el.energije koji se napajau preko tercijara (naponski nivo 10 kV) biće prenapojeni preko TS 35/10 kV „Jagodina I“ i TS 35/10 kV „Jagodina II“ dok bi korisnici DS koji su priključeni na 20 kV u TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ sa opterećenjem koje se kreće između 4 i 5 MW praktično bili bez napona. Ovde treba uzeti u obzir i buduće korisnike DS sa odobrenom vršnom snagom od 3550 kW.

Zbog važnosti prenapajanje kupaca odnosno korisnika DS, bila bi potrebna nabavka i ugradnja novog energetskog transformatora 110/20/10 kV (ET br.2) u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ instalisane snage 31.5 MVA. Drugo rešenje koje bi bilo privremenog karaktera jeste nabavka energetskog transformatora 35/20 kV instalisane snage 8 MVA koji bi bio ugrađen u TS 35/10 kV „Jagodina I“ na mestu transformatora br.2 koji je van pogona.

Preko ovog transformatora uz izgradnju poveznog kablovskog voda 20 kV, stvorili bi se uslovi za prenapajanje sabirnica 20 kV u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ u slučaju ispada energetskog transformatora u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“. U ovom slučaju svi kupci el.energije i korisnici DS na konzumnom području predmetne trafostanice bili bi priključeni na DSEE.

3 DETALJNA RAZRADA VARIJANTE UGRADNJE ENERGETSKOG TRANSFORMATORA 35/21 KV INSTALISANE SNAGE 8 MVA

3.1 Opis postojećih trafostanica

TS 35/10 kV "Jagodina I" i TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ su izgrađene na kp 2542/6 K.O Jagodina, opština Jagodina. Transformatorske stanice imaju jedan saobraćajni priključak i ograđene su zajedničkom ogradom.

TS 35/10 kV "Jagodina I" se sastoji od pogonske zgrade i dva temelja energetskih transformatora u spoljnoj montaži. U pogonskoj zgradi su smeštena postrojenja 35 kV i 10 kV, kontrolna prostorija i prostorija AKU baterije. Postrojenje 35 kV je sa 6 klasičnih ćelija: 2 trafo, 3 dalekovodne i 1 merne ćelije, raspoređenih u dva reda, sa jednim sistemom neseccionisanih cevni sabirnici postavljenim između dva reda ćelija. Postrojenje 10 kV se sastoji od 12 klasičnih ćelija i to: 1 trafo, 1 trafo-merna, 9 izvodnih i 1 merne ćelije sa ćelijom kućnog transformatora, raspoređenih u dva reda sa jednim sistemom sabirnici podužno seccionisanih preko rastavljača.

U TS 35/10 kV "Jagodina I" u pogonu je jedan ET odnosa transformacije 35/10,5kV, snage 8 MVA, sprege Dyn5. ET je preko trafo polja N2 priključen na sabirnice 35 kV a preko trafo polja K12 na jednu sekciju sabirnici 10 kV.

Druga sekcija sabirnici 10 kV je preko trafo polja K11 priključena na tercijer energetskog transformatora 110/21/10,5 kV u TS 110/20/10 kV "Jagodina 3". Sekcije sabirnici 10 kV rade razdvojeno i blokirana je mogućnost paralelnog rada. Neutralna tačka mreže 35 kV je uzemljena preko niskoomskog otpornika 70W, 300A u nadređenoj TS 110/35 kV dok je neutralna tačka mreže 10 kV izolovana. Postrojenje sopstvene potrošnje čine: transformator za sopstvenu potrošnju 10/0,4kV snage 30 kVA za napon 3 h 400/230V 50Hz, automatski regulisani ispravljač i stacionarna akumulatorska baterija za napon 110V =, ormani razvoda i podrazvod naizmjeničnog i jednosmernog napona. Zaštita i upravljanje TS 35/10 kV "Jagodina I" su smešteni kontrolnoj prostoriji. Zaštita je statička i kompletirana u skladu sa TP-4 EPS-Direkcije za distribuciju.

Trafostanica je daljinski nadzirana i upravljana iz PDC Jagodina. TS 110/20/10 kV "Jagodina 3" se sastoji od postrojenja 110 kV i dva temelja energetskih transformatora u spoljnoj montaži i pogonske zgrade gde je smešteno postrojenja 20 kV, kontrolna prostorija, prostorija AKU baterije i pomoćne prostorije. Ispod postrojenja 20 kV je kablovska etaža. Postrojenje 110 kV je sa 5 klasičnih polja: 2 trafo i 3 dalekovodna sa jednim sistemom cevni sabirnici seccionisanih pomoću dva rastavljača. Postrojenje 20 kV se sastoji od 24 ćelije sa izvlačivim prekidačima i to: 2 trafo, 16 izvodnih, 2 zemljospojne (neopremljene zemljospojnim prekidačem), 2 merne ćelije sa ćelijom kućnog transformatora, 1 spojne i jednog dodatka spojke raspoređenih u jednom redu sa jednim sistemom sabirnici seccionisanih preko spojne ćelije.



Sl.1 Postrojenje 20 kV TS 110/20/10 kV/kV/kV Jagodina 3

U TS 110/20/10 kV "Jagodina 3" u pogonu je jedan ET odnosa transformacije 110/21/10,5 kV, snage 31,5/31,5/10,5 MVA, sprege YNyn0d5. ET je preko trafo polja E2 priključen na sabirnice 110 kV a preko trafo polja J19 na sabirnica 20 kV. Neutralna tačka mreže 110 kV je direktno uzemljena dok je neutralna tačka mreže 20 kV uzemljena preko niskoomskog otpornika 40W sa ograničavanjem struje zemljospoja na 300 A. Postrojenje sopstvene potrošnje čine: dva transformatora za sopstvenu potrošnju 20/0,4kV snage 100 kVA za napon 3 h 400/230V 50Hz, automatski regulisani ispravljač i stacionarna akumulatorska baterija za napon 110V =, inverter za neprekidni napon 220 V, 50 Hz, ormani razvoda i podrazvod naizmeničnog, jednosmernog i invertorskog napona.

U TS 110/20/10 kV "Jagodina 3" ugrađen je sistem mikroprocesorske integrisane zaštite i upravljanja. Ormani zaštite i upravljanja postrojenja 110 kV, stanični računar i daljinska stanica su smešteni u kontrolnoj prostoriji.

MPZU za zaštitu i upravljanje postrojenja 20 kV su smešteni u odeljcima za NN opremu odgovarajućih ćelija.

Trafostanica je daljinski nadzirana i upravljana iz PDC Jagodina i DDC Kraljevo.

3.2 Izvođenje radova

Predmet radova je ugradnja i povezivanje energetskog transformatora prenosnog odnosa 35/21 kV, snage 8 MVA za rezervno napajanje postrojenja 20 kV u TS 110/20/10 kV "Jagodina 3" iz TS 35/10 kV "Jagodina I".

3.2.1 Režim rada

Energetski transformator T3 prenosnog odnosa 35/21 kV će biti u pogonu u slučaju nestanka napona 110 kV ili u slučaju redovnih ili vanrednih radova na ET 110/21/10,5kV ili priključnim trafo poljima 110 kV i 20 kV, a za potrebe napajanje prioritetnih kupaca na naponskom nivou 20 kV.

Kroz aktivnosti na redovnom održavanju obezbediti da ET T3 bude spreman za ulazak u pogon ako se za to ukaže potreba.

3.2.2. Energetski transformator , oprema za povezivanje i zaštitu od prenapona

Energetski transformator T3 karakteristika

Odnos transformacije: 35/21kV

Snaga transformacije: 8 MVA

Sprega transformatora: Yy0

Opseg regulacije $\pm 2 \times 2,5\%$,

Način hlađenja prirodnim strujanjem vazduha

je postavljen na temelj uz TS 35/10 kV "Jagodina I".



Sl.2 En.transformator 35/21 kV/kV 8 MVA sa položenim kablovima ka postrojenju 20 kV TS 110/20/10 „Jagodina 3“ i temeljima portala

ET preko trafo polja N1 u TS 35/10 kV "Jagodina I" priključiti na sabirnice 35 kV a preko trafo polja J5 u TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ na sabirnice 20 kV. Zadržava se postojeća elektroenergetska oprema u trafo ćelijama N1 i J5. U trafo ćeliji 35 kV N1 je smešten i strujni transformator za kazansku zaštitu ET.

- Predvideti nadzemni priključak primara ET, cevnim provodnicima do postojećih provodnih izolatora spolja-unutra na zidu pogonske zgrade TS 35/10 kV "Jagodina I".
- Proveriti redosleda faza priključaka ET i po potrebi izvršiti usaglašavanje sa postojećim redosledom faza u TS 35/10 kV "Jagodina I". Usaglašavanje izvršiti na priključku trafo ćelije N1 na sabirnice 35 kV.
- Predvideti preradu postojećeg ili izradu novog konzolnog nosača za prihvatanje provodnih veza i odvodnika prenapona na primarnoj strani.
- Predvideti kombinovani priključak sekundara ET, cevnim provodnicima i jednožilnim kablovima sa izolacijom od umreženog polietilena odgovarajućeg preseka.
- Kablove položiti delom u zemlju a delom u postojeću kablovsku kanalizaciju na lokaciji TS.
- Predvideti izradu betonskog temelja i nosača od toplocinkovanih čeličnih profila za prihvatanje provodnih veza, kablovskih glava i odvodnika prenapona na sekundarnoj strani.
- Za zaštitu ET od prenapona predvideti metaloksidne odvodnike prenapona karakteristika prema odredbama preporuke TP 4 EPS - Direkcija za distribuciju električne energije.

3.3 Uzemljenje neutralne tačke 20 kV

Za uzemljenje neutralne tačke 20 kV ET T3 predvideti ugradnju metalnog otpornika komplet sa odgovarajućim strujnim transformatorom i rastavljačem, u tipskom kontejneru.

Izbor opreme za uzemljenje neutralne tačke izvršiti saglasno TP-6 EPS –Direkcije za distribuciju.

Predvideti izradu betonskog temelja za montažu kontejnera sa opremom za uzemljenje neutralne tačke.

3.4 Sistem zaštite i upravljanja

Zadržava se postojeći sistem zaštite, lokalnog i daljinskog upravljanja u TS 35/10 kV "Jagodina I" i TS 110/20/10 kV "Jagodina 3"

Privremeno se raskidaju sekundarne veze između trafo ćelije J5 i ormara zaštite i upravljanja trafo polja E4 u TS 110/20/10 kV "Jagodina 3"

Predvideti sekundarne veze od ET T4 do ormara zaštite trafo polja 35 kV N1 (Buholc, kontakti termometar i kazanska zaštita).

Predvideti sekundarne veze između ormara ćelije 20 kV J5 i ormara zaštite trafo polja 35 kV N1 i to:

- komanda isključenja prekidača trafo polja 20kV delovanjem zaštite trafo polja 35kV
- komanda isključenja prekidača trafo polja 35kV delovanjem zaštite trafo polja 20kV

U ormanu trafo ćelije J5 na pripadajućem MPZU privremeno raskinuti veze na strujnom ulazu za nultu komponentu struje i na njega uvesti struje sa strujnog transformatora za zaštitu otpornika za uzemljenje zvezdišta.

U MPZU u trafo ćeliji J5 uvesti signale:

- položajna signalizacija rastavljača za uzemljenje neutralne tačke
- položajna signalizacije prekidača trafo polja 35kV N1 iz TS 35/10 kV "Jagodina I"

Sekundarne veze izvesti klasičnim kablovima sa strujno opteretivom oblogom tipa RR40 odgovarajućeg preseka. Rezervne žile uzemljiti na oba kraja.

Predvideti parametriranje MPZU u trafo ćeliji 20 kV J5 prema novim funkcijama zaštite i signalizacije.

Predvideti unos podataka i doctavanje šema na staničnom računaru u TS 110/20/10 kV "Jagodina 3" kao i u PDC Jagodina i DDC Kraljevo.

Predvideti doctavanje slepe šeme na ormanu zaštite trafo polja 35 kV N1

3.5 Uzemljenje

Po potrebi, predvideti izradu nedostajuće mreže horizontalnih uzemljivača i povezivanje na postojeći uzemljivač TS. Uzemljivač izvesti bakarnim užetom preseka prema postojećem stanju.

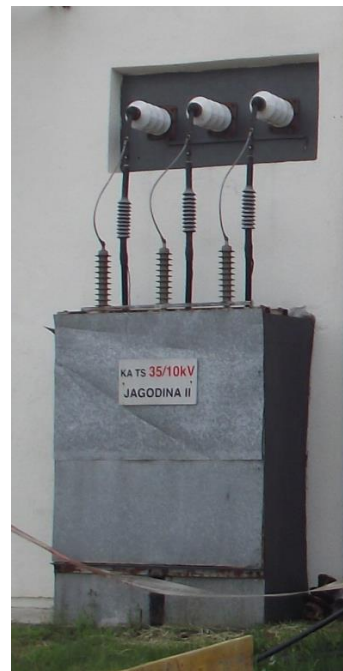
Predvideti povezivanje odvodnika prenapona i otpornika za uzemljenje zvezdišata na sistem uzemljenja.

Predvideti povezivanje svih metalnih masa aparata i noseće čelične konstrukcije aparata koji se ugrađuju a koji normalno nisu pod naponom na postojeći sistem uzemljenja TS.

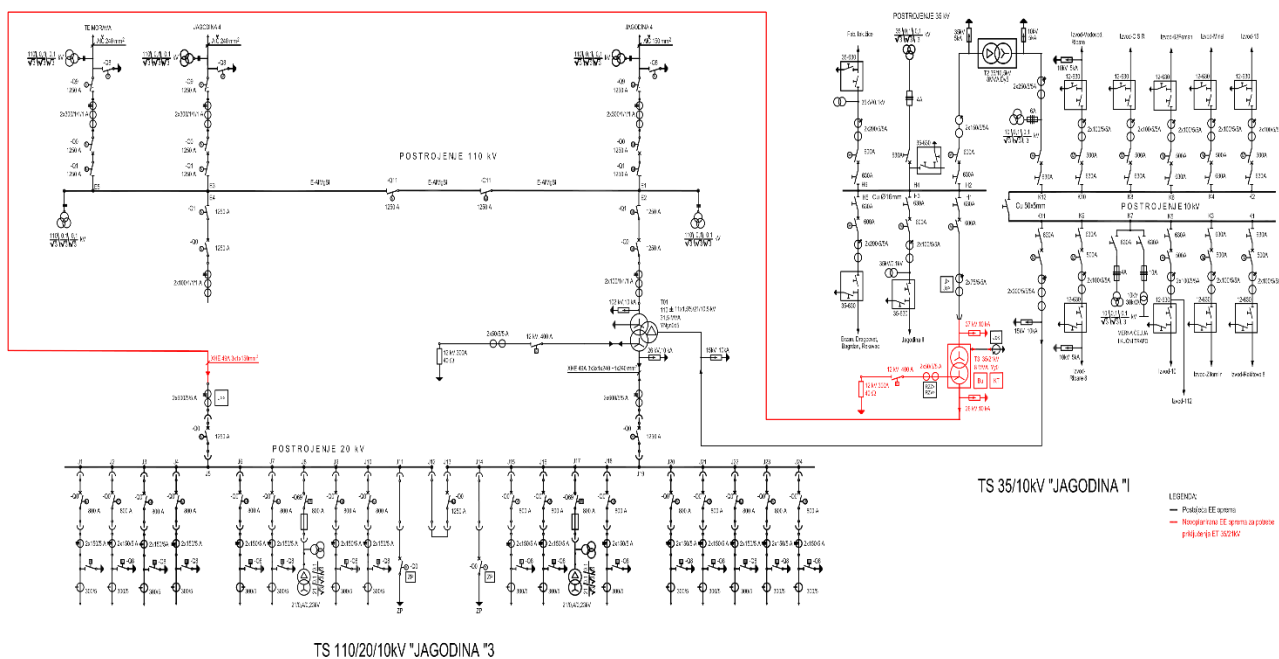
Predvideti merenje, radi kontrole međusobne povezanosti pojedinih elemenata sistema uzemljenja i kontinuiteta uzemljivača između pojedinih kontaktnih mesta i spojeva i izdavanje atesta o ispravnosti sistema uzemljenja od strane ovlašćenog preduzeća.



Sl.3 Veza tercijara sa TS 35/10 kV/kV Jagodina I
Jagodina II



Sl.4 Veza ka TS 35/10 kV/kV



Sl.5 Jednopolna šema TS 110/20/10 kV/kV Jagodina 3 i TS 35/10 Jagodina I nakon ugradnje transformatora 35/20 kV/kV

4 ZAKLJUČAK

Do trenutka ugradnja novog energetskog transformatora 110/20/10 kV (ET br.2) u trafostanici TS 110/20/10 kV „ Jagodina 3“ instalisane snage 31.5 MVA , rešenje privremenog karaktera jeste nabavka i ugradnja energetskog transformatora 35/20 kV instalisane snage 8 MVA. Transformator datih karakteristika je ugrađen u TS 35/10 kV „ Jagodina I“ na mestu transformatora br.2 koji je van pogona.

Preko ovog transformatora uz izgradnju poveznog kablovskog voda 20 kV , a koji je u ovom trenutku već položen , stvorili bi se uslovi za prenapajanje sabirnica 20 kV u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ u slučaju ispada energetskog transformatora u trafostanici TS 110/20/10 kV „Jagodina 3“ ili napojnog dalekovoda DV 110 kV br.1227 „ Jagodina 4 - Jagodina 3“ . U ovom slučaju svi korisnici DS na konzumnom području predmetne trafostanice bili bi priključeni na DSEE.

5 LITERATURA

- [1]"Elektrotehnički institut Nikola Tesla", Beograd , 2017, “Studija perspektivnog razvoja DEES na području ogranaka Čačak, Jagodina i Arandjelovac ”,
- [2]"Elektrodistribucija Srbije doo Beograd" 2017, “Pravila o radu distributivnog sistema električne energije ” kao i „Pravila o izmenama i dopunama Pravila o radu distributivnog sistema Elektrodistribucija Srbije doo Beograd“ iz 2019. i 2025.
- [3]EMS, 2011, “TU-DV-04: Uputstvo - Dozvoljene struje faznih provodnika na dalekovodima JP EMS ”, verzija 2.0

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.07)

C6.07

ПРИМЕНА ОГРАНИЧЕЊА ПЛАСМАНА СНАГЕ ИЗ ДСЕС У ПСЕС

APPLICATION OF RESTRICTIONS ON THE TRANSFER OF POWER FROM THE
DISTRIBUTION SYSTEM TO THE TRANSMISSION SYSTEM

Obrenko Čolić*

Кратак садржај: Крајем 2024. године Народна скупштина Републике Србије донела је Измене и допуна Закона о енергетици. Закон о енергетици је претрпео велики број измена, међу којима су најобимније измене које се односе на транспоноване четвртог енергетског пакета прописа Европске уније. Поред тога, значајно је измењена процедура прикључења електрана на дистрибутивни систем, са идејом да се процес унапреди, да постане ефикаснији и транспарентнији, све у циљу несметане реализације пројеката производње електричне енергије из обновљивих извора енергије, у складу са стратешким циљевима енергетске политике Републике Србије, међу којима је и стварање регулаторних, економских и привредних услова за унапређење ефикасности у управљању електроенергетским системима, посебно имајући у виду развој дистрибуиране производње електричне енергије, развој дистрибуираних складишних капацитета електричне енергије, увођење система за управљање потрошњом и увођење концепта напредних мрежа. Такође, уведене су и промене у области техничких критеријума за прикључење електрана произвођача на дистрибутивни систем. Између осталог, дефинисано је да укупна активна снага која се предаје из дистрибутивног система у преносни систем у једној трансформаторској станици не може бити већа од 16 MW. Ако студија прикључења покаже да је тај услов нарушен, за електрану произвођача се предвиђа примена привремених ограничења снаге у току рада електране, за која ОДС није дужан да плати финансијску надокнаду произвођачу. Привремена ограничење снаге се могу применити на електрану произвођача, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње електране не прелази 5% укупне годишње производње. У овом раду дат је приказ једног начина практичне примене привремених ограничења у фази планирања прикључења електрана, са циљем да се сагледају ефекти уведеног ограничења на процес интеграције дистрибуираних електрана у Републици Србији.

Кључне речи: дистрибуиране електране, критеријуми прикључења електрана, утицај дистрибуиране производње на преносни систем

Abstract: At the end of 2024, the National Assembly of the Republic of Serbia adopted the Amendments to the Energy Law. The Energy Law has undergone a large number of changes, the most extensive of which are related to the transposition of the Fourth Energy Package of

* Obrenko Čolić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, obrenko.mnc@gmail.com

European Union regulations. In addition, the procedure for connecting power plants to the distribution system has been significantly changed, with the idea of improving the process, making it more efficient and transparent, all with the aim of ensuring the smooth implementation of projects for the production of electricity from renewable energy sources, in accordance with the strategic goals of the energy policy of the Republic of Serbia, including the creation of regulatory, economic and business conditions for improving the efficiency of electricity system management, especially taking into account the development of distributed electricity generation, the development of distributed electricity storage capacities, the introduction of demand management systems and the introduction of the concept of advanced grids. Also, changes have been introduced in the field of technical criteria for the connection of producer power plants to the distribution system. Among other things, it has been defined that the total active power transferred from the distribution system to the transmission system in one transformer station cannot exceed 16 MW. If the connection study shows that this condition is violated, the application of temporary power restrictions during the operation of the power plant is envisaged for the producer power plant, for which the DSO is not obliged to pay financial compensation to the producer. Temporary power restrictions may be applied to the producer power plant, provided that the annual production restriction of the power plant does not exceed 5% of the total annual production. This paper presents a method of practical application of temporary restrictions in the planning phase of the connection of power plants, with the aim of examining the effects of the introduced restriction on the process of integration of distributed power plants in the Republic of Serbia.

Key words: *distributed power plants, power plant connection criteria, impact of distributed generation on the transmission system*

1 УВОД

У досадашњој дугогодишњој пракси примене критеријума прикључења електрана на дистрибутивни систем електричне енергије (у даљем тексту: ДСЕЕ) у Електродистрибуцији Србије, д.о.о, Београд (у даљем тексту: ЕДС), провера оптерећења ЕТ 110/х kV (где х представља напон средњенапонске мреже) у дистрибутивним ТС које су прикључене на преносни систем електричне енергије (у даљем тексту: ПСЕЕ) се спроводила у складу са одредбама из Правила о раду ДС [1]. Поступак се, у општем случају, спроводи провером 4 режима, који представљају комбиновање максималне и минималне потрошње ТС са максималном и минималном производњом свих посматраних електрана. Уважавају се све електране, независно од начина рада (са и без предаје електричне енергије у ДСЕЕ) и фазе реализације (поднети захтеви, издата акта, прикључене електране).

Повећањем удела соларних електрана (у даљем тексту: СЕ) у миксу дистрибуираних електрана (у даљем тексту: ДЕ) појавила се потреба да се уместо режима са минималном потрошњом и максималном производњом, посматра режим у ком постоји највећа разлика између произведене електричне енергије ДЕ и потрошње посматраног конзума.

Поступак формирања модела мреже за карактеристичне режиме, за које се проверавају критеријуми прикључења електрана на ДСЕЕ, има својих слабих тачака, као последица грешке улазних величина о оствареним снагама потрошње и неизвесности прогнозе снаге (производње и потрошње) за будући период.

Међутим, пре ступања на снагу одредби Закона о изменама и допунама Закона о енергетици [2] и Закона о изменама и допунама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије [3] (у даљем тексту: Закон о КОИЕ), којима се ограничава да укупна активна снага која се предаје из ДСЕС у ПСЕС у једној ТС није већа од 16 MW (у даљем тексту: ограничење 16 MW) неизвесност у погледу тачности улазних података није се могла негативно одразити на моделовање мреже и резултате прорачуна, у смислу потенцијалног угрожавања рада ЕТ у ТС 110/x kV (у даљем тексту: ТС 110/x). Основни разлог за смањену осетљивост резултата провере критеријума оптерећења ЕТ у ТС 110/x се састоји у томе што су Правилима о раду ДС [1] уведени сигурносни коефицијенти, којима се оптерећивање ЕТ ограничава на вредност која је мања од термички дозвољених вредности оптерећења ЕТ.

Међутим, увођењем ограничења 16 MW, ситуација за ДСЕС се компликује, зато што тако постављено ограничење намеће потребу промене приступа у раду, у смислу да је потребно изменити моделе мреже који се користе при провери оптерећења ЕТ, на начин да критеријум буде мање зависан од тачности улазних података. Сврха овог рада је, између осталог, да се предложи нови приступ моделовања мреже, који би се користио за проверу критеријума ограничења 16 MW.

Иако је ограничење 16 MW дугорочно гледано неодрживо, како због тога што је у директној супротности са основним циљевима енергетске политике, исказаним у Закону о енергетици [4], тако и због неравноправног положаја ДЕ у односу на електране велике снаге које се прикључују на ПСЕС, ЕДС треба да припреми поступак и дефинише начин примене ограничења 16 MW, који ће се примењивати све док су на снази одредбе Закона о изменама и допунама Закона о енергетици [2] и Закона о КОИЕ [3], којима је такво поступање дефинисано.

Треба имати у виду да се, према Закону о КОИЕ, ограничење 16 MW не може примењивати на електране које не користе ВОИЕ, као ни на купце-произвођаче, чиме се ЕДС-у директно намеће кршење тог ограничења као неминовност, са свим последицама које то са собом носи. Због тога је за ЕДС императив да правилно сагледа ефекте ограничења 16 MW, како би се елиминисали ризици од неоправданих трошкова по ЕДС због евентуалног плаћања накнаде за прекорачење наведеног ограничења.

У овом раду је описан досадашњи начин рада у ЕДС на моделовању режима ДСЕС са ангажовањем СЕ, извршена је анализа дневних и годишњих дијаграма производње СЕ, као и анализа активне снаге потрошње. Затим је дат преглед критеријума за проверу оптерећења ТС 110/x и предложена је примена додатног услова за привремена ограничења, која су исказана као ограничење до 5% укупне годишње производње електричне енергије. Након тога су наведене предности и мане предложеног модела и на крају су идентификовани изазови са којима се треба суочити у поступку оперативне имплементације ограничења 16 MW.

2 ДОСАДАШЊИ НАЧИН РАДА У ЕДС НА МОДЕЛОВАЊУ РЕЖИМА ДСЕС СА АНГАЖОВАЊЕМ СЕ

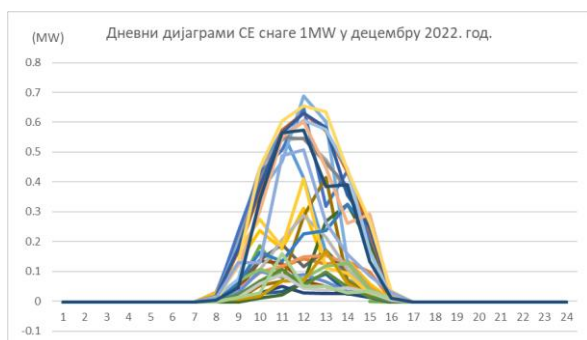
За анализу остварених оптерећења ТС 110/x потребни су подаци о променама у изграђености мреже, променама основног уклопног стања, остварене снаге и енергије, температурни утицаји, итд. У досадашњој пракси су се, у свим режимима за које се проверавају критеријуми прикључења, усвајале остварене вредности потрошње, обично из базне године.

То значи да се усвајала нулта стопа раста потрошње у наредном периоду, чиме се елиминише потреба за примену прогнозних модела, као и за одређивање временског хоризонта над којим се ради анализа. Тиме се елиминише потреба за увођењем претпоставки о очекиваној динамици прикључења електрана за које постоје поднети захтеви или издати акти. На тај начин се моделује нека непозната година у будућности, са нултом стопом промене потрошње у односу на базну годину, чиме се елиминишу неизвесности и спорења око усвајања прогнозних модела и истовремено се иде на страну сигурности по систем.

Важно је уочити да се са прирастом ДЕ на ДСЕЕ отежава утврђивање реалне вредности остварене потрошње у конзуму ТС 110/х, зато што измерена снага у трафо пољима ТС 110/х не представља нето потрошњу. Требало би идентификовати сва мерна места са ДЕ, како она код купаца-произвођача, тако и код електрана произвођача и сатне профиле са тих мерења треба додати на очитане саге у ТС 110/х. Међутим, тренутно стање ТИС и ПИС у ЕДС је такво да детаљан поступак одређивања нето потрошње није могуће спровести у прихватљивом временском року.

3 АНАЛИЗА ДНЕВНИХ ДИЈАГРАМА ПРОИЗВОДЊЕ СЕ

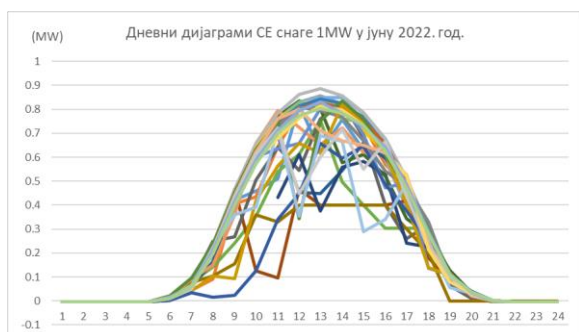
Сprovedена је анализа дневних дијаграма производње једне соларне електране, одобрене снаге 996 kW, која је пуштена у рад 2014. године. Анализирани су дијаграми у 2022. години и приказани су на сликама 1, 2, 3 и 4.



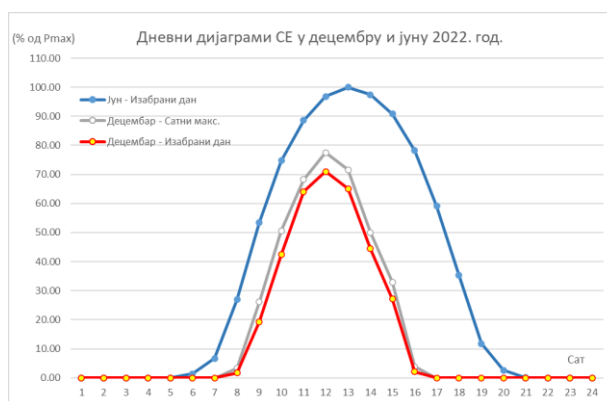
Слика 1:



Слика 2:



Слика 3:



Слика 4:

Са приказаних дијаграма се може уочити следеће:

- Максимална дневна производња се зими достиже у 12. сату, а лети у 13. сату.

- Максимална сатна производња је мања од одобрене снаге, што је последица више фактора. Инсталисана снага панела је била усаглашена са одобреном снагом електране и електрана је у експлоатацији 8 година. Последица таквог стања је да је дијаграм максималне снаге по сатима заобљен и да у околини максимума има облик параболе.
- Постоји велика дисперзија (на ниже) остварених вредности производње у односу на максимално могућу производњу у посматраном сату.
- У летњем и пролећном периоду производња је изнад 97 % максимално могуће снаге у 12, 13. и 14 сату. У 11. и 15. сату производња је око 90 % максимално могуће снаге. У 10. и 16. сату производња је око 80 % максимално могуће снаге.

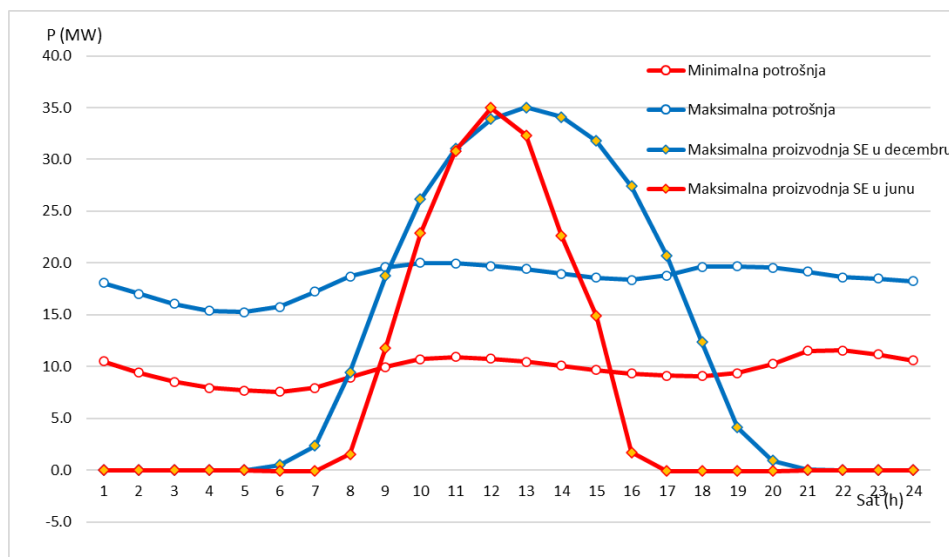
4 МОДЕЛОВАЊЕ ОПТЕРЕЋЕЊА ТС 110/X У ПРИСУСТВУ СЕ

Формиран је модел оптерећења ТС 110/x у присуству СЕ са производњом електричне енергије у идеално сунчаном дану. Дневни дијаграм потрошње је моделован на основу дијаграма конзума ЕДС (преузимање из ПСЕЕ) за два карактеристична дана 2022. године:

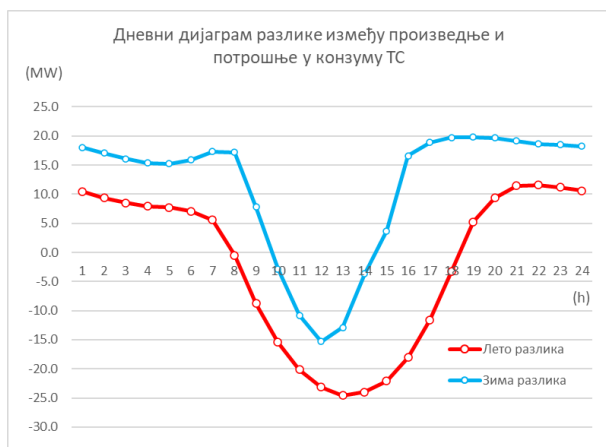
- дан са максималном снагом конзума, 22.01.2022. год.
- нерадни дан, 01.05.2022. год.

Сатне вредности снаге су скалиране тако да је максимална снага потрошње (без утицаја електрана) 20MW. Скалирањем дневног дијаграма ЕДС за 01.05.2022. год, добије се да се максимална потрошња ТС постиже у 22. сату и да износи 11,6 MW. Модели потрошње за карактеристичне дане су приказани на слици 5.

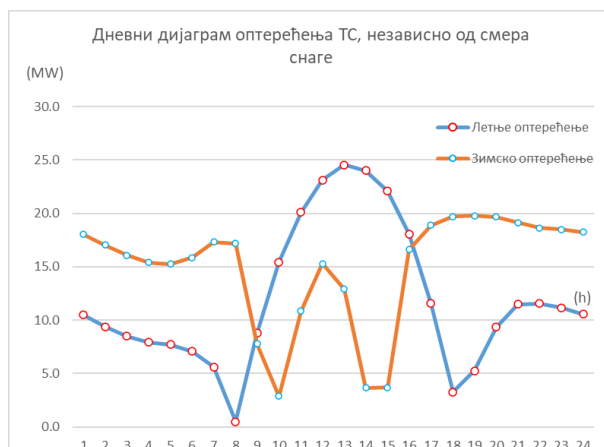
Све електране су моделоване помоћу сумарног дијаграма, као да се ради о једној електрани. Сума одобрених, тј. максималних снага је 35 MW и једнака је и у летњем и у зимском дану. Идеја тако формираног модела је да се добије прекорачење дозвољеног оптерећења ЕТ према критеријуму из Правилима о Раду ДС (за летњи нерадни дан), што за ЕТ снаге 31,5 MVA износи 22,9 MW.



Слика 5: Модел потрошње и производње СЕ у конзуму ТС 110/x



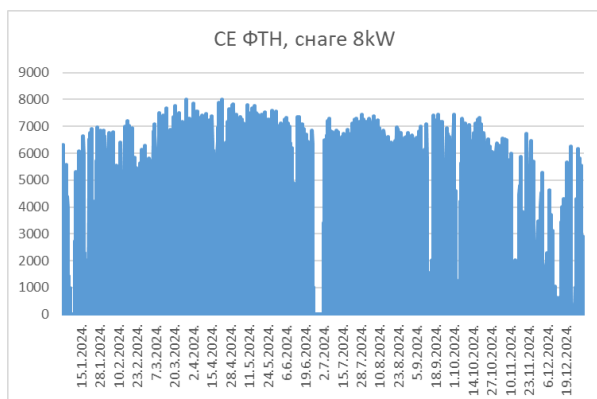
Слика 6:



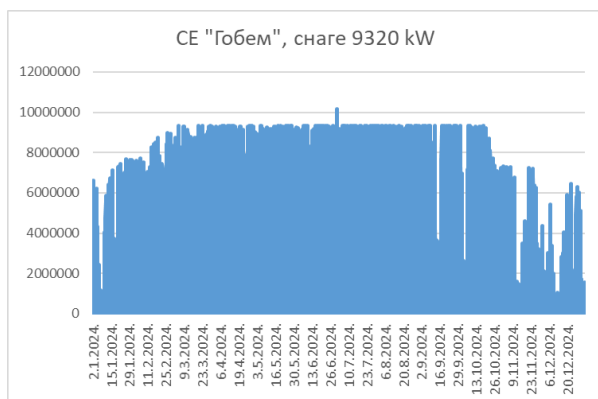
Слика 7:

5 АНАЛИЗА ГОДИШЊИХ ДИЈАГРАМА ПРОИЗВОДЊЕ СЕ

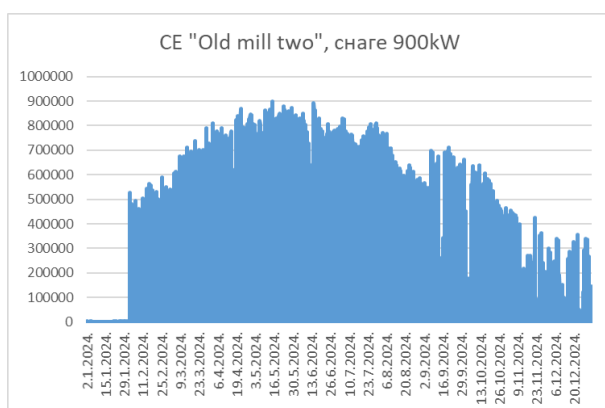
Извршена је анализа годишњих дијаграма производње соларних електрана на подручју ДП Нови Сад у 2024. години.



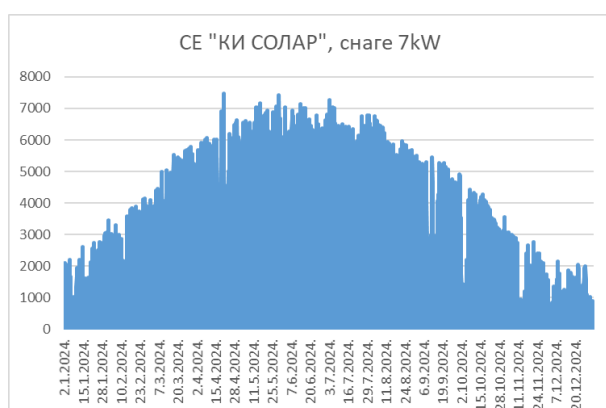
Слика 8:



Слика 9:



Слика 10:



Слика 11:

Са приказаних дијаграма се може уочити следеће:

- Максимална дневна снага производње током године је зависна од начина монтаже панела.

- У СЕ Електрана2 уграђени су панели знатно веће инсталисане снаге од одобрене снаге, због чега се за одобрену снагу добија знатно већа производња електричне енергије. Због тога је Текв за ту електрану 1977 сати.

За већину СЕ максимална снага се достиже у априлу и мају, што је последица угла под којим се монтирају панели. Ова констатација важи уколико инсталисана снага панела није знатно веће од одобрене снаге електране.

6 АНАЛИЗА АКТИВНЕ СНАГЕ ПОТРОШЊЕ У КОНЗУМУ ТС 110/Х

Да би се одредила сатна снага нето потрошње у конзуму ТС 110/х, која се корити у карактеристичним режимима за проверу критеријума прикључења СЕ на ДСЕЕ неопходно је прибавити и обрадити податке о сатним профилима активне снаге:

- сваког ЕТ у ТС 110/х и
- свих електрана у конзуму посматране ТС.

Сабирањем профила снаге у сваком сату добије се профил активне снаге потрошње у конзуму ТС 110/х. У спроведеној анализи извршена је анализа података за 2024. годину и уочене су максималне годишње снаге сваке ТС. Након тога, максималне годишње снаге ТС 110/х су упоређене са максималним годишњим снагама у редовном уклопном стању у периоду 2017-2022. год. На основу дијаграма и на основу поређења са оствареним вредностима у претходним годинама елиминисане су снаге за које се процењује да нису остварена у редовном уклопном стању.

Закључци битни за примену ограничења 16 MW:

1. 2024. год. није имала изразито хладних дана, тако да су максимална зимска оптерећења остварена у условима умерено хладних дана. У летњим месецима су биле екстремне врућине, због којих је у великом броју ТС, нарочито градског типа, годишњи максимум остварен у летњим месецима.
2. Веома пријатно време почетком маја месеца 2024. год, у време нерадних дана, за последицу је имало екстремно ниску потрошњу.
3. За проверу критеријума оптерећења 16 MW меродавна је минимална активна снага која се има у временском интервалу 12-14 сати. Од укупно 63 ТС 110/х у ДП Нови Сад, 12 ТС има минимално оптерећење услед потрошње које је мање од 5 MW, а 20 ТС има минимално оптерећење које је мање од 10 MW, тако да 50% ТС има снагу потрошње која је мања од 10 MW. Само 7 градских ТС има снагу потрошње већу од 16 MW.

Сума стварних вредности минималних (годишњих) активних снага које се имају у временском интервалу 12-14 сати у редовном уклопном стању за све ТС ДП Нови Сад је 651,6 MW, што у просеку износи 10,3 MW, по свакој ТС.

7 ПРЕГЛЕД КРИТЕРИЈУМА ЗА ПРОВЕРУ ТЕРЕЋЕЊА ТС 110/Х

За проверу терећења ТС 110/х користи се неколико критеријума:

1. Укупна активна снага која се предаје из ДСЕЕ у ПСЕЕ у једној ТС не може бити већа од 16 MW (критеријум је дефинисан Законом о КОИЕ и примењује се само на ОИЕ, које нису уграђене код купаца-произвођача).

2. Укупна инсталисана снага електрана које користе ОИЕ и које су прикључене на делу дистрибутивног система повезаног на ПСЕЕ, није већа од 80% инсталисане снаге ТС на месту предаје електричне енергије у ПСЕЕ (критеријум је дефинисан Законом о КОИЕ и примењује се само на ОИЕ, које нису уграђене код купаца-произвођача).
3. Укупна инсталисана снага електрана које су прикључене у реону ТС 110/х не може бити већа од инсталисане снаге ТС (критеријум ЕДС).
4. Енергетски трансформатори се могу оптеретити до вредности од 80% трајно дозвољеног оптерећења (I_{td}), уважавајући константно оптерећење, при експлоатационим и амбијенталним условима наведеним у Поглављу 4.2 Правила о раду ДС [1] (критеријум из Правила о раду ДС, рад у нормалним погонским условима). Трајно дозвољено оптерећење енергетског трансформатора (I_{td}) се одређује у складу са стандардом о оптерећивању енергетских трансформатора, у складу са стандардом SRPS N.H1.016:1985 [5].
5. Енергетски трансформатори се могу оптеретити до вредности дозвољеног оптерећења (I_d), које се израчунава у складу са стандардом о оптерећивању енергетских трансформатора, SRPS N.H1.016:1985 [5] и на основу утврђених дијаграма потрошње, при нормалној брзини старења изолације и амбијенталним условима наведеним у Поглављу 4.2 Правила [1], уз уважавање експлоатационог стања трансформатора.

Напомена: У стандарду SRPS N.H1.016:1985 [4] је описан рад трансформатора у ванредним условима, са убрзаним старењем изолације. Такав приступ се не примењује у ЕДС.

Сходно Закону о КОИЕ, укупна снага свих електрана, која се израчунава при примени критеријума из тачака 1 и 2, добија се као алгебарски збир свих појединачних модула за производњу електричне енергије који су инсталисани од стране произвођача електричне енергије из ОИЕ и купаца – произвођача на делу ДСЕЕ који се напајају из једног мерног места на преносном систему.

Имајући у виду да је у члану 68а Закона о КОИЕ наведено да је оператор дистрибутивног система (у даљем тексту: ОДС) дужан да ограничи прикључење на ДСЕЕ електране које користе варијабилне ОИЕ на основу примене критеријума из тачака 1 и 2, јасно је да се та ограничења не примењују приликом провере критеријума прикључења:

- електрана које не користе ОИЕ,
- електрана које користе ОИЕ, које нису варијабилне ОИЕ,
- електрана купца-произвођача,
- електрана било које врсте и начина рада, чији је капацитет мањи од 400 kW (право на приоритетан приступ сходно члану 11, Закона о КОИЕ).

Међутим, нејасно је да ли се критеријуми из тачака 1 и 2 примењују на СЕ и ВЕ којима је условљено обезбеђивање новог капацитета за пружање помоћне услуге секундарне резерве. Наиме, чланом 68а Закона о КОИЕ прописано је да је ОДС дужан да објави на интернет страници обавештење о наступању услова за одлагање поступка прикључења за електране које користе варијабилне ОИЕ, али је у истом члану наведено да се одлагање поступка прикључења ДСЕЕ не примењује на оне електране снаге преко 400 kW, које обезбеде нови капацитет за пружање помоћне услуге секундарне резерве, на један од начина који је предвиђен законом.

Другим речима, да ли СЕ, које имају (ће имати) капацитет за пружање услуге секундарне резерве, и даље спада у групу ВОИЕ или не? Такође, нејасно је да ли се критеријуми из тачака 1 и 2 примењују на активне купце.

Такође, треба уочити да у Закону о КОИЕ постоји контрадикторност у вези третмана електрана на ОИЕ снаге до 400 kW. Наиме, члану 68а Закона о КОИЕ је дефинисано да је ОДС дужан да ограничи прикључење на ДСЕЕ електране које користе варијабилне ОИЕ, ако су нарушени критеријуми из тачака 1 и 2, док су у члану 68б те електране изузете од одлагања прикључења на дистрибутивни систем, услучају да анализа адекватности Електромреже Србије, а.д. Београд (у даљем тексту: ЕМС), која је саставни део плана развоја ПСЕЕ, укаже на ризике по сигуран рад електроенергетског система услед недостатка резерве за балансирање система.

8 ДОПУНА ОГРАНИЧЕЊА 16 MW ПРЕМА ИЗМЕНАМА И ДОПУНАМА ЗАКОНУ О ЕНЕРГЕТИЦИ

На основу претходно изложених чињеница и констација, закључено је да треба увести нови модел режима за проверу критеријума прикључења електрана у сврху примене ограничења 16 MW. При томе, треба имати у виду да је ступањем на снагу Измена и допуна Закона о енергетици [2] примена ограничења 16 MW допуњена на следећи начин:

1. Ако студија прикључења електране покаже да је ограничење 16 MW нарушено, за електрану произвођача се предвиђа примена привремених ограничења снаге у току рада електране, за која ОДС није дужан да плати финансијску надокнаду произвођачу.

2. Привремена ограничења снаге из претходне тачке се могу применити на посматрану електрану произвођача, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње електране не прелази 5% укупне годишње производње.

3. ОДС је дужан да надокнади штету оператору преносног система и корисницима преносног система, уколико преда активну снагу из једне трансформаторске станице ДСЕЕ у ПСЕЕ у износу већем од 16 MW.

С обзиром да се, како је претходно напоменуто, ограничење 16 MW не примењује на велики број електрана, неопходно је уважити очекивани пораст снаге оних електрана које се, због масовности и неизвесности динамике појављивања, не могу експлицитно квантификовати. Због тога се предлаже да се користи метод компарације са другим државама у којима је процес изградње ДЕ и њихово прикључење на ДСЕЕ раније започео у односу на РС.

9 ПОРЕЂЕЊЕ СТАЊА ПЕНЕТРАЦИЈЕ СЕ У РС СА ДРУГИМ ДРЖАВАМА

У РС је на крају 2024. године на ДСЕЕ било прикључено 4135 СЕ, укупне снаге 173 MW. За поређење је најпре искоришћен пример Словеније. На основу дијаграма који приказује раст броја СЕ у Словенији и њихову снагу, закључује се да РС касни за Словенијом око 10 година. Ако се узме у обзир чињеница да је Словенија око 4 пута мања од РС, ако би РС у некој години у будућности достигла словеначки ниво пенетрације СЕ из 2023. године, РС би требала да има око 200.000 мерних места са соларним електранама.



Слика 12: Број мерних места и инсталисана снага СЕ у Словенији у периоду 2016-2023. год.

Друго поређење је извршено са стањем у Француској у 2024. години. Француска је око 10 пута већа од РС без Косова и Метохије и има око 10 пута већи број становника (и корисника ДС).

У 2024. години у Француској је било 1,45 милиона електрана, појединачне снаге мање од 250 kW, чија је укупна инсталисана снага око 12.000 MW (12 GW). Ако би РС једног дана достигла Француску у погледу пенетрације СЕ, уважавајући да је РС око 10% Француске по броју становника, то би значило да би РС једног дана имала 1.200 MW снаге СЕ на НН.

У РС је максимална потрошња на нивоу од 5.400 MW, од чега је по грубој процени, 30%, градског, а 70% приградског и руралног конзума. Прогнозирана снага од 1.200 MW ДЕ на НН мрежи, која чини 32% потрошње који није градски конзум, може у једном моменту неутралисати ту ванградску потрошњу, у време када постоји максимална производња у СЕ (потрошња летњег нерадног дана). Ако би се описана производња СЕ на НН мрежи равномерно расподелила на око 150 ТС 110/x, које нису чисто градског типа, добило би се око 8 MW снаге СЕ по једном таквом трафо реону.

У следећем кораку, потребно је прогнозировать остале електране, које се прикључују на СН и на које се не може применити ограничење прикључења од 16 MW, нити им се може одбити прикључење по том критеријуму. У те електране спадају електране произвођача снаге веће од 160 kW и мање од 400 kW (приоритетан приступ), електране снаге веће од 400 kW, које не користе ОИЕ и електране активних купаца снаге веће од 160 kW.

Напомена: Треба уважити чињеницу да према важећим мрежним правилима, електранама типа А (снаге мање од 400 kW) ОДС не може ограничити производњу, већ то може да се примени само на електране типа Б и Ц.

Може се претпоставити да би у конзуму сваке ТС 110/x, у просеку могло да се појави по 50 СЕ, просечне снаге од 200 kW (снаге веће од 160 kW и мање од 400 kW). На око 150 ТС, које нису чисто градског типа, укупно би се добило 7500 таквих СЕ, укупне снаге 1.500 MW. Овакав број СЕ није у пропорцији са стањем у Француској у 2024. години, али би увођење ове претпоставке имало битан позитиван ефекат по ДСЕЕ у РС (у контексту актуелних законских прописа). Наиме, увођењем прогнозе будућих електрана по моделу 8 MW на НН и 10 MW на СН, за које важи да се не могу применити привремена ограничења, долази се до вредности од 18 MW снаге електрана по ТС, што је веће од ограничења од 16 MW, које је прописано Законом о КОИЕ.

Остварење такве прогнозе би за последицу имало да ЕДС треба да предвиди привремена ограничења за све електране које нису прикључене на ДСЕЕ и које припадају типу Б или Ц, а на које се привремена ограничења могу применити, под условом да се у студији покаже да је ограничење 16 MW нарушено.

10 ПРИМЕНА ДОДАТНОГ УСЛОВА ЗА ПРИВРЕМЕНА ОГРАНИЧЕЊА, 5% УКУПНЕ ГОДИШЊЕ ПРОИЗВОДЊЕ - ТЕОРИЈСКИ СЦЕНАРИО

Законска одредба којом се дозвољава прикључење електране, у случају да је нарушено ограничење 16 MW потискивања снаге у ПСЕЕ (ограничење 16 MW), отвара следећи проблем, којег треба решити: колика укупна снага електрана може бити прикључена на ДСЕЕ, са применом привремених ограничења снаге, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње тих електрана не прелази 5% укупне годишње производње?

Да би се дошло до одговора на то питање неопходно је увести претпоставке, ради поједностављења проблема. Посматра се трафо реон ТС 110/x без потрошње, са једном виртуелном електраном.

Треба одредити максималну (одобрену) активну снагу електране, тако да електрична енергија, која није произведена, износи тачно 5% годишње производње. Нпр, ако је укупна снага електране 18 MW, очигледно је да у свим временским интервалима у којима је снага производње већа од 16 MW, треба редуковати производњу на 16 MW. Да би се одредила енергија која није произведена због ограничења, неопходно је анализирати реалне податке о производњи СЕ на годишњем нивоу у РС.

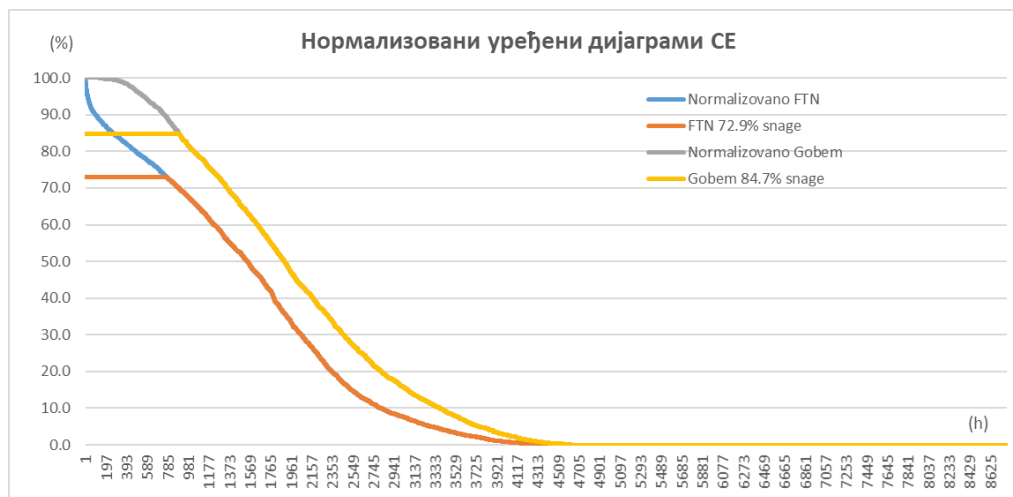
Напомена: Треба имати у виду да, када почне примена привремених ограничења, неће бити могуће тачно израчунати електричну енергију, која није предата у ДСЕЕ због примене привремених ограничења. Разлог за то је једноставан. С једне стране, та енергија се не може измерити, ако се заиста негде не потроши, а са друге стране, неизвесност производње електричне енергије из варијабилног извора због временских услова не дозвољава да се неиспоручена електрична енергија довољно тачно унапред предвиди. Стога остаје да се процена неиспоручене електричне енергије изврши на основу статистичких података о оставреној производњи електричне енергије у протеклом периоду, електрана које су прикључене на ДСЕЕ.

Извршена је нормализација уређених годишњих дијаграма производње, тако да је одобрена снага једнака 100%. Затим је извршено одсецање снаге на начин да део електрична енергије изнад одсечка износи тачно 5%..

Уочено је да се добијају различите вредности снаге која се може ограничити. СЕ Електрана 1 се може ограничити на 72,9 %, док се СЕ Електрана 2 може ограничити на 84,7 % одобрене снаге. Са слике 8 се може уочити да СЕ Електрана 1 има усаглашену инсталисану снагу панела са снагом инвертора и одобреном снагом, док се на слици 9 уочава да СЕ Електрана 2 има знатно већу инсталисану снагу панела од одобрене снаге електране. На основу доступних података установљено је да је инсталисана снага панела СЕ Електрана 2 1,5 пута већа од одобрене снаге електране, с тим да се помоћу инвертора врши ограничење снаге предаје у ДСЕЕ на одобрену вредност.

На основу приказаног једноставног модела се закључује да је око 75% одобрене снаге најнижа вредност снаге која се може увести као привремено ограничење, а да се при том не прекорачи услов 5% произведене електричне енергије.

Та констатација важи под условом да електрана има усаглашену инсталисану снагу панела са снагом инвертора и са одобреном снагом. То даље значи да се у конзуму ТС може прикључити максимално 20 MW, за које ће као трајна мера бити предвиђено ограничење снаге на вредност од 16 MW, када год то прекорачење наступи. Тиме је потпуно одређена укупна снага виртуелне електране, која се може прикључити у конзуму ТС 110/х. При томе се подразумева да је потрошња у конзуму посматране ТС анулирана прогнозираном неуправљивом производњом ДЕ.



Слика 13: Нормализовани дијаграми са ограничењем снаге по услову 5% електричне енергије

Другим речима, привремена ограничења, која се уводе у случају да је гранична вредност од 16 MW прекорачена, неће имати значајнији позитиван ефекат на додатно прикључење електрана, зато што суперпонирано ограничење од 5% укупне годишње вредности произведене електричне енергије омогућава прикључење од приближно 25% додатних инсталисаних капацитета, што чини око 4 MW активне снаге у конзуму посматране ТС.

11 ПРИМЕНА ДОДАТНОГ УСЛОВА ЗА ПРИВРЕМЕНА ОГРАНИЧЕЊА, 5% УКУПНЕ ГОДИШЊЕ ПРОИЗВОДЊЕ - ПРАКТИЧНИ СЦЕНАРИО

Извесно је да је у пракси ситуација доста сложенија у односу на опис из претходне тачке:

- На ДСЕЕ су већ прикључене електране, на које се не могу применити привремена ограничења. Примера ради, ТС 110/х Алибунар већ има потискивање снаге у ПСЕЕ у износу од око 14 MW. С обзиром да постоји константан прираст прикључења електрана купаца-произвођача, може се очекивати да ће потискивање снаге у тој ТС ускоро прекорачити 16 MW и без прикључења нових електрана произвођача.
- Пракса показује да велики потрошачки конзуми не гарантују сами по себи да до потискивања снаге у ПСЕЕ неће доћи. Примери су ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 4, које имају велики градски потрошачки конзум, максималне снаге око 55 MW, а у којима се појавило потискивање производње из ДЕ, релативно мале снаге.
- Извесно је да пенетрација СЕ на ДСЕЕ у РС неће достићи ниво садашње пенетрације у Француској у блиској будућности.

Због тога ће постојати притисак на ДСЕЕ да се максимално користе могућности прикључења великих СЕ, без уважавања прогнозе производње како је предложено у овом раду, што ће за последицу имати да ЕДС у једном моменту неће моћи ограничити снагу потискивања на законску вредност и следствено томе постојаће висок ризик да ће ЕДС плаћати накнаду штете, у складу са законом.

Стога ЕДС треба да предузме све расположиве мере да се спречи или минимизује пласман снаге у ПСЕЕ преко вредности од 16 MW, као импертив. У претходној тачки приказан је теоријски приступ примене додатног услова за привремена ограничења, који се односи на ограничење произведене електричне енергије електране произвођача, која може да се лимитира. У том приказу посматрано је коначно стање, у ком је достигнут лимит, дефинисан Законом о енергетици, али при томе није разматрано како се до тог стања може доћи.

Табела 1: Потискивање снаге из ДСЕЕ у ПСЕЕ у ДП Нови Сад

	ЈАН.	ФЕБ.	МАР.	АПР.	МАЈ	ЈУН	ЈУЛ	АВГ.	СЕП.	ОКТ.	НОВ.	ДЕЦ.	ГОДИШЊИ	
ТС 110/x	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	P _{max} 15-min (kW)	датум и време
Алибунар	11,977	10,331	11,730	13,138	14,238	13,112	13,913	11,546	14,036	14,124	12,698	9,671	14,238	1.5.2024. 4:00
Врбас 1										5,896	4,664		5,896	23.10.2024. 13:00
Вршац 1	1,232		88		1,056	88				2,552			2,552	9.10.2024. 2:45
Кијинда 2										44	528	22	528	27.11.2024. 5:45
Кула	1,584	1,936	3,168	4,224	4,840	4,488	3,872	3,432	4,158	3,982	946	220	4,840	7.5.2024. 3:00
Нова Црња								5,456	5,887	4,866	4,074	1,901	5,887	30.9.2024. 13:45
Нови Сад 2			4	4			29						29	23.7.2024. 2:15
Нови Сад 4					1,197								1,197	17.5.2024. 1:45
Нови Сад 5	5,808		440	1,320	1,672	88			1,320	1,584	880		5,808	1.1.2024. 13:30
Нови Сад 9					22	22		22					22	27.5.2024. 13:30
Србобран			11	11	11	45					11		45	6.6.2024. 16:45
Темерин								396	726	66	1,496		1,496	7.11.2024. 11:15

У том смислу важно је уочити да је законом прописано да „студија прикључења мора да садржи и привремена ограничења снаге у току рада електране, за која ОДС није дужан да плати финансијску надокнаду произвођачу, ако студија покаже да би прикључењем електране у одређеним временским интервалима ОДС укупну активну снагу из ДСЕЕ предао у ПСЕЕ у износу већем од оног прописаног законом којим се уређује коришћење обновљивих извора енергије“. Може се тумачити да ЕДС може применити привремена ограничења, само у на оне електране које узрокују нарушавање ограничења 16 MW.

Да би се сагледала практична примена одређивања електрана на које се могу променити привремена ограничења, може посматрати конкретан пример. Претпоставимо да је за електрану А1 рађена студија прикључења и да је добијено да ће њеним прикључењем из ДСЕЕ у ПСЕЕ бити инјектирано 15,5 MW. То значи да за електрану А1, као и све електране за које постоје урађене студије прикључења или су издата РОП (укључујући и прикључене електране) не могу бити примењена привремена ограничења снаге.

Када се након израде студије прикључења за електрану А1 појави нови захтев за израду студије прикључења за електрану А2, рецимо снаге 1 MW, ограничење 16 MW ће бити нарушено, што значи да за електрану А2 треба применити привремена ограничења. Међутим, рачуница показује да због услова од 5% по годишњој енергији за ту електрану може да се примени ограничење снаге на вредност 0,75 MW, што значи да није могуће прикључити електрану снаге 1 MW, већ се може прикључити електрана снаге 0,66 MW.

Може се закључити да цитирана одредба из Закона о енергетици не омогућава практичну примену привремених ограничења, зато што није могућа њихова примена на све електране, већ само на оне које узрокују прекорачење ограничења 16 MW. Стога се може констатовати да снага која се може ограничити (привремена ограничења) зависи, не само од услова 5% по енергији, већ и од разлике између лимита за потискивање у ПСЕС (16 MW) и суме снага електрана којима је већ дато право на прикључење, како је приказано на конкретном примеру. С обзиром да је у погледу критеријума за прикључење електрана у конзуму трафо реона „ограничење 16 MW“ најкритичнији услов, та разлика се може означити као „расположиви капацитет“ посматраног трафо реона.

Треба имати у виду да је законом предвиђено да се студије раде у тачно одређеним временским интервалима у току године, тзв. „прозорима“, што ће узроковати да више електрана истовремено наруше ограничење 16 MW. Међутим, та чињеница не мења битно смисао изнетих закључака у погледу вредности снаге електрана које се могу прикључити, са применом привремених ограничења.

12 ПРЕДНОСТИ И МАНЕ ПРЕДЛОЖЕНОГ МОДЕЛА

Шта су предности предложеног модела за примену ограничења 16 MW:

1. Минимизира се ризик од плаћања финансијске накнаде произвођачу због увођења привремених мера смањења снаге производње, у складу са законом.
2. Минимизира се ризик од плаћања надокнаде за штету оператору преносног система и корисницима преносног система, у случају прекорачења ограничења 16 MW, у складу са законом.
3. Елиминише се осетљивост резултата провере критеријума од грешке улазних података.
4. Поједностављење модела мреже који се корисити у поступку провере критеријума ограничења 16 MW.
5. Елиминише се неизвесност у погледу коинцидирања максималне производње СЕ са испадима потрошње или ванредним уклопним стањима у којима су вредности снаге потрошње мање од снаге у редовном уклопном стању (хавариска или резервна уклопних стања, прерасподеле терета,...)

Шта су мане предложеног модела:

1. У затеченим околностима ограничење 16 MW је изазов са којим се суочава ЕДС. ЕДС ће морати да изда негативно РОП, ако је ограничење 16 MW нарушено и ако је услов по годишњој производњи енергије достигнут, чак и услучају да за електрану, постоји грађевинска дозвола.
2. Извесно је да постоје ТС 110/х у којима ће ињектирање у преносни систем бити веће од 16 MW. Прекорачење снаге ће наступити у ТС где је сума снага прикључених електрана и електрана за које су издата РОП већа од збира граничне снаге (16 MW) и потрошње у 14. сату летрњег нераног дана, у редовном уклопном стању. Треба идентификовати такве ТС 110/х и припадајуће електране, извршити процену ризика од прекорачења снаге са и без привремених мера и на основу тога донети одлуку о начину поступања у тим случајевима.

Постоји ризик да ће поједини инвеститори прибећи већ добро познатој методи дељења једног пројекта на више мањих пројеката, тј. „подвлачењу“ под границу од 400 kV, односно, неку другу границу за коју се ЕДС определи.

13 ИЗАЗОВИ СА КОЈИМА СЕ ТРЕБА СУОЧИТИ

Иако је поступак примене привремених ограничења на ДЕ, на начин како је дефинисано Законом о енергетици дугорочно (па и краткорочно) неодржив, може се претпоставити да је концепт примене привремених ограничења неизбежан у ДСЕЕ РС и да ће у неком тренутку у будућности ЕДС морати да почне са њиховом применом, за неке реалне потребе и будуће услове рада ДСЕЕ. Привремена ограничења се већ примењују у другим државама са великом пенетрацијом ДЕ, али је њихова сврха везана за потребу да се елиминишу реална загушења у ДСЕЕ или ПСЕЕ, која угрожавају сигуран рад система, а не да се поштују превентивна административна ограничења, за која се не може установити да имају било какав штетан утицај на ПСЕЕ или ДСЕЕ, као што је случај са „ограничењем 16 MW“.

С обзиром да је ниво пенетрације ДЕ у РС веома низак, да је мањи од 10% максималне потрошње конзума РС, ЕДС има шансу да се благовремено припреми за оперативно спровођење привремених или оперативних ограничења. Разлика у терминима у Закону о енергетици (привремених или оперативних) одражава суштински различит смисао увођења, тј. примене тих ограничења снаге на ДЕ, али је њихово оперативно спровођење у реалном времену, ангажовањем техничких ресурса, идентично. Процес увођења и примене привремених ограничења треба разложити на три активности:

1. Планска активност: Идентификација електрана на које ће се примењивати поступак привремених ограничења.
2. Припрема за оперативну примену привремених ограничења.
3. Оперативна примена привремених ограничења.

Планска активност се састоји из два корака:

- 1.1. Припрема: Разрада и усвајање модела мреже, на основу ког ће се вршити једнообразна провера критеријума за прикључење електране на ДСЕЕ (у овом раду је дат један предлог модела мреже).
- 1.2. Спровођење: Идентификација електрана на које ће се примењивати поступак привремених ограничења. Ова активност се извршава у поступку израде Студије прикључења. За идентификоване електране обавеза примене привремених ограничења се констатује у Студији, Условима за пројектовање и прикључење и РОП-у.

У погледу оперативне примене привремених ограничења неопходно је обавити припремне активности, које се састоје у следећем:

- 2.1. Моделовање система привремених ограничења. Овај аспект подразумева да се осмисли и моделује цео оперативни поступак спровођења привремених ограничења, првенствено на оне објекте који су идентификовани у тачки 1.2, а по указаној потреби и на друге објекте. Треба јасно дефинисати материјалне ресурсе, критеријуме, протоколе, хардверску и софтверску подршку, организацију процеса унутар ЕДС, као и кадровске ресурсе и персоналне улоге. У овом кораку треба дефинисати и финансијска средства која ЕДС треба да издвоји за ту намену.

- 2.2. Представљање модела система привремених ограничења. Ова активност би могла да се реализује на начин да се осмишљени концепт (модел) предочи другим субјектима, пре свега Агенцији за енергетику РС, МРЕ и ЕМС.
- 2.3. Спровођење набавке добара и услуга за реализацију пилот пројекта.
- 2.4. Надоградња постојећег система даљинског управљања ЕДС према утврђеном плану и на основу стања на терену, након чега се спроводи иницијално тестирање система на изабраном примеру (пилот пројекат).

Након спровођења наведених активности прелази се на оперативну примену привремених ограничења у реалном времену, са надзором процеса и извештавањем о ефектима примене.

14 ЗАКЉУЧАК

Ступањем на снагу Измена и допуна Закона о енергетици [2] и Измена и допуна Закона о коришћењу обновљивих извора енергије [3] уведене су значајне измене поступка прикључења дистрибуираних електрана на ДСЕЕ. Поред процедуралних и формално-правних промена тог поступка, које су уведене у циљу превазилажења проблема загушења захтевима у поступку прикључења електрана произвођача (тзв. „виртуелна сатурација“) уведене су и промене у области техничких критеријума за прикључење електрана на ДСЕЕ. Показало се да највећи утицај на могућности прикључења електрана на ДСЕЕ има ограничење потискивања снаге из ДСЕЕ у ПСЕЕ. Наиме, укупна активна снага која се предаје из дистрибутивног система у преносни систем у једној трансформаторској станици не може бити већа од 16 MW. Ако студија прикључења покаже да је тај услов нарушен, за електрану произвођача се предвиђа примена привремених ограничења снаге у току рада електране, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње електране не прелази 5% укупне годишње производње електричне енергије. Тај услов се у овом раду

У овом раду су анализиране могућности за теоријску и практичну примену привремених ограничења снаге на дистрибуиране електране, првенствено у погледу теоријске и практичне примене додатног услова, који се односи на суперпонирано ограничење годишње производње електричне енергије. У циљу минимизације ризика од додатних трошкова за ЕДС, као последица увођења наведених ограничења, у раду је предложен нови модел за прогнозу производње електричне енергије дистрибуираних електрана и наведене су идентификоване предности и мане предложеног модела.

15 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила о раду дистрибутивног система ("Службени гласник РС" бр. 71/2017) са изменама и допунама (06.02.2019)
- [2] Закон о изменама и допунама Закона о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 94/24)
- [3] Закон о изменама и допунама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/21, 35/23)
- [4] Закон о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 145/14, 95/18-др.Закон 40/21, 35/23 - др. закон, 62/23, 94/24)
- [5] SRPS N.H1.016:1985 - Енергетски трансформатори - Оптерецивање уљних трансформатора

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.08)**C6.08****NEKA ISKUSTVA U ODRŽAVANJU NISKONAPONSKIH MREŽA****SOME EXPERIENCE IN MAINTENANCE OF LOW-VOLTAGE NETWORKS****Josip Popović, Zvonimir Popović, Dejan Ćulibrk***

Kratak sadržaj: Redovita, sigurna i kvalitetna opskrba električnom energijom, kao i zadovoljstvo kupaca i potrošača takvom uslugom prioritet je u distribuciji električne energije, koju za sve kupce i potrošače nije uvijek moguće ostvariti. Nezadovoljstvo pojedinih kupaca i potrošača je sasvim opravdano ukoliko imaju probleme s korištenjem električne energije, pritom nevažno za njih, uzrokovanih prekidima u opskrbi ili nekvalitetnim naponskim stanjem na mjestu njihovog priključka. Prekide u opskrbi električne energije uzrokuju kvarovi ili preopterećenja u nekvalitetnoj niskonaponskoj mreži, s tim da njihovo trajanje do otklanjanja ovisi o brzini djelovanja pogonskog osoblja. Nekvalitetno naponsko stanje pri korištenju električne energije uglavnom imaju kupci i potrošači na krajevima dužih krakova niskonaponskih mreža i njihovo je nezadovoljstvo opravdano. U procesu redovnog održavanja može se u nekim slučajevima bar privremeno pomoći i ublažiti, nekada i potpuno otkloniti postojeće loše stanje, primjenom zahvata u niskonaponskoj distribucijskoj mreži, u prvom redu njene rekonstrukcije, ali poput promjene presjeka vodiča, izgradnjom dva umjesto jednog niskonaponskog izlaza iz transformatorske stanice, pa čak i do specifičnog slučaja spajanja dvije susjedne niskonaponske mreže u sistem dvostranog napajanja na njihovim krajevima.

Ključne reči: *nadzemne niskonaponske mreže, loše naponsko stanje, remont mreže*

Abstract: Regular, safe and high-quality electricity supply, as well as customer and consumer satisfaction with such service, is a priority in the distribution of electricity, which is not always possible for all customers and consumers. The dissatisfaction of individual customers and consumers is completely justified if they have problems with the use of electricity, regardless of their circumstances, caused by interruptions in the supply or poor voltage conditions at the point of their connection. Interruptions in the supply of electricity are caused by faults or overloads in a poor-quality low-voltage network, with the duration of their elimination depending on the speed of action of the operating personnel.

* Josip Popović, -, josip.popovic.bj@gmail.com

Zvonimir Popović, HEP ODS d.o.o. Elektra Bjelovar, zvonimir.popovic@hep.hr

Dejan Ćulibrk, HEP ODS d.o.o. Elektra Bjelovar, dejan.culibrk@hep.hr

Poor voltage conditions when using electricity are mainly experienced by customers and consumers at the ends of longer branches of low-voltage networks, and their dissatisfaction is justified. In the process of regular maintenance, it is possible in some cases to at least temporarily help and alleviate, sometimes even completely remove the existing bad condition, by applying procedures in the low-voltage distribution network, first of all its reconstruction, but such as changing the cross-section of conductors, by building two instead of one low-voltage output from the transformer station, and even to the specific case of connecting two neighboring low-voltage networks into a double-sided power supply system at their ends.

Key words: *overhead low-voltage networks, bad voltage condition, network overhaul*

1 UVOD

Prevelik pad napona u nadzemnoj niskonaponskoj mreži osnovni je parametar za ulaganje u sanaciju takvog stanja, uglavnom rekonstrukciju ili interpolaciju nove transformatorske stanice. Osim izmjerenog prevelikog pada napona ima i drugih kriterija prema kojima se zajednički određuje redoslijed niskonaponskih mreža za rekonstrukciju. To su dužina niskonaponske mreže, presjek i vrsta vodiča, stanje izolatora, broj kupaca i njihova specifična potrošnja, stanje priključaka, stanje stupova i njihov položaj u odnosu na prometnicu, broj i vrsta kvarova, te simetričnost opterećenja. U nekim niskonaponskim mrežama mogu se prilikom redovnog preventivnog održavanja, remonta ili modifikacija primijeniti neki drugi tehnički postupci za sanaciju prevelikog pada napona. Najčešće se izvodi zamjena vodiča ili popuna, ukoliko je niskonaponska mreža jednofazna, vodičima većeg presjeka od postojećih ili djelomično zamijeniti tipiziranim samonosivim kabelskim snopom. U dva slučaja postojali su tehnički uvjeti pa su dvije niskonaponske mreže, iz susjednih transformatorskih stanica, spojene paralelno u sistem dvostranog napajanja, doduše privremeno, ali s zadovoljavajućim rezultatima.

2 OSNOVNI OPIS NADZEMNE NISKONAPONSKE MREŽE

Nadzemne niskonaponske mreže izvangradskih područja izgrađivane su golim bakrenim, aluminijским ili alučeličnim vodičima presjeka 10 mm² do 25 mm² na drvenim stupovima, dugačke i više od jednog kilometra. Na slici 1 prikazana je jednopolna shema niskonaponske mreže i pripadajuće transformatorske stanice.



Slika 1: Shematski prikaz distribucijske niskonaponske mreže

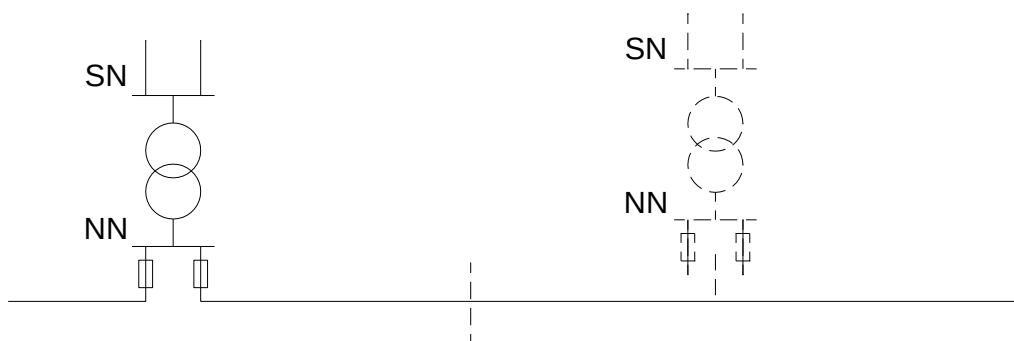
Kad je u niskonaponskoj mreži priključeno relativno puno potrošača, što se može protumačiti tako da je po svakom stupu te niskonaponske mreže u prosjeku više od jednog priključka i kad postoji tendencija rasta novih priključenja, dolazi do pogoršavanja naponskog stanja. Posebno je nepovoljno kad je koncentracija potrošača najveća pri kraju niskonaponskih izlaza.

Naponsko stanje u niskonaponskoj mreži se najjednostavnije i najbolje provjeri izravnim mjerenje napona, najčešće na krajevima niskonaponskih izlaza i to upravo u instalaciji potrošača, te struja opterećenja svakog izlaza u transformatorskim stanicama. Mjerenja se mogu provesti u sve tri faze i tako dobiti najjasniju sliku stanja u niskonaponskoj mreži. Tamo gdje se utvrdi loše naponsko stanje, pogotovo na krajevima niskonaponskih izlaza, treba poduzeti postupke da se takvo stanje promijeni i poboljša. Stalni porast potrošnje postojećih potrošača i priključivanje novih zahtijevalo je najčešće povećanje nazivne snage transformatora u transformatorskoj stanici, ali se rješenju lošeg stanja nije moglo doskočiti samo promjenom položaja regulacijske preklopke transformatora odnosno povišenjem napona na izvoru u samoj transformatorskoj stanici. Loša i nepovoljna naponska stanja u niskonaponskim mrežama uzrokovana povećanjem potrošnje uvjetovala su poduzimanje mjera za njihovo poboljšanje i to investicijsko ulaganje u interpoliranje nove transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV ili rekonstrukciju niskonaponske mreže, ali i mjere u sklopu redovnog ili interventnog održavanja.

3 INVESTICIJSKE MJERE ZA OTKLANJANJE LOŠEG NAPONSKOG STANJA

3.1 Interpolacija transformatorske stanice

Interpolacija transformatorske stanice u niskonaponsku mrežu omogućava da se jedan dio niskonaponskog izlaza iz postojeće transformatorske stanice prespoji na novu transformatorsku stanicu i da se tako dobiju bar 3 nova niskonaponska izlaza, znatno kraća, u kojima su u pravilu otklonjene teškoće s lošim naponskim stanjem, kao što je prikazano na slici 2.



Slika 2: Interpolacija transformatorske stanice

Preduvjet za interpolaciju transformatorske stanice je pronalaženje lokacije za njezin smještaj i koridor za srednjenaponski priključak. Interpolirane transformatorske stanice na vanjskoj mreži grade se tipski kao stupno-betonske ili montažno-betonske i priključuju se nadzemno ili kabelski.

3.2 Rekonstrukcija niskonaponske mreže

Rekonstrukcija niskonaponske mreže je izgradnja potpuno nove niskonaponske mreže koja uglavnom prati trasu postojeće mreže, ali ne bezuvjetno, jer se događa da postojeća niskonaponska mreža zbog proširenja ceste dođe na njen sam rub, pa ju je potrebno izmaknuti izvan cestovnog pojasa. Rekonstrukcije se izvode tako da se ugrade novi materijali i odaberu presjeci vodiča koji će u potpunosti i dugoročno otkloniti probleme koji potrošačima onemogućavaju kvalitetno i sigurno korištenje električne energije.

Pri tom je olakšavajuća okolnost što ne treba za svaki pojedini slučaj rekonstrukcije niskonaponskog izlaza posebno odabirati materijale i presjeke, već je to tipizirano, pa se nove niskonaponske mreže grade se samonosivim kabelskim snopom na betonskim stupovima presjeka vodiča 70 mm². Pri tom se rekonstruiraju i svi kućni priključci koji izvedeni golim vodičima ili zastarjelim samonosivim kabelima s čeličnom sajlom u njima, jer su oni najveći uzročnici kvarova u tim niskonaponskim mrežama i posebno ih je teško popraviti. Rekonstrukcija priključaka se izvodi samonosivim kabelskim snopom presjeka 16 mm² ili podzemnim niskonaponskim kabelima.

4 NEKI POSTUPCI U ODRŽAVANJU ZA UBLAŽAVANJE LOŠEG NAPONSKOG STANJA

Postavljanjem niskonaponskih mreža u listu prioriteta za plan izgradnje ili plan sanacije loših naponskih prilika ne znači da će se na toj mreži naponsko stanje brzo i poboljšati. Ipak, mogu se poduzeti neki postupci da se loše naponsko stanje u niskonaponskim mrežama bar donekle poboljša. Takvi postupci u pravilu se provode u sklopu redovnog, rjeđe interventnog održavanja i s malim financijskim ulaganjima, te s relativno malim utroškom radnog vremena.

4.1 Simetriranje nadzemne niskonaponske mreže

Jedan dio objekata u izvangradskim niskonaponskim mrežama je priključen jednofazno, bez obzira što je niskonaponska mreža trofazna i postoje tehničke mogućnosti za izvedbu trofaznih priključaka. Ponekad potrošači pojedinačno upućuju na loše naponsko stanje na mjestu njihovog priključka. Jedan od razloga takvog stanja može biti nesimetrično opterećenje, po fazama, u toj niskonaponskoj mreži. Sanacija takvog stanja je jednostavna jer samo treba taj priključak prespojiti na drugi fazni vodič da bi se stanje dovoljno dobro popravilo. Ako je u cijeloj niskonaponskoj mreži izražena prevelika nesimetrija struja koje se mjere na niskonaponskom izlazu u transformatorskoj stanici, mogu se prespojiti jednofazni priključci iz preopterećenog faznog vodiča na ostala dva, uvjetno rečeno, manje opterećena fazna vodiča i tako mehanički simetrirati stanje u mreži. Mjerenjem struja opterećenja na izlazima u transformatorskim stanicama može se provjeriti koliko se uspjelo postići u poboljšanju simetričnog opterećenja, a mjerenjem napona utvrditi je li se naponsko stanje poboljšalo.

4.2 Popuna jednofazne nadzemne niskonaponske mreže

Neke niskonaponske mreže naslijeđeno su jednofazne ili ponekad dvofazne što znači da postoji samo jedan nulti vodič i jedan ili dva fazna vodiča. Kad su naponske prilike u takvim jednofazno ili dvofazno izvedenim niskonaponskim mrežama loše, najjednostavniji zahvat je popuna niskonaponske mreže s jednim ili dva nova fazna vodiča primjerenog presjeka s tim da se i postojeći vodiči izmjene, pa da ta niskonaponska mreža postaje trofazna. Pritom se dio postojećih priključaka, a svi su jednofazni, raspodijeli na nove vodiče radi rasterećenja. To su ujedno i preduvjeti da se novi kupci mogu priključivati trofazno, a postojeći dobivaju priliku za rekonstrukciju priključka poboljšanje naponskog stanja.

4.3 Zamjena vodiča

4.3.1 Ugradnja istovrsnih vodiča većeg presjeka

Da bi se popravilo loše naponsko stanje, u niskonaponskim mrežama mogu se zamijeniti stari, dotrajali vodiči malog presjeka, novim vodičima većeg presjeka. U pravilu se ugrađuju novi vodiči od alučela presjeka 50 mm².

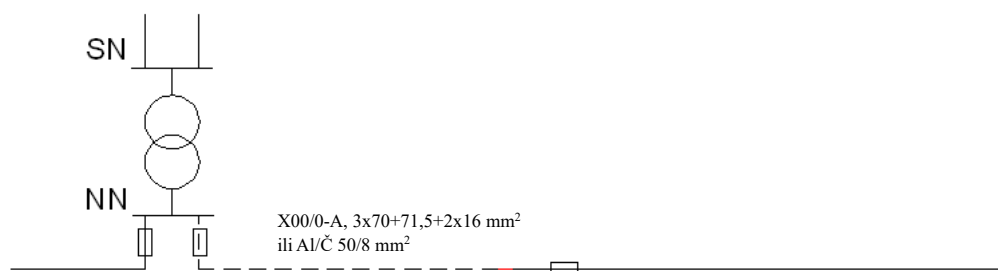
Pritom svi dobri drveni stupovi ostaju na svojim stupnim mjestima, a mijenjaju se samo truli ili dotrajali stupovi. Ako postoje mogućnosti, mogu se kutni i krajnji stupovi, a to su stupovi sa sidrom, stupovi s poduporama ili takozvani "A" stupovi promijeniti i ugraditi novi betonski stupovi. Pogodnost je da se mogu zamijeniti samo vodiči u niskonaponskoj mreži i da se pritom ne trebaju mijenjati priključci, pogotovo ako su još uvijek žičani, a niti peti vodič koji služi za javnu rasvjetu. Uglavnom se zadržavaju postojeća pogonska uzemljenja. Tako se zahvat izmjene vodiča u nekoj niskonaponskoj mreži može brzo i efikasno izvesti i sigurno poboljšati loše naponske uvjete u mreži. Kad je niskonaponski izlaz razgranat, odnosno ima odcjepe od glavne trase, onda je u pravilu dovoljno promijeniti vodiče samo na glavnoj trasi.

4.3.2 Ugradnja vodiča većeg presjeka na prvi dio mreže

Ponekad se zadovoljavajući rezultati mogu dobiti ako se na samo jednom dijelu glavne trase, prvom do transformatorske stanice, promijene vodiči, kao što je prikazano na slici 3. Na mjestu gdje se spajaju novi vodiči većeg presjeka s postojećim vodičima manjeg presjeka ugrađuju se osigurači, ako je to potrebno, radi povećanja nazivne vrijednosti osigurača na početku niskonaponskog izlaza. Isto tako, osigurači se mogu postaviti i na odcjepe od glavne trase niskonaponske mreže kad su u njoj promijenjeni vodiči, jer onda se mijenjaju uvjeti za izbor osigurača glavne trase, da se ostvari selektivnost kod kvarova na krajevima glavne trase ili odcjepa.

4.3.3 Ugradnja SKS na postojeće stupove

Umjesto zamjene golih vodiča istovrsnim vodičima, bolji efekti dobivaju se kad se ugradi samonosivi kabelski snop u postojeću niskonaponsku mrežu kao na slici 3. prvenstveno što se tako ugrađuju vodiči većeg presjeka, tipskih 70 mm², i što je tako izgrađene niskonaponske mreže jednostavnije i jeftinije održavati. Takvu mrežu treba pripremiti za ugradnju samonosivog kabelskog snopa. Tu se u prvom redu misli na zamjenu dotrajalih stupova, postavljanje ovjesne opreme i zamjenu svih žičanih priključaka i onih izvedenim starim samonosivim kablom.



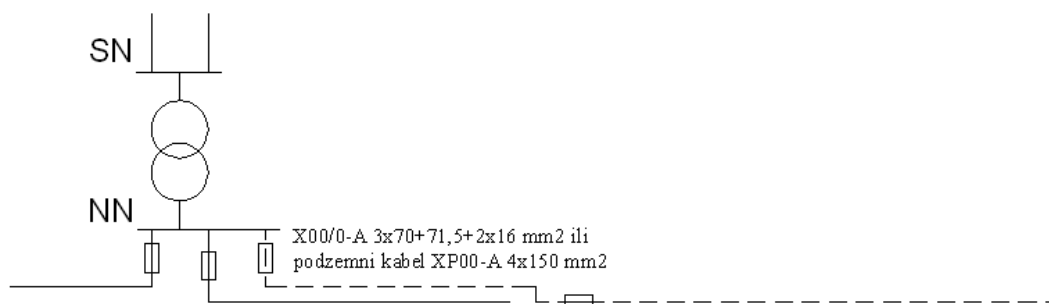
Slika 3: Rekonstrukcija prvog dijela niskonaponske mreže

Samonosivi kabelski snop se ugrađuje u cijeli niskonaponski izlaz ili u dio niskonaponskog izlaza prema tehničkim rješenjima koji pokazuju koliko samonosivog kabelskog snopa treba ugraditi da se dobiju zadovoljavajući rezultati i poboljša naponsko stanjena potrebni nivo. Na mjestu spajanja vodiča većeg presjeka s vodičima u postojećoj niskonaponskoj mreži, prema potrebi se ugrađuju osigurači tako da je osigurana selektivnost njihovog djelovanja.

4.3.4 Ugradnja kabela ili samonosivog kablenskog snopa na drugi dio dugačke nadzemne niskonaponske mreže

Osim što se samonosivi kablenski snop ugrađuje u cijeli niskonaponski izlaz ili na prvi dio izlaza od napojne transformatorske stanice, ponekad se po postojećim stupovima postavlja ispod postojećih vodiča niskonaponske mreže i spaja na krajnji dio niskonaponskog izlaza, kao na slici 4. Ovakva varijanta služi za poboljšanje lošeg naponskog stanja na kraju niskonaponske mreže i na taj samonosivi kablenski snop ne spajaju se priključci. Osim toga mijenjaju se uvjeti u odabiru zaštite u tako spojenim niskonaponskim mrežama jer se postiže veća fleksibilnost u odabiru osigurača.

Rjeđa, ali isto moguća varijanta je spajanje novog niskonaponskog kabela na postojeću niskonaponsku mrežu, sa svrhom poboljšanja lošeg naponskog stanja na kraju niskonaponske mreže. Za takve slučajeve nužno je da postoje preduvjeti odnosno potrebe za polaganje niskonaponskih kabela. To je najčešće kad se pojavljuje potrošač s zahtjevima za priključenje koji se ne mogu ispuniti na postojećoj niskonaponskoj mreži. Ako se u takvim slučajevima odluči za polaganje novog niskonaponskog kabela, odnosno izgradnja novog izlaza iz transformatorske stanice, presjek takvog kabela se odabire prema zahtjevima kupca. Ovisno o procjeni potrebe korištenja kabela i za sanaciju lošeg naponskog stanja na kraju niskonaponske mreže, može se položiti kabel čiji su vodiči većeg presjeka od presjeka kabela koji zadovoljava potrebe kupca i to obično tipa XP00 4x150 mm². Na taj se način može dio kapaciteta kabela koristiti i za potrebe postojeće niskonaponske mreže.



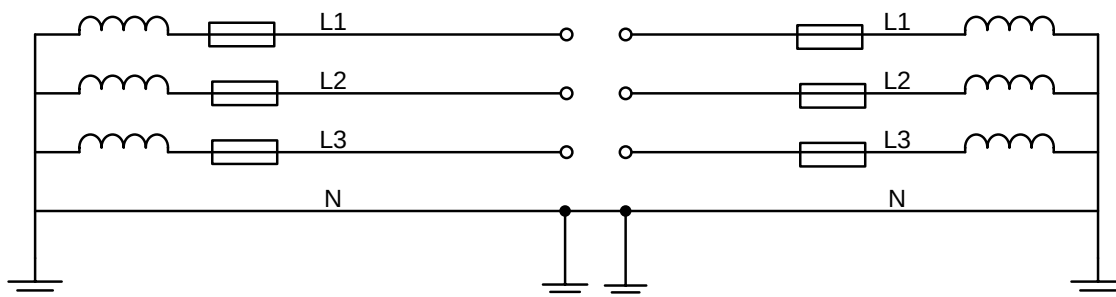
Slika 4: Spajanje drugog dijela niskonaponske mreže na novi izlaz

Druga mogućnost je da se kod polaganja novog kabela u isti rov položi drugi kabel koji se spaja na niskonaponsku mrežu zadovoljavajućeg presjeka ili tipski odabranog XP00 4x150 mm². Tako se u transformatorskoj stanici dobivaju dva nova izlaza, jedan za potrebe novog kupca, a drugi za sanaciju lošeg naponskog stanja na kraju niskonaponske mreže.

5 DVOSTRANO NAPAJANE NISKONAPONSKE MREŽE

Kad zbog ekonomskih i administracijskih uvjeta za investicijska ulaganja postupak sanacije loših naponskih uvjeta u niskonaponskoj mreži dugo traje, a za to vrijeme potrošačima se ne poboljšavaju uvjeti za korištenje električne energije, nego se povećanjem obima potrošnje postojećih potrošača čak i pogoršava, može se takvo stanje privremeno sanirati spajanjem mreža u paralelni rad. To je ostvarivo tamo gdje se krajevi niskonaponskih mreža iz dviju susjednih transformatorskih stanica približeni na razmak od jednog raspona i postoje preduvjeti da se one međusobno spoje u paralelni rad slika 5 uz uvjet da su dovedene u sinkronizam.

Ovdje se govori o paralelnom radu dva transformatora, što je zapravo samo uvjetno, jer su sekundarne strane tih transformatora spojene preko niskonaponske mreže odnosno njenih impedancija. Uvjetno, a radi jasnoće, govori se o paralelnom radu, a zapravo je to dvostrano napajana niskonaponska mreža. Taj zahvat nema cilj povećati sigurnost opskrbe, nego poboljšati ozbiljno narušeno naponsko stanje mreži.



Slika 5: Primjer susjednih niskonaponskih mreža

Poboljšanje lošeg naponskog stanja u niskonaponskoj mreži ostvareno spajanjem dviju mreža iz susjednih transformatorskih stanica u sustav s dvostranim napajanjem popravilo je naponsko stanje na zadovoljavajući nivo jer su se tokovi energije optimalno raspodijelili u spojenim mrežama. Kod dvostrano napajanih niskonaponskih mreža posebna se pažnja mora obratiti na sigurnost pri radu na tim mrežama jer uvjeti za siguran rad više nisu kao u radijalnim mrežama. Potrebno je posebno organizirati rad na tim niskonaponskim mrežama i transformatorskim stanicama iz kojih se napajaju.

Vodiči istoimenih faza na krajevima niskonaponskih mreža međusobno su spojeni i to preko ugrađenih osigurača na kraju svake mreže radi fleksibilnosti u upravljanju i sigurnosti kod radova. Na izlaze iz transformatorskih stanica su ugrađena brojila električne energije koja su posebno očitavana u spojenom i odvojenom režimu rada tih niskonaponskih mreža. Uspoređivanjem očitavanja brojila električne energije kroz periode spoja u različitim režimima rada uspoređuju se tokovi energije i prate gubici. Cilj je postignut i stanje se popravilo na zadovoljavajući nivo jer su se tokovi energije optimalno raspodijelili u spojenim mrežama. U slučajevima pregaranja osigurača naponsko stanje se pogoršava, dolazi do osjetnih i prevelikih padova napona, čak i većih nego kod radijalnih mreža.

6 ZAKLJUČAK

U nekim niskonaponskim mrežama u kojima su nezadovoljavajuće naponske okolnosti, koje se manifestiraju kroz preveliki pad napona na krajevima tih niskonaponskih mreža, a nisu uključene u prioritetne mreže za rekonstrukciju ili interpolaciju transformatorske stanice, može se u sklopu održavanja niskonaponskih mreža, neznatno povećanim sredstvima u odnosu na redovno održavanje, sanirati loše naponsko stanje i privremeno ga poboljšati na zadovoljavajući nivo prihvatljiv potrošačima.

7 LITERATURA

- [1] Požar H, "Visokonaponska rasklopna postrojenja", Tehnička knjiga Zagreb, 1973
- [2] Ožegović M, Ožegović K. "Električne energetske mreže III", Split, 1997.

- [3] Popović J. "Iskustva u dvostrano napajanoj niskonaponskoj mreži", 8. Savjetovanje HRO – CIGRE i HO CIRED, Cavtat, 4.-8. studenog 2007.
- [4] Popović J. Popović Z. Čulibrk D. Padovan M. "Rezultati mjerenja u različitim režimima pogona dvije niskonaponske mreže", 6(12) savjetovanje HO CIRED, Opatija, 2018.
- [5] J. Popović: "Analiza selektivnosti zaštite niskonaponske razdjelne mreže" Magistarski rad, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, 2006.

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.09)

C6.09

**PRIMJENA ALGORITMA "IZMJENE GRANA" RADI POSTIZANJA MINIMALNIH
TEHNIČKIH GUBITAKA****APPLICATION ALGORITHM "CHANGES OF BRANCHES" TO ACHIEVE MINIMUM
TECHNICAL LOSSES IN DISTRIBUTION NETWORK****Siniša Runjić*, Teodora Antić, Uglješa Lekanić**

Kratak sadržaj: Operator distributivnog sistema „Elektrokrajina“ ima sve potrebne sisteme koji posjeduje jedan napredni operator distributivnog sistema. Jedan od tih sistema je automatsko upravljanje brojilima potrošnje (AMM). Mnoga brojila koja se nalaze u trafo stanicama su uvedena u AMM sistem. Samim tim što su uvedena ODS „Elektrokrajina“ je dobila tačne podatke koji se mogu koristiti da bi se smanjili tehnički gubici. Distributivni sistem u Banjoj Luci koristi prstenastu mrežu da bi se smanjilo vrijeme za koje konzum može da ostane bez napajanja ukoliko se rade popravke. U prstenastim mrežama je potrebno da se ima rasklopno mjesto. Da bi se odredilo optimalno mjesto rasklopa koristiće se algoritam „Izmjene grana“ po kriterijumu minimum gubitaka aktivne snage.

Ključne reči: *Smanjenje tehničkih gubitaka, Algoritam "Izmjene grana"*

Abstract: The distribution system operator "Elektrokrajina" has all the necessary systems that an advanced distribution system operator possesses. One of these systems is automatic consumption meter management (AMM). Many meters located in substations have been introduced into the AMM system. Because they were introduced, DSO "Elektrokrajina" received accurate data that could be used to reduce technical losses. The distribution system in Banja Luka uses a ring network to reduce the amount of time a consumer can be without power if repairs are being made. In ring networks, it is necessary to have a switching point. In order to determine the optimal location of the switch, the algorithm "Exchange branches" will be used according to the criterion of minimum losses of active power.

Key words: *Reduction of technical losses, Algorithm "Changes of branches"*

1 UVOD

Energetska kriza koja je zahvatila Evropu bila je okidač koji je zahtijevao od velikih energetske firmi da opet preispitaju svoju politiku o energetskej efikasnosti. Energetska kriza je dovela do

* Siniša Runjić, Elektrokrajina, sinisa.runjic@elektrokrajina.com
Teodora Antić, Elektrokrajina, teodora.marin@elektrokrajina.com
Uglješa Lekanić, Elektrokrajina, ugljesa.lekanić@elektrokrajina.com

drastičnog pumpanja cijena električne energije u Evropi, samim tim je potrebno da se u elektroprivrednim sistemima obrati dodatna pažnja na energetske efikasnost sistema. Energetska kriza nije zaobišla ni Republiku Srpsku. Kriza koja se desila podstakla je da se preispitaju mjesta rasklopa u prstenastim mrežama odnosno da se smanje tehnički gubici. Operator distributivnog sistema (ODS) „Elektrokrajina“ a.d. ima sistem za automatsko upravljanje brojlama potrošnje. Od interesa su brojila električne mjerenja koja su u trafo stanicama. U rekonfiguraciji distributivne mreže najčešće se koristi sledećih 6 optimizacionih kriterijuma za ocjenu performansi radijalne konfiguracije[2]: Minimalni gubici aktivne snage; Debalans opterećenja na VN/SN transformatorima; Debalans opterećenja na izvodima; Kritični pad napona; Pouzdanost napajanja; Troškovi manipulacija. Najčešće se koristi kriterijum minimalnih gubitaka aktivne snage i kao takav je korišten i u ovom radu.

2 ALGORITAM „IZMJENE GRANA“

Upotreba ovog algoritma je kada je potrebno da se na jednostavan način ispita promjena mjesta razdvajanja u odnosu na kriterijumsku funkciju. Potrebno je voditi računa o tome da se prilikom odabira optimalnog mjesta ne desi da dio potrošača ostane bez napajanja. Cilj nije samo da se odredi optimalno mjesto radi smanjenja tehničkih gubitaka nego i da u tom proračunu ne dođe do toga da dio konzuma ne bude napajan električnom energijom. Princip rada ovog algoritma je da nađe razliku između kriterijumskih funkcija [1]:

$$\Delta IG = IG^{(h-1)} - IG^{(h)},$$

$$\Delta IG = 2 * \operatorname{Re} \left[\left(J_p^{(h-1)} \right)^* * \left(\Delta V_m^{(h-1)} - \Delta V_k^{(h-1)} \right) \right] - \left| J_p^{(h-1)} \right|^2 * R_{petlje},$$

gdje su:

$IG^{(h-1)}$, $IG^{(h)}$ – predstavljaju vrijednost gubitaka aktivne snage u radijalnoj konfiguraciji (h-1) prije premještanja mjesta razdvajanja odnosno (h) nakon premještanja mjesta razdvajanja, respektivno,

$J_p^{(h-1)}$ – predstavlja strujno opterećenje napajano preko grane u kojoj se želi premjestiti mjesto razdvajanja,

$\Delta V_m^{(h-1)}$, $\Delta V_k^{(h-1)}$ - pad napona na čvorovima (k) i (m) odnosno čvorova koji se nalaze do mjesta razdvajanja u radijalnoj konfiguraciji (h-1)

3 PRAKTIČNA PRIMJENA

Algoritam je primjenjen na prstenastu mrežu spaja izvod K16 iz TS 110/10kV Banja Luka 2 preko trafostanica izvodom K41 koji se nalazi u trafostanici TS 110/20/10kV Banja Luka 3. Na slici I je prikazan dio mreže koji je od interesa. Mjesto razdvajanja je u trafostanici „Veselin Masleša 3“ u izvodu K02 koji ide prema trafo stanici „Kralja Alfonsa XIII“. Potrošnja je uzeta kao srednja vrijednost petnaestominutne potrošnje od 11:45h do 12h za dan 31.12.2024. godine koja je direktno uzeta iz AMM sistema. Kablovi koji su korišteni u prstenastoj mreži su XHE-49, XHE-49A, IPO-13 i XHP-48 presjeka provodnika 95mm² i 150mm². Transformatori na koji su priključeni su Banja Luka 2 110/2x10,5/10,5 kV, sprege Yy0d5 i snage 31,5/31,5/10,5 MVA i Banja Luka 3 110/21/10,5 kV, sprege Yy0d5 i snage 40/40/27 MVA.

Slika I: Izgled mreže

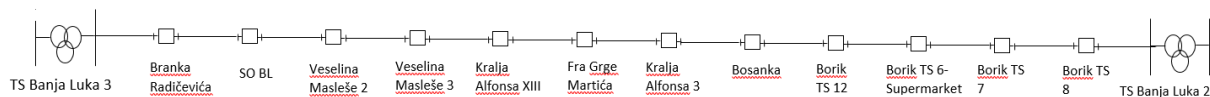


Tabela I: Stanje trafostanica u prstenatoj mreži

Naziv	TS	Odvod	Potrošnja potrošača u kW
Borik TS 8	BL2	K16	242.8
Borik TS 7	BL2	K16	14.6
Borik TS-6 Supermarket	BL2	K16	41.6
Borik TS 12	BL2	K16	98.9
Bosanka	BL2	K16	305.8
Kralja Alfonsa 3	BL2	K16	263.1
Fra Grge Martića	BL2	K16	4.4
Kralja Alfonsa XIII	BL2	K16	51.7
Veselina Masleše 3	BL3	K41	279.9
Veselina Masleše 2	BL3	K41	7.9
SO Banja Luka	BL3	K41	258.6
Branka Radičevića 2	BL3	K41	246.2

U Tabeli II se nalaze rezultati proračuna kriterijumske funkcije, kada se par NO/NZ rasklopnih uređaja nalaze na novim pozicijama u odnosu na početnu, već postojeću poziciju. U prvom proračunu je NO rasklopni uređaj pomjeren u granu između trafostanica TS Kralja Alfonsa XIII i TS Fra Grge Martića i dobijena vrijednost ΔIG manja od nule zaključuje se da se u ovom slučaju izmjenom mesta NO/NZ rasklopnih uređaja u ovom smjeru ne postiže smanjenje gubitaka aktivne snage. Međutim kad se pomjeri par NO/NZ rasklopnih uređaja u granu između TS Veselina Masleše 2 i TS Veselina Masleše 3, dobija se vrijednost za ΔIG veća od nule pa se zaključuje da je pomjeranjem rasklopnih uređaja u ovom smjeru postiže smanjenje gubitaka aktivne snage.

Tabela II: Vrijednost kriterijumske funkcije na novim mjestima razdvajanja

Novo mjesto razdvajanja	$\Delta IG[kW]$
TS Kralja Alfonsa XIII i TS Fra Grge Martića	-980,161
TS Fra Grge Martića i Kralja Alfonsa 3	-1035,853
TS Veselina Masleše 2 i TS Veselina Masleše 3	246,815
TS Branka Radičevića i SO Banja Luka	137,728

Prema dobijenim rezultatima se vidi da je optimalno mjesto razdvajanja se nalazi između trafo stanica “Veselina Masleše 2” i “Veselina Masleše 3”.

4 ZAKLJUČAK

Upotrebom već postojećih sistema kao što su AMM i SCADA zajedno sa algoritmom „Izmjene grana“ znatno se smanjuju tehnički gubici u distributivnim prstenastim mrežama, a samim tim vrši se ušteda električne energije. Prilikom planiranja uvođenja preklopne automatike u distributivne sisteme potrebno je da se uradi primjeni algoritam „Izmjene grana“ da bi se adekvatno znalo gdje treba da se postavi jedan pametan RMU da bi prstenasta mreža nakon saniranja kvara dovela u stanje u kojoj su tehnički gubici minimalni. Takođe dalje treba da se uradi primjena ovog algoritma na svim godišnjim dobima, radnima danom i vikendima.

5 LITERATURA

- [1] Specijalizovani DMS algoritmi, Dragan Popović, Duško Bekut i Valentina Treskanica
Novi Sad Jun 2004

DOI: [10.46793/CIGRE37.D1.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D1.01)**D1.01****ODREĐIVANJE ODNOSA GASOVA KVARA ANALIZAMA GASOVA RASTVORENIH U
ULJU OPONAŠANJEM PREGREVANJA U LABORATORIJSKIM USLOVIMA –
REZULTATI I MOGUĆE GREŠKE****DETERMINING THE FAULT GAS RATIOS BY ANALYZES OF GASES DISSOLVED IN
OIL BY SIMULATING OVERHEATING IN LABORATORY CONDITIONS - RESULTS
AND POSSIBLE ERRORS****Siniša Spremić***

Kratak sadržaj: U cilju određivanja odnosa gasova kvara u slučajevima pregrevanja (termičkih kvarova) električne opreme i uređaja punjenih izolacionim uljem, u laboratorijskim uslovima su oponašana (simulirana) pregrevanja na određenim temperaturama sa obavljenim analizama gasova rastvorenih u ulju (u daljem tekstu: AGRU). Na osnovu odnosa gasova dobijenih pregrevanjem u laboratorijskim uslovima i iskustveno za termičke kvarove u stvarnim uslovima u električnoj opremi i uređajima na osnovu detaljnih pregleda, napravljene su metode za prepoznavanje vrste termičkog kvara u električnoj opremi. Pregrevanje ulja u laboratorijskim uslovima u prikazanim primerima je korišćenjem grejača uronjenog u ulje kroz koji protiče električna struja i korišćenjem peći sa nezavisnim grejanjem posude sa uljem izvana. Razmotrena su oba načina i ukazano na mogućnosti, prednosti i nedostatke. Rezultati AGRU ulja podvrgnutih pregrevanju u laboratorijskim uslovima za nekoliko slučajeva su prikazani i detaljno razmotreni. Oni obuhvataju rezultate za različite vrste ulja (mineralno, prirodni i sintetički estri) i za različit sadržaj vlage u ulju.

Ključne reči: Termički kvarovi, Izolaciono ulje, Odnosi gasova kvara, Laboratorijska ispitivanja

Abstract: In order to determine the ratio of fault gases in cases of overheating (thermal faults) of electrical equipment and devices filled with insulating liquids, overheating at certain temperatures was simulated in laboratory conditions with dissolved gas in oil analyses (hereinafter: DGA). Based on the ratio of gases obtained by overheating in laboratory conditions and empirically for thermal faults in real conditions in electrical equipment and devices based on detailed inspections, methods were created to recognize the type of thermal faults in electrical equipment. Overheating of insulating liquids in laboratory conditions in the examples shown is by using a heater immersed in the insulating liquid through which electric current flows and by using a furnace with independent heating of the vessel with the insulating liquid from outside. Both methods were considered and the possibilities, advantages and disadvantages were pointed out. The results of DGAs of oils subjected to overheating in laboratory conditions for several cases are presented and analyzed in detail. They include results for different types of insulating fluids (mineral oil, natural esters and oil derived from gas).

Key words: Thermal fault, Insulating liquid, Ratio of fault gases, Laboratory test

* Siniša Spremić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, sinisa.spremic@es.rs

1 UVOD

Razvoju metoda za određivanje vrste kvara u izolacionim tečnostima u električnoj opremi i uređajima su, pored analize stvarnih slučajeva kvarova, pomogla i laboratorijska ispitivanja. Laboratorijska ispitivanja izolacionih tečnosti su obuhvatala oglede parcijalnih pražnjenja, električnih pražnjenja i zagrevanja izolacionih tečnosti oponašanjem uslova koji se mogu očekivati u električnoj opremi i uređajima. U toku ili nakon oglada su obavljene AGRU uzoraka izolacionih tečnosti.

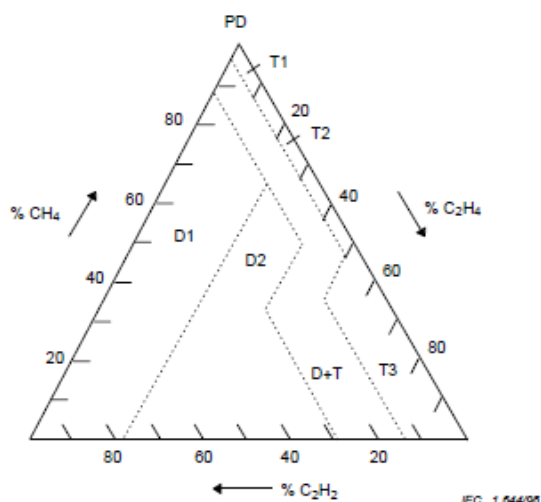
Oponašanje termičkih kvarova izolacionih tečnosti u laboratorijskim uslovima je obavljeno na dva načina. Prvi način je zagrevanje izolacione tečnosti grejačem uronjenim u izolacionu tečnost kroz koji protiče električna struja. Drugi način je korišćenjem peći sa nezavisnim grejanjem posude punjene izolacionom tečnošću izvana.

Ovde se analiziraju rezultati laboratorijskih ispitivanja oponašanja termičkih kvarova u izolacionim tečnostima i načini izvođenja laboratorijskih ispitivanja. Iz rezultata AGRU izolacionih tečnosti su dobijeni odnosi gasova koji mogu da unaprede postojeće metode u postavljanju granica, tj. u dobijanju boljih dijagnoza vrste kvara. Dosadašnjim metodama za interpretaciju rezultata AGRU bitna su ispitivanja na 300 °C i 700 °C, a druge temperature mogu da posluže za dodatne analize i kontrolu.

Ukazuje se na mogućnosti, prednosti i nedostatke načina oponašanja termičkih kvarova u laboratorijskim uslovima.

Analiza rezultata AGRU dobijenih različitim načinima oponašanja termičkih kvarova u laboratorijskim uslovima pokazuje da se neki rezultati AGRU ne mogu upotrebljavati u određivanju odnosa gasova zbog uočenih nedostataka.

Najčešće korišćene metode za tumačenje kvarova u su Duvalov trougao 1 i Duvalov trougao 5. Duvalov trougao 5 se koristi za tumačenje termičkih kvarova ukoliko Duvalov trougao 1 pokaže da nema kvarova tipa električnih pražnjenja tipova D1 i D2 uključivo mešovite ili višestruke kvarove koji uključuju i kvar električnih pražnjenja oznaka i termički kvar tipa D+T. Na slici 1 je prikazan savremen Duvalov trougao 1 sa opisom područja.



Opis područja savremenog Duvalovog trougla 1:

D2) Pražnjenja velike energije

D1) Pražnjenja male energije

D+T) Mešavina električnih i termičkih kvarova

PD) Parcijalna pražnjenja

T1) Termički kvar $T < 300$ °C

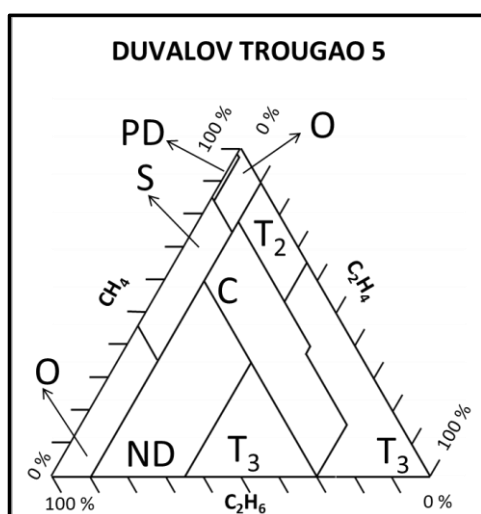
T2) Termički kvar $300 < T < 700$ °C

T3) Termički kvar $T > 700$ °C

Slika 1 – Savremeni Duvalov trougao 1

Gasovi koji se koriste u savremenom Duvalovom trouglu 1 su metan (CH_4), etilen (C_2H_4) i acetilen (C_2H_2). Izbegavanje vodonika (H_2) i etana (C_2H_6) može da dovede da se ne prepozna kvar ako se koriste samo tri gasa u savremenom Duvalovom trouglu 1.

Na slici 2 je prikazan savremeni Duvalov trougao 5.



Opis područja savremenog Duvalovog trougla 5:

S) Gasiranje ulja na nižim temperaturama (stray gassing)

O) Pregrevanje $T < 250\text{ }^{\circ}\text{C}$

T2) Termički kvar $300 < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$

T3) Termički kvar $T > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$

PD) Parcijalna pražnjenja tipa korone

C) Vruća tačka sa karbonizacijom papira $T_{\check{C}} > 300\text{ }^{\circ}\text{C}$

ND) Neodređeno (Not Defined)

Slika 2 – Savremeni Duvalov trougao 5

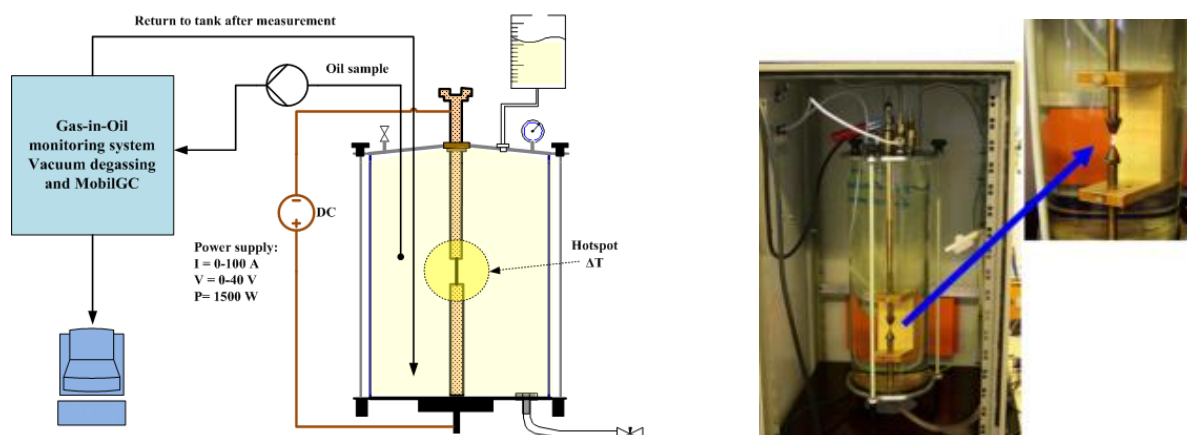
Gasovi koji se koriste u savremenom Duvalovom trouglu 5 su etan (C_2H_6), metan (CH_4) i etilen (C_2H_4). U savremenom Duvalovom trouglu 5 se može videti da je za termičke kvarove na višim temperaturama količinski je u ppm najzastupljeniji etilen, a na nižim metan i etan. Termički kvarovi su kvarovi različitih pregrevanja. Mesta pregrevanja su najčešće različiti kontakti, vijčane, varene ili presovane veze, pregrejani limovi jezgra usled cirkulacionih struja i višestrukog uzemljenja i poddimenzionisani provodnici. Pregrevanjem mogu biti zahvaćeni i materijali celuloznog porekla (papir, drvo), ali i drugi (lakovi, smole,...) što usložnjava analizu i određivanje ispravnog tumačenja.

2 ANALIZA OPONAŠANJA TERMIČKIH KVAROVA U LABORATORIJSKIM USLOVIMA KORIŠĆENJEM GREJAČA

Oponašanja termičkih kvarova u laboratorijskim uslovima je prikazano u tri slične izvedbe sa različitim izvedbama grejnih tela proticanih električnom strujom uronjenih u izolacionu tečnost.

2.1 Grafitni grejač

U ovom ogledu [1] se upotrebio grafitni provodnik koji se koristi za olovke tipa 2B. Grafitni grejači se koriste jer su otporni do veoma visokih temperatura preko $3000\text{ }^{\circ}\text{C}$. Grafitni grejač je uronjen u mineralno izolaciono ulje tipa Nytro Lyra. Na slici 3 je prikazana skica i fotografija dela opreme.



Slika 3: Skica izvedbe ogleda (levo) i fotografija (desno) [1]

Određivanje temperature vruće tačke (grafitnog provodnika) je određeno merenjem otpornosti ommetrom. Jednačina za izračunavanje otpora R_T iz poznatih veličina je data u jednačini (1), a izmenom se iz izmerene otpornosti i ostalih poznatih veličina može izračunati temperatura vruće tačke prema jednačini (1) za T [1].

$$R_T = \frac{\rho \cdot L}{A} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20)) \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\alpha} \cdot \left(R_T \cdot \frac{A}{\rho \cdot L} - 1 \right) + 20 \quad (2)$$

Jedinice i vrednosti korišćene u izračunavanju su dati ispod [1].

R_T = Otpornost grafita na određenoj temperaturi, Ω

ρ = Specifična otpornost materijala na referentnoj temperaturi 20 °C, ($3.75 \cdot 10^{-5} \Omega m$)

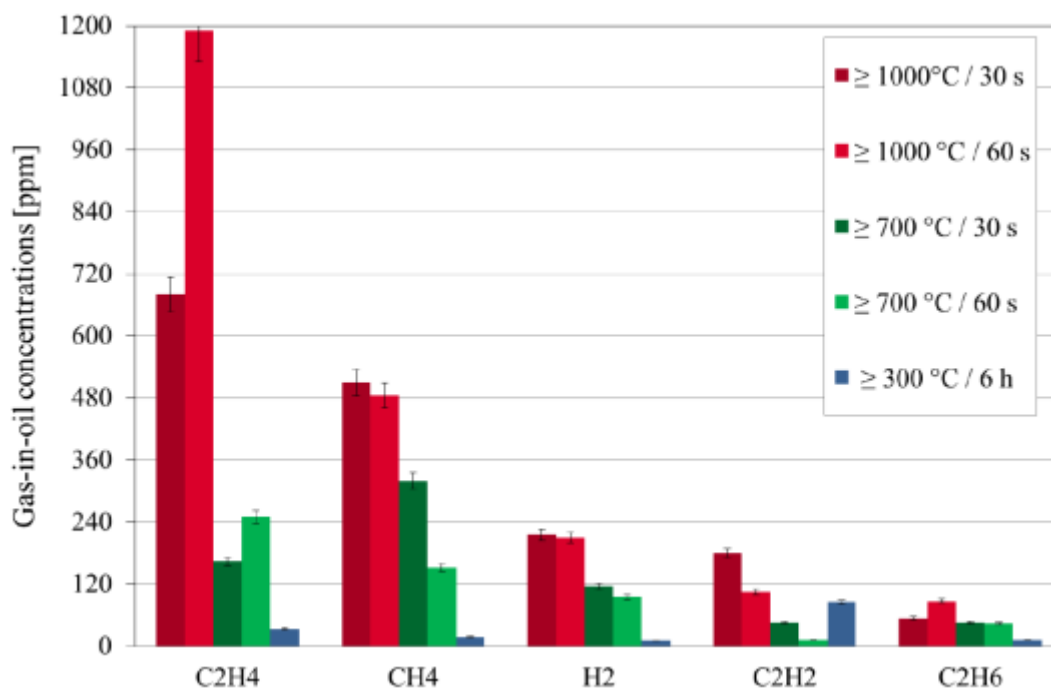
L = Dužina materijala, (0.01 m)

A = Površina poprečnog preseka materijala, ($4.65 \cdot 10^{-7} m^2$)

T = Temperatura, °C

α = Temperaturni koeficijent grafita ($4.84 \cdot 10^{-4} 1/^\circ C$)

Na slici 4 su prikazane količine gasova za različite temperature i vreme trajanja ispitivanja [1].



Slika 4: Količine gasova za različite temperature i vremena trajanja ispitivanja [1]

Pojava značajne količine acetilena na temperaturi ispitivanja od 300 °C ukazuje na problem postavke oglada. Na temperaturi od 300 °C ne bi uopšte trebalo da bude acetilena, a on je u ovom slučaju dominantan gas. Prema odnosima gasova u Duvalovom trouglu kvar je tipa D1. Na slici 3 se vidi da je trajanje ispitivanja na 300 °C bilo 6 sati. Metalne šipke između kojih je postavljen grafitni grejač (provodnik) su verovatno od mesinga. Moguće je da je usled grejanja i lošeg kontakta između šipki i

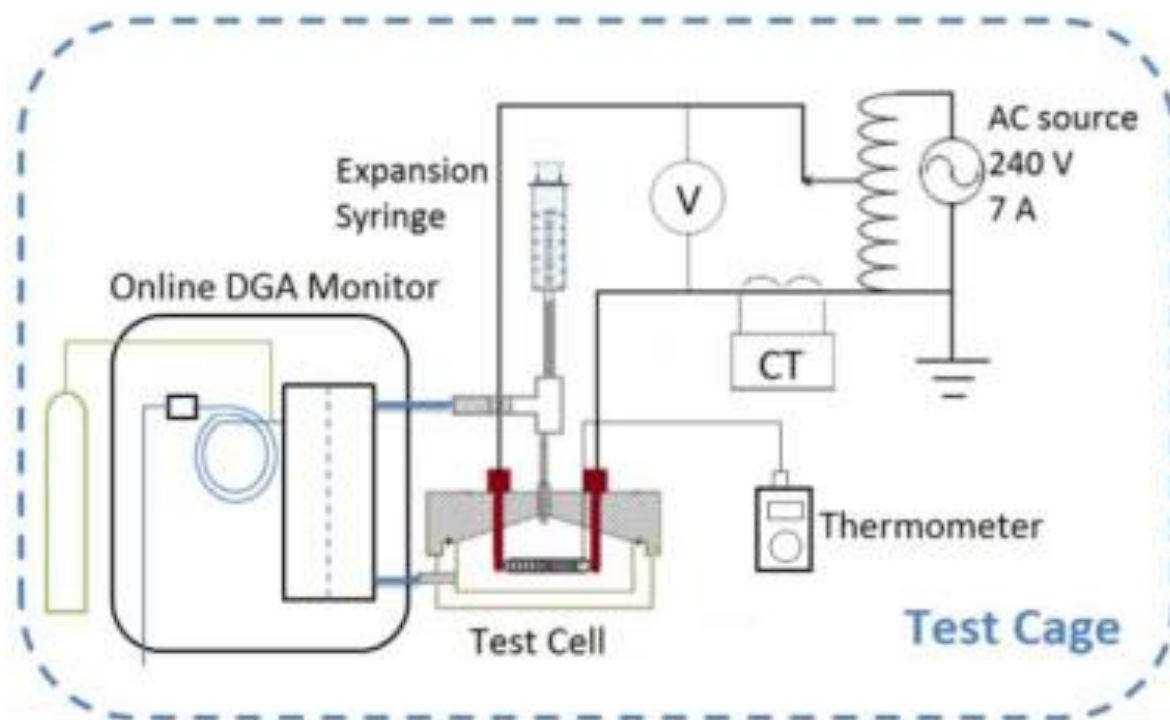
grafitnog grejača došlo do varničenja (tipa slabih i umerenih električnih pražnjenja) i dalo potpuno neočekivane rezultate. Čak i da se izuzme acetilen iz razmatranja odnosi gasova bi prema Duvalovom trouglu pokazali termički kvar na višim temperaturama.

U ogledima na 700 °C i 1000 °C se uočava pojava acetilena u manjim količinama. Količina acetilena bi trebala biti zanemariva u odnosu na etilen. Moguće je da je i u ovom slučaju bilo varničenja. Odnosi gasova na 1000 °C ako se zanemari acetilen bi mogli biti prihvatljivi.

S obzirom na prethodno navedeno rezultati ovog ogleda nisu pouzdani za određivanje odnosa gasova za termičke kvarove.

2.2 Grejač od legure Khantal A-1

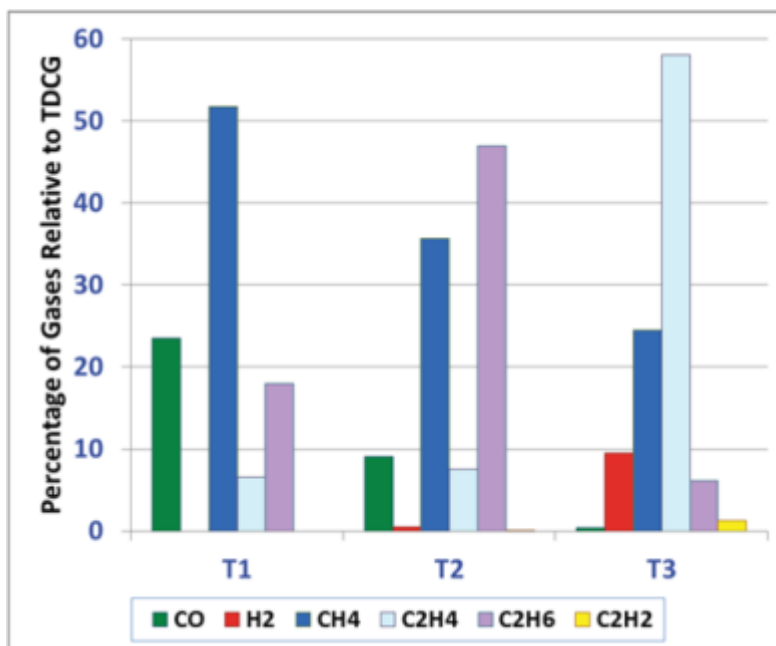
U ovom ogledu [2] se koristila legura Khantal A-1 [3]. Temperatura topljenja legure Khantal A-1 je 1500 °C. Grejač od žica legure Khantal A-1 je prečnika 0.6 mm koja je namotana na valjak za peći prečnika 6 mm. Koriste se mineralno izolaciono ulje tipa Gemini X i ulje Diala S4 ZX-I koje je dobijeno iz gasa odgovarajućim postupkom (gas to liquid). Na slici 5 je prikazana skica ogleda.



Slika 5: Skica izvedbe ogleda [2]

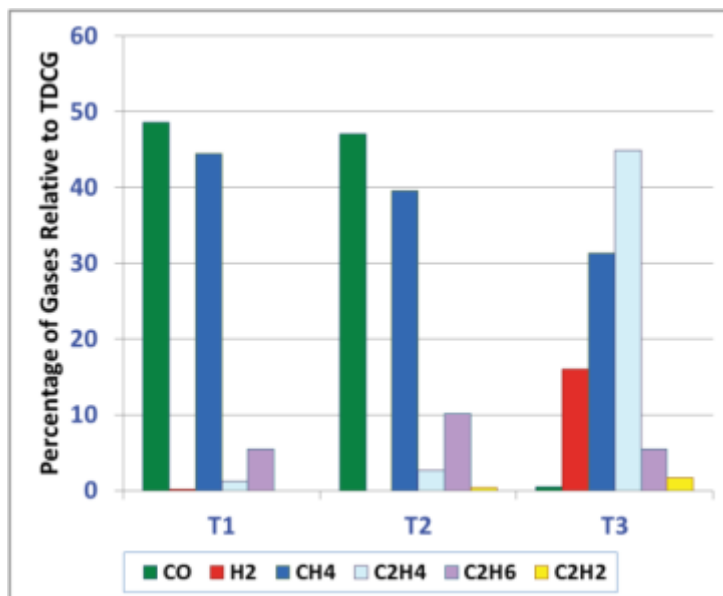
Temperatura je kontrolisana ulaznom snagom i merena termoparom postavljenim u sredinu grejnog elementa. Merena temperatura bi trebalo da odražava temperaturu najtoplije tačke ulja. Termički kvar tipa T1 je simuliran na oko 280 °C u trajanju od 40 minuta i termički kvar tipa T2 je simuliran na oko 400 °C u trajanju od 12 minuta. Povećanjem snage grejanja deo grejne žice je počeo da se žari (crveni) i topi, a s obzirom da je tačka topljenja legure Khantal A-1 1500 °C [3] to se podrazumevalo kvarom tipa T3 u trajanju od nekoliko sekundi do pola minuta. Vidno žarenje (crvenilo) čvrstih materijala usled grejanja se javlja na preko 500 °C.

Na slici 6 su prikazani postoci pojedinih gasova u odnosu na ukupnu količinu gorivih gasova za ulje Diala S4 ZX-I [2].



Slika 6: Postoci gasova u odnosu na ukupnu količinu gorivih gasova za ulje tipa Diala S4 ZX-I [2]

Na slici 7 su prikazani postoci pojedinih gasova u odnosu na ukupnu količinu gorivih gasova za ulje tipa Gemini X [2].



Slika 7: Postoci gasova u odnosu na ukupnu količinu gorivih gasova za ulje tipa Gemini X [2]

Kod oba tipa ulja se za teremički kvar tipa T2 na temperaturi od oko 400 °C stvara mala količina acetilena što nije očekivano na nižim i srednjim temperaturama. Zbog odstupanja temperatura ispitivanja od uobičajenih 300 °C i 700 °C odnosi gasova dobijeni ovim ogledom se ne mogu koristiti za određivanje odnosa gasova za termičke kvarove.

Ispitivanja [4] su pokazala da na osnovu teorije ključanja bazena (pool boiling theory) nije moguće u uslovima grejanja ulja u posudi sa uronjenim grejačem obaviti zagrevanje mineralnog izolacionog ulja na temperaturama većim od 330 °C za tip ulja Gemini X, a za sintetički ester MIDEL 7131 većim od 390 °C. Postoje tri područja grejanja: prirodna konvekcija, nukleatno ključanje (nucleate boiling) i film ključanje (film boiling). U području prirodne konvekcije temperatura grejnog elementa raste sa povećanjem ulazne snage. U području nukleatnog ključanja temperatura grejnog elementa je skoro konstantna sa povećanjem ulazne snage. Višak energije se rasipa isparavanjem i jakom konvekcijom ulja. Kad ulazna snaga pređe tačku kritičnog toplotnog fluksa (CHF) raspodela temperature duž grejnog elementa postaje nehomogena i temperatura vruće tačke dostiže temperaturu pregaranja grejnog elementa. Na slici 8 su date fotografije tri područja grejanja.

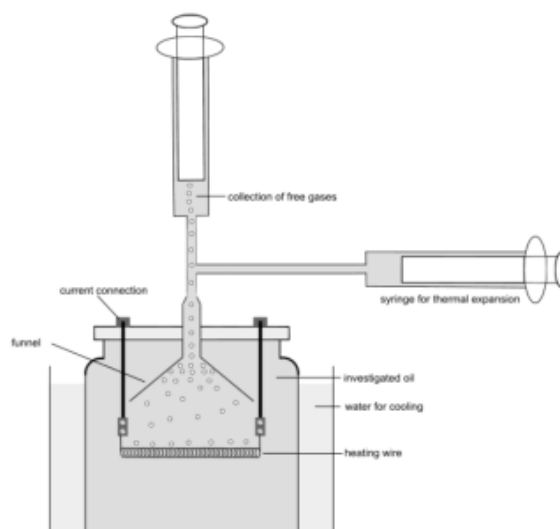


Slika 8: Blaga konvekcija (levo), jaka konvekcija i isparavanje (sredina) i nehomogeno zagrevanje (desno) [4]

Sa značajnim povećanjem ulazne snage (preko 300 W do 1200 W) ne povećava se temperatura u sredini grejnog elementa gde se nalazi termopar, ali dolazi sigurno do značajnog zagrevanja ulja oko grejnog elementa. U unutrašnjosti nosača grejnog elementa ne dolazi do povećanja temperature zbog bržeg odvođenja toplote usled isparavanja i jake konvekcije ulja. Bez obzira što termopar ne pokazuje povećanje temperature ulja ona sigurno raste, ali zbog isparavanja i jake konvekcije ulja, ulje ne može da se zagreje na željenu temperaturu koju uostalom i ne možemo na ovaj način utvrditi i koja je sigurno nehomogena duž grejnog elementa. Bolje je, iako sa greškom zbog nehomogenosti, koristiti merenje otpornosti grejnog elementa tokom ispitivanja kao što je urađeno u tački 2.1.

2.3 Grejač od legure Resistherm NiFe30

U ovom ogledu [5] se koristila legura Resistherm NiFe30 [6]. Maksimalna radna temperatura legure Resistherm NiFe30 u vazduhu je 800 °C. Prečnik provodnika je 0.6 mm, a dužina zavisno od željene snage je od 100 mm do 500 mm. Koriste se mineralno izolaciono ulje tipa Lyra X i prirodni ester FR3. Na slici 9 je prikazana skica ogleda.



Slika 9: Skica izvedbe ogleda [5]

Srednja temperatura je određena merenjem struje i napona. Za prirodni ester FR3 su ispitivanja izvršena na temperaturama 300 °C, 400 °C, 500 °C i 600 °C za različite dužine trajanja da bi se dobile značajne količine gasova. Za mineralno ulje Lyra X su ispitivanja izvršena na temperaturama 300 °C i 400 °C. Veće temperature nisu mogle biti dostignute slično kao i u tački 2.1. jer je dolazilo do topljenja grejnog elementa. Očigledno je da zbog razlika u fizičkim i hemijskim karakteristikama prirodnog estera i mineralnog ulja ne može da se na ovaj način na višim temperaturama ispita mineralno ulje, a pokazalo se da mineralno ulje Lyra X na 400 °C proizvodi 6 puta više slobodnih gasova od prirodnog estera FR3. U tabeli I su rezultati GH analiza prirodnog estera FR3 [5].

Tabela I: AGRU prirodnog estera FR3 [5]

Količina gasova u ppm	300 °C (6h)	400 °C (6h)	500 °C (2h)	600 °C (1h)
H ₂	92	278	472	382
CH ₄	33	214	351	453
C ₂ H ₂	<1	<1	<1	<1
C ₂ H ₄	27	209	631	1061
C ₂ H ₆	489	934	1005	1307
CO	932	4219	3095	5148
CO ₂	1353	2973	3698	3923
C ₃ H ₆	17	354	675	1158
C ₃ H ₈	27	439	866	1520

U tabeli II su rezultati GH analiza mineralnog izolacionog ulja Lyra X [5].

Tabela II: AGRU mineralnog izolacionog ulja Lyra X [5]

Količina gasova u ppm	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
300 °C (1.5 h)	11	20	<1	8	2	510	57
400 °C (1 h)	70	149	38	198	7	687	169

Iako se smatra da se acetilen pojavljuje na temperaturama većim od 500 °C u tabeli I ga nema ili je u tragovima. Rezultati i odnosi gasova dobijeni ovim laboratorijskim ispitivanjem za prirodni ester FR3 se mogu smatrati ispravnim i koristiti u različitim metodama za interpretaciju rezultata AGRU.

U tabeli II se za mineralno izolaciono ulje Lyra X kod temperature od 400 °C stvara acetilen što je neočekivano za tu temperaturu. Očigledno postoji problem sa nukleatnim ključanjem gde temperature na nekim mestima na grejnom telu dostižu veoma visoke vrednosti. Količine i odnosi gasova na 300 °C bi se mogli smatrati pouzdanim iako odstupaju od granice u Duvalovom trouglu 1.

2.4 Prednosti i nedostaci ispitivanja korišćenjem grejnih tela uronjenih u izolacionu tečnost

Prednost ispitivanja korišćenjem grejača je:

- Jednostavna izvedba sa jednostavnim grejačem i jednostavnom opremom.

Nedostaci oponašanja termičkih kvarova korišćenjem grejnih tela uronjenih u izolacionu tečnost su:

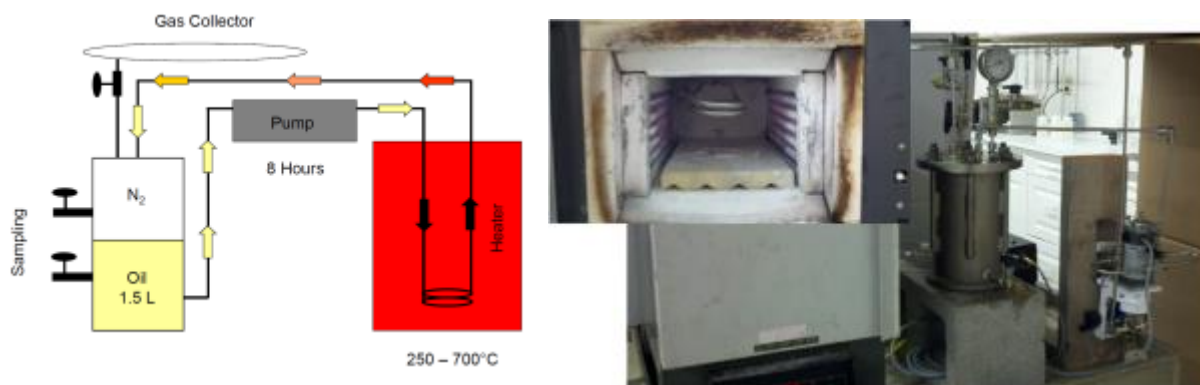
- Saglasno teoriji ključanja bazena onemogućeno je dostizanje stabilnih homogenih temperatura viših od 300 °C kod ispitanih mineralnih izolacionih ulja.
- Saglasno teoriji ključanja bazena onemogućeno je dostizanje stabilnih homogenih visokih temperatura kod ispitnog tipa prirodnog estera.

- Korišćenje termopara ugrađenog u nosač grejača je lošija opcija u odnosu na određivanje temperature grejača iz merenja struje i napona ili otpornosti.
- Određivanje temperature iz merenih struja i napona ili merenjem otpornosti je nepouzđano u područjima nukleatnog ključanja i film ključanja jer se, po prikazanim rezultatima ispitivanja, u tom području javljaju nehomogene temperature na grejaču koje mogu dostizati i veoma visoke temperature iako se određivanjem temperature iz struje i napona ili merenjem otpornosti dobijaju manje temperature.

Zbog visokih temperatura neophodno je kod ispitivanja upotrebom grejača obezbediti veoma dobre kontakte između delova opreme proticane električnom strujom kako bi se izbeglo pregrevanje i varničenje na kontaktima koji mogu da pokvare rezultate AGRU.

3 ANALIZA OPONAŠANJA TERMIČKIH KVAROVA U LABORATORIJSKIM USLOVIMA KORIŠĆENJEM PEĆI

Oponašanje termičkih kvarova u laboratorijskim uslovima za temperature od 250 °C do 700 °C korišćenjem električne peći sa nezavisnim grejanjem u kojoj se nalazi posuda sa izolacionom tečnošću je prikazano na jednom primeru. Ispitivani su prirodni estri i mineralno izolaciono ulje. Ispitivana količina izolacione tečnosti je 1.5 litara. Na slici 10 je data skica izvedbe ogleda i fotografija opreme.



Slika 10: Skica izvedbe ogleda (levo) i fotografija (desno) [7]

Pri temperaturi ispitivanja za prirodne estre na 700 °C je zapremina proizvedenih gasova prelazila 100 litara [8]. Zbog toga je neophodno u slučaju ponavljanja sličnog ispitivanja obratiti pažnju da su proizvedeni gasovi zapaljivi.

U tabeli III su dati rezultati AGRU sa količinama gasova za sojino ulje, a u tabeli IV za mineralno ulje nepoznatog tipa [8].

Tabela III: Količine gasova za sojino ulje u ppm i ukupna količina gasova u litrama [8]

T (°C)	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700
H ₂	183	242	453	448	14578	92064	449630	951663	1898615	5336773
CH ₄	9	18	36	163	5427	32265	426389	2555117	5176221	15591740
C ₂ H ₆	321	404	495	896	12584	46790	518002	2666376	5163518	11721018
C ₂ H ₄	2	3	9	59	12620	66570	549371	6377429	13599997	37426253
C ₂ H ₂	0	0	0	0	0	0	0	3573	8213	33494
CO	138	250	388	1267	159834	846321	4476588	8535474	9782953	15715859
CO ₂	528	565	660	1324	150631	663328	3110067	5863817	6839063	9506162
Zapremina (litara)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	4.3	13.4	25.5	48.7	126.9

Tabela IV: Količine gasova za mineralno ulje u ppm i ukupna količina gasova u litrama [8]

T (°C)	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700
H ₂	0	61	65	66	308	635	3415	112760	1349634	7248321
CH ₄	15	32	77	82	281	1135	14060	525596	5562060	18288865
C ₂ H ₆	0	9	9	17	181	606	7688	403924	2989009	7135061
C ₂ H ₄	0	0	2	3	26	502	8254	528885	5156563	15505831
C ₂ H ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	1506	4140
CO	54	60	77	224	23192	550591	4251527	4052783	7611417	12554248
CO ₂	1003	1346	1281	1822	13839	489273	3195203	3181084	4581705	7989692
Zapremina (litara)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	2.8	26.2	67.7

Količina svakog gasa u tabelama III i IV je kombinovana količina izmerenih vrednosti količina gasova iz gasa i iz gasa rastvorenog u ulju. Količine koje prelaze 1000000 ppm nisu računski greška već prikazuju činjenicu da je proizvedena zapremina gasa daleko veća od početne zapremine ulja. U visokonaponskoj opremi i uređajima je očekivano da je samo mala količina ukupne izolacione tečnosti podvrgnuta te da bi količine gasova bile nekoliko veličina manje nego kod laboratorijskog ispitivanja.

U [8] nije navedeno da li su se koristili Ostvaldovi (Ostwald) koeficijenti u određivanju kombinovane količine gasova prikazanih u tabelama III i IV.

Primenjivost odnosa gasova prikazanih u tabelama III i IV je sumnjiva jer je nepoznato koje ulje je korišćeno i kakvo je stanje ulja (ostarelo, vlaga, zasićenost kiseonikom i azotom, prisustvo inhibitora starenja,...) iako približno odgovaraju granicama u Duvalovom trouglu 1 za mineralno ulje na 700 °C, ali ne odgovara na 300 °C. Granice za prirodne estre su takođe neodgovarajuće prema Duvalovim trouglovima 3.

3.1 Prednosti i nedostaci ispitivanja korišćenjem peći

Prednost ispitivanja korišćenjem peći je:

- Mogućnost dostizanja visokih temperatura ispitivanja izolacionih tečnosti.
- Precizno određivanje temperature pomoću senzora u peći.

Nedostaci oponašanja termičkih kvarova korišćenjem peći u prikazanom primeru su:

- Pri visokim temperaturama ispitivanja od oko 700 °C se stvaraju izuzetno velike količine slobodnih gasova koji su zapaljivi.
- Korišćenje ukupne količine izolacione tečnosti za zagrevanje.

4 ZAKLJUČAK

Korišćenje grejača za određivanje količina i odnosa gasova AGRU u laboratorijskim uslovima je ograničena na niže temperature do oko 300 °C za mineralna ulja, a za prirodne estre nešto više temperature. Sama priprema ispitivanja mora da obezbedi da ne dolazi do „zagađenja“ izolacione tečnosti gasovima čiji su izvor loši kontakti ili nehomogenost grejača.

Korišćenje peći je primenjivo u kompletnom opsegu temperatura do oko 700 °C. U prikazanom primeru je na željenu temperaturu zagrevana kompletna količina izolacione tečnosti kruženjem kroz peć, a poželjno bi bilo da se na željenu temperaturu zagreje samo mala količina koja se nalazi u peći

koja bi prirodnom kruženjem (kao u transformatorskim radiatorima) prelazila u sud sa većom količinom izolacione tečnosti dok bi sa druge strane ulazila izolaciona tečnost iz suda. Drugi način je da se u peći zagreje količina ulja u cevi u peći na željenu temperaturu u određenom vremenu, a onda prebaci u sud sa ukupnom količinom ulja. Na neki od ovih načina bi se dobili uslovi slični onom u pravom transformatoru jer kod mesta grejanja koje je okruženo izolacionom tečnošću postoji kretanje izolacione tečnosti usled razlike u temperaturama mesta grejanja i okolne izolacione tečnosti, a takođe i zbog kretanja tečnosti usled različitih načina hlađenja transformatora. Senzor temperature bi trebao da bude u dodiru sa izolacionom tečnošću unutar cevi. Količina izolacione tečnosti u sudu bi trebala biti relativno velika kako bi se gasovi stvoreni grejanjem otopili u izolacionoj tečnosti, a ne izdvajali u gasnom stanju. Zbog oponašanja pregrevanja izolacione tečnosti u transformatoru bolje bi bilo da se koristi samo AGRU izolacione tečnosti i da se ti rezultati uzimaju u obzir kod određivanja odnosa gasova termičkih kvarova bez obzira koja je količina otišla u gasno stanje.

Bilo bi poželjno ispitati različite tipove izolacionih tečnosti oponašanjem termičkih kvarova tako da isti tip izolacione tečnosti ima različite karakteristike (ostarelo, vlaga, zasićenost kiseonikom i azotom, prisustvo inhibitora starenja,...) u temperaturnom opsegu saglasno mogućnostima laboratorije.

5 LITERATURA

- [1] Jackelyn Aragón Gómez, 2014, Dissertation “Experimental Investigations on the Dissolved Gas Analysis Method (DGA) through Simulation of Electrical and Thermal Faults in Transformer Oil”, Institute für Angewandte Analytische Chemie Fakultät Chemie der Universität Duisburg-Essen
- [2] X.F. Wang, Z.D. Wang, Q. Liu, Ch. Krause, P.W.R. Smith, D. Walker, 2015, „Dissolved gas analysis of a gas to liquid hydrocarbon transformer oil under thermal faults”, The 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic, August, 23 – 28
- [3] <https://www.kanthal.com/en/products/material-datasheets/wire/resistance-heating-wire-and-resistance-wire/kanthal-a-1/> (pristupljeno 11.01.2023. godine)
- [4] Wang, X. F., Wang, Z. D., Liu, Q., & Dyer, P., 2018, „Dissolved gas analysis of thermal faults in transformer liquids simulated using immersed heating method“, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 25(5), 1749- 1757
- [5] M. Jovalekic, D. Vukovic, S. Tenbohlen, 2014, "Dissolved gas analysis of alternative dielectric fluids under thermal and electrical stress." in IEEE Conf. Dielectr. Liquids (ICDL), pp. 1-4
- [6] https://www.isabellenhuetten.de/fileadmin/Daten/Praezisionslegierungen/Datenblaetter_Widerst and/Englisch/RESISTHERM.pdf (pristupljeno 11.01.2023. godine)
- [7] C. Beauchemin, 2017, “Understanding Dissolved Gas Analysis of Ester Fluids“, The international conference on power transformers – TRANSFORMER 17, Torun, 9-11 may 2017, pp. 93-112
- [8] Dave Hanson, Kevin Li, Jorge Plascencia, John Luksich, Art Lemm, Clair Claiborne, Don Cherry, George Frimpong, Russell Martin, 2013, “Understanding Dissolved Gas Analysis of Ester Fluids: a Review of Gas Generated in Ester Fluid by Stray Gassing, Thermal Decomposition and Electrical Discharge”, Advanced Research Workshop on Transformers. 28 -30 October 2013. Baiona– Spain

DOI: [10.46793/CIGRE37.D1.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D1.02)**D1.02****IZOLACIONA SINERGIJA DVOKOMPONENTNIH GASNIH SMEŠA ZA BRZA I
ULTRABRZA NAPONSKA OPTEREĆENJA****INSULATION SYNERGY OF TWO-COMPONENT GAS MIXTURES FOR FAST AND
ULTRA-FAST VOLTAGE LOADS****Nenad Kartalović*, Čedomir Belić, Uroš Kovačević, Alija Jusić, Tomislav Stojić**

Kratak sadržaj: U radu se, teoretski i eksperimentalno, razmatraju dvokomponentne smeše gasa SF₆ sa gasovima He, N₂ i CF₄. Istraživanje tretira dejstvo brzih naponskih impulsa (komutacioni, atmosferski, ultrabrze) na određene gasne smeše za koje se određuju izolacijski efekti. Komutacioni impulsni naponi imaju oblik (250/2500) μs i atmosferski impulsni naponi imaju oblik (1,2/50) μs. Ultrabrze impulsni naponi treba da simuliraju odziv u žičanim strukturama nastao nuklearnim eksplozijama u atmosferi. Razvijena je visokosofisticirana merna oprema koja omogućuje pouzdana merenja brzih naponskih oblika. Gas SF₆ je još uvek najzastupljenija gasna izolacija u visokonaponskoj opremi. Ustanovljeno je da ovaj gas ima efekat staklene baste, istražuju se mogućnosti njegoelectrove zamene nekim, ekološki prihvatljivijim, gasom. Pokazalo se da nije uvek moguća njegova potpuna zamena nekim drugim gasom, te se pribegava primeni smeša SF₆ gasa sa nekim molekularnim ili atomskim gasom, sa pozitivnim sinergističkim efektom, pri čemu je varijacioni parametar procentualni sastav. Eksperimenti se vrše u kontrolisanim uslovima.

Ključne reči: sinergija, dvokomponentna smeša, naponski impulsi, starenje, eksploatacija

Abstract: In the paper, two-component mixtures of SF₆ gas with He, N₂ and CF₄ gases are considered, theoretically and experimentally. The research deals with the effect of fast voltage pulses (switching, atmospheric, ultrafast) on certain gas mixtures for which insulating effects are determined. Switching impulse voltages have the form (250/2500) μs and atmospheric impulse voltages have the form (1.2/50) μs. Ultrafast impulse voltages should simulate the response in wire structures caused by nuclear explosions in the atmosphere. Highly sophisticated measuring equipment has been developed that enables reliable measurements of fast voltage forms. SF₆ gas is still the most common gas insulation in high-voltage equipment. It was established that this gas has a greenhouse effect, the possibilities of replacing it with a more environmentally friendly gas are being investigated. It has been shown that it is not always possible to completely replace it with another gas, so a mixture of SF₆ gas with some

* Nenad Kartalović, Institut Nikola Tesla, nenad.kartal@icent.org

Čedomir Belić, Fizički fakultet BU, Studentski trg 12, 11000 Beograd,

Uroš Kovačević, Inovacioni centar Mašinskog fakulteta, ukovacevic@mas.bg.ac.rs

Alija Jusić, Faculty of Electrical Engineering, University of Sarajevo, al.jusic@epbih.ba

Tomislav Stojić, Mašinski fakultet BU, tstojic@mas.bg.ac.rs

molecular or atomic gas is resorted to, with a positive synergistic effect, where the variation parameter is the percentage composition. Experiments are performed under controlled conditions.

Key words: synergy, two-component mixture, voltage pulses, aging, exploitation.

1 UVOD

Gas SF₆ je do sada bila najzastupljenija gasna izolacija u elektroenergetici. Međutim, njegov uicaj na efekat staklene bašte pokreće istraživanja mogućnosti njegove zamene nekim, ekološki prihvatljivijim, gasom. Kako se pokazalo, za sada nije moguća njegova potpuna zamena nekim drugim gasom te se pribegava primeni smeša SF₆ gasa sa nekim molekularnim ili atomskim gasom [1,2,3]. Takve smeše treba da budu prihvatljive sa aspekta toksičnosti, zapaljivosti, cene, obnovljivosti i da imaju pozitivne sinergističke efekte u uslovima primene [4,5]. Pozitivan sinergistički efekat gasne smeše se prvenstveno odnosi na vrednost probojnog napona.

Električni proboj gasova počinje kao rezultat sudara elektrona sa dovoljno visokim energijama i molekula gasa. Iniciranje lavina novih elektrona i jona dovodi do samoodržanja električnog pražnjenja uz pojavu novih procesa koji dominantno zavise od mehanizma održavanja gustine elektrona i jona [6,7]. U slučaju SF₆ gasa elektronski sudarni procesi često dovode do disocijacije molekula. Od presudnog značaja za primenu SF₆ gasa je da njegovi molekuli i molekuli nastali njenom disocijacijom, pokazuju afinitet prema formiranju negativnih jona. Negativni joni svojim relativno velikim dimenzijama smanjuju srednju slobodnu dužinu puta negativno naelektrisanih čestica što smanjuje verovatnoću jonizacije i makroskopski se manifestuje povećanjem vrednosti probojnog napona [8,9].

Imajući u vidu rečeno, zamena SF₆ gasa sa drugim gasovima i smešama treba da ima slične mehanizme usporavanja pražnjenja. Najčešće se izučavaju dvokomponentne smeše gasova kod kojih je moguće ostvariti pozitivan izolacioni sinergistički efekat. To se postiže na dva načina:

- dovođenjem drugog gasa u cilju usporavanja spektra slobodnih elektrona (moderacija spektra) i povećanja verovatnoće zahvata slobodnih elektrona SF₆ molekulom i
- dovođenjem drugog elektronegativnog gasa sa manjim uticajem na efekat staklene bašte.

Gasovi koji se dodaju u cilju moderacije spektra slobodnih elektrona mogu biti molekularni ili atomski (plemeniti gasovi). Molekularni gasovi moderaciju spektra slobodnih elektrona vrše malim koracima pobuđivanjem rotacionih i vibracionih kvantnomehaničkih stanja. Atomski gasovi moderaciju spektra slobodnih elektrona vrše u većim koracima prelaskom na pobuđena kvantnomehanička stanja [10,11].

Cilj ovog rada je da se ispita sinergija dvokomponentnih smeša SF₆ gasa sa molekularnim, atomskim i elektronegativnim gasovima u uslovima brzog i ultrabrzog naponskog opterećenja (takozvanog impulsnog opterećenja).

2 IMPULSNI PROVOJ GASA

Impulsni probojni napon nastupa kada je vreme porasta napona uporedivo sa karakterističnim vremenom elementarnih procesa električnih pražnjenja u gasovima. Vrednost impulsnog probojnog napona je stohastička veličina koja se najčešće opisuje nekom od raspodela ekstremnih vrednosti [12,13]. Izvor stohastičnosti vrednosti impulsnog probojnog napona je u stohastičnosti vremena proboja. Vreme proboja se meri od trenutka ostvarivanja uslova iniciranja proboja do okončanja proboja. Ostvarenje uslova za iniciranje proboja računa se od trenutka kada se vrednost impulsnog napona izjednači sa odgovarajućom vrednosti DC napona (koji je za svaku elektrodnu konfiguraciju izolovanu određenim gasom konstantna veličina) [13]. Vreme proboja se prema fizičkim procesima sastoji od: statističkog vremena, vremena formiranja lavina i formativnog vremena. Statističko vreme je vreme potrebno da se jedan slobodni elektron nađe u delu međuelektrodnog prostora u kome može da preuzme od električnog polja iznos energije veći od energije veze elektrona u molekulu gasa. Takav elektron postaje inicijalni elektron i on inicira lavinsko pražnjenje. Vreme izgradnje lavina je vreme koje protekne od iniciranja prve lavine do premoštenja međuelektrodnog prostora sukcesivnim lavinama samoodrživog električnog pražnjenja (strimerom). Formativno vreme je vreme potrebno da u lavinama koje premoštavaju međuelektrodni prostor naraste struja i Džulovim efektom izazove termojonizaciju. Termojonizacijom kanala lavine (takozvanih strimera) se okončava električni proboj gasa. Najveći doprinos stohastičnosti vrednosti impulsnog probojnog napona je slučajna promenljiva statističko vreme [14,15].

Pošto je vrednost impulsnog probojnog napona stohastična veličina, tj. predstavlja slučajnu veličinu, merenjem se određuju njene statističke parametre. Na osnovu formiranog statističkog uzorka slučajne promenljive *probojno vreme* treba odrediti najverodostojniju statističku raspodelu. Na osnovu statističke raspodele moguće je odrediti ekstremne kvantile verovatnoće. Od ekstremnih kvantila verovatnoće, interesantni su za elektroenergetsku praksu, posebno ekstremno mali kvantili pošto je njih izuzetno teško odrediti eksperimentalno [20]. Na osnovu poznavanja vrednosti ekstremnih kvantila verovatnoće za jedan oblik impulsnog napona moguće je predvideti vrednosti tih ekstremnih kvantila za proizvoljan oblik impulsnog napona. Takva zavisnost se zove impulsna karakteristika za određeni kvantil verovatnoće. Eksperimentalno određivanje impulsne karakteristike je izuzetno teško, odnosno nemoguće. Iz tog razloga je potrebno izvesti poluempirijski algoritam za proračun impulsne karakteristike. Takav algoritam se zasniva na pretpostavci da brzina kretanja plazme u međuelektrodnom prostoru linearno raste sa porastom električnog polja tj prema jednačini:

$$v(x, t) = k[E(x, t) - E_s] \quad (1)$$

gde je k konstanta koja zavisi od mehanizma električnog pražnjenja i polariteta elektroda, E_s je vrednost statističkog DC polja koje odgovara vrednosti DC probojnog napona. Pod uslovom da se zanemari prostorno neelektrisanje dobija se:

$$E(x, t) = u(t)g(x) \quad (2)$$

pri čemu je $u(t)$ primenjeni napon a $g(x)$ funkcija određena konfiguracijom elektroda. Pod pretpostavkom da se k ne menja duž međuelektrodnog prostora može se pisati:

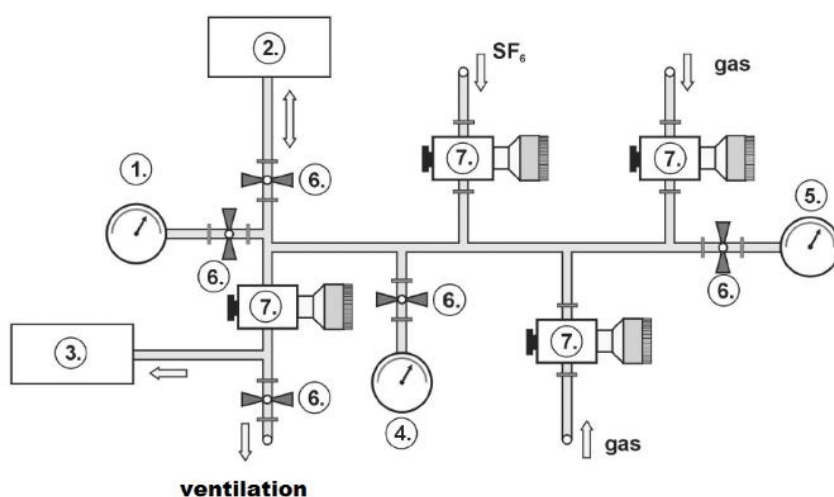
$$\frac{1}{k} \int_0^{x_k} \frac{dx}{g(x)} = \int_{t_1}^{t_1+t_a} [u(t) - u_s] dt = const \quad (3)$$

gde $x = x_k$ i $t = t_1 + t_a$ određuju tačku u međuelektrodnom prostoru i trenutak u kada Tauzendov mehanizam prelazi u strimerski [16].

U praksi se impulsna karakteristika proračunava na poluempirijski način. Prvo treba izvršiti jednu seriju merenja slučajne veličine impulsni probojni napon primenom impulsa poznatog oblika. Formiran reprezentativan statistički uzorak slučajne promeljive impulsni probojni napon treba da ima najmanje pedeset članova da bi bio zadovoljen Studentov kriterijum (u radu su formirani statistički uzorci 60 slučajnih promenljivih da bi Studentov uslov reprezentativnosti bio zadovolje i u slučaju odbacivanja nekih slučajnih promenljivih). Na osnovu takvog statističkog uzorka se odredi odgovarajuća statistička raspodela. Iz dobijene statističke raspodele se odrede 0,01% i 99,99% kvantili. Na osnovu tih kvantila se odrede konstantne vrednosti površina 0,01% i 99,99% u volt-sekundnoj ravni prema izrazu 3. Dobijene vrednosti površina u volt-sekundnoj ravni mogu odrediti sve vrednosti 0,01%, 99,9% kvantila za proizvoljni oblik impulsnog napona [17-22].

3 EKSPERIMENT I NAČIN OBRADE EKSPERIMENTALNIH REZULTATA

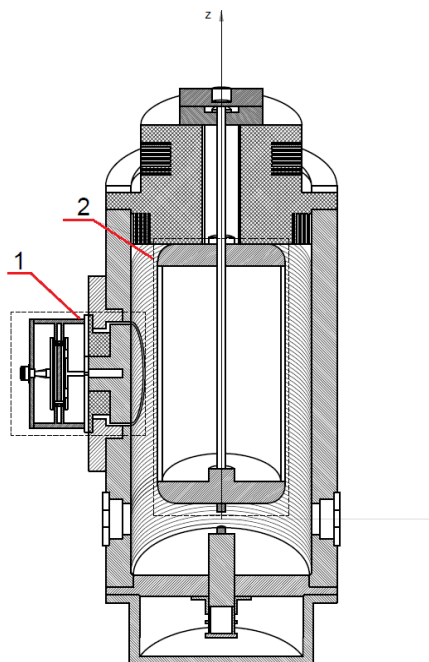
Ekperimenti su vršeni pod dobro kontrolisanim laboratorijskim uslovima. Merenja su vršena na dvokomponentnim smešama SF_6 gasa sa N_2 , He i CF_4 . Gasne smeše su formirane pomoću gasnog kruga prikazanog na slici 1, primenom zakona o aditivnosti parcijalnih pritisaka [20]. Za ispitivanje gasnih smeša korišćena je komora prikazana na slici 2. Postupak formiranja željene gasne smeše na željenom pritisku odvijao se na sledeći način: 1) zatvaranje komore sa postavljenim elektrodama i fiksiranjem međuelektrodnog rastojanja; 2) vakuumiranje komore do pritiska 10^{-6} bar; 3) upuštanje gasa koji je dominantan u smeši koja se formira; 4) ponovno vakuumiranje; 5) upuštanje prvog gasa smeše do pritiska proračunatog za parcijalni pritisak prema željenom sastavu smeše (svi pritisci su računati prema vrednosti za 20°C); 6) upuštanje drugog gasa smeše do pritiska proračunatog za parcijalni pritisak prema željenom sastavu smeše.



Slika 1. Gasna instalacija eksperimenta; 1, 4, 5 - vakuum metri, 2 - merna komora, 3 - vakuum pumpa, 6 - preklopni ventili, 7 - dozirajući ventili.

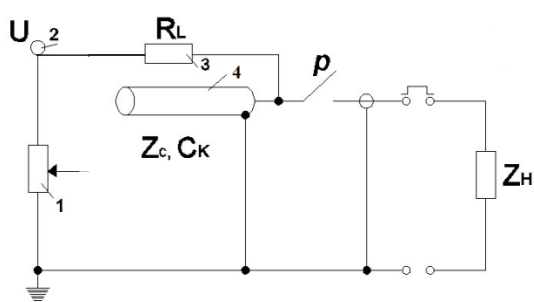
Elektrode ugrađene u mernu komoru sa slike 2 su oblika Rogovskog. Profil elektroda je određen proračunom električnog polja metodom simulacije naelektrisanja. Elektrode su izrađene od volframa i menjane su nakon svake serije merenja. Pre ugradnje u komoru,

elektrode su polirane do visokog sjaja. Pre početka merenja elektrodni sistem je kondicioniran sa po 10 proboja impulsnim naponom. U cilju eksperimentalnog određivanja krivih funkcionalnog veka trajanja gasne smeše, elektrode su bile peskarene. Pored toga nisko naponska elektroda je bila uzemljena preko otpornosti od $1\text{M}\Omega$. To je rađeno da se minimizira uticaj promena topografija elektroda na starenje izolacionog sistema.

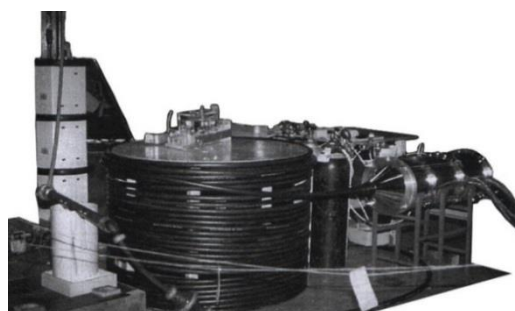


Slika 2. Merna komora; 1- brza kapacitivna sonda, 2 - elektrodni sistem.

Kao naponski generatori korišćeni su DC generatori brzine porasta napona 8V/s , Maksov impulsni generator i kablovski impulsni generator [24,25]. DC generator i Maksov impulsni generator su bili standardnog tipa. Kablovski impulsni generator se sastojao od visokonaponskog DC napajanja (generatora), snažnog koaksijalnog vodenog otpornika od 50Ω za ograničavanje struje punjenja kabla i koaksijalnog visokonaponskog kabla dužine 120m , slika 3. Kablovski generator je generisao pravougaone impulse temene vrednosti određene napajanjem, trajanja 600ns . Vreme porasta i opadanja pravougaonog impulse je bilo konstantno, manje od 2ns [28,29].



(a)



(b)

Slika 3. Kablovski impulsni generator; a) dijagram kablovskog generatora: 1 - naponski delitelj, 2 - napajanje, 3 - vodeni otpornik, 4 - kabl; b) fotografija kablovskog generatora.

Merenje DC napona vršeno je komercijalnim memorijskim voltmetrom i omskim deliteljem. Merenje impulsnih napona Maksovog impulsnog generatora vršeno je kompezovanim kapacitivnim deliteljem i digitalnim osciloskopom (GHz). Merenje napona impulsnog

kablovskog generatora vršeno je digitalnim osciloskopom i brzom kapacitivnom sondom koja je ugrađena u mernu komoru, slika 2. Tokom merenja svi merni instrumenti su se nalazili u oklopljenoj mernoj kabini nivoa zaštite veće od 100 dB. Merna kabina je galvanski odvojena od eksperimentalnog sistema.

Postupak merenja se odvijao u sledećim koracima: 1) podešavanje parametara gasne smeše; 2) merenje 20 vrednosti DC probojnog napona gasne smeše; 3) podešavanje parametara Maksovog generatora na oblik impulsa „komutacioni napon“; 4) merenje 60 vrednosti impulsnog probojnog napona komutacionim impulsima; 5) podešavanje parametara Maksovog generatora na brzine porasta impulsnog napona 5kV/μs, 10kV/μs, 20kV/μs, 50kV/μs, 100kV/μs i 200kV/μs (amplitude znatno veće od odgovarajuće vrednosti DC probojnog napona); 6) merenje 10 vrednosti impulsnog probojnog napona impulsima 5kV/μs, 10kV/μs, 20kV/μs, 30kV/μs, 50kV/μs, 100kV/μs i 200kV/μs; 7) podešavanje parametara Maksovog generatora na oblik impulsa „atmosferski napon“; 8) merenje 60 vrednosti impulsnog probojnog napona atmosferskim impulsima; 9) podešavanje parametara Maksovog generatora na brzine porasta impulsnog napona 5kV/μs, 10kV/μs, 20kV/μs, 50kV/μs, 100kV/μs i 200kV/μs; 10) merenje 10 vrednosti impulsnog probojnog napona impulsima brzine porasta 5kV/μs, 10kV/μs, 20kV/μs, 50kV/μs, 100kV/μs i 200kV/μs; 11) određivanje impulsnih karakteristika na osnovu statističkog uzorka slučajnih veličina impulsni probojni napon dobijenih komutacionim naponom i izrazom 3, 12) ucrtavanje na impulsne karakteristike vrednosti impulsnih probojnih napona dobijenih impulsima 1kV/μs, 2kV/μs, 3kV/μs, 5kV/μs, 10kV/μs, 20kV/μs, 50kV/μs, 100kV/μs i 200kV/μs, 13) određivanje impulsnih karakteristika na osnovu statističkog uzorka slučajnih veličina impulsni probojni napon dobijenih atmosferskim naponom i izrazom 3, 14) ucrtavanje na impulsnim karakteristikama vrednosti impulsnih probojnih napona dobijenih impulsima 5kV/μs, 10kV/μs, 20kV/μs, 30kV/μs, 50kV/μs, 100kV/μs i 200kV/μs, 15) podešavanje napona kablovskog generatora (temene vrenosti brzog impulsnog napona) na 600kV; 16) merenje 60 vrednosti probojnog vremena brzim naponskim impulsima i 17) ponavljanje merenja za naredni sastav smeše [30]. Obrada rezultata merenja se sastojala u statističkoj analizi eksperimentalno dobijenih statističkih uzoraka slučajne promenljive probojno vreme.

Obrada i analiza podataka „statističkih uzoraka“ slučajne promenljive *probojno vreme* dobijeno kablovskim generatorom obrađivana je sledećim koracima: 1) odbacivanje sumljivih slučajnih promenljivih Šoveniovim kriterijumom; 2) primenom U testa sume rangova na reprezentativni statistički uzorak testira se pripadnost slučajne promenljive jedinstvenoj statističkoj raspodeli; 3) određivanje statističke raspodele slučajne promenljive probojno vreme primenom χ^2 testa i testa Kolmogorova; 4) određivanje statističke raspodele slučajne promenljive probojno vreme; 5) određivanje centralnih momenata statističke raspodele slučajne promenljive probojno vreme metodom maksimalne verodostojnosti.

Eksperimentalno određivanje funkcionalnih krivih *veka trajanja* određivane su prema modifikovanom zakonu veka trajanja [32]:

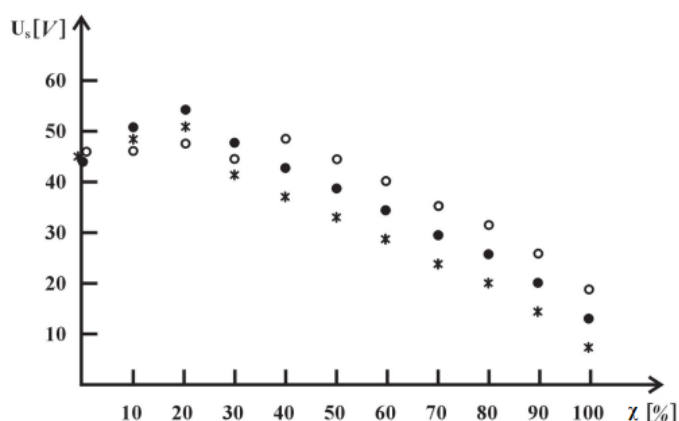
$$u_{dp} = k_{dp} n(t)^{-\frac{1}{r}} \quad (4)$$

gde su: u_{dp} –p-ti kvantil probojnog napona, $n(t)$ –broj impulsnih proboja, t –ukupno vreme izloženosti impulsnim probojima, k_{dp} –konstanta koja karakteriše geometriju elektrodnog sistema i r – eksponent starenja elektrodnog sistema.

Ispitivane su iste smeše gasova to jest: $\chi SF_6 + (1 - \chi)N_2$, $\chi SF_6 + (1 - \chi)He$ i $\chi SF_6 + (1 - \chi)CF_4$, ($\chi \leq 1$). Postupak se odvijao sledećim koracima: 1) podešavanje pritiska i procentualni sastav smeše (na opisan način); 2) vršenje po 104, 105, 106, 107, 108, 109, 1010, 1011 i 1012 proboja smeše gasova impulsa atmosferskog tipa sa pauzom 30 sekundi između dva uzastopna proboja; 3) nakon svakog od navedenih brojeva proboja impulsa merenje po 60 vrednosti probojnog napona ultrabrzim impulsa (iz kablovskog generatora) sa naponom punjenja 400kV, 500kV i 600kV i određivanja pripadnost statističkim raspodelama (raspodelama ekstremnih vrednosti i normalnoj raspodeli). Za ove statističke uzorke slučajne promenljive probojno vreme ustanovljeno je da pripadaju troparametarskoj Vejbulovoj raspodeli. Dalji postupak obrade eksperimentalno dobijenih rezultata odvijao se sledećim koracima: 1) crtanje statističkih raspodela slučajne promenljive probojno vreme; 2) konstruisanje krivih veka trajanja sa 0,1 i 0,63 kvantila; 3) fitovanje dobijenih krivih veka trajanja izrazom 4 i određivanje eksponenta veka trajanja.

4 REZULTATI I DISKUSIJA

Na slici 4 su prikazane eksperimentalno dobijene vrednosti DC probojnog napona dvokomponentne gasne smeše SF₆ gasa sa dodatnim gasom u zavisnosti od procentualnog udela dodatnog gasa. Procentni udeli dodatnih gasova (N₂, He i CF₄) su se menjali korakom od 10% od 0% do 100%. Pritisak dvokomponentne smeše je bio 2,5 bar, a međuelektrodno rastojanje 2 mm.

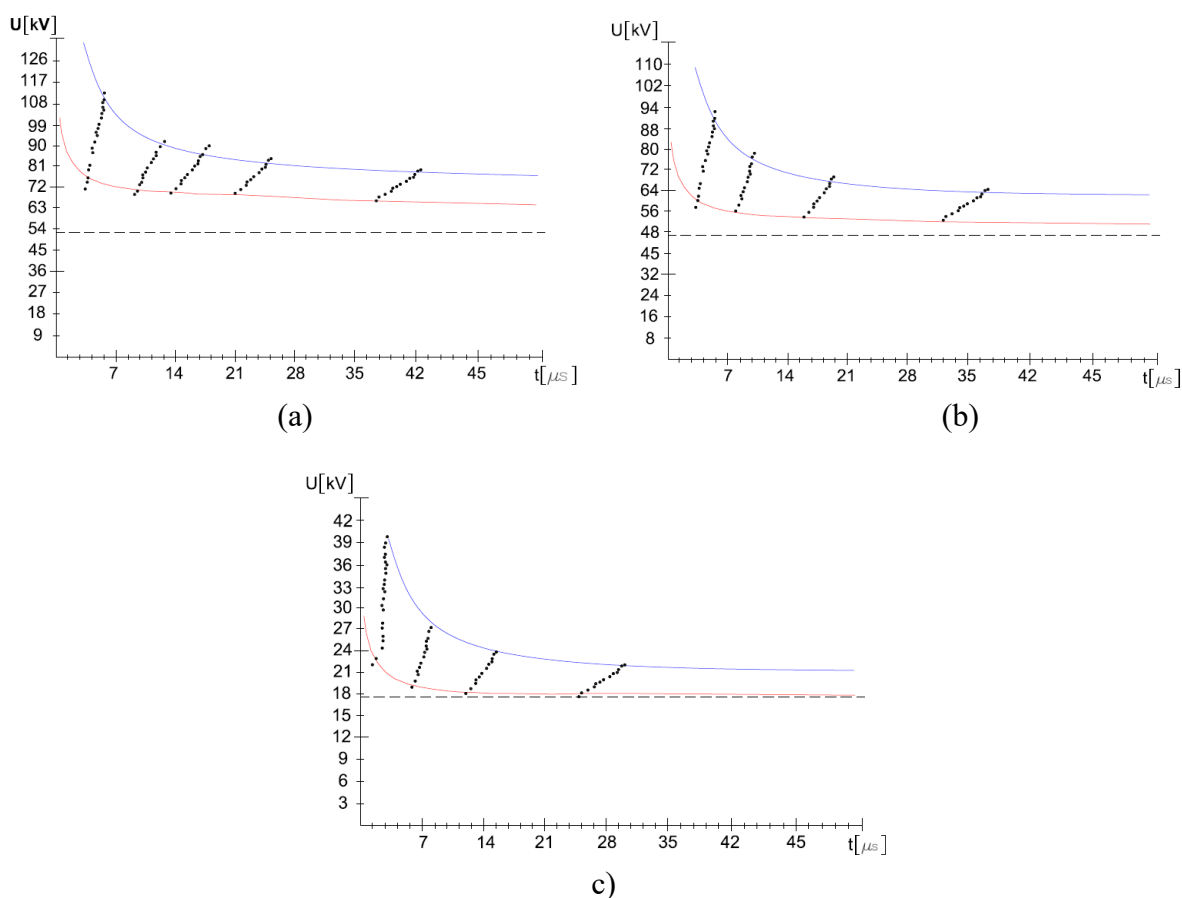


Slika 4. Zavisnost DC probojnog napona od procentualnog sastava dvokomponentnih smeša; $\chi SF_6 + \chi N_2$ (●); $\chi SF_6 + \chi He$ (*) i $\chi SF_6 + \chi CF_4$ (○); ($0 \leq \chi \leq 1$).

Na osnovu rezultata prikazanih na slici 4 može se zaključiti da se pozitivan izolacioni sinergijski efekat smeše SF₆ gasa i dodatnog gasa postiže dodavanjem gasova za moderaciju spektra slobodnih elektrona. Dodavanjem elektronegativnog gasa CF₄ ne dovodi do primetnije pozitivne sinergije (izuzimajući očekivano smanjenje uticaja na efekat staklene bašte). Takav rezultat je logičan pošto dodavanje elektronegativnih gasova SF₆ gasu ne povećava verovatnoću formiranja negativnih jona. Sa druge strane usporavanje spektra slobodnih elektrona produžava vreme koje slobodni elektron provodi u blizini elektronegativnog molekula i time povećava verovatnoću za njegov zahvat (verovatnoća zahvata elektrona elektronegativnom molekulom je obrnuto proporcionalna brzini slobodnog elektrona). Rezultati sa slike 4 pokazuju da se pozitivniji sinergistički efekat više izražen ako je dodati gas SF₆ gasu molekularnog tipa (a ne atomskog). To se može objasniti mogućnošću predaje malih iznosa energije elektrona za pobuđivanje rotacionih i vibracionih kvantnomehaničkih stanja. Takva mogućnost garantuje usporavanje spektra slobodnih

elektrona. Sa druge strane u sudaru slobodnih elektrona sa atomima moguće je da dođe ili do eksitacije atoma ili do njegove jonizacije. Verovatnoća tih procesa je manja pošto su eksitacioni i jonizacioni kvantnomehantički nivoi izrazito diskretni pa je verovatnoća ovih procesa manja od verovatnoće pobuđivanja vibracionih i rotacionih stanja (koja su skoro kontinualna). Ovdje treba napomenuti da je eksperimentalno potvrđeno da Pašenov zakon važi za DC proboj smeša SF_6 gasa sa dodatnim gasom.

Primenom χ^2 testa i testa Kolmogorova utvrđeno je da eksperimentalno određeni statistički uzorci slučajnih veličina komutacioni i atmosferski impulsni probojni napon pripadaju troparametarskoj Vejbulovoj raspodeli. Na osnovu određenih parametara određene su vrednosti komutacionog i atmosferskog impulsnog probojnog napona kvantila verovatnoće 0,01% i 99,99%. Tako određene vrednosti impulsnih probojnih napona, vrednost DC probojnog napona (predhodno određena za isti sastav smeše, pritisak i međuelektrodno rastojanje) omogućavaju da se, primenom izraza 3, odrede komutaciona i atmosferska impulsna karakteristika kvantila 0,01% i 99,99%. Impulsne karakteristike kvantila 0,01% i 99,99% ograničavaju u naponsko vremenskoj ravni prostor u kome treba da se nalaze sve vrednosti impulsnog probojnog napona nezavisno od oblika impulse. Površina prostora između 0,01% i 99,99% impulsne karakteristike je određena procesima električnog pražnjenja tokom proboja i daje podatke o kvalitetu gasne izolacije (gasna izolacija je kvalitetnija ako je statističko rasipanje slučajne promenljive impulsni probojni napon manje, tj. što je površina između 0,01% i 99,99% impulsne karakteristike manja). Na slici 5 su prikazani dijagrami impulsne karakteristike za kvantile 0,01% i 99,99% za smešu gasova $0,8\text{SF}_6 + 0,2\text{N}_2$.



Slika 5. Kvantili 0,01% i 99,99% za impulsne karakteristike dvokomponentnih mešavina; a) $0,8\text{SF}_6 + 0,2\text{N}_2$, b) $0,8\text{SF}_6 + 0,2\text{He}$ i c) $0,8\text{SF}_6 + 0,2\text{CF}_4$ za parametre impulsnih probojnih napona $2 \text{ kV}/\mu\text{s}$, $3 \text{ kV}/\mu\text{s}$, $5 \text{ kV}/\mu\text{s}$, $7 \text{ kV}/\mu\text{s}$ i $16 \text{ kV}/\mu\text{s}$.

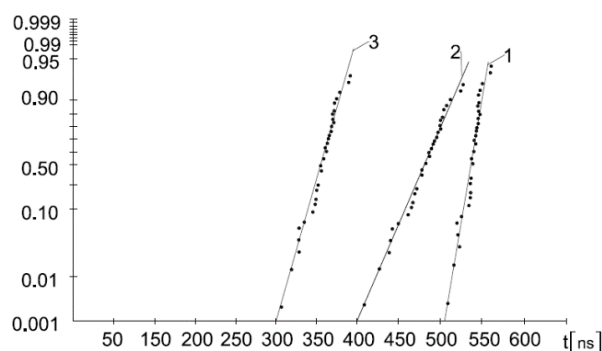
U Tabeli 1 date su vrednosti površina u naponsko-vremenskoj ravni između 0,01% i 99,99% kvantila atmosferskih impulsnih karakteristika u zavisnosti od tipa smeše i procentualnog sastava. Razlika između 0,01% i 99,99% kvantila impulsnih karakteristika dobijenih komutacionim i atmosferskim impulsnim naponom za posmatranu smešu gasova je bila ispod 5%. Taj rezultat direktno proističe od univerzalnosti postupka dobijanjem impulsnih karakteristika primenom izraza 3 (u slučaju važenja pretpostavki sa kojima je izraz 3 izveden). Što se tiče vrednosti impulsnih probojnih napona brzine porasta 5 kV/μs, 10 kV/μs, 20 kV/μs, 30 kV/μs, 50 kV/μs, 100 kV/μs i 200 kV/μs, oni su sa verovatnoćom 90% nalazili između 0,01% i 99,99% impulsnih karakteristika.

Tabela 1. Vrednosti površine u naponsko – vremenskoj ravni između 0,01% i 99,99% kvantila komutacionih impulsnih karakteristika u zavisnosti od tipa smeše i procentualnog sastava.

χ	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
$\lambda\text{SF}_6 + (1-\lambda)\text{N}_2$ [kVμs]	543	310	212	220	225	231	237	241	243	245	248
$\lambda\text{SF}_6 + (1-\lambda)\text{He}$ [kVμs]	543	405	370	320	290	270	265	260	253	250	250
$\lambda\text{SF}_6 + (1-\lambda)\text{CF}_4$ [kVμs]	543	537	510	501	492	487	450	429	402	395	370

Dobijeni rezultati za brza impulsna opterećenja (prikazana na slici 5 i u Tabeli 1) pokazuju da se električni proboj dvokomponentne smeše SF₆ i gasova N₂ ili He ili CF₄ odvija mehanizmom koji odgovara pretpostavka usvojenim pri izvođenju zakona o konstantnosti površine ispod impulsnog napona u naponsko-vremenskoj ravni (izraz 3). Poređenjem površine između 0,01% i 99,99% impulsne karakteristike za različite dvokomponentne smeše vidi se da su te površine najmanje za smeše SF₆ i N₂, a najveće za smeše SF₆ i CF₄. To znači da je pozitivni sinergistički efekat smeša najizraženiji u slučaju smeše SF₆ i N₂. Pozitivni sinergistički efekti dobijeni brzim impulsivnim naponom prate odgovarajući sinergistički efekat konstatovan opterećenjem DC naponom.

Statistički uzorci slučajne veličine probojno vreme dobijeni eksperimentima sa ultrabrzim impulsima (impulsima iz kablovskog generator) su testirani na pripadnost statističkim raspodelama ekstremnih vrednosti i normalnoj raspodeli. Primenom χ^2 testa i Kolmogorov testa, pokazalo se da svi statistički uzorci slučajne promenljive probojno vreme pripadaju troparametarskoj Vejbulovoj raspodeli. Na slici 6 su prikazane statističke raspodele slučajne promenljive probojno vreme na papiru Vejbulove raspodele za dvokomponentne smeše 0,8SF₆ + 0,2N₂; 0,8SF₆+0,2He; 0,8SF₆+0,2CF₄. U Tabeli 2 su date srednje vrednosti slučajne promenljive probojnog vremena u zavisnosti od procentualnog sastava smeše.



Slika 6. Statističke distribucije slučajnog promenljivog vremena proboja dobijenog brzim impulsima (kablovski generator) za smeše 1) 0,8SF₆ + 0,2N₂, 2) 0,8SF₆ + 0,2He i 3) 0,8SF₆ + 0,2CF₄.

Tabela 2. Srednje vredosti slučajne promenljive probojno vreme u zavisnosti od tipa smeše i procentualnog sastava.

χ	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
$\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ N}_2$ [ns]	500	530	540	501	461	415	370	331	235	250	210
$\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ He}$ [ns]	500	410	350	361	330	305	283	252	230	210	180
$\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ CF}_4$ [ns]	500	500	500	500	485	471	452	430	351	350	315

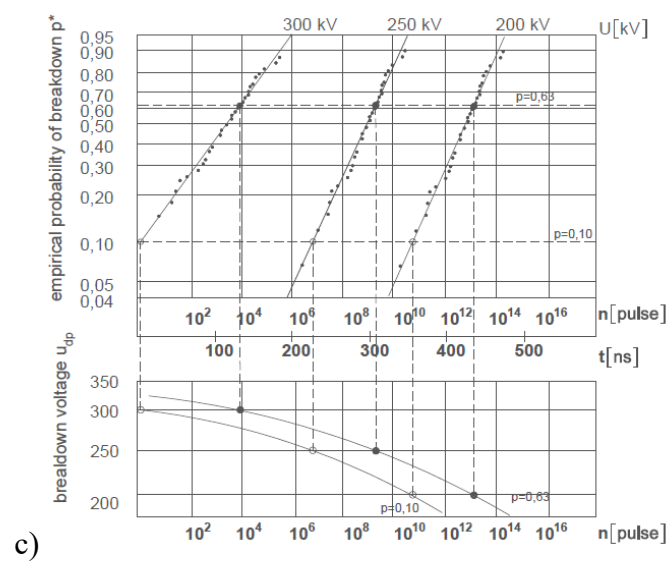
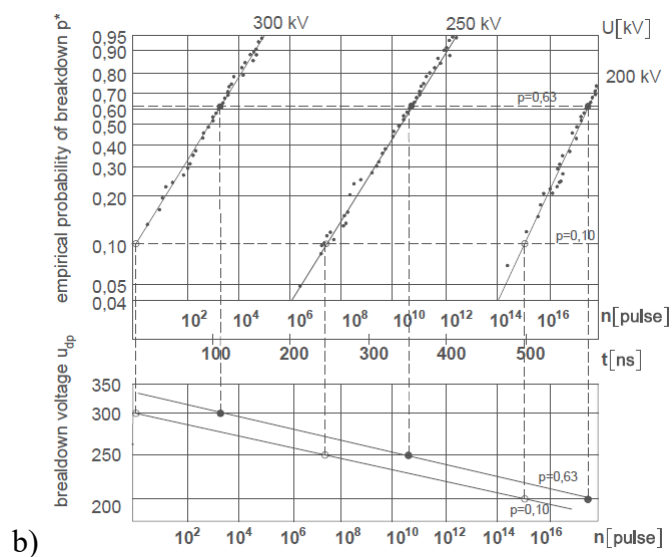
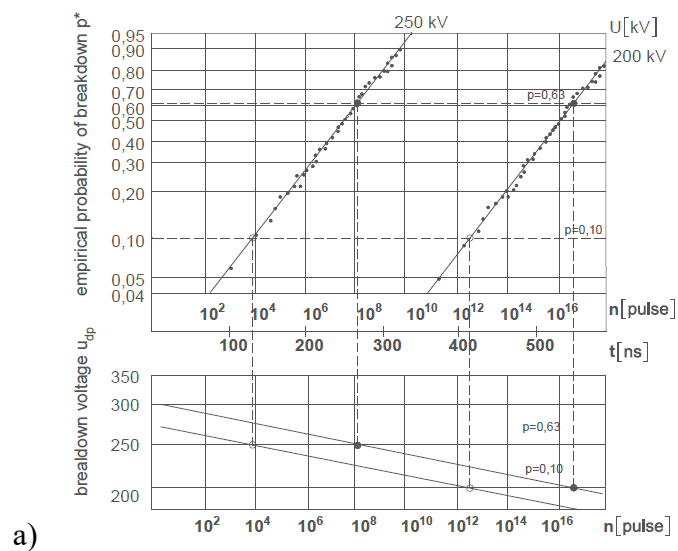
Tabela 3. Vrednost eksponenta veka trajanja u zavisnosti od tipa smeše i procentualnog sastava.

χ	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
$\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ N}_2$	82	84	87	90	91	92	93	95	96	97	98
$\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ He}$	82	85	87	93	98	102	107	112	116	120	125
$\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ CF}_4$	82	80	78	76	75	73	72	70	69	62	65

Rezultati prikazani na slici 6 i u Tabeli 2 pokazuju da najveće vrednosti slučajne promenljive probojno vreme odgovaraju smeši gasova $0.8\text{SF}_6 + 0.2\text{N}_2$. Pošto toj smeši gasova odgovara i maksimalna pozitivna izolaciona sinergija, može se zaključiti da je smeša SF_6 gasa sa molekularnim elektropozitivnim gasovima optimalna. To se može objasniti činjenicom da pobuđivanje rotacionih i vibracionih stanja takvih dodatnih gasova uz mogućnost disocijacije njihovih molekula vrši najefikasnije usporavanje spektra gasa slobodnih elektrona.

Krive veka trajanja (0,1 i 0,63 kvantila) dvokomponentnih smeša $0,8\text{SF}_6 + 0,2 \text{ N}_2$, $0,8\text{SF}_6 + 0,2 \text{ He}$ i $0,8\text{SF}_6 + 0,2\text{CF}_4$ prikazane su na slici 7. U Tabeli 3 date su vrednosti eksponenta veka trajanja u zavisnosti od tipa smeše i procentualnog sastava.

Rezultati prikazani na slici 7 i u Tabeli 3 pokazuju da gasna smeša $\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ He}$ ($\chi \leq 1$) najsporije stari. Za tu smešu je ustanovljeno da pozitivna sinergija (usporeni efekat starenja) raste sa procentualnim učešćem He. To nije interesantno u praksi pošto gasna smeša sa velikim procentualnim delom He je ekonomski neisplativa a ima i nisku vrednost probojnog napona. Sa aspekta starenja najgori sinergetski efekat daje $\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ CF}_4$ ($\chi \leq 1$). Ova gasna smeša nakon 10^{10} proboja impulsnim naponom menja mehanizam starenja. Do toga dolazi usled destrukcije molekula CF_4 sa malom verovatnoćom rekombinacije. Nakon destrukcije većeg dela molekula gasna smeša ubrzano stari. Taj efekat – negativni sinergistički efekat raste sa povećanjem procentualnog učešća CF_4 u smeši. Smeša $\chi \text{ SF}_6 + (1 - \chi) \text{ N}_2$ stari zadovoljavajuće polako i ne dolazi do promene mehanizma starenja usled destrukcije molekula N_2 . Razlog za ovaj efekat je velika verovatnoća rekombinacije molekula N_2 .



Slika 7. Konstrukcija krivih preostalog veka za dvokomponentne smeše a) $0.8\text{SF}_6+0.2\text{N}_2$, b) $0.8\text{SF}_6+0.2\text{He}$ i c) $0.8\text{SF}_6+0.2\text{CF}_4$.

5 ZAKLJUČAK

Dobijeni rezultati pokazuju da pozitivni izolacioni sinergistički efekti u uslovima brzog i ultrabrzog opterećenja naponskim efektima zavise od odnosa brzine naponskog impulse i brzine mehanizma kojima se ostvaruje sinergija. Najpozitivniji sinergistički efekat pokazuje smeša SF₆ i N₂ a najslabiji smeša SF₆ i CF₄. Takav rezultat je objašnjen praktično kontinualnim uspostavljanjem spektra slobodnih elektrona pri interakcijama sa molekulima N₂. To je posledica malo razmaknutih rotacionih i vibracionih kvantnomehaničkih stanja molekula N₂. Sličan efekat se ne javlja u smeši SF₆ i He pošto se usporenje spektra slobodnih elektrona može postići samo pobuđivanjem atomskih kvantnomehaničkih stanja He (a to ne isključuje ni jonizaciju He elektronima iz repa spektra). Pokazano je da je pozitivan sinergistički efekat smeše SF₆ i CF₄ zanemarljiv, osim sa aspekta smanjenja efekta staklene baste. Treba napomenuti da smeša SF₆ i He ima najizraženiji sinergistički efekat sa aspekta dužine veka trajanja. To se objašnjava atomskom strukturom plemenitog gasa He. U tom pogledu smeša SF₆ i CF₄ ima lose osobine pošto nakon disocijacije molekula CF₄ proces njenog starenja menja mehanizam i ubrzava se.

6 ZAHVALNICA

Ovaj rad je rezultat istraživačkog projekta koji je delimično finansijski podržalo Ministarstvo za nauku, tehnološki razvoj i inovacije Republike Srbije, po osnovu Ugovora o realizaciji i finansiranju naučnoistraživačkog rada istraživačko-inovacionih organizacija.

7 LITERATURA

- [1] Rajović Z., Vujisić M., Stanković K., Osmokrović P., Influence of SF₆-N₂ gas mixture parameters on the effective breakdown temperature of the free elektron gas, (2013) IEEE Transactions on Plasma Science, 41 (12), art. no. 6645459, pp. 3659 - 3665, DOI: 10.1109/TPS.2013.2286153
- [2] Manfred Maiss, Ingeborg Levin, Global increase of SF₆ observed in the atmosphere, Volume 21, Issue7, 1 April 1994, Pages 569-572, <https://doi.org/10.1029/94GL00179>;
- [3] Patra, P. & Lal, Shyam & Subbaraya, B. & Jackman, Charles & Rajaratnam, Ponnarashi. (1997). Observed vertical profile of sulfur hexafluoride (SF₆) and its atmospheric applications. Journal of Geophysical Research. 102. 8855-8859. 10.1029/96JD03503;
- [4] Jusić A., Stojić T., Lazarević D., Kovačević U., The influence of parameters of gas-insulated system on the duration of electrical breakdown at points near to Paschen minimum, (2023) Vacuum, 217, art. no. 112549, DOI: 10.1016/j.vacuum.2023.112549;
- [5] Electrical Breakdown of Gases, John M. Meek, J. D. Craggs, John Wiley & Sons (January 1, 1978);
- [6] Osmokrović Predrag, Mechanism of electrical breakdown of gases at very low pressure and interelectrode gap values, (1993) IEEE Transactions on Plasma Science, 21 (6), pp. 645 - 653, DOI: 10.1109/27.256784
- [7] Osmokrović P., Djogo G., Applicability of simple expressions for electrical breakdown probability in vacuum, (1989) IEEE transactions on electrical insulation, 24 (6), pp. 943 - 947, DOI: 10.1109/14.46317;
- [8] Jusić A.R., Lazarević D.R., Turković I.M., Influence of ionizing radiation on the stochasticity of overvoltage protection at low, medium, and high voltage levels in gas surge arresters, (2023) Nuclear Technology and Radiation Protection, 38 (1), pp. 18 - 29, DOI: 10.2298/NTRP2301018J
- [9] Nenad Kartalović, Alija Jusić, Dušan Nikezić, Kovička Stanković, Validity of the law of similarity for impulse and DC breakdown of gases in the vicinity of the Paschen's minimum, (2023) Vacuum, Volume 207, 111683, <https://doi.org/10.1016/j.vacuum.2022.111683>.
- [10] B. Chervy, H. Riad and A. Gleizes, "Calculation of the interruption capability of SF₆-CF₄ and SF₆-C₂ mixtures. I. Plasma properties," in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 24, no. 1, pp. 198-209, Feb. 1996, doi: 10.1109/27.491760;
- [11] L. G. Christophorou and R. J. Van Brunt, "SF₆/sub 6//N/sub 2/ mixtures: basic and HV insulation properties," in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 2, no. 5, pp. 952-1003, Oct. 1995, doi: 10.1109/94.469988;
- [12] Osmokrović P., Loncar B., Stanković S., The new method of determining characteristics of elements for overvoltage protection of low-voltage system, (2006) IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 55 (1), pp. 257 - 265, DOI: 10.1109/TIM.2005.862023
- [13] Lazarević, Stojić T., Jusić A., Kovačević U., A semi-empirical algorithm for determining the impulse characteristics of gas-insulated two-electrode systems in the vicinity of Paschen minimum with and without taking into account the spark channel thermoionization time, (2023) Vacuum, 213, art. no. 112153, DOI: 10.1016/j.vacuum.2023.112153
- [14] Qiu, Y., and Y. P. Feng. "Investigation of SF₆-N₂, SF₆-CO₂ and SF₆-Air as Substitutes for SF₆ Insulation," In Electrical Insulation, 1996., Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium on, vol. 2, pp. 766-769. Montreal, QC, Canada: IEEE;

- [15] Belić Č., Jusić A.R., Kovačević U.D., Malaš V.S., Poparić G., The influence of ionizing α and γ radiation on the statistics of the random variable electrical breakdown of electronegative gases, (2024) Nuclear Technology and Radiation Protection, 39 (4);
- [16] Y. A. Safar, N. H. Malik and A. H. Qureshi, "Impulse Breakdown Behavior of Negative Rod-Plane Gaps in SF₆-N₂, SF₆-Air and SF₆-CO₂ Mixtures," in IEEE Transactions on Electrical Insulation, vol. EI-17, no. 5, pp. 441-450, Oct. 1982, doi: 10.1109/TEI.1982.298488;
- [17] Berg, J.; Kuffel, E. Breakdown voltage of characteristics of SF₆-CF₄ mixture in uniform and non-uniform field gaps. In Proceeding of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Montreal, QC, Canada, 16–19 June 1996
- [18] B. Chervy, J. -J. Gonzalez and A. Gleizes, "Calculation of the interruption capability of SF/sub 6/-CF/sub 4/ and SF/sub 6/-C/sub 2/F/sub 6/ mixtures. II. Arc decay modeling," in IEEE Transactions on Plasma Science, vol. 24, no. 1, pp. 210-217, Feb. 1996, doi: 10.1109/27.491761;
- [19] VDI-Buch, Andreas Küchler, "High Voltage Engineering Fundamentals, Springer-Verlag GmbH Germany 1996, 2005, 2009, 2017, 2018
- [20] Osmokrović, P., Stojković M., Stanković K., Vujisić M., Kovačević D., "Synergistic effect of SF₆ and N₂ gas mixtures on the dynamics of electrical breakdown", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Volume: 19, Issue: 2, April 2012;
- [21] A. Jusić, "Influence of Critical Working Conditions on Stability of Varistor Characteristics", IEEE Transactions on Device and Materials Reliability, Volume: 24, Issue: 3, September 2024
- [22] Han S. Uhm, Yong S. Byeon, Ki B. Song, Eun H. Choi, Han-Yong Ryu, Jaimin Lee; Analytical investigation of electrical breakdown properties in a nitrogen-SF₆ mixture gas. Phys. Plasmas 1 November 2010; 17 (11): 113510. <https://doi.org/10.1063/1.3501022>
- [23] Polužanski V., Kovacevic U., Bacanin N., Rashid T.A., Stojanovic S., Nikolic B., Application of Machine Learning to Express Measurement Uncertainty, (2022) Applied Sciences (Switzerland), 12 (17), art. no. 8581, DOI: 10.3390/app12178581
- [24] PHAM, Hong-Lam and Sunjun, Jin and BUI, Duy-Linh and NGUYEN, Tuan-Khai and BUI, Van-Loat and PHAM, Quang-Trung and PHAN, Viet-Cuong and LE, Tuan-Anh and NGUYEN, Tien-Quan and NGUYEN, Ngoc-Quynh and NGUYEN, Huu-Quyet and PHAN, Tien-Dung and Le, Ngoc-Thiem, Calibration of External Radiotherapy Ion Chamber in Megavoltage X Ray Field of Medical Linear Accelerator
- [25] P. Osmokrović, D. Filipović, M. Pešić, Z. Lazarević, "Transient Electric Field Measurement in the Liquid Dielectrics Using Computerized Laser Tomography", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Volume: 56, Issue: 6, December 2007, DOI: 10.1109/TIM.2007.908312;
- [26] P. Osmokrović; D. Petković; O. Marković, "Measuring probe for fast transients monitoring in gas insulated substation", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Volume: 46, Issue: 1, February 1997;

DOI: [10.46793/CIGRE37.D1.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D1.03)**D1.03****ПРОЦЕНА ГЕНЕРИСАНОГ НАЕЛЕКТРИСАЊА КОРОНЕ УСЛЕД СТАНДАРДНОГ
ИМПУЛСА АТМОСФЕРСКОГ ПРАЖЊЕЊА****ESTIMATION OF THE GENERATED CORONA CHARGE DUE TO STANDARD
LIGHTNING PULSE****Milan Ignjatović, Jovan Cvetic, Nikola Vuković***

Кратак садржај: У ваздуху на атмосферском притиску корона је парцијално пражњење које се дешава око проводника малог радијуса кривине када се формира јако нехомогено електрично поље. Када је вредност интензитета електричног поља у ваздуху изнад одређеног прага, долази до генерације просторног наелектрисања око проводника које се састоји од позитивних и негативних јона. При удару атмосферског пражњења у надземни вод долази до простирања пренапонског таласа, при чему се око проводника формира корона. Наелектрисање короне утиче на повећање капацитивности вода што доводи до слабљења и дисторзије пренапонског импулса током простирања. Постоје различити модели короне помоћу којих се може израчунати промена амплитуде и стрмине пренапонског импулса током простирања. Један од њих је и CIGRE параболични модел који се заснива на једноставној математичкој зависности генерисаног наелектрисања од тренутне вредности напона. Физичка слика динамике наелектрисаних честица током корона пражњења може се описати дрифт-дифузионим моделом. Решавањем једначина континуитета за електроне, позитивне и негативне јоне добија се детаљна теоријска анализа временске и просторне зависности концентрација честица и електричног поља око проводника. На основу добијених резултата може се израчунати укупно генерисано наелектрисање короне и извршити поређење са резултатима једноставнијег инжењерског CIGRE параболичног модела.

Кључне речи: корона, QV криве, атмосферска пражњења, дрифт-дифузионни модел

Abstract: In air at atmospheric pressure, corona is a partial discharge that occurs around a conductor with a small radius of curvature when a strong inhomogeneous electric field is formed. When the electric field intensity in the air is above a certain threshold, a spatial charge is generated around the conductor, consisting of positive and negative ions. When the lightning hits an overhead line, a surge wave propagates, forming a corona around the conductor. The corona charge increases the capacitance of the lines, which leads to attenuation and distortion of the surge pulse during propagation. There are various corona models that can be used to

* Milan Ignjatović, University of Belgrade - School of Electrical Engineering, ignjatovic@etf.rs
Jovan Cvetic, University of Belgrade - School of Electrical Engineering, cvetic_j@etf.rs
Nikola Vuković, University of Belgrade - School of Electrical Engineering, nvukovic@etf.rs

calculate the change in the amplitude and steepness of the surge pulse during propagation. One of them is the CIGRE parabolic model, which is based on a simple mathematical dependence of the generated charge on the current voltage value. The physical picture of the dynamics of charged particles during a corona discharge can be described by the drift-diffusion model. By solving the continuity equations for electrons, positive and negative ions, a detailed theoretical analysis of the temporal and spatial dependence of particle concentrations and the electric field around the conductor is obtained. Based on the obtained results, the total generated corona charge can be calculated and compared with the results of the simpler engineering CIGRE parabolic model.

Key words: *corona, QV curves, lightning, drift-diffusion model*

1 УВОД

Атмосферска пражњења се за земље опажају израженим визуелним и звучним ефектима. Већина атмосферских пражњења се дешава између самих облака, а од интереса за нас су атмосферска пражњења између облака и земље која изазивају страдање људи, објеката и уређаја. Ударима су посебно подложни високи објекти, дрвећа и издигнути облици рељефа. Обим штете се знатно повећава ширењем пожара које изазивају атмосферска пражњења. Такође, удари у делове енергетског система као што су надземни водови и разводна постројења могу довести до прекида снабдевања електричном енергијом великог броја људи и индустријских постројења.

Научно истраживање атмосферских пражњења се кроз историју заснивало на посматрању и феноменолошком описивању ове природне појаве. Први који је увидео везу између електричних појава и удара грома био је амерички научник и државник Бенџамин Френклин у XVIII веку. Такође, предложио је и принцип заштите зграда од удара атмосферског пражњења коришћењем уземљене металне шипке – громобрана, који функционише тако што метални проводник представља алтернативну путању атмосферског пражњења којом се обезбеђује сигуран пут наелектрисања до земље.

Даљи развој технологије током XIX и XX века омогућио је мерења различитих ефеката који су последица атмосферског пражњења, као што су емитована светлост, електромагнетско поље, струја у тачки удара и звук. До разумевања физичких процеса који се дешавају током атмосферског пражњења долази се на основу основних поставки физике електричних пражњења у гасу. Атмосферско пражњење управо представља електрични пробој на великим растојањима, при чему су електроде облак и земља, а гас између електрода је ваздух. Наелектрисање се простире механизмом лидера, при чему се успоставља канал атмосферског пражњења који спаја облак и земљу.

Према томе у ком смеру се лидер креће (од облака ка земљи или обрнуто) атмосферска пражњења се могу поделити на силазна и узлазна [1]. Поред тога, према знаку наелектрисања у облаку атмосферска пражњења се могу поделити на позитивна и негативна. У овом раду су разматрана негативна пражњења, с обзиром да ови удари чине око 90% свих пражњења између облака и земље. Канал атмосферског пражњења се састоји од танког централног језгра пречника пар центиметара које је веома проводљиво и око којег се налази корона омотач пречника реда величине метара.

1.1 Корона

Корона је парцијално пражњење које се дешава око оштрих електрода као што су игле, жице и ивице, при чему се јавља јако нехомогено електрично поље у ваздуху [2]. Ради се о слабо јонизованој и нискотемпературној плазми, што значи да није дошло до значајног загревања самог гаса ваздуха, док температура електрона може бити реда величине пар 10000 K. У таквој плазми доминантни су судари између електрона и неутралних атома и молекула. Услед њихове велике разлике у маси, при еластичном судару губитак енергије електрона је занемарљив, док при нееластичним сударима долази до потпуног преноса енергије. Управо ти судари су битни за генерисање нових честица, електрона и јона, процесима јонизације и припајања електрона.

У случају атмосферског пражњења улогу жице има високо проводљиво језгро. Може се сматрати да је већина наелектрисања депонована у корона омотачу, док кроз језгро веома велике проводљивости тече сва аксијална струја. Струја атмосферског пражњења која се јавља у тачки удара у објект на земљи не представља директно пражњење наелектрисања у облаку ка земљи, већ је последица неутрализације наелектрисања корона омотача. Из тог разлога је анализа динамике наелектрисања у корони кључна за разумевање процеса преноса наелектрисања из облака ка земљи.

Поред тога, код система за пренос електричне енергије корона се формира око надземних проводника високонапонских далековаода и опажа се светлосним и звучним ефектима, варницама и пуккетањем који постоје у нормалном радном режиму. У случају директних удара грома у надземни вод доћи ће до простирања ударног импулса дуж вода. Управо је корона главни ефекат који утиче на промену импулса током простирања и мора се узети у обзир при пројектовању заштите од пренапона.

Корона се углавном проучава у геометријским конфигурацијама коаксијалне жице и цилиндра, жице изнад проводне равни и шипке или игле изнад проводне равни. Постоје различите физичке карактеристике корона пражњења у зависности од поларитета примењеног напона. За потребе електроенергетике, симулације короне помоћу флуидних модела се често рачунају за једносмерне напоне који постоје у HVDC енергетским водовима због постојања равнотежног решења. Може се корисити једноставни модел монополарне расподеле просторног наелектрисања чија се расподела одређује методом коначних разлика или коначних елемената. Коначно, користе се и напреднији модели који узимају у обзир временску еволуцију позитивних и негативних јона, као и утицај атмосферских прилика као што је ветар.

2 ДРИФТ-ДИФУЗИОНИ МОДЕЛ

У овом раду биће извршена симулација корона пражњења помоћу дрифт-дифузионог модела који се дефинише на основу фундаменталних принципа кинетичке теорије гаса. Овај модел омогућава детаљну анализу временске еволуције и просторне зависности концентрације више типова честица које учествују у пражњењу у гасу [3]. Једначина дрифт-дифузионог модела је једначина континуитета код које са леве стране једнакости имамо збир првог извода концентрације n по времену и дивергенције флукса $\vec{\Gamma}$, а са десне стране једнакости чланове који представљају производњу и губитке честица.

$$\frac{\partial n}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \vec{\Gamma} = G. \quad (1)$$

Флукс има две компоненте, једну услед дрефта наелектрисаних честица у електричном пољу и другу која зависи од градијента концентрације и представља кретање услед дифузије.

$$\vec{\Gamma} = n\vec{W} - D\nabla n. \quad (2)$$

Брзина дрефта $\vec{W}$ и коефицијент дифузије D се називају транспортним коефицијентима и њихове вредности зависе од односа интензитета електричног поља и концентрације молекула у гасу. Зависност од E/N_0 се одређује експерименталним техникама или решавањем Болцманове једначине за једночестичну функцију расподеле при константном униформном електричном пољу. У литератури се могу наћи апроксимативни аналитички изрази који описују ове зависности за електроне у различитим гасовима.

Концентрација позитивних јона се у ваздуху састоји углавном од N_2^+ и O_2^+ јона који се генеришу процесима сударне јонизације или фотојонизације. Електрони који немају довољну енергију да изазову јонизацију, могу довести до ексцитације молекула. Приликом деексцитације молекула емитују се фотони који могу узроковати даљу јонизацију.

Негативни O^- и O_2^- јони се генеришу услед два различита процеса припајања електрона у ваздуху. Када је јачина електричног поља велика, најзначајнији процес припајања електрона је дисоцијативно припајање приликом судара два тела, тако да се генеришу O^- јони. Негативни O_2^- јони се генеришу услед припајања електрона приликом судара три тела, што је доминантан процес када је јачина електричног поља ниска.

Сударна јонизација и припајање електрона при судару два тела имају заједничку особину да постоји енергија прага, односно минимална енергија која је потребна да би се процес догодио. Припајање електрона има праг на мањој вредности електричног поља него јонизација, па зато постоји вредност електричног поља када стопа јонизације постаје једнака стопи припајања. Мало изнад те вредности је тачка електричног пробоја у ваздуху.

Процеси који су такође узети у обзир при моделовању електричног пражњења у ваздуху су и одвајање електрона, које представља супротну реакцију од припајања електрона. Затим, када се позитивно и негативно наелектрисане честице довољно међусобно приближе долази до рекомбинације и губитака тих наелектрисаних честица. Поред рекомбинације електрона и позитивних јона, на високим вредностима притиска долази и до рекомбинације позитивних и негативних јона.

Код негативне короне је од посебног интереса узети у обзир процесе који се дешавају на самој жици која представља негативно наелектрисану катоду. Што се тиче електрона који се налазе у самом металу, енергија коју је потребно додати електрону да би напустио металну површину назива се излазни рад и представља карактеристику материјала од којег је сачињена жица. Ова количина енергије се може обезбедити на различите начине, међу којима су за корону најзначајнији удари позитивних јона и фотона на површину метала.

2.1 Модификовани дрефт-дифузиони модел

За дати напонски импулс, укупна генерисана подужна густина наелектрисања може се израчунати коришћењем дрефт-дифузионог модела. Поређење израчунате подужне густине наелектрисања са мереним подужним густинама наелектрисања у експериментима *Cooray*-а [4] приказано је у [3]. Поред тога у [5], дрефт-дифузиони модел је примењен на прорачун простирања ударног импулса дуж надземног вода, како би се симулирали резултати мерења које је извео *Wagner* [6]. Резултати су показали добро слагање за жице мањих полупречника до 5 mm. Међутим, када се дрефт-дифузиони модел примени на анализу короне око жица већег пречника, добијају се резултати који предвиђају мање изражене ефекте короне.

Ова разлика у резултатима за танке и широке жице може се објаснити ефектом стримера. Структура просторног наелектрисања око жице није радијално симетрични флуид, као што претпоставља дрефт-дифузиони модел. У стварности, просторно наелектрисање се састоји од танких филамената пражњења – стримера. Ови филаменти се састоје од главе стримера у којој се јавља фотојонизација и они се шире кроз простор остављајући иза себе слабо јонизовани реп. Њихова значајна карактеристика је да могу да се простиру чак и када је интензитет позадинског електричног поља мањи од критичног електричног поља за ударну јонизацију (око 2,6 MV/m за суви ваздух). Ово је могуће јер се у глави стримера генерише електрично поље веома високог интензитета и емитују се фотони који даље јонизују молекуле. Минимална вредност електричног поља за простирање позитивних стримера у ваздуху је 0,5 MV/m, а за простирање негативних стримера око 1 MV/m. Због стримера се додатно наелектрисање ствара у области даље од жице где електрично поље има мање вредности интензитета, што се не може узети у обзир код оригиналних 1D једначина дрефт-дифузионог модела. Иако је фотојонизација узета у обзир, стримери морају бити симулирани у 3D, што би захтевало значајно веће време рачунања.

Циљ је пронаћи начин да се 3D стример ефекат укључи у 1D симулацију модификацијом једначина дрефт-дифузионог модела. Један од начина да се то постигне је модификација вредности *Townsend*-овог коефицијента, који представља број парова електрона и позитивних јона који се генеришу по јединици дужине. При атмосферском притиску, вредност овог коефицијента зависи од интензитета електричног поља и минимална вредност за значајну јонизацију је 8 cm^{-1} када је интензитет електричног поља 2,6 MV/m. Модификација вредности се врши тако да *Townsend*-ов коефицијент има довољну вредност за значајну јонизацију када вредност електричног поља падне на одређену границу E_{min} . Вредност параметра E_{min} зависиће од полупречника жице. За танке жице вредности ће бити близу 2,6 MV/m, што значи да нема потребе за променом вредности *Townsend*-овог коефицијента. Како вредност полупречника жице расте, вредност параметра E_{min} ће се смањити на око 1 MV/m, што је минимално електрично поље за пропагацију негативног стримера.

3 QV КРИВЕ

QV кривом (*charhe-voltage curve*) се графички представља нелинеарна зависност генерисаног наелектрисања короне. У случају импулсног напона QV крива садржи хистерезис зато што наелектрисање које је генерисано током периода када је вредност напона расла се задржава у простору између електрода и опада спорије него напон. Оне

се користе за одређивање динамичке капацитивности потребне за укључивање ефекта короне у прорачун простирања транзијентних пренапонских таласа.

Различити једноставни инжењерски модели су осмишљени како би се процениле QV криве које се могу користити код прорачуна транзијентних пренапона дуж надземног вода. Ови модели се обично заснивају на претпоставци да је наелектрисање око проводника генерисано стримерима који се иницирају када јачина електричног поља достигне одређену критичну вредност. Обично се усваја да на свом путу стримери остављају за собом хомогену густину наелектрисања или се формира униформно електрично поље. Такав је и модел *Cooray*-а [4] код којег се QV крива рачуна генерисањем зоне позитивног наелектрисања које неутралише претходно негативно генерисано наелектрисање, слично као код модела корона омотача канала атмосферског пражњења.

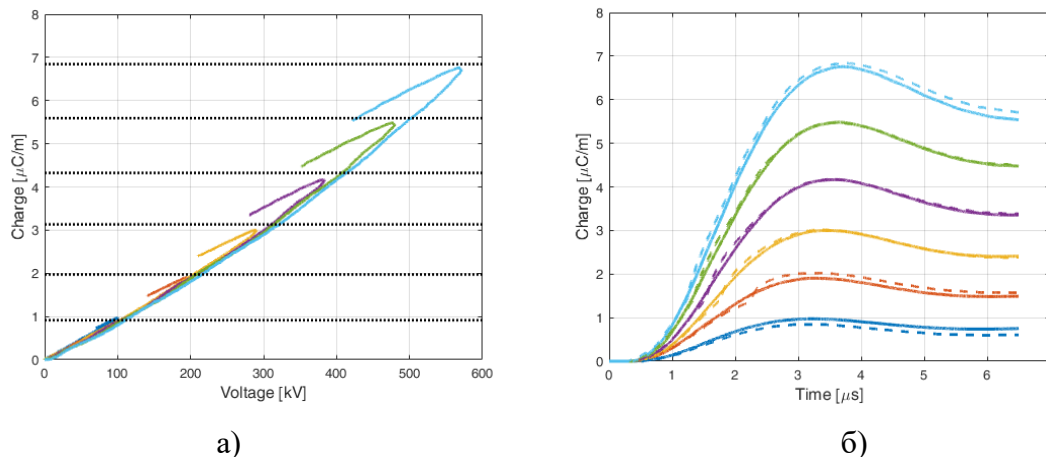
Према CIGRE моделу [7], генерисана подужна густина наелектрисања се одређује динамичком капацитивношћу која има параболичну зависност од примењеног напона. Параболична зависност је дефинисана у временском интервалу између тренутка када величина напона добије критичну вредност за почетак короне V_{kr} и тренутка када величина импулса достигне своју максималну вредност

$$C = C_0 \beta \left(\frac{V}{V_{kr}} \right)^{\beta-1}, \quad Q = C \cdot V, \quad \beta = 0.07r + 1.12 \quad (3)$$

Изван тог интервала динамичка капацитивност је једнака капацитету далековода C_0 .

Након добијања резултата симулације за временску и просторну расподелу концентрација честица на основу дрефт-дифузионог модела, може се израчунати укупна подужна густина наелектрисања која се састоји од две компоненте: наелектрисање које се налази у простору око жице Q_p и наелектрисање генерисано на самој жици Q_c . Вредност Q_c компоненте се рачуна из услова да интеграл електричног поља мора бити једнак примењеном напону у сваком тренутку.

Ради поређења резултата дрефт-дифузионог модела са експерименталним мерењима, извршена је симулација корона пражњења око жице изнад земље у конфигурацији коју је користио Noda [8]. При овим мерењима жица полупречника 5 mm је постављена на висини од 1,83 m изнад земље. Измерене QV криве за негативне импулсе амплитуде до 600 kV су приказане на слици 1a. Целокупно трајање импулса напона је 6,5 μ s. На слици 1б можемо видети поређење измереног генерисаног наелектрисања и израчунатог наелектрисања коришћењем дрефт-дифузионог модела.



Слика 1. а) QV криве које је мерио Noda б) поређење измерених и рачунатих вредности

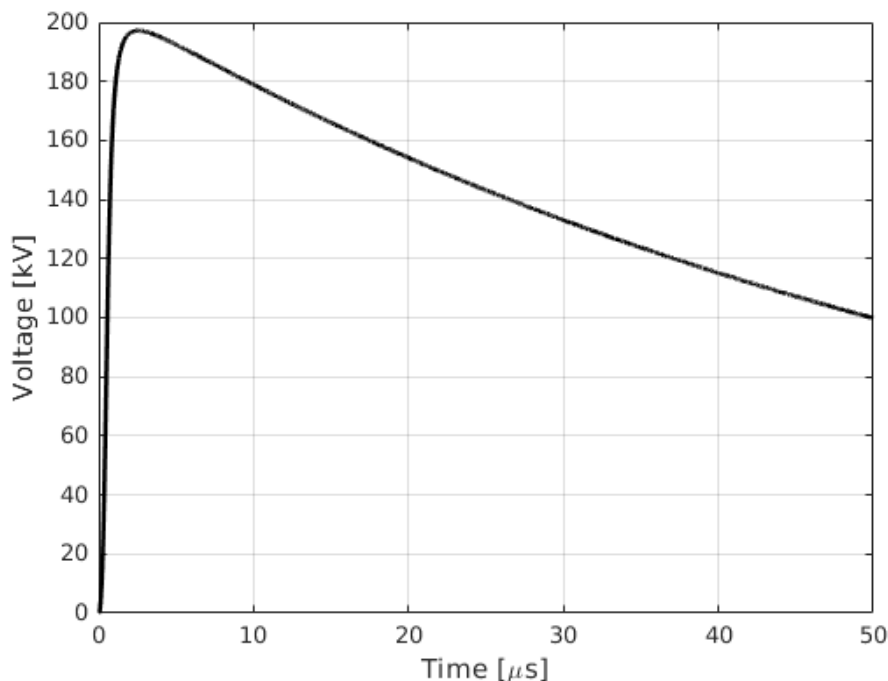
Да би се постигла добра сагласност са мерењима које је извршио *Noda*, неопходна вредност параметра E_{min} којом се модификује вредност *Townsend*-овог коефицијента је 1,5 MV/m. На овај начин смо успели да добијемо добра поклапања за све напонске импулсе које користи Нода, са амплитудама од 100-600 kV. Чињеница да се добра поклапања за све импулсе добијају јединственом модификацијом *Townsend*-овог коефицијента указује на то да образложење идеје модификације има смисла. Оваква врста оптимизације је оправдана, јер нас не занима детаљна микроструктура корона пражњења, већ је потребно само укупно генерисано наелектрисање, што је интегрална карактеристика пражњења. На слици 1а су хоризонталним црним линијама приказане максималне вредности подужног наелектрисања рачунате према CIGRE моделу, који у случају приказаних мерења даје врло тачна предвиђања.

4 КОРОНА УСЛЕД ИМПУЛСА АТМОСФЕРСКОГ ПРАЖЊЕЊА

Аналитичка функција која се користи за представљање временске зависности струје и напона при удару атмосферског пражњења је *Heidler*-ова функција, која показује висок степен флексибилности у избору вредности параметара. Подаци добијени из мерења напона се најбоље представљају збиром две *Heidler*-ове функције

$$V(t) = V_1 + V_2, \quad V_j(t) = V_{mj} \frac{(t/\tau_{1j})^{n_j}}{1+(t/\tau_{1j})^{n_j}} \exp\left(-\frac{t}{\tau_{2j}}\right), \quad j = 1, 2, \quad (4)$$

где су τ_{1j} и τ_{2j} времена чије се вредности добијају преко фитовања функције. Ради тестирања опреме и изолације у лабораторији, импулс струје или напона се дефинише стандардним импулсом атмосферског пражњења чије је време чела 1,2 μ s, а време зачеља 50 μ s. На слици 2 се може видети пример оваквог напонског импулса амплитуде 200 kV које је користио *Cooray* [4] у својим експериментима.



Слика 2. Стандардни напонски импулс атмосферског пражњења 1,2/50 μ s

Извршићемо симулацију короне при стандардном импулсу атмосферског пражњења у истој геометрији која је описана у претходном поглављу за мерења које је извршио *Noda*. Напонски импулси ће имати исте амплитуде као на слици 1а и добијена максимална вредност подужног наелектрисања ће бити поређења са предвиђањима CIGRE параболичног модела. Из једначине (3) се види да CIGRE модел захтева познавање критичног напона V_{kr} за појаву корона пражњења. У инжењерској пракси за најчешће користи *Peek*-ова формула [9] за критичну вредност електричног поља уз саму жицу које је потребно за почетак короне

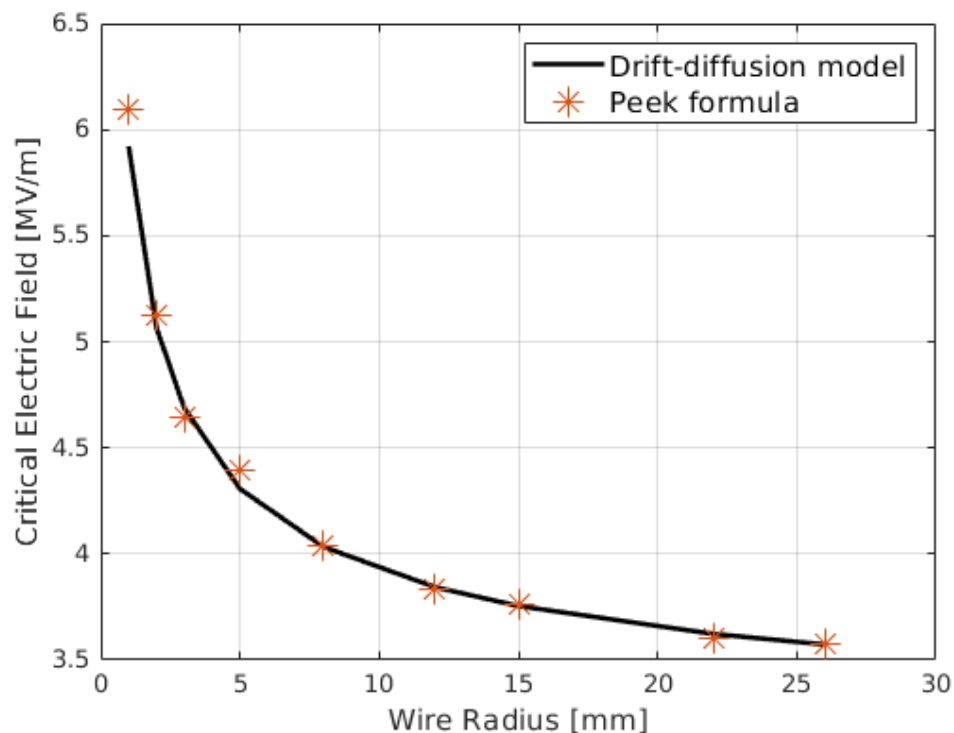
$$E_{kr} = 3.15 \left(1 + \frac{0.308}{\sqrt{r[\text{cm}]}} \right) \frac{\text{MV}}{\text{m}}. \quad (5)$$

Критично електрично поље ће зависити од полупречника жице r око које се јавља корона. Критични напон који генерише ову вредност електричног поља се може прорачунати узимајући у обзир геометрију друге електроде, у овом случају висину на коју је постављена жице изнад земље H :

$$V_{kr} = E_{kr} r \log 2H/r. \quad (6)$$

Дакле, битно нам је да дрифт-дифузни модел тачно предвиди критични напон при којем се јавља корона и максималну вредност генерисаног подужног наелектрисања.

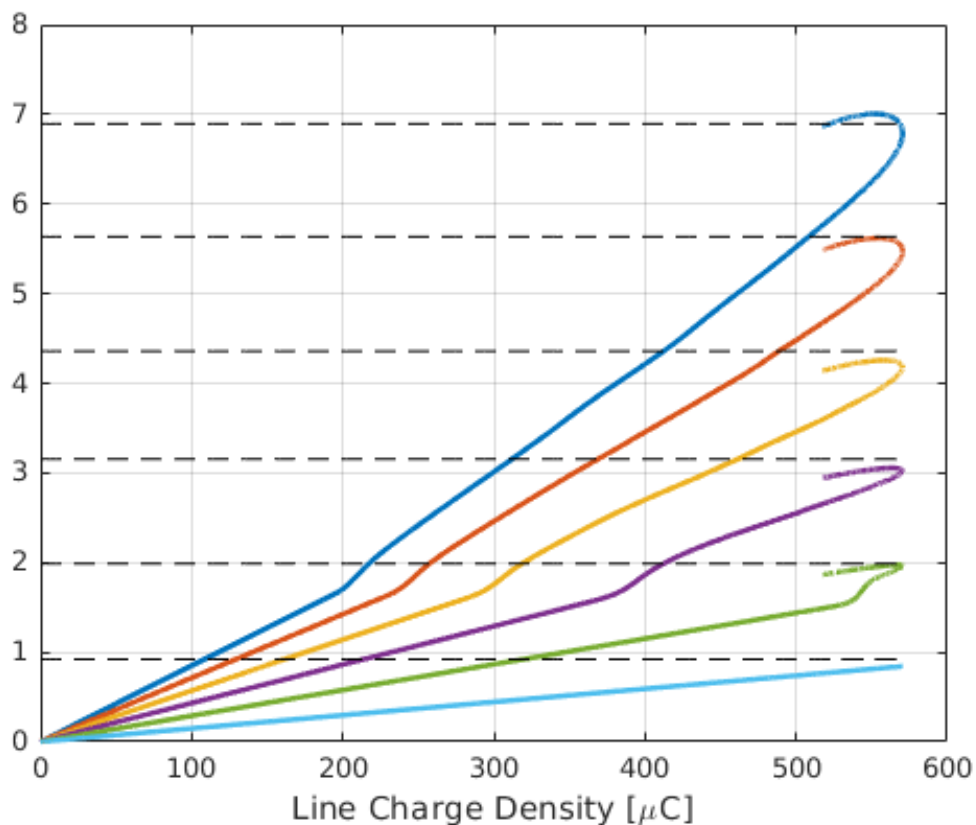
На слици 3 је приказано поређење вредности критичног електричног поља добијеног на основу *Peek*-ове формуле и резултата добијеног помоћу дрифт-дифузионог модела. Видимо да постоји добро слагање резултата за опсег вредности полупречника жице од врло танких до широких.



Слика 3. Критично електрично поље за појаву короне рачунато помоћу дрифт-дифузионог модела и *Peek*-ове формуле

Овде се поставља питање како дефинисати критеријум за појаву короне на основу резултата дрефт-дифузионог модела, с обзиром да симулације показују да ће и за мање напоне доћи до генерације наелектрисаних честица око жице. Међутим, за напоне мање од критичног, концентрације наелектрисаних честица ће у року од пар микросекунди достићи максималне вредности и неће утицати на расподелу електричног поља око жице. Стога је усвојено да је дошло до појаве парцијалног пражњења када око жице долази до промене расподеле електричног поља које би постојало у вакууму. Тада се у спољашњем колу поред струје кондензатора детектује и струја короне.

Остало је да извршимо симулације короне услед стандардног импулса атмосферског пражњења у трајању од $50 \mu s$ за вредности амплитуда као у мерењима на слици 1а. Резултати прорачуна QV крива су приказани на слици 4, а испрекиданим хоризонталним линијама су приказане процене максималног генерисаног подужног наелектривања на основу CIGRE модела. Добро слагање је постигнуто за вредности параметра $E_{min}=1,7 \text{ MV/m}$ која је мало већа од вредности $1,5 \text{ MV/m}$ која је коришћена да би се добило слагање са прорачунима приказаним на слици 1б. Могуће да разлика постоји услед наглог пораста вредности напона стандардног импулса у односу на мерења која је извршио *Noda*.



Слика 4. QV криве у случају стандардног импулса атмосферског пражњења

5 ЗАКЉУЧАК

Показано је да поред тога што може да пружи детаљну слику временске и просторне зависности концентрације наелектрисаних честица током корона пражњења, дрефт-дифузиони модел може да се користи за процену укупног подужног наелектрисања. Ово одређивање зависности подужног наелектрисања короне од примењеног напона је битно због прорачуна простирања ударних импулса дуж надземних водова. Извршене су симулације короне услед стандардног импулса атмосферског пражњења амплитуде 100-600 kV. Резултати симулације су показали добро слагање са предвиђањима CIGRE модела за максималну вредност подужног наелектрисања короне, као и за критичну вредност напона за појаву короне према *Peek*-овој формули. Слагање резултата симулације са мереним вредностима указује да се дрефт-дифузиони модел може користити за теоријску анализу микропроцеса током корона пражњења.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] A. R. Hileman, „Insulation Coordination for Power Systems“, Taylor & Francis, Boca Raton, USA, 1999
- [2] Y. Raizer, „Gas discharge physics“, Springer-Verlag, Berlin, 1991
- [3] M. Ignjatovic, J. Cvetic, “Drift-diffusion model of corona discharge in coaxial geometry due to negative lightning impulse voltage”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, Vol. 129, 106815
- [4] V. Cooray, „Charge and Voltage Characteristics of Corona Discharges in a Coaxial Geometry“, IEEE Trans Dielectr Electr Insul 2000, Vol. 7, No. 6, pp. 734–743.
- [5] M. Ignjatovic, J. Cvetic, D. Pavlovic, „The Influence of Corona on the Lightning Surge Propagation Along Transmission Lines”, Proc. of the 6th IcETRAN, 2019, pp. 103-106
- [6] C.F.Wagner, I. W. Gross, B. L. Lloyd, “High-Voltage Impulse Tests on Transmission lines”, AIEE Trans., 1954., pp. 196-210.
- [7] CIGRE WG 33, "Distorsion and attenuation of travelling waves caused by transient corona", Cigre Brochure 55, 1989.
- [8] T. Noda, T. Ono, H. Matsubara, H. Motoyama, S. Sekioka and A. Ametani, "Charge-Voltage Curves of Surge Corona on Transmission Lines: Two Measurement Methods", IEEE Transactions on Power Delivery, 2003, Vol. 18, No. 1, pp. 307-314
- [9] F. W. Peek, "Dielectric phenomena in HV engineering", McGraw-Hill, 1929.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D1.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D1.04)**D1.04****ГЕНЕРАЦИЈА ФРЕКВЕНЦИЈСКОГ ЧЕШЉА ПРИМЕНОМ ТЕРАХЕРЦНИХ
КВАНТНИХ КАСКАДНИХ ЛАСЕРА****FREQUENCY COMB GENERATION USING TERAHERTZ QUANTUM CASCADE
LASERS****Milan Ignjatović, Nikola Vuković, Nikola Basta, Aleksandar Milićević, Aleksandar
Atić, Aleksandar Demić***

Кратак садржај: Фреквенцијски чешаљ представља спектар електромагнетског зрачења сачињен од дискретних и правилно распоређених спектралних линија. У временском домену овај спектар може одговарати правилној поворци ултракратких импулса. Код оптичког фреквенцијског чешља фреквенцијски размак између различитих модова лежи у делу спектра који припада радио таласима. На тај начин се успоставља директна веза између радио таласа и оптичког дела спектра. Атомски сатови раде у микроталасној области спектра, а фреквенцијски чешаљ омогућава пренос тачности таквих сатова у оптички део електромагнетског спектра. Први фреквенцијски чешљеви су реализовани помоћу ласера који раде у режиму закључавања модова. Недавно је пасивно закључавање модова остварено код терахерцних квантних каскадних ласера коришћењем графенског сатурабилног апсорбера. Квантни каскадни ласери представљају полупроводничке ласере који се састоје од вишеслојне периодичне структуре која формира низ квантних јама. Ласерско зрачење се остварује преко унутарзонских прелаза, а инверзна популација се добија применом спољашњег електричног поља. За симулацију динамике квантних каскадних ласера потребно је решавати Максвелове једначине за електромагнетско поље у спрези са Блоховим једначинама које описују насељеност ласерских нивоа преко формализма матрице густине. Једначине су успешно нумерички решене у потпуном облику без коришћења апроксимације споропроменљивог поља, што захтева велики број просторних и временских корака приликом прорачуна. Ултрабрзи и интензивни терахерцни светлосни импулси представљају кључну технологију за развој науке о материјалима која омогућава генерацију фреквенцијског чешља за високо прецизну метрологију и спектроскопију.

Кључне речи: фреквенцијски чешаљ, квантни каскадни ласер, Максвел-Блохове једначине

* Milan Ignjatović, University of Belgrade - School of Electrical Engineering, ignjatovic@etf.rs

Nikola Vuković, University of Belgrade - School of Electrical Engineering, nvukovic@etf.rs

Nikola Basta, University of Belgrade - School of Electrical Engineering, nbasta@etf.rs

Aleksandar Milićević, University of Belgrade - Vinča Institute of Nuclear Sciences, amilicevic@vinca.rs

Aleksandar Atić, University of Belgrade - Vinča Institute of Nuclear Sciences, atic@vin.bg.ac.rs

Aleksandar Demić, University of Leeds - School of Electronic and Electrical Engineering, a.demic@leeds.ac.uk

Abstract: A frequency comb is a spectrum of electromagnetic radiation composed of discrete and regularly spaced spectral lines. In the time domain, this spectrum can correspond to a regular train of ultrashort pulses. In an optical frequency comb, the frequency spacing between the different modes lies in the part of the spectrum belonging to radio waves. In this way, a direct connection is established between radio waves and the optical part of the spectrum. Atomic clocks operate in the microwave region of the spectrum, and a frequency comb enables the transfer of the accuracy of such clocks to the optical part of the electromagnetic spectrum. The first frequency combs were implemented using mode-locked lasers. Recently, passive mode locking has been achieved in terahertz quantum cascade lasers using a graphene saturable absorber. Quantum cascade lasers are semiconductor lasers consisting of a multilayer periodic structure that forms an array of quantum wells. Laser emission is achieved via intraband transitions, and population inversion is obtained by applying an external electric field. To simulate the dynamics of quantum cascade lasers, it is necessary to solve Maxwell's equations for the electromagnetic field in conjunction with the Bloch equations that describe the population of laser levels via the density matrix formalism. The equations have been successfully solved numerically in full form without using the slow-varying field approximation, which increases the number of spatial and time steps in the calculation. Ultrafast and intense terahertz light pulses represent a key technology for the development of materials science, enabling the generation of a frequency comb for high-precision metrology and spectroscopy.

Key words: *frequency comb, quantum cascade laser, Maxwell-Bloch equations*

1 УВОД

За читав низ примена постоји потреба да се тачно одреди фреквенција електромагнетских таласа [1]. Савремени осцилографи високих перформанси могу мерити сигнале са фреквенцијама од више десетина GHz, што их чини погодним за примене у делу спектра који припада радио и микроталасима, као што су телекомуникације, радарски системи и високофреквентна кола. Међутим, у терахерцном опсегу којем припадају фреквенције од 100 GHz до 10 THz осцилографи немају довољну стопу узорковања да би могли да детектују тако брзе осцилације. Такође, материјали од којих се традиционално производе антене имају велике губитке у спеткру који припада терахерцном зрачењу. Терахерцни таласи имају веома кратке таласне дужине, што захтева фабрикацију антена веома малих димензија реда величине неколико десетина до стотина микрометара.

Проблеми у вези са генерисањем и детекцијом терахерцних таласа се означавају термином „терахерцни јаз“. На нижим фреквенцијама микроталаси се генеришу помоћу електронских уређаја, а на вишим фреквенцијама постоје инфрацрвени ласери. Доста научно-истраживачког труда је посвећено решавању ових проблема, с обзиром на перспективу могућих примена. У телекомуникацијама следећа генерација технологије за бежичну комуникацију (6G) подразумева рад у терахерцном делу спектра. Међутим, ту постоји проблем апсорпције терахерцног зрачења у атмосфери што представља изазов за пројектовање телекомуникационих система за комуникацију на већим раздаљинама.

Терахерцно зрачење има значајну улогу у науци о материјалима и спектроскопији, с обзиром да су многи материјали транспарентни на тим фреквенцијама. Предност је у томе што терахерцни таласи, који су нејонизујући, не изазивају оштећења у материјалима, укључујући биолошка ткива. У кристалној решетки могуће је истраживање вибрационих и ротационих прелаза, као и откривање дислокација.

Омогућава испитавање структуре полимера који се користе за израду оптичких елемената, сочива и таласовода за терахерцно зрачење. Користи се и за мерење густине и дебљине танких слојева различитих диелектричних материјала.

Код испитивања изолатора, терахерцно зрачење се може користити за детекцију пукотина и влажности [2]. Повећањем напона мреже настаје потреба за новим врстама изолационих материјала бољих перформанси. Кључно је контролисати њихов квалитет и појаву пукотина услед којих настају парцијална пражњења или пробој. Поред тога што може да детектује структуралне дефекте, може и да одреди степен старења материјала, без оштећења узорка. Методи којима се детектују пукотине подразумевају промене трансмисије и рефлексије таласа. Методи за детекцију влажности користе ефекат јаке апсорпције терахерцног зрачења на молекулима воде.

Мерење фреквенције електромагнетских таласа у терахерцном опсегу и на већим фреквенцијама може се вршити помоћу ефекта избијања. Када се два електромагнетска таласа различитих фреквенција усмере ка фотодетектору, биће измерене осцилације укупног интензитета чија је фреквенција једнака разлици фреквенција та два таласа. На тај начин се могу измерити високе фреквенције, тако што се одреди ефекат избијања између мереног таласа и таласа познате фреквенције. Фреквенција избијања мора бити у микроталасном опсегу да би се могла измерити стандардним фреквенцијским бројачима. Тиме се могућност мерења високих фреквенција ограничава на релативно малу околину око познате фреквенције електромагнетског таласа.

Да бисмо на овај начин могли да меримо фреквенције у ширем опсегу, потребно је имати сигнал који садржи већи број тачно дефинисаних фреквенција на размацама који нису већи од микроталасног опсега. Управо то је смисао фреквенцијског чешља чији временски облик сигнала може одговарати правилној поворци ултракратких импулса. Недавно је показано да се у терахерцном опсегу, фреквенцијски чешљеви могу реализовати помоћу квантног каскадног ласера.

2 КВАНТНИ КАСКАДНИ ЛАСЕР

Ласер је уређај који емитује кохерентну светлост одређене фреквенције [3]. То се постиже тако што у активном материјалу долази до оптичког прелаза при чему се емитује светлост. На пример, у гасном ласеру имамо слободне атоме и молекуле у којима електрони имају тачно дефинисана енергетска стања. Када атом интерагује са електромагнетским зрачењем може доћи до две врсте оптичког прелаза. Када се енергија светлости искористи за прелаз електрона на више стање говоримо о апсорпцији светлости. Са друге стране, када под дејством електромагнетског зрачења електрон пређе са вишег на ниже енергијско стање, емитује се фотон чија је енергија једнака разлици енергије два стања и тада говоримо о стимулисаној емисији. До емисије фотона може доћи и када нема почетног дејства електромагнетског зрачења услед стохастичких процеса и тада говоримо о спонтаној емисији.

Ласер управо користи поменути ефекат стимулисане емисије, тако што се емитована светлост одбија од огледала у оптичком резонатору, више пута пролази кроз материјал и тиме изазива нове емисије светлости чија ће фреквенција одговарати разлици вишег и нижег енергетског стања. Једно од огледала мора бити делимично транспарентно како би генерисана светлост могла да напусти оптички резонатор. Пошто су фотони емитовани услед стимулисане емисије у фази са фотонима који изазивају реакцију, емитована светлост ласера ће бити кохерентна. Да би ласер почео да емитује светлост, мора у

материјалу постојати довољно електрона који се налазе на побуђеним стањима. То се зове инверзна популација и она се постиже одговарајућим механизмом пумпања (електричним или оптичким пољем). Када је постигнуто стање инверзије популације први фотони ће бити емитовани услед спонтане емисије, а затим долази до појачања светлости описаним ефектом стимулисане емисије.

Код полупроводничких ласера не постоје слободни атоми и молекули, већ структура кристалне решетке. Енергетска стања нису дискретна, већ постоје дозвољене и забрањене енергетске зоне. Посебно се издвајају валентна и проводна зона између којих постоји енергетски процеп. На температури апсолутне нуле валентна зона је у потпуности попуњена, а проводна зона празна. На вишим температурама долази до преласка електрона у проводну зону, а упражњено место у валентној зони се представља виртуелном честицом која се зове шупљина. Електрони и шупљине представљају носиоце наелектрисања у полупроводнику и њихова концентрација се може повећати допирањем примесама. Полупроводници код којих су већински носиоци електрони су полупроводници *n*-типа, а код којих су већински носиоци шупљине *p*-типа. Полупроводнички ласер се најчешће реализује као диодни ласер помоћу два полупроводничка материјала *p* и *n* типа између којих се налази слој недопираног полупроводника.

Код диодних ласера светлост се емитује услед рекомбинације електрона у проводној зони са шупљином у валентној зони. Таласна дужина електромагнетског зрачења λ ће зависити од величине енергетског процепа E_g , преко израза

$$E_g = \frac{hc}{\lambda}, \quad (1)$$

где је h Планкова константа, а c брзина светлости. Из једначине (1) може се закључити да је тешко направити ласер велике таласне дужине у области средњег и далеког инфрацрвеног спектра, јер не постоје полупроводници довољно малог енергетског процепа. Међутим, велике таласне дужине се могу остварити помоћу квантног каскадног ласера код којег долази до унутарзонских прелазу у проводној зони [4]. Они се производе од различитих полупроводничких материјала *n* типа који се постављају наизменично у низ. На тај начин се формира периодична структура вишеструких квантних јама, која слично као и кристална решетка формира подзоне унутар проводне зоне. Када се на низ квантних јама примени одговарајући напон, електрони услед електричног поља почињу да прелазе из једне квантне јаме у другу механизмом квантно-механичког тунеловања при чему емитују фотоне.

Димензије квантног каскадног ласера су неколико милиметара дужине и неколико микрометара по дебљини и ширини. Слојеви материјала су дебљине неколико стотина нанометара, што подразумева сложене поступке фабрикације који укључују епитаксију молекуларним снопом, депозицију, литографију и ецовање. Најчешће се користи GaAs за израду квантних јама, а AlAs за израду баријере. Баријере се израђују допирањем GaAs са Al чиме се формира $\text{Al}_x\text{Ga}_{1-x}\text{As}$ где x означава молски удео. Константа решетке GaAs је иста као и код $\text{Al}_x\text{Ga}_{1-x}\text{As}$ за било коју вредност x . Енергетски процеп ће бити директан до вредности $x = 0.45$, што је битно за рад ласера.

Савремени квантни каскадни ласери који емитују континуално електромагнетско зрачење у средњем инфрацрвеном делу спектра могу да раде на собној температури. Са друге стране, терахерцни квантни каскадни ласери могу да раде у пулсном режиму на

врло ниским температурама до 261 K, док је континуални режим могућ на још нижим температурама до 129 K [5]. Циљ тренутних истраживања је да се омогући рад квантних каскадних ласера на собној температури.

3 ЗАКЉУЧАВАЊЕ МОДОВА

Кратки импулси ласерског зрачења се могу добити техником закључавања модова [6]. У резонатору ласера електромагнетски талас се одбија између огледала, при чему долази до интерференције и формирања стојећих таласа. Ови стојећи таласи се називају лонгитудинални модови и имаће дефинисане учестаности ω_m за које ће важити

$$\omega_m T_R = m2\pi, T_R = \frac{2L}{v} \quad (2)$$

где је T_R време за које талас пређе радаљину између огледала L два пута. Фреквенције лонгитудиналних модова су једине које могу да осцилују у резонатору, јер ће све друге ишчезнути услед деструктивне интерференције и биће једнаке

$$f_m = m \frac{c}{2Ln}, \Delta f = f_m - f_{m-1} = \frac{c}{2Ln}. \quad (3)$$

Размак фреквенција између модова Δf биће у микроталасном опсегу. Који од ових модова ће постојати зависи од спектралне карактеристике ласера и у општем случају сваки мод ће осциловати независно од других. Међутим, да би се формирао импулс потребно је да лонгитудинални модови осцилују са фиксном фазом између модова и то се постиже техником закључавања модова.

Постоје две широке групе техника закључавања модова – активне и пасивне. Активно закључавање модова подразумева коришћење екстерних модулатора, као што су електро-оптички модулатори амплитуде или модулатори фреквенције на основу акусто-оптичког ефекта. Са друге стране, код пасивног закључавања модова не постоје спољашњи уређаји, већ ласерско зрачење утиче на елемент који се налази у резонатору. Овај елемент изазива губитке који зависе од интензитета светлости. Већи губици ће бити када је интензитет мањи, па ће појачање за континуално зрачење ниског интензитета бити мало, што доводи до формирања импулса са изразитим пиком интензитета.

Недавно је пасивно закључавање модова код квантног каскадног ласера реализовано помоћу графенског сатурабилног апсорбера у терахерцном опсегу фреквенција [7]. Губици до којих долази услед присуства сатурабилног апсорбера се моделују једначином:

$$\frac{\partial a_s}{\partial t} = -\frac{I}{\tau_a I_a} a_s - \frac{a_s - a_1}{\tau_a}, \quad (4)$$

где a_s описује стопу смањења амплитуде електричног поља, I је интензитет таласа, а τ_a , I_a и a_1 су параметри графена.

4 РЕЗУЛТАТИ СИМУЛАЦИЈЕ

4.1 Максвел-Блохове једначине

Први корак нашег истраживања је развој софтвера за симулацију електромагнетског поља унутар активног материјала квантног каскадног ласера користећи фундаменталне

и детаљне физичке моделе. Полази се од Максвелових једначина за диелектрик у којем нема акумулираног слободног наелектрисања

$$\operatorname{div} \vec{D} = 0, \quad \operatorname{div} \vec{B} = 0, \quad \operatorname{rot} \vec{E} = -\mu_0 \frac{\partial \vec{H}}{\partial t}, \quad \operatorname{rot} \vec{H} = \vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \quad (5).$$

Особине материјала квантног каскадног ласера се у Максвеловим једначинама моделују преко вектора поларизације $\vec{P}$. Вектор електричног помераја $\vec{D}$ неће линеарно зависити од електричног поља јер се посматра нелинеарни ефекат поларизације код ласера, па ће бити

$$\vec{D} = \varepsilon_0 \vec{E} + \vec{P} \quad (6)$$

У случају изотропне средине, слабе нелинеарности и нехомогености можемо усвојити апроксимацију да је $\operatorname{div} \vec{P} = 0$, па ће Гаусов закон постати $\operatorname{div} \vec{E} = 0$.

Из перспективе електронске структуре полупроводничке хетероструктуре који се састоји од енергетских зона самих материјала као и дискретних нивоа у потенцијалним јамама, вектор поларизације може се разложити на линеарни део и нелинеарни део тако да је

$$\vec{P} = \varepsilon_0 \chi(\omega) \vec{E} + \vec{P}_{tr}, \quad (7)$$

где је χ електрична сусцептибилност диелектрика која начелно зависи од фреквенције светлости. Вектор поларизације $\vec{P}_{tr}$ услед прелаза између дискретних стања представља густину електричних дипола $\vec{\mu}$

$$\vec{P}_{tr} = N \langle \vec{\mu} \rangle. \quad (8)$$

где је N концентрација молекула. Ако имамо квантно механички систем од више нивоа, очекивана вредност дипола $\langle \vec{\mu} \rangle$ се може одредити формализмом матрице густине [8]

$$\langle \vec{\mu} \rangle = \operatorname{tr}(\vec{\mu} \rho), \quad \mu_{ij} = \langle \Psi_i | q \vec{r} | \Psi_j \rangle, \quad (9)$$

где је $\vec{\mu}$ диполна матрица, а Ψ_i таласна функција i -тог нивоа. Формализам матрице густине ρ је користан алат у квантној механици за описивање стања квантних система. Дијагонални чланови матрице називају се популације и представљају вероватноћу да се електрон нађе на том стању. Вандијагонални чланови се називају кохеренције и имају кључну улогу у опису оптичких прелаза, јер директно утичу на процесе који укључују апсорпцију или емисију светлости.

Овде ћемо представити резултате симулације која узима у обзир два ласерска нивоа, што је довољно за добијање доброг слагања са експерименталним резултатима. Поред тога, због своје једноставности омогућава лакше разумевање физичких процеса који доводе до формирања импулса. Коришћење само два нивоа представља врло добру апроксимацију, јер се може извршити редукција оргигиналног квантног система са више стања на еквивалентни систем са два нивоа [9]. Тада израз за вектор поларизације P_{tr} постаје;

$$P_{tr} = N \operatorname{tr}(\mu \rho) = N \mu_{12} (\rho_{21} + \rho_{21}^*). \quad (10)$$

Чланови матрице дипола μ_{ij} се рачунају користећи самосагласни Шредингер-Пуасонов алгоритам. За чланове матрице густине могу се извести једначине за временску еволуцију преко Liouville-ове једначине:

$$\frac{d\rho}{dt} = -\frac{i}{\hbar}[H, \rho] - \frac{\rho}{\tau}, \quad (11)$$

где је H Хамилитонијан, а τ су времена релаксације која описују дисипацију услед интеракције честица са околином и омогућавају да када нема електромагнетског поља кохеренције падну на вредност нула, а популације на равнотежне вредности. У случају система са два стања добијамо:

$$\frac{\partial \rho_{22}}{\partial t} = -\frac{i\mu_{21}E}{\hbar}(\rho_{21} - \rho_{21}^*) \quad (12)$$

$$\frac{\partial \rho_{21}}{\partial t} = -i\rho_{21}\omega_0 + \frac{i\mu_{21}E}{\hbar}(\rho_{11} - \rho_{22}) \quad (13)$$

$$\rho_{11} = 1 - \rho_{22} \quad (14)$$

Из Максвелових једначина (5) за кретање електромагнетског таласа у једном правцу добија се:

$$\frac{\partial E}{\partial x} = -\mu_0 \frac{\partial H}{\partial t}, \quad \frac{\partial H}{\partial x} = \sigma E + \varepsilon_0 n^2 \frac{\partial E}{\partial t} + \frac{\partial P_{tr}}{\partial t} \quad (15)$$

У претходној једначини σ је проводљивост која описује губитке у активном материјалу, али је потребно узети у обзир и губитке услед сатурабилног апсорбера. Веза између проводљивости σ и величине a_s из једначине (4) се добија преко израза:

$$\frac{1}{2}(a_0 + a_s) = \frac{\sigma}{2\varepsilon_0 c n}. \quad (16)$$

Вредност параметра a_0 је таква да када нема сатурабилног апсорбера и $a_s = 0$, вредност проводљивости буде једнака губицима у активном материјалу.

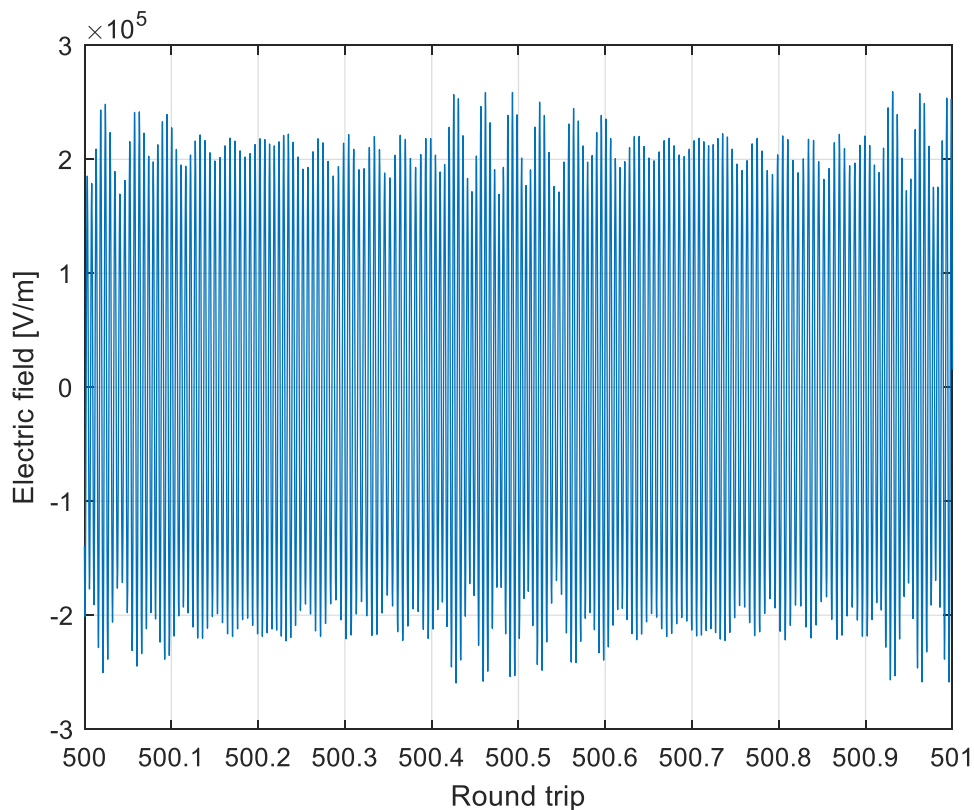
У једначини (15) n представља вредност индекса преламања у GaAs за коју је усвојено да износи $n = 3.6$. Начелно, вредност индекса преламање ће зависити од фреквенције што доводи до ефекта дисперзије групе брзине. Овај ефекат доводи до ширења и слабљења импулса, па га је потребно узети у обзир при тачној симулацији фреквенцијског чешља.

4.2 Решења за електрично поље на десном огледалу

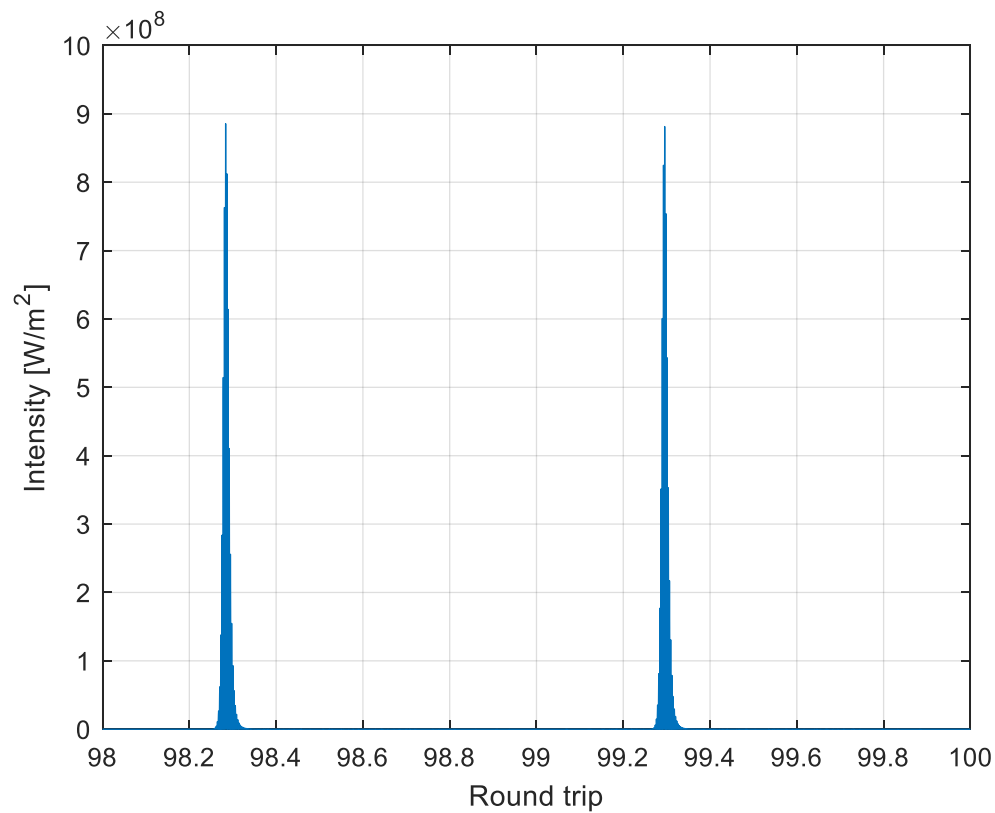
На следећим сликама су представљени резултати симулације за квантни каскадни ласер чији је размак између електрода 2.37 mm. На слици 1 је приказана временска зависност електричног поља на десном огледалу без сатурабилног апсорбера. У континуалном режиму електрично поље брзо осцилује и доминантна фреквенција је око 3 THz.

Временска еволуција електричног поља је приказана у трајању једног *roundtrip*-а, што представља време за које светлост пређе резонаторску шупљину два пута.

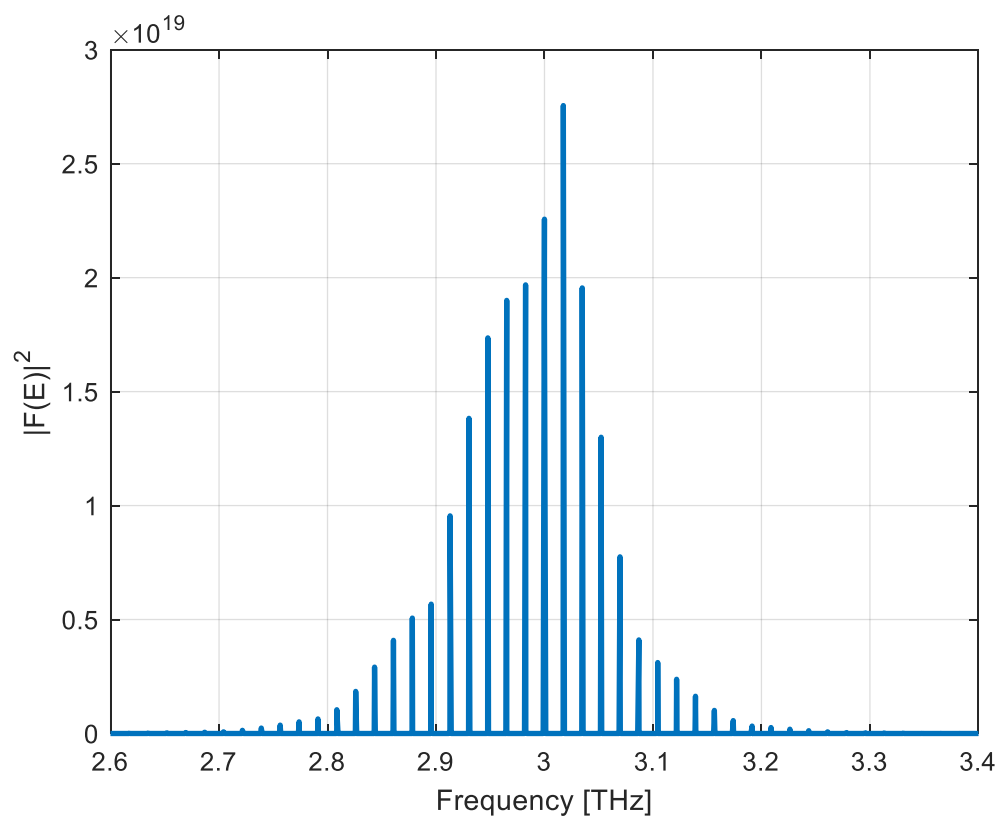
Затим је узет у обзир ефекат сатурабилног апсорбера и резултати симулације су приказани на слици 2 на којој се могу видети импулси са изразитим пиковима интензитета који се дешавају на временским размацима од једног *roundtrip*-а. Оваква временска зависност интензитета на десном огледалу је последица кретања импулса унутар резонатора, при чему се наизменично одбија између левог и десног огледала. Фреквенцијски спектар добијен Фуријеовом трансформацијом временског облика сигнала је приказан на слици 3. Добија се жељени спектар фреквенцијског чешља у опсегу око централне фреквенције од 3 THz.



Слика 1: Електрично поље на десном огледалу када нема сатурабилног апсорбера



Слика 2: Интензитет електромагнетског зрачења на десном огледалу са утицајем сатурабилног апсорбера



Слика 3: Фреквенцијски спектар сигнала приказаном на слици 2.

5 ЗАКЉУЧАК

Објашњен је појам терахерцног јаза и улога квантног каскадног ласера за генерацију и детекцију терахерцног зрачења. Описан је принцип рада квантног каскадног ласера и примене терахерцног зрачења у науци о материјалима, спектроскопији и испитивању изолационих материјала. Активни регион терахерцног квантног каскадног ласера је моделован са системом од два квантна стања. Коришћене су комплетне Максвел-Блохове једначине без апроскимације споропроменљиве амплитуде. Ефекат графенског сатурабилног апсорбера је имплементран тако да се утиче на вредност проводљивости која постаје зависна од интензитета електромагнетског таласа. Успешно је добијена поворка импулса што је предуслов за формирање фреквенцијског чешља. Развијени код отвара могућност испитивања различитих дизајна ласера. Даљи развој модела подразумева укључивање већег броја ласерских нивоа, као и укључивање ефеката дисперзије групе брзине.

ЗАХВАЛНИЦА

Резултати овог рада су добијени током истраживања на пројекту „Генерисање ултра кратких импулса помоћу терахерцног квантног каскадног ласера који ради у режиму пасивног закључавања модова са графенским сатурабилним апсорбером“, 10504, финансираном од стране Фонда за науку Републике Србије при Програму за извршне пројекте младих истражвача – ПРОМИС.

6 LITERATURA

- [1] T. W. Hansch, “Passion for Precision (Nobel Lecture)“, ChemPhysChem, 2006, Vol 7, pp. 1170–1187
- [2] C. Guo et al. “A Review: Application of Terahertz Nondestructive Testing Technology in Electrical Insulation Materials“, IEEE Access, 2022, Vol. 10, pp. 121548-121560
- [3] L. Lugiato, F. Prati, M. Brambilla, “Nonlinear Optical Systems”, Cambridge University Press, 2015
- [4] D. Botez, M. A. Belkin, “Quantum Cascade Lasers”, Cambridge University Press, 2023
- [5] N. Stanojević, A. Demić, N. Vuković, P. Dean, Z. Ikonić, D. Indjin, J. Radovanović, “Effects of background doping, interdiffusion and layer thickness fluctuation on the transport characteristics of THz quantum cascade lasers”, Scientific Reports, 2024, Vol. 14, 5641.
- [6] F. Kartner, J. A. D. Au, U. Keller, “Mode-Locking with Slow and Fast Saturable Absorbers—What’s the Difference?”, IEEE Journal of Selected Topics in Quantum Electronics, 1998, Vol. 4, No.2, pp. 159-168
- [7] E. Riccardi et al. “Short pulse generation from a graphene-coupled passively mode-locked terahertz laser”, Nature Photonics, 2023, Vol. 17, pp. 607-614
- [8] C. Jirauschek, M. Riesch, P. Tzenov, “Optoelectronic Device Simulations based on Macroscopic Maxwell-Bloch Equations”, Adv. Theory Simul. 2020, Vol. 2, 1900018
- [9] L. Seitner et al. “Theoretical model of passive mode-locking in terahertz quantum cascade lasers with distributed saturable absorbers”, Nanophotonics, 2024, Vol. 13, No. 10, pp. 1823-1834

DOI: [10.46793/CIGRE37.D1.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D1.05)**D1.05****MEHANIZMI I MATEMATIČKO MODELOVANJE ELEKTRIČNOG PROBOJA
PLEMENITIH GASOVA U OBLASTI PAŠENOVOG MINIMUMA****MECHANISMS AND MATHEMATICAL MODELING OF ELECTRICAL BREAKDOWN
OF NOBLE GASES IN THE PASCHEN MINIMUM REGION****Alija Jusić¹, Nenad Kartalović, Adnan Mujezinović, Uroš Kovačević, Dragana Brajović,
Predrag Osmokrović**

Abstract. U oblasti Pašenovog minimuma smenjuju se mehanizmi lavinskog proboja vakuma anomalni Pašenov mehanizam proboja i Townsend-ov mehanizam proboja. Granice između ovih mehanizama nisu oštre već dolazi do njihovog mešanja i međusobnog uticaja. Pošto se ovi mehanizmi električnog proboja zasnivaju na električnom pražnjenju u gasovima u radu se kritički razmatra matematički model mehanizma električnog pražnjenja zasnovan na izrazima za jonizaciju i koeficijent prema Townsend-u i Takeiskiju.

Na osnovu tog razmatranja predlaže se novi izraz za jonizacioni koeficijent zasnovan na pretpostavci Maksvelovog spektra gasa slobodnih elektrona. Eksperimentalnom provjerom je ustanovljeno da takav jonizacioni koeficijent daje najbolje rezultate u oblasti Pašenovog efekta. Primjenom tako dobijenog algoritma za proračun vrijednosti probojnog napona i odgovarajućim eksperimentalno vrijednosti dato je objašnjenje mehanizma električnog proboja plemenitih gasova u Pašenovoj oblasti. Eksperimenti su vršeni u dobro kontrolisanim laboratorijskim uslovima uz malu mjernu nesigurnost.

Keyword: Pašenova oblast, lavinski mehanizam proboja napona, anomalni Pašenov mehanizam proboja, Townsend-ov mehanizam proboja.

Abstract. In the Paschen minimum region, the mechanisms of avalanche vacuum breakdown, the anomalous Paschen breakdown mechanism, and the Townsend breakdown mechanism alternate. The boundaries between these mechanisms are not sharply defined, instead, they intermingle and influence each other.

¹Alija Jusić, Power Electric Utility of Bosnia and Herzegovina, Vilsonovo šetalište 15, 71000 Sarajevo, al.jusic@epbih.ba

Nenad Kartalović, Nikola Tesla Institute of Electrical Engineering, University of Belgrade, Koste Glavinica 8a, 11000 Belgrade, Serbia, nenad.kartalovic@gmail.com

Adnan Mujezinović, Faculty of Electrical Engineering, University of Sarajevo, Zmaja od Bosne bb, 71000 Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, adnan.mujezinovic@etf.unsa.ba

Uroš Kovačević, Innovation center, Faculty of Mechanical Engineering, University of Belgrade, Kraljice Marije 16, 11000 Belgrade, Serbia, ukovacevic@mas.bg.ac.rs

Dragana Brajović, Fakultet tehničkih nauka Čačak Svetog Save 65 Čačak, Srbija, dragan.brajovic@ftn.kg.ac.rs

Predrag Osmokrović, Elektrotehnički fakultet Beograd, Belgrade, Serbia, opredrag@verat.net

Since these electrical breakdown mechanisms are based on gas discharge, this study critically examines the mathematical model of electrical discharge mechanisms based on ionization expressions and coefficients according to Townsend and Takeishi.

Based on this analysis, new expressions for the ionization coefficient are proposed, assuming a Maxwellian spectrum of free electron gas. Experimental verification has confirmed that such an ionization coefficient provides the best results in the Paschen effect region. By applying the derived algorithm for calculating breakdown voltage values and comparing them with corresponding experimental values, an explanation of the electrical breakdown mechanism of noble gases in the Paschen region is provided. Experiments were conducted under well-controlled laboratory conditions with minimal measurement uncertainty.

Keywords: *Paschen region, avalanche breakdown mechanism, anomalous Paschen breakdown mechanism, Townsend breakdown mechanism.*

1 UVOD

Električni proboj gasova se javlja kao rezultat sudara elektrona molekulima ili atomima gasa, čime se stvaraju joni i elektroni, što može da rezultira uspostavljanju mehanizma samoodržanja. Uspostavljanje pražnjenja koje se samo održava, u velikoj meri kontrolišu odnosi razvoja sudarnih procesa koji obuhvataju naelektrisanih čestica i njihovih transportnih svojstava. Sam električni proboj zavisi od djelotvornosti mehanizma stvaranja i nestajanjem elektronsko-jonskih parova koji određuju gustinu elektrona tokom električnog pražnjenja [1,2,3].

Jonizacija elektronima, što je osnovni elementarni proces svih električnih fenomena u gasovima, je za slučaj plemenitih gasova, uslovno, elastičnog tipa. Elastičnost elektronsko-atomskog sudara proističe u slučaju monoatomskih (plemenitih) gasova iz činjenice da kod njih ne dolazi do disocijacije molekula ni do pobuđivanja niskoenergetskih rotacionih i vibracionih kvantnomehaničkih stanja [4-6]. Ta činjenica omogućava da se energetskom spektru gasa slobodnih elektrona pridruži Maksvelova raspodjela po brzinama, [7-9].

Posebno interesantna oblast električnog proboja (električnog pražnjenja uopšte) je oblast Pašenovig minimuma. To je oblast u okolini minimuma na Pašenovoj krivoj koja predstavlja zavisnost vrednosti probojnog napona od proizvoda pritiska i međjuelektrodnog rastojanja [9, 10]. Električno pražnjenje u oblasti Pašenovog minimuma je izuzetno složen. Složenost električnog pražnjenja u oblasti Pašenovog minimuma je posledica činjenice da se u njoj javljaju istovremeno skoro svi mogući mehanizmi samoodržavanja. To rezultira izuzetnom složenosti i kombinacijom mogućih ishoda električnog proboja [10-15]. Usled toga je eksperimentalo ispitivanje i projektovanje elektrotehničkih komponenti izolovanih gasom pri vrednosti pritiska i međjuelektrodnog rastojanja u oblasti Pašenovog minimuma nepouzdan [16,17]. Ako se ovome razmatranju doda podatak da je većina elektrotehničkih komponenti izolovanih gasom na potpritisku pri malim među elektrodnim rastojanjima, po pravilu, izolovana plemenitim gasovima postaje jasno zašto je cilj ovoga rada razvoj matematičkog modela električnog proboja plemenitih gasova u oblasti Pašenovog minimuma.

2 MEHANIZAM ELEKTRIČNOG PROBOJA PLEMITIH GASOVA U OBLASTI PAŠENOVOG MINIMUMA

Pašenova kriva je zavisnost vrijednosti dc probojnog napona od proizvoda pritiska i međjuelektrodnog rastojanja u homogenom električnom polju. Takva zavisnost, tj. činjenica da je proizvod pritiska i međjuelektrodnog rastojanja (pd) „dobra promjenjiva“, direktno je posljedica važenja zakona sličnosti za fenomene električnog pražnjenja u gasovima [18,19].

Sama Pašenova kriva ima oblik asimetrične U-krive sa minimumom koji se većinu gasova nalazi između 0,5 i 5 Pa i 150 i 500V, [20, 22]. Oblast Pašenovog minimuma nije teoretski definisana. U ovome radu će se smatrati da je oblast Pašenovog minimuma ograničena: sa lijeve strane pd vrijednosti pri kojoj se električni proboj odvija čistim vakuumskim mehanizmom, a sa desne strane pd vrijednosti pri kojoj se električni proboj odvija čistim gasnim mehanizmom (tj. da se van oblasti Pašenovog minimuma ne dešavaju sekundarni efekti aktivni na elektrodama). Pretpostavka da se tako definiše oblast Pašenovog minimuma je opravdana pošto je lijevo od nje odnos srednje slobodne dužine puta elektrona i međuelektrodnog rastojanja veći od 1, a desno od nje manji od 1, [25-28].

Unutar oblasti Pašenovog minimuma mehanizam električnog pražnjenja se mijenja od lijeve granice ka desnoj granici sljedećim nizom: vakuumski lavinski mehanizam, anomalni Pašenov mehanizam i Townsend-ov mehanizam. U samom Pašenovom minimumu srednja slobodna dužina puta elektrona je jednaka međuelektrodnom rastojanju.

Kao što je rečeno električni proboj plemenitih gasova odvija se jonizacionim procesima. Ovi procesi uključuju pored elektronskih-atomskih sudara i sudare jona i fotona sa atomima gasa ali i sa materijalom elektroda [24].

Svi jonizacioni procesi električnog pražnjenja dijele se na primarne i sekundarne. U primarne procese spadaju pomenuti procesi jonizacije, a sekundarni procesi su pozitivno povratna sprega koja aktivira sistem samoodržavanja električnog pražnjenja. Pri stvaranju matematičkih modela električnog pražnjenja u plemenitim gasovima primarni jonizacioni proces se opisuje primarnim Townsend-ovim koeficijentom α (jonizacionim koeficijentom).

Primarni Townsend-ov koeficijent α predstavlja broj jonizujućih sudara elektrona i atoma gasa po jedinici puta u pravcu polja. Sekundarni jonizacioni procesi se opisuju sekundarnim Townsend-ovim koeficijentom γ . Sekundarni Townsend-ov koeficijent γ predstavlja ukupan prinos elektrona nastalih sekundarnim procesima po jednoj primarnoj lavini. Ovako definisani primarni i sekundarni koeficijenti nemaju konstantnu vrednost već se menjaju u zavisnosti od vrste gasa, električnog polja i pritiska. Merenja su pokazala da se sekundarni Townsend-ov koeficijent za plemenite gasove u homogenom električnom polju može smatrati konstantnim sa vrednošću u opsegu u 10^{-4} i 10^{-1} . Zavisnost primarnog Townsend-ovog koeficijenta od vrste gasa, električnog polja i pritiska opisana semiempirijskim izrazima koji imaju ograničenu primjenu. U ovom radu će se takvi semiempirijski izrazi za primarni Townsend-ov α koeficijent uporediti sa teoretski izvedenim izrazom (koji se zasniva na elastičnoj prirodi elektronsko-atomskih sudara u slučaju plemenitih gasova).

Električno pražnjenje u gasovima u oblasti Pašenovog minimuma se odvija Townsend-ovim mehanizmom. Za Townsend-ov mehanizam električnog pražnjenja karakteristično je da se sekundarni procesi odvijaju skoro isključivo na elektrodama. To znači da sekundarni elektroni nepohodni za samoodržavanje električnog pražnjenja nasatju iz elektroda (katode) mehanizmima: jonsko izbijanje, fotoemisija i izbijanje eksitonovim (metastabilnim) jonom. To važi i za sve mehanizme proboja gasa u oblasti Pašenovog minimuma.

U cilju opisivanja mehanizma Townsend-ovog proboja plemenito gasa polazi se od slobodnog elektrona koji ima uslove da inicira električno pražnjenje (t.j. ima energiju veću od energije veze k elektrona atoma gasa). Nakon predjenog puta x prema anodi jedan takav elektron generiše $n(x)$ čiji se broj na sledećem elementu puta dx uveća za $dn(x)$, određena izrazom:

$$dn(x) = n(x) \cdot \alpha dx \quad (1)$$

Rješavanje diferencijalne jednačine 1 dobije se da struje koja stiže na anodu iznosi

$$i = \frac{i \cdot e^{\alpha d}}{1 - \gamma(e^{\alpha d} - 1)} \quad (2)$$

Na osnovu izraza 2 dobije se uslov da dodje do proboja Townsend-ovog mehanizma plemenitog gasa u homogenom polju

$$\gamma(e^{\alpha d} - 1) = 1 \quad (3)$$

U slučaju nehomogenog električnog polja uslov za proboj, izraz 3, prelazi u

$$\gamma \left[\int_0^d \alpha e^{\int_0^x \alpha dx} \right] = 1 \quad (4)$$

Analizirajući izraz (2) može se zaključiti: 1-pri niskim vrijednostima jednosmjernog napona $\gamma(e^{\alpha d} - 1)$ ima vrijednost nula; 2-sa porastom vrijednosti jednosmjernog napona izraz $\gamma(e^{\alpha d} - 1)$ monotonno raste do konačne maksimalne vrijednosti 1; 3- tada imenilac u izrazu (2) teži nuli, a vrijednost struje definisane izrazom (2) postaje neodređeno velika (teži beskonačnosti). Prema teoriji Townsend-ovog mehanizma proboja nastanak neodređeno velike vrijednosti struje definiše početak proboja. Townsend-ov mehanizam se može interpretirati na sljedeći način: 1-za vrijednost $e^{\alpha d} < 1$ struja u međuelektrodnom prostoru (električno pražnjenje) nije samoodrživo; 2- za vrijednost $e^{\alpha d} = 1$ broj jonsko-elektronskih parova generisanih u međuelektrodnom prostoru dovodi do pozitivne povratne sprege i definiše vrijednost praga nastanka električnog pražnjenja; 3- za vrijednost $e^{\alpha d} > 1$ dolazi do kumulativne jonizacije sekundarnim procesima. To dovodi do ubrzanog porasta pražnjenja i ostvarenje uslova $\gamma e^{\alpha d} = 1$, [25].

Pošto električno pražnjenje u gasu nastaje superpozicijom primarnih i sekundarnih procesa električnog pražnjenja veličine $e^{\alpha d}$ i γ fluktuiraju oko neke srednje vrijednosti što znači da i proizvod $\gamma e^{\alpha d}$ fluktuiira za pojedinačne lavine. To znači da bi odgovarajuće vrijednosti DC probojnog napona mogla da fluktuiira oko neke srednje vrijednosti. Te fluktuacije su algebarske prirode pa se srednja vrijednost DC probojnog napona za veće serije mjerenja (> 50) deterministička veličina [26, 27]. Međutim, fluktuacije vrijednosti DC probojni napon za manje serije i mjerenja instrumentima velike rezolucije čine rezultat takve serije takve serije statističkim uzorkom slučajne promjenljive probojni napon, [28]. Prema tome DC probojni napon, u zavisnosti od eksperimentalnog postupka njegovog određivanja može biti razmatrana ili kao deterministička ili kao stohastička veličina.

Pošto svaka deterministička veličina može da se odredi numerički ako postoji odgovarajući fizički model, znači da se na osnovu izraza (3) ili (4) i poznavanja zavisnosti koeficijenata α i γ od pritiska gasa i električnog polja može izračunati zavisnosti vrijednosti DC probojnog napona ispitivanog gasa od proizvoda pd (pritisak x međuelektrodno rastojanje). U tu svrhu Townsend je za jonizacioni koeficijent α predložio empirijsku zavisnost, [28].

Svaka deterministička veličina se mora moći odrediti ako postoji odgovarajući fizički model. Da bi se na osnovu izraza (3) i (4) mora se poznavati zavisnost koeficijenata α i γ od relativnih veličina, tj. od pritiska gasa i vrijednosti električnog polja. Townsend je za koeficijent α predložio empirijsku zavisnost, [28]:

$$\alpha(x) = pC_1 e^{-\frac{C_2}{\frac{E(x)}{p}}} \quad (5)$$

gdje su: C_1 i C_2 - konstante koje su karakteristike posmatranog gasa. Pošto je prema jednačini gasnog stanja proizvod pd (pritisak x međuelektrodno rastojanje) „dobra“ promjenljiva i $E(x)=U/d$ izraz (5) se može napisati u obliku:

$$\alpha(x) = pC_1 e^{-\frac{C_2 pd}{U}} \quad (6)$$

što odgovara fizičkom modelu lavinskih mehanizama kumulativnih procesa električnog pražnjenja u gasovima. Konstante C_1 i C_2 su određene za sve gasove.

U tabeli T1 date su vrijednosti konstanti C_1 i C_2 za plemenite gasove zajedno sa oblašću primjenljivosti:

Tabeli T1: Vrijednosti konstanti C_1 i C_2 za plemenite gasove zajedno sa oblašću primjenljivosti:

Gas	C_1 [1/Pam]	C_2 [V/Pam]	Oblast primenljivosti $E(x)/p$ [V/Pam]
He	2.1	25.5	150 do 112
Ne	3.0	75	75 do 300
Ar	10.2	135	75 do 450
Xe	19.5	262.5	150 do 600
Kr	12.75	180	75 do 750

Za plemenite gasove Takeishi dao je izrazu za $\alpha(x)$ u obliku, [25]:

$$\alpha(x) = pK_1 \left[1 - e^{-\frac{K_2 \frac{U}{pd}}{K_3}} \right] \quad (7)$$

gdje su K_1 , K_2 i K_3 konstante za određene gasove, Tabela T2.

Tabela T2: Vrijednosti konstanti K_1 , K_2 i K_3 za plemenite gasove zajedno sa oblašću primjenljivosti:

Gas	K_1 [1/Pam]	K_2 [V/Pam]	K_3 [V/Pam]	Oblast primenljivosti $E(x)/p$ [V/Pam]
He	2.23	6	120	6 do 225
Ne	3.14	7.05	150	7.05 do 300
Ar	10.45	18.38	341.25	18.38 do 1200
Xe	20.88	31.35	585	31.35 do 1800
Kr	12.88	19.88	382.5	19.88 do 1500

Sekundarni jonizacioni koeficijent γ se, u prvoj aproksimaciji, može smatrati konstantnim u odnosu na vrijednost električnog polja i pritiska. On zavisi od vrste gasa i materijala elektroda. U tabeli T3 su date vrijednosti sekundarnih jonizacionog koeficijenta γ za razne plemenite gasove i elektrode od volframa, [29]:

Tabela T3: Vrijednosti jonizacionog koeficijenta γ za razne plemenite gasove i elektrode od volframa

Gas	γ
He	0.29
Ne	0.213
Ar	0.095
Xe	0.013
Kr	0.05

Izrazi za Townsend-ove jonizacije (primarne) koeficijente date izrazima (5) i (7) su empirijski izrazi dobijeni logičkim razmatranjem, a ne egzaktnim fizičkim modelom.), Naime, pošto svaki kumulativni lavinski proces ima porast takav da je diferencijalni broja konstitutivnih komponenata lavine na diferencijalnom dijelu puta proporcionalan je ukupnom broju konstitutivnih komponenata. U slučaju električnog praženjenja u gasovima nerelevantne konstitutivne komponente (elektroni) zadovoljavaju navedeni uslov što dokazuje izraz (1). Na osnovu toga lahko se zaključuje da jonizacioni koeficijent treba da ima ekponencijsnu promjenu.

Ta promjena treba da bude rastuća sa porastom vrijednosti električnog polja pošto tada elektroni preuzimaju veću količinu energije na srednjoj dužini slobodnog puta. Također, ta promjena treba da bude opadajuća sa porastom pritiska pošto veći pritisak gasa znači veću gustinu gasa, odnosno kraću srednju slobodnu dužinu puta. Kada se ovakvom razmatranju dodaju dvije ili tri konstante koje se odrede fitovanjem odgovarajućih ekperimentalno dobijenih tačaka dobijaju se izrazi koji omogućavaju određivanje vrijednosti DC probojnog napona (kao što su izrazi (6) i (7)). Mana tih izraza je što važe samo za određene oblasti vrijednosti odnosa električnog polja i pritiska i što nisu zasnovani na fundamentalnim fizičkim zakonima.

Pošto jonizacioni proces skoro u potpunosti zavisi od jonizacije slobodnim elektronima. Townsend-ov jonizacioni koeficijent se može dobiti na osnovu poznavanja spektra gasa slobodnih elektrona na osnovu definicije iz statističke fizike, [30, 31]:

$$\alpha(x) = n_0 \int_0^{\infty} \sigma_i(\varepsilon) v f(\varepsilon) d\varepsilon \quad (8)$$

gdje je v brzina slobodnih elektrona u spektru, σ_i efikasni presjek jonizaciju u zavisnosti od energije ε slobodnih elektrona u spektru, n_0 gustina naleketrisanih atoma i $f(\varepsilon)$ funkcija raspodjele slobodnih elektrona po energijama (spektar gasa slobodnih elektrona) spektar gasa slobodnih elektrona je Maksvelovskog tipa:

$$f(\varepsilon)d\varepsilon = 2\sqrt{\frac{\varepsilon}{\pi}}\left(\frac{1}{kT}\right)^{\frac{3}{2}}e^{(-\frac{\varepsilon}{kT})}d\varepsilon \quad (9)$$

Promjenama izraza (9) u izraz (8), nakon integracije dobija se:

$$\alpha(T_e) = 4\frac{M\sigma_{io}}{R\sqrt{\pi}}p\frac{\varepsilon_i + 2T_e}{T_e}e^{-\frac{\varepsilon_i}{T_e}} \quad (10)$$

gdje je M molekularna masa gasa, p priorisak gasa, σ_{io} efikasni presjek za jonizaciju neutralnog molekula gasa elektronima energije ε_i , R Ridbegova konstanta i T_e elektronska temperatura određena izrazom:

$$T_e = kT = \xi\lambda eE \quad (11)$$

gdje je ξ termoliracioni form faktor, λ srednja slobodna dužina puta i E električno polje.

Izraz (10) omogućava da se odredi zavisnost jonizacionog koeficijenta na osnovu poznavanja (ili mjerenja) parametara koji se javljaju u izrazima (10) i (11), [32]. Zamjenom izraza (10) i (11) u uslov za Townsend-ov proboj dat izrazima (3) i (4) dobija se da DC probojni napon zavisi od proizvoda pd . To potvrđuje ispravnost postupka ovakvog izvođenja izraza za jonizacioni koeficijent (pošto to znači da zadovoljava zakon sličnosti za električna pražnjenja u gasovima). Treba naglasiti da ovako izveden jonizacioni koeficijent α važi u potpunosti samo za plemenite gasove. Naime, u električnom polju energetski spektar gasa slobodnih elektrona driftuje u pravcu polja i dobija se na srednjoj slobodnoj dužini puta određeni iznos energije. Ako je gas molekularne prirode u neelastičnoj interakciji sa gasom slobodnih elektrona dolazi do pobuđivanja rotacionih i vibracionih stanja molekula. Ta promjena spektra gasa slobodnih energija ka nižim energija i djelimično se gubi Maksvelov oblik spektra. Međutim, u slučaju atomskih (plemenitih) gasova interakcije su elastične usljed postojanja samo jednog stepena slobode i spektar gasa slobodnih elektrona se ne mjenja (zadržava Maksvelov oblik).

Prethodno prikazani jonizacioni koeficijenti omogućavaju dobijanje pašenove krive koja podrazumjeva detereminističke prirode vrijednosti DC probojnog napona. U slučaju da su ispunjeni uslovi da se DC probojni napona posmatra kao stohastička vrijednost na njega se primjenjuju statistički postupci.

3 EKSPERIMENT

Izvedeni algoritmi za proračun vrenosti DC probojnog napona i njihovo međusobno poredjenje vršeno je eksperimentalno. Za eksperimente je korišćena gasna komora, slika 1. Komora sa slike 1 bila je projektovana za podpritisak. Vakumpasta na O-ringovima i teflonske trake na navojima obezbeđivali su izuzetno dobru zaptiveneost komore. Preciznim mernim instrumentom nije bilo moguće ustanoviti promenu pritiska u komori redovnim merenjem tokom 50 sati. Elektrođni sistem E u komori omogućavao je promenu elektroda. Jedan od nosača elektroda je bio namenjen za podešavanje međuelektrodnog rastojanja. Taj nosač elektroda je imao fini navoj ($0,25\text{mm}/2\pi$) za podešavanje međuelektrodnog rastojanja I ugradjen elektronski mikrometar.



Punjenje komore gasom vršeno je preciznim gasnim krugom, [33]. Postupak punjenja komore sastojao se u sljedećim koracima: 1-vakumiranje komore do pritiska 10^{-1} Pa; 2-punjenje komore radnim gasom do 10^6 Pa; 3-ponavljanje koraka 1 i 2 tri puta; 4-dozir ventilom punjenje komore na željenu vrijednost pritiska svedenu na vrijednost pritisak pri 0°C primjenom izraza $p(t) = (1 + \frac{t}{273,16}) p(0)$ (gdje je t radna temperatura); 5-vršenje mjerenja i 6-podešavanje sljedeće vrijednosti pritiska.

1990

Tabela T4: Primenjivani Metodi za izradu elektrodno odgovarajuće vrednosti izlaznog rada

Metal	Izlazni rad	Metal	Izlazni rad
Elektron	1,8eV	Gvoždje	4,36eV
Aluminijum	3,74eV	Bakar	4,47eV
Srebro	4,28eV	Volfram	4,5eV

Za određivanje srednje vrijednosti DC probojnog napona vršeno je 100 uzastopnih mjerenja. Između dva uzastopna mjerenja pravljena je pauza 30 sekundi. Prije svake serije mjerenja elektrodni sistem je kondicioniran za 20 uzastopnih proboja. Dobijeni rezultati su testirani na pripadnost jedinstvenom statističkom uzorku (Šovenov kriterijum i Man-Whitney test sume) i Man-Whitney test i U-testa) Kao DC napon korišćen je napon porasta brzinom 8 V/s . Niskonaponska elektroda je bila uzemljena preko otpornosti $500 \text{ M}\Omega$ (u cilju smanjenja uticaja prethodnih mjerenja). Vrijednost DC probojnog napona mjerenja je omskim djeliteljem i memorijskim voltmetrom. Mjerni instrumenti su se, tokom eksperimenta, nalazili u mjernoj kabini zaštitom većom od 100dB, [34]. Sva mjerenja su vršena pod dobro kontrolisanim laboratorijskim uslovima. Kombinovana mjerna nesigurnost određena statističkim i analitičkim postupkom bila je manja od 5%, [35, 36, 37].

Eksperimentalni postupak je bio podeljen u četiri cjeline:

- Primenom izraza za Townsend-ov mehanizam proboja homogenog električnog polja (izraz 3.) i izraza za primarni (jonizacioni) koeficijent α i sekundarni jonizacioni koeficijent γ (izrazi ili 5, ili 7, ili 10) uz vrednosti konstanti datih u tabelama T1, T2 i T3 određene su Pašenove krive sa desne strane Pašenovog minimuma. Pri tome su korišteni uslovi: gasovi He, Ar, Xe i elektrode od volframa polirane do visokog sjaja.
- Nakon toga je pod istim uslovima izvršeno merenje vrednosti DC probojnog napona.
Na osnovu kvadratnog odstupanja između teoretskih krivih i eksperimentalno dobijenih tačaka određeno je koji izraz za primarni koeficijent (jonizacioni) α daje najmanje odstupanje. (Nadalje u radu je u svim proračunima korišten taj koeficijent).
Nakon toga je primjenom Mann–Whitney U testa sume rangova određena desna granica oblasti Pašenovog minimuma, prelazna oblast i oblast sa isključivo strimerskim mehanizmom proboja. Na taj način (statističkom analizom) određene granice proverene su eksperimentalno korišćenjem pored poliranih elektroda od volframa i identične polirane elektrode od drugih materijala.
- U tačkama lijevo od minimuma vršen je takođe proračun vrijednosti DC probojnog napona uz pretpostavku korištenja istih gasova (He, Ar, Xe) i poliranih elektroda od volframa. Nakon toga je, pod istim uslovima, izvršeno, merenje vrednosti probojnog napona. Primenom Mann–Whitney U testa sume rangova ustanovljeno je da slučajne promjenjive DC probojni napon ne pripadaju jedinstvenom statističkom uzorku. Za tumačenje te pojave primjenjen je proračun vrijednosti DC probojnog napona prema Townsend-ovom uslovu za nehomogeno električno polje (izraz 4.).
- Na način na koji je to urađeno u tačkama desno od Pašenovog minimuma određene su granice oblasti desno od Pašenovog minimuma u kojim se proboj

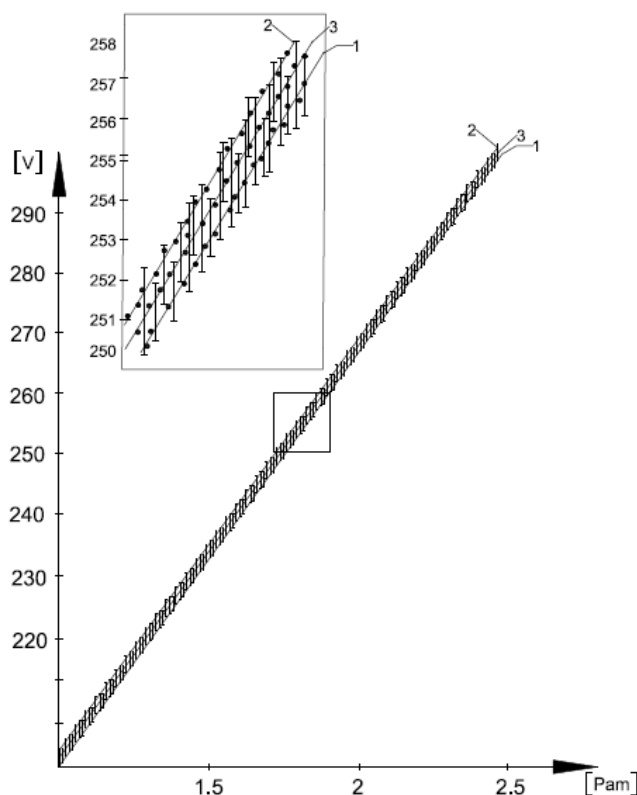
gasa odvija gasnim Townsend-ovim mehanizmom i karakteristike tog mehanizma. Pored toga određena je granica prelazne oblasti između gasnog mehanizma proboja i vakuumskog mehanizma proboja lavinskim mehanizmom. Takodje je određena granica nakon koje prestaje mogućnost pojave vakuumskog lavinskog mehanizma i nastupa čist vakuumski mehanizam proboja katodnog tipa. U tu svrhu vršena su mjerenja na elektrodama od različitih materijala poliranim i peskarenim.

4 REZULTATI I DISKUSIJA

Na slici 3 su prikazani djelovi iz proračunatih Pošenovih krivih desno od Pošenovog minimuma. Proračun je vršen za uslove: gas Ar, elektroda polirane, materijal volfram, međuelektrodno rastojanje 0,3 mm.

Tokom proračuna je korišten izraz (3) (Townsend-ov uslov za proboj) sa izrazima za jonizacioni koeficijent α (6) (Townsend-ov izraz - kriva 1.), (7) (Takeishi izraz - kriva 2.) i (10) (izvedeni izraz prema Maksvelovoj raspodjeli gasa i slobodnih elektrona - kriva 3.).

Pored proračunatih Pošenovih krivih na slici 3, su prikazane i odgovarajuće eksperimentalne tačke dobijene tačke (dobivene pod istim uslovima prema kojim su vršeni proračuni).



Slika 3: Proračunate Pašenove krive desno od Pašenovog minimuma: 1-jonizacioni koeficijent prema izrazu (3); 2- jonitacioni koeficijent prema izrazu (7); 3-jonizacioni koeficijent prema maksvelovoj raspodjeli gasa slobodnih elektrona; • odgovarajuće ekperimentalno dobijene vrijednosti sa statističkim rasipanjem(pod istim uslovima prema kojima su proračunate Pašenove krive)

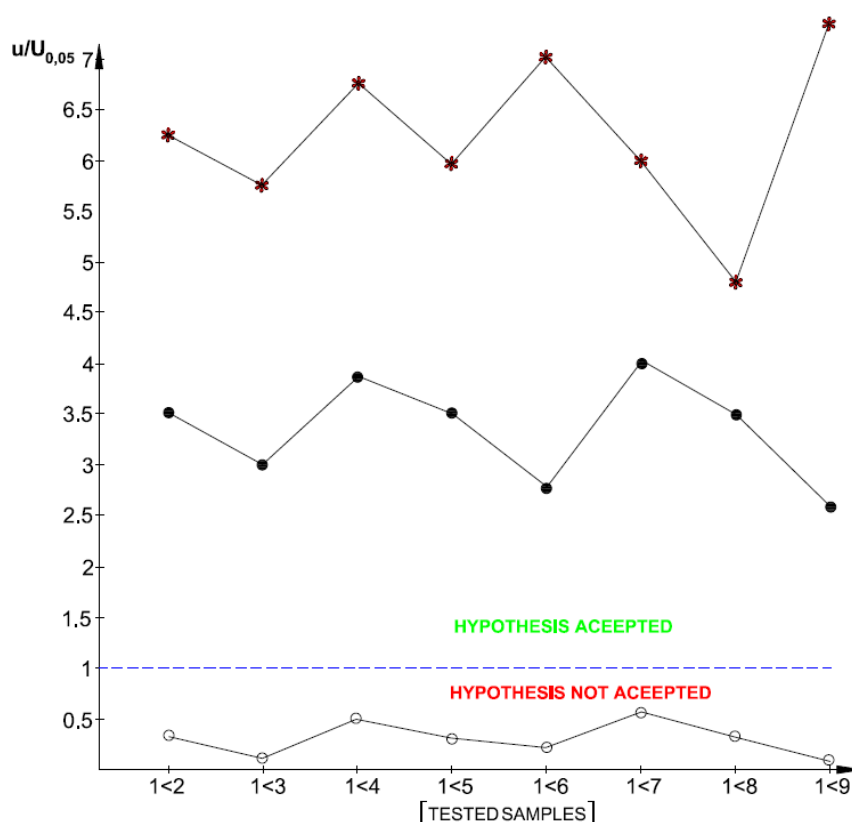
U tabeli 5 date su vrijednosti kvadratnog odstupanja između eksperimentalnih i teoretski proračunatih krivih sa slike 3.

Tabela T5: Kvadratno odstupanje između eksperimentalno dobijenih tačaka i teoretski proračunatih krivih

Kvadratno odstupanje proračunatih Pašenovih krivih i ekperimentalnih ta;aka		
$d_1[V^2]$	$d_2[V^2]$	$d_3[V^2]$
3,4	2,1	1,4

Rezultati prikazani na slici 3 i tabeli 4 pokazuju da se najbolje slaganje eksperimentalnih rezultata teoretskih proračuna dobija za teoretski proračun dobijen novo izvedenim eksponencijalnim koeficijentom izraz (10). Time se verifikuje takva vrsta proračuna. Na osnovu ovog rezultata su svi proračuni vrijednosti probojnog napona u radu vršena upotrebom izraza (10) za jonizacioni koeficijen.

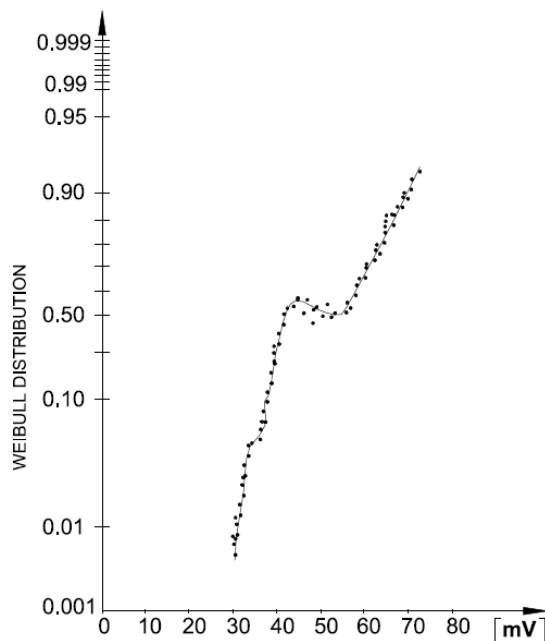
Na slici 4 prikazani su rezultati U-testa za deset statističkih poduzoraka od po deset hronoloških vrijednosti DC probojnih napona iz niza od 100 mjerenja u tačkama 1,5 Pam, 2,0 Pam i 2,5 Pam. Kao što je rečeno, mjerenja su vršena preciznim mjernim instrumentom sa pet pouzdanih cifara. U-test je sproveden svođenjem na prvi statistički poduzorak. Međutim pokazalo se da se suštinski isti rezultati dobiju i u testovima sprovedenim svođenjem na druge statističke uzorke.



Slika 4: Rezultati U-testa za deset hronoloških poduzoraka od po deset slučajnih promjenljivih DC probojni napon u tačkama: *-1,5 Pam; o-2,0 Pam i •-2,5 Pam

Rezultati U-testa, slika 4, pokazuju da su u tačkama 1,5 Pam i 2,5 Pam sve slučajne promjenljive DC probojni napon pripadaju jedinstvenom statističkom uzorku. To tvrdnja ne važi za slučajne promjenljive DC probojni napon u tački 2,0 Pam.

Analizom slučajnih promjenljivih DC probojnog napona pokazuje da pripadaju složenoj raspodjeli aditivnog tipa, slika 5. Sa slike 5 se vidi da slučajne promjenljive DC probojni naponi pripadaju dvijema aditivnim Weibullovim raspodjelama.



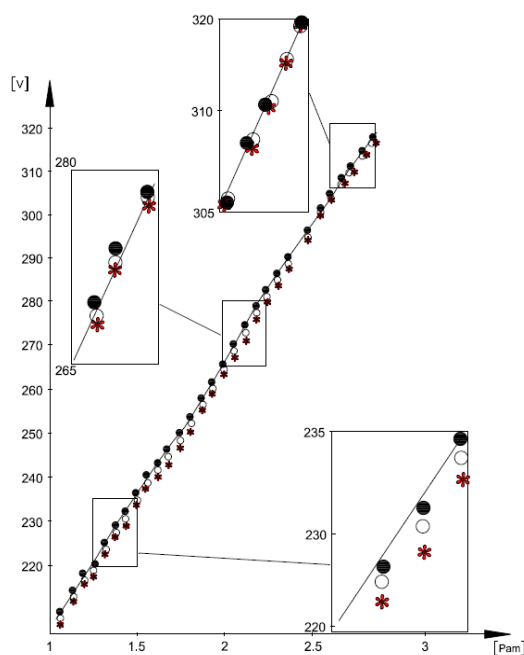
Slika 5: Statistički uzorak slučajne promjenljive DC probojni napon na papiru Weibullove vjerovatnoće dobijenih eksperimentalno u tački (2,0 Pam, 300 V)

Na osnovu rezultata prikazanih na slikama 3, 4 i 5 se može zaključiti da se od Pašenovog minimuma do tačke 1,5 Pam proboj odvija Townsend-ovim mehanizmom, a u tačkama između tačke 1,5 Pam i 2,5 Pam proboj se odvija kombinacijom Townsend-ovim i strimerskim mehanizmom. Za vrijednosti proizvoda pd većim od 2,5 Pam proboj se odvija strimerskim mehanizmom.

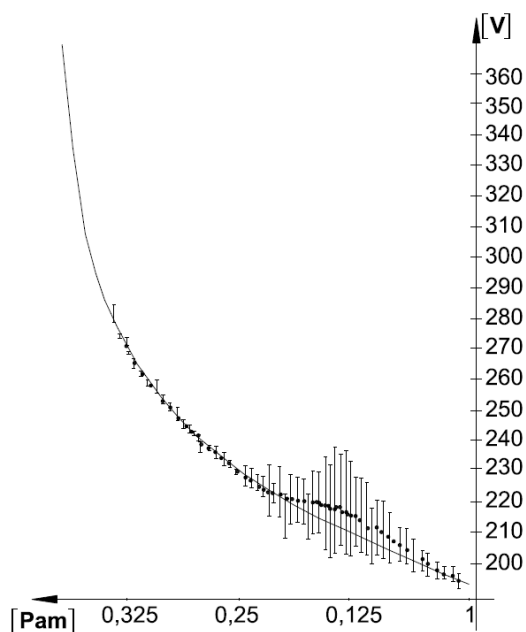
Ovaj zaključak potvrđuju i rezultati dobijeni primjenom elektroda od različitih materijala (elektron, aluminijum i volfram), slika 6. Sa slike 6 se vidi da materijal elektrode jednoznačno utiče na vrijednost DC probojnog napona od Pašenovog minimuma do tačke 1,5 Pam.

U tačkama između 1,5 Pam i 2,5 Pam taj uticaj postoji, ali nije jednoznačan. U tačkama iznad pd vrijednosti 2,5 Pam materijal elektroda ne utiče na vrijednost DC probojnog napona.

Na slici 7 su prikazan dio proračunate Pašenove krive lijevo od Pašenovog minimuma. Proračun je vršen pod istim uslovima kao i za dio krive desno od Pašenovog minimuma, uz primjenu izraza (10) za jonizacioni koeficijent. Pored proračuna Pašenove krive na slici 7 su prikazani i odgovarajući eksperimentalno dobijene tačke (dobijene pod istim uslovima prema kojima su vršeni proračuni).

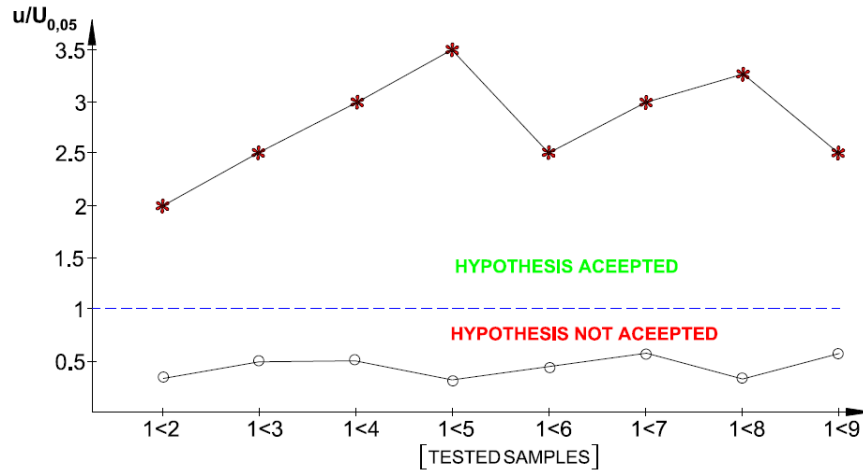


Slika 6: Vrijednost DC probojnog napona dobijene eksperimentalno u posmatranoj oblasti desno od Pašenovog minimuma; •-volfram, *-elektron i o-srebro

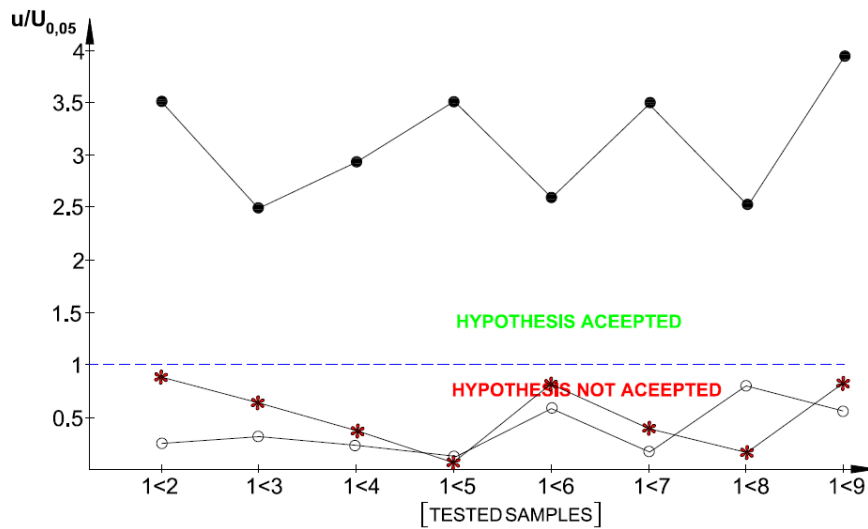


Slika 7: Proračunate pašenove krive lijevo od pašenovog minimuma dobijene pod istim uslovima kao i odgovarajući proračun desno od pašenovog minimuma(uz primjenu izraza (10) za jonizacioni koeficijent); • odgovarajuće ekperimentalno dobijene vrijednosti sa statističkim rasipanjem(pod istim uslovima prema kojima su proračunate Pašenove krive)

Za razliku od odnosa proračunatih krivih Pašenovih krivih desno od Pašenovog minimuma i odgovarajućih eksperimentalno dobijenih rezultata odnos proračunatih Pašenovih krivih prema odgovarajućim eksperimentalno dobijenim rezultatima se znatno razlikuje, naročito u dijelu bliskom Pašenovom minimumu. Te razlike se sastoje u sljedećem: 1-slaganje eksperimentalno dobijenih rezultata sa odgovarajućim proračunatim Pašenovim krivima je vrlo loše i 2-eksperimentalno dobijeni rezultati imaju znatno statičko odstupanje (naročito u tačkama bliskim minimumu).



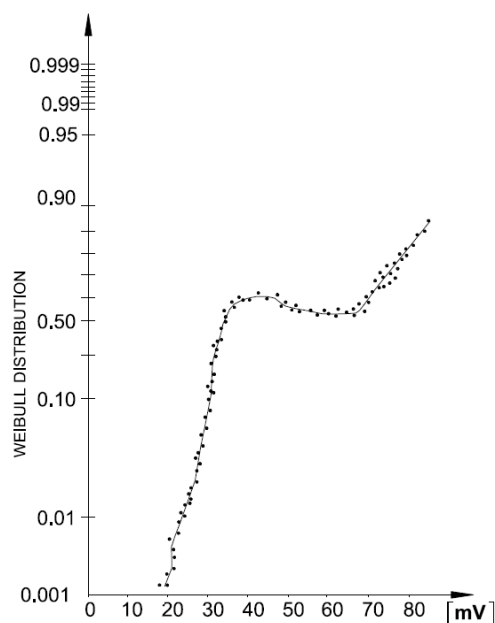
a)



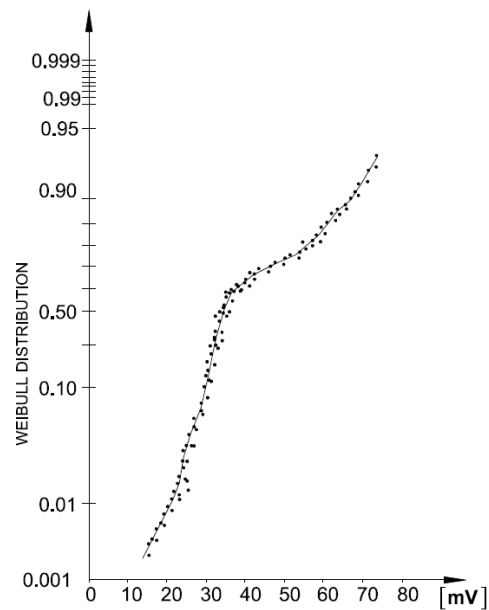
b)

Slika 8: Rezultati U-testa za deset hronoloških poduzoraka od po deset slučajnih promjenljivih DC probojni napon; a- u tačkama 0,75(•) i 0,20(*) polirane elektrode od volframa b-u tačkama 0,75(•), 0,15(*) i 0,10 Pam(o)pjeskarene elektrode od volframa;

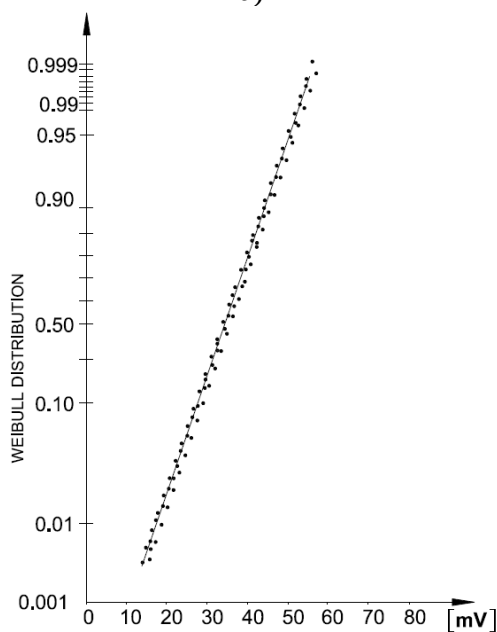
Na slici 8a prikazani su rezultati U-testa za deset statistički poduzoraka od po deset hronoloških vrijednosti DC probojnih napona od niza od sto mjerenja poliranim elektrodama od volframa. Rezultati U-testa prikazani na slici 8 pokazuju da ni jedan od deset pouzoraka ne pripada jedinstvenom statističkom uzorku. Statističkom analizom slučajne promjenljive DC probojni napon ekperimentalno određenih za tačku 0,25 Pam pokazue da slučajne promjenljive DC probojni napona pripadaju složenijoj raspodjeli aditivnog tipa koja se sastoji od dvije Weibulove raspodjele, slike 9. Ovakav rezultat se može objasniti ako se u tačkama lijevo od Pašenovog minimuma dio proboja odvija linijama („ d_l “) dužim od međuelektrodnog rastojanja („ d_m “) koje pri pritisku P_l nižem od pritiska u Pašenovom minumumu (P_{min}) zadovoljavaju uslov $P_l d_l = P_{min} d_{min}$. Na taj način je stvoren uslov da se proboj po dužoj putanji ostvaruje nižom vrijednošću DC probojnog napona (jednakom probojnom naponu u Pašenovom minimumu). Više vrijednosti slučajne promenljive DC probojnog napona su posljedica prethodno objašnjen fluktuacije u vrijednosti jonizacionih koeficijenata (koje rezultuju fluktuacijama slučajne promenljive DC probojni napon).



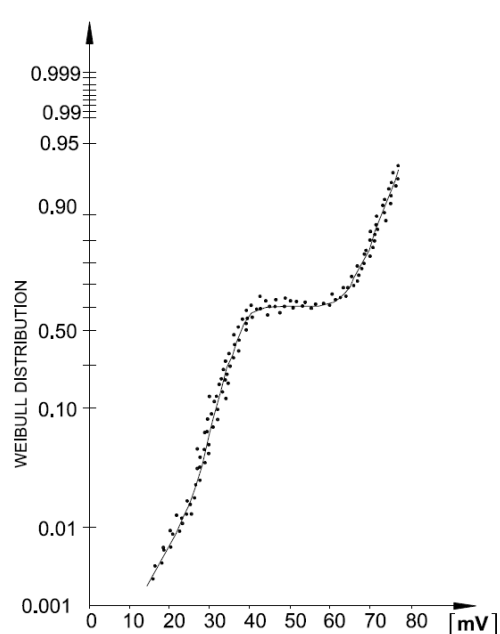
a)



b)



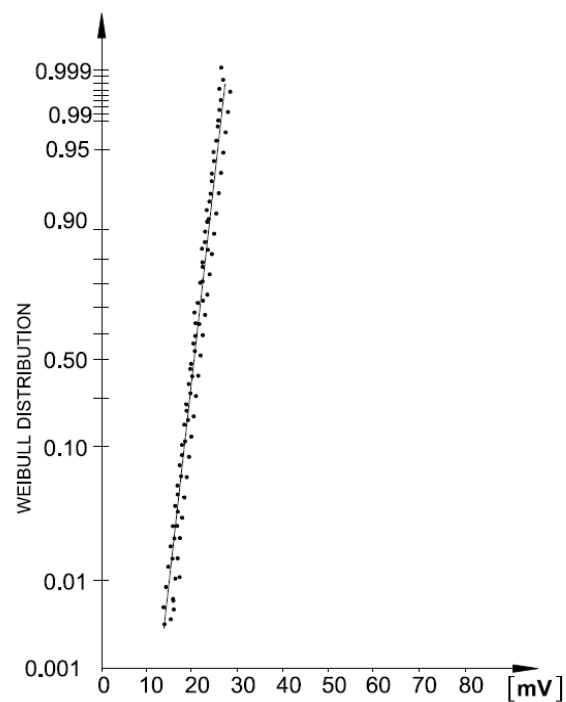
c)



d)

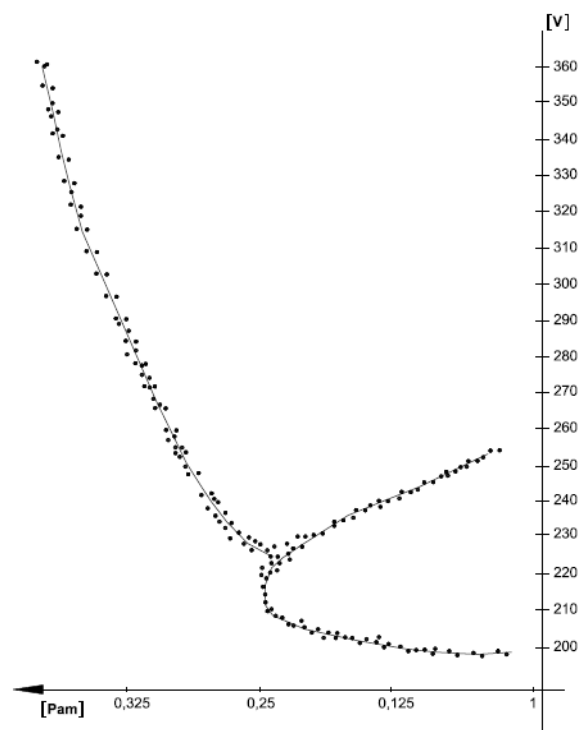
Razdvajanjem aditivnih komponenta statističkog uzorka slučajne promenljive DC probojnog napona lijevo od Pašenovog minimuma (u blizini minimuma) dobijaju se dva stohastička uzorka malog statističkog rasipanja (slika 10). Ova pojava se u literaturi naziva Anomalni Pašenovim efektom i često drugačije objašnjava, [38].

Pomjeranjem u lijevo ka nižim vrijednostima proizvoda p_d gube se karakteristike odnosa proračunate krive Pašeneve krive i odgovarajućih eksperimentalni dobijenih rezultata. Slaganje eksperimentalno dobijenih rezultata sa proračunatim Pašenovim krivim i dalje je loše, ali eksperimentalno dobijeni rezultati imaju znatno manje rasipanje. Analiza pripadnosti jedinstvenom statističkom uzorku slučajne promjenljive DC probojni napon U -testom pokazuje da ta hipoteza testa usvojena.

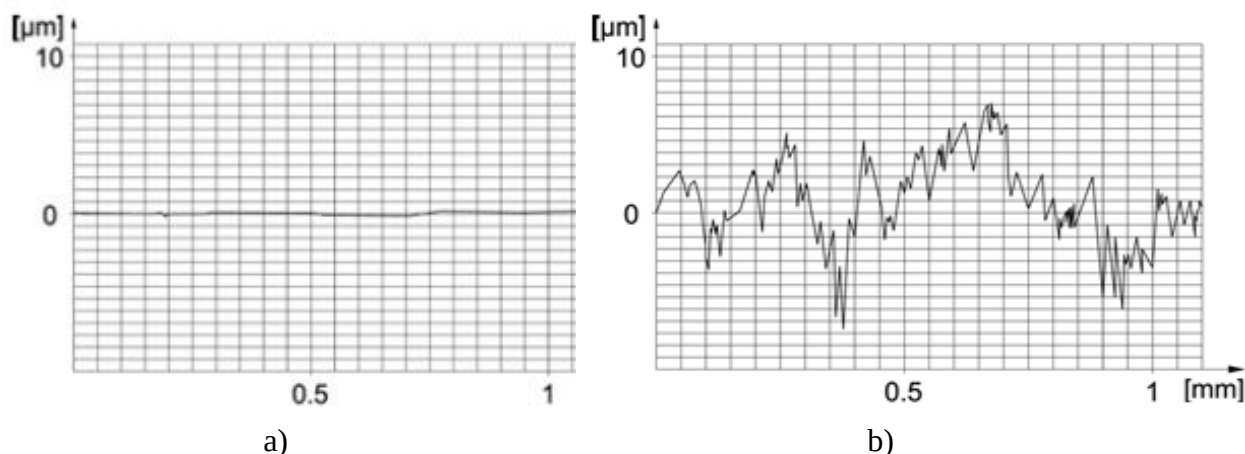


f)

Slika 9: Statistički uzorak slučajne promjenljive DC probojni napon na papiru Weilubulove vjerovatnoće dobijenih ekperimentalno u tačkama 0,75 Pam i 0,20 Pam za polirane elektrode od volframa i u tačkama 0,75 Pam, 0,15 Pam i 0,10 Pam za pjeskarene elektrode od volframa



Slika 10: Dva stohastička uzorka malog statističkog rasipanja



Slika 11: Topografija površine elektrode polirane do visokog sjaja i pkeskarene elektrode (dobijene taligratom)

Međutim, ako se umjesto poliranih elektroda upotrebe pjeskarene elektrode situacija se mijenja. Javlja se jedna uska obast u kojoj je slaganje eksperimentalno dobijenih rezultata i proračunate Pašenove krive dosta dobro i statističko rasipanje je zanemarivo. Nakon te oblasti javlja se obalst gdje dolazi do većeg odstupanja proračunatih vrijednsoti Pašenove krive i odgovarajućih eksperimentalno dobijenih tačaka. Nakon te dvije oblasti vraća se odnos između proračunatih Pašenovih krivih i ekperimentalno dobijenih tačaka. Objašnjenje ove pojave zavise od topografije površine elektrode, slika 10, zasniva se na činjenici sa polirane elektrode ne mogu zadržati adsorbovane dijelove gasa što je uslov za pojavom proboja vakuuma lavinskim mehanizmom. Naime, gasni mjehur(ređa veličine 0,1mm) nema za što da se drži na poliranoj elektrodi slika 10a. Na pjeskarenoj elektrodi slika 10b, ima puno mogućnosti postojanja asorbovanja lavisnkih mjehurova koji generišu vakuumski proboj sve dok njihov površinski napon izdrži kontra pritisak vakuuma. Prema tome lijeva granica Pašenove oblasti zavisi od topografije elektrodnih površina, i u posmatranom slučaju je locirana na 0,25 Pam. Prethodno prikazani rezultati se odnose na Ar, međutim kvalitativno isti rezultati su dobijeni i za ostale plemenite gasove. Također, treba napomenuti da je u praksi pojava lavinskog vakuumskog proboja u tačkama lijevo od Pašenovog minimuma prije pravilo nego izuzetak. Naime, u praksi se veoma rijetko javljaju elektrode polirane do visokog sjaja, a i kada se jave njihove karakteristike se brzo gube.

5 ZAKLJUČAK

Da bi se razmatrali mehanizmi i matematički modeli električnog polja u oblasti Pašenovog proboja u oblasti Pašenovog minimuma plemenitih gasova, bilo je potrebno prvo fizički definisati ovu oblast. U radu se razmatraju, uslovno kazano, dvije oblasti Pašenovog minimuma. Prva, uža oblast Pašenovog minimuma je definisana kao oblast u kojoj se sekundarni procesi električnog pražnjenja dešavaju isključivo elektrodnim mehanizmima. Druga, šira oblast Pašenovog minimuma je definisana kao oblast u kojoj se pojava sekundarnih procesa na elektrodama i gasu dešavaju istovremeno (tj. mehanizmi električnog proboja se mješaju). U cilju razmatranja ovako definisane oblasti Pašenovog mininimuma razvijen je pouzdan algoritam za proračun gasa Tauzend-eovim mehanizmom uz primjenu ovog izraza za jonizacioni Tauzend-ov koeficijent. Ovaj novi izraz za jonizacioni koeficijent je zasnovan na pretpostavci važenja makwelove raspodjele gas slobodnih elektrona.

Pored algoritma za proračun vrijednosti Dc probojnog napona i aparata statističke matematike izvedeni eksperimenti mjerenja Dc probojnog napona visokopreciznim (sa šest značajnih decimalnih cifara) omogućili su da se napravi shema mehanizma električnog proboj u široj oblasti Pašenovog minimuma (a samim time i u užoj oblasti). Idući sa desna u lijevo mehanizmi proboja u široj oblasti Pašenovog minimuma se ređaju na sljedeći način: 1- prelazna oblast mješanja vakuumskeg mehanizma katodnog tipa i vakumskog mehanizma lavinskog tipa; 2- oblast vakuumskeg lavinskog mehanizma; 3- oblast Anomalnog Pašenovog mehanizma; 4- Pašenov minimum; 5- oblast Townsend-ovog mehanizma i 6-prelazna oblast mješanja Townsend-ovog i strimerskog mehanizma proboja plemenitih gasova je dvostruko potvrđen. Ovdje treba još napomenuti da se lavinski vakuumski mehanizam ne javlja kod elektroda na površinama poliranih površina (do visokog sjaja) ali treba i kazati da se primjena takvih elektroda veoma često javlja u praksi.

6 LITERATURA

- [1] Jusić A., Stojić T., Lazarević D., Kovačević U., The influence of parameters of gas-insulated system on the duration of electrical breakdown at points near to Paschen minimum, (2023) Vacuum, 217, art. no. 112549, DOI: 10.1016/j.vacuum.2023.112549
- [2] Osmokrović Predrag, Mechanism of electrical breakdown of gases at very low pressure and interelectrode gap values, (1993) IEEE Transactions on Plasma Science, 21 (6), pp. 645 - 653, DOI: 10.1109/27.256784
- [3] Arbutina D., Vasić-Milovanović A., Nedić T., The influence of the GM tube insulation parameters on the GM counter characteristics, (2022) Vacuum, 196, art. no. 110755, DOI: 10.1016/j.vacuum.2021.110755
- [4] Electra D. Pouloupoulou and Nick P. Petropoulos, A technical note on the uncertainties of the Chen correlation for the boiling heat transfer coefficient at saturated flow, (2024) Nuclear Technology and Radiation Protection, 39(2), pp. 60-166, <https://doi.org/10.2298/NTRP2402160P>
- [5] Belić Č, Jusić A.R., Kovačević U.D., Malaš V.S., Poparić G., The influence of ionizing α and γ radiation on the statistics of the random variable electrical breakdown of electronegative gases, (2024) Nuclear Technology and Radiation Protection, 39 (4)
- [6] J. M. Meek and J. D. Craggs. Electrical Breakdown of Gasses (Wiley, New York, 1978).
- [7] Yu. P. Raizer, Gas Discharge Physics (Springer, Berlin, 1991)
- [8] A. von Engel, Ionized gases (Oxford: Clarendon, 1966)
- [9] Osmokrović P., Krstić S., Ljevak M., Novaković D., Influence of GIS Parameters on the Topley Constant (1992) IEEE Transactions on Electrical Insulation, 27 (2), pp. 214 - 220, DOI: 10.1109/14.135593
- [10] Yuliya Zaripova, Vyacheslav Dyachkov, Tatyana Gladkikh, Mirgul Bigeldiyeva, and Nasr Ahmed Nasr Diab, Investigation of gamma radiation shielding features for modified structural materials for nuclear energy and nuclear medicine, (2023) Nuclear Technology and Radiation Protection, 38(2), pp. 108-115, <https://doi.org/10.2298/NTRP2302108Z>

- [11] Osmokrovic P., Djogo G., Applicability of simple expressions for electrical breakdown probability in vacuum, (1989) IEEE transactions on electrical insulation, 24 (6), pp. 943 - 947, DOI: 10.1109/14.46317
- [12] Rajović Z., Vujisiš M., Stanković K., Osmokrović P., Influence of SF₆-N₂ gas mixture parameters on the effective breakdown temperature of the free electron gas, (2013) IEEE Transactions on Plasma Science, 41 (12), art. no. 6645459, pp. 3659 - 3665, DOI: 10.1109/TPS.2013.2286153
- [13] Nenad Kartalović, Alija Jusić, Dušan Nikezić, Koviljka Stanković, Validity of the law of similarity for impulse and DC breakdown of gases in the vicinity of the Paschen's minimum, (2023) Vacuum, Volume 207, 111683, <https://doi.org/10.1016/j.vacuum.2022.111683>.
- [14] Kartalović N.M., Kovačević U.D., Nikezić D.P., Osmokrović P.V., The influence of neutron and gamma radiation on the reliability of magnetic and semiconductor memories, (2024) Nuclear Technology and Radiation Protection, 39 (1), pp. 21 - 28, DOI: 10.2298/NTRP2401021K
- [15] Lazarevic, Stojić T., Jusić A., Kovačević U., A semi-empirical algorithm for determining the impulse characteristics of gas-insulated two-electrode systems in the vicinity of Paschen minimum with and without taking into account the spark channel thermoionization time, (2023) Vacuum, 213, art. no. 112153, DOI: 10.1016/j.vacuum.2023.112153
- [16] Trang Le Thi Ngoc, Linh Nguyen Thi Truc, Thanh Tran Thien, Tam Hoang Duc, Chuong Huynh Dinh, "An approach based on gamma-ray transmission technique and artificial neural network for accurately measuring the thickness of various materials", (2023) Nuclear Technology and Radiation Protection, 39 (2), pp. 98-110, DOI:10.2298/NTRP2402098T
- [17] Kartalović N.M., Kovačević U.D., Nikezić D.P., Jusić A.R., Influence of electromagnetic pollution of the electron beam generator and high-energy radioactive source on the memory components, (2024) Nuclear Technology and Radiation Protection, 38 (1), pp. 10 - 17, DOI: 10.2298/NTRP2301010K
- [18] Osmokrović, P. "Electrical Breakdown of SF₆ At Small Values of the Product Pd" (1989) IEEE Power Engineering Review, 9 (10), pp. 52 - 53, DOI: 10.1109/MPER.1989.4310322
- [19] Penderson, A. "Criteria for Spark Breakdown in Sulfur Hexafluoride" (1979) IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-89 (8), pp. 2043 - 22043, DOI: 10.1109/TPAS.1970.292789
- [20] N., Marjanovic, M. Vujisic, K., Stankovic, D., Despotović, P., Osmokrovic, "Simulated exposure of titanium dioxide memristors to ion beams", September 2010, Nuclear Technology and Radiation Protection 25(2):120-125, DOI: 10.2298/NTRP1002120M

- [21] Milić M. Pejović; Nikola T. Nešić; Momčilo M. Pejović, “Kinetics of positive ions and electrically neutral active particles in afterglow in neon at low pressure”, *Phys. Plasmas* 21, 042111 (2014), <https://doi.org/10.1063/1.4871485>
- [22] M. M. Pejović, M. M. Pejović, K. Stanković, “Physico-Chemical Processes Induced by Electrical Breakdown and Discharge Responsible for Memory Effect in Krypton with < 10 ppm Nitrogen”, *Plasma Chemistry and Plasma Processing*, Volume 38, pages 415–428, (2018)
- [23] Pejović, M., Pejović, M., Belić, Č., Stanković, K., “Separation of vacuum and gas breakdown processes in argon and their influence on electrical breakdown time delay”, *Vacuum*, 173, <https://doi.org/10.1016/j.vacuum.2019.109151>
- [24] Kartalović N.M., Stojić T.M., Kovačević U.D., The influence of radiation on the characteristics of superinsulator films, (2023) *Nuclear Technology and Radiation Protection*, 38 (3), pp. 194 - 201, DOI: 10.2298/NTRP2303194K
- [25] I.R. Latham. *High Voltage Vacuum Insulation-the Physics Basis* (Academic, London, 1981).
- [26] Jusić A.R., Lazarević D.R., Turković I.M., Influence of ionizing radiation on the stochasticity of overvoltage protection at low, medium, and high voltage levels in gas surge arresters, (2023) *Nuclear Technology and Radiation Protection*, 38 (1), pp. 18 - 29, DOI: 10.2298/NTRP2301018J
- [27] Hauschild W, Mosch W. *Statistik für Elektrotechniker*. Verlag Technik; 1984.
- [28] Arbutina D.S., Stojić T.M., Vasić-Milovanović A.I., Kovačević U.D., Brajović D.V., Aging of the Geiger-Muller counter due to particle conductance in an insulating gas, (2017) *Nuclear Technology and Radiation Protection*, 32 (3), pp. 250 - 255, DOI: 10.2298/NTRP1703250A
- [29] Pejović, M. “Analysis of the memory effect in a nitrogen-filled tube at 6.6 mbar pressure for different cathode materials using the time delay method”, *Phys. Plasmas* 11, 3778–3786 (2004), <https://doi.org/10.1063/1.1760583>
- [30] S. O. Macheret; M. N. Shneider, “Kinetic modeling of the Townsend breakdown in argon”, *Phys. Plasmas* 20, 101608 (2013), <https://doi.org/10.1063/1.4823471>
- [31] Alimpijević, M., Stanković K., Ignjatovic M., Cvetić J., “The Maxwellian nature of free-electrons' gas spectrum of noble gases at low pressure”, *Vacuum*, 21, December 2014, Pages 19-23, <https://doi.org/10.1016/j.vacuum.2014.08.005>
- [32] Stanković K., Alimpijević, M., “Free-Electron Gas Spectrum Uniqueness in the Mixture of Noble Gases”, *Contributions to Plasma*, Volume 56, Issue 2, Pages 126-133, 2016, <https://doi.org/10.1002/ctpp.201500041>
- [33] Zhen Wang, Siming Guo, Ziyao SHU, Xing Zhou, Zhiwei LI, Shikui Huang, and Jinjie Wu, Measurement of mass attenuation coefficients of niobium, molybdenum, tantalum and tungsten near the absorption edge, (2024) *Nuclear Technology and Radiation Protection* Volume 39(2), pp. 111-120, <https://doi.org/10.2298/NTRP2402111W>

- [34] Xian Qiang Tang, Rui Zhao, Wei Feng Zhu, Bin Guo, Feng Qin, Bo Liu, and Jin Jie Wu, Simulation and measurement of X-ray scattered radiation in radiodiagnosis, (2023) Nuclear Technology and Radiation Protection, 38(2), Issue 2, Pages: 125-134, <https://doi.org/10.2298/NTRP2302125T>
- [35] Polužanski V., Kovacevic U., Bacanin N., Rashid T.A., Stojanovic S., Nikolic B., Application of Machine Learning to Express Measurement Uncertainty, (2022) Applied Sciences (Switzerland), 12 (17), art. no. 8581, DOI: 10.3390/app12178581
- [36] Poluzanski V.S., Kovacevic U.D., Nikolic B.D., Algorithm for calculating influence of power transformer oil temperature change on the accuracy of all-acoustic non-iterative partial discharge localization, (2018) FME Transactions, 46 (2), pp. 183 - 193, DOI: 10.5937/fmet1802183P
- [37] Stankovic K., Osmokrovic P., The model for calculating the type a measurement uncertainty of GM counters from the aspect of device miniaturization, (2014) IEEE Transactions on Nuclear Science, 61 (3), art. no. 6819052, pp. 1316 - 1325, DOI: 10.1109/TNS.2014.2317233
- [38] S. C. Braun. Introduction to Electrical Discharge in Gases (Johan Wiley and Sons, Inc, New York, 1966).

DOI: [10.46793/CIGRE37.D1.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D1.06)**D1.06****UPOREDNA ANALIZA LITIJUMSKIH I NATRIJUMSKIH BATERIJA ZA
SKLADIŠTENJE ELEKTRIČNE ENERGIJE****COMPARATIVE ANALYSIS OF LITHIUM AND NATRIUM BATTERIES FOR
ELECTRICAL ENERGY STORAGE****Vuk Milivojević, Tomislav Rajić, Koviljka Stanković***

Kratak sadržaj: Element koji se uveliko smatra neophodnim u brzom napretku energetske tranzicije jeste baterija. Baterije pretvaraju hemijsku energiju u električnu, pri čemu postoje razni modeli. Za razliku od primarnih, koje su dostupne za jednokratnu upotrebu, sekundarne baterije omogućavaju višestruka punjenja i pražnjenja. Jedna od glavnih prednosti litijum-jonskih baterija je što mogu da skladište velike količine električne energije u odnosu na svoju veličinu i težinu, zbog čega su veoma korisne. Ekonomičnije su i ekološki prihvatljivije od primarnih baterija, koje se moraju odlagati nakon upotrebe. Međutim, ograničenja u pogledu dostupnosti litijuma i visoki troškovi njegovog vađenja doveli su do potrage za alternativnim materijalima. Natrijum-jonske baterije su se pojavile kao obećavajuća alternativa zbog obilja natrijuma i njegovih niskih troškova. Ovaj rad nudi odgovor na aktuelna pitanja kakve su performanse dve pomenute vrste baterija.

Ključne reči: skladištenje električne energije, baterije, litijum, natrijum

Abstract: An element that is widely considered necessary in the rapid progress of the energy transition is battery. Batteries convert chemical energy into electricity, and there are various models. Unlike primary batteries, which are available for single use, secondary batteries allow for multiple charges and discharges. One of the main advantages of lithium-ion batteries is that they can store large amounts of electricity relative to their size and weight, making them very useful. They are more economical and environmentally friendly than primary batteries, which must be disposed of after use. However, limitations in the availability of lithium and the high cost of its extraction have led to a search for alternative materials. Sodium-ion batteries have emerged as a promising alternative due to the abundance of sodium and its low cost. This paper offers an answer to current questions about the performance of the two mentioned types of batteries.

Key words: electricity storage, batteries, lithium, natrium

* Vuk Milivojević, SWECO D.O.O., mv243071m@student.etf.bg.ac.rs
Tomislav Rajić, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, rajic@etf.rs
Koviljka Stanković, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, kstankovic@etf.rs

1 UVOD

Energija je ključna briga za naučnike, privrednike i donosiocce odluka. Ove brige će nastaviti da rastu s obzirom na ograničenost fosilnih goriva u budućnosti. Pored toga, zbog nadolazeće tranzicije sa ekonomije zasnovane na fosilnim gorivima na ekonomiju zasnovanu na obnovljivim izvorima energije, postoji sve veća potreba za rešenjima za skladištenje energije. Postoje različite tehnologije skladištenja. One se mogu grupisati po polju (hemijsko, biološko, elektrohemijsko, električno, mehaničko i termalno) i po svrsi (skladištenje za mrežu i transport). Zahtevane osobine su ključne za razvoj, adaptaciju i implementaciju uspešne tehnologije skladištenja.

Element koji se uveliko smatra neophodnim u brzom napretku tranzicije su baterije. Baterije pretvaraju hemijsku energiju u električnu, pri čemu postoje razni modeli. Za razliku od primarnih, koje su dostupne za jednokratnu upotrebu, sekundarne baterije omogućavaju višestruka punjenja i pražnjenja. Baterije se sastoje od elektroda i elektrolita od različitih materijala. Punjive elektrohemijske baterije, kao jedna od najsvestranijih tehnologija skladištenja energije, igraju centralnu ulogu u tekućoj tranziciji sa fosilnih goriva na obnovljivu energiju kako bi se postigao jasan cilj – zelena planeta. One su ključni alati za smanjenje ugljen-dioksida u sektorima transporta i elektroenergetskih mreža i neophodne su u širokom spektru strateških industrija. Stalno rastuća potražnja za „boljim baterijama“ dovela je do značajnog povećanja istraživanja i razvoja u poslednjih 10-20 godina, sa primarnim fokusom na tehnologiju litijum-jonskih baterija.

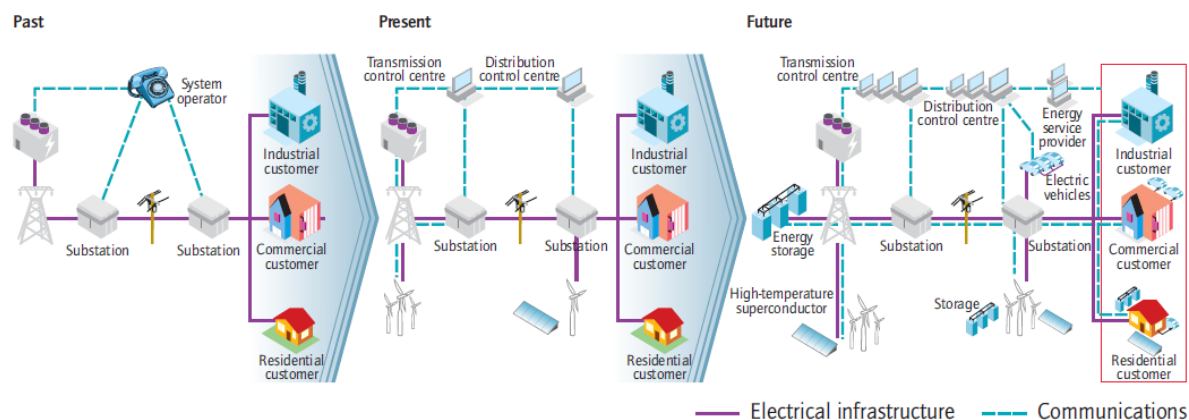
Jedna od glavnih prednosti litijum-jonskih baterija je što mogu da skladište mnogo električne energije u odnosu na svoju veličinu i težinu, zbog čega su veoma korisne. Ekonomičnije su i ekološki prihvatljivije od primarnih baterija, koje se moraju odlagati nakon upotrebe. Međutim, ograničenja u pogledu dostupnosti litijuma i visoki troškovi njegovog vađenja doveli su do potrage za alternativnim materijalima. Natrijum-jonske baterije su se pojavile kao obećavajuća alternativa zbog obilja natrijuma i njegovih niskih troškova [1].

U daljem razmatranju, u cilju upoznavanja sa ovom veoma širokom i perspektivnom oblasti proučavanja, biće predstavljeni pre svih načini skladištenja energije, kako bismo se upoznali sa značajem baterija. Nastavak se bazira na sagledavanju situacije na polju ove tehnologije sa aspekta tržišta, nakon čega dolazi i ono najbitnije – proučavanje načina funkcionisanja baterija, materijala od kojih su se sastojale u prošlosti, koji ih trenutno čine, i koji će tek biti njihov sastavni deo, sve sa ciljem unapređenja ove tehnologije.

2 SKLADIŠTENJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Trenutno se globalni energetske sistemi suočavaju sa nizom izazova, uključujući porast udela obnovljivih izvora energije i tržišta električnih vozila (EV), stalni rast potražnje za smanjenjem emisije ugljenika, starenje infrastrukture i bezbednost energije. Pametne mreže pružaju načine ne samo da reše ove izazove, već i da transformišu energetske industrije u novu eru pouzdanijih, dostupnijih i efikasnijih sistema koji će doprineti kako zaštititi životne sredine tako i ekonomskom napretku. Slika 1 prikazuje putokaz za transformaciju globalnih elektroenergetskih sistema sa trenutnog modela funkcionisanja električne mreže ka pametnijoj mreži u budućnosti. Ukratko, pametna mreža je elektroenergetska mreža koja omogućava dvosmerni tok električne energije i podataka, pri čemu napredne tehnologije i digitalna komunikacija omogućavaju detekciju, reakciju i „proaktivno delovanje“ (tj. proaktivno reagovanje na osnovu predviđanja) na promene u upotrebi i različite probleme. Prednosti pametne mreže uključuju povećanu efikasnost i pouzdanost u prenosu i snabdevanju električnom energijom, smanjenje operativnih i upravljačkih troškova za elektroenergetske

kompanije i korisničke terminale, veću integraciju obnovljivih izvora energije u savremenu mrežu, podršku za široku primenu električnih vozila, poboljšanu energetska sigurnost i niže emisije ugljenika [2].



Slika 1 Putokaz za prelazak trenutnih energetska sistema ka pametnijoj mreži [3]

Sistemi za skladištenje energije zasnovani na baterijama visoko su cenjeni kao sredstvo za ispunjavanje različitih funkcija u mreži, pružajući niz dodatnih usluga, uključujući:

1. Regulaciju frekvencije i praćenje opterećenja
2. Hladno startovanje
3. Dejstvovanje kao rezerve za hitne slučajeve
4. Omogućavanje održavanja energetska balansa između vršne i vanvršne potrošnje energije
5. Pružanje lokalizovane snage za rešavanje problema sa kvalitetom i podršku reaktivnoj snazi.

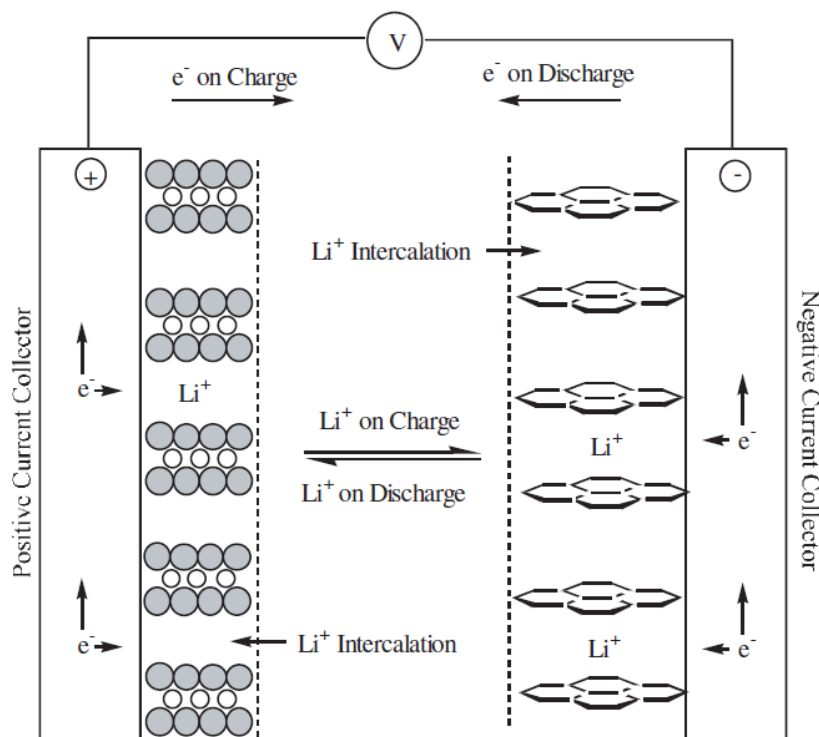
3 TEHNOLOGIJE BATERIJA: LITIJUM-JONSKE I NATRIJUM-JONSKE BATERIJE

U osnovi, litijum-jonske i natrijum-jonske baterije su sekundarne elektrohemijske baterije sa različitim hemijskim sastavima anode i katode. Obe rade na principu reverzibilnih elektrohemijskih redoks reakcija za generisanje i skladištenje električne energije.

Redoks reakcija je tip hemijske reakcije u kojoj se dešava istovremeno smanjenje i oksidacija molekula, atoma ili jona. Redoks reakcije uključuju prenos elektrona sa jedne supstance na drugu. Naziv "redoks" potiče od "redukcija" i "oksidacija". Oksidacija je proces u kome supstanca gubi elektrone. Suprotno tome, redukcija je proces u kome supstanca dobija elektrone. U redoks reakciji, jedna supstanca se oksiduje (gubi elektrone), dok se druga redukuje (dobija elektrone). U slučaju reverzibilne elektrohemijske redoks reakcije, reakcija može ići u oba smera, odnosno, oksidacija i redukcija mogu biti obrnute. U kontekstu baterija, to znači da elektrohemijski procesi koji se dešavaju tokom pražnjenja (oslobađanje energije) mogu biti obrnuti tokom punjenja (skladištenje energije):

- Kada se baterija puni, elektroni se prenose sa katode na anodu preko spoljašnjeg kruga, dok se joni migriraju kroz elektrolit u suprotnom smeru.
- Kada se baterija prazni, elektroni se prenose sa anode na katodu, dok joni migriraju nazad preko elektrolita.

Ovaj proces je reverzibilan, što znači da se baterija može više puta puniti i prazniti bez značajnog gubitka efikasnosti, pod uslovom da su materijali stabilni i da podnose cikluse oksidacije i redukcije. Ovo je ključna osobina koja omogućava ponovno korišćenje i dug vek trajanja baterija kao što su litijum-jonske i natrijum-jonske. Slika 2 prikazuje pojednostavljeni princip rada baterija.



Slika 2 Osnovni princip rada litijum-jonske ćelije [4]

Kod litijum-jonskih baterija, aktivni katodni materijal (CAM) litijuma se tokom punjenja disocira i rezultira litijum-jonom koji migrira kroz elektrolit i separator i ubacuje se u anodu. CAM je komponenta katode koja direktno doprinosi kapacitetu baterije. Radi se o materijalu unutar katode koji aktivno učestvuje u elektrohemijskoj reakciji tokom procesa punjenja i pražnjenja. Odgovoran je za skladištenje i oslobađanje litijumovih ili natrijumovih jona tokom ciklusa baterije. Tokom punjenja, CAM oslobađa jone (npr. Li^+), koji se kreću kroz elektrolit i ulaze u anodu. Prilikom pražnjenja, joni se vraćaju u CAM, što oslobađa energiju u obliku električne struje. Efikasnost i performanse baterije u velikoj meri zavise od izbora CAM materijala, koji moraju ispunjavati sledeće zahteve:

- Veliki kapacitet za skladištenje jona - da bi se osigurala visoka gustina energije.
- Dobra reverzibilnost - sposobnost ponovnog prijema i oslobađanja jona bez značajnih strukturnih promena, što omogućava dug vek trajanja baterije.
- Visoka kulonovska efikasnost - efikasnost sa kojom se joni naizmenično interkaliraju i deinterkaliraju tokom ciklusa punjenja i pražnjenja. Interkalacija u ovom slučaju predstavlja proces u kojem se joni ubacuju ili ulaze u strukturu anode ili katode u bateriji. Ovo se dešava tokom punjenja baterije. Isto tako, deinterkalacija predstavlja proces u kojem se joni oslobađaju iz strukture anode ili katode i vraćaju u elektrolit. Ovo se dešava tokom pražnjenja baterije. U cilju pojednostavljenja, za kulonovsku efikasnost možemo reći da predstavlja odnos između količine energije koja je dostupna za upotrebu tokom pražnjenja baterije i količine energije koja je potrebna da se baterija napuni. Izražava se u procentima.

$$\text{Kulonovska efikasnost} = \frac{\text{Kapacitet pražnjenja}}{\text{Kapacitet punjenja}} \times 100\%$$

Niska cena i dostupnost - materijali treba da budu dostupni i ekonomični za komercijalnu proizvodnju.

Za anodu litijumskih baterija testirani su i korišćeni različiti materijali, koji su razvijeni zbog svojstava sličnih onima koja su važna za aktivni materijal katode (CAM). Prve litijumske baterijske ćelije razvijene 1970-ih godina fokusirale su se na upotrebu metalnog litijuma zbog njegovog visokog specifičnog kapaciteta za interkalaciju. Međutim, zbog problema sa bezbednošću povezanih sa promenom strukture metalnog litijuma tokom ciklusa punjenja i pražnjenja, alternative na bazi ugljenika postale su popularnije [4]. Danas većina litijumskih baterijskih ćelija uključuje grafit kao anodu zbog njegove superiorne cikličnosti, odnosno sposobnosti da izdrži višestruke cikluse punjenja i pražnjenja bez značajnog gubitka kapaciteta ili degradacije performansi. U slučaju natrijum-jonskih baterija, grafit ne može biti korišćen jer natrijum ne može interkalirati u grafit. Umesto njega, čvrsti ugljenik se češće koristi u natrijum-jonskim ćelijama.

Natrijum-jonske ćelije imaju istoriju koja seže u 1960-e godine, kada su razvijane paralelno sa litijum-jonskim tehnologijama kao potencijalni kandidat za praktične sekundarne baterije. Rano interesovanje za elektrolit $\beta\text{-Al}_2\text{O}_3$ dovelo je do razvoja natrijum-sulfur (NaS) ćelije koju je razvila kompanija *Ford* tokom 1960-ih godina radi upotrebe u električnim vozilima. Međutim, kratak vek trajanja i visoke radne temperature usporile su razvoj ove hemije [5]. Krajem 1960-ih, otkrivene su litijumske i natrijumske slojevite oksidne hemije, što je omogućilo razvoj nove klase materijala za katode.

U Tabeli 1 prikazana je uporedna analiza katoda za litijum-jonske i natrijum-jonskih baterija, dok je u Tabeli 2 prikazana je uporedna analiza anoda za iste vrste baterija.

Tabela 1 Uporedni pregled hemijskih karakteristika katoda

Karakteristika	Li-jonske baterije	Na-jonske baterije
Materijali katoda	LCO, NMC, LFP	Natrijumovi slojeviti oksidi (npr. $\text{Na}_{0.77}\text{CoO}_2$), PBA
Teorijski kapacitet	LCO: $\sim 140 \text{ mAh/g}$ NMC: $\sim 200 \text{ mAh/g}$ LFP: $\sim 170 \text{ mAh/g}$	$\text{Na}_{0.77}\text{CoO}_2$: $\sim 150 \text{ mAh/g}$ PBA: $\sim 170 \text{ mAh/g}$
Energetska gustina	Visoka, zavisi od tipa katode i ćelije	Niža u poređenju sa Li-jonskim, ali bolja za PBA
Stopa punjenja i pražnjenja	Visoka brzina, dobra sposobnost brzog punjenja i pražnjenja	Bolja brzinska sposobnost kod PBA
Stabilnost ciklusa	Visoka, naročito kod LFP	PBA i slojeviti oksidi pokazuju dobru stabilnost, ali sa nekim ograničenjima
Troškovi	Viši, posebno kod LCO i NMC	Niži, PBA su jeftiniji i koriste jeftinije materijale
Bezbednost	Dobra, ali zavisno od hemije i dizajna	Visoka, posebno kod slojevitih oksida i PBA

Tabela 2 Uporedni pregled hemijskih karakteristika anoda

Karakteristika	Li-jonske baterije	Na-jonske baterije
Glavni anodni materijali	Grafit, LTO, Silicijum	Čvrsti ugljenik, Meki ugljenik, Metalni sulfidi i oksidi
Teorijski specifični kapacitet	Grafit: ~372 mAh/g Silicijum: ~3579 mAh/g LTO: ~175 mAh/g	Čvrsti ugljenik: ~300 mAh/g Meki ugljenik: ~350 mAh/g Metalni sulfidi: > 400 mAh/g
Povećanje zapremine tokom cikliranja	Grafit: Malo Silicijum: Visoko (~300%)	Čvrsti ugljenik: Srednje Meki ugljenik: Srednje do visoko
Redoks potencijal	Grafit: ~0.1 – 0.2 V prema Li/Li ⁺	Čvrsti ugljenik: ~0.1 – 0.2 V prema Na/Na ⁺
Stabilnost ciklusa	Visoka za grafit i LTO Niska za silicijum	Visoka za tvrdi ugljenik Varira za druge materijale
Troškovi materijala	Viši, posebno za silicijum i LTO	Niži, uglavnom zbog upotrebe obilnih materijala poput Na
Potencijal za komercijalizaciju	Već komercijalizovani, dominiraju na tržištu	U razvoju, ali postoji značajan interes i potencijal
Gustina energije	Visoka (do 250 – 300 Wh/kg)	Srednja (do 150 – 200 Wh/kg)
Bezbednost	Visoka za LTO, Može biti problematično za silicijum (zapreminska ekspanzija)	Bezbedniji sa vodenim elektrolitima, manji rizik od paljenja ili eksplozije

4 PREDNOSTI NOVE GENERACIJE BATERIJA

U ovom poglavlju biće prikazane prednosti novih baterija u odnosu na tradicionalna koje se i dalje više koriste.

4.1 Litijum-jonske baterije i trenutno tržište

Cena litijum-jonskih baterija skoro u potpunosti zavisi od ograničene dostupnosti litijuma, koji se u prirodi nalazi samo u jedinjenjima zbog svoje visoke reaktivnosti. Litijum čini oko 0,0017% masenog udela Zemljine kore. Prema podacima Američkog geološkog instituta (USGS), globalne rezerve litijuma u periodu od 2017. do 2020. godine procenjene su na 14 miliona, 16 miliona, 14 miliona i 17 miliona tona, respektivno. Bez recikliranja, svetske rezerve litijuma mogu podržati ekonomski održivu proizvodnju samo u narednih 28 godina. Štaviše, tadašnji nedostatak litijuma pretio je da ugrozi snabdevanje tržišta električnih vozila, jer su najdostupniji resursi geografski koncentrisani. Kao zemlja sa najvećim rezervama litijuma u 2024. godini, Čile ima oko 9,3 miliona tona rezervi litijuma. Druga do pete zemlje sa najvećim rezervama litijuma u 2024. godini su Australija (6,2 miliona tona), Argentina (3,6 miliona tona), Kina (3 milion tona) i Sjedinjene Američke Države (1,1 miliona tona)[6].

Postepeno širenje tržišta električnih vozila vršilo je pritisak na zalihe litijuma, što je dovelo do kontinuiranog porasta njegove cene širom sveta. Trend porasta nastavio je sve do pred kraj 2022. godine, kada cena litijuma dostiže vrhunac. Međutim, nakon toga započinje period pada cene koji je aktuelan i danas. Cene litijum-karbonata su u avgustu pale na oko 10 500 USD po

toni, što je najniži nivo u više od tri godine, usled sve većih zabrinutosti zbog prekomerne ponude.

4.2 Ekološki efekti eksploatacije litijuma

Litijum i litijum-jonske baterije su često predstavljani kao ekološki spasitelji, omogućavajući nam da smanjimo oslanjanje na fosilna goriva s visokom emisijom ugljenika i pređemo na električna vozila i druge ekološki prihvatljivije tehnologije. Međutim, materijali potrebni za proizvodnju ovih baterija, poput litijuma, kobalta i nikla, nose značajne ekološke i etičke izazove. Proces koji se koristi za ekstrakciju ovih metala mogu biti izuzetno štetni za životnu sredinu i lokalne zajednice, što dovodi do degradacije tla, nestašice vode i gubitka biodiverziteta.

Postoje dve glavne metode komercijalne ekstrakcije litijuma:

- Ekstrakcija iz slanih jezera: Većina svetske proizvodnje litijuma zasniva se na solanama, metodu koji koristi prirodne naslage litijumom bogate slane vode u podzemnim rezervoarima. Ovi rezervoari se uglavnom nalaze u Litijumskom troughu - regionu koji obuhvata granice Bolivije, Argentine i Čilea. Područje je poznato po svojim ogromnim rezervama litijuma, za koje se procenjuje da sadrže oko 56% poznatih svetskih rezervi.
- Površinski kopovi (rudarstvo otvorenog kopa): Ovaj oblik komercijalne proizvodnje litijuma uključuje rudarenje tvrdih stena. Radi se o mnogo složenijem i intenzivnijem procesu u poređenju sa ekstrakcijom slane vode iz solana [7].

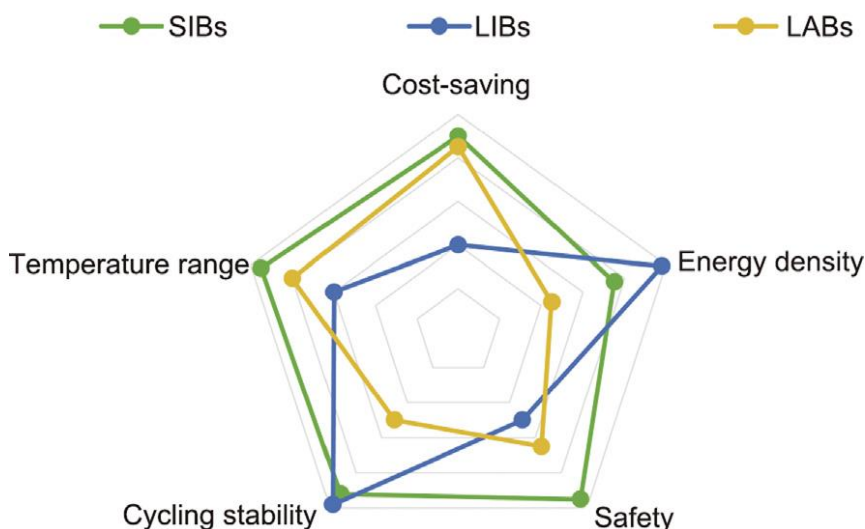
Rudarenje litijuma, posebno metodama otvorenih rudnika, dovodi do velike degradacije zemljišta. Velike površine zemlje se očiste kako bi se omogućile rudarske operacije, što uništava staništa i uzrokuje značajan gubitak biodiverziteta. Jedan od najkritičnijih ekoloških problema povezanih s eksploatacijom litijuma je i korišćenje vode. Proizvodnja jedne tone litijuma zahteva približno 2,2 miliona litara vode, što odvrća retke vodne resurse od lokalne poljoprivrede i autohtonih zajednica. Proces ekstrakcije takođe dovodi do degradacije tla, čineći ga nepodesnim za vegetaciju i narušavajući lokalne ekosisteme. Treći, ali ne manje značajan ekološki izazov su polja za ispiranje litijuma, koja se koriste za ekstrakciju litijuma iz rude pomoću hemijskih rastvora. Hemikalije koje se koriste u ovim procesima mogu da prodru u tlo i podzemne vode oko polja za ekstrakciju, uzrokujući dugoročnu štetu životnoj sredini.

4.3 Prednosti natrijum-jonskih baterija

Kao isplativija zamena za litijum-jonske baterije, natrijum-jonske baterije pokazuju nekoliko prednosti u poređenju sa trenutnim baterijskim tehnologijama. Na Slici 3 je prikazano poređenje tri utvrđene tehnologije punjivih baterija koje su trenutno na tržištu: natrijum-jonskih baterija (SIBs), litijum-jonskih baterija (LIBs) i olovno-kiselinskih baterija (LABs).

Za razliku od litijuma, natrijuma ima u izobilju i široko je dostupan, što ga čini održivijim izborom. Natrijum-jonske baterije se mogu proizvoditi sličnim procesima i opremom kao litijum-jonske baterije, što olakšava prelazak za proizvođače. Pored toga, ekstrakcija natrijuma zahteva znatno manje vode u poređenju sa litijumom, što značajno smanjuje njegov ekološki otisak. Na primer, potrebno je 682 puta više vode za ekstrakciju jedne tone litijuma nego za ekstrakciju jedne tone natrijuma [7, 8]. Naravno, ni ekstrakcija natrijuma nije u

potpunosti bez uticaja na životnu sredinu. Kao i svaki proces ekstrakcije i obrade minerala, posledice uvek postoje. Ali činjenica je da su one nemerljive u poređenju sa litijumom.



Slika 3 Poređenje tri utvrđene tehnologije punjivih baterija na trenutnom tržištu [2]

Natrijum čini 2,27 % Zemljine kore, što ga čini sedmim najzastupljenijim elementom na Zemlji i petim najzastupljenijim metalom. Pored toga, procenjuje se da je koncentracija natrijuma u okeanima $1,08 \cdot 10^4$ mg/l, što ukazuje na gotovo neograničenu globalnu distribuciju. Natrijum se može ekstrahovati iz morske vode, što znači da su svetske rezerve natrijuma praktično beskonačne. Takođe, otkriveno je mnogo prirodnih minerala koji sadrže natrijum, a njihova kristalna struktura je detaljno zabeležena. Rezerve natrijumovih jedinjenja su ogromne i relativno jeftinije u poređenju sa jedinjenjima koja sadrže litijum. Na primer, cena trone, minerala koji se koristi kao izvor natrijum karbonata, iznosila je oko 135-165 dolara po toni, dok je cena litijum-karbonata bila oko 5000 dolara po toni 2010. Godine [2]. Shodno tome, očekuje se da cena natrijum-jonskih baterija bude niska ako materijali za elektrode i elektrolite ne uključuju retke zemljane elemente. Pored toga, kao strujni kolektor za obe elektrode (katode i anode) u natrijum-jonskim baterijama može se koristiti aluminijumska folija. U litijum-jonskim baterijama, kolektor za anodnu stranu mora biti napravljen od bakarne folije, koja je skuplja i mnogo teža. Razlog za to je što aluminijum reaguje sa litijumom pri niskom potencijalu, što dovodi do stvaranja legure i degradacije kolektora, ali ne reaguje sa natrijumom [8].

Pošto natrijum-jonske baterije koriste iste protokole proizvodnje i metodologije kao i litijum-jonske baterije zbog sličnog principa rada, one samim tim predstavljaju obećavajuću zamenu u odnosu na litijum-jonske baterije ne samo u pogledu komercijalne upotrebe, već i u pogledu samih procesa proizvodnje. Kao rezultat toga, nije potreban dodatni kapitalni trošak za tehnološku tranziciju sa jednog na drugi tip. Međutim, analiza troškova baterija mora uzeti u obzir sveobuhvatne aspekte, jer troškovi baterija nisu jednostavna stvar koja se odnosi samo na troškove materijala. Dodatne karakteristike kao što su dizajn elektrode, struktura ćelije, amortizacija ćelije i troškovi proizvodnje i obrade takođe su važni faktori [8].

Gustina energije natrijum-jonskih baterija može biti 1–5 puta veća od gustine energije olovno-kiselinskih baterija, u zavisnosti od hemije materijala i korišćene tehnologije. Međutim, često se pretpostavljalo da natrijum-jonske baterije neće dostići isti nivo gustine energije kao litijum-jonske baterije. Ova pretpostavka se zasnivala na dva glavna faktora:

- Atomska Masa: Natrijum ima težu atomsku masu u poređenju sa litijumom.
- Elektroдни Potencijal: Standardni elektroдни potencijal za Na^+/Na redoks par je veći od potencijala Li^+/Li para.

5 ZAKLJUČAK

Litijum-jonske i natrijum-jonske baterije predstavljaju dve perspektivne tehnologije za skladištenje energije, sa različitim prednostima i izazovima koji utiču na njihovu primenu u električnim vozilima i sistemima za skladištenje energije.

Litijum-jonske baterije su trenutno dominantne na tržištu zbog svoje visoke gustine energije i dugog životnog veka. Njihova upotreba je dobro utemeljena u električnim vozilima i prenosnim uređajima, zahvaljujući visokoj efikasnosti i kompatibilnosti sa postojećim infrastrukturama. Međutim, njihova proizvodnja ima značajan negativan uticaj na životnu sredinu. Pored toga, rezerve litijuma su ograničene, što predstavlja izazov za dugoročnu održivost i stabilnost cena. Sa druge strane, natrijum-jonske baterije nude obećavajuću alternativu sa više održivim i ekonomski isplativijim pristupom. Natrijum je mnogo zastupljeniji u Zemljinoj kori i okeanima, što smanjuje troškove sirovina i čini ove baterije potencijalno jeftinijim. Takođe, proces ekstrakcije natrijuma je manje zahtevan za vodom i ima manji uticaj na životnu sredinu u poređenju sa ekstrakcijom litijuma. Međutim, natrijum-jonske baterije generalno imaju nižu gustinu energije u poređenju sa litijum-jonskim baterijama, što može ograničiti njihovu upotrebu u električnim vozilima koja zahtevaju dug doseg. Ipak, nedavni razvoj novih materijala za katode pokazuje potencijal za poboljšanje energetske gustine ovih baterija.

Litijum-jonske baterije su već u širokoj upotrebi, dok su natrijum-jonske baterije još uvek u fazi razvoja i ispitivanja. Pored njihovog ekonomskog potencijala, natrijum-jonske baterije imaju potencijal da smanje zavisnost od skupih i retkih materijala, čime mogu obezbediti održivije i dostupnije rešenje za skladištenje energije. Njihov uticaj na tržište će u velikoj meri zavisiti od daljeg tehnološkog napretka, uključujući poboljšanja u dizajnu elektroda i efikasnosti proizvodnje. S tim u vezi, iako natrijum-jonske baterije možda neće brzo zameniti litijum-jonske u sektoru električnih vozila zbog njihove trenutno niže energetske gustine, one mogu naći primenu u stanicama za skladištenje energije, gde je težina manje bitna. Za ovu primenu, natrijum-jonske baterije nude rešenje koje smanjuje ekološki otisak i troškove skladištenja energije na velikoj skali.

U zaključku, i litijum-jonske i natrijum-jonske baterije imaju svoje specifične prednosti i mane. Dok su prve optimizovane za visoku gustinu energije i trenutnu upotrebu, druge predstavljaju obećavajuću alternativu koja može pružiti ekološki prihvatljivije i održivije rešenje za buduće potrebe skladištenja energije. Dalji napredak u tehnologiji baterija i razvoj novih materijala će biti ključni za njihovu ulogu u budućim energetske sistemima.

6 LITERATURA

- [1] Ashwini V. Kamble, Amol V. Walvekar. *A Review Paper on Comparison of Lithium and Sodium Ion Batteries for Electric Vehicle*. International Journal of Scientific Research in Engineering and Management (IJSREM), Volume 07, Issue 06, p. 1, 2023, DOI: 10.13140/RG.2.2.11009.67688

- [2] Lina Zhao, Teng Zhang, Wei Li, Tao Li, Long Zhang, Xiaoguang Zhang, Zhiyi Wang. *Engineering of Sodium-Ion Batteries: Opportunities and Challenges*. Engineering, pp. 173-174, 2022.
- [3] *Technology Roadmap - Smart Grids*, International Energy Agency
- [4] Sudano, A. *Linden's Handbook of Batteries*, 5th Edition, 2019, ed. McGraw-Hill Education
- [5] Delmas, C. *Sodium and Sodium-Ion Batteries: 50 Years of Research*. Advanced Energy Materials, Volume 8, Issue 17, 2018, DOI: 10.1002/aenm.201703137
- [6] *Mineral Commodity Summaries 2024*, US Geological Survey
- [7] Greenly Institute. *The Harmful Effects of our Lithium Batteries*. 2024.
- [8] Vuk Milivojević, Materijali za formiranje baterija za skladištenje električne energije, diplomski rad, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, 2024.

Д2 Информациони системи и телекомуникације

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.01](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.01)**D2.01****RAD PO POZIVU****VEŠTAČKA INTELIGENCIJA - STANDARDI I ZAKONSKI OKVIR****ARTIFICIAL INTELLIGENCE – STANDARDS AND LEGAL FRAMEWORKS****Dr Radoslav Raković***

Kratak sadržaj: Praktična primena veštačke inteligencije (AI) tesno je povezana sa uspostavljanjem odgovarajućeg okvira koji se odnosi na organizaciona pitanja. Zato je u okviru Međunarodne organizacije za standardizaciju (ISO) donet niz menadžment standarda vezanih za AI, koji se odnose na koncepte i terminologiju, sistem menadžmenta veštačkom inteligencijom, smernice za upravljanje rizicima u oblasti AI, implikacije AI na upravljanje u organizacijama i na ocenjivanje uticaja sistema AI. Na Evropskom nivou doneta je Regulativa 2024/1689 o harmonizaciji pravila vezanih za AI, a u Republici Srbiji inovirana je Strategija razvoja AI za period do 2030 godine i u pripremi je Zakon o veštačkoj inteligenciji. U ovom radu dat je sažet prikaz navedenih standarda, regulative i strategije.

Ključne reči: *Veštačka inteligencija (AI), Sistem menadžmeta veštačkom inteligencijom, upravljanje rizicima AI, ocenjivanje uticaja AI sistema*

Abstract: The practical application of artificial intelligence is closely related to the establishment of an appropriate framework related to organizational issues. That is why the International Organization for Standardization (ISO) adopted a series of management standards related to artificial intelligence. covering concepts and terminology, artificial intelligence management system, guidelines for risk management in the field of artificial intelligence, artificial intelligence governance implications for organizations and impact assessment of artificial intelligence. At the European level, Regulation 2024/1689 on the harmonization of rules related to AI was adopted, and in the Republic of Serbia, the Strategy for the development of AI for the period up to 2030 was innovated, and the Law on Artificial Intelligence is being prepared. This paper provides a concise overview of the aforementioned standards, regulations and strategy.

Key words: *Artificial Intelligence (AI), Artificial Intelligence Management System (AIMS), AI Risk management, AI system impact assessment*

* Radoslav Raković, Energoprojekt Entel ad, Beograd, rrakovic@ep-entel.com

1 UVOD

Poslednjih godina veštačka inteligencija (engl. *Artificial Intelligence* -AI) postala je jedna od veoma interesantnih tema, kako na svetskom nivou tako i kod nas. Od pamtiveka ljudi su pokušavali da u obavljanju svojih svakodnevnih aktivnosti uključe različite mašine sa većim ili manjim nivoom autonomije, kako bi sebi olakšali rad. Posebnu ekspanziju to je doživelo u XX veku kroz razvoj računarskih tehnologija. Veštačka inteligencija je u suštini podoblast računarstva, napredna digitalna tehnologija koja razvija sposobnost računara da obavlja zadatke koji su se do tada povezivali sa ljudima kao inteligentnim bićima. Ono što je široj javnosti manje poznato je da je primena veštačke inteligencije počela još u vreme II svetskog rata kroz uspostavljanje osnova neuronskih mreža (engl. *Neural Networks*) 1943. godine i robotike (engl. *Robotics*) 1945. godine ([1]-[3]). Sam pojam veštačke inteligencije prvi put je bio upotrebljen 1956. godine (John McCarthy, Carnegie Mellon University). U decenijama koje su sledile razvile su se oblasti kao što su mašinsko učenje (engl. *Machine Learning*) i ekspertske sistemi (engl. *Expert Systems*), koji su omogućili da se aktuelni problemi rešavaju na osnovu prethodno prikupljenih iskustava, na sličan način kao što radi čovek. Prvo računarski kontrolisano autonomno vozilo pojavilo se 1979. godine, a šira javnost je postala svesna veštačke inteligencije tek 1997. kada je aktuelni svetski prvak u šahu Gari Kasparov izgubio partiju od programa *The Deep Blue Chess*. Ono što je svakako doprinelo aktuelnom interesovanju za oblast veštačke inteligencije leži u činjenici da je buran razvoj računarskih tehnologija, a posebno brza obrada velike količine podataka (engl. *Big Data*), stvorio uslove da se koncept veštačke inteligencije, uspostavljen pre 80 godina, primeni u svom punom kapacitetu.

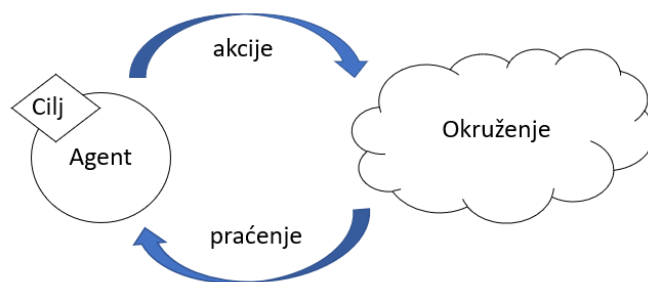
U ovom radu su, nakon definisanja pojma veštačke inteligencije, razmotreni standardi i zakonska regulativa koji se odnose na ovu oblast.

2 POJAM I KONCEPTI VEŠTAČKE INTELIGENCIJE

Od mnoštva definicija veštačke inteligencije (AI) izdvajamo onu koja je široko prihvaćena, navedenu u izveštaju nezavisne ekspertske grupe Evropske komisije [4], a koja je prihvaćena i u Strategiji razvoja AI u Republici Srbiji za period 2020-2025. godine [5]: „Veštačka inteligencija odnosi se na sisteme koji pokazuju razumno, inteligentno ponašanje na osnovu analize svog okruženja i donose odluke – sa određenim stepenom autonomije – da ostvare konkretne ciljeve. Sistemi zasnovani na veštačkoj inteligenciji mogu biti bazirani isključivo na softveru i delovati u virtuelnom svetu (na primer, virtuelni asistenti, softveri za analizu fotografija, Internet pretraživači, sistemi za prepoznavanje govora i lica) ili mogu biti ugrađeni u uređaje – hardver (na primer, napredni roboti, autonomna vozila, dronovi i slično“.

U standardu ISO/IEC 22989:2022 [6], koji definiše pojmove i koncepte vezane za veštačku inteligenciju, navodi se (definicija 3.1.4) da je „sistem AI inženjerski sistem koji generiše izlaze kao što su sadržaj, prognoze, preporuke ili odluke za dati skup ciljeva koje je definisao čovek“. U napomenama uz definiciju stoji da „inženjerski sistem može da koristi različite postupke koji se odnose na AI da bi se razvio model za predstavljanje podataka, znanja, procesa itd. koji se mogu koristiti u izvršenju zadataka“, i da se sistemi AI projektuju da rade sa različitim nivoima automatizacije.

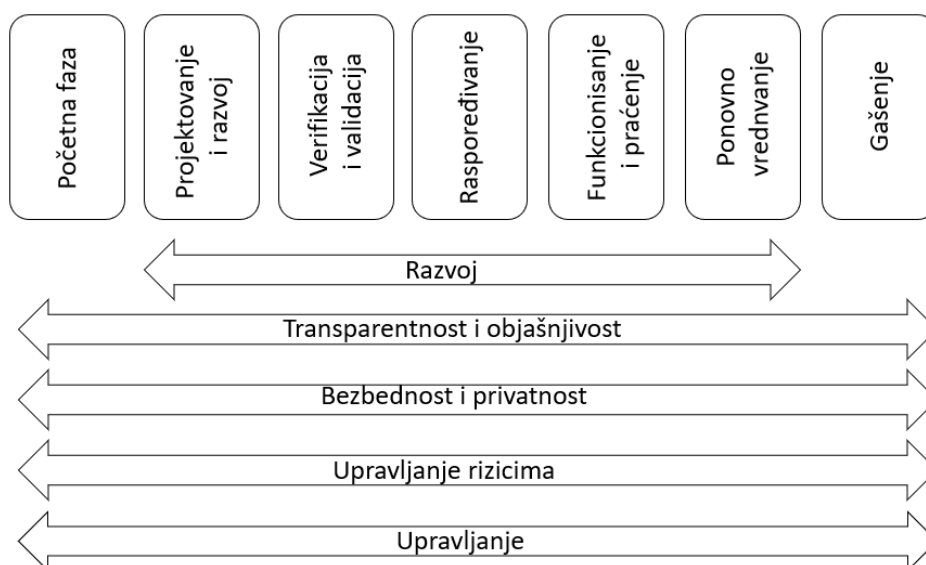
Suštinu funkcionisanja AI sistema predstavlja „paradigma agenta“ ilustrovana na slici 1.



Slika 1: Paradigma agenta, prema ISO/IEC 22989 [6]

„Agent AI“ definisan je (definicija 3.1.1 [6]) kao „automatski entitet koji oseća svoje okruženje i reaguje na njega i preduzima akcije da dostigne svoje ciljeve“. Kao što se sa slike može videti, agent prati okruženje preko senzora, a deluje na njega preko aktuatora („izvršnih organa“), u skladu sa ostvarivanjem svojih ciljeva. Agent na određeni način simulira ljudsku inteligenciju i način ponašanja. Pored paradigme agenta, u okviru ovog standarda definisani su i drugi koncepti povezani sa AI – znanje, algoritmi, podaci, mašinsko učenje, neuronske mreže, autonomija, automatizacija, Internet stvari (engl. *Internet of Things* - IoT) i sajber fizički sistemi, pouzdanost / poverenje (engl. *Trustworthiness*), u koju je uključena i pristrasnost i poštenje (engl. *Bias & Fairness*), verifikacija i validacija, pravna pitanja, društveni uticaj i uloge zainteresovanih strana.

U glavi 6 standarda [6] definisane su etape životnog ciklusa (engl. *Lifecycle*) AI sistema, koji je prikazan na slici 2.



Slika 2: Životni ciklus AI sistema (na bazi slike 3 ISO/IEC 22989)

U toku početne faze (engl. *Inception*) uspostavljaju se ciljevi AI sistema i definišu zahtevi za njega, sprovodi se ocenjivanje rizika (engl. *Risk Assessment*), formira se plan postupanja sa rizicima (engl. *Risk Treatment*) i utvrđuju se elementi povezani sa odgovornošću, potrebnim resursima i izvodljivošću AI sistema.

Zatim sledi faza projektovanja i razvoja (engl. *Design and Development*) koja utvrđuje pristup implementaciji AI sistema i njegovu arhitekturu, način kodovanja, trening podatke koji će biti korišćeni, način postupanja sa rizicima itd. Naredna faza je verifikacija i validacija i u njoj se ono što je ostvareno proverava iz ugla ispunjavanja zahteva i namene AI sistema, kao i praćenje postupanja po rizicima. U fazi raspoređivanja (engl. *Deployment*) AI sistem se pušta u rad i sprovodi se ono što je planirano u prethodnim fazama, uključujući i aktivnosti postupanja po rizicima, ako je to potrebno. U toku faze funkcionisanja sistema njegov rad se prati i vrednuje, preispituju se polazne postavke vezane za rizike i sprovodi se ažuriranje planskih pretpostavki. Faza ponovnog vrednovanja bavi se sagledavanjem rezultata koji su ostvareni, preispituju se i redefinišu (ako se pokaže potrebnim) ciljevi i zahtevi za AI sistem kao i strategije postupanja po rizicima. Na kraju, kada AI sistem ostvari svoje zadatke i kada više ne postoji potreba za njim, ili se on zamenjuje drugim, sledi faza gašenja (engl. *Retirement*) i AI sistem prestaje sa radom.

3 ISO STANDARDI U OBLASTI AI

U prethodnom poglavlju naveden je standard ISO/IEC 22989:2022 koji se bavi terminima i konceptima vezanim za veštačku inteligenciju. Pored ovog standarda, u poslednje 2-3 godine donet je čitav niz menadžment standarda koji se odnose na ovu oblast. U nastavku navodimo neke od njih. Širi prikaz dat je u literaturi ([7]-[11])

Standard ISO/IEC 42001:2023 [8] definiše zahteve i smernice za sistem menadžmenta veštačkom inteligencijom (engl. *Artificial Intelligence Management System – AIMS*) prema kome organizacije koje obezbeđuju ili koriste proizvode ili usluge koje koriste veštačku inteligenciju mogu da se sertifikuju. Struktura ovog standarda je identična sa strukturom koja je definisana za sve menadžment standarde u okviru ISO/IEC (u dokumentu poznatom kao Annex SL), sadrži ukupno 11 glava od kojih prve 4 (0-Uvod, 1-Predmet i područje primene, 2-Normativne reference i 3-termini i definicije) ne sadrže zahteve, a preostalih 7 glava (4-Kontekst organizacije, 5-Liderstvo, 6- Planiranje, 7-Resursi, 8-Funkcionisanje, 9-Vrednovanje i 10-Poboljšavanje) ih sadrži. Slično standardu sa zahtevima za bezbednost informacija ISO/IEC 27001, ovaj standard sadrži normativni (obavezujući) prilog - Annex A u kome su definisane kontrole koje su orijentisane ka smanjenju rizika u primeni AI. Struktura ovog Annexa prikazana je u Tabeli I. Može se videti da prilog definiše ukupno 38 kontrola koje su grupisane u 9 oblasti koje, kao što je uobičajeno kod sistema menadžmenta, počinju od politike, interne organizacije i resursa a završava se implementacijom u saradnji sa zainteresovanim stranama (engl. *Interested Parties – Stakeholders*) uključujući korisnike i treće strane. Posebno je važno istaći kontrole koje su definisane u oblasti A.7 Podaci za AI, s obzirom da su AI sistemi značajno zavisni od količine i kvaliteta podataka koji se koriste u njihovom radu

Standard ISO/IEC 23894:2023 [9] definiše smernice kako organizacija koja razvija, proizvodi, distribuira ili koristi proizvode, sisteme i usluge koje koriste AI može da upravlja rizicima koji su specifični za oblast primene veštačke inteligencije. Ovaj standard sa oslanja na okvire definisane u bazičnom standardu za menadžment rizicima ISO 31000:2018, u obliku osam principa, ali uvažava specifičnosti oblasti kao što je AI.

Tabela I: Struktura Aneksa A standarda ISO/IEC 42001:2023 (*Izvor: Autor*)

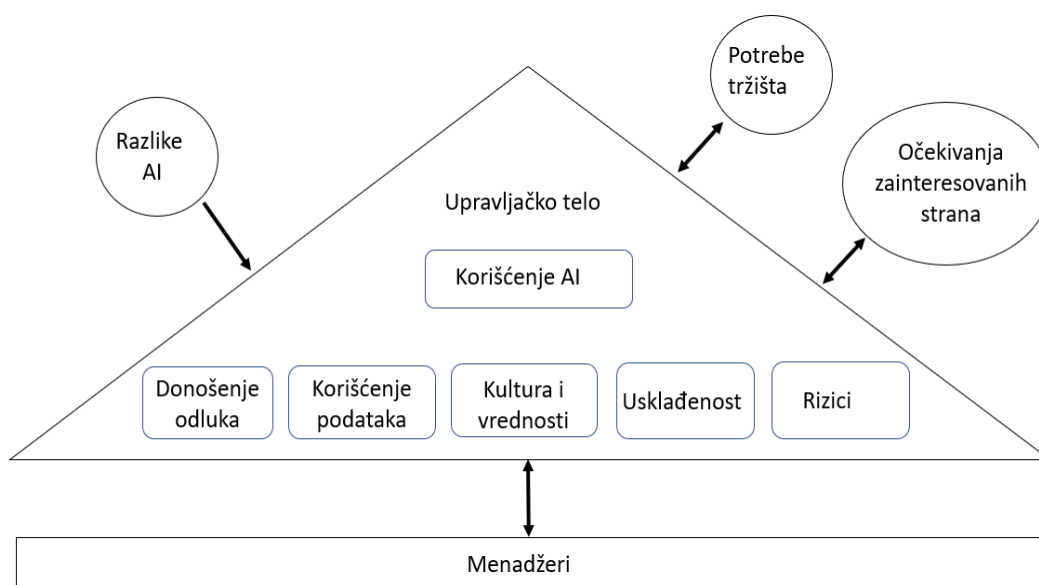
Oblast	Naziv oblasti
A.2	Politike koje se odnose na AI (3)
	A.2.2 Politika AI
	A.2.3 Usklađivanje sa drugim politikama u organizaciji

Oblast	Naziv oblasti
	A.2.4 Preispitivanje politike AI
A.3	Interna organizacija (2)
	A.3.2 Uloge i odgovornosti A.3.3 Prijavljivanje zabrinutosti
A.4	Resursi za AI sisteme (5)
	A.4.2 Dokumentovanje resursa A.4.3 Podaci A.4.4 Alati A.4.5 Sistemski i računarski resursi A.4.6 Ljudski resursi
A.5	Ocenjivanje uticaja AI sistema (4)
	A.5.2 Proces ocenjivanja uticaja AI sistema A.5.3 Dokumentacija o ocenjivanju uticaja AI sistema A.5.4 Ocenjivanje uticaja AI sistema na pojedince i grupe pojedinaca A.5.5 Ocenjivanje društvenog uticaja AI sistema
A.6	Životni ciklus AI sistema
A.6.1	Menadžment smernice za razvoj AI sistema (2)
	A.6.1.2 Ciljevi za odgovoran razvoj AI sistema A.6.1 3 Procesi za pouzdano projektovanje i razvoj AI sistema
A.6.2	Životni ciklus AI (7)
	A.6.2.2 Zahtevi i specifikacija AI sistema A.6.2.3 Dokumentacija projektovanja i razvoja AI sistema A.6.2.4 Verifikacija i validacija AI sistema A.6.2.5 Raspoređivanje AI sistema A.6.2.6 Rad i praćenje rada AI sistema A.6.2.7 Tehnička dokumentacija AI sistema A.6.2.8 Registracija događaja u AI sistemu
A.7	Podaci za AI (5)
	A.7.2 Podaci za razvoj i poboljšanje AI sistema A.7.3 Prikupljanje podataka A.7.4 Kvalitet podataka za AI sisteme A.7.5 Poreklo podataka A.7.6 Priprema podataka
A.8	Informacije za zainteresovane strane AI (4)
	A.8.2 Sistemski dokumentacija i dokumentacija za korisnike A.8.3 Eksterno izveštavanje A.8.4 Komuniciranje o incidentima A.8.5 Informacija za zainteresovane strane
A.9	Korišćenje AI sistema (3)
	A.9.2 Proces za odgovorno korišćenje AI sistema A.9.3 Ciljevi za odgovorno korišćenje AI sistema A.9.4 Planirano korišćenje AI sistema
A.10	Odnosi sa trećim stranama i korisnicima (3)
	A.10.2 Dodeljivanje odgovornosti A.10.3 Isporučioc A.10.4 Korisnici /Klijenti

Najveća specifičnost AI sistema jeste njihova dinamičnost, koja omogućuje da se prate sve izmene u eksternom i internom kontekstu, u zakonskom okviru, očekivanjima klijenata itd, a zatim značajna uloga zainteresovanih strana koje bi trebalo da pomognu da kvalitet podataka koje AI sistem koristi bude bolji, da se definišu situacije u kojima je neophodno uključiti ljudski nadzor i da se AI sistem prilagodi kulturološkom i društvenom okruženju u kome se

implementira. U ostalim segmentima pristup je sličan globalnim smernicama, prvo se sprovodi proces ocenjivanja rizika koji se sastoji u njihovoj identifikaciji, analizi i vrednovanju, a zatim se za svaki od njih planira postupanje po njima npr. izbegavanje, smanjivanje, prenošenje, prihvatanje itd.

Standard ISO/IEC 38507:2022 [10] bavi se implikacijama koje sistemi AI imaju na upravljanje (engl. *Governance*) u organizacijama. Naime, jasno je da primena AI unosi određene izmene u poslovni ambijent, a to ima svoje posledice i na pristup upravljanju poslovnim procesima u organizaciji. Ovaj proces razmatra se kroz pet osnovnih oblasti, prikazanih na slici 3 – donošenje odluka, korišćenje podataka, kultura i vrednosti u organizaciji, usklađenost sa regulativom i upravljanje rizicima. Svaka od ovih oblasti ima svoj značaj ali ovde posebno ističemo korišćenje podataka, s obzirom na činjenicu da je za sisteme AI od izuzetnog značaja set podataka koji se koriste za formiranje i obučavanje modela na kojima se zasnivaju.



Slika 3: Implikacije AI na upravljanje (na bazi sl 33 ISO/IEC 38507)

Donošenje odluka je ključni segment u upravljanju organizacijom, svaki nivo odlučivanja deluje u skladu sa dodeljenim ovlašćenjima i odgovornostima, vodeći računa o ciljevima organizacije i transparentnosti tog procesa prema zainteresovanim stranama. Korišćenje podataka je već istaknuto kao značajan segment za odgovornu upotrebu AI sistema, što uključuje njihovu adekvatnost, kontrolisan način prikupljanja, njihovu bezbednost, dostupnost i kvalitet. Upravljačko telo je u najvećoj meri odgovorno za uspostavljanje željene kulture i sistema vrednosti u organizaciji i njegova uloga u uslovima primene AI najviše se ogleda u proceni kada je neophodno i u kom obliku uključiti nadzor AI sistema od strane ljudi, jer AI sistemi nemaju onaj nivo razumevanja konteksta i odluka koje donose kao što to imaju ljudi, nego se oslanjaju na algoritme i podatke na osnovu kojih su obučeni.

Pored toga, upravljačko telo mora da preduzme sve mere kako bi organizacija ispunila svoje obaveze usklađenosti prema okruženju tj. da preispita te odluke ako one dođu u koliziju sa politikom organizacije. Na kraju, upravljačko telo mora da vodi računa o rizicima tj. svim situacijama koje na bilo koji način mogu da ugroze ciljeve organizacije u specifičnim uslovima primene AI sistema.

Standard ISO/IEC DIS 42005:2023 [11] bavi se ocenjivanjem uticaja (engl. *Impact Assessment*) AI sistema, koje predstavlja, u skladu sa definicijom 3.1 iz ovog dokumenta „formalan dokumentovani proces kojim se razmatraju uticaji na pojedince, grupe pojedinaca i društvo od strane organizacija koje razvijaju, isporučuju ili koriste proizvode ili usluge koji koriste veštačku inteligenciju“. Ovaj standard nosi oznaku DIS s obzirom da je još u fazi nacрта međunarodnog standarda („*Draft International Standard*“) tj. još uvek nije završen proces njegovog pretvaranja u međunarodni standard.

Značaj ovog standarda je jasan – sistemi veštačke inteligencije svakako olakšavaju svakodnevne aktivnosti, ali istovremeno sa sobom donose određene uticaje koji mogu biti i nepovoljni, pa je jako važno da budu na adekvatan način sagledani. Kroz ovaj standard se na najdirektniji način podržava ispunjenje zahteva tačke 6.1.4 standarda ISO/IEC 42001 kao novog zahteva u odnosu na druge menadžment standarde.

4 EVROPSKA I SRPSKA REGULATIVA U OBLASTI AI

4.1 Evropska regulativa o harmonizaciji pravila vezanih za AI

U julu 2024. godine doneta je Evropska uredba 2024/1689 koja se odnosi na harmonizaciju pravila vezanih za AI [12], a njena primena je predviđena od avgusta 2026. godine. To jasno ukazuje da se regulisanje primene AI iz oblasti standarda, koji su u principu dobrovoljni, premešta u zonu zakonske regulative, koja je obavezujuća. Regulativa sadrži preambulu sa 180 elemenata u kojima se, kako je to uobičajeno u ovakvoj vrsti dokumenata, detaljno obrazlažu razlozi zbog koga je uredba doneta, a zatim sledi sam tekst uredbe sa ukupno 113 članova grupisanih u 13 glava (od kojih 4 imaju i poglavlja), Tabela II, i ukupno 13 priloga.

Tabela II: Struktura Uredbe 2024/1689 (Izvor: Autor)

Glava	Naslov	Članovi
I	Opšte odredbe	1-4
II	Zabranjene prakse u oblasti AI	5
III	Visokorizični sistemi AI	6-49
IV	Obaveze u pogledu transparentnosti za dobavljače određenih sistema AI i subjekata koji ih uvode	50
V	Modeli AI opšte namene	51-56
VI	Mere za podršku inovacijama	57-63
VII	Upravljanje	64-70
VIII	Baza podataka EU za visokorizične AI sisteme	71
IX	Praćenje nakon stavljanja na tržište, razmena informacija i nadzor tržišta	72-94
X	Kodeks ponašanja i smernice	95-96
XI	Delegiranje ovlašćenja i procedura rada odbora	97-98
XII	Kazne	99-101
XIII	Završne odredbe	102-113

Primena uredbe predviđena je u etapama – deo je počeo da se primenjuje od 2.02.2025, jedan deo biće obavezan za primenu od 2.08.2025 a jedan segment (član 6) biće obavezan za primenu od 2.08.2027 godine. Treba nagasiti da se uredba odnosi na AI sistema opšte namene (engl. *General Purpose Artificial Intelligence* – GPAI). Širi prikaz ove uredbe izlazi iz okvira ovog rada. Treba naglasiti da je posebna pažnja posvećena zabranjenim praksama u oblasti AI (glava II) i visokorizičnim sistemima AI (glava III). Od zabranjenih praksi najbitnije su one koje na bilo koji način dovode ljude u zabludu ili koriste ranjivost specifičnih grupa, koje ih neovlašćeno profilisu, koje naovlašćeno utiču na njihovu privatnost itd.

Kada je reč o visokorizičnim sistemima, oni se odnose na AI sisteme koji su namenjeni za korišćenje kao sigurnosna komponenta proizvoda ili je AI sistem sam po sebi proizvod, pa se posebna pažnja posvećuje njihovoj klasifikaciji, zahtevima, obavezama dobavljača i sertifikacionih tela.

4.2 Strategija razvoja AI u Republici Srbiji

Početkom 2025. godine završene su aktivnosti na inoviranju Strategije razvoja veštačke inteligencije u Republici Srbiji za period 2020.-2025 [5] i doneta je nova Strategija za period do 2030. godine [13]. Strategija se zasniva na pravnom okviru koji obuhvata preko 30 zakona i strategija u raznim segmentima (uključujući i zaštitu podataka o ličnosti, naučno tehnološki razvoj, pametnu specijalizaciju, razvoj informacionog društva i informacionu bezbednost, razvoj digitalnih veština, elektronsku upravu itd). U literaturi [14] dat je uporedni pregled inovirane u odnosu na aktuelnu strategiju, na osnovu koje je formirana Tabela III. U suštini, inovirana strategija nije diskontinuitet u odnosu na aktuelnu, samo je broj posebnih ciljeva uvećan sa 5 na 6, a to je praćeno i većim brojem mera (27 umesto 22), koje su praktičnije orijentisane. Definirano je ukupno 60 pokazatelja, 1-6 po meri, kako bi se moglo pratiti njihovo sprovođenje.

Tabela III: Poređenje ciljeva prethodne i inovirane strategije (*Izvor : Autor*)

Strategija 2025-2030 (6 ciljeva-27 mera)	Strategija 2020-2025 (5 ciljeva-22 mere)
Cilj 1: Stvaranje i usklađivanje institucionalnog i pravnog okvira za razvoj i sigurnu, bezbednu, pouzdanu i odgovornu primenu AI (3 mere)	Cilj 5: Etična i bezbedna primena AI (3 mere)
Cilj 2: Unapređenje i olakšavanje tehnološkog razvoja u domenu AI i rešenja zasnovanih na AI (4 mere)	Cilj 2: Razvoj nauke i inovacija u oblasti AI i njenih primena (4 mere)
Cilj 3: Razvoj ljudskih resursa i znanja u domenu AI (6 mera)	Cilj 1: Razvoj obrazovanja usmeren ka potrebama savremenog društva i privrede uslovljenim napretkom AI (5 mera)
Cilj 4: Unapređenje infrastrukture i resursa neophodnih za razvoj AI (3 mere)	Cilj 4: Unapređenje pretpostavki za razvoj AI i usluga javnog sektora primenom AI (5 mera)
Cilj 5: Korišćenje podataka kao značajnog resursa za razvoj AI (3 mere)	- (Cilj nije postojao u prethodnoj Strategiji)
Cilj 6: Povećanje primene AI u prioritetnim segmentima društva i privrede (8 mera)	Cilj 3: Razvoj ekonomije zasnovane na AI (gde je to ključna kompetencija i gde se koristi u raznim granama industrije) (5 mera)

U ovom trenutku, Republika Srbija nalazi se na 57. mestu od 188 zemalja prema indeksu spremnosti vlade za AI (engl. *AI Govrenment Readiness Index* – AIGRI) koji formira Oxford Insight na godišnjem nivou u poslednjih sedam godina. Uzimaju se u obzir tri elementa – aktivnosti vlade, nivo tehnološkog razvoja i dostupnost infrastrukture, a prema njima je Republika Srbija rangirana na 52., 66. odnosno 64. mesto, respektivno.

Opšti cilj strategije, koji je definisan kao „upotreba pouzdane i odgovorne AI u funkciji ekonomskog radsta, zapošljavanja i kvalitetnijeg života“ proklamovao je kao ciljnu vrednost Republike Srbije 54. mesto na kraju 2027. godine, odnosno 49. mesto krajem 2027. godine.

Očekuje se da će u roku od 90 dana od dana donošenja Startegije biti donet akcioni plan za njeno sprovođenje, kao što je to uobičajeno za dokumente tog tipa.

S obzirom da su Strategijom za svaki od pokazatelja definisane početna vrednost, ciljna vrednost na kraju 2027. godine i ciljna vrednost na kraju 2030. godine, može se očekivati da budu doneta dva akciona plana, jedan do 2027. godine a drugi do 2030. godine, a oni će uključiti i potrebna finansijska sredstva.

5 ZAKLJUČAK

U radu je dat sažeti pregled najbitnijih ISO standarda koji se odnose na veštačku inteligenciju, a koji su doneti u poslednjih nekoliko godina. Iako je primena standarda u osnovi dobrovoljna, sve dok se organizacija za njih jasno ne opredeli, veoma je značajno što su se institucije kao što su ISO i IEC od početka aktivno uključile u regulisanje ove oblasti. Postepen prelazak sa dobrovoljnih standarda na obavezujuću regulativu vidljiv je kako u svetu i Evropi tako i kod nas. Na evropskom nivou doneta je uredba 2024/1689, u našim uslovima inovirana je Strategija razvoja veštačke inteligencije do 2030. godine, a u pripremi je Zakon o veštačkoj inteligenciji. Razlog je veoma jasan – veštačka inteligencija u značajnoj meri utiče na naše svakodnevne aktivnosti kako u tehnološkom tako i u društvenom smislu. U periodu koji je pred nama očekuje se intenzivan rad na donošenju zakonske regulative koja će precizirati ovlašćenja i odgovornosti u primeni AI sistema, ali će se baviti i rešavanjem etičkih pitanja koja postaju sve izraženija.

6 LITERATURA

- [1] *Artificial Intelligence – Tutorial*
(https://www.tutorialspoint.com/artificial_intelligence/artificial_intelligence_tutorial.pdf)
- [2] Baum H: „An Introduction to Artificial Intelligence“
(<https://www.coursehero.com/file/100782407/ARTIFICIAL-INTELLIGENCEpdf>)
- [3] Milić S: „Veštačka inteligencija u pametnim sredinama“ (Naučna konferencija „Veštačka inteligencija – praktična primena i izazovi“, SITS/IAS, Beograd, 13.12.2024, Zbornik radova ISBN 978-86-82563-31-0 str. 9-18)
- [4] A definition of AI: Main capabilities and scientific disciplines, Independent High-level Expert Group on Artificial Intelligence set up by the European Commission, 2018
- [5] Strategija razvoja veštačke inteligencije u Republici Srbiji za period 2020.-2025. godina (SGRS 96/2019)
- [6] ISO/IEC 22989: Information technology-Artificial Intelligence-Artificial intelligence concepts and terminology (Ed 1, 2022)
- [7] Raković R: „Veštačka inteligencija i ISO standardi“ (Naučna konferencija „Veštačka inteligencija – praktična primena i izazovi“, SITS/IAS, Beograd, 13.12.2024, Zbornik radova ISBN 978-86-82563-31-0 str. 19-30)
- [8] ISO/IEC 42001: Information technology-Artificial intelligence- Management System (Ed 1, 2023)
- [9] ISO/IEC 23894: Information technology-Artificial intelligence- Guidance on Risk Management (Ed 1, 2023)

- [10]ISO/IEC 38507: Information technology- Governance of IT – Governance implications of the use of artificial intelligence by organizations (Ed 1, 2022)
- [11]ISO/IEC DIS 42005: Information Technology-Artificial Intelligence-Artificial Intelligence system impact assessment (Ed 1, 2024)
- [12]Regulation (EU) 2024/1689 Laying down harmonised rules on artificial intelligence (OJEU 12/07/2024)
- [13]*Strategija razvoja veštačke inteligencije u Republici Srbiji za period 2025-2030 godina* (SGRS 5/2025)
- [14]Poluga U: „Regulatorni okvir za primenu veštačke inteligencije u Republici Srbiji“ (Naučna konferencija „Veštačka inteligencija – praktična primena i izazovi“, SITS/IAS, Beograd, 13.12.2024, Zbornik radova ISBN 978-86-82563-31-0 str. 31-42)

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.02](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.02)**D2.02****TRANSFORMER MODEL MAŠINSKOG UČENJA ZA PREDVIĐANJE VREMENSKIH
SERIJA U ELEKTROENERGETICI****TRANSFORMER MACHINE LEARNING MODELS FOR TIME SERIES PREDICTION IN
THE POWER SYSTEM****Saša Milić, Miša Kožićić, Luka Ivanović, Miroslav Dragičević**

Kratak sadržaj: Predviđanje vremenskih serija podataka u elektroenergetici predstavlja ključan izazov za predikciju proizvodnje, optimizaciju upravljanja i izbor strategija održavanja kapitalne opreme i planiranje proizvodnje i potrošnje električne energije. Transformer modeli mašinskog učenja su postali dominantna arhitektura u oblasti obrade prirodnog jezika, ali se njihova upotreba uspešno pokazala u analizi vremenskih serija podataka otvarajući nove mogućnosti za poboljšanje tačnosti njihovih predikcija. Rad se sastoji od dve povezane celine. U prvom delu rada su detaljno prikazane dve osnovne arhitekture transformer modela mašinskog učenja. U drugom delu su analizirane njihove karakteristike kroz praktične zadatke dugoročnog predviđanje vremenskih serija podataka o proizvodnji električne energije iz solarnih izvora. Detaljno su analizirani uticaj različitih hiperparametara modela, veličine prozora ulaznih podataka i horizonta predikcija i mehanizmi pažnje. Za validaciju predloženih transformer modela je upotrebljen skup podataka o proizvodnji solarne električne energije u različitim vremenskim uslovima. Performanse modela su ocenjene primenom nekoliko vrsta standardne metrike. Rezultati eksperimenata sa transformer modelima opravdava njihovu primenu u dugoročnim predikcijama vremenskih serija. Analiza dobijenih rezultata omogućava diskusiju o mogućim primenama ovih modela u elektroenergetici, uključujući predikciju proizvodnje iz obnovljivih izvora i efikasnu integraciju ovih izvora energije u elektroenergetski sistem. U zaključku je jasno naglašen značaj buduće primene transformer modela mašinskog učenja u skoro svim segmentima elektroenergetike.

Ključne reči: Mašinsko učenje, transformer modeli, vremenske serije, obnovljivi izvori energije.

Abstract: Time series forecasting in the electricity power sector represents a key challenge for production prediction, management optimization, maintenance strategy selection for capital equipment, and planning of electricity generation and consumption. Transformer models have become the dominant architecture in the field of natural language processing, but their successful application in time series analysis has opened new opportunities for improving prediction accuracy. This paper consists of two interconnected parts. The first part provides a detailed overview of two fundamental transformer model architectures. The second part analyses their characteristics through practical tasks related to long-term time series forecasting. A detailed examination is conducted on the impact of various model hyper parameters, the size of input data window, the prediction horizon, and attention mechanisms.

The proposed models are validated using a dataset on energy production and consumption from solar renewable sources. Model performance is evaluated using several types of standard metrics. The experimental results with transformer models justify their application in long-term time-series predictions. The analysis of the obtained results enables a discussion on the potential applications of these models in the power sector, including production forecasting from renewable sources and the efficient integration of these renewable energy sources into the power system. The conclusion strongly emphasizes the significance of future applications of transformer-based machine learning models in almost all power system branches.

Key words: *Machine learning, transformer models, time series, renewable energy sources.*

1 UVOD

Sve veće oslanjanje na obnovljive izvore energije, dovelo je do porasta istraživanja usmerenih na unapređenje efikasnosti i pouzdanosti njihovog rada, kako u smislu samih izvora, tako i njih kao delova šireg elektroenergetskog sistema [1]. Precizno predviđanje proizvodnje energije, dobijene iz obnovljivih izvora, je ključno za njihovu bolju integraciju u energetske mreže, smanjenje operativnih troškova i povećanje stabilnosti sistema.

U radu je fokus istraživanja na primeni modela mašinskog učenja za predikciju vremenskih serija podataka koji se odnosi na proizvodnju električne energije dobijene iz solarnih elektrana. Ova proizvodnja je uslovljena velikim brojem parametara kao što su:

1. Količina sunčeve energije koja dopire do površine solarnih panela i koja direktno utiče na njihovu proizvodnju.
2. Klimatski uslovi.
3. Ugao i orijentacija panela prema suncu.
4. Zaprljanost panela.
5. Starost panela.
6. Kvalitet i performance energetske pretvarača.
7. Arhitektura i koncept elektrane

Modeli dubokog učenja predstavljaju privlačnu alternativu tradicionalnim statističkim modelima koji često ne uspevaju da uhvate složene nelinearne obrasce [2]. Poslednjih godina su se pojavili brojni algoritmi koji koriste mašinsko učenje za predviđanje energije dobijene iz solarnih panela [3, 4]. Zbog često promenljivih vremenskih uslova, upotreba veštačke inteligencije i mašinskog učenja u ovom kontekstu postaje sve značajnija. Sa rastućom potražnjom za električnom energijom i težnjom ka održivim obnovljivim izvorima energije, precizno predviđanje potrošnje i proizvodnje električne energije postalo je od suštinskog značaja. Mašinsko učenje (ML) omogućava preciznije modelovanje kompleksnih odnosa u podacima, uz niže troškove i veću tačnost u odnosu na tradicionalne metode. Velika prednost ML modela je mogućnost obrade velikih količina podataka iz različitih izvora, što omogućava pouzdanija predviđanja. Modeli dubokog učenja kao što su ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average), rekurentne mreže (Recurrent Neural Network - RNN, Long Short-Term Memory - LSTM i Gated Recurrent Unit - GRU) i Transformer modeli uspešno hvataju vremenske zavisnosti u podacima.

U radu je istraživački fokus na primeni transformer modela mašinskog učenja za predikciju i analizu vremenskih serija podataka.

Za validaciju predloženog modela je korišćen skup podataka “*Renewable Power Generation weather condition 2024*” [5]. Rad se u osnovi bavi primenom ML modela u istraživanjima globalnih trendova u korišćenju obnovljivih izvora energije, njihovih prednosti i perspektivama za budućnost.

2 ANALIZA I PREDVIĐANJE VREMENSKIH SERIJA

Vremenske serije predstavljaju vremenski sekvencijalne nizove podataka sa jednakim vremenskim intervalima između podataka. Razumevanje njihove strukture i karakteristika ključno je za analizu i predikciju. Analiza i predikcija vremenskih serija igra ključnu ulogu u elektroenergetici, omogućavajući preciznije planiranje proizvodnje, optimizaciju potrošnje, predikciju kvarova i efikasnije upravljanje održavanjem i resursima. Rekurentne neuronske mreže (RNN) i transformer modeli predstavljaju dve grupe savremenih modela mašinskog učenja koje su značajno unapredile tačnost i pouzdanost predikcija u ovoj oblasti.

2.1 Osobine vremenskih serija

Dekompozicija vremenskih serija omogućava dublju analizu njihovih osnovnih komponenti: trend, sezonalnost i slučajnu komponentu. U zavisnosti od broja osobina koje karakterišu neku vremensku seriju, delimo ih na univarijantne i multivarijantne. Takođe, vremenske serije mogu biti stacionarne i nestacionarne. Stacionarnost je fundamentalni koncept u analizi vremenskih serija jer omogućava njihovu pouzdanu analizu, modelovanje i predikciju. Nestacionarne serije često zahtevaju transformaciju pre nego što se mogu koristiti u prediktivnim modelima mašinskog učenja. Razlikovanje stacionarnih i nestacionarnih serija je ključno za donošenje ispravnih zaključaka i kreiranje tačnih prognoza. Vremenska serija je stacionarna ako njene statističke osobine, poput srednje vrednosti i varijanse, ostaju konstantne tokom vremena. Stacionarnost se često proverava pomoću Dickey-Fuller testa. Nestacionarne vremenske serije imaju karakteristike koje se menjaju tokom vremena, uključujući trend i sezonalnost. Kako bi se postigla stacionarnost, često se primenjuju različiti matematički postupci. Dekompozicija vremenskih serija podrazumeva razlaganje podataka na tri osnovne komponente:

- Trend (T_t): dugoročna promena podataka u seriji.
- Sezonalnost (S_t): ponavljajući obrasci u određenim vremenskim intervalima.
- Slučajna tj. rezidualna komponenta (R_t): nasumične varijacije podataka koje nisu deo trenda ili sezonalnosti.

U teorijskoj osnovi su dominantna su dva modela dekompozicije vremenskih serija X_t , aditivni (1) i multiplikativni (2).

$$X_t = T_t + S_t + R_t \quad (1)$$

$$X_t = T_t \times S_t \times R_t \quad (2)$$

Aditivni model se koristi kada su sezonske promene i trend relativno konstantni tokom vremena, dok se multiplikativni model koristi kada su sezonske varijacije i trend izraženiji i kada među njima postoje neke zavisnosti (proporcija i sl.). U istraživačkoj praksi postoji veliki broj metoda i modela koje se koriste za dekompoziciju vremenskih serija. Neki od njih predstavljaju hibridne i ansemlirane modele koji kombinuju više pojedinačnih modela [6] sa modelima neuronskih mreža za poboljšanje prognoza.

2.2 Transformer model za predikciju vremenskih serija

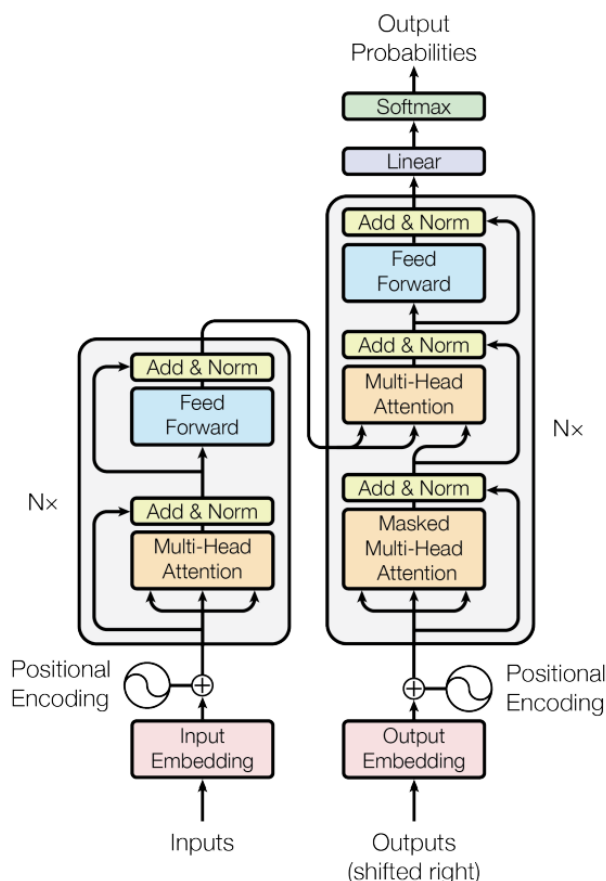
Standardne rekurentne neuronske mreže (RNN) mreže pate od problema dugoročnog pamćenja i gubitka informacija tokom dugih sekvenci podataka. LSTM i GRU su unapređene verzije RNN-a koje koriste specijalne mehanizme za dugoročno pamćenje, što ih čini efikasnijim za analizu složenih vremenskih serija. Za razliku od RNN-a, transformer model istovremeno obrađuje sve vremenske tačke, omogućavajući efikasnije hvatanje dugoročnih korelacija, a pri tome mogu obrađivati velike skupove podataka brže u odnosu na sekvencijalni proces obrade primenom RNN-a. Dok su RNN modeli sa LSTM i GRU arhitekturama korisni za sekvencijalne podatke sa kratkoročnim zavisnostima, Transformer modeli nude bolju skalabilnost i dugoročnu analizu. Kombinacija ovih modela može dodatno poboljšati predikcije i omogućiti pametnije upravljanje elektroenergetskim sistemima u budućnosti. Pored rekurentnih neuronskih mreža, u elektroenergetici se često koriste modeli zasnovani na stabilima odlučivanja, kao što su Random Forest, XGBoost, koji su posebno efikasni u analizi nestrukturisanih podataka i vremenskih serija [1, 7].

Transformer modeli su prvobitno razvijeni za obradu prirodnog jezika, ali se sve više primenjuju u obradi vremenskih serija. Ključna komponenta transformer arhitekture (Sl.1) je mehanizam samopažnje (*self-attention*), koji omogućava modelu da obrađuje sve vremenske tačke simultano, umesto sekvencijalno kao kod tradicionalnih rekurentnih neuronskih mreža. Transformer arhitektura sastoji se od sledećih ključnih delova [8]:

- Mehanizam samopažnje (Self-Attention) omogućava modelu, pomoću tri parametra (Query, Key, Value) da proceni važnost različitih vremenski određenih podataka bez obzira na njihovu udaljenost u sekvenci. U praksi, mehanizam pažnje izračunavamo nad skupom upita (queries) istovremeno, koji su objedinjeni u matricu Q . Ključevi (keys) i vrednosti (values) takođe se objedinjavaju u matrice K i V . Matrica izlaza (3) ima ključnu ulogu u određivanju na to na šta model treba da obrati pažnju unutar ulazne sekvence.

$$\text{Attention}(Q, K, V) = \text{softmax}\left(\frac{QK^T}{\sqrt{d_k}}\right)V \quad (3)$$

- Mehanizam višestruke pažnje (Multi-Head Attention) proširuje osnovni koncept samopažnje tako što koristi više pažnje istovremeno i time poboljšava sposobnost modela da identifikuje različite obrasce u podacima. Umesto jednog skupa Query, Key i Value vektora, model kreira više njih paralelno, što omogućava obradu različitih aspekata iste sekvence.
- Pozicioni enkoding (Positional Encoding): s obzirom na to da transformer ne obrađuje podatke sekvencijalno kao RNN, neophodno je koristiti pozicione enkodere kako bi očuvao informacije o redosledu podataka u vremenskoj seriji.
- Feedforward slojevi: nakon obrade mehanizma pažnje, podaci prolaze kroz potpuno povezane slojeve koji omogućavaju nelinearne transformacije.
- Normalizacija i Dropout: Ove tehnike se koriste za stabilizaciju učenja i sprečavanje prenaučivosti modela.



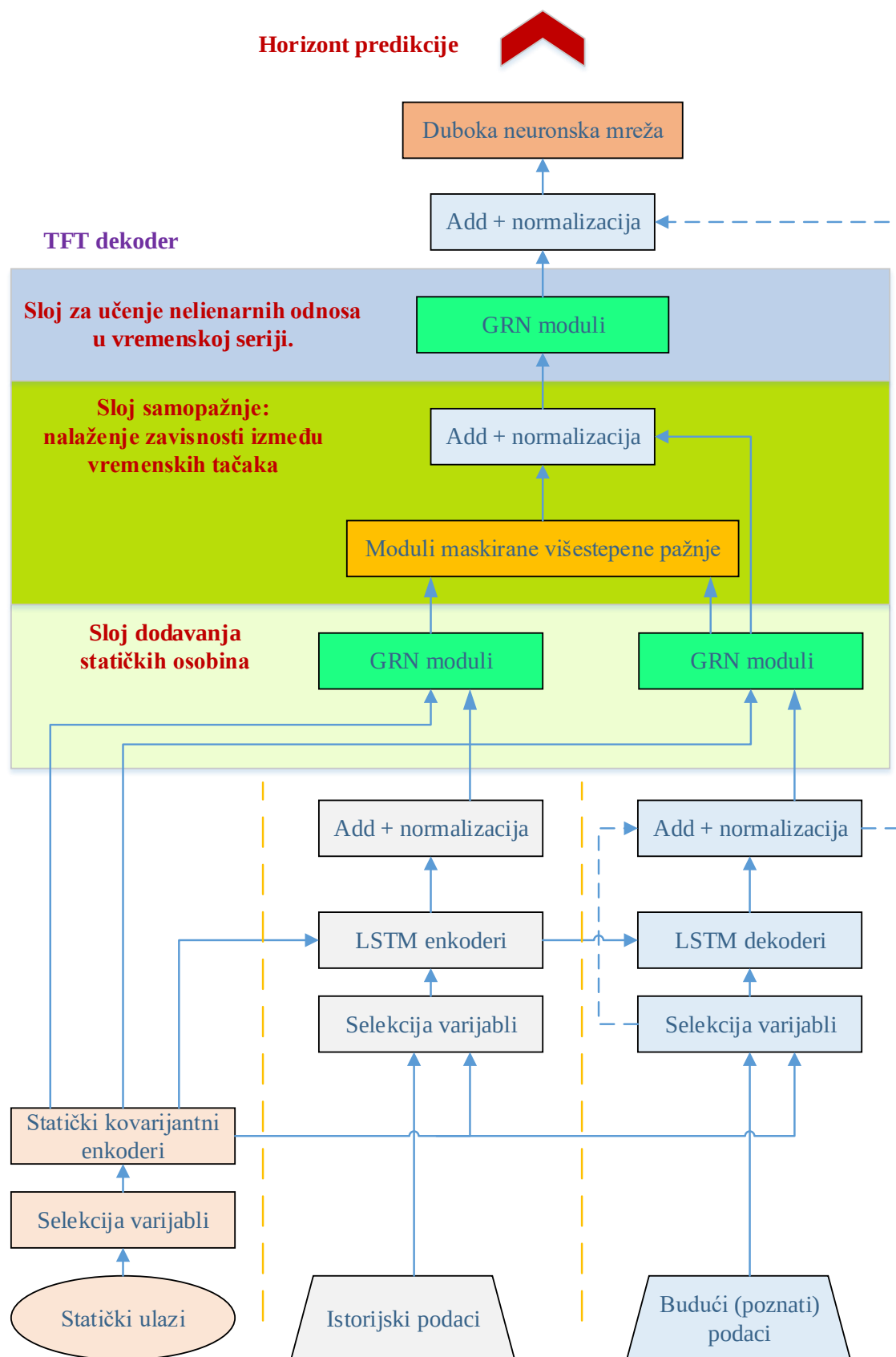
Slika 1: Transformer model [8]

Proces obrade podataka iz vremenske serije se pokreće tako što se za svaki token (vremenska podsekvencija – npr. podaci za jedan dan ili jedan sat) upit iz Q uparuje sa svim ključevima iz K da bi se dobile pažnje (attention scores). Potom se ove pažnje normalizuju i aktiviraju (softmax) i koriste za kombinovanje odgovarajućih vrednosti iz V. Na ovaj način, svaki token „gleda“ druge delove sekvence i odlučuje koje informacije su mu važne, čime se omogućava razumevanje konteksta bez obzira na poziciju u sekvenci.

2.3 TFT transformer model za predikciju vremenskih serija

Temporal Fusion Transformer (TFT) je novija vrsta transformer modela čija je arhitektura prilagođena za obradu i prognozu vremenskih serija, za razliku od klasičnog transformera koji je inicijalno dizajniran za obradu prirodnog jezika. Ovi transformeri [9] integrišu mehanizme selektivne obrade podataka, mehanizme samoprilagođavanja i imaju sposobnost obrade dugoročnih zavisnosti, omogućavaju kombinaciju statičkih i dinamičkih ulaza, što ih čini izuzetno moćnim za predikciju u kompleksnim vremenskim serijama.

TFT arhitektura (Sl.2) je zasnovana na složenoj hijerarhijski (i vertikalno i horizontalno) dizajniranoj dubokoj neuronskoj mreži u čijoj osnovi je mehanizam pažnje (kao i kod standardnog transformera) ali tako dadizajniran da omogućava višehorizontsku prognozu, odnosno niz vremenski definisanih sekvencijalnih podataka predikcije.



Slika 2: Temporal Fusion Transformer (TFT)

TFT kombinuje najbolje osobine klasičnog transformera i LSTM rekurentne mreže. Model kombinuje visoku tačnost predikcija sa interpretabilnošću i omogućava dubinsku analizu podataka u cilju tačnijih predikcija. Njegove glavne osobine su: automatsko prepoznavanje koji su ulazni podaci najvažniji za buduću predikciju, automatsko prepoznavanje sezonalnosti podataka, prepoznavanje nagle promene u vrednostima podataka (detekcija iskakajućih vrednosti) i eliminacija nevažnih podataka i šuma. TFT arhitektura se sastoji od sledećih ključnih komponenti:

- Mehanizmi selekcije varijabli – omogućavaju osnovnu selekciju relevantnih karakteristika, čime se minimiziraju nepotrebni podaci i poboljšava interpretabilnost.
- Obrada i analiza statičkih informacija – statičke informacije se integrišu u mrežu radi boljeg kontekstualnog razumevanja.
- Sekvencijalna obrada lokalnih obrazaca – koristi LSTM slojeve za određivanje lokalnih i kratkoročnih zavisnosti unutar podataka.
- *Self-Attention* mehanizam služi za analizu dugoričnih vremenskih zavisnosti i sezonskih obrazaca.
- *Multi-Head Attention* mehanizam omogućava analizu dugoročnih zavisnosti i isticanje važnih vremenskih tačaka.
- Dekoder sa interpretabilnim mehanizmom pažnje omogućava analizu vremenskih obrazaca i značajnih događaja
- Predikcija više vremenskih horizonata – za razliku od tradicionalnih metoda koje predviđaju samo sledeći trenutak, TFT omogućava simultano generisanje predikcija za više vremenskih koraka unapred, omogućavajući korisnicima bolje donošenje odluka.
- Kvantilna regresija omogućava generisanje predikcija sa opsegom poverenja. Kvantili se mogu definisati kao tačke koje dele podatke na određeni broj jednakih delova. Oni omogućavaju analizu raspodele podataka, pomažući u razumevanju gde se određene vrednosti nalaze u odnosu na ostatak skupa podataka.
- Modeli su realizovani primenom *TensorFlow* alata u Pajtonu primenom *DARST* biblioteke. Tok izvršenja modela kroz pseudo kodove.

Pseudo kod standardnog transformer modela:

INPUT:

X = poznata vremenska serija [n vrem. koraka, d karakteristika]

y = stvarna proizvodnja [n vremenskih koraka]

PARAMETRI:

d_model = dimenzija unutrašnje reprezentacije

n_heads = broj glava u multi-head attention mehanizmu

n_layers = broj enkoder slojeva

dropout_rate

prediction_horizon = broj vremenskih koraka koji se predviđaju

1. Preprocesiranje:

- Normalizacija ulaznih vrednosti

- Kodiranje i dodavanje vremenskih karakteristika (dan, sat,...)

- Kreiranje pozicionog enkodinga za redosled za vrem. korake

i formatiranje vremenskih podsekvenci u vektore iste dužine d

2. Tokenizacija vremenske serije:

Formirajte tokena od vremenske serije po ugledu na reči

3. Enkoder

- Slojevi za obradu (ponavljaju se n_layers puta): primena mehanizma privremene samopažnje i primena multi-head attention da model „obradi pažnju“ na pojedine tačke u vremenu

4. Dekoder

- Kombinovanje informacije iz prošlosti i budućnosti za predikciju
- Primena dense sloja za dodavanje nelineranosti i mapiranje (definisanje trenutka) vrednosti proizvodnje u vremenskom Koraku
- Optimizer: Adam
- Normalizacija
- Bekpropagacija i ažuriranje težina

6. Funkcija gubitaka (MSE ili MAE) i process treniranja:

- Računanje gubitaka između predikcije i stvarnog y
- Optimizer: Adam
- Backpropagacija i ažuriranje težina

Pseudo kod TFT transformer modela:

INPUT:

X_past = poznata vremenska serija [n vrem. koraka, d karakteristika]

X_future = poznati budući podaci [n_future koraka, d karakteristika]

S: statički ulazi [lokacija, tip panela]

y: ciljna vrednost – proizvodnja solarne energije [n vremenskih koraka]

PARAMETRI:

d_model = dimenzija unutrašnje reprezentacije

n_heads = broj glava u attention mehanizmu

n_layers = broj encoder slojeva

dropout_rate

prediction_horizon = broj koraka koji se predviđaju

1. Preprocesiranje:

- Normalizacija ulaznih vrednosti
- Kodiranje i dodavanje vremenskih karakteristika (dan, sat,...)
- Kreiranje pozicionog enkodinga za redosled za vrem. korake i formatiranje vremenskih podsekvenci u vektore iste dužine d

2. Obrada statičkih karakteristika (S):

- Primena dense sloja za dobijanje vektora statičkog konteksta

3. Mreža za selekciju varijabli:

- Računanje težine (uticaja) svake promenljive
- Težinska kombinacija ulaza prema njihovoj važnosti

4. LSTM enkoder:

- X_past i X_future obrada kroz LSTM za hvatanje sekv. konteksta
- Obogaćivanje statičkim vrednostima: kombinovanje LSTM izlaza sa statičkim vrednostima radi integracije stat. vr. u izlazne informacije

- Primena mehanizma privremene samopažnje i primena multi-head attention da model „obradi pažnju“ na pojedine tačke u vremenu

5. TFT dekođer:

- Kombinovanje informacije iz prošlosti i budućnosti za predikciju
- Primena dense sloja za dodavanje nelineranosti i mapiranje (definisanje trenutka) vrednosti proizvodnje u vremenskom koraku

6. Funkcija gubitaka (MSE ili MAE i process treniranja:

- Računanje gubitaka između predikcije i stvarnih vrednosti y
- Optimizer: Adam
- Normalizacija
- Bekpropagacija i ažuriranje težina

OUTPUT:

- Predikcija proizvodnje za horizont budućih vremenskih koraka

TFT je moćan model za prognozu vremenskih serija sa više horizonata koji omogućava visoku tačnost, dok istovremeno pruža interpretabilnost rezultata. Njegove ključne osobine kao što su selekcija varijabli, višeslojna pažnja, statičko obogaćivanje i sekvencijalno procesiranje omogućavaju mu da se prilagodi različitim vrstama podataka i problema.

3 REZULTATI VALIDACIJE TRANSFORMER MODELA

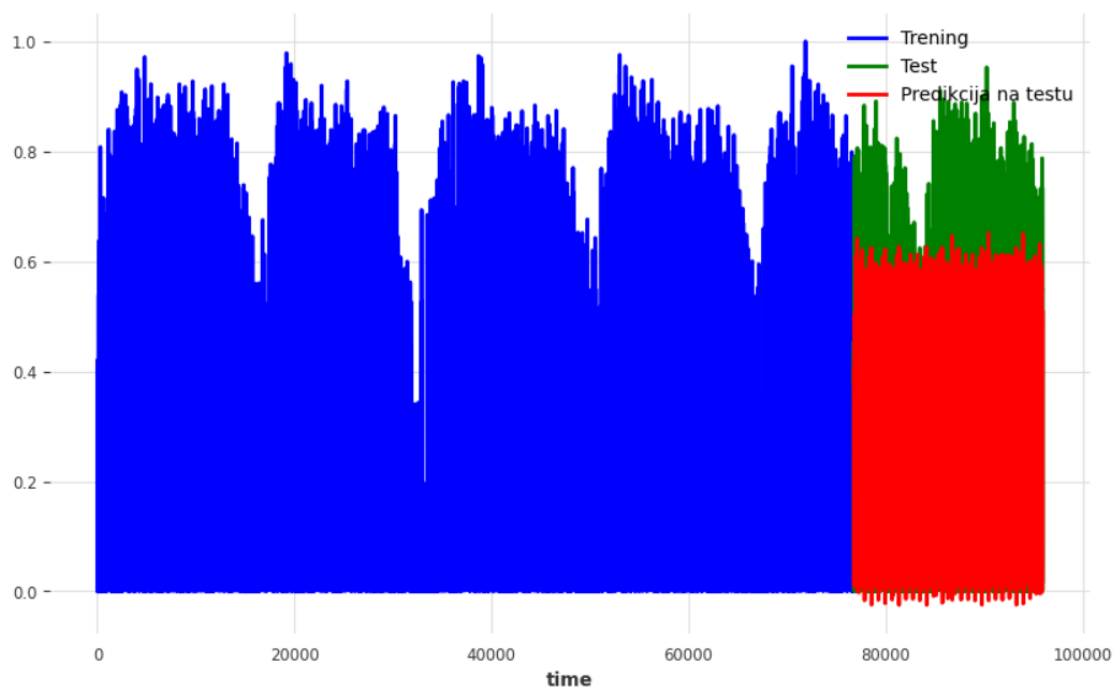
Za validaciju prikazanih transformer modela je upotrebljen skup podataka “Renewable Power Generation weather condition 2024” [5], o proizvodnji obnovljive solarne energije u različitim vremenskim uslovima. Ovaj skup podataka sadrži merenja različitih vremenskih parametara i njihov uticaj na proizvodnju solarne energije, pružajući uvid u to kako solarno zračenje, temperatura, vlažnost i padavine utiču na proizvodnju energije. Vrednosti parametara ML modela su prikazani u Tabeli 1.

Tabela 1: Parametri standardnog transformer i TFT transformer modela

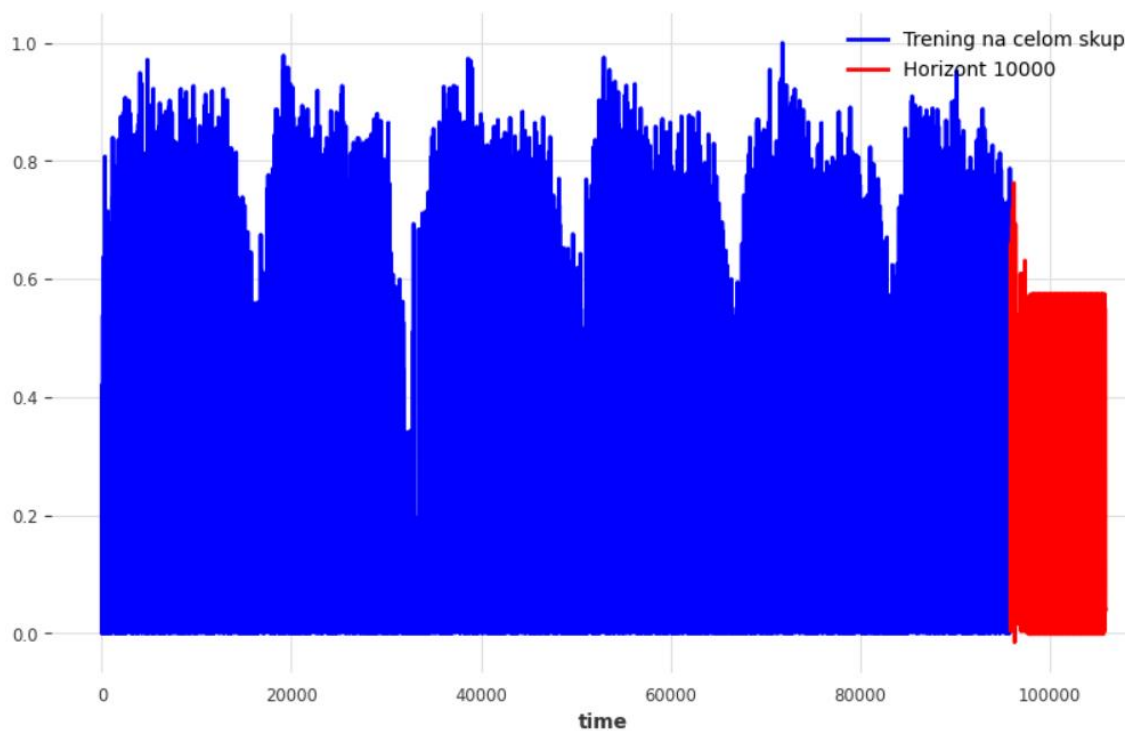
Komponenta	Transformer model	Temporal Fusion Transformer (TFT) model
Ulazni podaci	Vremenska serija (n vremenskih koraka, d karakteristika)	Vremenska serija podeljena na: - prošle vrednosti (X_{past}) - buduće poznate vrednosti (X_{future}) - statički ulazi (S)
Tokenizacija / enkodovanje	Spajanje karakteristika u vektor + dodavanje pozicionog enkodovanja	Svaka promenljiva prolazi kroz varijabilnu selekciju; enkodovanje kroz statički i vremenski kontekst
Pozicioni enkoding	Sinusni ili trenirani pozicioni enkoding dodaje se na vektore	U kombinaciji sa vremenskim kontekstom (dan, sat, itd.)
Modeliranje sekvence	Višeslojni enkoder sa samopažnja mehanizmom	LSTM enkoder + statičko dodavanje + mehanizam “pažnje”
Mehanizam pažnje	Multi-head self-attention u svim slojevima	Temporal attention koristi se na kraju da istakne važne vremenske trenutke
Statički ulazi	Nisu direktno uključeni	Aktivno se koriste za obogaćivanje konteksta kroz „static enrichment“
Selekcija promenljivih	Nema	Ima – varijabilni selekcionni mehanizam koji određuje važnost svake ulazne karakteristike

Komponenta	Transformer model	Temporal Fusion Transformer (TFT) model
Dekoder izlazni sloj	Linearni sloj na izlazu attention sloja	Nelinearni sloj kroz duboku nn mrežu nakon attention + obogaćen statičkim i vremenskim informacijama
Cilj predikcije	Predikcija proizvodnje za naredni vremenski korak(e)	Predikcija proizvodnje za više vremenskih koraka unapred
Prednosti	Jednostavniji, skalabilan, sposoban za paralelnu obradu	Bogatiji model sa boljom interpretabilnošću i selektivnim mehanizmima
Primena	NLP (analiza jezika) i predikcija opšte vremenske serije (npr. električna potrošnja, vremenska prognoza)	Složenije vremenske serije sa mešavinom statičkih, dinamičkih i budućih poznatih ulaza
Hiperparametri modela	<pre># dužina ulazne vremenske sekvence: input_chunk_length=100 # dužina izlaznog prozora predikcije: output_chunk_length=100 # dimenzija modela: d_model=64, # broj glava u mehanizmu pažnje: nhead=8 # broj slojeva enkodera: num_encoder_layers=4 # broj slojeva dekodera: num_decoder_layers=4 # dimenzija feedforward NN mreže: dim_feedforward=256 # stopa odbacivanja neurona u procesu treniranja: dropout=0.1 # aktivaciona funkcija: activation='relu' # broj epoha-ciklusa treniranja: n_epochs=10 # br. istovremenih vrem.ser. u jednom koraku treniranja: batch_size=32</pre>	<pre># dužina ulazne vremenske sekvence: input_chunk_length=500 # dužina izlaznog prozora predikcije: output_chunk_length=100 # dimenzija skrivenih sklojeva - memorija za učenje: hidden_size=64 # broj LSTM slojeva: lstm_layers=1 # broj glava u multi-head attention mehanizmu: num_attention_heads=8 # stopa odbacivanja neurona u procesu treniranja: dropout=0.1 # broj istovremenih vrem.ser. u jednom koraku treniranja: batch_size=32 # broj epoha-ciklusa treniranja n_epochs=10 # pozicija vremenskog koraka u sekvenci: add_relative_index=True # fukcija gubitaka za određene kvantile: loss_fn=QuantileRegression(quantiles=[0.1, 0.5, 0.9]), # verovatnoća predikcije za istu kvantilnu regresiju: likelihood=QuantileRegression(quantiles=[0.1, 0.5, 0.9]) # learning rate (brzina učenja) optimizer_kwargs={"lr": 1e-3}, # Izbor GPU ili CPU za treniranje: pl_trainer_kwargs={"accelerator": "cpu"}</pre>

Sledeće dve slike prikazuju rezultate predikcije vremenske serije proizvodnje solarne električne energije primenom standardnog transformer modela koji je “nateran” da vrši obradu i predikciju vremenske serije koja opisuje proizvodnju solarne električne energije. Na S1.3 je prikazan model treniran na delu skupa za treniranje i predikcija na validacionom skupu, dok je na S1.4 model treniran na celom skupu, a potom je izvršena predikcija proizvodnje koje se odnosi na 10000 budućih vremenski sekvencijalnih podataka.



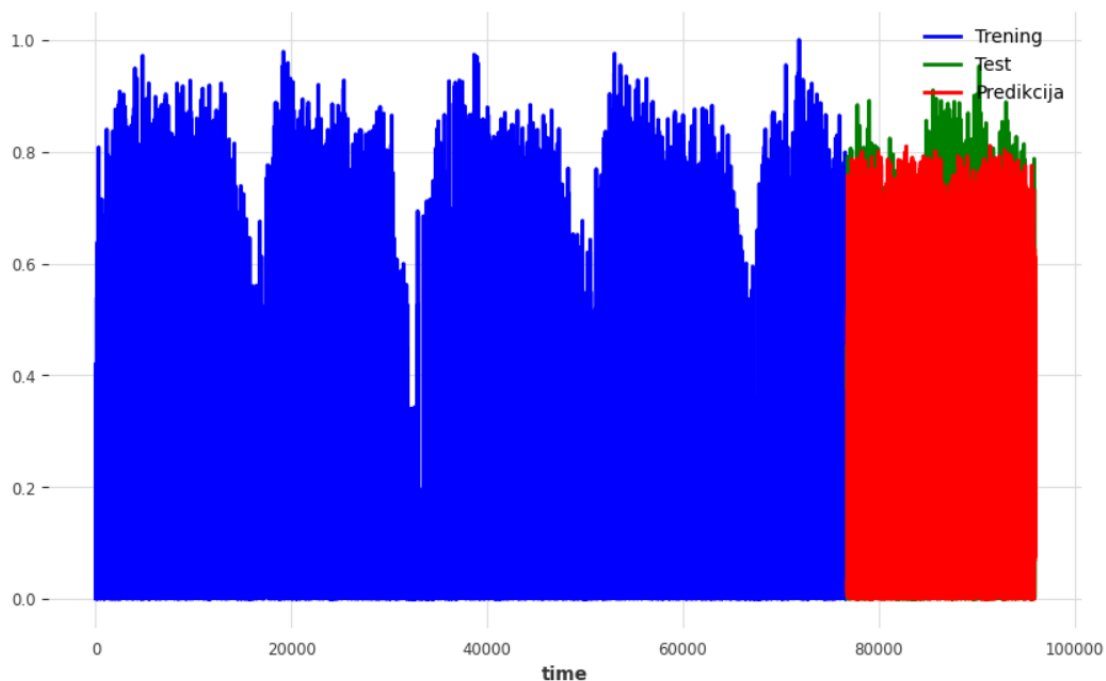
Slika 3: Treniranje i validacija transformer modela na odvojenim skupovima za treniranje i testiranje



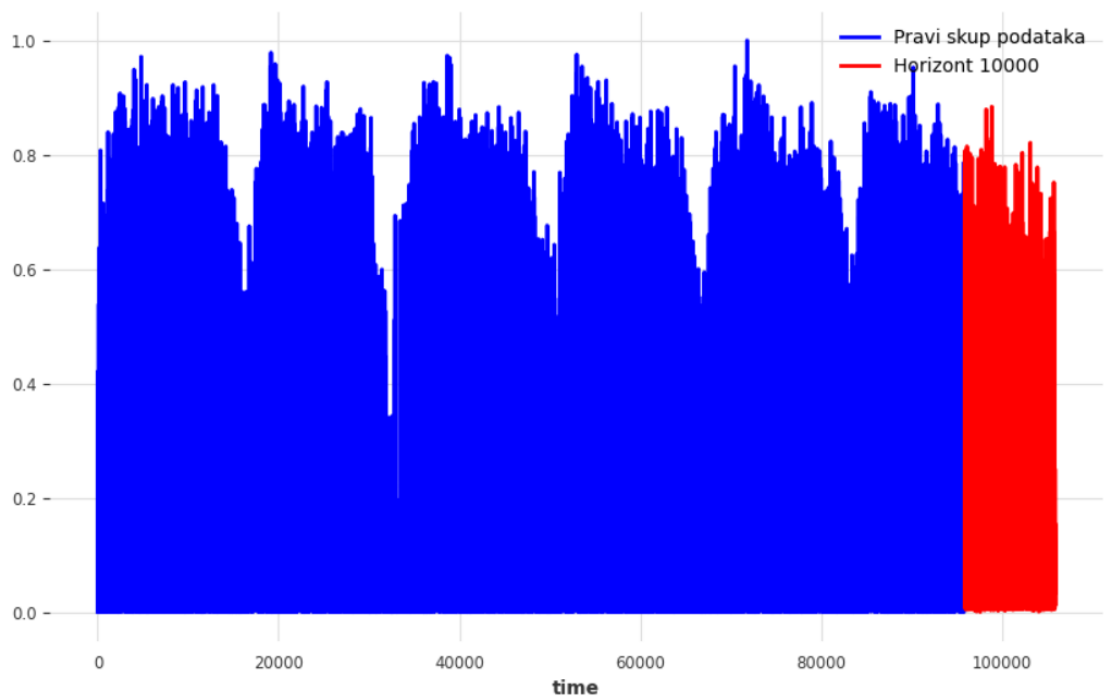
Slika 4: Treniranje transformer modela na celom skupu i predikcija niza od 10000 podataka

Jasno se vidi na Sl.4 da horizont predikcije ne može da bude suviše veliki (prema izabranim parametrima) i da predikcija postaje značajnije loša posle 1000 budućih vrednosti.

Sledeće dve slike prikazuju rezultate predikcije vremenske serije proizvodnje solarne električne energije primenom TFT transformer modela koji je prilagođen za obradu i predikciju vremenskih serija podataka. Na Sl.5 je prikazan model treniran na delu skupa za treniranje i predikcija na validacionom skupu, dok je na Sl.6 model treniran na celom skupu a potom je izvršena predikcija proizvodnje koje se odnosi na 10000 budućih vremenski sekvencijalnih podataka.



Slika 5: Treniranje i validacija TFT modela na odvojenim skupovima za treniranje i testiranje



Slika 6: Treniranje TFT modela na celom skupu i predikcija niza od 10000 podataka

Slika 5 prikazuje prilično dobro slaganje predikcije na test skupu sa validacion podacima primenom TFT modela. Slika 6 prikazuje daleko veći horizont (10000 podataka) pouzdane predikcije nego što je to slučaj prikazan na Sl.4 za standardni transformer model.

4 DISKUSIJA

Predikcija vremenskih serija predstavlja izazov zbog složenih obrazaca sezonalnosti, trenda i autokorelacije. U praksi se koriste kako tradicionalni statistički modeli, tako i moderni modeli bazirani na veštačkoj inteligenciji. Među najčešće korišćenim modelima su:

- ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) - statistički model.
- LSTM (Long Short-Term Memory Networks) - rekurentna neuronska mreža (RNN).
- GRU (Gated Recurrent Unit) - rekurentna neuronska mreža (RNN)
- Temporal Convolutional Networks (TCN) - konvoluciona neuronska mreža za vremenske serije.
- Transformer modeli (npr. PatchTST, Informer, TFT) - modeli bazirani na mehanizmu pažnje.
- XGBoost / LightGBM - ansambl metoda (stabla odlučivanja)

Izbor modela zavisi od prirode podataka, dužine vremenskih nizova, broja varijabli i zahteva u pogledu interpretabilnosti. Za kratke i stacionarne serije i dalje su korisni ARIMA modeli i modeli rekurentnih mreža, dok su za složene i duge vremenske serije transformer arhitekture, posebno TFT i PatchTST, trenutno najnapredniji pristup.

S obzirom na činjenicu da su u radu korišćeni vremenski serije zavisne od vremenskih uslova, transformer modeli, naročito Temporal Fusion Transformer (TFT) i varijante kao što su Informer i PatchTST, pokazuju izuzetne rezultate u njihovoj predikciji. U dosadašnjoj praksi TFT model je postigao MAPE u rasponu od 6,5% do 9,2% za dnevne prognoze insolacije, u zavisnosti od regije, količine oblaka i broja ulaznih meteoroloških varijabli. Rezultati se poboljšavaju dodatnom obradom ulaza (npr. uključivanjem vremenskih kovarijata i eksternih faktora poput sezonalnosti i oblačnosti). Produženje vremenskog perioda za obuku modela sa 3 na 6 godina rezultovalo je u proseku sa 10–15% boljim MAPE rezultatima, posebno kod sezonski izraženih regija. U prognozi insolacije i drugih zavisnih meteoroloških parametara, zasnovanoj na krećim vremenskim serijama i sa kraćim horizontom predikcije, još uvek su dominantne LSTM i GRU rekurentne neuronske mreže.

5 ZAKLJUČAK

Kako se elektroenergetski sistemi nastavljaju razvijati uz sve veću složenost i integraciju obnovljivih izvora energije, napredni modeli predikcije vremenskih serija poput rekurentnih neuronskih mreža i transformer modela igraće ključnu ulogu u obezbeđivanju pouzdanog i efikasnog upravljanja energijom putem predikcije proizvodnje i potrošnje i unapređenja održavanja sistema. U radu je istraživačka pažnja posvećena primeni novim naprednim transformer modelima za procesiranje i predviđanje vremenskih serija koje prikazuju proizvodnju solarne električne energije. Komparativna analiza prikazanih modela potvrđuje opravdanost primene Temporal Fusion Transformer modela za predikciju većeg horizonta podataka koji zavise od brojnih osobina koje utiču na proces proizvodnje električne energije.

Buduća istraživanja će biti fokusirana na primenu i razvoj novih transformer modela sa ugrađenim slojevima rekurentnih mreža koje mogu detektovati “uslovno rečeno” kratkoročne vremenske zavisnosti, a potom primenom mehanizama pažnje, mehanizama za selekciju i odabir, kako parametara, tako i obrazaca zavisnosti, i pronalaženju nelinearnih zavisnosti primenom dubokih neuronskih mreža, vršiti veće horizonte predikcije.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije kroz Ugovor o realizaciji i finansiranju naučnoistraživačkog rada NIO u 2025. godini.

6 LITERATURA

- [1] Ivanović Luka, Milić Saša D, Sokolović Živko, Rakić Aleksandar, “Komparativna analiza dubokih neuronskih mreža i algoritama sa pojačanjem gradijenta u dugoročnom predviđanju snage vetra”, *Zbornik radova, Elektrotehnički institut “Nikola Tesla”*, 2024, ISSN 0350–8528. <https://doi.org/10.5937/zeint34-51258>
- [2] Saša Milić, Luka Ivanović, Žarko Janda, Miroslav Dragičević, ”Transformer Machine Learning Models for Time Series Electricity Power Forecasting”, 24th International Symposium INFOTEH-JAHORINA, 19-21 March 2025.
- [3] <https://infoteh.etf.ues.rs.ba/radovi.php>
- [4] B. Gao, X. Huang, J. Shi, Y. Tai, J. Zhang, “Hourly forecasting of solar irradiance based on CEEMDAN and multi-strategy CNN-LSTM neural networks,” *Renewable Energy*, vol. 162, 2020, pp. 1665-1683.
- [5] F. Yang, Z. Chen, Y. Liang, “Precise solar radiation forecasting for sustainable energy integration - A hybrid model for day-ahead power and hydrogen production,” *Renewable Energy*, vol. 237, part C, 2024, 121732.
- [6] Skup podataka: *Renewable Power Gen Prediction with Time Series*, Renewable.csv. Licenca: Apache 2.0. Dostupno na sajtu: <https://www.kaggle.com/datasets/sheemazain/renewable-power-generation-weather-condition-2024>
- [7] H. Iftikhar, S. M. Gonzales; J. Zywiłok, J. L. López-Gonzales, “Electricity Demand Forecasting Using a Novel Time Series Ensemble Technique,” *IEEE Access*, vol. 12, 2024, pp. 88963 – 88975.
- [8] L. Zhang, D. Jánošík, “Enhanced short-term load forecasting with hybrid machine learning models: CatBoost and XGBoost approaches,” *Expert Systems with Applications*, vol. 241, 2024, 122686. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2023.122686>
- [9] A. Vaswani, et al., “Attention Is All You Need,” In the Proceedings of the 31st Conference on Neural Information Processing Systems (NIPS), 2017, Long Beach, CA, USA. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1706.03762>
- [10] B. Lim, S. Ö. Arik, N. Loeff, T. Pfister, “Temporal Fusion Transformers for Interpretable Multi-horizon Time Series Forecasting,” *International Journal of Forecasting*, vol. 37, 2021, pp. 1748–1764.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.03)**D2.03****УПОТРЕБА ВЕШТАЧКИХ НЕУРАЛНИХ МРЕЖА ЗА ПРОГНОЗУ ПОТРОШЊЕ И
ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ****USE OF ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS FOR FORECASTING ELECTRICITY
CONSUMPTION AND PRODUCTION****Nemanja Vojnović*, Mileta Žarković**

Кратак садржај: Прогноза потрошње и производње електричне енергије представља кључни изазов у електроенергетским системима, нарочито са све већим ослањањем на обновљиве изворе енергије. Традиционалне методе предвиђања често нису довољно прецизне због сложености и варијабилности енергетских токова, што захтева примену напредних техника вештачке интелигенције (ВИ). Овај рад истражује могућности коришћења ВИ, посебно вештачких неуралних мрежа, за унапређење тачности прогнозе потрошње и производње електричне енергије. Кроз анализу различитих модела и архитектура неуралних мрежа, извршена је оптимизација параметара како би се пронашла најефикаснија конфигурација за предвиђање на основу временских и енергетских података. Имплементација предложеног приступа реализована је у програмском језику *Python* коришћењем библиотека као што су *TensorFlow* и *Scikit-learn*. Евалуација модела показала је значајна унапређења у прецизности прогноза у поређењу са класичним методама као што су линеарна регресија и метода подршке вектора. Поред теоријске анализе, рад обухвата и експерименталну евалуацију развијених модела кроз обраду података из реалних електроенергетских система. Резултати истраживања доприносе бољем планирању производње, оптимизацији рада мреже и повећању интеграције обновљивих извора енергије у електроенергетски систем.

Кључне речи: вештачка интелигенција, неуралне мреже, прогноза потрошње, електроенергетски систем, *Python*

Abstract: Forecasting electricity consumption and production is a key challenge in power systems, especially with the increasing reliance on renewable energy sources. Traditional forecasting methods are often not sufficiently accurate due to the complexity and variability of energy flows, necessitating the application of advanced artificial intelligence (AI) techniques. This paper explores the potential use of AI, particularly artificial neural networks, to improve the accuracy of electricity consumption and production forecasts. Through the analysis of different models and neural network architectures, parameter optimization was performed to determine the most efficient configuration for forecasting based on temporal and energy data.

* Nemanja Vojnović, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, nemanja_vojnovic@outlook.com
Mileta Žarković, Univerzitet u Beogradu- Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.rs

The proposed approach was implemented in the Python programming language using libraries such as TensorFlow and Scikit-learn. Model evaluation demonstrated significant improvements in forecast accuracy compared to classical methods such as linear regression and support vector machines. In addition to theoretical analysis, the paper includes an experimental evaluation of the developed models through data processing from real power systems. The research results contribute to better production planning, network operation optimization, and increased integration of renewable energy sources into the power system.

Key words: *neural networks, consumption forecasting, power system, Python, artificial intelligence*

1 УВОД

У ери све веће дигитализације и технолошких иновација електроенергетски сектор се суочава са изазовима који захтевају ефикасна решења за управљање потрошњом и производњом електричне енергије. Са растућим захтевима за одрживим и поузданим снабдевањем електричном енергијом, постаје неопходно прилагодити се новим трендовима и технолошким иновацијама како би се осигурала стабилност и ефикасност електроенергетских система. У овом контексту, примена вештачке интелигенције (ВИ) постаје све значајнија. ВИ, као грана рачунарске науке која се бави развојем интелигентних система способних за самостално учење и прилагођавање, пружа нове могућности за оптимизацију процеса у електроенергетском сектору [1]. Комбинујући огромне количине података са напредним алгоритмима учења, ВИ омогућава анализу и предвиђање комплексних енергетских образаца са високом тачношћу и ефикасношћу. У том светлу, овај рад истражује примену ВИ у предвиђању потрошње и производње електричне енергије, са циљем побољшања тачности и ефикасности управљања електроенергетским системима. Коришћењем модела вештачких неуралних мрежа на подацима доступним из Грчке, анализиране су различите архитектуре мрежа како би се одабрао модел са најбољом генерализујућом способношћу. Резултати су показали високу тачност предикције енергетске потрошње у поређењу са другим методама као што су линеарна регресија и метода подршке вектора [2]. Употреба фази логике у комбинацији са осталим моделима ВИ доприноси побољшању прецизности модела. Коришћење вероватноћа у предикцијама омогућава узимање у обзир неизвесности и варијабилности, што се показало кључним у решавању проблема прогнозирања дугорочне потрошње електричне енергије [3]. Када је доступност велике количине информација проблематична, увиђа се важност развоја хибридног модела за ефикасно управљање потражњом енергије у условима недостатка података и брзих промена у економији и технологији. Овај модел пружа ефикасно решење за прогнозирање будуће потрошње енергије кроз диверзификацију алгоритама и упоређивање са другим моделима предвиђања [4]. Истраживања сугеришу да би се применом модела заснованих на подацима могла постићи оптимална инвестиција и употреба енергетских складишта, што би резултирало економски изводљивим решењима и омогућило већу пенетрацију обновљивих извора енергије у мрежу. Такође, истичу важност одзива на страни потражње и интеграцију електричних возила за транзицију ка паметним мрежама и одрживим технологијама [5].

Променљива производња електричне енергије из обновљивих извора, попут соларних и ветроелектрана, представља изазов за стабилност електроенергетских система због зависности од временских услова и сезонских варијација.

Нагли падови у производњи услед облачности или смањеног ветра могу довести до нестабилности мреже и захтевати брзеприлагођење конвенционалних електрана како би се очувала равнотежа између производње и потрошње. Једно од кључних решења за овај проблем јесте развој ефикасних технологија складиштења енергије, које омогућавају акумулацију вишкова електричне енергије и њено коришћење у тренуцима повећане потрошње. Поред тога, потребно је улагање у флексибилност електроенергетских система и унапређење управљачких стратегија. Интеграција обновљивих извора у енергетске системе игра кључну улогу у енергетској транзицији ка одрживијем моделу са смањеним емисијама гасова са ефектом стаклене баште. Решавање изазова њихове променљивости доприноси поузданости електроенергетске мреже и дугорочној стабилности снабдевања електричном енергијом.

Развој ефикасних техника прогнозе потрошње и производње електричне енергије од виталног је значаја за одрживост и поузданост електроенергетских система. Имплементација ВИ може допринети унапређењу прецизности прогноза, оптимизацији употребе ресурса и бољем балансирању електроенергетског система. Овај рад истражује примену ВИ у прогнози потрошње и производње електричне енергије, са посебним освртом на употребу неуралних мрежа. Кроз анализу постојећих метода и техника, као и кроз практичну имплементацију модела ВИ, рад има за циљ да да основу за коришћење АИ у планирању рада електроенергетских система.

2 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ И ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Прогноза потрошње и производње електричне енергије кључна је за стабилно и ефикасно управљање електроенергетским системима. Прецизне прогнозе омогућавају оптимално планирање, смањење трошкова и боље искоришћење ресурса. Са растом обновљивих извора, прогноза постаје још значајнија због њихове променљиве природе. Традиционалне методе користе статистичке моделе и анализу временских серија засноване на историјским подацима. Вештачка интелигенција (ВИ) доноси напредније приступе, омогућавајући прецизније прогнозе кроз дубоке неуралне мреже и аутоматско препознавање образаца. Компаније користе ВИ за предвиђање потрошње у различитим регионима и временским периодима, узимајући у обзир факторе попут временских услова и празника. Произвођачи обновљиве енергије користе ВИ за процену производње на основу метеоролошких података.

Прогноза представља процес предвиђања будућих догађаја или стања на основу расположивих информација и анализе тренутних узорака. У контексту електроенергетике, прогноза се односи на предвиђање потрошње и производње електричне енергије. Ова прогностичка активност је од суштинског значаја за одржавање стабилности, ефикасности и поузданости електроенергетских система. Прогноза омогућава електроенергетским компанијама да планирају адекватне капацитете за производњу електричне енергије у складу са очекиваном потражњом, правовремено предузимање потребних мера за изградњу, одржавање или обнављање инфраструктуре, као и ефикасно управљање електроенергетском мрежом, укључујући балансирање понуде и потражње електричне енергије, управљање оптерећењем система и оптимално коришћење расположивих ресурса. Прецизна прогноза омогућава ефикасније коришћење ресурса, што доприноси смањењу трошкова производње и дистрибуције електричне енергије. Ово може резултирати нижим ценама електричне енергије за крајње кориснике.

Обновљиви извори енергије, попут соларне и ветроенергије, значајно утичу на прогнозу производње због своје променљивости и зависности од временских услова.

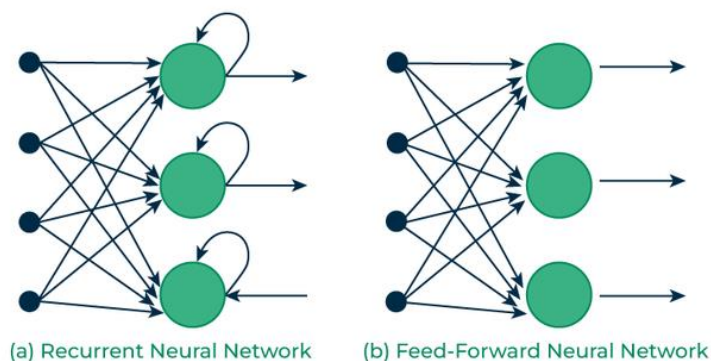
Флуктуације у интензитету сунчеве светлости и брзини ветра отежавају прецизну прогнозу и захтевају динамично прилагођавање електроенергетског система како би се одржала равнотежа понуде и потражње. Изазови у прогнози укључују сложено моделовање временских промена, сезонских варијација и географских фактора, као и недостатак дугорочних података. Потребно је развити напредне алгоритме који могу обрађивати велике количине података и прилагођавати се брзим флуктуацијама у производњи. ВИ омогућава ефикасније прогнозе кроз дубоко учење и неуралне мреже, које моделују сложене нелинеарне односе и идентификују скривене обрасце. ВИ прилагођава моделе новим подацима, побољшава тачност прогноза и доприноси стабилнијем и одрживијем електроенергетском систему.

3 ТЕОРИЈСКИ ОСНОВИ ВЕШТАЧКИХ НЕУРАЛНИХ МРЕЖА

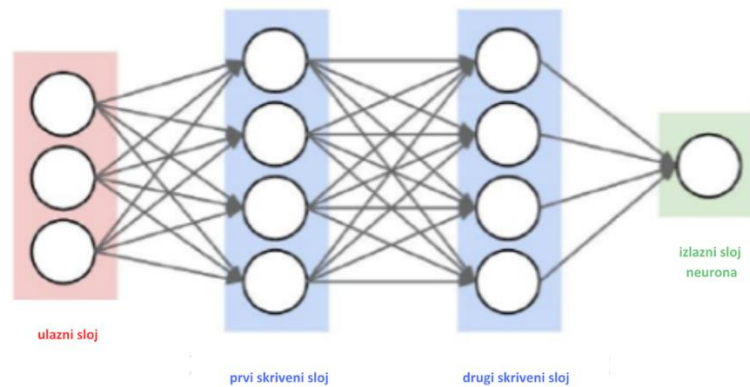
Разумевање теоријских основа вештачких неуралних мрежа представља кључан део разумевања примене ВИ у прогнози производње електричне енергије. Вештачке неуралне мреже су инспирисане биолошким неуралним мрежама и представљају сложене системе који могу научити сложене функције из података. У основи, неуралне мреже састоје се од неурона, који су повезани у слојевиту структуру и који обрађују улазне податке како би генерисали излазне информације. Кроз процес учења, неуралне мреже прилагођавају тежине веза између неурона како би минимизирале грешку између стварних и предвиђених вредности. Овај процес омогућава неуралним мрежама да открију скривене обрасце и релације у подацима, што их чини моћним алатима за решавање проблема прогнозе.

3.1 Архитектура неуралних мрежа

Архитектура неуралних мрежа обухвата организацију и структуру неурона и њихових веза унутар мреже. Постоји неколико основних типова архитектуре неуралних мрежа, од којих су најчешће коришћене неуралне мреже са пропагацијом унапред (*feed-forward neural networks*) и неуралне мреже са рекурентним везама (*recurrent neural networks*), слика 1. Неуралне мреже са пропагацијом унапред састоје се од слојева неурона који су повезани тако да информација кружи само у једном смеру, од улазног слоја ка излазном слоју. Ови типови мрежа су често коришћени за проблеме класификације и регресије. С друге стране, неуралне мреже са рекурентним везама имају додатне повратне везе које омогућавају информацији да кружи уназад у мрежи, што их чини погодним за обраду секвенцијалних података као што су временске серије.



Слика 1: Неуронске мреже са пропагацијом унапред и неуронске мреже са рекурентним везама



Слика 2: Слојеви у неуронским мрежама

3.2 Учење неуралних мрежа

Учење неуралних мрежа подразумева прилагођавање тежина веза између неурона ради оптимизације модела. На почетку, тежински фактори су насумично иницијализовани, а улазни подаци се множе са тежинама и прослеђују неуронима. Неурони сабирају ове вредности, примењују активациону функцију и генеришу излаз. У једноставним мрежама тај излаз је коначан, док у сложенијим слојевима служи као улаз за наредни слој, омогућавајући дубљу обраду. Грешка предвиђања (разлика између стварне и предвиђене вредности) користи се за корекцију тежина. Најчешће се мери средњом сумом квадрата грешке (MSE), која се користи и у овом раду.

$$MSE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2$$

Поред MSE постоје и функције као што су средња процентуална грешка, средња апсолутна грешка и друге. У зависности од типа проблема бира се $Cost$ функција. Учење неуралних мрежа подразумева прилагођавање тежинских фактора помоћу алгоритама пропагације унапред и уназад. Овај процес се понавља кроз више епоха док мрежа не постигне оптималне резултате.

За предвиђање производње и потрошње електричне енергије користе се различите архитектуре неуралних мрежа:

- **RNN (Рекурентне неуралне мреже)** – Погодне за временске серије јер узимају у обзир претходне вредности података. **LSTM** и **GRU** варијанте побољшавају дугорочну меморију модела.
- **CNN (Конволутивне неуралне мреже)** – Иако су примарно за слике, могу се користити за временске серије с више сензора или параметара.
- **RCNN (Рекурентне конволутивне мреже)** – Комбинују **RNN** и **CNN**, омогућавајући обраду комплексних, мултидимензионалних података.
- **DNN (Дубоке неуралне мреже)** – Флексибилне за учење сложених нелинеарних односа у подацима.

Одабир архитектуре зависи од природе података и специфичних захтева проблема.

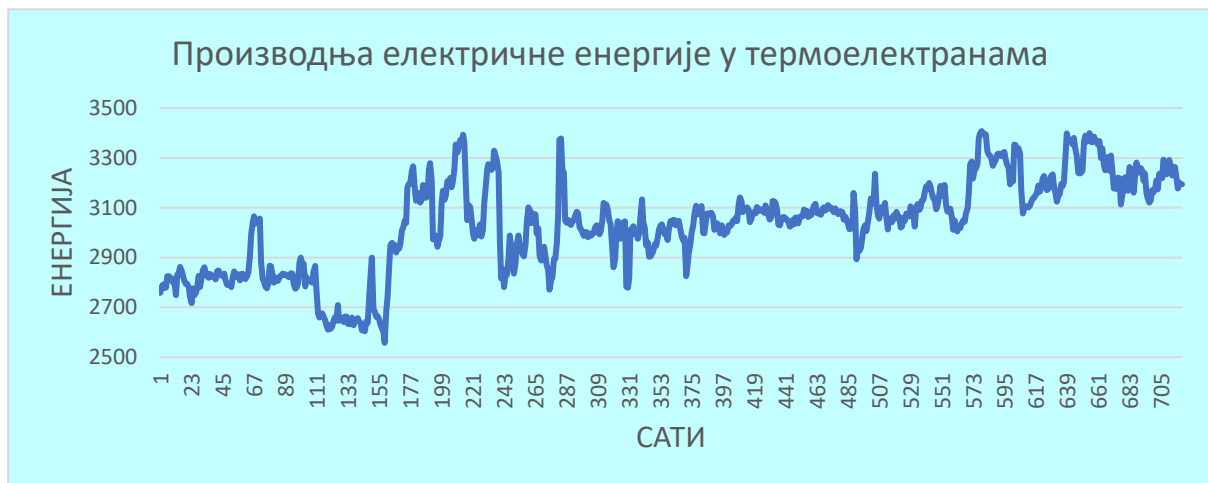
4 ОПИС МЕТОДОЛОГИЈЕ

За потребе прогнозе производње и потрошње електричне енергије неопходно је сакупити велике количине историјских података из области метеорологије, економије, географије, енергетике и многих других научних области. Чак и када постоје огромне количине историјских података, није реално очекивати прецизно предвиђање тражених вредности јер су и производња и потрошња електричне енергије такође зависни и од људских фактора, као што су политика, социологија, па чак и верски аспект не сме да се занемари. На пример, за време великих празника потрошња електричне енергије се знатно повећава. У оквиру овог рада коришћен је скуп података који обухвата временске прилике, производњу из хидроелектрана, термоелектрана и обновљивих извора, као и потрошњу електричне енергије. Сви подаци су сатне резолуције током једне календарске године. За потребе прогнозе производње коришћени су подаци о временским приликама за одређени сат, као и подаци о производњи електричне енергије и временским условима из претходног сата. Табела са подацима, која је коришћена у овом истраживању, састоји се од 36 колона и 8014 редова, па је пре употребе извршено уређивање података како би били лакше читљиви и обрадиви у програму.

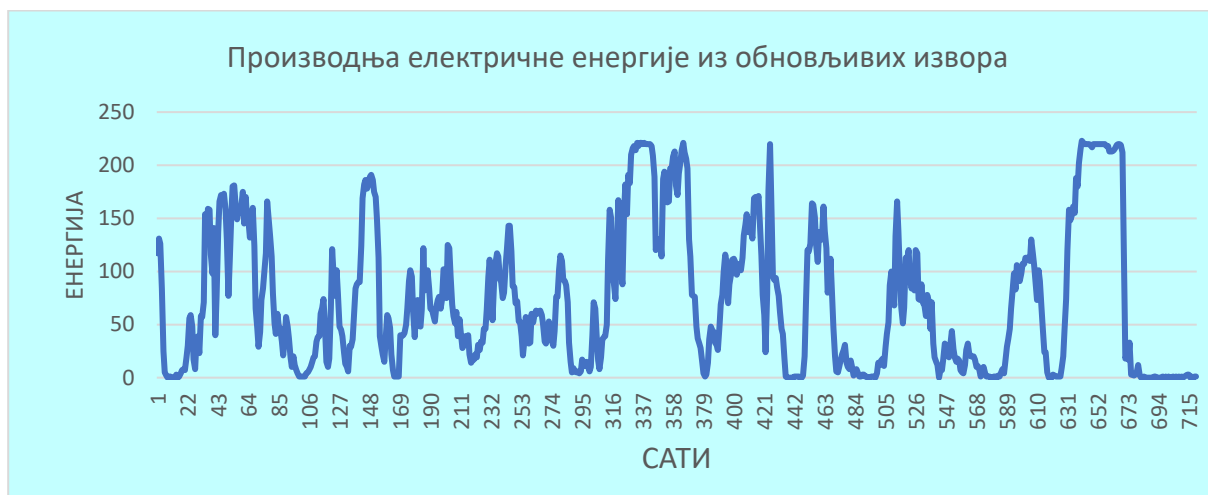
Ни производњу електричне енергије из извора које контролише човек, као што су термоелектране, није лако предвидети, јер је изузетно тешко уочити правила по којима се понаша потрошња. Још је сложеније предвидети производњу електричне енергије из обновљивих извора, као што су ветропаркови и соларне електране, због чега је настала потреба за применом неуралних мрежа. Како ће бити приказано у наставку рада, неуралне мреже могу дати поуздане резултате у задацима предвиђања.

10m_Wind_Speed(m/s)	10m_Wind_Dir	10m_Temp(degC)	2m_Temp(degC)	SWR(W/m**2)	TOTCL(%)	Tot_Prec(mm)	LOWCL(%)	MEDCL(%)	HIGCL(%)	RH(%)
1.497	85.788	3.646	3.05	0	0.095	0	0.095	0	0	76.977
1.548	84.691	3.641	3.656	0	0.044	0	0.044	0	0	75.008
0.947	56.376	3.834	3.902	0	0.06	0	0.06	0	0	71.113
1.146	3.311	3.161	3.261	0	0.076	0	0.076	0	0	75.909
1.051	352.345	3.391	4.004	0	0.024	0	0.024	0	0	74.152
1.121	25.463	3.332	3.491	12.468	0.022	0	0.022	0	0	74.562
0.992	59.422	4.832	5.042	107.745	0	0	0	0	0	63.719
0.37	5.799	6.087	6.448	266.188	0	0	0	0	0	58.118
0.503	300.386	7.443	7.344	380.04	0	0	0	0	0	57.465
0.825	242.052	8.68	8.323	422.565	0	0	0	0	0	55.035
1.383	194.157	9.615	9.061	428.368	0	0	0	0	0	51.487
2.279	182.37	9.573	9.446	361.224	0	0	0	0	0	47.226
2.974	173.882	9.243	9.119	280.957	0	0	0	0	0	48.099
3.032	160.146	8.117	7.757	121.881	0	0	0	0	0	56.933
3.015	143.814	6.135	5.714	1.425	0	0	0	0	0	64.413
2.598	138.691	5.613	5.513	0	0	0	0	0	0	58.545
2.241	139.634	5.547	5.388	0	0	0	0	0	0	58.017
2.081	150.797	5.259	4.941	0	0	0	0	0	0	64.204
2.239	147.958	5.093	4.541	0	0	0	0	0	0	65.327
2.303	137.42	5.145	4.638	0	0	0	0	0	0	60.868
2.34	136.249	4.984	4.516	0	0	0	0	0	0	54.695
2.58	137.935	4.614	4.033	0	0	0	0	0	0	52.427
2.705	142.725	4.09	3.516	0	0	0	0	0	0	50.041
2.673	140.745	4.002	3.482	0	0	0	0	0	0	45.218

Слика 3: Приказ дела табеле са подацима коришћене за израду рада



Слика 4: Приказ производње електричне енергије из термоелектрана у периоду од месец дана



Слика 5: Приказ производње електричне енергије из обновљивих извора

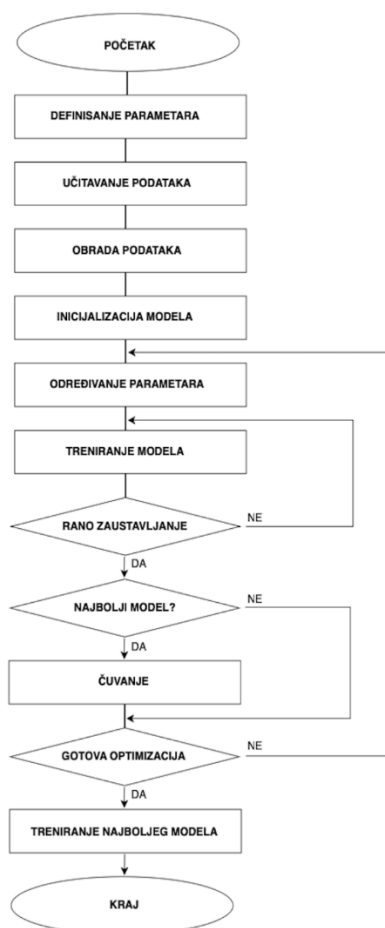
Решење посматраног проблема дато је у облику два програмска кода написана у програмском језику *Python*. Први програмски код проналази и тренира најбољу неуралну мрежу за дати проблем, док други програмски код учитава најбољи модел неуралне мреже и користи га за предвиђање.

Програмски код може се поделити на четири кључна корака:

1. **Учитавање библиотеке:** Програм користи *Pandas* (анализа података), *NumPy* (математичке операције), *Scikit-learn* (машинско учење), *TensorFlow* (неуралне мреже) и *Scikit-optimize* (оптимизација хиперпараметара). Додатне библиотеке попут *Subprocess*, *Pygame* и *Smtplib* проширују функционалност.
2. **Дефинисање параметара:** Корисник подешава **почетне вредности** (нпр. степен учења, број слојева/неурона, активациону функцију), **број понављања оптимизације**, **границе раног заустављања** (током претраге и коначног тренинга), **максималан број епоха** и **величину пакета података**. Такође, дефинишу се **опсези параметара** за оптимизацију и **путање** за податке и модел.
3. **Креирање и тренирање модела:**

- **create_model** – креира модел на основу задатих параметара и
- **fitness** – обучава модел, примењује рано заустављање и чува најбоље параметре и модел.

4. **Обрада грешака:** Програм садржи функцију за хватање грешака која омогућава несметано извршавање и обраду евентуалних проблема током рада. Овим структурираним приступом постиже се ефикасно оптимизовање и тренирање неуралне мреже.



Слика 6: Алгоритам програма

Програм за испис резултата је знатно једноставнији од програма за прављење модела. Прво се увозе све библиотеке као у првом коду. Учитава се модел мреже који је сачуван након завршетка првог програма, као и подаци за предвиђање. Ове податке модел никада није видео нити је био трениран употребом ових података. Врши се урешивање тестирајућег скупа тако што се одстрани редови који нису потпуни, а затим се подаци деле на улазне и излазне исто као у првом коду. Улазни подаци користе се као подаци за предвиђање, док се излазни подаци користе за израчунавање грешке предвиђања. На крају се резултати анализирају, чиме се завршава рад програма за испис резултата.

5 РЕЗУЛТАТИ МЕТОДОЛОГИЈЕ

За потребе евалуације програма, као улазни подаци су коришћене информације о временским приликама, а добијена су четири различита модела:

- Модел за предвиђање производње из термоелектрана
- Модел за предвиђање производње из хидроелектрана
- Модел за предвиђање производње из обновљивих извора
- Модел за предвиђање потрошње електричне енергије

Након завршетка првог програма формиран је модел који најбоље предвиђа производњу из одређеног извора или потрошњу електричне енергије. За потребе статистичке анализе коришћени су следећи метрички параметри:

- Средња вредност процента грешке (*MPE – Mean Percentage Error*)

$$MPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{A_i - F_i}{A_i} \right) * 100\%,$$

- Средња квадратна грешка (*MSE – Mean Squared Error*)

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (A_i - F_i)^2,$$

- Средња апсолутна грешка (*MAE – Mean Absolute Error*)

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |A_i - F_i|,$$

- R^2 оцена

$$R^2 = 1 - \frac{S_{rez}}{S_{tot}}.$$

где су:

MPE – средња вредност процента грешке,

MSE – средња квадратна грешка ,

MAE – средња апсолутна грешка

n – број узорака,

A_i – стварна вредност *i* – тог узорка,

F_i – предвиђена вредност *i* – тог узорка,

S_{rez} – сума квадрата резидуала (остатака), односно квадрата разлике између стварних и предвиђених вредности

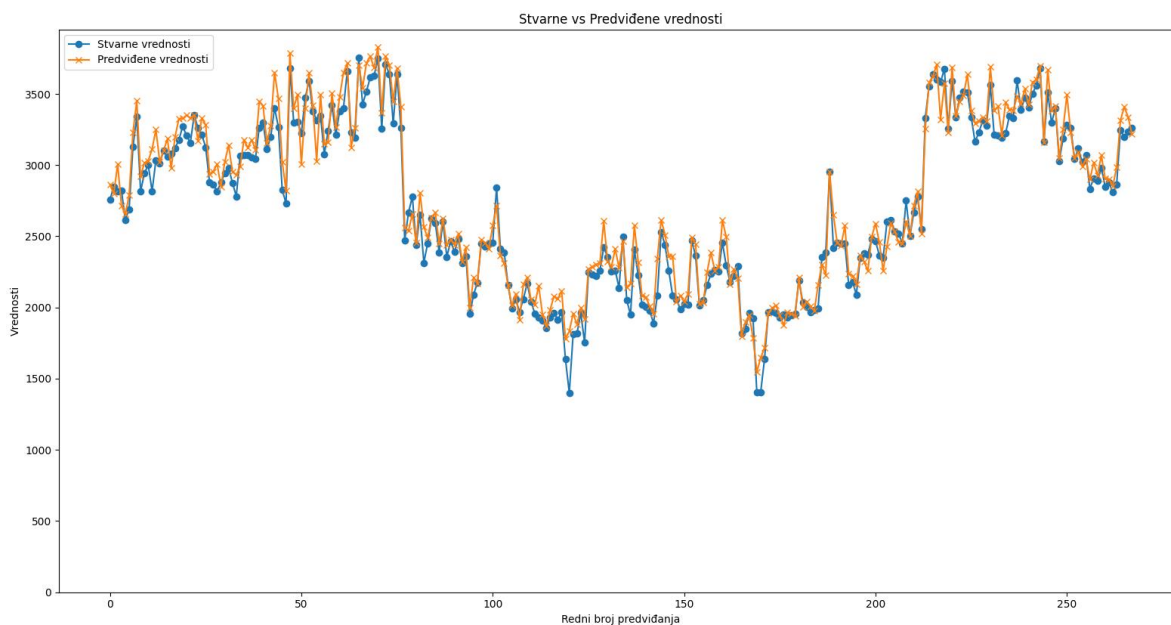
S_{tot} – укупна сума квадрата, односно укупна варијација стварних вредности од њиховог просека.

Производња из термоелектрана показала је изузетну прецизност, са *MPE* од 7,05% и R^2 оценом од 0,96, што указује на висок ниво разумевања односа међу променљивама.

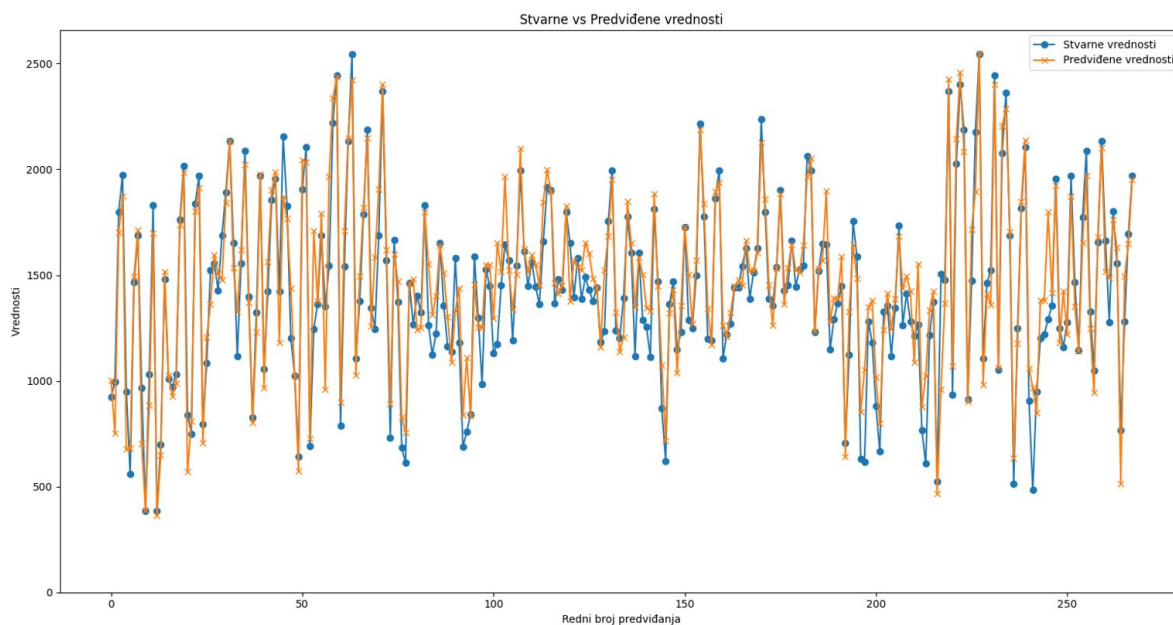
Производња из хидроелектрана, која више зависи од временских услова, има MPE од 19,35%, што не задовољава потребну прецизност, док је R^2 оцена 0,88, што додатно потврђује сложеност предвиђања, посебно у регионима са великим хидропотенцијалима. Обновљиви извори енергије, који су у потпуности зависни од временских услова, имају MPE од 51,42%, што указује на значајну непредвидивост, иако R^2 оцена од 0,97 показује да модел добро разуме међузависности променљивих. Потрошња електричне енергије је најпрецизније предвиђена, са MPE од само 0,31%, док је R^2 оцена 0,96 на задовољавајућем нивоу. На слици 7 приказане су предвиђене и стварне вредности производње из термоелектрана. На слици 8 налазе се статистички резултати овог модела. На сликама 9 и 10 представљене су перформансе модела за производњу из хидроелектрана. Слична анализа модела за обновљиве изворе приказана је на сликама 11 и 12. За предикцију потрошње електричне енергије развијен је посебан модел, чије су перформансе дате на сликама 13 и 14. Сумирани статистички подаци (табела 1) указују на изазове предвиђања производње из обновљивих извора.

```
Maksimalna procentualna greška: 199.0635241104869
Minimalna procentualna greška: 0.0
Srednja vrednost procenta greške (MPE): 7.05%
Srednja kvadratna greška (MSE): 12695.257560446269
Procentat greške u odnosu na raspon ciljnih vrednosti: 513.56%
Srednja apsolutna greška (MAE): 87.27990060058472
R2 skor: 0.9610822685858244
```

Слика 7: Производња из термоелектрана



Слика 8: Приказ прецизности резултата за термоелектране



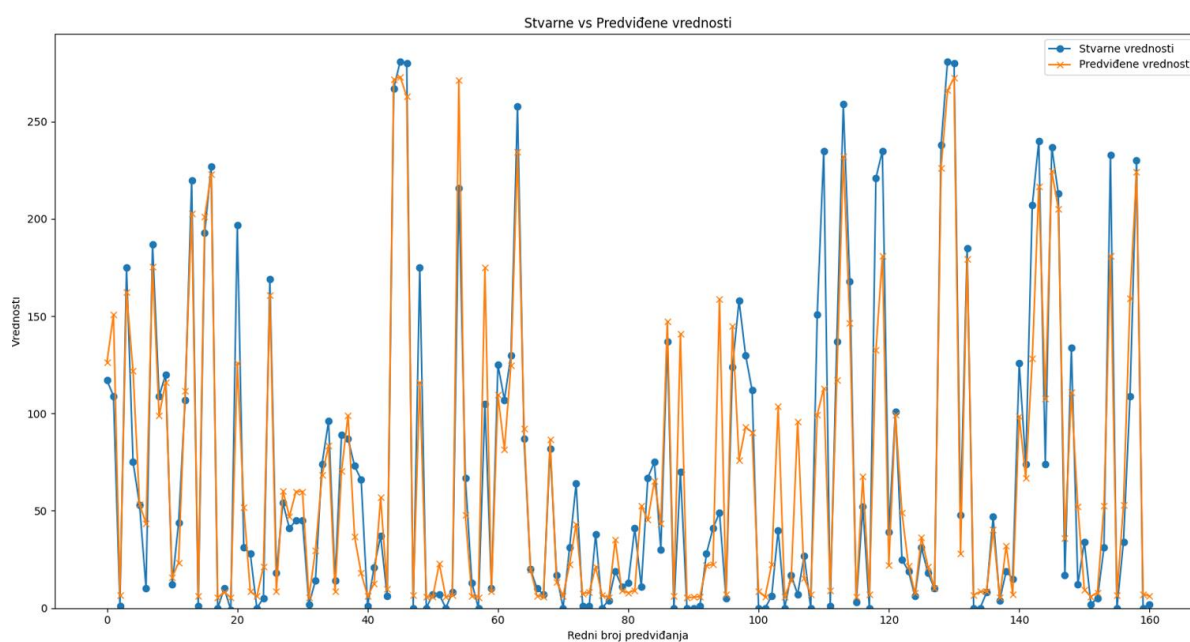
Слика 9: Производња из хидроелектрана

```

Maksimalna procentualna greška: 1321.2599332752147
Minimalna procentualna greška: 6.692451343201754e-06
Srednja vrednost procenta greške (MPE): 19.35%
Srednja kvadratna greška (MSE): 25501.49744126766
Procentat greške u odnosu na raspon ciljnih vrednosti: 800.17%
Srednja apsolutna greška (MAE): 111.15105719265273
R2 skor: 0.8821679518781947

```

Слика 10: Приказ прецизности резултата за хидроелектране



Слика 11: Производња из обновљивих извора

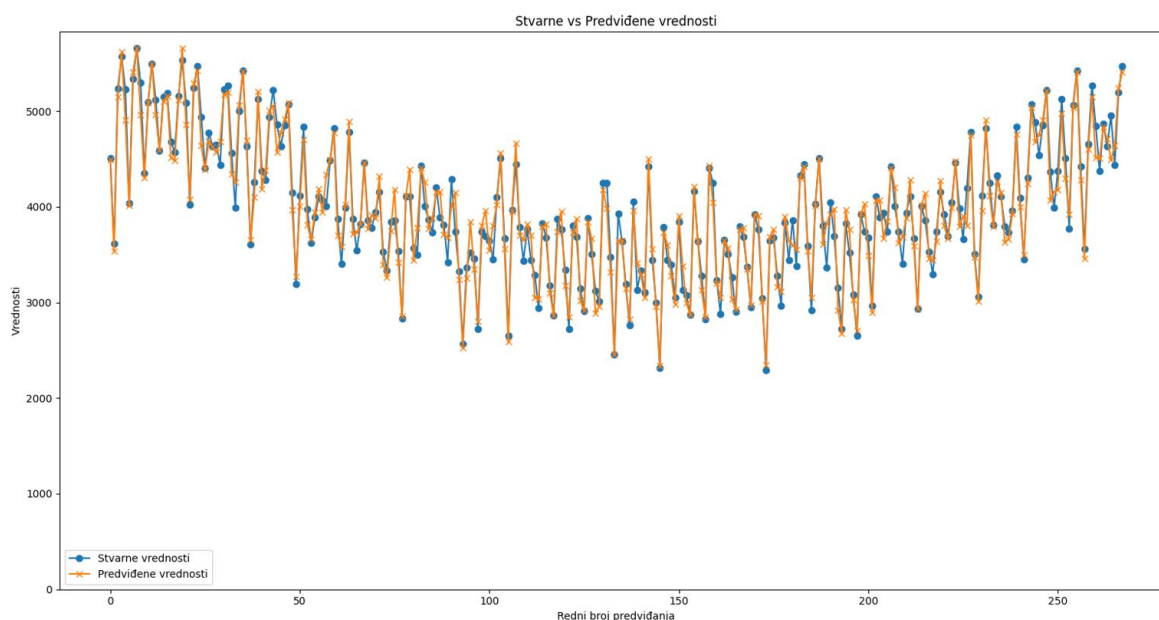
```

251/251 [=====] - 1s 2ms/step
Maksimalna procentualna greška: 16831.947326660156
Minimalna procentualna greška: 0.0
Srednja vrednost procenta greške (MPE): 51.42%
Srednja kvadratna greška (MSE): 972.9439678393611
Procentat greške u odnosu na raspon ciljnih vrednosti: 330.93%
Srednja apsolutna greška (MAE): 18.66225654275036
R2 skor: 0.8717316991609879

```

Слика 12: Приказ прецизности резултата из обновљивих извора

За ефикасног дистрибутера електричне енергије неопходно је што боље предвидети потрошњу електричне енергије, за те потребе је истрениран нови модел чије су перформансе приказане на сликама 13 и 14.



Слика 13: Приказ потрошње електричне енергије

```

Maksimalna procentualna greška: 21.450287441037734
Minimalna procentualna greška: 0.00011737530048076923
Srednja vrednost procenta greške (MPE): 0.32%
Srednja kvadratna greška (MSE): 19261.620537371844
Procentat greške u odnosu na raspon ciljnih vrednosti: 515.57%
Srednja apsolutna greška (MAE): 103.64026691814715
R2 skor: 0.9649136534332428

```

Слика 14: Приказ прецизности резултата потрошње електричне енергије

Ова анализа показује да су модели за производњу из временски зависних извора тежи за предикцију, док потрошња електричне енергије, иако такође зависна од временских услова, може бити прецизно предвиђена. Сумирањем свих статистичких података на једно место (табела 1), види се захтевност предвиђања производње из обновљивих извора електричне енергије.

Табела 1: Анализа резултата рада програма

	термоелектране	хидроелектране	обновљиви извори	потрошња
<i>MPE</i> (%)	7.05	19.35	51.42	0.32
<i>MSE</i>	12695.26	25501.49	972.94	19261.62
<i>MAE</i>	87.28	111.15	19.66	103.64
R^2	0.9611	0.8822	0.9717	0.9649

За поређење модела коришћени су *MPE* и R^2 , јер омогућавају релативну процену прецизности, док су *MSE* и *MAE* изостављени због зависности од апсолутних вредности, што отежава директно поређење међу моделима. Програм је дизајниран тако да аутоматски одређује број улазних чворова, при чему је потребно само дефинисати назив колоне са излазним подацима. Овај приступ омогућава креирање модела за различите примене, не само за анализу производње и потрошње електричне енергије. Повећањем базе података побољшава се прецизност модела, док програм самостално обрађује све потребне кораке, чинећи га прилагодљивим и вишефункционалним.

6 ЗАКЉУЧАК

Примена вештачких неуронских мрежа на прогнозу производње електричне енергије из термоелектрана и из хидропотенцијала се показала као веома поуздана метода, док је ситуација код прогнозе производње из обновљивих извора нешто лошија. Могући разлози за лоше перформансе модела су недостатак довољне количине података, као и сама сложеност односа између тих података. Код прогнозе потрошње електричне енергије примењена метода је дала изненађујуће добре резултате и има потенцијала, већ сада, да се користи у комерцијалним условима.

Резултати истраживања показују да примена вештачке интелигенције доноси задовољавајуће резултате у предвиђању производње електричне енергије. Међутим, као што је истакнуто, један од главних изазова је тачност података о временским приликама, који су кључни за прецизна предвиђања. Ограничења у доступности прецизних временских података могу ограничити тачност предвиђања у реалном свету. Ипак, уз напредак технологије, као што су сателитски снимци и супер-рачунари, може се очекивати да ће се ови изазови поступно превазићи, што ће довести до побољшања тачности предвиђања у будућности.

Овај рад истиче значај примене вештачке интелигенције у електроенергетском сектору, али истовремено указује на важност даљег развоја технологија и методологија како би се постигла још већа прецизност у предвиђању производње електричне енергије.

7 ЛІТЕРАТУРА

- [1] Guillermo Escrivá-Escrivá, Carlos Álvarez-Bel, Carlos Roldán-Blay, Manuel Alcázar-Ortega, New artificial neural network prediction method for electrical consumption forecasting based on building end-uses, *Energy and Buildings* (43) (2011) 3112–3119.
- [2] L. Ekonomou, Greek long-term energy consumption prediction using artificial neural networks, *Energy* (35) (2010) 512–517.
- [3] Lei Tang, Xifan Wang, Xiuli Wang, Chengcheng Shao, Shiyu Liu, Shijun Tian, Long-term electricity consumption forecasting based on expert prediction and fuzzy Bayesian theory, *Energy* (167) (2019) 1144e1154.
- [4] Sasan Barak, S. Saeedeh Sadegh, Forecasting energy consumption using ensemble ARIMA–ANFIS hybrid algorithm, *Electrical Power and Energy Systems*, (82) (2016) 92–104.
- [5] Mahdi Sharifzadeha, Alexandra Sikinioti-Locka, Nilay Shaha, Machine-learning methods for integrated renewable power generation: A T comparative study of artificial neural networks, support vector regression, and Gaussian Process Regression, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (108) (2019) 513–538.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.04](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.04)**D2.04****PREDIKCIJA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U
ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU****FORECASTING ELECTRICITY PRODUCTION IN THE POWER SYSTEM****Matija Rogić, Mileta Žarković***

Kratak sadržaj: Potrošnja električne energije zavisi prevashodno od potrošača a proizvodnja se vrši u elektranama koje ne mogu u realnom vremenu da isprate promenu potrošnje. Kako se električna energija ne može efikasno skladištiti, neophodno je unapred poznavati potrebe i navike potrošača. Obnovljivi izvori moraju maksimalno figurisati u proizvodnji energije a vremenske prilike od kojih zavise su slabo predvidive i sklone naglim promenama. Budući da i proizvodnja i potrošnja zavise od nebrojeno uticaja, neophodno je koristiti neuralnu mrežu za predikciju kako bi se uvrstili doprinosi svih faktora. Različite arhitekture su se pokazale uspešno u predikciji, naglašavajući različite kvalitete. MLP je dobra osnova u svojoj jednostavnosti. Rekurentne mreže poput LSTM-a su prirodan alat za predikciju vremenski poređanih podataka. Konvolucione mreže i Autoenkoderi briljiraju zbog svoje efikasnosti. Transformeri zbog mehanizma usmerene pažnje (attention) i velikog kapaciteta, mogu da obrade i izvuku zaključke iz ogromne količine podataka. Moguće su i hibridne arhitekture sačinjene od više različitih gradivnih blokova. U ovom radu je predstavljena primena neuralne mreže TiDE (Time-series Dense Encoder) za predikciju proizvodnje i potrošnje električne energije u Srbiji na realnim podacima iz prve polovine 2019. godine. Uz to su korišćeni i meteorološki podaci RHMZ-a za isti period. Predikcija je vršena sedam dana unapred sa učestanošću od jedan sat.

Ključne reči: elektroenergetski sistem, predikcija, proizvodnja, neuralne mreže, Autoenkoder

Abstract: Variable ambient conditions have a dominant influence on electricity consumption. Renewable energy sources are increasingly present in electricity generation, and the weather conditions on which they depend are prone to sudden changes and can be predicted with a certain degree of accuracy.

Since both generation and consumption depend on a large number of factors, it is desirable to use a neural network from the domain of artificial intelligence for forecasting so that the contributions of all these factors are included. Different neural network architectures have proven successful in forecasting, each emphasizing different qualities. The application of multilayer perceptron (MLP) neural networks is a good option due to its simplicity. Recurrent neural networks such as Long Short-Term Memory (LSTM) are a natural tool for predicting time-series data. Convolutional networks and autoencoders have an advantage over other

* Matija Rogić, wingman.ai, matija.roga@gmail.com

Mileta Žarković, Univerzitet u Beogradu -Elektrotehnički fakultet, mileta@etf.rs

architectures due to their efficiency. Transformers, thanks to the attention mechanism and their large capacity, can process and derive insights from vast amounts of data. It is also possible to use hybrid architectures composed of various building blocks.

This paper presents the application of the TiDE (Time-series Dense Encoder) neural network for forecasting electricity generation and consumption in Serbia based on real data from the first half of 2019. Additionally, meteorological data from the Republic Hydrometeorological Service of Serbia (RHMZ) for the same period were used. The forecast was carried out seven days in advance with an hourly resolution. The paper describes the algorithm for applying the TiDE neural network and the resulting errors in the time-series forecasts.

Keywords: *power system, forecasting, generation, neural networks, autoencoder*

1 INTRODUCTION

In recent years, there has been a lot of advancement in long-term time-series forecasting, namely new neural network architectures specifically designed to tackle such problems. Interestingly, many completely disparate solutions have achieved state-of-the-art (SoTA) which shows that there are many ways to achieve energy production and consumption forecasting and that the results depend on both the neural network and the data itself.

In this work we present a method of training a neural network, Time Series Dense Encoder, TiDE [1] on electricity production from different sources as well as consumption whilst utilising reversible instance normalization, RevIn [2]. Same method is applied to two datasets, first being data from 2019 in Serbia and second containing only renewable energy production and total consumption from 2020.

2 BACKGROUND

Recurrent neural networks are well suited for time-series forecasting. Nonetheless several factors need to be taken into account, as they mostly process the data sequentially. Long horizon and even longer look-back make the use of recurrent networks such as LSTM inefficient and additional techniques need to be implemented in order to preserve information about periodicity of the data. Example of a modern neural network for time-series prediction based on recurrent architecture is DeepAR [9].

Transformer neural networks are well suited for large quantities of information and are able to find relations in seemingly unconnected data. This is mostly achieved through a mechanism called self-attention, the main idea being that each individual data point is observed in the context of its peers [8]. This gives transformers another benefit of having more explicit memory than the feed-forward or even recurrent networks. Main weakness of the transformers is difficulty of training which consists of both low efficiency and tendency to overfit. Some of the most notable transformer architectures today are Informer [3], FedFormer [4], AutoFormer [5], PatchTST [6], Temporal Fusion Transformer [7].

Another equally viable option are architectures based on a simple feed-forward network. While transformers certainly have some benefits, other, simpler and more efficient networks may achieve better results on some forecasting problems. That observation is demonstrated in the work: "Are Transformers Effective for Time Series Forecasting?" [10]. Recently a few works have sparked new research in this direction, N-BEATS [11] and hierarchical version N-HiTS

[12] in particular. It would be beneficial to compare results from a network from this category for example TSMixer [13] with results given in this work.

Autoencoders are another popular option due to their efficiency, universality and excellent performance. Main idea is that input data is passed through a bottle-neck of sorts and the network is supposed to produce the same data on the output as is the input with as little loss of information as possible. That way, even unlabeled data can be used for training, since input and output data are the same. Internal representation which is often much lower dimensionality than the input data while preserving most of the information can be seen as a distilled down or compressed view of the data. This side effect is sometimes what is more important than the output itself.

3 COVARIATES

Electricity consumption, and therefore production, depend on many factors. The majority of the factories have some form of shift work, however automated the processes may be. Households vary their consumption depending on the time of day or the day of the week. Holidays represent special exceptions in consumption, and they are known in advance. Weather like severe frost or extreme drought also imply periods of increased electricity consumption. Weather changes in the environment have an impact on consumption in neighboring countries and therefore indirectly on the amount of exchange. Renewable sources are particularly vulnerable to weather conditions. Wind farms are used to the maximum when the wind is strong enough but within the permitted limits. It is necessary that the model for the prediction of production and consumption takes into consideration covariate variables.

Correlated variables or covariates can roughly be divided into past, future and static. Past covariates by definition are known only until the moment after which we make the prediction. Therefore, we use them as well as the data we operate on prediction, but their value in the future is of no importance to us. Measured values are the most common and the most obvious example of this category. Future covariates can also be some values for which we don't have exact data, for example the weather forecast, but they have a big impact on the outcome of the prediction, that is, in reality, weather conditions have a dominant influence on production from renewable sources. The group of static covariates includes holidays and fixed facts known in advance.

4 TIME-SERIES DENSE ENCODER

Given the complexity of the problem, we need a network that can get the most useful information out from all the data, either from sequences that are of interest to us for prediction or from variables that affect them. The architecture TiDE was chosen, which attributes great importance to combining covariates with predicted sequences.

In the first step, the neural network reduces the dimensionality of the input covariates. Then it merges that representation with static attributes and historical data. The data thus combined are then encoded in order to obtain an internal representation, that is, to extract the essence from the input data.

The condensed data is further decoded to return to the form with original dimensions so that they could be concatenated together. The last step is the application of a time decoder to obtain the final sequence of predictions up to event horizon.

In parallel with the described part of the network, there is a residual linear network connection that enables the propagation of historical data. This guarantees that the entire network does not miss any information in any way in the process of encoding and decoding. The residual block, which was used as a building element of the network, is shown on the right part of the picture.

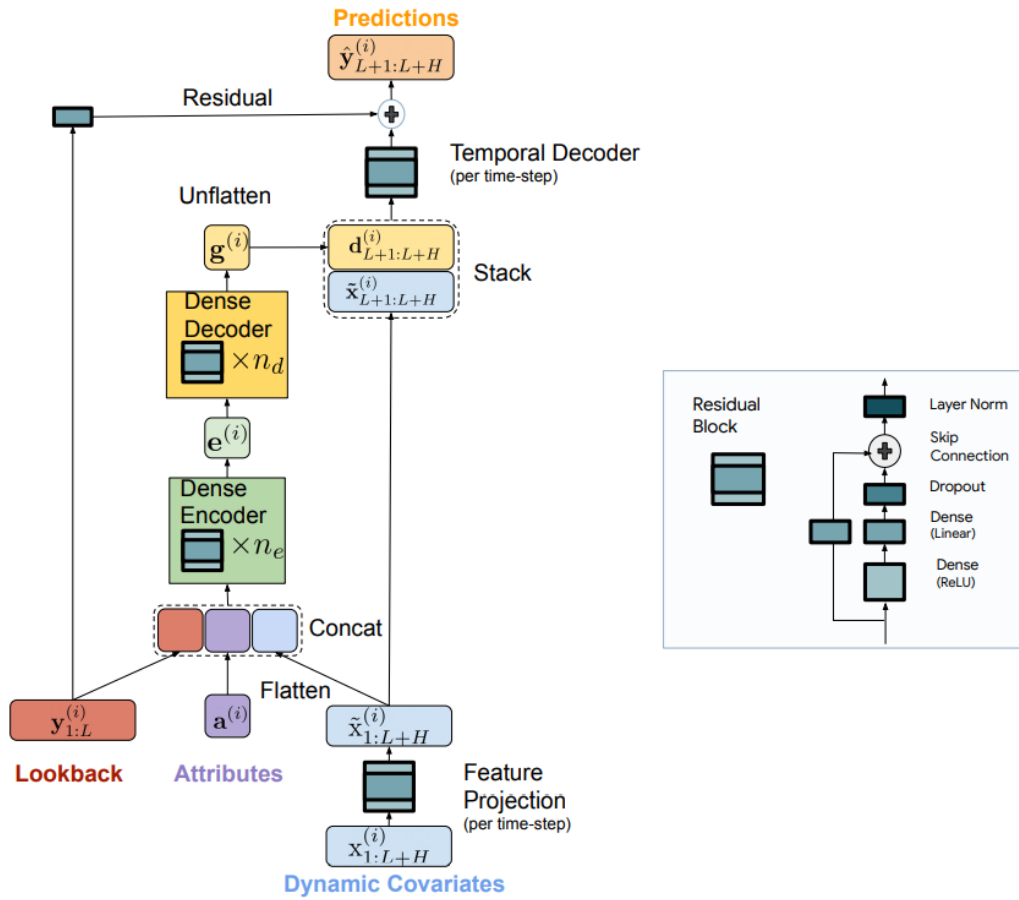


Figure 1. Overview of the TiDE neural network architecture¹

5 TRAINING

The data were divided into sets for training, validation and test in the ratio of 80%, 10% and 10% respectively. The prediction was made seven days in advance, i.e. the horizon is 168 steps in the future. Optimization of the learning rate (learning rate) was performed using a simple exponential decreasing method with a multiplier of 0.99. The early stopping method was used to avoid overfitting.

The value was selected from the range of 0.9 to 0.999, based on multiple attempts. A value was chosen that does not reduce the precision of the results with a milder reference to the acceleration of the training itself. For the error function is the chosen method of mean square deviation, MSE Loss. The technical implementation of the training was done using the darts library [14] which was built on to the popular pytorch library.

¹ Time-series Dense Encoder, <https://arxiv.org/pdf/2304.08424>

6 REVERSIBLE INSTANCE NORMALIZATION (REV-IN)

All data, when monitored in a sufficiently long interval, exhibit a distribution shift. In other words, the mean and variance are not constant. That makes it difficult in many ways to train the model and also makes the model imprecise. Reversible instance normalization was used as a solution to this problem. A simple but effective method that can be generally applied because uses two symmetric parts: the first for normalization by which the distribution of input data is translated into normal distribution and others for denormalization, which nullifies the effects of normalization and data distribution is returned back to its original form. The parameters of the transformation are variable and are adjusted in the process of training together with other weights of the network.

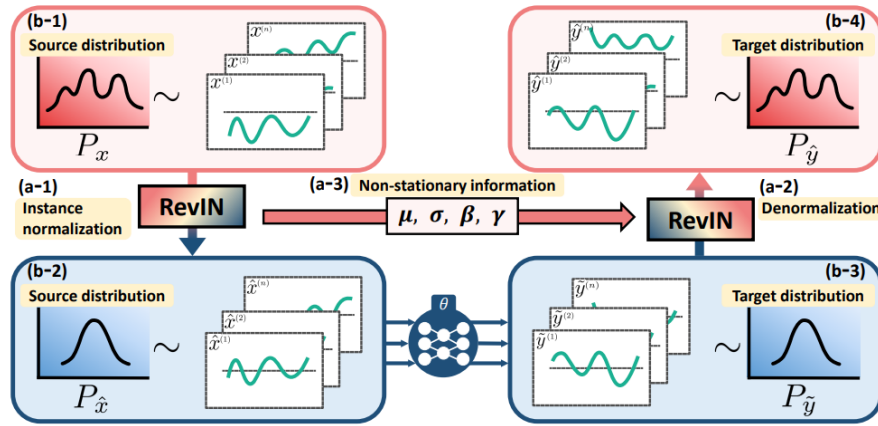


Figure 2. Working principle of the RevIN method. Beta and gamma parameters are trained.²

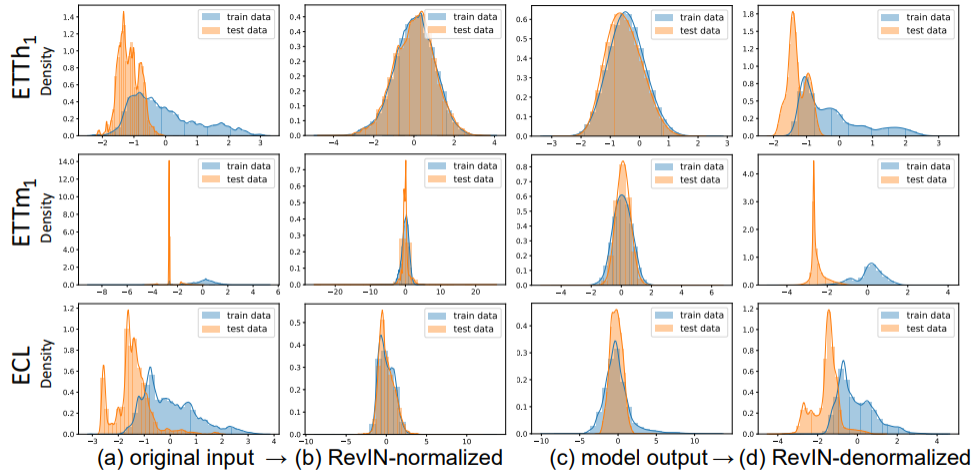


Figure 3. Graphic representation of normalization and denormalization using the RevIN method³. An example performed on well known datasets ETT⁴ and ECL⁵

² Source: RevIn <https://openreview.net/pdf?id=cGDAkQo1C0p>

³ Source: RevIn <https://openreview.net/pdf?id=cGDAkQo1C0p>

⁴ Electricity Transformer Temperature, <https://arxiv.org/abs/2012.07436>

⁵ From Numbers to Words, <https://arxiv.org/abs/2401.12652>

7 RESULTS

Prediction was made 168 steps into the future, which in this particular case translates to seven days with one hour interval. The next few pictures show a graphical representation of the prediction. It is observed that the model grasps the periodicity of the signals, even when there is more than one frequency, on a daily and weekly basis. Sudden changes in amplitude are not fully covered by the prediction, but rather it follows historical values. Even the high-frequency component of the signal is mostly present. Simple limitation of the model output to positive values, for quantities that can not be negative, would improve the accuracy of the prediction.

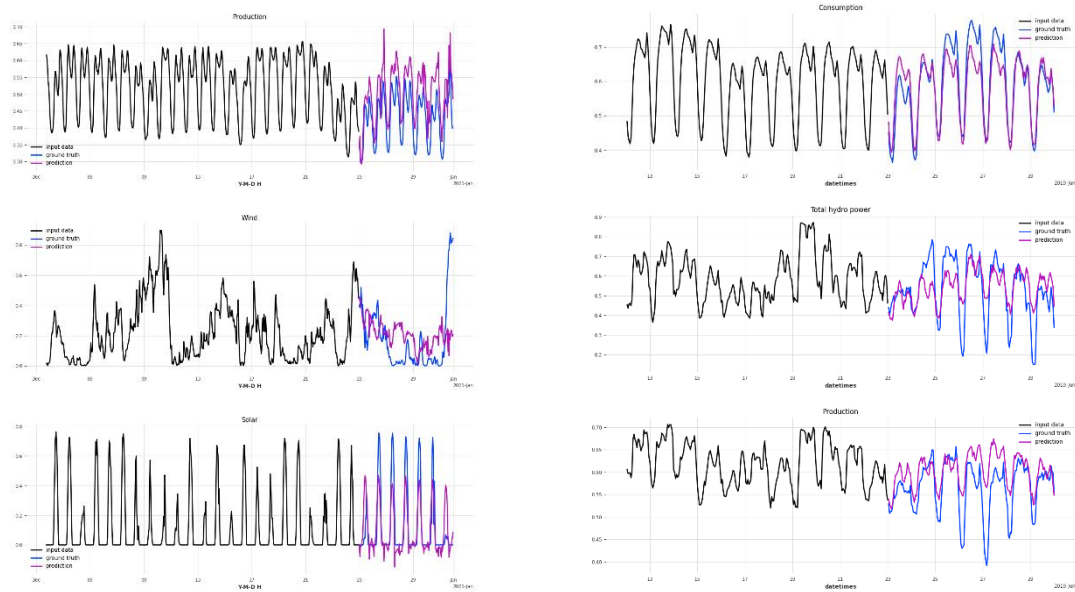


Figure 4. Prediction graphs for data from 2020 (left) and 2019(right)

Table 1. Numerical errors of prediction for data from 2020 (up) and 2019(down)

Prediction series	MAE	MSE
Production	0.074090	0.006416
Wind	0.091468	0.020600
Solar	0.156717	0.043977

Prediction series	MAE	MSE	MAPE
Hydro Power	0.082854	0.012151	21.85584
Production	0.041335	0.002922	7.921187
Consumption	0.037352	0.002148	6.132026

8 CONCLUSION

We presented an application of a state-of-the-art neural network on actual energy production and consumption data from Serbia. Although the results look promising, they leave some open questions. What additional trends could be seen if the data were collected in the period of several years or even decades? Would a higher sampling frequency reveal some phenomena that are otherwise masked? In addition to water levels in reservoirs and meteorological data, what other parameters (covariates) would be important for prediction?

The idea for improving the used architecture is reflected in the fact that a tandem encoder-decoder is symmetrical (three blocks were used, which gave the best results) and that each block encodes everything it compresses information more, reminiscent of the well-known U-Net image segmentation network [15]. Mentioned network has a direct connection at each level of the convolutional pyramid so that information can bypass the compression process if necessary. That way the maximum of useful information is extracted from each input.

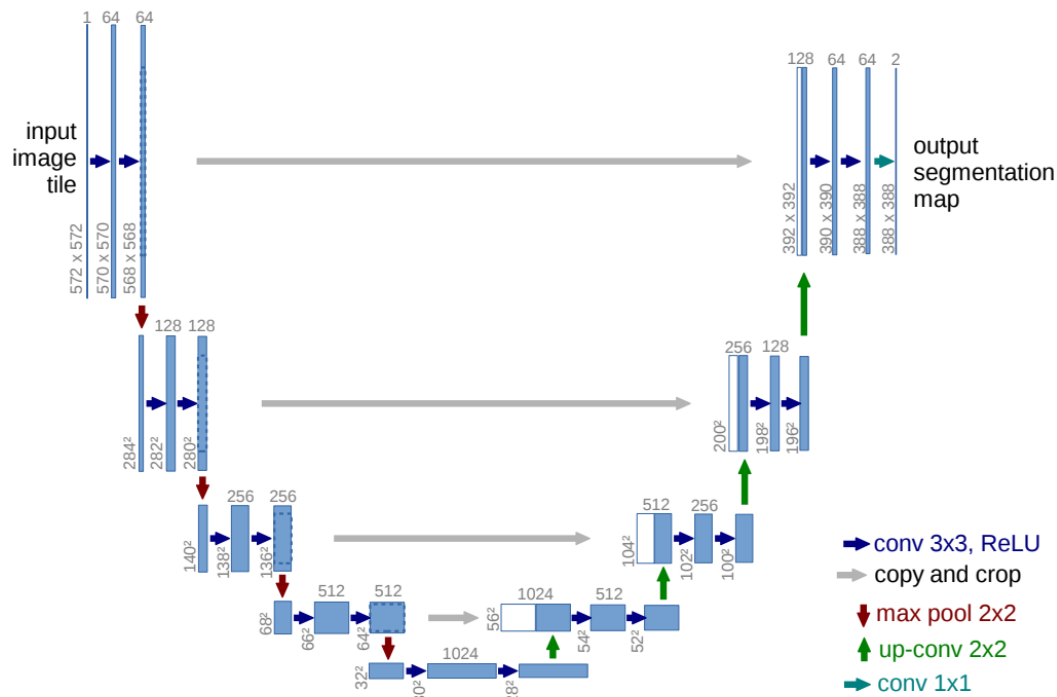


Figure 5. Overview of the U-Net neural network architecture⁶.

⁶ Source: U-Net <https://arxiv.org/abs/1505.04597>

9 LITERATURE

- [1] Abhimanyu Das, Weihao Kong, Andrew Leach, Shaan Mathur, Rajat Sen, Rose Yu (2023) Long-term Forecasting with TiDE: Time-series Dense Encoder. URL <https://arxiv.org/abs/2304.08424>
- [2] Taesung Kim, Jinhee Kim, Yunwon Tae, Cheonbok Park, Jang-Ho Choi, Jaegul Choo (2022) Reversible Instance Normalization for Accurate Time-Series Forecasting against Distribution Shift. URL <https://openreview.net/pdf?id=cGDAkQo1C0p>
- [3] Haoyi Zhou, Shanghang Zhang, Jieqi Peng, Shuai Zhang, Jianxin Li, Hui Xiong, and Wancai Zhang. (2021) Informer: Beyond efficient transformer for long sequence time series forecasting. In Proceedings of the AAAI conference on artificial intelligence. URL <https://arxiv.org/abs/2012.07436>
- [4] Tian Zhou, Ziqing Ma, Qingsong Wen, Xue Wang, Liang Sun, and Rong Jin. (2022) Fedformer: Frequency enhanced decomposed transformer for long-term series forecasting. In International Conference on Machine Learning, pages 27268–27286. PMLR. URL <https://arxiv.org/abs/2201.12740>
- [5] Haixu Wu, Jiehui Xu, Jianmin Wang, and Mingsheng Long. (2021) Autoformer: Decomposition transformers with auto-correlation for long-term series forecasting. Advances in Neural Information Processing Systems, 34: 22419–22430. URL <https://arxiv.org/abs/2106.13008>
- [6] Yuqi Nie, Nam H Nguyen, Phanwadee Sinthong, and Jayant Kalagnanam. (2022) A time series is worth 64 words: Long-term forecasting with transformers. International conference on learning representations. URL <https://arxiv.org/abs/2211.14730>
- [7] Bryan Lim, Sercan O. Arik, Nicolas Loeff, Tomas Pfister (2019) Temporal Fusion Transformers for Interpretable Multi-horizon Time Series Forecasting. URL <https://arxiv.org/abs/1912.09363>
- [8] Ashish Vaswani, Noam Shazeer, Niki Parmar, Jakob Uszkoreit, Llion Jones, Aidan N Gomez, Łukasz Kaiser, Illia Polosukhin. (2017) Attention is all you need. Advances in neural information processing systems, 30. URL <https://arxiv.org/abs/1706.03762>
- [9] David Salinas, Valentin Flunkert, Jan Gasthaus (2019) DeepAR: Probabilistic Forecasting with Autoregressive Recurrent Networks. URL <https://arxiv.org/pdf/1704.04110>
- [10] Ailing Zeng, Muxi Chen, Lei Zhang, Qiang Xu (2020) Are Transformers Effective for Time Series Forecasting? URL <https://arxiv.org/abs/2205.13504>
- [11] Boris N. Oreshkin, Dmitri Carpov, Nicolas Chapados, Yoshua Bengio (2020) N-BEATS: Neural basis expansion analysis for interpretable time series forecasting. URL <https://arxiv.org/abs/1905.10437>

- [12] Cristian Challu, Kin G. Olivares, Boris N. Oreshkin, Federico Garza, Max Mergenthaler Canseco, Artur Dubrawski (2022) N-HiTS: Neural Hierarchical Interpolation for Time Series Forecasting. URL <https://arxiv.org/abs/2201.12886>
- [13] Si-An Chen, Chun-Liang Li, Nate Yoder, Sercan O. Arik, Tomas Pfister (2023) TSMixer: An All-MLP Architecture for Time Series Forecasting. URL <https://arxiv.org/abs/2303.06053>
- [14] Julien Herzen, Francesco Lässig, Samuele Giuliano Piazzetta, Thomas Neuer, Léo Tafti, Guillaume Raille, Tomas Van Pottelbergh, Marek Pasieka, Andrzej Skrodzki, Nicolas Huguenin, Maxime Dumonal, Jan Kościsz, Dennis Bader, Frédéric Gusset, Mounir Benheddi, Camila Williamson, Michal Kosinski, Matej Petrik, Gaël Grosch (2022) Darts: User-Friendly Modern Machine Learning for Time Series. URL <https://jmlr.org/papers/v23/21-1177.htm>
- [15] Olaf Ronneberger, Philipp Fischer, Thomas Brox (2015) U-Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation. URL <https://arxiv.org/abs/1505.04597>

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.05](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.05)**D2.05****UTICAJ RAZVOJA VEŠTAČKE INTELIGENCIJE NA POTROŠNJU ELEKTRIČNE
ENERGIJE DATA CENTARA I EKOLOŠKI IZAZOVI****THE IMPACT OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE DEVELOPMENT ON DATA CENTER
POWER CONSUMPTION AND ENVIRONMENTAL CHALLENGES****Jelena Apostolović, Miljana Stojanović***

Kratak sadržaj: Razvoj veštačke inteligencije (AI – Artificial Intelligence) značajno povećava potrebu za računarskim resursima, što direktno utiče na povećanje potrošnje električne energije u data centrima. Rast energetske potrošnje u data centrima zahteva efikasnije sisteme hlađenja, koji dodatno povećavaju potrošnju vode i električne energije i opterećuju ekološki sistem. Ovaj trend postavlja izazove u pogledu održivosti i smanjenja ekološkog otiska (karbonski, vodeni i infrastrukturalni). Optimizacija energetskih sistema i primena naprednih tehnologija ključni su za smanjenje spomenutih negativnih uticaja. Integracija pametnih sistema upravljanja resursima može doprineti boljoj kontroli potrošnje energije i vode, a efikasniji dizajn infrastrukture omogućava smanjenje gubitaka i povećanje pouzdanosti. Inženjerska rešenja treba da se fokusiraju na balans između rasta AI kapaciteta i očuvanja životne sredine. Primena obnovljivih izvora energije i inovativnih metoda hlađenja postaje sve važnija. Budućnost data centara zavisi od razvoja održivih i energetski efikasnih modela, a strateški prioritet je obezbeđenje stabilnih performansi uz minimizaciju ekoloških posledica. U radu će biti razmotrena poređenja i razlike klasičnih data centara i AI data centara, uticaji rastućih AI zahteva na potrošnju električne energije, kao i njihov uticaj na ekološki otisak. Takođe, biće razmotrene prednosti i „mane“ AI data centara kroz različita rešenja.

Ključne reči: AI, Data Centar, potrošnja električne energije, ekološki otisak

Abstract: The rapid development of artificial intelligence (AI) significantly increases the demand for computing resources, directly influencing the rise in power consumption in data centers. The growing energy demands of data centers require more efficient cooling systems, which further increase water and power consumption and place additional strain on the environmental system. This trend presents challenges in terms of sustainability and reducing the environmental footprint (carbon, water, and infrastructure-related). Optimizing energy systems and implementing advanced technologies are key to mitigating these negative impacts.

* Jelena Apostolović, ENEL PS, jelena.apostolovic@enelps.com
Miljana Stojanović, ENEL PS, miljana.stojanovic@enelps.com

The integration of smart resource management systems can contribute to better control of energy and water consumption, while more efficient infrastructure design enables the reduction of losses and increased reliability. Engineering solutions should focus on balancing the expansion of AI capacity with environmental preservation. The adoption of renewable energy sources and innovative cooling methods is becoming increasingly important. The future of data centers depends on the development of sustainable and energy-efficient models, with the strategic priority of ensuring stable performance while minimizing environmental consequences. This paper will examine the comparisons and differences between traditional data centers and AI data centers, the impact of increasing AI demands on power consumption, and their effect on the environmental footprint. Additionally, the advantages and "challenges" of AI data centers will be analysed through various solutions.

Key words: *AI, Data Center, power consumption, environmental footprint*

1 UVOD

Razvoj veštačke inteligencije (AI) u periodu od 2015 do 2024 transformisao je različite industrijske sektore, omogućavajući napredne analize podataka, automatizaciju i optimizaciju složenih procesa. Sa porastom AI aplikacija, dolazi i do eksponencijalnog povećanja potrošnje električne energije u data centrima, što predstavlja izazov u kontekstu energetske efikasnosti i održivosti. Globalna potrošnja električne energije data centara već sada dostiže preko 200 TWh godišnje, a predviđanja ukazuju na značajan porast do 2030. godine.

Sa povećanjem AI radnih zadataka, tradicionalni modeli upravljanja energetske resursima postaju neodrživi. Pored velike potrošnje električne energije, dodatni ekološki izazovi uključuju povećanu potrošnju vode za hlađenje i emisije ugljen-dioksida, što stvara potrebu za inovativnim rešenjima u domenu energetske efikasnosti. Upravo se u ovom radu razmatraju mogućnosti optimizacije energetske potrošnje kroz primenu naprednih AI algoritama, integraciju obnovljivih izvora energije i poboljšanje sistema hlađenja.

Ovaj rad predstavlja stručnu analizu trenutnih trendova i tehnoloških rešenja u oblasti AI data centara, sa akcentom na optimizaciju energetske efikasnosti i smanjenje ekološkog otiska. Pored pregleda postojećih tehnologija, analiziraju se i budući pravci razvoja održivih AI data centara

Razvoj energetske efikasne AI data centara i njihov uticaj na ekološki otisak postali su predmet brojnih istraživanja u poslednjoj deceniji. Strubell et al. (2019) [1] analizirali su energetske potrebe dubokog učenja i predložili strategije za optimizaciju potrošnje. Google DeepMind (2018) [2] prikazao je upotrebu AI modela za smanjenje potrošnje energije u data centrima, dok su Masanet et al. (2020) [3] dali nove procene ukupne energetske potrošnje ovih objekata na globalnom nivou. Dalja istraživanja Evropske komisije (2020) ukazuju na potrebu za regulacijom i optimizacijom data centara kako bi se smanjila njihova potrošnja energije.

Cilj rada je da se analiziraju izazovi i rešenja u vezi sa potrošnjom električne energije AI data centara, kao i njihov uticaj na ekološki otisak. Poseban akcenat stavljen je na implementaciju tehnoloških inovacija koje mogu doprineti smanjenju ukupnog ekološkog uticaja ovih sistema.

Rad je organizovan na sledeći način:

- **Poglavlje 2** prikazuje razliku između klasičnih i AI data centara, naglašavajući njihove specifične potrebe i izazove.
- **Poglavlje 3** analizira potrošnju energije i ekološki otisak AI data centara.
- **Poglavlje 4** razmatra tehnologije i strategije za optimizaciju energetske efikasnosti.
- **Poglavlje 5** istražuje energetska održivost i buduće trendove AI data centara, uključujući inovacije u hlađenju i korišćenje obnovljivih izvora energije.
- **Poglavlje 6** donosi zaključke i preporuke za buduća istraživanja u ovoj oblasti.

2 RAZLIKE IZMEĐU KLASIČNIH I AI DATA CENTARA

Razvoj AI tehnologija donosi nove izazove u radu data centara, značajno ih razlikujući od klasičnih data centara koji su dizajnirani za tradicionalne IT operacije. Sa porastom upotrebe AI modela, potreba za naprednim hardverskim i softverskim rešenjima postaje ključna za dalji razvoj ove industrije.

2.1 Klasični data centri

Klasični data centri su infrastrukturni objekti optimizovani za standardne IT radne zadatke kao što su skladištenje podataka, pružanje usluga smeštaja (hostovanje) aplikacija i pružanje usluge u oblaku (cloud servisa). Ovi data centri koriste centralne procesorske jedinice (CPU) kao dominantne komponente i oslanjaju se na standardne metode hlađenja i distribucije toplotne energije.

Osnovne karakteristike klasičnih data centara:

- Koriste CPU kao primarni izvor računarske snage.
- Standardni sistemi hlađenja zasnovani na vazдушnom protoku i klimatizaciji.
- Relativno ujednačena potrošnja energije.
- Optimizovani za širok spektar poslovnih aplikacija.

2.2 AI data centri

AI data centri su specijalizovani objekti prilagođeni intenzivnim računarskim procesima potrebnim za obuku i izvođenje AI modela. Ovi centri koriste grafičke procesore (GPU), tenzorske procesore (TPU) i čipove za ubrzano procesiranje podataka (FPGA). Zbog znatno većih zahteva u vezi sa obradom podataka, AI data centri imaju drugačiju arhitekturu i sistem napajanja u odnosu na tradicionalne data centre.

Upotreba AI značajno menja dizajn i izgradnju data centara:

- **Raste potreba za modularnim dizajnom** – Fleksibilne arhitekture koje omogućavaju brzu skalabilnost AI resursa.
- **Povećana gustina serverskih ormara** – AI procesiranje zahteva veće snage po reku, često prelazeći 50 kW po rack-u (naspram 5-10 kW u klasičnim data centrima).
- **Rastu ulaganja u obnovljive izvore energije** – Kako bi se smanjio ugljeni otisak AI data centara.

- **Inovacije u hlađenju** – Direktno tečno hlađenje čipova postaje standard.

Najnapredniji AI data centri koriste energetske efikasne tehnologije i obnovljive izvore energije, kao i napredne AI modele za optimizaciju energetske efikasnosti smanjujući time potrošnju energije za hlađenje i do 40%.

2.3 Razlike AI u odnosu na klasične data centre

Ključne razlike između klasičnih i AI data centara:

- **Veća gustina računarskih resursa** – AI modeli zahtevaju paralelnu obradu podataka, što povećava potrebu za specijalizovanim hardverom.
- **Eksponencijalno veća potrošnja energije** – GPU i TPU troše više energije u poređenju sa CPU-ima.
- **Napredni sistemi hlađenja** – U AI data centrima se sve češće koriste tečno hlađenje i hibridni sistemi zbog visoke toplotne disipacije.
- **Optimizacija putem AI upravljanja** – AI algoritmi se koriste za praćenje potrošnje energije i optimizaciju radnog opterećenja u realnom vremenu.

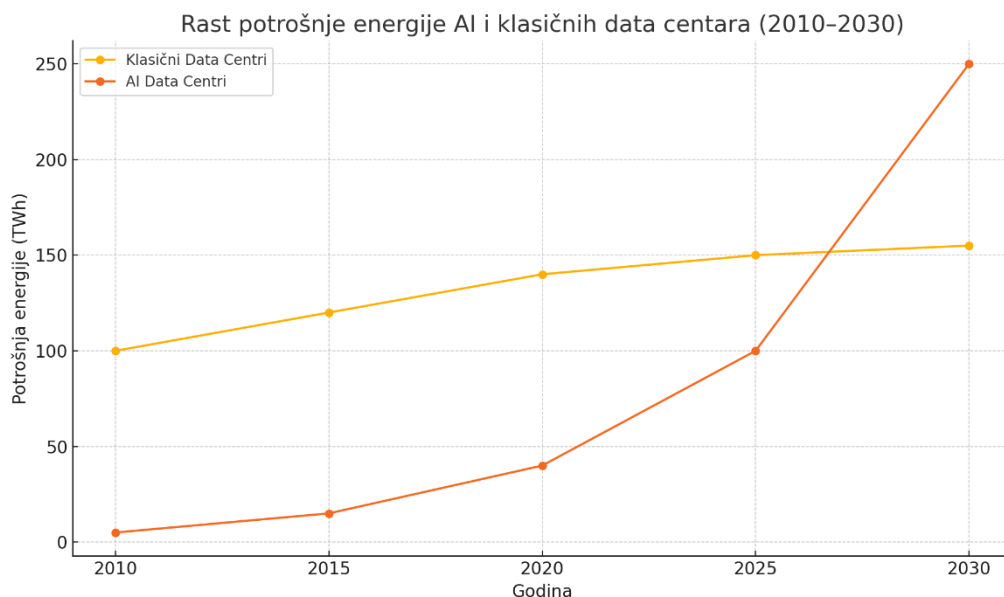
Prema istraživanjima Uptime Institute [4], do 2030. godine više od 50% novih data centara biće specijalizovano za AI obradu podataka, dok će potrošnja energije AI data centara porasti za 160%. Ove promene zahtevaju nove strategije održivosti i optimizacije potrošnje resursa.

Sledeće poglavlje detaljnije analizira potrošnju energije i ekološki otisak AI data centara.

2.4 Dijagram rasta potrošnje energije AI data centara

Na slici 1 prikazan je predviđeni rast potrošnje energije AI data centara u poređenju sa klasičnim data centrima od 2010. do 2030. godine.

Slika1: Dijagram rasta potrošnje energije AI i klasičnih data centara



Sa slike 1 se može videti da klasični data centri beleže postepeni porast potrošnje energije, ali ostaju relativno stabilni u poređenju sa AI data centrima. AI data centri doživljavaju eksponencijalni rast potrošnje energije, sa naglim povećanjem u periodu 2020-2030. godine. Ovaj trend ukazuje na potrebu za unapređenjem energetske sistema, efikasnijih metoda hlađenja i upotrebom obnovljivih izvora energije kako bi se smanjio ekološki otisak.

Sledeće poglavlje detaljnije analizira potrošnju energije i ekološki otisak AI data centara.

3 POTROŠNJA ENERGIJE I EKOLOŠKI OTISAK AI DATA CENTARA

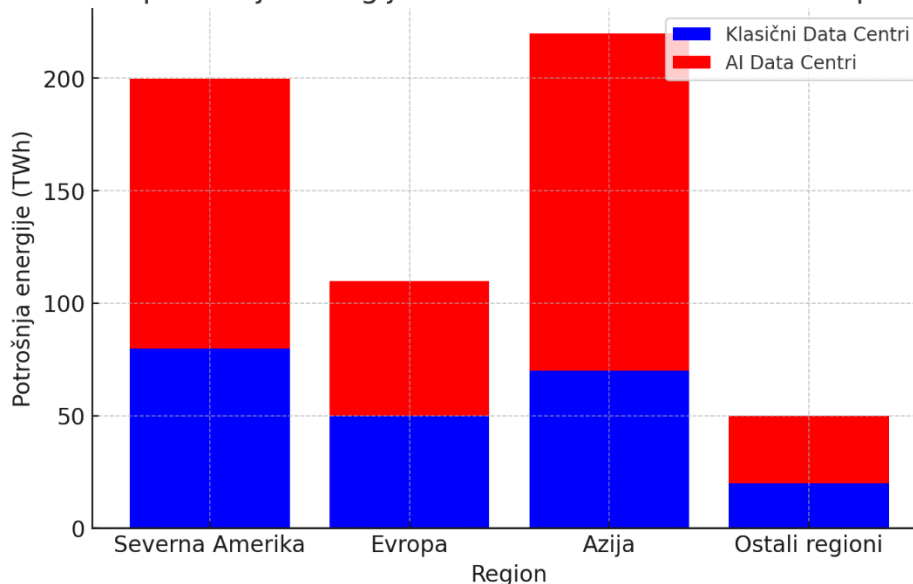
Eksponencijalni rast AI tehnologija dovodi do značajnog povećanja energetske potrošnje u data centrima. AI aplikacije poput velikih jezičkih modela (npr. ChatGPT, DALL-E) i sistema za autonomnu vožnju zahtevaju ogromne računarske resurse, što rezultira visokom potrošnjom električne energije i povećanim ekološkim otiskom.

3.1 Povećana potrošnja energije AI data centara

Prema istraživanju Uptime Institute [4], do 2030. godine očekuje se da AI data centri troše **preko 250 TWh godišnje**, što je rast od preko **160%** u odnosu na trenutnu potrošnju. Veliki AI modeli, poput onih koje koriste Google, OpenAI i Meta, troše značajno više energije po jedinici obrade podataka u poređenju sa tradicionalnim aplikacijama.

Na slici 2 prikazana je predviđena potrošnja energije AI i klasičnih data centara po regionima do 2030. godine. Kao što se vidi, Azija i Severna Amerika su vodeći regioni u potrošnji energije AI data centara, dok Evropa teži regulaciji i energetskej efikasnosti. Očekuje se da će i ostali regioni u narednoj deceniji povećati ulaganja u AI infrastrukturu, što će dodatno povećati globalnu potrošnju energije.

Predviđena potrošnja energije AI vs. klasičnih data centara po regionima



Slika 2: Dijagram potrošnje energije Ai i klasičnih data centara po regionima

Glavni razlozi za povećanu potrošnju električne energije uključuju obuku AI modela, inferenciranje tj. izvođenje modela, kao i hlađenje i upravljanje infrastrukturom.

Trening kompleksnih modela uključuje obradu ogromne količine podataka kroz složene algoritme i može zahtevati hiljade GPU-ova koji rade simultano, povećavajući energetske potrebe. Nakon treniranja, AI modeli zahtevaju značajnu kontinuiranu procesorsku snagu za izvođenje zadataka u realnom vremenu. Povećana gustina serverskih rekova i veća disipacija toplote, zbog intenzivnog rada servera, zahtevaju efikasnije metode hlađenja. Sistem za hlađenje je ključan za održavanje optimalne temperature, što dodatno povećava potrošnju energije.

3.2 Karbonski i vodeni otisak AI data centara

AI data centri imaju značajan **karbonski otisak**, jer mnogi još uvek koriste energiju iz fosilnih goriva. Istraživanja pokazuju da **obuka modela poput GPT-3 emituje oko 552 tone CO₂**, što je ekvivalent godišnjoj emisiji **123 automobila na benzin**.

Pored ugljeničnog otiska, **vodeni otisak** AI data centara postaje ključni problem. Sistemi hlađenja velikih objekata troše milione litara vode godišnje, posebno u oblastima sa visokim temperaturama i sušnim klimama.

Na primer:

- **AI data centri** u Arizoni koriste inovativne sisteme reciklaže vode kako bi smanjili potrošnju.
- **AI data centar** u Holandiji koristi vetroenergiju i kišnicu za hlađenje kako bi minimizirao ekološki otisak.

3.3 Poređenje potrošnje energije AI i klasičnih data centara

Tabela I: Predviđena razlika u potrošnji električne energije između klasičnih i AI data centara

Godina	Klasični data centri (TWh)	AI data centri (TWh)
2010	100	5
2015	120	15
2020	140	40
2025	150	100
2030	155	250

Kako se vidi iz tabele I, AI data centri preuzimaju sve veći udeo u ukupnoj potrošnji energije, što postavlja izazove za održivost industrije.

3.4 Uticaj na infrastrukturu i održivost

Kako bi se smanjio negativan uticaj AI data centara na životnu sredinu, kompanije razvijaju sledeće strategije:

- **Optimizacija AI modela** – Smanjenje energetske potrebe kroz efikasnije algoritme.
- **Obnovljivi izvori energije** – Korišćenje solarnih i vetroelektrana za napajanje data centara.
- **Napredni sistemi hlađenja** – Direktno tečno hlađenje smanjuje potrošnju vode i energije.
- **Reciklaža otpadne toplote** – Ponovna upotreba toplotne energije u lokalnim zajednicama.

Sledeće poglavlje razmatra tehnologije koje mogu poboljšati energetske efikasnost AI data centara.

4 TEHNOLOGIJE I STRATEGIJE ZA OPTIMIZACIJU ENERGETSKE EFIKASNOSTI AI DATA CENTARA

Kako bi se smanjila ogromna potrošnja energije i ekološki otisak AI data centara, sve veći fokus se stavlja na implementaciju naprednih tehnologija i strategija energetske efikasnosti.

4.1 Optimizacija energetske infrastrukture AI data centara

Energetska infrastruktura AI data centara značajno se razlikuje od klasičnih data centara. Visoka gustina računarskih resursa i potrebe za neprekidnom obradom podataka nameću nove zahteve za projektovanje elektroenergetskih sistema.

Ključni elementi energetske infrastrukture AI data centara uključuju:

- **UPS (neprekidni izvori napajanja)** – Obezbeđuje stabilno napajanje i sprečava prekide rada AI sistema koji bi mogli dovesti do gubitaka podataka i prekida u funkcionisanju aplikacija.
- **Sistemi za rezervno napajanje** – Većina AI data centara koristi napredne baterijske sisteme (kao što su litijum-jonske baterije) umesto tradicionalnih dizel električnih agregata, čime se smanjuje emisija CO₂ i operativni troškovi.
- **Optimizacija distribucije energije (PUE - Power Usage Effectiveness)** – PUE je ključna metrika u ocenjivanju efikasnosti data centara. AI omogućava precizno praćenje i prilagođavanje potrošnje energije u realnom vremenu, smanjujući nepotrebne gubitke.
- **Pametne mreže i automatizovani sistemi upravljanja napajanjem** – AI može optimizovati raspodelu opterećenja između serverskih čvorova kako bi smanjio energetske intenzitet rada.

4.1 Potrošnja energije u AI data centrima – analiza komponenata

AI data centri troše znatno više energije od klasičnih data centara zbog povećane potrebe za računanjem, skladištenjem podataka i naprednim metodama hlađenja.

Glavni izvori potrošnje električne energije u AI data centrima su:

- **Procesori (CPU, GPU, TPU, FPGA)** – GPU i TPU čipovi troše i do 10 puta više energije po jedinici obrade u poređenju sa klasičnim CPU-ima. A100 GPU, na primer, može imati potrošnju veću od **400 W po čipu**, što je značajno više od standardnog server CPU-a.
- **Memorijski sistemi i skladištenje (SSD, NVMe, RAM moduli)** – Brza memorijska rešenja povećavaju efikasnost, ali zahtevaju sofisticirane strategije hlađenja zbog generisanja toplote pri velikim brzinama obrade podataka.
- **Hlađenje i klimatizacija** – AI data centri troše do **40% ukupne energije samo na hlađenje**, jer serverske sobe sa visokom gustinom uređaja generišu veliku količinu toplote.

Uzimajući u obzir ove faktore, industrijski lideri razvijaju inovativne metode za optimizaciju potrošnje energije i smanjenje ukupnog ekološkog otiska AI data centara.

4.2 Modularna i fleksibilna infrastruktura

Kako bi se omogućila optimizacija energetske efikasnosti, sve više data centara koristi modularne sisteme koji omogućavaju bolju prilagodljivost i optimizaciju resursa u skladu sa trenutnim potrebama korisnika.

Glavne komponente modularne infrastrukture uključuju:

- **Modularni dizajn** – Omogućava fleksibilno skaliranje kapaciteta prema potrebama AI radnih opterećenja. Umesto velikih centralizovanih objekata, kompanije sada razvijaju **modularne servere** koji se mogu lako nadograđivati i optimizovati prema trenutnim zahtevima aplikacija.
- **DCIM (Data Center Infrastructure Management)** – Softverski alati omogućavaju praćenje ključnih parametara rada data centra, uključujući temperaturu, potrošnju energije, vlažnost, protok vazduha i efikasnost hlađenja, što omogućava brzo uočavanje potencijalnih problema. Automatizovane AI platforme koriste DCIM za predviđanje i sprečavanje preopterećenja serverskih rekova, kvarove opreme ili druge kritične situacije.
- **Hibridni sistemi napajanja** – Kombinacija obnovljivih izvora energije sa mrežnim napajanjem omogućava balansiranje potrošnje i smanjenje oslanjanja na fosilna goriva.

Upotrebom modularnih i fleksibilnih rešenja, AI data centri postaju prilagodljiviji, energetski efikasniji i sposobni da odgovore na rastuće zahteve tržišta.

4.3 Budućnost energetski efikasnih AI data centara

S obzirom na sve veću potrebu za energetski održivim rešenjima, AI data centri sve više uvode inovacije koje će oblikovati njihovu budućnost.

Neki od ključnih pravaca razvoja uključuju:

- **Pametni energetski sistemi** – Upotreba AI za balansiranje potrošnje energije u realnom vremenu. Očekuje se da će do 2030. godine preko 50% globalnih data centara koristiti AI sisteme za automatsku optimizaciju potrošnje energije.
- **Reciklaža otpadne toplote** – AI data centri mogu koristiti viškove generisane toplote za zagrevanje objekata u blizini, čime se smanjuju ukupni energetski troškovi. Na primer, data centar u Danskoj već koristi otpadnu toplotu za grejanje lokalnih zajednica.
- **Integracija AI i pametnih gradova** – Budući AI data centri biće ključni za optimizaciju distribucije energije u pametnim gradovima, omogućavajući bolju iskorišćenost solarne i vetroenergije.
- **Razvoj novih materijala i rashladnih tečnosti** – Tradicionalni rashladni sistemi sve više ustupaju mesto tečnim rashladnim sistemima sa ultra-niskim koeficijentima trenja, smanjujući potrošnju energije za hlađenje za čak **30%**.

Sa obzirom na rastuću potrebu za AI procesima, energetska efikasnost i optimizacija infrastrukture postaće ključni faktori u razvoju sledeće generacije AI data centara.

4.4 Korišćenje AI za optimizaciju potrošnje energije

Napredni AI algoritmi se koriste za praćenje i optimizaciju potrošnje energije u realnom vremenu:

- **DeepMind AI sistem** smanjuje potrošnju energije za hlađenje za 40% korišćenjem prediktivne analize temperatura.
- **Automatska regulacija napajanja** – AI omogućava inteligentnu distribuciju resursa, smanjujući potrošnju energije tokom perioda manje aktivnosti i osiguravajući da se dodatni resursi brzo aktiviraju tokom perioda intenzivnog rada, čime se optimizuje ravnoteža između uštede energije i performansi.

4.5 Održive strategije napajanja

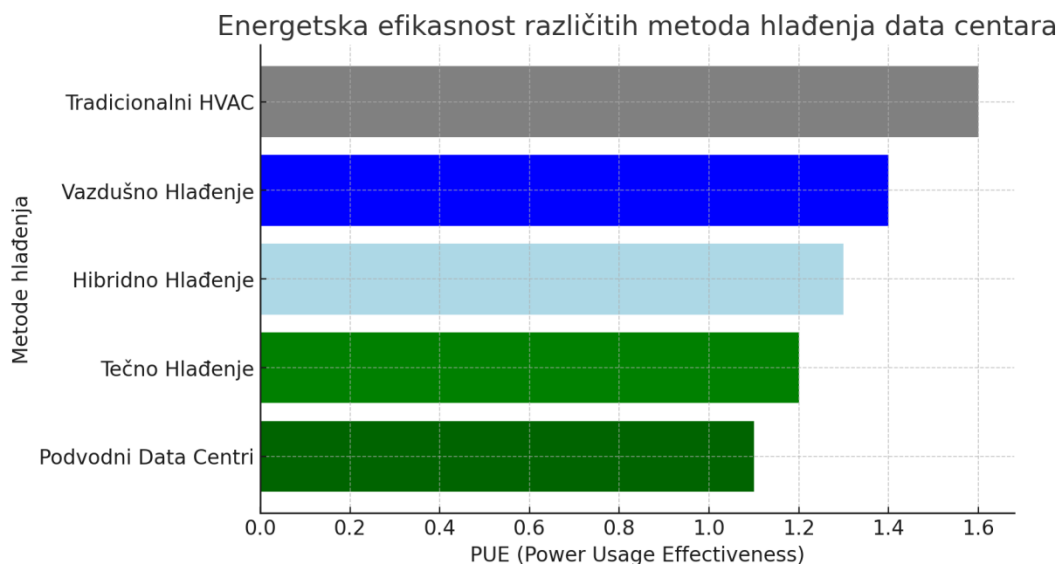
Obnovljivi izvori energije postaju ključni deo energetske strategije AI data centara:

- **Solarne i vetroelektrane** – Mnoge velike kompanije ulažu u solarne farme za napajanje svojih data centara.
- **Upotreba baterijskih skladišta** – Integracija baterijskih sistema smanjuje oslanjanje na neobnovljive izvore energije.
- **Kombinacija više izvora energije** – Hibridni sistemi koji kombinuju solarnu energiju, vetroelektrane i nuklearnu energiju za stabilno napajanje.

4.6 Inovacije u hlađenju

Hlađenje predstavlja jedan od najvećih izazova u radu data centara, jer može činiti i do **40% ukupne potrošnje energije**. Razvoj novih metoda hlađenja ima za cilj povećanje energetske efikasnosti i smanjenje ekološkog otiska AI data centara.

Na slici 3 prikazana je **energetska efikasnost različitih metoda hlađenja**, izražena kroz **PUE (Power Usage Effectiveness)**, gde niža vrednost označava bolju efikasnost.



Slika 3: Energetska efikasnost različitih metoda hlađenja

- **Tradicionalni HVAC sistemi** imaju najvišu PUE vrednost (1.6), što znači da su **najmanje energetski efikasni** i troše dosta dodatne energije na klimatizaciju.
- **Vazdušno hlađenje** (PUE 1.4) koristi protok vazduha kroz data centar, ali i dalje zahteva značajnu količinu energije.
- **Hibridno hlađenje** (PUE 1.3) kombinuje vazdušno i tečno hlađenje, čime se smanjuju gubici energije.
- **Tečno hlađenje** (PUE 1.2) koristi direktno hlađenje procesora i serverskih jedinica pomoću rashladnih tečnosti, što omogućava **znatno manju potrošnju energije**.
- **Podvodni data centri**, još uvek u eksperimentalnoj fazi, (PUE 1.1) koriste prirodno hlađenje okeana ili dubokih voda, čime se eliminiše potreba za aktivnim rashladnim sistemima i postiže **najveća efikasnost**.

4.7 Budućnost metoda hlađenja

U budućnosti, data centri će sve više koristiti inovativne metode hlađenja, uključujući:

- **Direktno tečno hlađenje čipova** – omogućava efikasno odvođenje toplote direktno sa čipova, korišćenjem specijalizovanih električno neprovodnih termalnih tečnosti, i niže PUE vrednosti.

- **Podvodni data centri** – smanjuju operativne troškove i eliminišu potrebu za dodatnim hlađenjem.
- **Reciklaža otpadne toplote** – omogućava korišćenje toplotne energije za grejanje objekata.

Ove inovacije će omogućiti smanjenje ukupne energetske potrošnje AI data centara, čineći ih održivijim i ekološki prihvatljivijim.

4.8 Studije slučaja energetske efikasne AI data centara

Neke od vodećih kompanija već implementiraju održiva rešenja:

- Oslanjaju se na 100% obnovljive izvore energije i koriste napredne sisteme za upravljanje otpadnom toplotom.
- Koriste DeepMind AI za optimizaciju potrošnje energije i tačno hlađenje.
- Implementiraju AI sisteme za kontrolu temperature i smanjenje potrošnje vode.

Razvoj i implementacija ovih strategija ključni su za budućnost održivih AI data centara. Sledeće poglavlje sumira glavne nalaze rada i daje preporuke za dalja istraživanja.

5 ENERGETSKA ODRŽIVOST I BUDUĆI TRENDVI AI DATA CENTARA

Sa rastom AI tehnologija, potreba za energetski efikasnim rešenjima postaje sve važnija. Održivi AI data centri nisu samo ekološki prihvatljivi, već i dugoročno smanjuju operativne troškove. Ovo poglavlje istražuje **buduće pravce razvoja AI data centara u kontekstu održivosti, uštede energije i inovativnih tehnologija.**

5.1 Uloga AI u energetske efikasnosti

AI se ne koristi samo za računarske zadatke, već i za optimizaciju same infrastrukture data centara. Ključne primene uključuju:

- **Prediktivna analiza potrošnje energije** – AI može predvideti kada su pikovi u potrošnji i prilagoditi kapacitete u skladu s tim.
- **Automatizovana kontrola hlađenja** – Sistem može automatski prilagoditi rashladne sisteme kako bi smanjio potrošnju energije.
- **Inteligentna distribucija radnih opterećenja** – AI može rasporediti obrade na manje opterećene serverske čvorove kako bi smanjio ukupnu potrošnju energije.

5.2 Primena obnovljivih izvora energije u AI data centrima

Zbog ogromne potrošnje električne energije, sve više AI data centara prelazi na obnovljive izvore energije. Glavne strategije uključuju:

- **Solarni paneli na lokaciji data centra** – Neki data centri koriste solarnu energiju za deo svojih operacija.

- **Vetroelektrane kao primarni izvor napajanja** – Neki data centri ulažu u vetroparkove kako bi snabdeli svoje AI centre čistom energijom.
- **Geotermalna energija i energetska skladišta** – Razvijaju se hibridna rešenja koja kombinuju više obnovljivih izvora energije sa naprednim baterijskim sistemima.

Tabela II: Procenat AI data centara koji koriste obnovljive izvore energije

Obnovljivi izvori energije (%)	Glavni izvor napajanja
90%	Solarne elektrane
80%	Vetroelektrane
100%	Solarni i vetroparkovi
50%	Mešavina obnovljivih izvora

5.3 Budućnost dizajna AI data centara

Buduće AI data centre karakterisaće:

- **Samostalni moduli i vertikalna integracija** – Fleksibilni dizajni koji omogućavaju dodavanje novih servera bez potrebe za dodatnim energetske prilagođavanjima.
- **Povećanje efikasnosti upotrebom hlađenja tečnim azotom ili CO₂** – Ove inovacije mogu smanjiti energetske gubitke u hlađenju za više od 40%.
- **Razvoj podvodnih data centara** – već se testiraju podvodni AI centre koji koriste morsku vodu za prirodno hlađenje.

5.4 Regulatorna i standardizacija energetske efikasnosti

Sve veći pritisak vlada i međunarodnih organizacija znači da će budući AI data centri morati da poštuju strože propise:

- **EU Direktiva o energetske efikasnosti (EED)** – Od 2025. godine, AI data centri u EU biće obavezni da smanje emisiju CO₂ za 30%.
- **PUE standardi (Power Usage Effectiveness)** – Očekuje se da prosečna vrednost PUE u AI centrima do 2030. godine padne ispod 1,2, što znači znatno veću energetske efikasnost.
- **ISO standardi za zelene data centre** – Kompanije sve više implementiraju ISO 50001 standarde kako bi osigurale održivu potrošnju energije.

Tabela III: Usporedni prikaz PUE vrednosti AI data centara

Godina	Prosečan PUE (klasični DC)	Prosečan PUE (AI DC)
2020	1.5	1.4
2025	1.4	1.3
2030	1.3	1.2

6 ZAKLJUČAK

Brzi razvoj veštačke inteligencije doneo je značajne promene u načinu na koji se projektuju i koriste data centri. AI data centri troše znatno više energije u odnosu na tradicionalne IT infrastrukture, što ih čini ključnim faktorom u globalnoj energetskej potrošnji i ekološkom otisku. Potreba za efikasnijim sistemima napajanja, hlađenja i upravljanja resursima postaje sve izraženija.

Povećanje upotrebe AI u data centrima donosi izazove u pogledu energetske efikasnosti i ekološkog otiska. Da bi AI data centri ostali održivi, neophodno je usvojiti inovativne metode napajanja i hlađenja, kao i koristiti obnovljive izvore energije. Integracija naprednih AI sistema u upravljanje podacima može doprineti znatnoj uštedi energije i smanjenju ekološkog uticaja

6.1 Ključni nalazi rada

- **Potrošnja energije AI data centara** eksponencijalno raste, a predviđa se da će do 2030. godine AI infrastruktura trošiti preko **250 TWh godišnje**.
- **Energetska infrastruktura AI data centara** značajno se razlikuje od klasičnih modela, zahtevajući napredne UPS sisteme, optimizaciju distribucije energije i održive izvore napajanja.
- **Hlađenje predstavlja jedan od najvećih izazova** – tečno hlađenje i napredni algoritmi za regulaciju temperature ključni su za smanjenje energetske potrošnje.
- **Modularni dizajn i fleksibilnost infrastrukture** omogućavaju prilagođavanje kapaciteta u skladu sa zahtevima AI aplikacija, smanjujući ekološki otisak.
- **Smanjenje zavisnosti od fosilnih goriva** kroz pametne energetske mreže i integraciju sa obnovljivim izvorima energije.
- **Automatska regulacija AI infrastrukture** kako bi se smanjila potrošnja energije kroz upravljanje radnim opterećenjem i optimizaciju resursa.
- **Dalje inovacije u oblasti hlađenja** kako bi se povećala energetska efikasnost i smanjili operativni troškovi.

- **Razvoj podvodnih i samostalnih modula za AI data centre** kao odgovor na sve veću potrebu za računarstvom visokih performansi uz očuvanje energetske efikasnosti.

6.2 Preporuke za dalja istraživanja

S obzirom na globalni rast AI infrastrukture, potrebno je nastaviti istraživanja u sledećim oblastima:

- **Razvoj energetske efikasne AI procesora** – dalji napredak u razvoju TPU, FPGA i drugih specijalizovanih čipova može značajno smanjiti potrošnju energije.
- **Optimizacija energetske efikasnosti kroz upravljačke sisteme** – primena AI za analizu i predikciju potrošnje energije može poboljšati rad AI data centara.
- **Integracija AI data centara u pametne mreže i pametne gradove** – povezivanje AI infrastrukture sa obnovljivim izvorima energije i efikasnim upravljanjem potrošnjom i kapacitetima može omogućiti održiviji razvoj tehnologije.
- **Dodatna istraživanja o alternativnim metodama hlađenja** – napredne tehnike poput imerzivnog hlađenja mogu dodatno smanjiti energetske otisak AI data centara.
- **Povećanje regulatornog okvira i standardizacija** – razvoj novih propisa koji će osigurati da AI data centri imaju minimalan ekološki uticaj.
- **Razvoj strategija za reciklažu elektronskog otpada** – AI centri generišu veliku količinu tehnološkog otpada koji zahteva inovativna rešenja za reciklažu.

Iako razvoj veštačke inteligencije dovodi do povećanja potrošnje energije, istovremeno nudi alate i metode za njeno efikasnije upravljanje. Primenom naprednih energetske rešenja, optimizacijom AI modela i integracijom sa obnovljivim izvorima energije, moguće je unaprediti održivost AI infrastrukture. AI data centri predstavljaju ključni stub buduće digitalne ekonomije, ali njihov održivi razvoj zahteva inovacije, efikasnost i strateško planiranje. Održiva energetska rešenja postaće neizostavan deo svakog modernog AI data centra u budućnosti.

7 LITERATURA

- [1] **E. Strubell, A. Ganesh, A. McCallum**, "Energy and Policy Considerations for Deep Learning in NLP", Proceedings of the 57th Annual Meeting of the Association for Computational Linguistics, pp. 3645–3650, Florence, Italy, 2019.
- [2] **Google DeepMind (2017)**. Machine learning can boost the value of wind energy. Wired
- [3] **E. Masanet, A. Shehabi, N. Lei, S. Smith, J. Koomey**, "Recalibrating global data center energy-use estimates", *Science*, Vol. 367, No. 6481, pp. 984–986, 2020.
- [4] **Uptime Institute**, "Global Data Center Survey 2023: Five Trends Shaping the Future", Uptime Institute Report, 2023.

- [5] **U.S. Department of Energy (2021).** Data Center Energy Efficiency & Sustainability Best Practices. Energy.gov
- [6] **IEA (International Energy Agency) (2023).** Data Centres and Energy Demand: Global Trends & Future Scenarios. IEA Report
- [7] **ASHRAE (2022).** Guide on Data Center Cooling. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.
- [8] **Tesla AI Infrastructure Team (2023).** Dojo Supercomputer: AI Training at Scale. Tesla Research Publication
- [9] **Jones, N. (2018).** The AI revolution and its environmental cost. *Nature*, 563(7729), 182-185. DOI: 10.1038/d41586-018-07286-2

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.06](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.06)**D2.06****IMPLEMENTACIJA NOVOG SCADA/GMS SISTEMA U ELEKTROPRIVREDI
REPUBLIKE SRPSKE (ERS)****IMPLEMENTATION OF THE NEW SCADA/GMS SYSTEM IN THE ELECTRIC
POWER UTILITY OF REPUBLIKA SRPSKA****Nikola Jelić*, Milan Josifović, Nikola Jemuović, Goran Jakupović, Simo Bošnjak**

Kratak sadržaj: U ovom radu biće prikazan novi SCADA/GMS sistem Mješovitog Holdinga "Elektroprivreda Republike Srpske" (ERS) u Trebinju. Na početku, biće dat kratak opis sistema, uz pregled ključnih funkcionalnosti koje SCADA/GMS sistem treba da obezbedi. Zatim, biće opisana jedinstvena hardversko-softverska platforma koja je razvijena za potrebe efikasnog upravljanja elektroenergetskim sistemom. U daljem tekstu, biće razrađeni osnovni koncepti upravljanja sistemom, kao i detaljan pregled pojedinačnih komponenti koje čine njegovu celokupnu strukturu. Na kraju, biće predstavljeno na koji način implementacija ovog sistema doprinosi unapređenju procesa upravljanja elektroenergetskim sistemom, uz razmatranje mogućih pravaca daljeg razvoja i unapređenja sistema.

Ključne reči: AGC, LFC, Hijerarhijsko upravljanje

Abstract: This paper will present the new SCADA/GMS system developed and implemented for the needs of the Mixed Holding Company "Electric Power Utility of Republika Srpska" (ERS) in Trebinje. Initially, a brief description of the system will be provided, along with an overview of the key functionalities that the SCADA/GMS system is designed to ensure. Next, the unique hardware-software platform developed for efficient management of the power system will be described. The paper will then elaborate on the fundamental concepts of system management, as well as a detailed review of the individual components that make up its entire structure. Finally, the paper will demonstrate how the implementation of this system contributes to the improvement of power system management processes, along with an analysis of potential directions for further development and enhancement of the system.

Key words: SCADA, GMS (Generation Management System)

1 UVOD

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) i GMS (Generation Management System) sistemi predstavljaju ključne tehnologije u upravljanju i nadzoru elektroenergetskih sistema.

* Nikola Jelić, Institut Mihajlo Pupin - IMP Automatika, nikola.jelic@pupin.rs

SCADA sistem omogućava praćenje i kontrolu rada elektroenergetskih objekata u realnom vremenu, prikupljanje podataka sa terena i upravljanje uređajima na daljinu.

S druge strane, GMS sistem je specijalizovan za upravljanje proizvodnim jedinicama, počev od planskog sistema do same regulacije kako bi se odgovorilo na zahtev balansiranja sistema koji se dobija od nezavisnog operatera prenosne mreže NOSBIH.

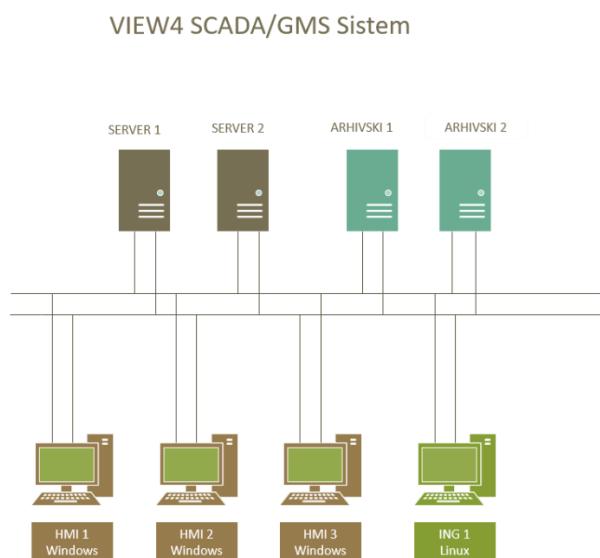
Za Elektroprivredu Republike Srpske (ERS) u Trebinju, GMS sistem je ključan u automatizaciji procesa regulacije proizvodnje električne energije u skladu sa promenama potrošnje i potrebama mreže. Ovaj sistem omogućava automatsko podešavanje proizvodnje električne energije u realnom vremenu, kako bi se obezbedila stabilnost mreže i efikasno korišćenje resursa. Kroz integraciju SCADA i GMS AGC sistema, Elektroprivreda Republike Srpske optimizuje upravljanje elektroenergetskom infrastrukturom, čime se poboljšava pouzdanost i efikasnost celokupnog elektroenergetskog sistema.

2 ARHITEKTURA

Arhitektura SCADA/GMS sistema za Elektroprivredu Republike Srpske u Trebinju zasnovana je na distribuiranom pristupu sa ciljem obezbeđivanja visoke dostupnosti i efikasnosti u upravljanju elektroenergetskim mrežama. Sistem se sastoji od dva glavna servera koji omogućavaju centralizovano upravljanje podacima i kontrolu procesa u realnom vremenu. Pored toga, dva arhivska servera služe za dugoročno čuvanje podataka, omogućavajući analizu istorijskih informacija i izveštaja, što je ključno za buduće planiranje i optimizaciju mreže.

Radne stanice, kojih ima tri, koriste se za operativno praćenje i interakciju sa sistemom, omogućavajući tehničkom osoblju da vrši nadzor, analizu i intervencije u realnom vremenu. Inženjerska radna stanica služi za naprednu konfiguraciju sistema, analizu podataka i razvoj novih funkcionalnosti, pružajući inženjerima alate za detaljno istraživanje i unapređenje sistema. Ova arhitektura omogućava visoku pouzdanost i fleksibilnost čineći sistem skalabilnim i spremnim za dalji razvoj i proširenje.

Na slici ispod prikazana je uprošćena arhitektura SCADA/GMS sistema u ERS Trebinju.



Slika 2.1: Uprošćena arhitektura sistema

2.1 Produkcioni serveri

Jezgro sistema CDS čine redundantni SCADA VIEW4 serveri na kojima su instalirane VIEW4 serverske komponente koje obuhvataju:

- podršku za komunikaciju po IEC 60870-5-104 protokolu
- generisanje događaja i alarmiranje
- arhiviranje trenutnih vrednosti veličina, preseka stanja i događaja
- izračunavanje vrednosti veličina prema definisanim izrazima

VIEW4 SCADA serveri su bazirani na standardnoj IMP VIEW4 SCADA platformi za dispečerske centre. Sve baze podataka, realizovane su na RDBMS MariaDB platformi na Linux operativnom sistemu [1].

2.2 Arhivski serveri

SCADA arhivski server se koristi za hostovanje MySQL kompatibilnog MariaDB servera relacionih baza. Relacione baze na ovom serveru koristi SCADA izveštajni podsistem (IPS). Na arhivskim serverima se nalaze baze trenutnih vrednosti (HISTORY), preseka stanja (SNAPSHOT) i baza događaja (EVENT). Za realizaciju ovih baza se koristi MariaDB tehnologija. Redundansa je obezbeđena korišćenjem Red Hat® Enterprise Linux® High Availability Suite (ovaj dodatak za visoku dostupnost dozvoljava da usluga pređe sa jednog čvora na drugi bez očiglednog prekida za klijente u klasteru, uklanjajući neispravne čvorove tokom prenosa kako bi se sprečilo oštećenje podataka) rešenja, dok se za sinhronizaciju podataka između ova dva servera koristi DRBD® (DRBD je distribuirani replikacioni sistem za skladištenje za Linux platformu).

2.3 Radne stanice

Koriste se dva tipa radnih stanica sa kojih se pristupa serverima:

- Inženjerska radna stanica, na kojoj se nalaze inženjerski alati za kreiranje baza podataka sistema, kreiranje izveštaja i dinamičkih prikaza, kao i test verzija VIEW4 SCADA/GMS servera, i
- Operatorska radna stanica, na kojoj se nalazi VIEW4 HMI paket za spregu korisnika sa VIEW4 sistemom, što uključuje prikaz dinamičkih slika, grafikona, izveštaja i alarmnih lista. Na dinamičkim prikazima se realizuju i dijalozi za izdavanje odgovarajućih komandi.

3 PREGLED FUNKCIONALNOSTI

3.1 VIEW4 SCADA

VIEW4 server je deo VIEW4 sistema koji obavlja funkcije:

- komunikacije
- obrade podataka
- arhiviranja
- rukovanja HMI komandama

3.1.1 Komunikacija

Koncept komunikacije u VIEW4 okruženju podrazumeva ostvarivanje veze sa jednim ili više udaljenih objekata (RTU, daljinske stanice) korišćenjem jednog ili više različitih prenosnih puteva (Port) implementirajući neki od podržanih komunikacionih protokola. Sve ove elemente objedinjuje jedan komunikacioni pravac. Za svaki komunikacioni pravac pokreće se nezavisan proces kojim se obavljaju sve akcije vezane za uspostavu i održavanje komunikacije [2].

Po tipu udaljenih objekata, VIEW4 sistem podržava komunikaciju sa:

- Daljinskim stanicama (RTU)
- Udaljenim centrima upravljanja

Komunikacija sa daljinskim stanicama je uglavnom master-slave tipa, gde VIEW4 komunikacioni server propituje periodično sve daljinske stanice na pravcu i prosleđuje im komande na zahtev operatera. Tipično korišćeni protokoli za komunikaciju sa daljinskim stanicama su:

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- IEC 61850
- DNP 3.0
- ModbusRTU
- ModbusTCP, i drugi

Komunikacija sa udaljenim centrima upravljanja podrazumeva mogućnost dvosmerne komunikacije između dva centra. Za ovaj tip komunikacije podržani su:

- IEC 60870-6 TASE2/ICCP
- IEC 60870-5-104 Server (samo slanje podataka i prijem komandi)
- IEC 60870-5-101 Slave (samo slanje podataka i prijem komandi)

3.1.2 Obrada podataka

Obrada veličina je osnovna funkcija VIEW4 server dela nadzorno-upravljačke aplikacije. Veličine se mogu podeliti na sledeće kategorije, na osnovu izvora podataka:

- Direktno
- Izračunate
- Procesirane

Prema vrednosti podatka u VIEW4 sistemu postoje sledeći tipovi veličina:

- Analogne
- Digitalne
- Brojačke
- Stringovi

Redovni ciklus obrade veličina podrazumeva sledeće korake:

- izračunavanje vrednosti
- postavljanje kvaliteta
- postavljanje vremenske oznake
- generisanje i distribuciju događaja

3.1.3 Arhiviranje

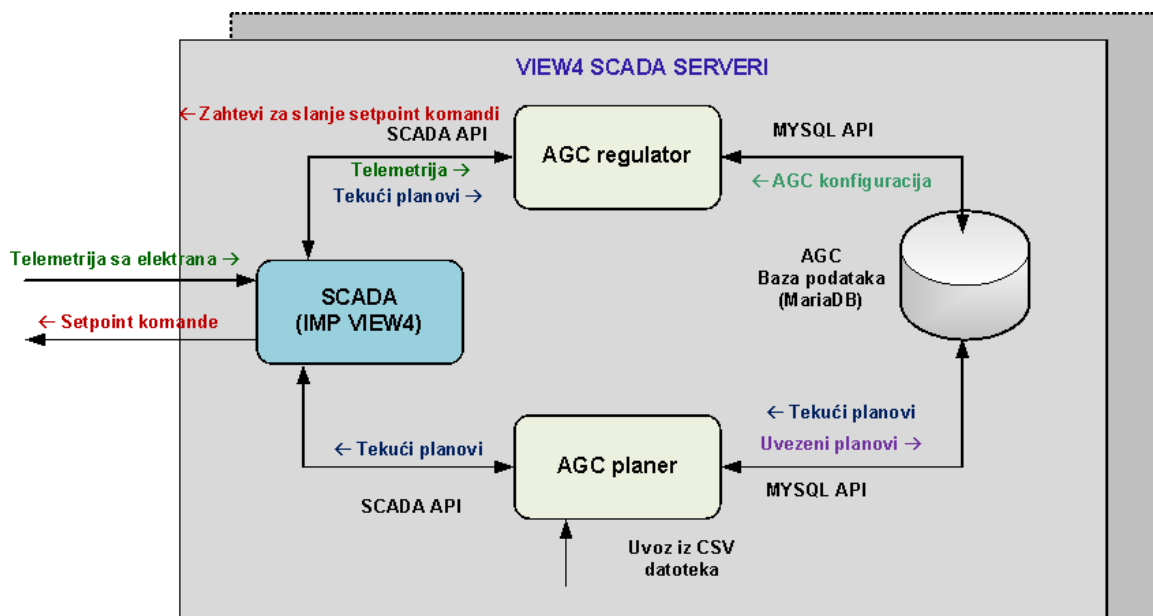
VIEW4 arhiver generiše sledeće tipove arhivskih zapisa:

- arhiva događaja
- arhiva vrednosti
- snimak vrednosti

3.2 GMS sistem

GMS sistem obuhvata sledeće celine:

- AGC planer, čija je uloga da učitava datoteke sa planovima koje su generisane od eksternog sistema i iste upiše u AGC bazu podataka. Na kraju sam modul ima ulogu čitanja trenutnih planova iz baze i prosleđivanje istih SCADA sistemu.
- AGC regulator, koji prikuplja informacije iz AGC baze podataka, kao i podatke iz SCADA-e (telemetriju i tekuće planove), na osnovu kojih vrši proračun regulacionih zahteva u vidu setpointa, koje dalje prosleđuje SCADA-i na slanje regulacionim jedinicama.
- AGC baza podataka, sadrži postavke konfiguracije sistema, modele elektrana, planove i druge ključne parametre za rad GMS sistema.

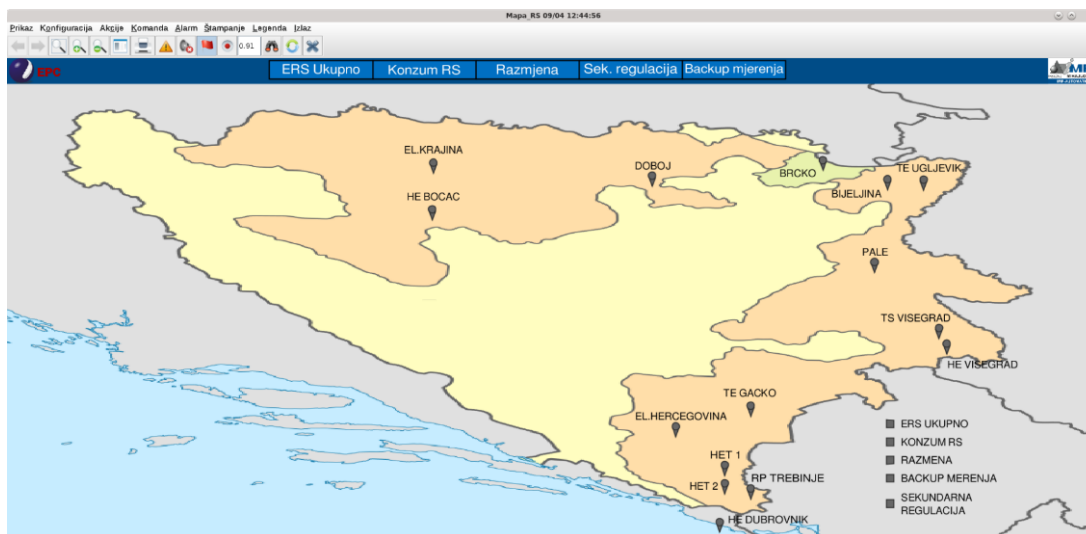


Slika 3.1: Pojednostavljena softverska arhitektura

4 KORISNIČKI INTERFEJSI

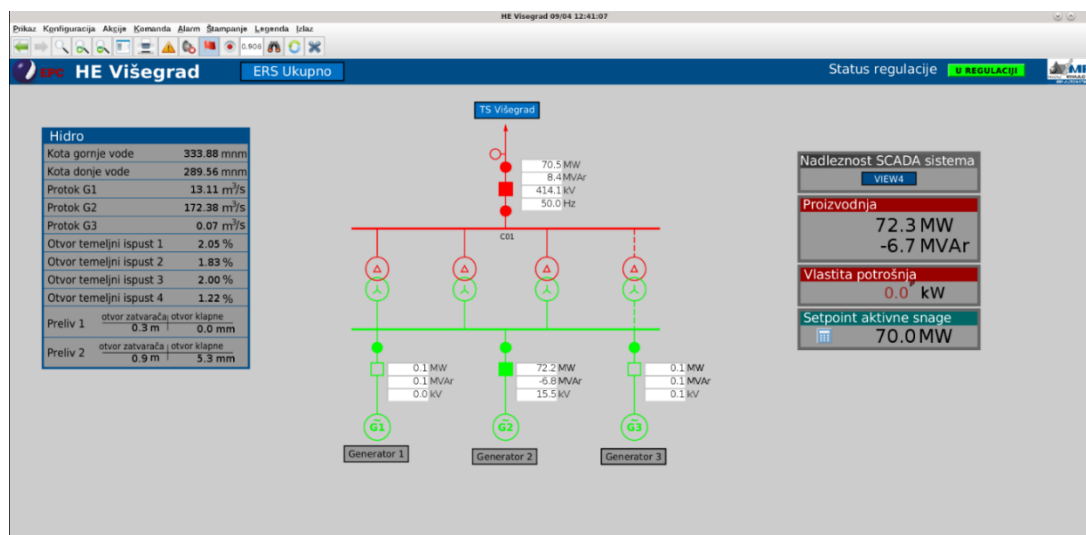
Korisnički interfejsi su prilagođeni krajnjem korisniku za lakši rad sa sistemom.

Jedan od prikaza je mapa_rs, sa koga dispečer može lako da pristupi ostalim prikazima (slika ispod). U zaglavlju se nalaze pozivi za slike koje su vezane za GMS deo sistema. Tačke na slici su aktivni linkovi koji pozivaju slike objekata.



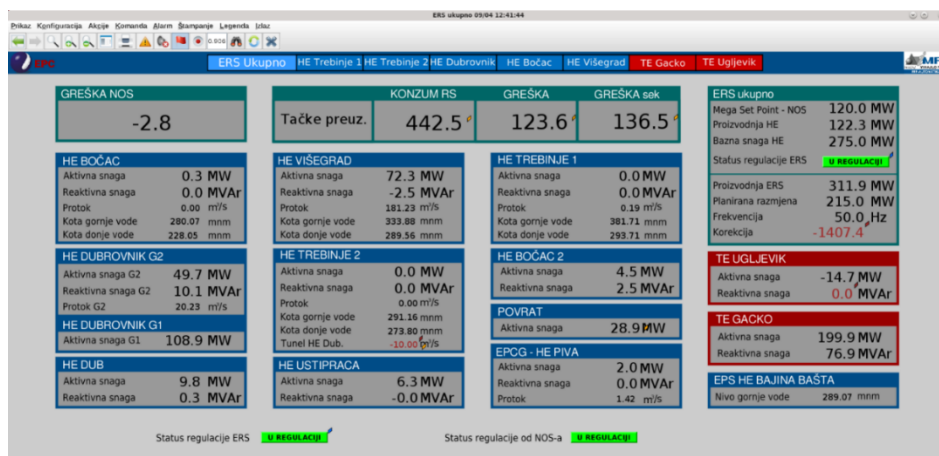
Slika 4.1: Mapa RS

Na narednom prikazu predstavljena je jednopolna šema jednog od regulacionih objekata sa kog je dispečeru omogućeno pregled kako stanja rasklopne opreme i pripadajućih merenja tako i stanje regulacije (da li je elektrana u regulaciji, setpoint i odziv elektrane) i nadležnosti SCADA sistema (izbor između novog i starog sistema).

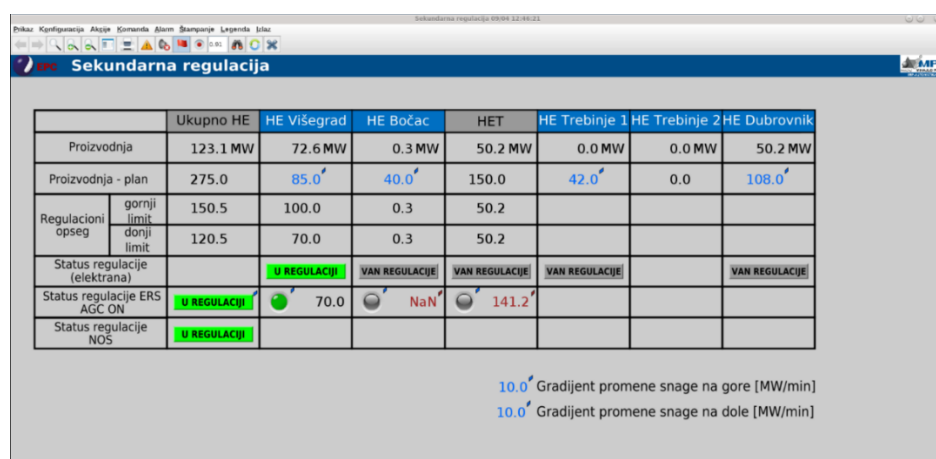


Slika 4.2: Jednopolna šema

GMS sistem je integrisan sa SCADA-om, kako na aplikativnom nivou, pomoću SCADA API-a, tako i na nivou baze gde su neke veličine koje su deo GMS sistem realizovane pomoću kalkulacija unutar same SCADA-e. Naredne dve slike sadrže navedene informacije.

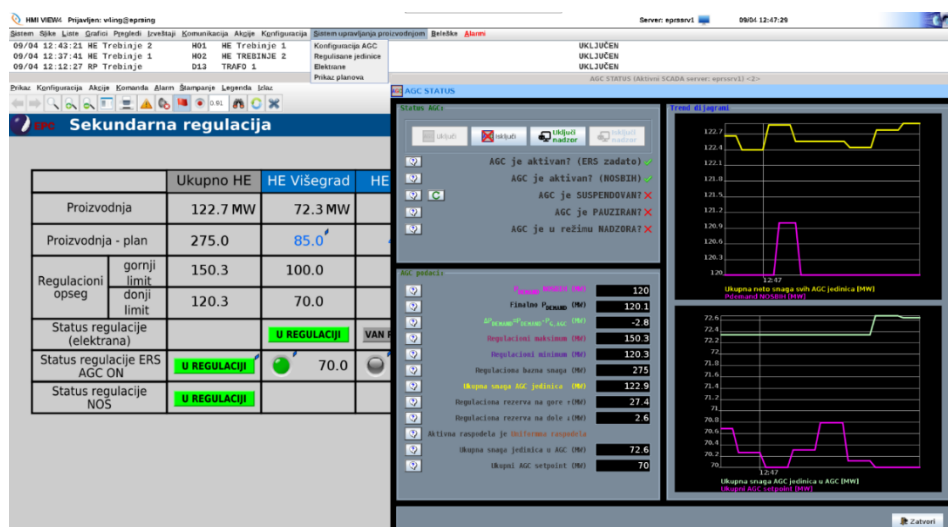


Slika 4.3: Sumarni prikaz - ERS ukupno



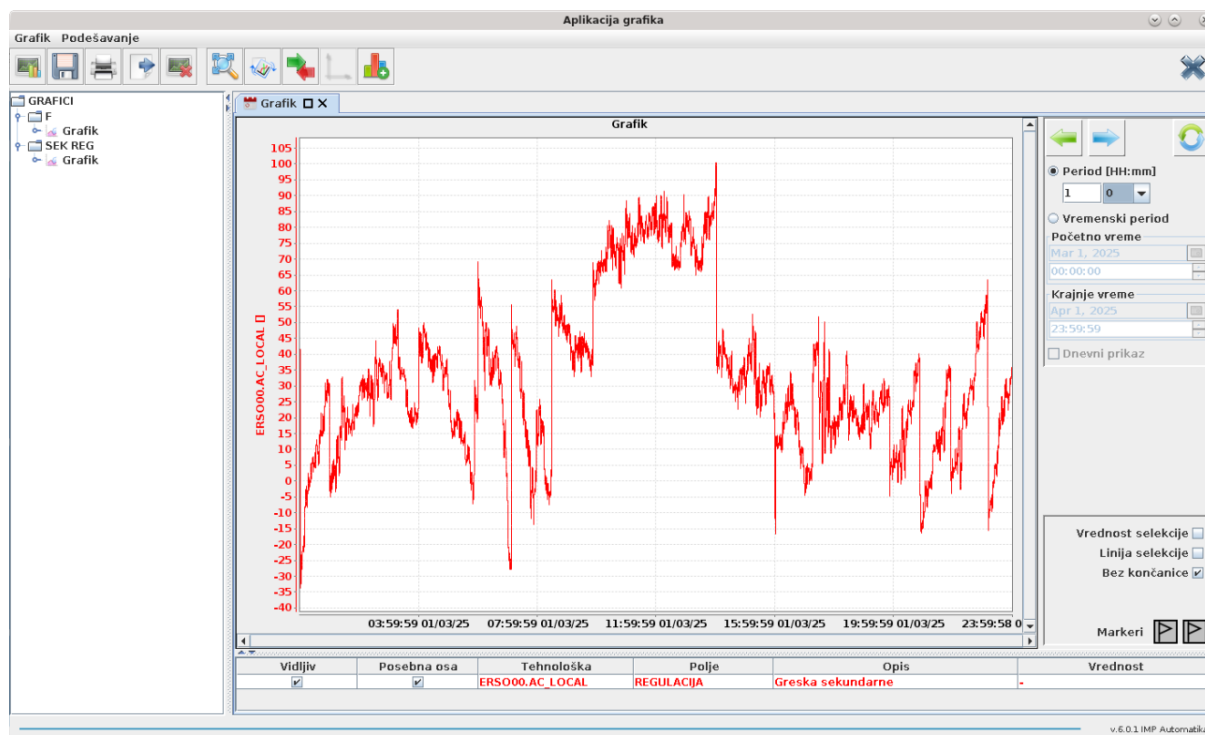
Slika 4.4: Sekundarna regulacija

Aplikacija za sekundarnu regulaciju i prikaz planova je deo HMI SCADA/GMS interfejsa. Prikazi u tabu "Sistem upravljanja proizvodnjom" je java aplikacija koja je namenski pravljen za potrebe rada ERS Trebinja.



Slika 4.5: AGC glavni prikaz

Korisniku je omogućeno i generisanje grafika od kojih su neki namenski pravljeni za potrebe ERS Trebinja.



Slika 4.6: Grafik

5 ZAKLJUČAK

SCADA/GMS sistem predstavlja deo veće celine SCADA/EMS sistema koji je standardan set aplikacija kod operatora prenosnog sistema (OPS). Potreba za upravljanje i nadzorom sistema elektroprivrede ne obuhvata EMS kao celinu, već samo njegov deo koji je od važnosti za regulaciju sistema čiji zahtev generiše OPS. U ovakvoj konfiguraciji integracija SCADA i GMS sistema ima ključnu ulogu u upravljanju elektroenergetskim sistemom. Njihova međusobna povezanost značajno olakšava ne samo procese nadzora i upravljanja, već i održavanja sistema.

U budućnosti, dodatna istraživanja i razvoj u oblasti SCADA/GMS sistema, kao i integracija novih tehnologija i novih funkcionalnosti, kao što su economic dispatch i unit commitment, mogli bi značajno unaprediti performanse SCADA/EMS sistema i doprineti boljoj stabilnosti i pouzdanosti upravljanja elektroenergetskom mrežom.

6 LITERATURA

- [1] Tamara Jelić, Gordan Konečni, Predrag Ilić, Goran Jakupović, Zlatko Mitrović, Miodrag Vulić, Dragan Surudić, "CENTRALNI DISPEČERSKI SISTEM (CDS) ELEKTROPRIVREDE SRBIJE (EPS): ARHITEKTURA SISTEMA", 8. Savjetovanje CG KO CIGRE, 9-12. maj 2023, Budva, Crna Gora
- [2] Interna dokumentacija VIEW4 SCADA

- [3] Jelena Car, Goran Jakupović, "SCADA System Security as a Part of Overall Security of Deregulated Energy Management System", Eurocon 2005: The International Conference on Computer as a Tool, Vol 1, Proceedings, str. 338 – 341 (Proceedings Paper), Belgrade, 2005, ISBN: 1-4244-0049-X, DOI: 10.1109/EURCON.2005.1629930
- [4] Ninel Čukalevski, Goran Jakupovic, "Technical Information Systems and Generation Management System Interdependencies", 15th INTERNATIONAL WORKSHOP ON ELECTRIC POWER CONTROL CENTERS EPCC-2019, May 12-15, 2019, Reykjavik, Iceland
- [5] Ninel Čukalevski, Goran Jakupović, Aleksandar Mihajlov, Nada Turudija, Slađan Janićijević, „Arhitektura novog VIEW4 SCADA/EMS sistema“, 16. Simpozijum Upravljanje i Telekomunikacije u Elektroenergetskom sistemu CIGRE Srbija, 26-29. oktobar 2014, Kladovo, Srbija, ISBN 978-86-82317-75-3

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.07)**D2.07****ODRŽAVANJE SCADA/EMS SISTEMA S POSEBNIM OSVRTOM NA FAILOVER
SISTEMA****MAINTENANCE OF SCADA/EMS SYSTEMS WITH SPECIAL REFERENCE TO
SYSTEM FAILOVER****Miljan Jovović, Vuk Grujić, Krsto Radulović, Milan Josifović, Marko Tasić***

Kratak sadržaj: U ovom radu objasnićemo konfiguraciju SCADA/EMS sistema instaliranog u crnogorskom elektroprenosnom sistemu. Ovaj sistem je instaliran na dvije različite lokacije, obje u redundantnoj konfiguraciji. Prikazaćemo različite izazove održavanja ovakvog sistema. Tokom rada, sproveli smo različite testove za failover sistema kako na nivou aplikacija, kao i na nivou servera (uključujući prekid rada virtuelnih ali i fizičkih servera). Takođe, sproveli smo testove prelaska na rezervni sistem na mrežnim uređajima (svičeви i ruteri). Objasnićemo metodologiju testiranja, prezentovaćemo rezultate testova i pružiti sugestije za unapređenje sistema sa aspekta pouzdanijeg rada sistema u različitim konfiguracijama.

Ključne reči: SCADA/EMS sistem, arhitektura sistema, redundantna konfiguracija, failover testovi

Abstract: In this paper, we will explain the configuration of the SCADA/EMS system installed in the Montenegrin electricity transmission system. This system is installed in two different locations, both in a redundant configuration. We will present the various challenges of maintaining such a system. During operation, we conducted various tests for system failover both at the application level and at the server level (including virtual and physical server downtime). Also, we conducted tests of switching to a backup system on network devices (switches and routers). We will explain the testing methodology, present the test results and provide suggestions for improving the system in terms of more reliable system operation in different configurations.

Key words: SCADA/EMS system, system architecture, redundant configuration, failover tests

* Miljan Jovović, CGES - Crnogorski elektroprenosni sistem, Miljan.jovovic@cges.me
Vuk Grujić, CGES - Crnogorski elektroprenosni sistem, Vuk.Grujic@cges.me
Krsto Radulović, CGES - Crnogorski elektroprenosni sistem, Krsto.Radulovic@cges.me
Milan Josifović, Institut Mihajlo Pupin, milan.josifovic@pupin.rs
Marko Tasić, Institut Mihajlo Pupin, marko.tasic@pupin.rs

1 INSTALIRANI SCADA/EMS SISTEM

1.1 Uvod

U toku 2019 godine u CGES-u je instaliran i pušten u rad SCADA/EMS sistem proizvođača General Electric (GE) Digital Grid v3.1. Sistem je instaliran na dvije redundantne lokacije, a na obje lokacije su instalirani redundantni serveri.

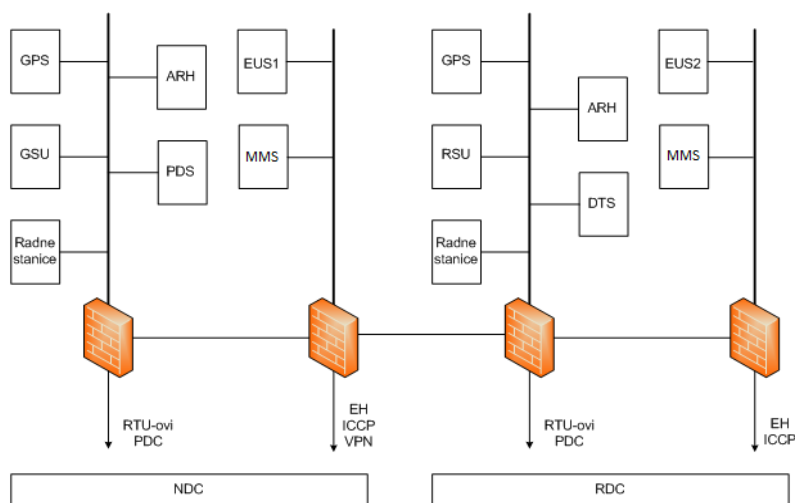
Ovo je prvo iskustvo sa SCADA/EMS sistemom ovog tipa u kompaniji, ali je uprkos dosta izazova sistem uspješno pušten u rad u veoma kratkom roku. Vremenom se sistem konstantno nadograđivao i povećavale su se njegove funkcionalnosti. Kako smo se detaljno upoznali sa sistemom odlučeno je da odradimo provjeru funkcionalnosti svih dijelova ovog sistema u različitim konfiguracijama. Ovaj test je odlična osnova za dalje unapređenje sistema, kao i za planiranu nadogradnju sistema na novu verziju softvera. .

1.2 Arhitektura SCADA/EMS sistema

Sistem daljinskog upravljanja CGES je distribuiran na dvije fizički razdvojene lokacije:

- Nacionalni Dispečerski Centar (NDC)
- Rezervni Dispečerski centar (RDC)

Struktura sistema na ove dvije lokacije je prikazana slikom dolje.



Slika 1: Arhitektura sistema CGES-a

Na lokaciji NDC se implementiraju podsistemi:

- Glavni sistem upravljanja (GSU)
- Sistem održavanja, arhiviranja i bekapovanja (ARH)
- Sistem za razvoj programa (Program Development System – PDS)
- Sistem za podršku spoljnim korisnicima (External User System – EUS I)
- Sistem upravljanja pomoćnim uslugama i publikaciju podataka (MMS)

Na lokaciji RDC se implementiraju podsistemi:

- Rezervni sistem upravljanja (RSU)
- Sistem održavanja, arhiviranja i bekapovanja (ARH)
- Simulator za obuku dispečera (Dispatcher Training Simulator – DTS)
- Sistem za podršku spoljnim korisnicima (External User System – EUS II)
- Sistem upravljanja pomoćnim uslugama i publikaciju podataka (MMS)

U normalnom radu, GSU je aktivni centar upravljanja, dok je RSU u pasivnom režimu. U bilo kom trenutku je moguće zamjeniti režime rada centara, u zavisnosti od operativnih potreba i potreba održavanja.

U cilju ujednačavanja hardverskih komponenti i obezbeđivanja veće fleksibilnosti pri održavanju sistema, odabrano je rešenje zasnovano na virtualizaciji podsistema za rad u realnom vremenu i podsistema za podršku. Koncept podrazumjeva realizaciju računarske mreže korišćenjem 2 para redundantnih svičeva po lokaciji i dva para redundantnih fajervolova. Ovakav koncept omogućava da se koristi manji broj različitih tipova hardverskih komponenti.

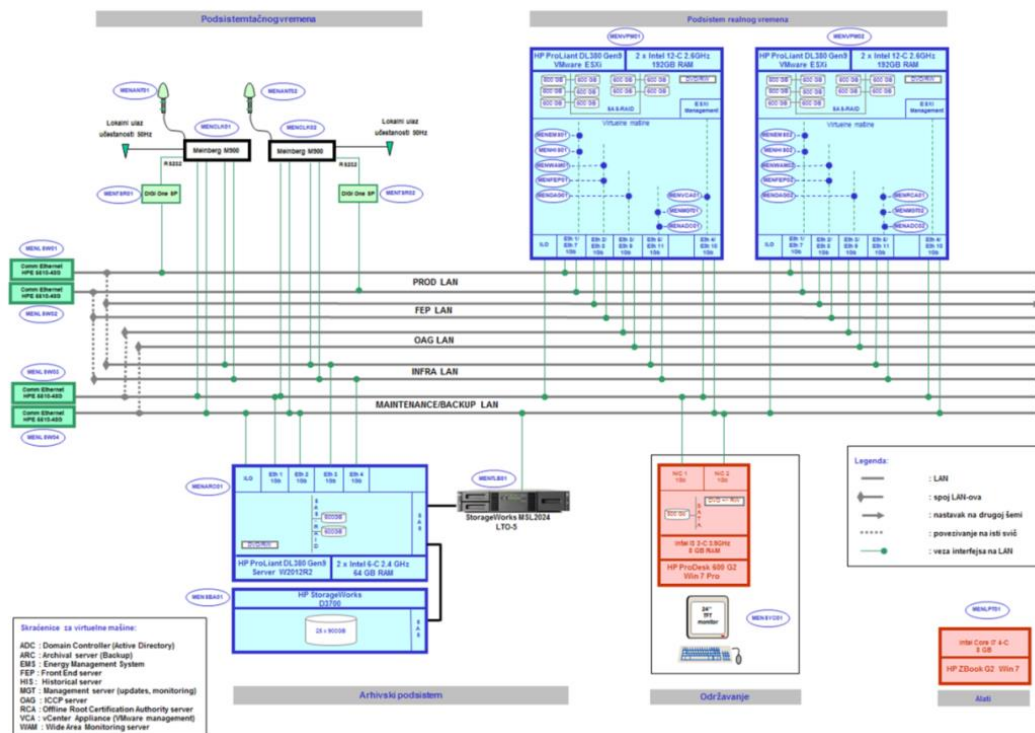
Svi serveri i mrežna oprema su smešteni u standardne ormarije HP Rack 10 000 G2 serije. Svi serveri instalirani u ormanima poseduju iLO Advanced interfejs za daljinski pristup za potrebe održavanja.

Sve hardverske komponente u ovakvoj arhitekturi su međusobno povezane na pouzdan način korišćenjem standardne mrežne opreme. Različiti podsistemi na svakoj od lokacija su međusobno umreženi preko odgovarajućih fajervolova, koji omogućavaju definisanje pristupa između različitih komponenti na standardan i transparentan način. Relokacija pojedinačnih podsistema se svodi na migraciju odgovarajućih virtuelnih mašina na druge servere u zavisnosti od potreba poslovanja.

Jezgro Glavnog sistema upravljanja čine serveri realnog vremena tipa HP Proliant DL380 Gen9. Rezervni sistem upravljanja je implementiran na identičnom hardveru kao i GSU i sadrži isto virtualizovano softversko okruženje. Visoka raspoloživost sistema je postignuta udvajanjem svih kritičnih hardverskih komponenti. Glavni sistem upravljanja je implementiran na dva fizička servera na kojima se pokreću virtuelne mašine:

- EMS – osnovne SCADA i EMS funkcije
- HIS – server istorijskih podataka (Historical Information Server)
- ADC – kontroler domena (Domain Controller, Active Directory)
- WAMS - Wide Area Monitoring System
- FEP – komunikacioni server (Front End Processor) za komunikaciju sa RTU-ovima
- OAG – server za ICCP komunikaciju sa SCADA sistemima drugih kompanija (Open Access Gateway)

- MGT – održavanje, nadzor, ažuriranje
- VCA – vCenter Appliance (VMware management)
- RCA - Offline Root Certification Authority server



Slika 2: Arhitektura GSU

2 EKSPLOATACIJA SISTEMA

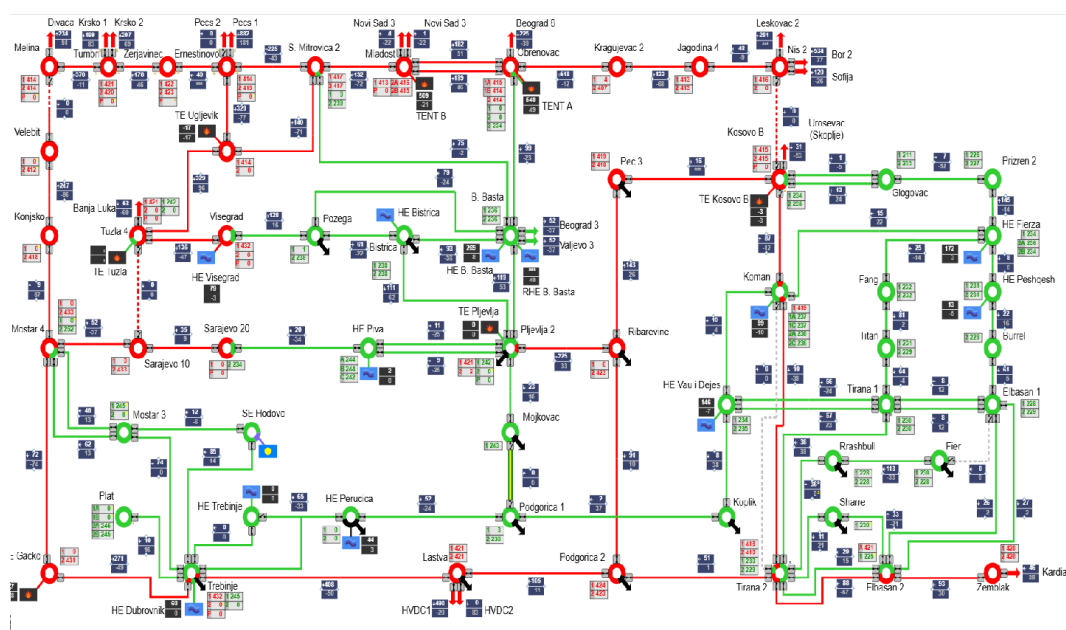
Praćenje u realnom vremenu je osnovna funkcija SCADA sistema, a redovne provjere performansi osiguravaju da svi komponente funkcionišu kako treba te se u CGES-u u tu svrhu vrše redovne provjere sistema:

- **Rutinske provjere hardvera:** Komponente treba redovno provjeravati zbog fizičkog habanja, uticaja vibracija, pregrijavanja ili bilo kakvih znakova kvara. Napajanje, rashladni sistemi i rezervna napajanja trebaju se održavati kako bi bili operativni u slučaju nestanka struje.
- **Redundansa:** SCADA/EMS sistemi često koriste redundantne hardverske postavke kako bi obezbijedili kontinuitet servisa u slučaju kvara. Redovno testiranje ovih redundantnih sistema je ključno kako bi se osigurala njihova spremnost tokom vanrednih situacija.
- **Integritet mreže:** Komunikacione mreže su osnova SCADA/EMS sistema. Održavanje sigurnih i pouzdanih komunikacionih kanala između centralnog kontrolnog sistema i uređaja u razvodnim postrojenjima je od presudne važnosti. Mrežni uređaji kao što su svičevi, ruteri i *firewall*-ovi trebaju se redovno provjeravati zbog kvarova ili sigurnosnih slabosti.

Kao što je rečeno u toku eksplatacije sistema sistem je konstantno unaprijeđivan u odnosu na prvobitno stanje te su vršene sljedeće ispravke.

U toku eksploatacije ovog sistema u CGES-u je završen projekat zamjene sistema upravljanja i zaštite u svim trafostanicama, te su sve trafostanice digitalizovane i svi potrebni signali uvedeni na SCADA/EMS sistem. Takođe počelo se sa primjenom daljinske komande iz NDC-a u objektima CGES-a. Navedene promjene su zahtjevale modelovanje velikog broja signala i izmjena na sistemu. Samom daljinskom komandom bilo je potrebno promijeniti rad alarmnog sistema, te su uvedene različite liste alarma sa različitim prioritetima, različitim zvučnim signalizacijama za radne mašine koje koriste operateri prenosnog sistema.

Zbog različitih događaja i prilika u mreži, bilo je potrebno povećati opservabilnu zonu i poboljšati rad estimatora.



U toku rada eksploatacije sistema unaprijeđen je rad INOM sistema. Rad sekundarne regulacije je poboljšán uvođenjem HE Piva u sistem. Zbog različitih problema u komunikaciji odlučeno je da se komunikacija za potrebe sekundarne regulacije odvija po IEC 104 protokolu, iako je zbog potreba prvobitnog sistema, kada je samo HE Perućica vršila usluge sekundarne regulacije, komunikacija išla preko ICCP protokola. Takođe u narednom periodu je predviđen prelazak sa delta set pointa, na apsolutni set point.

Sistem je preko servera za podršku spoljnim korisnicima povezan sa poslovnom mrežom CGES-a. Kako se javila potreba da zaposleni iz drugih službi imaju nadzor nad sistemom u nekim kritičnim situacijama napravljena je veza sa poslovnom mrežom, odnosno SCADA sistemom preko Intra Web SCADA aplikacije na EUS serverima. Na ovaj način omogućen je monitoring i pristup svim prikazima SCADA sistema bez potrebe za dodavanjem radnih stanica i bez mogućnosti komandovanja na jednopolnim šemama sistema.

Sistem posjeduje aplikaciju za automatski unos planova rada – voznog reda. Aplikacija je povezana sa ESS-om (ENTSO-e Scheduling System) i redovno ažurira planirani „total“ sistema korigujući ga nakon svake obavljene transakcije. Aplikacija za automatski unos planova (FORCON) generiše fajl sa planovi u formatu koji odgovara RTSMGR aplikaciji koja dalje prosleđuje trenutne vrednosti planova SCADA/EMS sistemu za potrebe rada sekundarne regulacije.

3 TEST FAILOVER SISTEMA

Testovi su izvršeni na lokacijama RDC-a i NDC-a uz provjere hardverske i softverske redudanse za sve module SCADA/EMS sistema.

3.1 Grupa testova u hardverske redudanse - raskidanje veze između NDC-a i RDC-a

Procedura testa u RDC-u:

Iz svičeva MERLSW01 i MERLSW02 - Izvučen je optički kabl koji povezuje NDC i RDC sisteme.

Failover je praćen iz RDC-a, sa MEROPC01 radne stanice i sesije zakačene direktno na MEREMS01 mašinu. Stanje u NDC je praćeno preko VPN-a.

Uočeni nedostatak: Ne postoji VPN konekcija ka RDC-u u ovom slučaju.

Test 1 : Stanje nakon raskidanja veze

1. NDC - stanje

- Produkcioni server MENEMS01 je ostao u statusu *“Enabled”* u NDC-u i NDC sistem je nesmetano nastavio da radi (FEP, OAG, EMS, AGC (Automatic Generation Control), Mrežne aplikacije...).

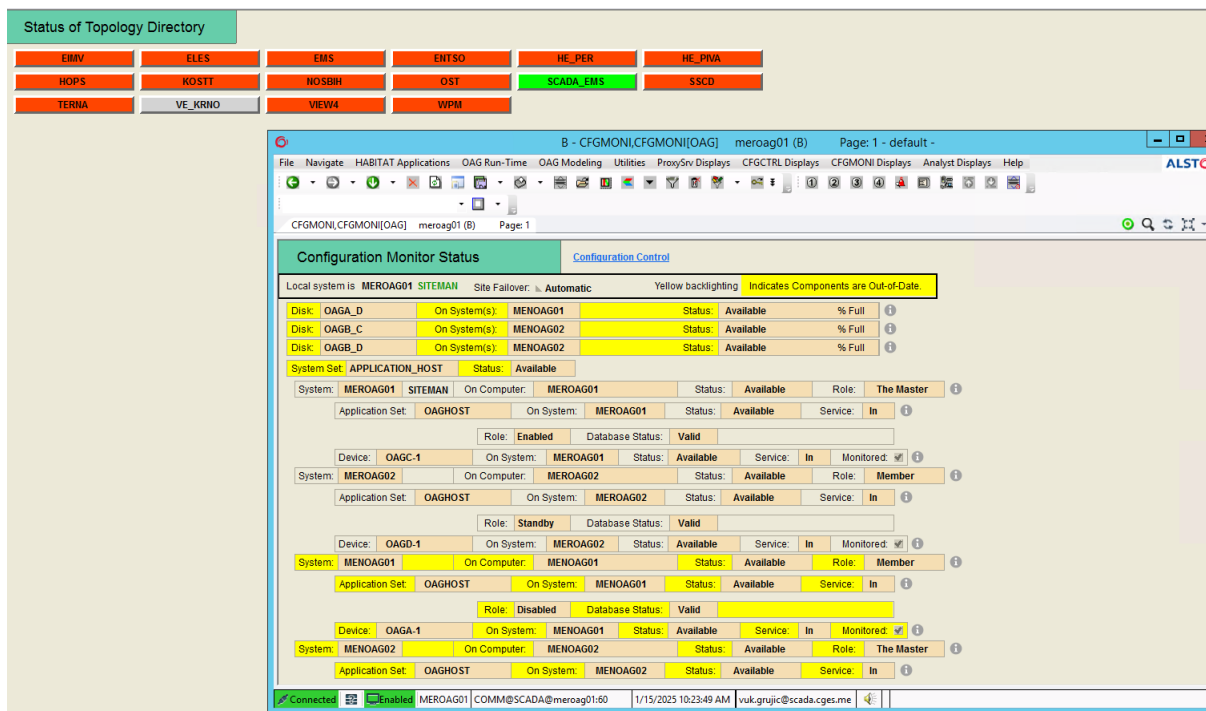
2. RDC – stanje

- Rezervni produkioni server MEREMS01 je postao *“Enabled”*, dok je MEREMS02 dobio status *“Standby”* kao na slici 4.

Komunkacija sa rezervnim serverom kojim se primaju podaci preko IEC 60870–5-104 – FEPR u RDC-u radi u potpunosti. ISD (Inter-Site Domain) veza ka aktivnom OAG (Open Access Gateway) serveru radi, ali ne postoji ni jedna aktivna ICCP veza ka udaljenim centrima – svi udaljeni centri su konfigurisali vezu za 2 servera (MENOAG01 i MENOAG02) slika 3. Mrežne aplikacije su takođe nesmetano radile, kao i RTSMGR (Real Time Schedule Manager) aplikacija za uvoz planova rada – voznog reda u manuelnom režimu rada RTSMGR uvozi planove iz fajla koji ili kreira FORCON (automatski unos) ili definisanog fajla koji edituju dispečeri.. Takođe je ispravno radio i Intra Web SCADA sistem odnosno EUS serveri.



Slika 4: Stanje arhitekture SCADA sistema nakon raskidanja veze između NDC-a i RDC-a.



Slika 5: Prikaz stanja ICCP servera i veza sa okolnim TSO-vima iz lokacije RDC.

Od aplikacija i servera koji nisu nastavili regularan rad nakon raskidanja NDC/RDC veze uočeno je da:

- RDC arhivski server – HIS – sve baze diskonektovane sa mreže
- RDC WAMS (Wide Area Monitoring System)– ne radi
- Dispečerski dnevnik – ne radi

Test 2: Isključen prvi fizički server u RDC-u - MERVPM01

MEREMS02 server je dobio status “Enabled”

Uočeno je da je na MERVPM02 serveru pokretanje aplikacija na svim virtuelnim mašinama usporeno kao i da:

- Komunikacija sa MERFEP02 ne radi
- ISD veza sa MEROAG02 radi

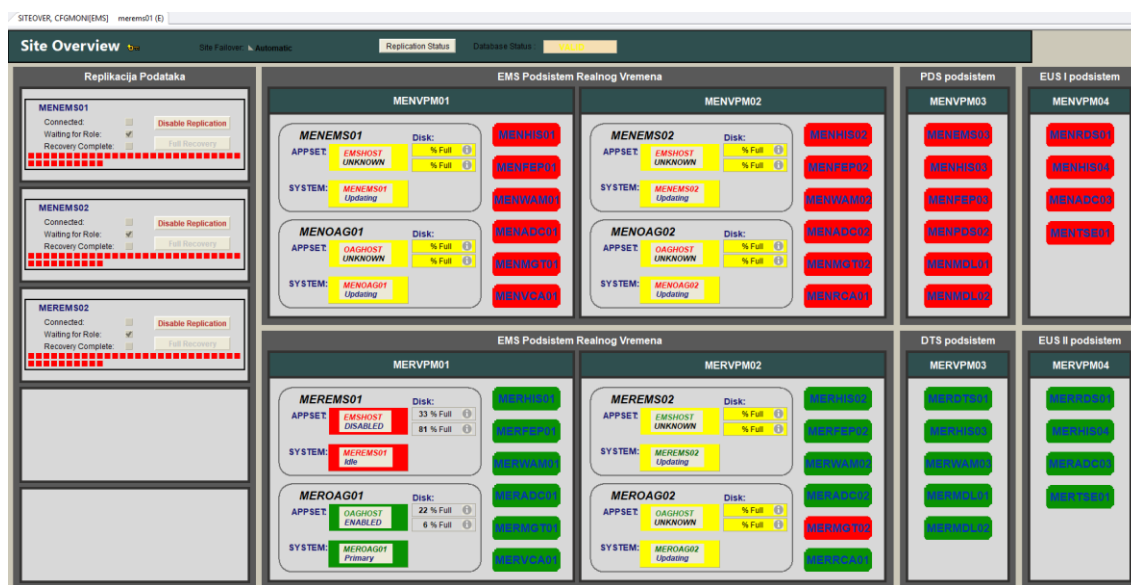
Test 3: Uključen fizički server MERVPM01, isključen fizički server MERVPM02

Uočeno je da je MEREMS01 server je dobio status “Enabled” kao i da:

- Komunikacija sa MERFEP01 radi
- ISD veza sa MEROAG01 radi
- HIS ne radi

Test 4: Uključen fizički server MERVPM02

Nakon vraćanja MERVPM02 mašine, MEREMS01 je dobio status “Disabled”. Stanje konfiguracije MEREMS02 i MEROAG02 servera je bilo „Unknown“. Prikaz “Site Overview” sa MEREMS01 mašine je na slici 4 ispod.



Slika 6: Stanje ahitekture sistema nakon vraćanja MERVPM02 fizičkog servera u pogon.

Za oporavak sistema i konfuguracije bilo je potrebno resetovati procese na MEREMS01 mašini.

Test 5: Vraćanje veze između NDC-a i RDC-a

Nakon vraćanja veze između NDC-a i RDC-a server MEREMS01 na “Site Overview” prikazu je imao dobro stanje, ali prilikom povezivanja na MEREMS01 server status virtuelne mašine je „Not Connected“. Takođe evidentiralo se da:

- Mrežne aplikacije rade
- Dispečerski dnevnik je proradio

- Komunikacija sa FEP i OAG serverima radi
- RTSMGR aplikacija i planovi rada radi (ručni unos)
- Na nekim mašinama je došlo do „pucanja aplikacije“, npr. video zid error 404, bilo je potrebno ponovo pokrenuti APF

Napomena: Komunikacioni logovi koji se kreiraju na MENEMS01 mašini se nisu kreirali i na MEREMS mašinama, kada su one bile “Enabled” tokom testova.

3.2 Grupa testova redudanse na aplikativnom nivou

Procedura testa:

Testovi su obuhvatali provjeru redudanse u okviru NDC-a (isključivanje MENVPM02 fizičkog servera) i provjera redudanse nakon ažuriranja baza sistema - DBSEQ-a (Database Update Sequence) pomoću CFGMONI aplikacije (aplikativno isključivanje mašina).

Test 1: Prelazak – failover sa MENEMS01 servera na MENEMS02 kao glavni server (isto za ostale servera MENOAG01 na MENOAG02)

Prilikom ovog testa uočeno je da:

- Komunikacija sa FEP serverima radi kako treba
- Komunikacija sa OAG serverima radi (ISD i ICCP)
- RTSMGR i planovi rade (ručni unos)

Test 2: Isključen MENVPM02 fizički server

Prilikom ovog testa uočeno je da:

- Sve funkcionalnosti su preuzete od strane MENXXX01 mašina (MENEMS01, MENOAG01...)
- HIS sistem je prestao da radi – problem je do „Witness“ servera koji je treći server u *mirroring* konfiguraciji.
- Mrežne aplikacije rade

Nakon ovih testova predloženo je da se uradi DBSEQ kako bi se uklonila sumnja da je problem do baza na postojećem sistemu. Vraćen je MENVPM02 i odrađen DBSEQ.

Test 3: Provjera redudantnosti nakon DBSEQ-a

Redudantnost je provjerena isključivanjem servera preko CFGMONI aplikacije.

U ovom testu provjerena je konfiguracija “svako sa svakim”, odnosno veza svakog EMS servera sa svim OAG i FEP serverima.

Test je pokazao da sve aplikacije rade uključujući i AGC, komunikacija radi na svim mašinama osim na MEREMS02 gdje ne postoji komunikacija sa FEP mašinama.

U toku testiranja pronađena je greška i izvršena je korekcija u konfiguraciji Windows Server Task Scheduler-a na mašinama gdje postoje automatizovani taskovi (MENEMS/MEREMS, MENHIS01/02, MENRDS01, MENPDS02, MERHIS01/02, MERDTS01), usljed promjene administratorske šifre.

3.3 Grupa testova – ponavljanje testova raskida veze NDC-RDC

Nakon inicijalnog testiranja i vršenja korektivnih akcija izvršeno je ponavljanje testova raskida veze NDC-RDC po istoj proceduri. U nastavku su navedeni testovi sa rezultatima.

Test 1: Prekid veze NDC-RDC:

- Nakon prekida veze NDC je nesmetano nastavio da radi.
- U RDC-u MEREMS01 server je preuzeo ulogu “*Enabled*” mašine
 - Komunikacija sa FEP serverom radi
 - ISD komunikacija sa OAG serverom radi
 - RTSMGR i planovi rade (ručno)

Test 2: Prelazak sa MEREMS01 na MEREMS02 mašinu:

U CFGMONI aplikaciji, MEREMS01 server je stavljen u „Out“.

Uočen je problem u radu MEREMS02 mašine. Nakon restarta mašine svi relevantni taskovi se ne podižu. Potrebno je ručno podići taskove.

- Komunikacija sa FEP serverima ne radi
- ISD komunikacija sa OAG-om radi
- RTSMGR i planovi rade (ručno)

Test 3: Vraćanje veze NDC-RDC.

MENEMS01 server je preuzeo ulogu “*Enabled*” servera. Komunikacija i aplikacije uredno rade.

4 ZAKLJUČAK

U radu je opisana arhitektura sistema, te su ukratko navedene neke od izmjena na samom sistemu koje su zahtjevale prepravke same baze sistema, takođe navedene izmjene koje su urađene kako bi se sistem efikasnije koristio. Navedene izmjene su zahtjevale promjene kako na aplikativnom tako i na hardverskom nivou.

Zaključci samog failover testa su omogućili bolje sagledavanje rada samog sistema, te kako ga unaprijediti. Sami failover test je omogućio bolju osnovu za planiranu nadogradnju sistema:

1. MEREMS02 mašina ima problema sa startovanjem procesa i sa komunikacijom sa FEP-ovima. Potrebna je provjera rada same mašine.

2. MEROAG01/02 mašine nemaju ICCP vezu ka udaljenim centrima. Udaljeni centri su u konfiguraciju ubacivali samo prva dva servera (OAG mašine u NDC-u). Za nadogradnju sistema potrebno je izmijeniti konfiguraciju sistema, tako da redundantni komunikacioni serveri budu u NDC-u i RDC-u.
3. Dispečerski dnevnik ne radi nakon raskida veze NDC-RDC. Potrebna je korekcija aplikacije.
4. AGC aplikacija ne radi pravilno prilikom promjene aktivnog produkcionog servera. Potrebno je „spustiti“ bazu GENMOM na živi sistem, te ponovo pokrenuti proces. Kontaktiran je proizodač kako bi se otklonio nedostatak.
5. Kada se isključe mašine na kojima se nalazi treći server mirroring-a (Witness), u ovakvoj konfiguraciji dolazi do prekida rada HIS-a. Javili su se problemi u radu MERHIS04-a u RDC-u nakon raskida veze NDC-RDC. Takođe, javio se problem u radu HIS-a nakon gašenja MERVPM02 mašine. Potrebno je promijeniti konfiguraciju redundantse HIS servera kako bi mogli nesmetano nastaviti rad u bilo kojoj konfiguraciji produkcionih servera.
6. WAMS ne radi u RDC-u. Razlog je nemogućnost PMU uređaja da šalje strimove na više servera. Predlog za unaprijeđenje je instalacija PROXY servera.
7. Komunikacioni logovi koji se kreiraju na MENEMS01 mašini se nisu kreirali i na MEREMS mašinama, kada su one bile sa statusom “*Enabled*” tokom testova. Potrebna je provjera rada generisanja logova na mašinama.
8. Ne postoji VPN konekcija ka RDC serverima direktno. Bilo bi dobro da se uvede VPN konekcija ka RDC serverima.
9. Potrebno je provjeriti konfiguraciju i mrežu MERVPM02 servera.
10. Provjeriti da li je iskonfigurisana veza iz poslovne mreže RDC-a ka serveru za web SCADA-u.

Kroz navedene testove provjerena je funkcionalnost SCADA/EMS sistema u različitim konfiguracijama aktivnih servera. Uočeni su neki problemi u radu, ali je ustanovljeno da svi navedeni problemi ne predstavljaju prepreku da sistem izvršava svoju osnovnu funkciju alata za vođenje elektroenergetskog sistema Crne Gore, te da uz manje intrervencije osoblja koje administrira SCADA/EMS sistem bez većeg prekida nastavlja rad.

5 LITERATURA

- [1] S. Šarić, N. Stojanović, M. Josifović, A. Car, Đ. Jovanović, M. Tasić, P. Mizdraković „**IMPLEMENTACIJA SCADA/EMS SISTEMA U NDC/RDC CRNE GORE**“, 34. savjetovanje CIGRE Srbija, Vrnjačka Banja 2-6. jun 2019
- [2] M. Jovović, V. Grujić, M. Josifović “**UVOĐENJE GENERATORA HE PIVA I HE PERUĆICA U RAD SEKUNDARNE REGULACIJE CGES-A U SKLOPU GE SCADA/EMS SISTEMA**”, VIII savjetovanje Cigre Crna Gora, Budva, 9-12 maj 2023
- [3] „e-terracomm – Student Workbook“, General Electric, 2018.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.08](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.08)**D2.08****ДИГИТАЛИЗАЦИЈА И ПРОБЛЕМИ САЈБЕР БЕЗБЕДНОСТИ ИНФРАСТРУКТУРЕ
ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ****DIGITALIZATION AND CYBERSECURITY ISSUES OF RENEWABLE ENERGY
SOURCES INFRASTRUCTURE****Славица Боштјанчич Ракас, Валентина Тимченко***

Кратак садржај: Дигитализација представља једну од основних савремених карактеристика развоја инфраструктура обновљивих енергија. Међутим, овај напредак доноси и изазове сајбер безбедности који представљају значајне ризике. Дигитална интеграција система обновљиве енергије, чини системе рањивим на разне сајбер нападе. Како обновљиви извори енергије играју све важнију улогу у глобалним енергетским мрежама, њихов потенцијал као мете за сајбер криминалце расте, са нападима који потенцијално ометају снабдевање енергијом и могу нанети велику штету. Дигитализација инфраструктуре обновљиве енергије довела је до трансформативних технологија као што су ИоТ, Дигитални близанци, Big Data и примена алгоритама машинског учења/вештачке интелигенције, од којих свака игра кључну улогу у побољшању ефикасности и решавању изазова сајбер безбедности. Употреба овог технолошког концепта наглашава двоструки изазов искоришћавања дигитализације за оптимизацију обновљиве енергије уз истовремено решавање ризика сајбер безбедности. Балансирање предности дигитализације са неопходношћу снажне сајбер безбедности представља изазов који је потребно решавати како снажнијим увођењем и применом стандардизације, тако и бољом сарадњом између влада, организација и лидера у индустрији како би се инфраструктура обновљиве енергије обезбедила од сајбер претњи..

Кључне речи: дигитализација, обновљиви извори енергије, сајбер безбедност, Интернет ствари, стандардизација

Abstract: Digitalization represents a cornerstone of modern renewable energy infrastructure development. However, cybersecurity challenges have emerged, alongside, posing substantial risks to the integrity of these systems. The digital integration exposes renewable energy infrastructure to various cyberattacks. As renewable energy sources become increasingly central to global energy networks, their attractiveness as targets for cybercriminals grows, with such attacks having the potential to disrupt energy supplies and cause strategic, financial, and societal harm. This digital transformation has also fostered the adoption of cutting-edge

* Славица Боштјанчич Ракас, Институт Михајло Пупин, slavica.bostjancic@pupin.rs
Валентина Тимченко, International Research & Exchanges Board, vtimcenko@irex.org

technologies such as IoT, Digital Twins, Big Data, and the implementation of machine learning and artificial intelligence algorithms, each playing a crucial role in optimizing efficiency and addressing cybersecurity challenges. These advancements underscore the dual imperative of leveraging digitalization to enhance renewable energy systems while simultaneously mitigating cybersecurity risks. Achieving this balance demands stronger adherence to standardization protocols and the proactive collaboration of governments, organizations, and industry leaders to ensure the protection of renewable energy infrastructure against evolving cyber threats..

Key words: *digitalization, renewable energy sources, cyber security, Internet of Things, standardization*

1 УВОД

Дигитализација електроенергетског (ЕЕ) система подразумева интеграцију напредних инфомационо-комуникационих технологија (ИКТ) у све аспекте производње, преноса, дистрибуције и потрошње електричне енергије, па самим тим и у обновљиве изворе енергије, као што су соларна енергија, енергија ветра, хидроенергија и биомаса. Обновљиви извори енергије играју кључну улогу у транзицији ка одрживој енергетској будућности, смањујући негативан утицај на животну средину и подстичући економски развој, а њихове предности су: смањење емисије гасова са ефектом стаклене баште; одрживост – јер се ови извори природно обнављају; смањење зависности од увоза енергената, као и подстицање економског развоја, с обзиром да инвестиције у обновљиве изворе енергије могу створити нова радна места и подстаћи економски раст.

Основне предности дигитализације обновљивих извора енергије су: повећање ефикасности производње и дистрибуције енергије, као и смањење губитака оптимизацијом рада система; побољшање поузданости и стабилности електроенергетског система захваљујући брзој идентификацији и реакцији на проблеме; смањење оперативних трошкова услед аутоматизације и оптимизације; као и одрживи развој и смањење емисија захваљујући бољем управљању ресурсима и интеграцији обновљивих извора енергије.

Основни недостаци обновљивих извора енергије су: (1) променљивост производње, јер одређени обновљиви извори енергије (сунце, ветар) зависе од временских услова, што може довести до варијација у производњи енергије; (2) високи почетни трошкови као и (3) ефикасни системи за складиштење енергије како би се обезбедила стабилност снабдевања енергијом.

Дигитализација обновљивих извора енергије подразумева интеграцију савремених технологија попут рачунарства у облаку, рачунарства у магли, Интернета ствари, *Big Data* аналитике, вештачке интелигенције и машинског учења (за потребе оптимизације рада обновљивих извора енергије; предикције потражње, као и аутоматизације контролних процеса), *Blockchain* технологије, дигиталних близанаца (*Digital Twins*) који представљају виртуелне реплике физичких система, а омогућавају симулацију и анализу рада у реалном времену као и оптимизацију перформанси кроз симулацију различитих сценарија и предикцију исхода.

Основни изазови дигитализације обновљивих извора енергије су повећање ризика од сајбер напада, интероперабилност као и стандардизација. Са дигитализацијом инфраструктуре обновљивих извора енергије, иста све чешће постаје мета сајбер

напада. У раду ће бити представљено шта се под дигитализацијом подразумева, као и пример архитектуре система обновљивих извора енергије засноване на Интернету ствари. Биће описани основни изазови као и потенцијална решења обезбеђивања сајбер безбедности.

2 ДИГИТАЛИЗАЦИЈА ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ

Дигитализацијом се унапређују системи обновљивих извора енергије побољшањем ефикасности, поузданости и одрживости. Међутим, суочавање са ризицима сајбер безбедности и обезбеђивање компатибилности и даље представљају кључне изазове. Дигитализација се ослања на низ технологија како би се постигао одговарајући ниво оптимизације рада обновљивих извора енергије, адекватна контрола процеса и обезбеђивање поузданих и прецизних предикција. Међу најчешће коришћеним технологијама налазе се рачунање у облаку (*Cloud Computing*), Интернет ствари (IoT, *Internet of Things*), алгоритми машинског учења (ML, *Machine Learning*) и вештачке интелигенције (AI, *Artificial Intelligence*), блокчејн (*Blockchain*), дигитални близанци (*Digital Twins*), итд [1].

Примена напредних ИКТ технологија трансформише ову индустрију на различите начине [2]. **Рачунарство у облаку** омогућава ЕЕ компанијама удаљени приступ као и удаљени надзор и управљање системима ОИЕ (обновљиви извори енергије), што повећава флексибилност као и брзе реакције на промене у захтевима за потрошњу или производњу електричне енергије. Поред тога, технологија рачунарства у облаку омогућава праћење производње електричне енергије из уређаја за прикупљање енергије, управљање уређајима за конверзију енергије и системима за складиштење електричне енергије. Такође, системи за надзор и управљање који су засновани на облаку омогућавају прикупљање, чување и анализу велике количине података у циљу увида у перформансе система и идентификовање потенцијалних мера за унапређење система. Прикупљени подаци могу да утичу и на оптимизацију перформанси (дефинисање угла постављања соларних панела, брзине ветротурбине, као и балансирање тока електричне енергије у циљу максималне ефикасности).

Примена **машинског учења/вештачке интелигенције (ML/AI)** подразумева развој алгоритама и рачунарских програма који се у енергетском сектору, односе на предиктивно одржавање, интеграцију обновљивих извора енергије, предвиђање и оптимизацију потрошње енергије, као и управљање енергетском мрежом.

Блокчејн представља систем дељених и дистрибуираних структура података (блокова), који омогућава безбедно чување дигиталних трансакција без потребе за централним ауторитетом. Овом технологијом се обезбеђују транспарентност и безбедност, јер подаци не могу да се мењају без сагласности свих учесника у мрежи. У енергетском сектору, блокчејн се најчешће примењује за евиденцију порекла енергије (сертификати о пореклу енергије); за трговину енергијом (грађани који имају соларне панеле, могу директно продавати вишак електричне енергије својим комшијама), децентрализовано управљање микромрежама (производњом, складиштењем и потрошњом енергије, транспарентно и аутоматизовано). Предности блокчејна су већа транспарентност у производњи и трговини енергијом, смањење трошкова посредника, повећање поверења у извор енергије, подстицај децентрализацији енергетских система.

Интернет ствари (IoT) представља повезивање различитих физичких уређаја, као што су сензори, бројила, соларни панели, батерије и паметни уређаји на Интернету, а могу

да прикупљају, шаљу и примају податке. Када су у питању ОИЕ, IoT омогућава ефикаснији рад и брзу дијагностику, оптимизацију потрошње енергије, интеграцију различитих извора енергије (на пример, ако у једном тренутку нема сунца, систем може аутоматски прећи на ветар или батерију), паметно складиштење енергије, итд. Предности примене IoT у обновљивим изворима енергије су повећана ефикасност система, смањење губитака у енергији, аутоматизација управљања, боља предвидивост и планирање, мањи трошкови.

Big Data представља огромне количине података које се прикупљају у реалном времену из различитих извора, као и њихову обраду, анализу и коришћење заједно са применом алгоритама машинског учења и вештачке интелигенције, у циљу доношења паметнијих одлука. Примена ове технологије у обновљивим изворима енергије се пре свега односи на прогнозирање производње енергије; оптимизација рада електрана, предиктивно одржавање, анализу потрошње и понашање корисника, итд. Предности примене *Big Data* у енергетици су боље прогнозе и планирање, већа поузданост и сигурност система, уштеда енергије и трошкова, аутоматизација и брже доношење одлука, као и увид у понашање потрошача.

Дигитални близанац представља виртуелну реплику стварног физичког система, која на основу података из стварног (преко IoT сензора, мерења, софтвера) омогућава симулацију, анализу и оптимизацију система у реалном времену. Савремена архитектура дигиталног близанца користи се за постизање високе поузданости, расположивости и одрживости у оквиру комплексног енергетског сектора, уз смањене трошкове. Примена концепта дигиталног близанца у обновљивим изворима енергије се односи на моделовање соларних или ветроелектрана, оптимизацију производње, интеграцију више извора у један систем, тестирање без ризика, итд. Предности примене дигиталних близанаца су прецизније управљање производњом, предиктивно одржавање (мањи број кварова и застоја), смањење трошкова одржавања и експлоатације, већа ефикасност и поузданост система, уз могућност тестирања без ризика.

2.1 Комуникациона архитектура система обновљивих извора енергије заснованог на Интернету ствари

Пример IoT-базиране архитектуре система ОИЕ приказан је на слици 1 [3], [4]. Најнижи односно **енергетски слој** обухвата производњу и потрошњу електричне енергије у домаћинствима. Извор електричне енергије могу бити различити обновљиви извори (енергија ветра, сунца) као и конвенционални извори (дизел генератори) и системи за складиштење енергије (батерије). Потрошачи су расподељени у три главне категорије: стамбене, комерцијалне и индустријске потрошаче. **Слој прикупљања података** обухвата различите IoT уређаје, попут сензора, актуатора и мерних уређаја, који су повезани са енергетским слојем и прикупљају различите податке који се преносе до апликационог слоја преко **мрежног (комуникационог) слоја**. На основу података из различитих извора енергије као што су ветроелектране, фотонапонски системи, дизел генератори и батеријски системи, систем управљања ОИЕ (контролни центар) може радити у изолованом режиму или у режиму повезаном на електромережу. Пренос података се може остварити путем локалне рачунарске мреже (LAN, *Local Area Network*) као и регионалне рачунарске мрежу (WAN, *Wide Area Network*). Комуникациона веза може да буде реализовано жично (PLC, Ethernet, оптичка влакна итд.) и бежично (Wi-Fi, ZigBee, WiMAX, LoRa, мобилне мреже итд.). Подаци се чувају у контролном центру за различите услуге као што су управљање грешкама, одржавање, анализа података, итд (**апликациони слој**).



Слика 1. IoT-базирана комуникациона архитектура система ОИЕ [3], [4]

3 ИЗАЗОВИ ДИГИТАЛИЗАЦИЈЕ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ

Обновљиви извори енергије (ОИЕ) у великој мери зависе од међусобно повезаних дигиталних система за надзор, контролу и складиштење. Иако ова дигитална побољшања унапређују ефикасност и стабилност мреже, она такође уводе рањивости које сајбер нападачи могу да искористе. Један компромитовани систем може имати каскадне ефекте, утичући на производњу, складиштење и дистрибуцију енергије [5]. Како сектор обновљиве енергије наставља да расте, обезбеђивање сајбер безбедности од суштинског је значаја за одржавање безбедне и отпорне инфраструктуре на нападе.

Системи као што су ветротурбине, фотонапонски панели и паметне мреже постају све сложенији и међусобно повезани. Истовремено, примена стандардизованих безбедносних стратегија за заштиту специфичних инфраструктура постаје све сложенија, што усложњава примену безбедносних стратегија у оваквим системима.

Дигитализација повећава ефикасност у производњи и дистрибуцији електричне енергије и смањује трошкове. Искуство показује да то има благотворан утицај на поузданост и стабилност система, захваљујући брзој идентификацији и решавању проблема. Имплементацијом аутоматизације она додатно доноси одређена смањења оперативних трошкова, емисија и повољно утиче на одрживи развој. Изазов лежи у правилној примени мера безбедности и приватности и одржавању инфраструктуре, комуникације и података безбедним за правилну употребу.

Основни изазови обезбеђивања сајбер безбедности дигитализованог система ОИЕ су [6]:

Сложеност и међуповезаност. Данашњи енергетски системи представљају сложену мрежу која обједињује физичку инфраструктуру и дигиталне технологије. Обухватају велике територије и укључују електране, преносне системе и контролне механизме, ослањајући се на комуникационе мреже за брзу размену података и управљање. Међутим, оваква повезаност чини системе рањивим на сајбер нападе – сваки сензор, софтвер или комуникациони канал може бити потенцијална тачка уласка за нападаче.

Недоследни безбедносни протоколи. Енергетски системи често користе опрему и технологије различитих произвођача, што доводи до различитих безбедносних мера и протокола. Такве разлике могу довести до неусклађености – на пример, соларни систем и ветропарк могу користити различите начине заштите, што отежава уочавање и отклањање безбедносних слабости. Те недоследности повећавају ризик од сајбер напада. Стандардизација безбедносних протокола је неопходна за поуздану заштиту енергетске инфраструктуре.

Недостатак стандардизације. Један од главних проблема код обновљивих извора енергије је недостатак стандардизације у области сајбер безбедности, што умањује ефикасност заштите у енергетским мрежама и отежава интеграцију нових технологија, као што је повезивање паметних мрежа са традиционалним системима. Стари системи нису прилагођени модерним решењима попут рачунарства у облаку и IoT-а. Иако напредне ИКТ технологије унапређују оптимизацију, истовремено повећавају безбедносне ризике приликом интеграције старих и нових система.

Рад у реалном времену. Савремени енергетски системи у великој мери зависе од обраде података у реалном времену како би одржали баланс између производње и потрошње енергије. Ово је нарочито важно у условима повећане потражње или при коришћењу променљивих ОИЕ. Међутим, та зависност од брзе анализе података отвара простор за сајбер нападе који могу нарушити рад система. Уколико дође до нарушавања или манипулације подацима, може доћи до погрешног управљања енергијом, што може изазвати неефикасну дистрибуцију, нестабилност у мрежи, па чак и нестанак електричне енергије.

Преклапање физичке и сајбер безбедности. У одрживим енергетским системима физичка и сајбер безбедност су тесно повезане и међусобно зависне. Физички приступ може довести до дигиталних угрожавања, док сајбер напади могу угрозити инфраструктуру. Зато је неопходан јединствен приступ који обухвата оба аспекта ради потпуне заштите система.

Децентрализована структура. Децентрализована природа обновљивих извора енергије представља једну од њихових кључних одлика, јер се састоје од великог броја географски дислоцираних јединица. То значајно отежава примену безбедносних мера, с обзиром да није могуће централизовано управљање безбедношћу, што у великој мери повећава сложеност заштите. Свака појединачна јединица може бити мета сајбер напада, а разлике у приступу корисника и коришћење различитих безбедносних решења без јасних политика додатно повећавају ризик од рањивости и неусклађености.

Технолошка сложеност и нове сајбер претње. Иако увођење напредних ИКТ технологија у системе обновљивих извора енергије доприносе већој ефикасности и аутоматизацији, истовремено повећавају и простор за сајбер нападе. Велики број повезаних уређаја, често са slabим безбедносним мерама, чини IoT уређаје лаким метама. Посебно су рањиви када су повезани са кључним системима као што су системи за надзор и управљање (SCADA). Сајбер напади попут оног на компанију Deutsche Windtechnik 2022. године, када је изгубљена контрола над скоро 2.000 ветротурбина на више од једног дана, показују колико је неопходно хитно унапређење и редовно ажурирање безбедносних мера. [7]

Недостатак сарадње између актера у енергетском сектору. Једна од главних препрека за развој ефикасних стратегија сајбер безбедности у енергетици је слаба сарадња између различитих актера, пре свега између ЕЕ компанија и провајдера услуга сајбер безбедности. Управо је та сарадња кључна за развој свеобухватних безбедносних

решења, као што су јединствени стандарди и протоколи, примена специфичних оквира и метода евалуације ризика од сајбер напада, а који су прилагођени сложености паметних мрежа и повезаних енергетских система.

4 САЈБЕР НАПАДИ

Број сајбер напада на системе обновљивих извора енергије значајно је порастао у последњој деценији, што је последица управо све веће дигитализације и повезивања енергетских система, што их чини подложнијим нападима. Према извештају организације Eurelectric, број успешних сајбер напада на енергетску инфраструктуру у Европи удвостручио се између 2020. и 2022. године, са 48 успешних напада само у 2022. години [8]. 2022. године немачка компанија за одржавање ветропаркова (Deutsche Windtechnik) била је мета сајбер напада који је довео до губитка контроле над скоро 2000 ветротурбина на више од једног дана.

Неки од најчешћих напада у систему ОИЕ обухватају убацивање злонамерних података, нападе репродукције (*replay attacks*), ускраћивање услуге (DoS) и нападе бруталном силом на акредитиве (*brute force*). Проблем се не решава идентификацијом најопаснијих претњи, већ је неопходна примена корака за отклањање рањивости као што су небезбедни комуникациони протоколи, слабе технике енкрипције, недостатак или погрешно успостављена контрола приступа, недостатак или злоупотреба енкрипције, ауторизације и аутентикације [9].

Озбиљан проблем у енергетском сектору постају и *ransomware* напади односно хакерски напади којима се шифрују подаци жртве и захтева финансијска накнада у замену за кључ за дешифровање. У области обновљивих извора енергије, последице ових напада могу бити веома озбиљне. Напад на контролне системе ветроелектрана или соларних електрана може проузроковати нестанак електричне енергије, оштећење опреме и значајне финансијске губитке. Поред тога, опоравак од *ransomware* напада може бити дуготрајан и скуп, јер често захтева враћање система из резервних копија или плаћање откупнине, што не гарантује увек повратак података. Један од водећих произвођача ветротурбина (Nordex) претрпео је ову врсту напада који је утицао на њихове ИТ системе и операције. Такође, и норвешка компанија за производњу алуминијума и обновљиве енергије (Norsk Hydro) претрпела је 2019. године сличан напад који је утицао на више од 3.000 сервера и хиљаде рачунара, што је довело до значајних оперативних поремећаја [10].

5 СТРАТЕГИЈЕ УНАПРЕЂЕЊА САЈБЕР БЕЗБЕДНОСТИ

Због све већег броја напада, као и у циљу заштите система и обезбеђивања стабилности и безбедност података и инфраструктуре, у наставку су наведени одређени механизми који доприносе унапређењу сајбер безбедности ОИЕ [11], [12].

Строга контрола приступа је неопходна како би се спречио неовлашћен приступ систему за надзор и управљање, VPN-у (*Virtual Private Network*), телеметријским подацима итд. Мере контроле приступа треба да обухвате двофакторску аутентификацију, биометријску идентификацију и политике управљања лозинкама, како би само овлашћена лица могла да приступају систему.

Сегментација мреже. Сегментацијом мреже може се изоловати систем за надзор и управљање од корпоративне мреже електроенергетске компаније, чиме се знатно отежава приступ потенцијалним нападачима. Мрежном сегментацијом се ограничава приступ (само овлашћени корисници и уређаји могу приступити одређеним сегментима), смањује се ризик од ширења напада (у случају компромитовања једног дела мреже, нападач не може лако да се прошири на друге делове), повећава се надзор и

контрола, побољшавају се перформансе мреже (мање мреже су често ефикасније и лакше за управљање) што доприноси укупној стабилности система.

Фајревол (*Firewall*) представља прву линију одбране од сајбер напада. То је сигурносни механизам (хардверски, софтверски, комбинација оба) који контролише и филтрира мрежни саобраћај између различитих делова мреже. Функционише по унапред дефинисаним правилима, како би спречио неовлашћен приступ, а дозволио само безбедне и дозвољене везе. Фајерволом се штити мреже од нежељеног екстерног приступа, као и интерна комуникација између различитих система у организацији.

Системи за превенцију и детекцију напада (*IDPS, Intrusion Detection and Prevention Systems*). представљају механизам заштите који детектује сумњиве активности и аутоматски предузима мере, као што су блокирање саобраћаја, искључивање компромитованих уређаја, обавештавање администратора, ажурирање безбедносних правила у реалном времену, итд. Применом овог механизма у систему ОИЕ, штити се контролни систем (SCADA), врши се превенција DoS/DDoS (*Denial of Service/Distributed DoS*) напада, контрола удаљеног приступа, штите се телеметријски и дијагностички подаци, и омогућава се реаговање у реалном времену.

Енкрипција. Примена енкрипције у системима обновљивих извора енергије постаје све важнија због све веће дигитализације и умрежавања ових система.. Умрежени енергетски системи ослањају се на SCADA системе за надзор и управљање. Неопходно је да у таквим системима комуникација буде безбедна, односно мора да се обезбеди поверљивост и интегритет података, а то може да се постигне путем енкрипције. Енкрипцијом се у овим системима штити пренос података (нпр. соларни панели шаљу информацију о производњи), комуникација између уређаја (нпр. паметних инвертера, контролера батерија, мрежних претварача), подаци о корисницима (паметна бројила скупљају податке о потрошњи корисника).

6 ЗАКЉУЧАК

Транзиција ка чистијим изворима енергије је ту, тако да заштита ових система од сајбер претњи постаје један од најважнијих изазова. Дигитализација има изузетно важну трансформативну улогу у контексту инфраструктура које се заснивају на коришћењу обновљивих извора енергије, доносећи бројне предности у повећању ефикасности, интеграцији напредних информационо-комуникационих технологија. Међутим, иако је у питању неизбежна трансформација која углавном води ка унапређењу перформанси, неопходно је да се одговори на бројне изазове сајбер безбедности који са њом долазе. Квалитетно балансирање дигиталног напретка са робусним мерама сајбер безбедности је потребно да се заснива на сталном унапређивању метода анализе ризика, примена свих неопходних стандарда, регулатива и прописа, увођење различитих проактивних мера сајбер безбедности, уз сталну примену и евалуацију различитих технолошких иновација као и подизање свести о сајбербезбедности како код корисника услуга, тако и код оних које те услуге пружају. Сталним продубљивањем разумевања изазова и постојећих решења у домену индустријске сајбербезбедности се пружа могућност за проактивно обезбеђивање сигурности система обновљивих извора енергије, и њихове заштите од разноврсних претњи које се у континуитету развијају.

7 LITERATURA

- [1] D. E. Ekechukwu, P. Simpa, "The importance of cybersecurity in protecting renewable energy investment: A strategic analysis of threats and solutions", *Engineering Science & Technology Journal*, Vol. 5, No. 6, June 2024, pp. 1845-1883.

- [2] M. El Zein, G. Gebresenbet, “Digitalization in the Renewable Energy Sector”, *Energies*, No. 17, 2024, Article No, 1985, doi: 10.3390/en17091985
- [3] A. M. Eltamaly, M. A. Alotaibi, A. I. Alolah, M. A. Ahmed, “IoT-Based Hybrid Renewable Energy System for Smart Campus”, *Sustainability*, Vol. 13, No. 15, Article no. 8555, doi: 10.3390/su13158555.
- [4] A. Rekeraho, D. T. Cotfas, P. A. Cotfas, T. C. Bălan, E. Tuyishime, R. Acheampong, Cybersecurity challenges in IoT-based smart renewable energy. *Int. J. Inf. Secur.* 23, 101–117 (2024). <https://doi.org/10.1007/s10207-023-00732-9>
- [5] H. A. Aghajari, T. Niknam, M. Shasadeghi, S.M. Sharifhosseini, M.H. Taabodi, E. Sheybani, G. Javidi, M. Pourbehzadi, “Analyzing complexities of integrating Renewable Energy Sources into Smart Grid: A comprehensive review”, *Applied Energy*, No. 383, 2025, Article No. 125317.
- [6] R. Röttinger, “Cyberattacks On Renewable Energies: "How Hackers Are Threatening The Energy Transition And Which Technologies Can Protect Us", *European Journal of Engineering and Technology*, vol. 12, no. 1, 2024.
- [7] "European Wind-Energy Sector Hacking Linked to Conti Ransomware Group," CyberSecurity Connect, April 2022. [Online]. Available: <https://www.cybersecurityconnect.com.au/critical-infrastructure/7772-european-wind-energy-sector-hit-in-wave-of-hacks>. [Accessed 10 April 2025].
- [8] “Cybersecurity in the power sector” https://www.eurelectric.org/in-detail/cybersecurity-in-the-power-sector/?utm_source=chatgpt.com.
- [9] H. Srinivasan, M. Karimi, “Threat-based Security Controls to Protect Industrial Control Systems”, preprint. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2501.13268>
- [10] S. Saeed, H. Gull, M. M. Aldossary, A. F. Altamimi, M. S. Alshahrani, M. Saqib, S. Z. Iqbal, A. M. Almuhaideb, „Digital Transformation in Energy Sector: Cybersecurity Challenges and Implications“, . *Information*, No. 15, 2024, Article no. 764. <https://doi.org/10.3390/info15120764>
- [11] S. H. Rouhani, C.-L. Su, S. Mobayen, N. Razmjoooy, M. Elsis, “Cyber resilience in renewable microgrids: A review of standards, challenges, and solutions”, *Energy*, No. 309, 2024, Article No. 133081.
- [12] A. B. Ige, E. Kupa, O. Ilori, “Analyzing defense strategies against cyber risks in the energy sector: Enhancing the security of renewable energy sources”, *International Journal of Science and Research Archive*, Vol. 12, No. 01, 2024, pp. 978–2995.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.09)**D2.09****UNAPREĐENJE BEZBEDNOSTI SCADA INFRASTRUKTURE U
ELEKTROENERGETSKOM PRENOSU KROZ IMPLEMENTACIJU REŠENJA ZA
ZAŠTITU INDUSTRIJSKIH SISTEMA****IMPROVING THE SECURITY OF SCADA INFRASTRUCTURE IN THE ELECTRIC
POWER TRANSMISSION THROUGH THE IMPLEMENTATION OF INDUSTRIAL
SYSTEM PROTECTION SOLUTIONS****Nina Đuričić, Jovana Đukić, Neven Nikolić, Mladen Dragičević, Suzana Mladenović***

Kratak sadržaj: Razvoj i digitalizacija elektroenergetskog prenosa značajno su unapredili nadzor i kontrolu sistema, ali su istovremeno povećali izloženost SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) sistema kao i celokupne OT (Operational Technology) infrastrukture sajber pretnjama. Napadi iz prakse, poput Stuxnet-a, Industroyer-a i BlackEnergy-a, pokazali su koliko su i industrijski sistemi zapravo ranjivi iako nisu, ili ne bi trebalo da budu, izloženi Internetu, pri čemu bi kompromitacija SCADA infrastrukture mogla imati ozbiljne posledice po stabilnost i kontinuitet rada elektroenergetskih sistema. Tradicionalna IT bezbednosna rešenja nisu prilagođena specifičnostima OT okruženja, što zahteva primenu specijalizovanih sigurnosnih tehnologija. Rad obuhvata analizu najčešćih sajber pretnji u OT infrastrukturi elektroenergetskog prenosa, kao što su neovlašćeni pristup komponentama SCADA sistema, kompromitacija industrijskih uređaja i lateralno kretanje napadača kroz mrežu. Poseban fokus stavljen je na uticaj različitih komponenti KICS (Kaspersky Industrial CyberSecurity) sistema koji je implementiran kao unapređenje bezbednosti sistema, uključujući detekciju anomalija, zaštitu krajnjih tačaka i analizu mrežnog saobraćaja, pri čemu se vodi računa o očuvanju neometanog rada operativnih procesa unutar elektroenergetskih postrojenja. U okviru unapređenja bezbednosti kritičnih sistema unutar Elektromreža Srbije, KICS platforma je već implementirana u lokalnim trafostanicama, regionalnim dispečerskim centrima, a uskoro će biti integrisana i u Nacionalni dispečerski centar, čime se uspostavlja jedinstven i centralizovan sistem zaštite OT infrastrukture. KICS platforma omogućava proaktivnu zaštitu kritične infrastrukture, smanjenje rizika od sajber napada i efikasnije upravljanje bezbednosnim incidentima, što značajno povećava otpornost industrijske mreže na savremene sajber pretnje.

Ključne reči: SCADA, OT infrastruktura, KICS, sajber pretnje, industrijska sajber bezbednost, zaštita kritične infrastrukture.

* Nina Đuričić, Elektromreža Srbije, nina.djuricic@ems.rs
Jovana Đukić, Elektromreža Srbije, jovana.djukic@ems.rs
Neven Nikolić, Elektromreža Srbije, neven.p.nikolic@ems.rs
Mladen Dragičević, Elektromreža Srbije, mladen.dragicevic@ems.rs
Suzana Mladenović, Elektromreža Srbije, suzana.mladenovic@ems.rs

Abstract: The development and digitalization of electric power transmission have significantly improved the monitoring and control of systems, but have also increased the exposure of SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) systems and the entire OT (Operational Technology) infrastructure to cyber threats. Real-world attacks, such as Stuxnet, Industroyer, and BlackEnergy, have demonstrated how vulnerable industrial systems can be, even though they are not, or should not be, exposed to the Internet. A compromise of the SCADA infrastructure could have serious consequences for the stability and continuity of electricity grid operations. Traditional IT security solutions are not tailored to the specifics of the OT environment, which requires the implementation of specialized security technologies. This paper includes an analysis of the most common cyber threats in the OT infrastructure of electric power transmission, such as unauthorized access to SCADA system components, compromise of industrial devices, and lateral movement of attackers within the network. Special focus is placed on the impact of various components of the KICS (Kaspersky Industrial Cyber Security) system, which has been implemented as a security enhancement for the system, including anomaly detection, endpoint protection, and network traffic analysis, while ensuring the uninterrupted operation of operational processes within the power plants. As part of the security improvements for critical systems within Elektromreža Srbije, the KICS platform has already been implemented in local substations, regional dispatch centers, and will soon be integrated into the national dispatch center, establishing a unified and centralized OT infrastructure protection system. The KICS platform enables proactive protection of critical infrastructure, reduces the risk of cyberattacks, and facilitates more efficient management of security incidents, significantly increasing the resilience of the industrial network to modern cyber threats.

Key words: SCADA, OT infrastructure, KICS, cyber threats, industrial cybersecurity, critical infrastructure protection

1 UVOD

U savremenim elektroenergetskim sistemima, stabilnost i pouzdanost prenosa električne energije sve više zavise od digitalnih tehnologija i automatizovanih rešenja. U tom kontekstu, SCADA/EMS sistemi predstavljaju srž upravljačke i nadzorne infrastrukture u prenosu električne energije, omogućavajući pravovremeno donošenje operativnih odluka i upravljanje kompleksnim mrežnim strukturama.

Međutim, paralelno sa digitalizacijom, raste i izloženost ovih sistema raznovrsnim sajber pretnjama. Iskustva iz prakse pokazuju da kompromitacija čak i izolovanih industrijskih mreža može imati ozbiljne posledice, ne samo po tehničko-funkcionalni aspekt rada sistema, već i po bezbednost ljudi i stabilnost čitave energetske mreže. Poseban izazov predstavlja činjenica da tradicionalni IT bezbednosni mehanizmi nisu adekvatni za primenu u OT okruženjima, koja zahtevaju neprekidan rad i visoku pouzdanost.

U skladu sa globalnim trendovima u domenu sajber bezbednosti, Elektromreža Srbije je prepoznala potrebu za specijalizovanim pristupom zaštiti SCADA infrastrukture. Ovaj rad ima za cilj da prikaže analizu najčešćih bezbednosnih izazova u OT mrežama, kao i da predstavi konkretne korake koji su preduzeti kroz implementaciju KICS sistema – savremenog rešenja namenjenog unapređenju zaštite kritične infrastrukture.

2 SAJBER PRETNJE I NAPADI NA OT INFRASTRUKTURU SCADA SISTEMA

U kontekstu SCADA sistema i šire OT infrastrukture, sajber bezbednost predstavlja kompleksan i specifičan izazov koji se značajno razlikuje od tradicionalnog IT okruženja. Osnovna razlika leži u prioritetima bezbednosti – dok se u IT sistemima fokus stavlja na poverljivost podataka, integritet i dostupnost, u OT sistemima redosled prioriteta se menja, pri čemu dostupnost i kontinuitet rada procesa zauzimaju primarno mesto. Ova razlika proističe iz činjenice da OT sistemi upravljaju stvarnim fizičkim procesima, kao što su prenos električne energije, regulacija napona, upravljanje zatvaračima, prekidačima i drugim elektroenergetskim komponentama.

Za razliku od IT sistema koji mogu biti privremeno isključeni radi bezbednosnih ažuriranja ili reagovanja na incident, OT sistemi u elektroenergetskom sektoru zahtevaju neprekidan rad, jer svaki prekid može izazvati destabilizaciju mreže, prekid snabdevanja potrošača ili čak ozbiljne havarije. Napadi koji bi u IT okruženju imali ograničen domet – kao što su DoS (Denial of Service), zaraza malverom ili neautorizovan pristup – u OT mreži mogu dovesti do katastrofalnih posledica, uključujući fizičko uništenje opreme, prekide u radu elektrana i trafostanica, pa čak i ugrožavanje ljudskih života, naročito u sistemima gde su automatizovani sigurnosni mehanizmi direktno povezani sa SCADA komponentama.

Pored toga, tehnička ograničenja u OT okruženju dodatno komplikuju implementaciju klasičnih bezbednosnih mehanizama. Na primer, mnogi industrijski uređaji koriste zastarele operativne sisteme, hardver sa ograničenim resursima ili specifične industrijske protokole bez podrške za šifrovanje i autentifikaciju. Zbog dugog životnog ciklusa opreme (često i više od 20 godina), mnoge komponente nisu dizajnirane sa sajber bezbednošću u vidu, a mogućnosti za njihovu zamenu ili nadogradnju su ograničene iz tehničkih i budžetskih razloga.

Još jedan značajan izazov predstavlja to što su SCADA sistemi sve češće povezani sa poslovnim IT mrežama (takozvana IT-OT konvergencija), što otvara dodatne vektore napada. Na primer, ukoliko napadač uspe da kompromituje korisnički uređaj unutar IT mreže, postoji realna mogućnost da se kroz neadekvatno segmentiranu mrežnu arhitekturu infiltrira i u OT deo sistema, što dovodi do lateralnog kretanja i eskalacije napada.

Zbog svega navedenog, jasno je da bezbednost OT sistema mora biti tretirana kao zaseban domen unutar šire oblasti sajber bezbednosti, sa posebnim pristupom, alatima i strategijama koji su prilagođeni realnom vremenu, determinističkom ponašanju i zahtevima visoke pouzdanosti koji definišu industrijska okruženja.

2.1 Najčešće ranjivosti SCADA i OT sistema

OT i SCADA sistemi koji čine okosnicu upravljanja i nadzora u elektroenergetskim mrežama, u svojoj osnovi nisu projektovani sa primarnim fokusom na sajber bezbednost. Njihova arhitektura, funkcionalni zahtevi i dug radni vek usloveli su da bezbednost ostane u drugom planu, što ih danas, u kontekstu sve prisutnijih sajber pretnji, čini izuzetno ranjivim.

Zastarela infrastruktura i dug životni ciklus sistema predstavljaju jednu od ključnih ranjivosti. Mnogi SCADA sistemi i prateći uređaji (kao što su PLC-ovi, RTU jedinice i IED-ovi) koriste operativne sisteme i firmware koji su prestali da se ažuriraju i podržavaju od strane proizvođača. Na primer, prisustvo Windows XP ili Windows 7 sistema u upravljačkim stanicama nije retkost, a upotreba starijih verzija Linux distribucija je uobičajena u ugrađenim sistemima.

U takvom okruženju, bez mogućnosti za pravovremeno ažuriranje bezbednosnih nadogradnji i bez podrške za savremene bezbednosne mehanizme, čak i poznate ranjivosti ostaju otvorene i eksploataбилne.

Neadekvatni komunikacioni protokoli dodatno komplikuju bezbednosnu situaciju. Industrijski protokoli koji se koriste za komunikaciju između kontrolera i SCADA servera – poput Modbus, DNP3, IEC 60870-5-104 ili IEC 61850 – uglavnom nisu dizajnirani sa ugrađenim mehanizmima autentifikacije, enkripcije ili kontrole integriteta. Ovi protokoli funkcionišu po principu implicitnog poverenja, što omogućava napadaču da, uz minimalne tehničke prepreke, izvrši komandne manipulacije, presretne saobraćaj ili potpuno preuzme nadzor nad uređajem.

Fizička dostupnost uređaja predstavlja još jedan često zanemaren aspekt sajber bezbednosti. SCADA komponente su često locirane na geografski udaljenim i slabije zaštićenim lokacijama, kao što su trafostanice, komunikacioni čvorovi ili pomoćni objekti, čime se otvara mogućnost direktnog fizičkog pristupa. U slučajevima kada fizička bezbednost nije na zadovoljavajućem nivou, rizik od sabotaze, neautorizovanog povezivanja uređaja ili unošenja zlonamernog koda postaje znatno veći.

Nezaštićeni udaljeni pristupi sve češće predstavljaju kritičnu tačku napada. Upotreba RDP konekcija, VPN tunela i daljinskih administrativnih alata bez višefaktorske autentifikacije, uz često korišćenje fabričkih lozinki i loše konfigurisanih pristupnih prava, čini infrastrukturu izuzetno ranjivom. Napadači veoma često ciljaju upravo te udaljene pristupne tačke kao „ulazna vrata“ u SCADA sisteme.

Slaba segmentacija mreže i nedostatak nadzora takođe doprinose povećanju rizika. U mnogim slučajevima, IT i OT mreže su delimično ili potpuno integrisane bez jasno definisanih sigurnosnih zona (zone-based security), što omogućava napadačima da, nakon kompromitacije jednog IT resursa, neometano nastave kretanje ka industrijskim kontrolnim sistemima. Nedostatak mehanizama za nadzor saobraćaja, logovanje aktivnosti i otkrivanje anomalija dodatno smanjuje mogućnost za rano otkrivanje napada.

Na sve navedeno se nadovezuje i **ljudski faktor**, uključujući nedovoljnu edukaciju operatera, slab nivo svesti o sajber rizicima u OT sektoru, kao i oslanjanje na zastarele operativne procedure koje ne uključuju moderne bezbednosne zahteve i sajber higijenu.

Uzimajući u obzir specifičnosti SCADA i OT sistema, jasno je da konvencionalna IT rešenja nisu dovoljna za zaštitu ovakve infrastrukture. Potrebna su ciljana, industrijski optimizovana rešenja koja ne samo da adresiraju postojeće tehničke ranjivosti, već i omogućavaju očuvanje kontinuiteta procesa, što je ključna vrednost u elektroenergetskom sektoru.

2.2 Najčešći oblici i primeri sajber napada na SCADA i OT sisteme

Uprkos tome što su SCADA i OT sistemi najčešće fizički odvojeni od interneta i poslovnih IT mreža, njihova složenost, dug radni vek i sveprisutna potreba za daljinskim upravljanjem i održavanjem čine ih potencijalnom metom za napredne sajber napade. U nastavku su predstavljeni najkarakterističniji oblici napada koji ugrožavaju SCADA infrastrukturu, ilustrovani primerima iz realnog sektora.

a) Malveri usmereni na industrijske kontrolne sisteme

Jedna od najopasnijih formi napada na SCADA sisteme jeste upotreba specijalizovanih malvera razvijenih upravo za manipulaciju ili sabotazu industrijskih kontrolnih uređaja. Ovi napadi su često visoko ciljani sa detaljnim poznavanjem infrastrukture sistema koji se napada.

Najpoznatiji primer je **Stuxnet**, prvi malver koji je uspešno doveo do fizičkog oštećenja opreme u realnom industrijskom okruženju. Ovaj napad iz 2010. godine koristio je niz prethodno nepoznatih ranjivosti u Windows operativnim sistemima da bi kompromitovao Siemens PLC kontrolere i izmenio rad gasnih centrifuga u iranskom nuklearnom postrojenju i sve to bez ikakvog vidljivog znaka za operatere.

Još jedan važan primer je **Industroyer** (poznat i kao CrashOverride), koji je 2016. godine korišćen za napad na elektrodistributivnu mrežu Ukrajine. Malver je bio sposoban da koristi više industrijskih protokola uključujući IEC 60870-5-101/104 i IEC 61850 za direktno slanje komandi ka prekidačima i relejima. Za razliku od Stuxnet-a, čiji je cilj bila sabotaza kroz prikrivenu manipulaciju, Industroyer je imao otvoreno destruktivan karakter sa namerom izazivanja nestanka struje.

Sličnu prirodu imao je i **Triton** (poznat i kao Trisis), otkriven u petrohemijskom postrojenju na Bliskom Istoku. Njegova meta bili su sigurnosni sistemi (Safety Instrumented Systems – SIS), čija je funkcija da zaštite ljude i opremu od havarija. Onemogućavanjem rada SIS sistema, Triton je otvorio mogućnost katastrofalnog incidenta.

b) Ransomver napadi u energetsom sektoru

Iako ransomver predstavlja pretnju prepoznatljivu prvenstveno u IT okruženju, sve češće napada i kompanije u oblasti kritične infrastrukture, uključujući elektroenergetski sektor.

Napad na **Colonial Pipeline** 2021. godine izazvao je paniku i nestašicu goriva u Sjedinjenim Američkim Državama. Iako operativni sistemi zaduženi za transport goriva nisu direktno pogođeni, kompanija je iz predostrožnosti zaustavila rad celog sistema, što je pokazalo koliki uticaj kompromitacija IT dela može imati na OT operacije.

Slično tome, **Norsk Hydro**, jedan od najvećih proizvođača aluminijuma, pogođen je 2019. godine ransomware-om "LockerGoga", što je izazvalo zastoje u više od 170 postrojenja širom sveta. Gubici su procenjeni na desetine miliona dolara.

Ovi primeri pokazuju da ransomver napadi više nisu ograničeni samo na enkripciju podataka, već sve češće služe kao poluga za pritisak na organizacije koje upravljaju sistemima od javnog značaja.

c) APT napadi na elektroenergetske sisteme

Napredne trajne pretnje (APT – Advanced Persistent Threats) predstavljaju jedan od najsloženijih i najopasnijih oblika sajber napada, karakterisan dugotrajnim i pažljivo koordinisanim infiltracijama u ciljani sistem. APT napadi se često povezuju sa geopolitičkim ciljevima i njihove mete su uglavnom sektori od kritičnog značaja za funkcionisanje društva i države. APT operacije su posebno opasne jer mogu ostati neprimećene mesecima, pa čak i godinama. Napadači u ovim slučajevima ne izvršavaju napad odmah, već najpre proučavaju mrežu, arhitekturu sistema i rutine operatera, pripremajući precizno sinhronizovanu akciju sa maksimalnim efektom.

3 KASPERSKY REŠENJA ZA ZAŠTITU OT INFRASTRUKTURE SCADA SISTEMA

KICS predstavlja jedno od najsveobuhvatnijih i najnaprednijih rešenja za zaštitu industrijskih sistema od savremenih sajber pretnji. Razvijen od strane kompanije Kaspersky, jednog od globalnih lidera u oblasti sajber bezbednosti, KICS je specijalno dizajniran da odgovori na jedinstvene izazove koji se javljaju u okviru OT i ICS (Industrial Control Systems) okruženjima, uključujući SCADA i DCS sisteme, kao i infrastrukturu u energetici, transportu, vodoprivredi, proizvodnji i drugim kritičnim sektorima.

Za razliku od tradicionalnih IT bezbednosnih rešenja, koja su prvenstveno fokusirana na zaštitu podataka i informacionih sistema, KICS je koncipiran da pruži stabilnu, neprekidnu i kontekstualno svesnu zaštitu u okruženjima u kojima prekid rada može imati ozbiljne posledice, uključujući ugrožavanje ljudskih života, fizičku štetu na postrojenjima i prekid snabdevanja osnovnim uslugama.

U kontekstu industrijskih sistema, ključni izazov je u tome što su mnogi OT sistemi prvobitno projektovani bez ikakvog aspekta sajber bezbednosti i često koriste nestandardizovane, zastarele protokole, uređaje bez mogućnosti za nadogradnju, kao i operativne sisteme koji su odavno van podrške. Ovakvi sistemi su do nedavno funkcionisali u izolovanim mrežama, ali savremeni zahtevi za daljinskim nadzorom, integracijom sa IT infrastrukturama i centralizovanim upravljanjem, doveli su do značajnog povećanja napadnih vektora. KICS je razvijen upravo da adresira ove slabosti na način koji je kompatibilan sa ograničenjima i specifičnostima OT okruženja.

Ono što KICS izdvaja od konkurentskih rešenja jeste njegov višeslojni, modularni pristup, koji omogućava organizacijama da postepeno uvode komponente sistema u skladu sa sopstvenim kapacitetima, bez potrebe za velikim prekidima u radu. Pored toga, KICS je osmišljen tako da ne narušava normalan tok industrijskih procesa – koristi pasivne metode praćenja, ne oslanja se na učestale nadogradnje i ne opterećuje resurse industrijskih uređaja.

KICS ne samo da detektuje napade i anomalije, već pruža i kontekstualnu analitiku, uzimajući u obzir prirodu industrijskih procesa. Na taj način se smanjuje broj lažnih pozitivnih rezultata, što je od izuzetne važnosti u SCADA sistemima u kojima greške u tumačenju mogu dovesti do pogrešnog odlučivanja operatera.

Osim zaštite krajnjih tačaka i nadzora mreže, KICS omogućava centralizovano upravljanje bezbednošću kroz KICS Security Center, čime se obezbeđuje vidljivost nad svim delovima OT infrastrukture, brza reakcija na incidente i jednostavno upravljanje politikama zaštite. Ova centralizacija je posebno značajna u velikim sistemima, gde se SCADA i DCS komponente nalaze na više geografski udaljenih lokacija.

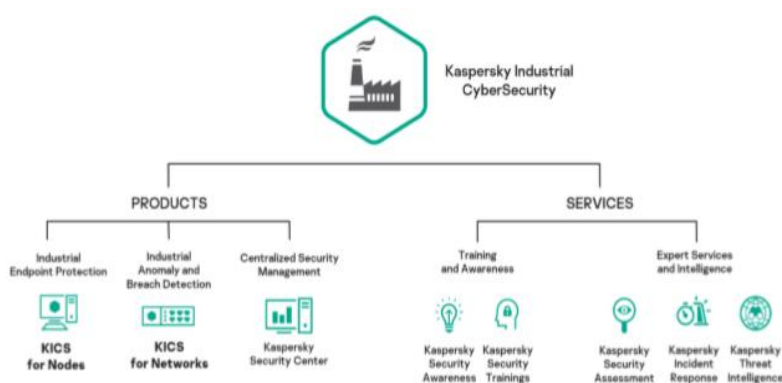
U širem kontekstu, KICS pomaže organizacijama da se usklade sa međunarodnim bezbednosnim standardima, kao što su IEC 62443, ISO/IEC 27001, kao i nacionalnim regulatornim zahtevima. Uvođenje ovakvog rešenja predstavlja ne samo tehničku investiciju, već i strateški korak ka jačanju otpornosti organizacije na sajber pretnje u 21. veku.

U narednim podpoglavljima biće detaljno predstavljani svi ključni moduli ovog rešenja – KICS for Nodes, KICS for Networks i KICS Security Center – kao i njihove funkcije, međusobna integracija i uloga u izgradnji sveobuhvatnog industrijskog bezbednosnog okruženja.

3.1 Arhitektura i komponente sistema

Modularna arhitektura KICS rešenja omogućava fleksibilnu primenu u razlicitim industrijskim scenarijima, od lokalnih kontrolnih centara i postrojenja do distribuiranih nacionalnih infrastruktura. Svaka komponenta sistema ima jasno definisanu ulogu u okviru višeslojnog modela zaštite i dizajnirana je tako da ne narušava operativne tokove, već da se nenametljivo integriše u postojeće okruženje.

KICS funkcioniše kroz tri osnovna i međusobno povezana modula: **KICS for Nodes**, **KICS for Networks** i **KICS Security Center**. Zajedno, oni omogućavaju zaštitu celokupne OT arhitekture, od krajnjih tačaka, preko komunikacionih slojeva, do centralizovanog nadzora i upravljanja bezbednosnim politikama.



Slika 1: Arhitektura KICS sistema

a) KICS for Nodes

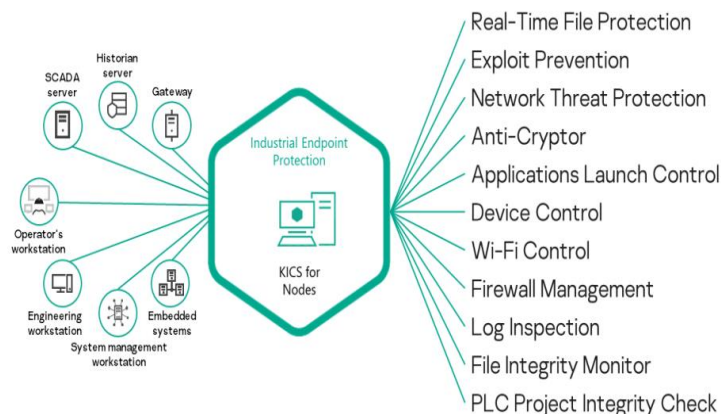
Komponenta KICS for Nodes je zadužena za zaštitu krajnjih tačaka SCADA sistema, uključujući radne stanice operatera, serverske jedinice, inženjerske konzole i druge računarske uređaje unutar OT okruženja. Ova komponenta implementira višestruke slojeve zaštite u realnom vremenu, pri čemu je akcenat na stabilnosti i minimalnom uticaju na rad industrijskih aplikacija.

Ključne funkcionalnosti uključuju:

- **Kontrolu pokretanja aplikacija (Application Launch Control):** omogućava precizno definisanje koje aplikacije mogu biti izvršene na uređaju, čime se sprečava pokretanje neautorizovanog softvera.
- **Kontrolu uređaja (Device Control):** omogućava administraciju perifernih uređaja (USB, Wi-Fi, Bluetooth), čime se smanjuje rizik od unosa zlonamernog koda putem fizičkih medija.
- **Zaštitu fajl sistema u realnom vremenu (Real-Time File Protection):** pruža efikasnu detekciju i blokiranje zlonamernog softvera uz kontinuirano skeniranje ključnih direktorijuma i procesa.

- **Prevenciju eksploatacije (Exploit Prevention):** štiti ranjive aplikacije i operativne sisteme od poznatih tehnika eksploatacije, čak i kada zakrpe nisu dostupne ili nisu primenjene.
- **Upravljanje mrežnim pravilima (Firewall Management):** omogućava detaljnu kontrolu mrežnog saobraćaja na nivou svakog uređaja.

Posebna prednost ove komponente je njena optimizacija za rad u starijim i ograničenim sistemskim okruženjima, uključujući operativne sisteme koji su van podrške, ali i dalje u aktivnoj upotrebi u industriji, kao što su Windows XP ili Windows 7.



Slika 2: Funkcionalna struktura KICS for Nodes

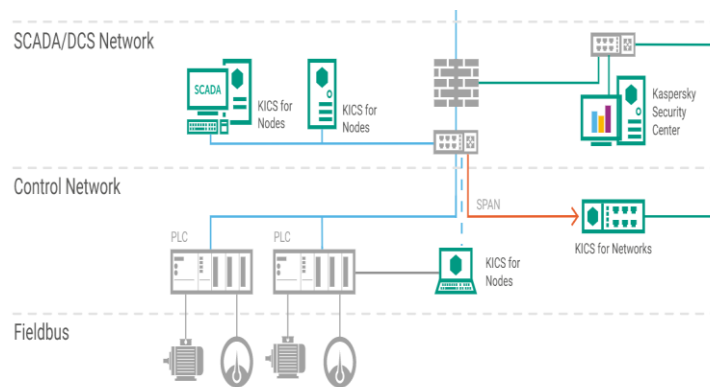
b) KICS for Networks

Komponenta KICS for Networks omogućava pasivno, nenametljivo praćenje komunikacije između uređaja u OT mreži. Korišćenjem tehnologije *port mirroring* na upravljivim svičevima, sistem presreće i analizira mrežni saobraćaj bez ikakvog uticaja na tokove podataka i bez rizika po dostupnost sistema.

Osnovne funkcionalnosti ove komponente uključuju:

- **Analizu industrijskih protokola** kao što su Modbus, DNP3, OPC Classic/UA, IEC 60870-5-104 i IEC 61850, uz mogućnost otkrivanja netipičnih i potencijalno zlonamernih komandi.
- **Detekciju neautorizovane komunikacije**, kao i pokušaje slanja komandi koje nisu u skladu sa definisanim operativnim obrascima.
- **Identifikaciju anomalija u saobraćaju**, uključujući netipična vremena odgovora, odstupanja u frekvenciji komunikacije, kao i sumnjive tokove između uređaja koji ne komuniciraju u normalnim uslovima.
- **Mapiranje mreže i otkrivanje uređaja**, čime se automatski kreira pregled fizičke i logičke OT topologije.

Ova komponenta posebno je važna za otkrivanje pokušaja lateralnog kretanja napadača unutar mreže, što predstavlja jednu od najčešćih tehnika napada na SCADA sisteme.



Slika 3: Funkcionalna struktura KICS for Networks

c) KICS Security Center

KICS Security Center predstavlja centralnu upravljačku platformu unutar KICS okruženja, dizajniranu da objedini sve informacije, funkcionalnosti i bezbednosne mehanizme u jedan koordinisani sistem. Ova komponenta omogućava punu vidljivost, upravljanje i analizu sajber bezbednosnih događaja u realnom vremenu, čime značajno olakšava operativni nadzor i unapređuje sposobnost reagovanja na potencijalne incidente.

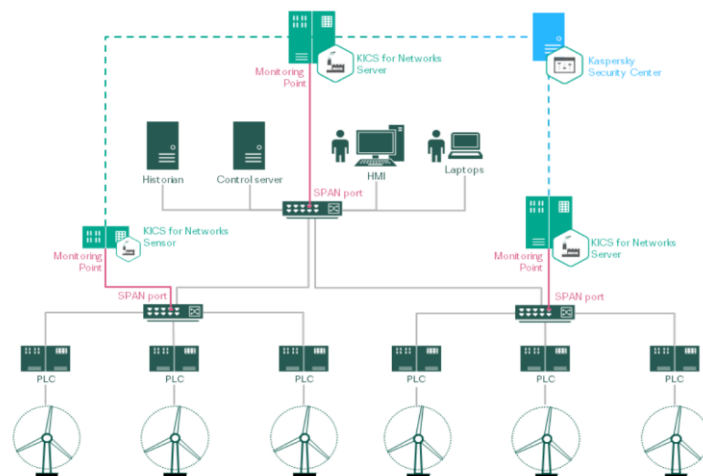
Za razliku od tradicionalnih rešenja, koja često funkcionišu fragmentisano i zahtevaju angažovanje više alata i interfejsa, KICS Security Center integriše nadzor nad krajnjim tačkama, mrežnim komponentama i komunikacionim protokolima u jedinstveni interfejs prilagođen potrebama OT sektora. Ovo omogućava bezbednosnim timovima i operaterima da brzo donose odluke zasnovane na kompletnim i korelisanim podacima iz čitavog sistema.

Ključne funkcionalnosti obuhvataju:

- **Prikaz bezbednosnih incidenata u realnom vremenu:** Sistem kontinuirano prikuplja i prikazuje podatke o detektovanim pretnjama, incidentima, pokušajima kompromitacije i neautorizovanom ponašanju. Prikaz se automatski ažurira i omogućava vizuelnu kategorizaciju događaja po stepenu rizika i tipu pretnje (npr. mrežni napad, pokušaj pokretanja neautorizovane aplikacije, eksploatacija ranjivosti i sl.).
- **Korelaciju i prioritizaciju događaja:** KICS Security Center poseduje mehanizme za automatsko povezivanje povezanih incidenata u šire bezbednosne scenarije, čime se izbegava delimično tumačenje pojedinačnih događaja. Takođe, primenjuje se prioritizacija na osnovu poslovnog i operativnog konteksta, što omogućava timovima da usmere pažnju na najkritičnije incidente.
- **Vizuelizaciju OT mrežne topologije:** Interfejs omogućava grafički prikaz mrežnih odnosa, uređaja, veza i komunikacionih tokova između SCADA kontrolera, PLC jedinica, IED-ova, servera i krajnjih tačaka. Vizuelni prikaz pomaže operatorima da uoče potencijalne ranjivosti, neautorizovane uređaje ili promene u ponašanju sistema koje mogu ukazivati na napad.

- **Upravljanje politikama zaštite i agentima:** Platforma omogućava centralizovano konfigurisanje pravila pristupa, ažuriranja i bezbednosnih politika, kao i **upravljanje** softverskim agentima instaliranim na zaštićenim uređajima. Sve promene se mogu sprovesti daljinski, bez potrebe za fizičkim pristupom terenskim lokacijama.
- **Forenzičku analizu i automatsko generisanje izveštaja:** KICS Security Center vodi detaljne logove svih aktivnosti, omogućavajući detaljnu retrospektivnu analizu svakog incidenta. Sistem generiše audit tragove koji mogu poslužiti u pravnim i regulatornim postupcima, kao i standardizovane i prilagođene izveštaje koji se mogu koristiti za izveštavanje rukovodstva, tehničkih timova i eksternih tela.
- **Integraciju sa SIEM rešenjima i eksternim sistemima:** KICS je projektovan da bude interoperabilan sa drugim bezbednosnim alatima, pre svega sistemima za upravljanje bezbednosnim informacijama i događajima (SIEM), čime se omogućava konsolidacija OT i IT bezbednosnih podataka u jedinstvenu platformu. Time se dodatno unapređuje korelacija između industrijskih i korporativnih pretnji, kao i sveobuhvatna analiza rizika.

Zahvaljujući ovakvom centralizovanom pristupu, KICS Security Center ne samo da omogućava tehnički nadzor, već igra ključnu ulogu u uspostavljanju organizacione kontrole nad celokupnim OT bezbednosnim okruženjem. U uslovima sve složenijih sajber pretnji i regulatornih zahteva, ova komponenta postaje osnovni alat za operativno upravljanje sajber rizicima u SCADA sistemima, uz očuvanje efikasnosti, dostupnosti i sigurnosti ključnih industrijskih procesa.



Slika 4: Kaspersky Security Centar

4 IMPLEMENTACIJA KICS REŠENJA U ELEKTROMREŽI SRBIJE

U svetlu dinamičnih tehnoloških promena i sve naprednijih sajber pretnji koje ugrožavaju bezbednost kritične infrastrukture, Elektromreža Srbije je preduzela strateški iskorak u pravcu modernizacije i jačanja sajber otpornosti svojih SCADA i OT sistema. S obzirom na to da elektroenergetski sektor predstavlja jedan od stubova nacionalne bezbednosti i ekonomskog razvoja, bilo kakva kompromitacija sistema za nadzor, upravljanje i prenos električne energije može imati velike posledice, ne samo tehničke, već i društveno-ekonomske.

EMS je, kao operator prenosnog sistema u Republici Srbiji, odgovoran za održavanje stabilnosti, kontinuiteta i bezbednosti u funkcionisanju elektroenergetske mreže. U tom kontekstu, doneta je odluka da se izvrši implementacija specijalizovanog rešenja koje je u stanju da adresira specifične izazove OT bezbednosti, kako na tehničkom, tako i na organizacionom nivou.

Nakon detaljne analize tržišnih opcija, internog stanja sistema, preporuka iz bezbednosnih izveštaja i konsultacija sa ekspertskim timovima, opredelilo se za platformu KICS. Rešenje je odabrano zbog svoje sposobnosti da se efikasno integriše u postojeće SCADA okruženje, bez narušavanja procesa u realnom vremenu i zbog dokazane uspešnosti u zaštiti industrijskih i energetske sistema na globalnom nivou.

KICS je odabran kao ključna komponenta nove sajber bezbednosne arhitekture, upravo zato što je razvijen imajući u vidu sve specifičnosti operativne tehnologije, uključujući dug radni vek opreme, zahtev za neprekidnim radom, prisustvo nasleđenih sistema i ograničene mogućnosti za intervenciju u produkcionom okruženju.

4.1 Ciljevi i motivacija implementacije

S obzirom na rastući broj naprednih sajber incidenata usmerenih ka kritičnoj infrastrukturi širom sveta, prepoznata je neophodnost redefinisanja postojećeg pristupa zaštiti SCADA i OT sistema. Posebno je postalo jasno da tradicionalni IT bezbednosni alati i modeli nisu dovoljno efikasni u OT okruženju koje karakterišu dug radni vek sistema, real-time zahtevi i visoka operativna osetljivost.

Jedan od glavnih pokretača inicijative bilo je reagovanje na nalaze bezbednosnih revizija i inspekcija, koje su ukazale na potencijalne ranjivosti unutar industrijskog sistema nadzora i upravljanja. Identifikovani su nedostaci u vidljivosti OT mreže, ograničenja u detekciji pretnji i nedostatak integrisanog pristupa incident menadžmentu. U tom smislu, implementacija KICS rešenja viđena je kao najefikasniji način da se ovi izazovi adresiraju sistemski i dugoročno.

Pored toga, sve češći napadi na energetske sektor na globalnom nivou, uključujući slučajeve Stuxnet, Industroyer i Colonial Pipeline, pokazali su da ni zatvoreni sistemi nisu imuni na ciljane sajber operacije, posebno one koje koriste APT taktike, socijalni inženjering, lateralno kretanje kroz mreže i iskorišćavanje nevidljivih ranjivosti.

Cilj nije bio samo zaštita infrastrukture od pojedinačnih incidenata, već i uspostavljanje stabilnog, održivog i skalabilnog bezbednosnog sistema koji će biti u stanju da se razvija u skladu sa budućim tehnološkim izazovima i regulatornim obavezama. Obezbeđenje kontinuiteta rada čak i u uslovima kompromitacije sistema postavljeno je kao strateški prioritet, jer u elektroenergetici i minimalan prekid može izazvati domino efekat i značajne posledice po nacionalnu bezbednost i privredu.

Posebno važan aspekt motivacije predstavljalo je usklađivanje sa međunarodnim standardima i okvirima. EMS kao članica ENTSO-E i entitet od strateškog značaja na evropskoj energetskej mapi ima obavezu da se pridržava smernica koje proističu iz:

- **IEC 62443** – standarda za bezbednost industrijskih kontrolnih sistema,
- **ISO/IEC 27001** – međunarodnog okvira za upravljanje informacionom bezbednošću,

- **ENTSO-E preporuka** koje definišu strukturu tzv. Generic Security Plan i očekivane funkcionalnosti sistema za zaštitu od sajber pretnji u elektroenergetici.

Shodno tome, bilo je od ključne važnosti da se odabere rešenje koje je kompatibilno sa postojećom SCADA infrastrukturom i koje ne zahteva značajne izmene u arhitekturi sistema, ne ugrožava stabilnost operativnih procesa, ali istovremeno pruža:

- visoku vidljivost u realnom vremenu nad OT mrežom i uređajima,
- mogućnost ranog otkrivanja anomalija i incidenata,
- centralizovano upravljanje i forenzičku analizu,
- i kompatibilnost sa regulatornim i internim politikama bezbednosti.

Ovim pristupom, postavljen je temelj za moderni bezbednosni sistem u kojem sajber otpornost postaje sastavni deo celokupnog procesa upravljanja prenosom električne energije, a ne samo izdvojena tehnička funkcija.

4.2 Faze implementacije

Implementacija KICS rešenja u EMS-u predstavljala je složen, ali pažljivo strukturisan proces, realizovan kroz više uzastopnih faza. Svaka etapa projekta osmišljena je tako da minimalno utiče na postojeći režim rada SCADA sistema, uz postepenu izgradnju kapaciteta za nadzor, detekciju i centralizovano upravljanje sajber bezbednošću u OT okruženju. Projekat je sproveden u saradnji sa internim inženjerskim timovima EMS-a, tehničkim partnerima i eksternim konsultantima iz oblasti industrijske bezbednosti, kao i uz koordinaciju sa proizvođačima SCADA softverskih rešenja radi očuvanja kompatibilnosti i stabilnosti sistema.

U prvoj fazi sprovedene su ključne pripreme u okviru OT infrastrukture. Ova faza uključivala je temeljnu analizu postojećeg mrežnog sloja i njegov redizajn u cilju uspostavljanja tehničkih uslova za pasivni nadzor mrežnog saobraćaja. Centralni cilj bio je da se omogući “mirror” pristup komunikaciji između industrijskih uređaja bez narušavanja postojećih funkcionalnosti i bez dodirivanja produkcionih SCADA komponenti. U skladu sa tim, u regionalnim dispečerskim centrima i na lokalnim trafostanicama širom Srbije, izvršena je instalacija upravljivih mrežnih svičeva, kao i segmentacija OT mreže koja je omogućila precizno usmeravanje mrežnog saobraćaja ka nadzornim tačkama bez prekida u radu sistema. Posebna pažnja posvećena je odabiru opreme kompatibilne sa režimom rada u realnom vremenu, uz poštovanje svih bezbednosnih i operativnih zahteva.

U drugoj fazi započeta je fizička instalacija infrastrukture neophodne za rad KICS for Networks komponente. Na predviđenim lokacijama postavljeni su namenski serveri za obradu i skladištenje bezbednosnih događaja, na koje su zatim povezani portovi za pasivno nadgledanje. Paralelno sa infrastrukturnom instalacijom, izvršena je detaljna konfiguracija *port mirroring* funkcionalnosti na upravljivim svičevima, čime je omogućeno presretanje mrežnog saobraćaja u realnom vremenu bez umetanja u sam protokol komunikacije. Time su obezbeđeni svi tehnički preduslovi za početak kontinuiranog nadzora saobraćaja između SCADA servera, RTU, IED i drugih uređaja u OT mreži.

Treća faza bila je posvećena instalaciji softverskih komponenti KICS for Nodes, čime je započela implementacija zaštite na nivou krajnjih tačaka.

Na radne stanice i serverske jedinice u okviru SCADA okruženja, prvenstveno u regionalnim dispečerskim centrima, pa zatim i lokalnim trafostanicama, instalirani su agenti koji omogućavaju nadzor i zaštitu datoteka, kontrolu pristupa, monitoring pokrenutih procesa, kao i upravljanje perifernim uređajima poput USB i Wi-Fi adaptera. Pre svake instalacije, izvršena je detaljna provera kompatibilnosti sa postojećim aplikacijama, posebno sa softverima domaće proizvodnje, poput SCADA rešenja Instituta „Mihajlo Pupin“, kako bi se osiguralo da funkcionalnost sistema ostane neometana. Konfiguracija agenata podešena je tako da bude maksimalno optimizovana u pogledu resursne potrošnje, uz isključenje nepotrebnih modula i prioritizaciju ključnih bezbednosnih funkcija.

Četvrta faza obuhvatila je centralizaciju bezbednosnog nadzora kroz implementaciju KICS Security Center platforme u okviru Nacionalnog dispečerskog centra (NDC). Ova platforma je integrisana sa svim prethodno postavljenim KICS komponentama, omogućivši objedinjeni prikaz bezbednosnih događaja sa više lokacija. Uspostavljen je centralni sistem za nadzor i upravljanje, koji omogućava operaterima u NDC-u da u realnom vremenu vizualizuju OT topologiju, identifikuju anomalije u mrežnom saobraćaju, analiziraju potencijalne incidente i donose operativne odluke u skladu sa unapred definisanim procedurama reagovanja. Pored toga, omogućena je i automatizacija kreiranja izveštaja, kao i pravovremena distribucija informacija relevantnim timovima.

U završnoj, petoj fazi, realizovano je testiranje sistema, evaluacija performansi i edukacija zaposlenih. Tokom testnog perioda sprovedene su simulacije napada, analizirana tačnost detekcionih mehanizama i optimizovane politike zaštite u skladu sa specifičnostima SCADA infrastrukture EMS-a. Na osnovu rezultata testiranja izrađeni su bezbednosni scenariji i incident response protokoli koji su usklađeni sa unutrašnjim procedurama i međunarodnim preporukama. Istovremeno, sprovedene su praktične obuke za operatere i administratore, sa ciljem osposobljavanja za samostalan rad u KICS okruženju, kako u domenu operativnog nadzora, tako i u analizi bezbednosnih incidenata i forenzičkim ispitivanjima.

Ovakav fazni i pažljivo kontrolisan pristup omogućio je EMS-u da sprovede jednu od najznačajnijih modernizacija sajber bezbednosti u okviru nacionalne elektroenergetske infrastrukture, bez kompromitovanja pouzdanosti, dostupnosti i kontinuiteta rada sistema.

4.3 Tehničke i operativne specifičnosti implementacije

Jedan od ključnih faktora uspešne implementacije KICS rešenja u okviru Elektromreže Srbije bio je pažljiv i kontekstualno prilagođen pristup tehničkim i operativnim specifičnostima koje karakterišu infrastrukturu. Za razliku od „generičkih“ bezbednosnih modela koji se često oslanjaju na uniformna IT rešenja, projektovanje sajber zaštite u elektroenergetskom okruženju zahtevalo je temeljno razumevanje SCADA arhitekture, mrežnih ograničenja, softverske kompatibilnosti i organizacionih pravila rada u realnom vremenu.

Jedan od najvažnijih izazova u procesu implementacije odnosio se na kompatibilnost sa postojećim SCADA sistemima, pri čemu je posebno pažljivo analizirana saradnja sa rešenjima domaće proizvodnje, kao što su sistemi razvijeni u Institutu „Mihajlo Pupin“. Budući da SCADA aplikacije koje se koriste u EMS-u sadrže specifične protokole komunikacije i softversku logiku razvijanu i održavanu tokom više decenija, bilo je od suštinske važnosti da se implementacija KICS modula sprovodi bez zadiranja u aplikativni sloj sistema. Ovim pristupom omogućena je besprekidna integracija KICS rešenja bez potrebe za rekonstrukcijom ili prilagođavanjem poslovno-kritičnih SCADA aplikacija, što je značajno doprinelo stabilnosti i bezbednosti produkcionog okruženja.

Pored toga, tehnički timovi su morali da odgovore na izazov ograničenih mrežnih resursa na pojedinim lokacijama, naročito u udaljenim trafostanicama i regionalnim centrima sa infrastrukturom koja nije prvobitno bila projektovana za visokoopterećene nadzorne sisteme. U tim uslovima bilo je neophodno pažljivo optimizovati konfiguraciju port mirroring režima, kako bi se izbeglo zagušenje mrežnog saobraćaja i obezbedila stabilna komunikacija između ključnih SCADA komponenti. Inženjerski timovi EMS-a su, uz podršku bezbednosnih stručnjaka, izvršili precizno balansiranje između obima podataka neophodnih za kvalitetnu detekciju anomalija i tehničkih kapaciteta mrežne infrastrukture.

Poseban kvalitet implementacije ogleda se i u sprovedenoj logičkoj segmentaciji OT mreže, koja je omogućila jasno razgraničenje između funkcionalnih zona, kao i identifikaciju bezbednosno osetljivih delova sistema. Ova segmentacija nije bila samo mrežno-tehničke prirode, već je bila utemeljena na analizama funkcionalne povezanosti uređaja, operativnim procedurama i potencijalnim vektorima napada. Kao rezultat, senzori i KICS agenti su pozicionirani strateški, na mestima od najvećeg značaja za otkrivanje anomalija i neautorizovanih aktivnosti, bez ugrožavanja osnovne komunikacije između industrijskih uređaja.

Još jedna važna komponenta uspeha ovog projekta bila je prilagođavanje softverske politike lokalnim operativnim procedurama i kulturi rada EMS-a. S obzirom na specifičnu strukturu odgovornosti i višedecenijsku praksu u upravljanju elektroenergetskim sistemima, bilo je ključno da se bezbednosne funkcije ne nameću previše striktno, već da se uvode postepeno i u skladu sa realnim operativnim potrebama. Prvo su aktivirane pasivne komponente sistema, poput nadzora saobraćaja i generisanja upozorenja, dok su funkcionalnosti koje podrazumevaju aktivnu zaštitu, kontrolu aplikacija ili ograničavanje komunikacija uvodile sukcesivno, nakon temeljne evaluacije i obuka zaposlenih. Ovakav pristup obezbedio je visok nivo prihvatanja sistema među korisnicima, kao i operativnu stabilnost tokom svih faza primene.

Kao celina, tehnički i organizacioni aspekti implementacije KICS rešenja u EMS-u pokazuju da uspešna primena napredne bezbednosne tehnologije u industrijskom okruženju ne zavisi samo od funkcionalnosti samog alata, već i od sposobnosti da se on prilagodi postojećem sistemu, mreži, procesima i ljudima. Upravo ta prilagodljivost i strateški pristup doprineli su tome da ovaj projekat postane primer dobre prakse u oblasti zaštite nacionalne elektroenergetske infrastrukture.

4.4 Rezultati i dalji planovi

Implementacijom KICS rešenja, EMS je napravio značajan korak ka uspostavljanju modernog, skalabilnog i kontekstualno svesnog sistema za zaštitu OT infrastrukture. Projekat nije samo unapredio tehničke kapacitete za nadzor i detekciju, već je doveo do sistemske transformacije načina na koji se u EMS-u percipira i upravlja sajber bezbednošću industrijskih sistema.

Jedan od najvažnijih rezultata projekta jeste uspostavljanje centralizovane i sveobuhvatne vidljivosti nad OT infrastrukturom. Po prvi put, timovi za bezbednost i operativni nadzor imaju uvid u bezbednosna dešavanja u realnom vremenu na nivou regionalnih dispečerskih centara i ključnih objekata prenosne mreže. Do sada je KICS rešenje uspešno implementirano u svih pet regionalnih dispečerskih centra i na 34 trafostanice koje čine deo osnovne elektroenergetske infrastrukture Srbije. Ovim je obuhvaćen značajan deo SCADA mreže, čime je postignuta operativna pokrivenost sistema koja omogućava identifikaciju potencijalnih pretnji u najkritičnijim tačkama mreže.

Zahvaljujući modularnoj i pasivnoj prirodi KICS rešenja, ostvarena je precizna detekcija anomalija i potencijalnih bezbednosnih incidenata, pri čemu nije došlo do narušavanja stabilnosti sistema ni u jednoj fazi implementacije. Sistem je u stanju da identifikuje sumnjive obrasce ponašanja, pokušaje neautorizovane komunikacije i odstupanja u radu protokola i sve to uz minimalan uticaj na performanse infrastrukture. Detekcije koje su ranije bile moguće isključivo kroz ručne kontrole ili reaktivne analize, sada se odvijaju u realnom vremenu, sa mogućnošću momentalne reakcije operatera.

Kao rezultat implementacije, EMS je takođe postavio čvrst temelj za dalji razvoj sajber bezbednosne arhitekture, sa jasnom strategijom proširenja sistema. U narednim fazama planirano je da se KICS rešenje implementira i u Nacionalnom dispečerskom centru (NDC), koji predstavlja centralnu tačku za nadzor nad prenosnom mrežom i koordinaciju sa operatorima susednih sistema. Integracija NDC-a u KICS sistem ne samo da će obezbediti objedinjeni uvid u čitavu OT infrastrukturu EMS-a, već će omogućiti i centralizovano upravljanje incidentima sa najvišeg nivoa odlučivanja.

Takođe, strateški pravac daljeg razvoja uključuje i integraciju sa IT bezbednosnim sistemima EMS-a putem SIEM rešenja, čime bi se omogućila potpuna korelacija između IT i OT bezbednosnih događaja, uz bolji uvid u međuzavisnosti i zajedničke vektore napada.

Na kraju, jedan od ključnih ciljeva za budućnost jeste uspostavljanje automatizovanih mehanizama detekcije i reakcije (SOAR – Security Orchestration, Automation and Response). Uvođenjem ovakvih sistema EMS planira da dodatno skрати vreme između detekcije i reakcije, smanji zavisnost od ručne analize i obezbedi konzistentan odgovor na sve tipove incidenata, od najjednostavnijih pokušaja neautorizovanog pristupa, do naprednijih višefaznih napada.

U celini, rezultati postignuti implementacijom KICS rešenja predstavljaju značajan korak u evoluciji sajber bezbednosti u EMS-u. Ovaj projekat ne samo da je tehnički unapredio zaštitu infrastrukture, već je postavio i nove organizacione, proceduralne i strateške standarde u pristupu bezbednosti OT sistema, koji će služiti kao osnova za sve buduće aktivnosti u ovoj oblasti.

5 ZAKLJUČAK

Sprovedeni rad ukazuje na rastuću potrebu za sistemskim pristupom zaštiti operativne tehnologije u elektroenergetskom sektoru, posebno imajući u vidu sve naprednije sajber pretnje koje ciljno pogađaju SCADA infrastrukture i sisteme od vitalnog značaja. Istraživanjem je pokazano da efikasna zaštita ovih sistema zahteva specijalizovana rešenja koja su projektovana u skladu sa specifičnostima industrijskog okruženja, kako u tehničkom, tako i u operativnom i organizacionom smislu.

Implementacija KICS platforme u okviru Elektromreže Srbije potvrđuje da je moguće postići visok nivo bezbednosti bez narušavanja funkcionalnosti i pouzdanosti industrijskih procesa. Postignuti rezultati, kao što su unapređena mrežna vidljivost, bolja kontrola nad potencijalnim incidentima i usklađenost sa međunarodnim standardima, ukazuju na praktične koristi i dugoročnu održivost ovakvog pristupa. Kroz pažljivo planiranu faznu realizaciju, omogućena je integracija bez zastoja u radu, što je od izuzetnog značaja za infrastrukturu koja mora funkcionisati neprekidno.

Značaj rada ogleda se u tome što prikazuje jedan od prvih primera na regionalnom nivou gde je specijalizovana platforma za industrijsku sajber bezbednost primenjena na nacionalnoj energetske mreži, uz očuvanje lokalnog znanja, resursa i procesa. Time je postavljen temelj ne samo za tehnički napredak, već i za razvoj modela saradnje između inženjerskog sektora, IT bezbednosti i upravljačkih struktura.

Moguća dalja istraživanja trebalo bi da budu usmerena na automatizaciju odgovora na incidente kroz upotrebu SOAR tehnologija, kao i na razvoj domaćih standarda i politika bezbednosti u OT domenu koji bi bili prilagođeni specifičnim uslovima rada domaće infrastrukture. Poseban izazov predstavlja i integracija sa sistemima za veštačku inteligenciju i mašinsko učenje u cilju prediktivne detekcije anomalija, što bi dodatno povećalo otpornost elektroenergetskog sistema u budućnosti.

Rad ujedno otvara mogućnost da se razvije jedinstven nacionalni okvir za zaštitu OT sistema, koji bi mogao poslužiti kao model za druge sektore kritične infrastrukture, poput vodoprivrede, saobraćaja ili industrijske proizvodnje.

6 LITERATURA

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC). (2018). IEC 62443 – Industrial communication networks – Network and system security. Geneva: IEC
- [2] International Organization for Standardization (ISO). (2013). ISO/IEC 27001: Information Security Management Systems – Requirements. Geneva: ISO.
- [3] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). (2021). Cybersecurity Framework for the Electricity Sector. Brussels: ENTSO-E.
- [4] Kaspersky Lab. (2021). Kaspersky Industrial CyberSecurity – Technical Overview.
- [5] Kaspersky Lab. (2023). KICS for Nodes and Networks – Deployment and Configuration Guide.
- [6] Radivojević, M. i Ristić, S. (2022). Industrijska sajber bezbednost u SCADA sistemima: izazovi i rešenja. Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu.
- [7] Stojković, M. (2021). Bezbednosni aspekti upravljanja elektroenergetskim sistemima. Zbornik radova sa konferencije INFOTEH-JAHORINA.
- [8] US Department of Homeland Security – ICS-CERT. (2020). Recommended Practices for Industrial Control Systems.
- [9] Institute "Mihajlo Pupin". (2020). SCADA rešenja za elektroenergetski prenos i distribuciju – tehnički vodič.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.10](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.10)**D2.10****UGOVORI KAO PRAVNO TEHNIČKI OSNOVI ZAŠTITE LIČNIH PODATAKA****CONTRACTS AS LEGAL TECHNICAL BASIS OF PERSONAL DATA PROTECTION****Milkica Petrović Rikić, Dragan Rikić, Tihomir Dabović, Željko Marković, Gordana Đerić***

Kratak sadržaj: Zaštita podataka se ostvaruje na obligaciono pravni način, regulisana je ugovorno. Izvršena je analiza različitih vrsta ugovora u IT industriji, njihova pravna regulative, ključne odredbe, način primjene. Ugovor u kome se definišu vrsta i nivo usluge između ponuđača usluge i klijenta je SLA. Service Level Agreement-nivo usluge, kojim se kupac obezbeđuje da će imati mogućnost održavanja sistema, kao i mogućnost dodatne nadogradnje već postojećeg sistema uz definisanje vremenskog perioda važenja ovog ugovora, broja radnih sati, cijene po radnom satu, prioriteta i brzine odaziva i svega što spada u nivo usluge, kao i cijene tehničke podrške, naknadne obuke, programiranja, ili dizajniranja. Da bi se osiguralo ostvarivanje ovog ugovora unutar organizacije postoji sporazum o operativnom nivou, operation level agreement gdje se vrši interno osiguranje ispunjenja usluga dobavljača, npr servisni pult. Ti sporazumi su uključeni u OLA, te ako se moraju sklopiti sa dobavljačem, onda su uključeni u temeljni ugovor. Ugovor o povjerljivosti-NDA- non disclosore agreement se sklapa između pružaoca informacije koji želi otkriti svoje povjerljive informacije drugoj strani i primaoca informacije, sa ciljem da te informacije ne budu dostupne trećim licima, u suprotnom slijedi drugi dio pravne norme. Ovdje se definiše koje informacije su povjerljive, te koje su obaveze primaoca informacije po pitanju čuvanja povjerljivosti, koliko dugo je u obavezi da čuva tajnost informacija, te koje su sankcije ako dođe do kršenja ugovora. Ugovor o licenci programske podrške za krajnjeg korisnika-EULA- end user licence agreement je memorandum ugovora između proizvođača i korisnika programske podrške, koji uključuje korisničku licencu i određuje granice slobode koje jemči vlasnik. Ugovor korisniku daje pravo na korišćenje softverske aplikacije na neki način, a dizajniran je kako bi primijenio određena ograničenja. Predviđa se da će u skorijoj budućnosti pametni ugovori preuzeti i olakšati mnoge aspekte poslovanja, najviše zbog činjenice da eliminišu potrebu manuelnog sastavljanja i izvršavanja ugovora, te sudjelovanja trećih strana u cijelom procesu.

*Milkica Petrović Rikić, ODS „Elektro-Bijeljina” a.d.Bijeljina, milkica.petrovic.r@elektrobijeljina.com , milkicapetrovic5@gmail.com

Dragan Rikić, ODS „Elektro-Bijeljina“ a.d.Bijeljina, dragan.rikic@elektrobijeljina.com, draganrik@gmail.com

Tihomir Dabović, MH „Elektroprivreda Republike Srpske” Matično Preduzeće a.d. Trebinje, tdabovic@ers.ba
Željko Marković, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, SCITECH d.o.o, Beograd, Srbija, markovic@scitech.rs

Gordana Đerić, ODS „Elektro-Bijeljina“ a.d.Bijeljina, gocahp@yahoo.com

Ključne reči: *OLA, SLA, SMART CONTRACT, NDA, EULA*

Abstract: Data protection is implemented in an obligatory legal manner, it is regulated by contract. An analysis of different types of contracts in the IT industry, their legal regulations, key provisions, and method of application was performed. The contract defining the type and level of service between the service provider and the client is the SLA. Service Level Agreement - the level of service, which ensures that the customer will have the possibility of maintaining the system, as well as the possibility of additional upgrading of the already existing system while defining the time period of validity of this contract, the number of working hours, the price per working hour, priority and speed of response and everything that belongs to the service level, as well as the price of technical support, subsequent training, programming, or design. In order to ensure the fulfillment of this contract, there is an agreement on the operational level within the organization, where the internal assurance of the fulfillment of the supplier's services is carried out, for example the service desk. These agreements are included in the OLA, and if they must be concluded with the supplier, then they are included in the basic contract. A confidentiality agreement - NDA - non disclosure agreement is concluded between the information provider who wants to disclose his confidential information to the other party and the recipient of the information, with the aim that this information is not available to third parties, otherwise the second part of the legal norm follows. Here it is defined which information is confidential, and what are the obligations of the recipient of the information regarding confidentiality, how long he is obliged to keep the information confidential, and what are the sanctions if there is a breach of contract. EULA - end user license agreement is a memorandum of agreement between the producer and the user of the software, which includes the user license and determines the limits of freedom guaranteed by the owner. The agreement gives the user the right to use the software application in a certain way, and is designed to apply certain restrictions. It is predicted that in the near future, smart contracts will take over and facilitate many aspects of business, mainly due to the fact that they eliminate the need for manual drafting and execution of contracts, and the participation of third parties in the entire process.

Key words: *OLA, SLA, SMART CONTRACT, NDA, EULA*

1 UVOD

Program usklađenosti donesen u skladu sa Zakonom o električnoj energiji uspostavlja specifične politike, mjere i procedure kojima se promoviše, aktivno sprovodi i efikasno nadzire transparentno, objektivno i nediskriminišuće obavljanje djelatnosti distribucije električne energije u skladu sa uslovima za obavljanje djelatnosti koje je izdala Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, predložen od strane uprave preduzeća i usvojen je od strane nadzornog odbora preduzeća u 2023. godine. Ima cilj da spriječi diskriminaciju, promoviše objektivnost i transparentnost u pružanju javnih usluga od opšteg interesa distribucije, omogućiti ostvarivanje nezavisnosti i samostalnog djelovanja operatera distributivnog sistema u odnosu na vertikalno integrisanu kompanije i unutar nje povezana preduzeća i da uspostavi mehanizam nadzora nad sprovođenjem propisanih mjera od strane uprave i zaposlenih u firmi. U članu 3. Stav 5. Programa usklađenosti propisana je zaštita povjerljivih i komercijalno osjetljivih podataka u posjedu Operatera distributivnog sistema. Funkcionalnim razdvajanjem operatera distributivnog sistema od vertikalno integrisane kompanije između ostalog navedenog u članu 6. Programa usklađenosti i uspostavljanje mehanizama čuvanja poverljivih i komercijalno osjetljivih podataka, u funkciji jednakog, nediskriminatornog odnosa prema svim korisnicima usluga.

Povjerljive informacije obuhvataju podatke o korisnicima distributivne mreže i tržišnim učesnicima koji su u posjedu operatera distributivnog sistema, a to su: pojedinačni ugovori korisnika mreže, podaci o obračunu i naplati po ovim ugovorima, podaci o mjernim mjestima korisnika mreže, kontakt podaci kupaca, energetske i finansijske kartice, podaci o bankama, komercijalni uslovi, načini plaćanja i ostali uslovi snadbijevanja krajnjih kupaca, mjerni podaci, profili potrošnje pojedinačnih kupaca, istorijat prigovora i žalbi pojedinačnih korisnika mreže, neaktivni i planirani novi priključci korisnika na mrežu i ostali podaci koji od strane tržišnog učesnika budu označeni povjerljivim, na primjer poslovni i investicioni planovi, tehnički podaci.

2 PRAVILA VEZANA ZA POVJERLJIVE INFORMACIJA

Operater distributivnog sistema može dostavljati povjerljive informacije trećim licima isključivo po dobijanju saglasnosti subjekta na koga se tražene informacije odnose, osim u slučajevima dostave po pravilima izvještavanja Regulatorne komisije za energetiku Republike Srpske ili po traženju drugog organa prema zakonom definisanim ovlašćenjima. Komercijalno osjetljive informacije obuhvataju opšte i operativne podatke o distributivnom sistemu, koji kada su dostupni pojedinim tržišnim učesnicima, mogu stvoriti konkurentsku prednost na tržištu električne energije. Informacije o distributivnom sistemu se čine dostupnim javnosti izuzev u slučajevima postojanja opravdanih razloga protiv njihovog javnog objavljivanja koji se odnosi na legitiman komercijalni interes ili pitanje sigurnosti sistema. Operater distributivnog sistema primjenjuje veliki broj mjera sa ciljem omogućavanja nediskriminatornog pristupa informacijama. Od mjera navedenih u članu 13. Programa usklađenosti ističem stav 4. pod g) propisivanje obaveze ugovornih partnera sa Operaterom distributivnog sistema u pogledu zaštite povjerljivih podataka do kojih dođu kroz realizaciju ugovora, te definisanje pravnih posledica za narušavanje obaveze povjerljivosti i pod h) omogućavanje pristupa sistemima za zapisivanje, procesuiranje i arhiviranje komercijalno osjetljivih i povjerljivih informacija isključivo ovlašćenom osoblju Operatera distributivnog sistema. Programom usklađenosti zabranjena je izrada dodatnih kopija povjerljivih informacija u čvrstoj ili elektronskoj formi, osim ovlašćenim licima Operatera distributivnog sistema. U firmi je omogućena obuka zaposlenih o postupanju sa informacijama koje se odnose na treća lica ili opštim informacijama o mreži.

Obaveza zaposlenih u pogledu postupanja sa povjerljivim informacijama, način prijave sumnje na kršenje pravila povjerljivosti, kao i sankcije u slučaju kršenja pravila povjerljivosti podataka su detaljno uređeni kodeksom ponašanja, koji je donesen uz program usklađenosti. Kodeksom je propisano da su uprava i članovi dužni da uspostave mehanizam čuvanja povjerljivih, komercijalno osjetljivih podataka i ograničenog pristupa prostorijama Operatera distributivnog sistema, a sve u funkciji jednakog, nediskriminatornog odnosa prema svim korisnicima usluga. U firmi je uspostavljen sistem upravljanja podacima, uključujući informacije koje se odnose na korisnike mreže, tržišne učesnike i opšte informacije, te su propisana pravila pristupa povjerljivim informacijama koja garantuju nediskriminirajući pristup, a koja se odnose na korisnike distributivne mreže, po jednakim uslovima, uključujući rokove, ažuriranje, sadržaj, format i cijene pristupa informacijama

Uprava, zaposleni, kao i angažovana treća lica u Operateru distributivnog sistema tokom i nakon isteka mandata, zaposlenja ili angažmana dužni su pridržavati se pravila o povjerljivosti informacija koja važe za upravu kompanije.

3 UGOVOR O POVJERLJIVOSTI

NDA -Non -disclosure agreement je ugovor koji se sklapa između dvije ugovorne strane, kada jedna strana-pružalac informacija, želi otkriti svoje povjerljive informacije drugoj strani-primalac informacija, ali ne želi da te informacije postanu dostupne trećim licima. Kada se potpiše ugovor primalac se obavezuje da će čuvati povjerljivost dobijenih informacija. U slučaju otkrivanja povjerljivih informacija trećim licima, primalac informacija može platiti velike novčane kazne.¹ Ovaj ugovor štitiće povjerljive informacije, znanje ili materijal koje strane žele podijeliti jedna sa drugom u neku svrhu, ali žele ograničiti pristup trećim licima. Prilikom zaključivanja ovih ugovora prvo treba objasniti ključne pojmove kao što su poslovna tajna², držalac poslovne tajne³, nosači informacija⁴, oznaka stepena tajnosti, davalac,⁵ primalac⁶ i predmet isporuke.

U ovim ugovorima se navodi da se poslovna tajna i povjerljive informacije odnose na: stručna znanja, inovacije, istraživanja, tehnike, procese, programe, grafikone, izvorne i prateće dokumente, softvere, softverske module i podmodule, softverske funkcionalnosti, programske linije i kodove, izvorni kod, poslovne planove, projekte, poslovne prilike, djela zaštićena pravima intelektualne svojine, know-how, digitalne i sve druge informacije učinjene dostupnim primaocu, sve informacije koje budu usmeno ili pismeno označene kao „poslovna tajna“ ili „povjerljivo“, informacije koje, pod bilo kojim okolnostima, mogu da se tumače kao poslovna tajna ili povjerljive informacije, uslove i okolnosti svih pregovora i svakog ugovora između strana ugovornica. Nakon toga eksplicitno navodi šta se smatra poslovnom tajnom u konkretnom slučaju, te svaka strana priznaje da je navedeno od suštinske vrijednosti za drugu stranu i da bi odavanjem navedene informacije uslijedilo pričinjavanje konkretne ili neposredne štete drugoj strani. Inače sa podacima o kritičnoj infrastrukturi za koje je određen stepen tajnosti postupa se u skladu sa važećim propisima i međunarodnim ugovorima i standardima. Osim podataka koji u skladu sa Zakonom o bezbednosti kritičnih infrastruktura, tajni podatak predstavljaju i označavaju se odgovarajućim stepenom tajnosti, u području zaštite kritičnih infrastruktura i drugi podaci, kojima se može odrediti tajnost podataka povezanih sa pojedinom kritičnom infrastrukturom. U svim slučajevima posjednik informacija-primalac raspolaže povjerljivim tehničkim i poslovnim informacijama i podacima koje su pružene i razmijenjene u bilo kom obliku. Isto se postupa i kada je informacija sadržana u dokumentu, kao i kada je saopštena prilikom razgovora, da li je u fizičkom ili elektronskom obliku, da li je sadržana u informacionim sistemima, softverima, materijalnim uzorcima i tome slično. Bitno je da je izložena od strane pojedinika informacije drugoj strani, odnosno korisniku informacije, te da je definisana kao povjerljiva informacija.

¹ U ugovoru o povjerljivosti se definiše koje informacije su povjerljive, koje su obaveze primaoca informacija, koliko dugo je primalac obavezan čuvati tajnost dobijenih informacija, te koje se sankcije ukoliko dođe do kršenja ugovora.

² Poslovna tajna je bilo koja informacija koja ima komercijalnu vrijednost koja ne mora biti poznata u trenutku zaključenja ugovora, zato što nije opšte poznata, niti je dostupna trećim licima koja bi njenim korišćenjem ili saopštavanjem mogla ostvariti ekonomsku korist, i koja je od strane njenog držaoca zaštićena odgovarajućim mjerama u skladu sa zakonom, ugovornim obavezama ili odgovarajućim standardima u cilju očuvanja njene tajnosti, a čije bi saopštavanje trećem licu moglo nanijeti štetu davaocu poslovne tajne.

³ Držalac poslovne tajne je lice koje je na osnovu zakona kontroliše korišćenje poslovne tajne.

⁴ Nosači informacija su materijalni i elektronski mediji, glas-govor i informacione baze podataka u kojima je sadržana ili preko koje se prenosi poslovna tajna.

⁵ Davalac je strana koja je imalac poslovne tajne, koja primaocu ustupa podatke koji predstavljaju poslovnu tajnu.

⁶ Strana koja od davaoca prima podatke koji predstavljaju poslovnu tajnu.

Primalac informacije je obavezan da informacije tretira strogo povjerljivo, jer se obavezao da ih neće, osim na osnovu prethodno date saglasnosti davaoca informacija, objavljivati, kopirati, dati ili učiniti dostupnim bilo kome trećem licu ili iskoristiti na drugi način.⁷

Ugovori o povjerljivosti se sklapaju prije početka rada na zajedničkom projektu između dvije firme, između zaposlenog i firme, između pojedinaca-izumitelja određenog izuma i društva ili firme od koje se traži savjet za nepatentirani izum i tome slično, a u svim slučajevima jedna strana otkriva povjerljive podatke drugoj strani, koja se obavezuje da ne zloupotrebi iste. Strane se obavezuju da će poslovnu tajnu, kada se ona razmjenjuje preko nazaštićenih veza, razmjenjivati samo uz primjenu uzajamno prihvatljivih metoda kriptovanja, kombinovanih sa odgovarajućim postupcima koji zajedno obezbeđuju očuvanje povjerljivosti podataka. Svaka strana je dužna da imenuje lica koja će biti zadužena za razmjenu poslovne tajne, navede elektronske adrese navedenih lica, te formira elektronsku adresu za razmjenu elektronskih dokumenata, kada se podaci dostavljaju korišćenjem interneta. Ispunjenjem gore navedenih obaveza može početi razmjena podataka.

Prilikom sklapanja ovih ugovora upoznaju se sva lica koja su uključena u realizaciju aktivnosti obuhvaćenih projektom o obavezama iz ugovora, te se kao korisnik informacije obavezuje da će sačiniti izjavu o povjerljivosti pojedinačno za svakog zaposlenog ili saradnika koji će učestvovati u realizaciji aktivnosti obuhvaćenih projektom. Navedene izjave se dostavljaju uz potpisan ugovor.

Inače ugovori o povjerljivosti se mogu zaključiti u dva oblika: jednostrani i dvostrani. Jednostrane ugovore više susrećemo u praksi, dok su dvostrani složeniji, jer u njima obje strane ujedno i pružaju i primaju informacije. Uobičajni dijelovi ovih ugovora uključuju: podatke o stranama koje potpisuju ugovor, predmet ugovora, obaveze primaoca informacije, rok čuvanja dobijene informacije, izuzetke⁸ u kojima se odstupa od čuvanja informacije i posledice kršenja ugovora. Ključni dio obuhvata deskripciju povjerljivih informacija i način na koji se upravlja informacijama, jer što decidnije se opišu povjerljive informacije manja je mogućnost zloupotrebe istih. Informacije se koriste samo u svrhe koje su definisane u predmetu ugovora, tu je zastupljen princip jednakosti, ravnopravnosti navedenih informacija, sa svim ostalim povjerljivim informacijama. To znači primalac ne smije otkriti informacije drugima, ukoliko to zaista nije potrebno, ali i tada samo uz odobrenje pružaoca informacije. Kršenje obaveza iz ugovora povlači punu materijalnu i krivičnu odgovornost obje ugovorne strane, njihovih ovlašćenih predstavnika i svih zaposlenih koji su u skladu sa ovim ugovorom obavezni čuvati povjerljive podatke. Za punovažnost ovih ugovora nije potrebna ovjera notara, dovoljan je potpis ugovornih strana.

4 OSTALI UGOVORI

SLA-Service Level Agreement je dio ugovora (u nekim slučajevima i poseban ugovor) u kome se definišu vrsta i nivo usluge prodavca (ili server provider-a) i klijenta (kupca ili customer-a). SLA je vid ugovora o kupoprodaji, gdje jedna ugovorna strana-izvršilac usluga, pruža usluge drugoj ugovornoj strani, a druga ugovorna strana-primalac usluga za navedeno plaća određenu cijenu. Obavezni elementi ovog ugovora su predmet i cijena. Ugovorom se mogu odrediti

⁷ Cilj pružanja informacije je zaštita informacije čije bi otkrivanje u javnosti značajno oštetilo njenog vlasnika.

⁸ U većini dobro sastavljenih ugovora o povjerljivosti postoji stavka koja štiti primaoca informacija. Pod ovim podrazumijevamo opšte pozante ili javno dostupne informacije, informacije koje je primalac posjedovao prije potpisivanja ugovora, informacije koje je primalac saznao legalnim putem od drugih strana, te informacije dobijene sudskim nalogom. Navedene informacije, bez obzira što su navedene u ugovoru primalac nije dužan čuvati.

detaljnije rok plaćanja, način plaćanja, period trajanja, prava, obaveze i odgovornosti ugovornih strana i način rešavanja sporova. Pružalac usluge je obavezan da usluge izvrši (pruža) stručno, kvalitetno i u ugovornom roku. Pružalac usluga odgovara za uredno izvršenje ugovora prema važećim propisima, štiti prava i interese naručioca, te ga obavještava o toku realizacije ugovora. Pružalac se obavezuje za ispostavku faktura za izvršene usluge potpisane od strane naručioca i pružaoca usluga, te da neće zapošljavati lica u svrhe izvršenja ovoga ugovora, fizička i pravna lica koja su učestvovala u pripremanju tenderske dokumentacije ili su bila u svojstvu člana ili stručnog lica kojeg je angažovala komisija. Pružalac usluge odgovara za nedostatke usluge koje je imala u trenutku prelazka rizika na naručioca, bez obzira da li mu je ta činjenica bila poznata, što predstavlja odgovornost za materijalne nedostatke stvari, u skladu sa Zakonom o obligacionim odnosima, članom 478. Pružalac usluga odgovara i za one nedostatke koji se pojave posle prelazka rizika na naručioca, ukoliko su isti posledica uzroka koji je postojao prije. Nedostaci izvršenih usluga postoje: ako je rezultat izvršene usluge takav da je izvršena na način koji nije predviđen u ponudi izabranog ponuđača, ako rezultat izvršene usluge nema potrebna svojstva za naročitu upotrebu za koju je naručilac nabavlja, a koja su bila poznata pružaocu usluga ili su mu morala biti poznata i ako rezultat izvršene usluge nema svojstva i karakteristike koji su izričito ili prećutno ugovoreni, odnosno propisani, kao i ako je izvršilac izvršio usluge koje nisu odgovarajuće.

Do obostranog potpisivanja fakture rizik slučajne propasti izvršene usluge snosi pružalac usluga. Slučajna propast ili oštećenje izvršene usluge podrazumijeva odsustvo krivice, tj skrivljene štetne radnje bilo koga lica, a ne samo ugovorne strane. Obostranim potpisivanjem fakture, rizik prelazi sa naručioca, osim u slučaju ukoliko je pružalac usluga, zbog nedostatka izvršene usluge, raskinuo ugovor. Ukoliko dođe do nemogućnosti ispunjenja svoje obaveze, pružalac usluga neće biti u obavezi da izvrši predmetnu uslugu naručiocu, i nema pravo zahtijevati isplatu ugovorene cijene, a u obavezi je da vrati puni iznos cijene, ukoliko je taj iznos, već primio. Svi eventualni sporovi i nesporazumi koji bi mogli nastati iz ovog ugovora ili povodom istog, ugovorne strane će riješiti usaglašavanjem ili na neki drugi način, u skladu sa uzajamnim povjerenjem i dobrim poslovnim običajima. U slučaju da se ne postigne dogovor mirnim putem, ugovorena je nadležnost suda.

EULA-End user Licence agreement je ugovor o licenci programske podrške za krajnjeg korisnika. Eula je memorandum ugovora između proizvođača i korisnika programske podrške, koja uključuje korisnikovu licencu. Ugovor o licenci ili ugovor o transferu tehnologije podrazumijeva ugovor kojim davalac tehnologije ustupa pravo privrednog iskorišćavanja zaštićenih prava industrijske svojine i nezaštićenih prava zajedno sa opremom i odgovarajućim postupcima proizvodnje koji su tehnološki povezani sa ustupljenim znanjem uz potrebnu tehničku pomoć da bi se oprema i znanje mogli privredno iskorišćavati, a sticalac tehnologije obavezuje se da za to plaća određenu naknadu.⁹ Ugovor o licenci mora biti zaključen u pisanoj formi.¹⁰ Sticalac licence ima pravo iskorišćavanja licence samo u granicama koje su navedene u ugovoru, ostale mogućnosti iskorišćavanja zadržava davalac licence, kada je u pitanju isključiva licenca, a ako nije navedeno, smatra se da je neisključiva.

Davalac licence je obavezan da u određenom roku sticaocu preda predmet licence, sa pratećom dokumenatcijom, te redovno daje uputstva i obavještenja o načinu korišćenja istog. Sticalac licence je obavezan da iskoristi licencu na ugovoren način, u ugovoreno vrijeme i u granicama koje su navedene u ugovoru. Povredom svoje obaveze sticalac odgovara za neizvršenje ugovora po opštim pravilima ugovornog prava. Sticalac je dužan platiti naknadu davaocu licence u

⁹ V.Besarović, *Deregulacija viših oblika privredne saradnje sa inostranstvom*, Beograd 1990.strana 50.

¹⁰ ZOO, čl 687.

ugovoreno vrijeme i na način kako je definisano ugovorom. Ako se naknada određuje u zavisnosti od obima iskorišćavanja predmeta licence, sticalac je dužan podnijeti davaocu licence izvještaj o obimu iskorišćavanja i izvršiti obračun svake godine, ako ugovorom nije definisan rok.¹¹ U ugovornom pravu slovi, da ako je predmet nekog ugovora nezaštićeni pronalazak ili tajno tehničko znanje i skustvo (know –how) korisnik takvog predmeta ovoga ugovora dužan je da isti drži u tajnosti, jer njegova vrijednost na tržištu leži upravo u njegovoj tajnosti. Te se ovdje može vidjeti povezanost ugovora o licenci programske podrške i ugovora o povjerljivosti podataka. Obaveza povjerljivosti podataka postoji za sve vrijeme trajanja ugovora, pa čak i posle ugovora. Inerentno je da zakon ovdje predviđa obavezu čuvanja tajnosti podataka isključivo za korisnika tehnologije.¹² Zakon ne predviđa istu obavezu za davaoca tehnologije koja se čuva u tajnosti, iako bi ova njegova obaveza trebala da bude istovijetna obavezama davaoca licence u pogledu postojanja isključivog monopolskog prava.¹³

Sticalac tehnologije sa istekom roka ugovora dužan je da obustavi dalju proizvodnju i pružanje usluga, ali je ovlašten da rasproda robu koju je proizveo za vrijeme trajanja ugovora. Dužina ovoga roka zavisi od niza okolnosti i sticalac tehnologije bio bi dužan da se ponaša savjesno i pošteno. Sticalac tehnologije ima ovlaštenje da ugovorenu proizvodnju ili ugovorene usluge za vrijeme trajanja ugovora, a što nije okončano do isteka ugovora, bez njegove krivice, okonča po isteku ugovora, postupajući u skladu sa načelom savjesnosti i poštenja. Po isteku ugovora korisnik tehnologije je dužan da vrati davaocu tehnologije cjelokupnu dokumentaciju koja mu je ugovorom stavljena na raspolaganje. Sticalac tehnologije dužan je da čuva tehnologiju u tajnosti i po isteku ugovora o transferu tehnologije, i to čak sve dokle god tajnost postoji.

OLA-Operation level agreement je sporazum o operativnom nivou čija je svrha osiguranje realizacije SLA sporazuma unutar organizacije dobavljača. Ugovori između kupaca i dobavljača uključeni su u SLA, voditelji nivoa usluge dobavljača moraju interno osigurati da se može ispuniti SLA sporazum.

SMART CONTRACT-pametni ugovor jedan je od važnih činilaca koji je utemeljen na blockchain tehnologiji. Pretpostavka je da će u skorijoj budućnosti pametni ugovori preuzeti te olakšati mnoge aspekte poslovanja, najviše zbog činjenice da eliminišu potrebu manuelnog sastavljanja i izvršavanja ugovora, te sudjelovanje trećih strana u cijelom procesu. Pametni ugovori rade uz pomoć blockchain tehnologije što znači da se svi podaci i radnje iz ugovora pohranjuju na blockchain mrežu i javno su dostupni. Blockchain tehnologija je distributivni sistem koji omogućava kreiranje i održavanje niza podataka, nazvanog “lanac blokova” koji su povezani i osigurani kriptografskim metodama. Ovaj lanac blokova sadrži transakcije ili druge podatke koji su pohranjeni na način koji je otporan na manipulaciju ili promjenu. Ključna karakteristika blockchain tehnologije je decentralizacija. Umjesto da se podaci pohranjuju na jednom centralnom serveru, oni se distribuiraju na više računara.¹⁴

Prednosti pametnih ugovora su:

- tačnost i učinkovitost (ne gubi se vrijeme na papirologiju i na ispravljanje grešaka),

¹¹ ZOO član 702.

¹² Ako predmet licence sačinjava nepatentirani pronalazak ili tajno tehničko znanje i iskustvo, sticalac licence je dužan da ga čuva u tajnosti.

¹³ V.Besarević (1988), strana 144; vid.R. Prica, *Ugovor o know-how*, Beograd, 1981, 169-ta strana.

¹⁴ Inače blockchain tehnologija je najpoznatija po svojoj prvoj primjeni-kao osnova za kriptovalute, poput Bitkoina. Kasnije je došlo do primjene u raznim područjima kao što su finansije, logistika, zdravstvo, pametni ugovori, upravljanje lancima snadbijevanja i mnogi drugi sektori.

- povjerenje i transparentnost (ugovori su enkriptovani¹⁵, a dostupni stranama koje su definisale uslove i učestvuju u transakciji, nakon što se izvrše i podaci se pohrane na blochchainu ne postoji način da se definisane stavke promijene),
- brzina (ugovori su utemeljeni na računarskom kodu, svi procesi su automatizovani, što dovodi do uštede u vremenu),
- sigurnost (otežan dolazak do podataka, jer zapis o jednoj transakciji se veže za prethodnu, što znači da bi haker trebao promijeniti tok lanca kako bi izmijenio cijelu transakciju, te su stoga pametni ugovori jedni od najsigurnijih podatkovanih elemenata na internetu),
- ušteda novca (nije potreban odlazak u banku, kod advokata ili notara, te dovode do uštede vremena i novca).

5 ZAKLJUČAK

Ugovori u oblasti informacionih tehnologija se mogu zaštititi sredstvima zaštite koja se primjenjuju i za klasične-tradicionalne ugovore u privredi.¹⁶ Bankarska garancija je jedno od najčešćih sredstava zaštite ugovora u privredi, predstavlja instrument osiguranja plaćanja ili izvršenih ugovornih obaveza. Može biti:

- Platna, gdje se banka obavezuje da će platiti iznos u slučaju neispunjenja ugovora i
- Izvršna (performance guarantee), koja je češća kada su u pitanju ugovori u području zaštite ličnih podataka, a vezani za informacione tehnologije, jer garantuje veću sigurnost završetka projekta.

U većini ugovora se koristi bankarska garancija kao sredstvo obezbeđenja koju isporučilac predaje naručiocu prilikom zaključenja ugovora, kao безусловnu i naplativu na prvi poziv, u određenoj visini ugovorene vrijednosti, sa određenim rokom trajanja, pod uslovima navedenim u podzakonskim aktima. Potpisom ugovora isporučilac daje svoju saglasnost da naručilac može realizovati deponovana sredstva obezbeđenja u slučaju da ne izvrši svoju obavezu iz ugovora koja se odnosi na cijenu, rokove, kvalitet ili kvantitet isporuke. Garancija za uredno izvršenje ugovora dostavlja se u originalu. Ne smije biti ni na koji način oštećena, jer se kao oštećena ne može naplatiti. U situacijama kada se raspisuje tender, a garancija za uredno izvršenje ugovora nije dostavljena na propisan način, u skladu sa uslovima iz tenderske dokumentacije i u roku iz prethodnog stava, zaključeni ugovor će se smatrati apsolutno ništavim. Naručilac se obavezuje da isporučiocu na njegov pismeni zahtjev vrati nerealizovana sredstva obezbeđenja u naznačenom roku od dana kada je isporučilac u cjelosti izvršio svoje obaveze preuzete ugovorom. Sredstvo zaštite koje se takođe često primjenjuje u praksi rada Operatera distributivnog sistema je ugovorna kazna. Zaključuje se najčešće u dva slučaja:

- Za slučaj da dužnik zadocni ili nepotpuno izvrši obavezu iz ugovora koji se potpisuje i
- Za slučaj da dužnik zadocni ili nepotpuno izvrši obavezu iz naprijed navedenog ugovora.

¹⁵ U cilju očuvanja bezbednosti i sprečavanja obrade podataka kojima se krši Uredba evropskog parlamenta i Savjeta Evrope, rukovalac ili obrađivač moraju da procijene rizike povezane sa obradom podataka i sprovedu mjere za umanjivanje tih rizika, a najčešće se tu primjenjuje enkripcija.

¹⁶ Kod ugovora u privredi koriste se sva sredstva obezbeđenja koja se izučavaju u stvarnom i obligacionom pravu, kao što su: ugovorna kazna, kaucija, odustanica, garancija, menični aval, avans, kapara, penali, jemstvo, zaloga i pravo pridržaja. M. Vasiljević, *Trgovinsko pravo*, Beograd, 2009.godina

Visina ugovorne kazna se određuje sporazumno i važi do momenta potpunog ispunjenja obaveze od strane dužnika, stim da se određuje koji ukupni iznos vrijednosti ugovora ne smije preći. Ugovorna kazna se odnosi na neopravdano kašnjenje u ispunjenju obaveze od strane isporučioaca. Može se ugovoriti da ukoliko naručilac po osnovu kašnjenja pretrpi štetu veću od iznosa definisanog u ugovoru, ima pravo zahtijevati razliku do potpune naknade štete.

Ukoliko isporučilac ne izvrši svoje obaveze u ugovorenom roku, dužan je da za neizvršenu isporuku plati penale i to za svaki dan zakašnjenja u iznosu određenom u ugovoru, odnosno, određenom procentu od ugovorne vrijednosti. Ukoliko kupac ne izvrši obaveze u roku, isporučilac ima pravo da obračuna zakonsku zateznu kamatu, kao i naknadu štete u skladu sa važećim propisima u slučaju kada je neuredno ispunjenje ili neispunjenje ugovorne obaveze prouzrokovalo štetu drugoj ugovornoj strani, kako je prethodno navedeno.

Za neprekidno funkcionisanje kritične infrastrukture potrebno je bezbedonosnim planom obezbediti povjerljivost, potpunost i raspoloživost organizacionih, kadrovskih, materijalnih, informaciono-komunikacionih i drugih rešenja. Jer, i zakon o zaštiti ličnih podataka u članu 11. stavu 1. navodi da kontrolor podataka u okviru svoje nadležnosti, kao i obrađivač podataka se staraju o bezbednosti te preduzimaju sve tehničke i organizacione mjere i utvrđuju pravila postupka, koja su neophodna da bi se sproveo zakon, kao i drugi propisi u vezi sa zaštitom i tajnosti podataka.

Sva dalja istraživanja treba usmjeriti u pravcu dodatne zaštite gore navedenih ugovora, koja bi se unutar firme mogla realizovati uvođenjem ISO standarda isključivo vezanih za ove ugovore.

Navedeno je potrebno implementirati da bi se ojačala svijest, kroz obuku zaposlenih, o tome koliko je štetno povrijediti tajnost postupka, ugovora. Navedeno je inkriminisano krivičnim zakonom BiH, članom 237.

6 LITERATURA

- [1] M.Vasiljević, Trgovinsko pravo, Beograd, 2009.godina,
- [2] Zakon o zaštiti ličnih podataka BiH (*"Sl.glasnik BiH"*, br. 49/06),
- [3] Zakon o bezbednosti kritičnih infrastrukture u Republici Srpskoj (*"Sl.glasnik RS"*, br. 58/19),
- [4] Uredba evropskog parlamenta i Savjeta od 27.aprila 2016.godine o zaštiti fizičkih lica u odnosu na obradu podataka o ličnosti i o slobodnom kretanju takvih podataka i o stavljanju direktive 95/46 van snage,
- [5] D. Radonjić, M. Gljiva, *Primjena propisa o zaštiti ličnih podataka*, Sarajevo, 2016.godina,
- [6] Bosanskohercegovački standard BAS EN ISO/IEC 27001, drugo izdanje, decembar 2023.godina,
- [7] <https://www.elektrobijeljina.com/images/docs/Program%20uskладjenosti.pdf>
- [8] <https://www.elektrobijeljina.com/images/docs/Kodeks%20ponasanja.pdf>

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.11](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.11)**D2.11****ТЕСТИРАЊЕ ТАЧНОСТИ РАДА IEEE 1588V2 (PTP) ПРОТОКОЛА
НА РАЗЛИЧИТИМ ПРОЦЕСОРСКИМ СИСТЕМИМА****TESTING THE ACCURACY OF IEEE 1588V2 (PTP) PROTOCOL
ON DIFFERENT PROCESSOR SYSTEMS****Anka Kabović*, Milenko Kabović, Vladimir Čelebić, Iva Salom**

Кратак садржај: Прецизно одређивање времена догађаја у електроенергетском систему се користи у сврху надгледања мреже, координације рада и заштите, да би се њиховом анализом спречили већи поремећаји и испад система. Због све веће примене стандарда IEC 61850, увећава се број апликација које захтевају прецизну синхронизацију времена коришћењем протокола IEEE 1588v2 (PTP – *Precision Time Protocol*), који омогућава синхронизацију времена са повећаном тачношћу бољом од 1 ms, коришћењем софтверског и хардверског одређивања временске ознаке. Хардверска реализација PTP протокола код које се користе нижи слојеви OSI модела за генерисање временских маркера може побољшати тачност синхронизације на бољу вредност од 20 ns. Да би се омогућило повећање брзине на Етернет интерфејсима код уређаја дистантне заштите TZ-600 било је неопходно тестирати нове хардверске компоненте које би омогућиле већу брзину Етернета, пре свега нових процесорских система, као и одговарајућих РНУ интерфејсних дигиталних блокова. Поред испитивања брзине преноса било је потребно одредити и тачност синхронизације времена за различите хардверске конфигурације. У раду су приказане основне могућности нових хардверских платформи заснованих на ARM процесорима SoC (*System on Chip*) Zynq 7000 и Zynq UltraScale+. Затим је приказана тест конфигурација за тестирање PTP протокола, као и добијени резултати, тј. постигнута прецизност временске синхронизације и извршено је поређење са претходним тестирањима са циљем избора најбоље конфигурације.

Кључне речи: - PTP протокол, Zynq 7000, Zynq UltraScale+, процесорски систем, синхронизација времена, тачност синхронизације

Abstract: Precise event time determination in power systems is used for network monitoring, operation coordination, and protection, aiming to prevent major disturbances and system failures through analysis. With the increasing adoption of the IEC 61850 standard, the number of applications requiring precise time synchronization using the IEEE 1588v2 protocol (PTP – Precision Time Protocol) is growing. This protocol enables time synchronization with an accuracy better than 1 ms using both software and hardware timestamping. A hardware implementation of the PTP protocol, which utilizes lower OSI model layers for generating time markers, can improve synchronization accuracy to better than 20 ns.

* anka.kabovic@pupin.rs, Институт Михајло Пупин, Волгина 15, Београд

To enhance Ethernet interface speeds in TZ600 distance protection devices, it was necessary to test new hardware components that enable higher Ethernet speeds, particularly new processor systems and corresponding PHY interface digital blocks. In addition to examining transmission speed, it was also necessary to determine time synchronization accuracy for different hardware configurations. This paper presents the fundamental capabilities of new hardware platforms based on ARM SoC (*System on Chip*) Zynq 7000 and Zynq UltraScale+ processors. It also describes the test setup for evaluating the PTP protocol, along with the obtained results—achieved synchronization precision—and compares them with previous tests to select the optimal configuration.

Key word - PTP protocol, Zynq 7000, Zynq UltraScale+, processor system, time synchronization, synchronization accuracy

1 УВОД

Утврђивање тачног времена и редоследа догађаја (SOE – *Sequence of Events*) у електроенергетским постројењима постало је могуће захваљујући увођењу дигиталних релеа. Прецизни временски подаци омогућавају корелацију догађаја широм електроенергетске мреже и служе као основа за реконструкцију и утврђивање узрока настанка појединих поремећаја у систему. Тачност временске синхронизације уређаја од око 1 ms сматра се довољном за потребе SOE извештавања. Временска синхронизација уређаја се у почетку реализовала серијским протоколом IRIG-B (*Inter-Range instrumentation Group time code B*) преко наменских медија за пренос информација о тачном времену – коаксијалних или оптичких каблова. Каблови за временску синхронизацију и каблови за пренос података постојали су као две физички одвојене инфраструктуре, све док нису развијене технологије синхронизације времена у мрежама са пакетском комутацијом: NTP (*Network Time Protocol*) [1], SNTP (*Simple Network Time Protocol*) и PTP (*Precision Time Protocol*) [2]. Захваљујући чињеници да се информације за временску синхронизацију и подаци преносе истом мрежом, предност ових протокола је смањена количина каблова између извора тачног времена и уређаја у систему. Такође, нема ограничења у погледу максималне удаљености од извора тачног времена, за разлику од IRIG-B решења са максималним дометом до око 150 m. Уз то, извор тачног времена захтева да буде постављен близу антене, која мора имати скоро потпуну видљивост ка небу због пријема GNSS (*Global Navigation Satellite System*) сигнала [3].

Све ове чињенице представљају изазов у окружењима где постоји велика удаљеност између извора тачног времена и крајњег уређаја, као што је на пример хидроелектрана. Заштитни уређаји се обично налазе у подножју бране, у близини генераторске турбине, док се опрема за синхронизацију времена, која укључује извор тачног времена и антену, мора налазити на врху бране како би неометано примала GNSS сигнал.

Етернет мреже имплементиране преко оптичких влакана могу постићи растојања већа од 100 km. У погледу тачности синхронизације NTP протокол је лошији (0,2 – 10 ms) од IRIG-B протокола (око 1 μ s), док PTP обезбеђује сличну или већу тачност (100 ns - 1 μ s). Коришћењем PTP протокола могуће је дистрибуирати временску референцу високе тачности на много већим растојањима коришћењем пакетске мреже, чиме се решавају примене у којима су удаљеност или препреке за антену представљале проблем. PTP протокол подржава редундансу и омогућава конфигурисање више потенцијалних главних сатова (*grandmaster clocks*) у оквиру једне мреже. PTP бира примарни сат из доступних потенцијалних главних сатова у мрежи, при чему тај примарни сат представља крајњи извор времена за целу PTP мрежу.

Остали потенцијални главни сатови могу аутоматски преузети ту улогу уколико тренутни примарни сат постане недоступан. РТР такође подржава редундантне путање од главног сата до IED (Intelligent Electronic Device) уређаја, које су реализоване унутар топологије Етернет мреже. Коришћење редундантних топологија у мрежи доприноси ублажавању последица губитка временске синхронизације услед отказа у комуникационој путањи.

Прецизна синхронизација времена у електроенергетским системима представља изазов, јер се не захтева само прецизно мерење времена на великом географском подручју, већ и безбедна и поуздана дистрибуција временских информација мора бити обезбеђена у сваком тренутку. Заједничко референтно време је од кључног значаја за надгледање мреже, свест о ситуацији у реалном времену, координацију рада система и заштиту електроенергетског система и његове имовине. Ипак, проблеми се могу јавити услед лошег постављања антене, софтверских грешака у фирмверу уређаја, проблема са интероперабилношћу и поузданошћу саме архитектуре синхронизације.

Током последњих неколико деценија захтеви за синхронизацијом времена код система заштите у електропривреди драстично су се променили, од примена које нису захтевале временску референцу, до примена које захтевају тачност синхронизације времена испод 1 μ s. Растућа забринутост у вези са глобалним загревањем и све веће коришћење дистрибуираних енергетских ресурса (DER – Distributed Energy Resources) условили су промену код система заштите. Дистрибуирани енергетски ресурси се могу инсталирати било где као индивидуалне машине или груписани у већем броју у ветропаркове, односно соларне електране. За многе од њих не можемо да знамо када ће бити доступни, а са друге стране њихово понашање током кварова кратког споја или других нерегуларних стања у раду система се разликује од класичних система са синхроним генераторима. Истовремено, њихово повезивање на дистрибутивну мрежу у потпуности мења захтеве за заштиту и контролу [4]. Због свега наведеног се као једно од кључних решења намеће да треба имати бољу свест о статусу система уз бржу идентификацију и отклањање грешака, што не може бити постигнуто без брзе, безбедне и поуздане комуникације.

У IEC 61850-5 [5] дефинисано је 6 синхронизационих класа у електропривредним системима, приказаних у табели Табела I.

Табела I: Синхронизационе класе дефинисане у IEC 61850-5 [5]

КЛАСА ВРЕМЕНСКЕ СИНХРОНИЗАЦИЈЕ	СИНХРОНИЗАЦИОНА ГРЕШКА
TL	> 10 ms
T0	10 ms
T1	1 ms
T2	100 μ s
T3	25 μ s
T4	4 μ s
T5	1 μ s

За већину апликација у електропривреди тачност синхронизације од 25 μ s (класа T3) је задовољавајућа. Међутим за поједине апликације, као што су одбирци измерених вредности (*Sampled Values* – SV) или синхрофазори, потребно је обезбедити тачност синхронизације од 1 μ s (класа T5) или већу, стога је неопходно користити РТР протокол. За омогућавање адекватне тачности најчешће се користи GNSS као извор тачног времена.

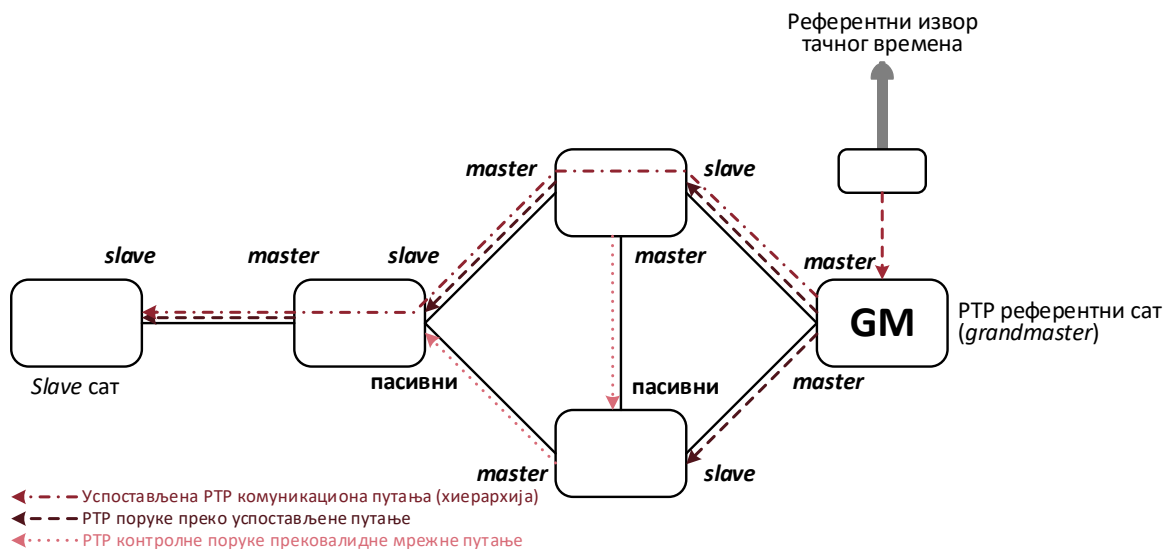
Еволуција Етернет технологије се све више помера ка гигабитним брзинама, па је због тога, да би се омогућило повећање брзине на Етернет интерфејсима код уређаја дистантне заштите TZ-600, било је неопходно тестирати нове хардверске компоненте које би омогућиле већу брзину Етернета, пре свега нових процесорских система, као и одговарајућих РНУ интерфејсних дигиталних блокова. Поред испитивања брзине преноса било је потребно одредити и тачност синхронизације времена за различите хардверске конфигурације.

Као што је поменуто, захтевана тачност за поједине примене имплицира примену РТР протокола. Стога је спроведено тестирање рада РТР протокола на различитим платформама са ARM процесорима *Zynq 7000* и *Zynq UltraScale+*, које се разматрају за имплементацију следеће генерације TZ-600 уређаја. При томе, у литератури постоји неколико примера различитих имплементација и тестирања РТР протокола на овим платформама [6]-[12]. У раду је приказано следеће: опис рада и врсте РТР протокола, карактеристике тестираних платформи, софтверска имплементација РТР протокола у оквиру *Linux* оперативног система, опис тестног система и резултати.

2 РТР ПРОТОКОЛ

РТР протокол представља основни део IEEE 1588 [2],[13] стандарда који постиже високу прецизност временске синхронизације реда величине наносекунди генерисањем временских маркера на хардверском нивоу, и на тај начин се избегавају кашњења и непрецизности које уноси софтверска обрада. Протокол користи *master-slave* структуру за синхронизацију сатова у мрежи. Постоје две основне верзије IEEE 1588 стандарда: IEEE 1588v1 (из 2002. године) и IEEE 1588v2 (из 2008. године) при чему се верзије не могу комбиновати у истој мрежи. Друга верзија има више побољшања у односу на прву пре свега у погледу побољшане тачности (реда наносекунди), брже синхронизације захваљујући смањеном интервалу између порука, краће поруке за смањење пропусног опсега итд. Поред тога, постоји и IEEE 1588v2.1 (из 2019. године) [2] чија се побољшања пре свега односе на безбедносне стандарде.

Master сат је одговоран за преношење временске информације до *slave* сатова континуалном разменом пакета са временским ознакама. *Slave* сатови израчунавају временско одступање на бази синхронизационог алгоритма, и извршавају подешавање свог времена како би се синхронизовали са *master* сатом. Они се на тај начин синхронизу са јединственим *master* сатом, који се назива *grandmaster* (GM). Сатови у мрежи на основу BMCA (*Best Master Clock Algorithm*) алгоритма дефинишу *master-slave* хијерархију и бирају најбољи *master* сат. Сваки РТР порт сата може бити у *master*, *slave* или пасивном стању. Пасивни портови спречавају стварање временских петљи и конфликтних *master* портова у истој хијерархији. Стање портова се може мењати током времена. Промене настају услед кvara на сатовима или у мрежи након чега BMCA алгорита поново успоставља хијерархију и бира најбољи *master* сат, чиме се обезбеђује редундантност система. Успостављање хијерархије сатова је приказано на слици 1 [13].



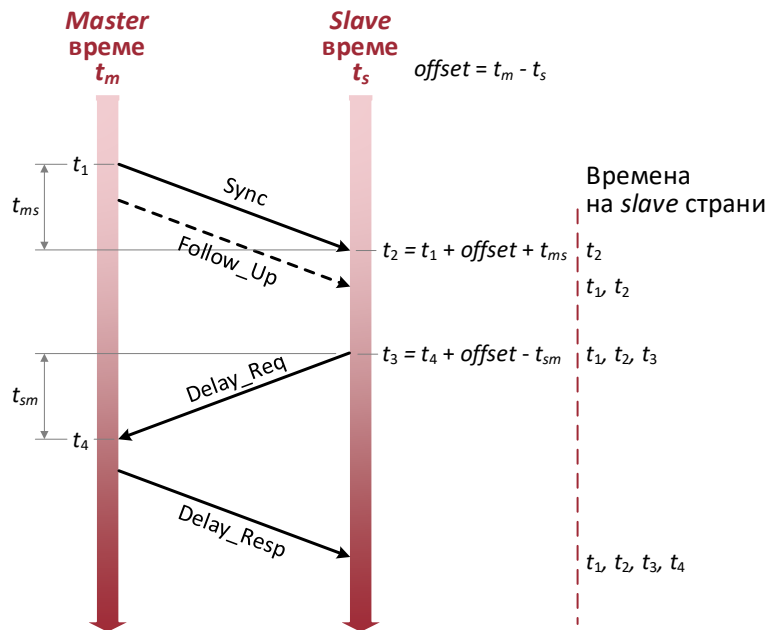
Слика 1: Успостављање хијерархије сатова и стање портова у мрежи са активираним PTP синхронизацијом времена [13]

Генерални принцип рада синхронизације времена код мрежа са комутацијом пакета приказан је на слици 2, с тим што су означене врсте порука које се размењују између *master* и *slave* сатова PTP протокола [8],[11],[13]. На почетку размене у тренутку t_1 шаљу се *Sync* и *Follow_Up* поруке, од којих ова друга носи информацију о времену (*timestamp*). У тренутку t_2 *slave* сат прима поруку и добија временску информацију t_1 . У временском тренутку t_3 , *slave* сат шаље *Delay_Resp* поруку. Даље, у тренутку времена t_4 , *master* сат прима поруку и шаље одговор у виду *Delay_Resp* поруке. *Slave* сат бележи сва четири временска маркера. На основу тога се израчунава кашњење преноса поруке у једном смеру, као и офсет између *master* и *slave* сатова:

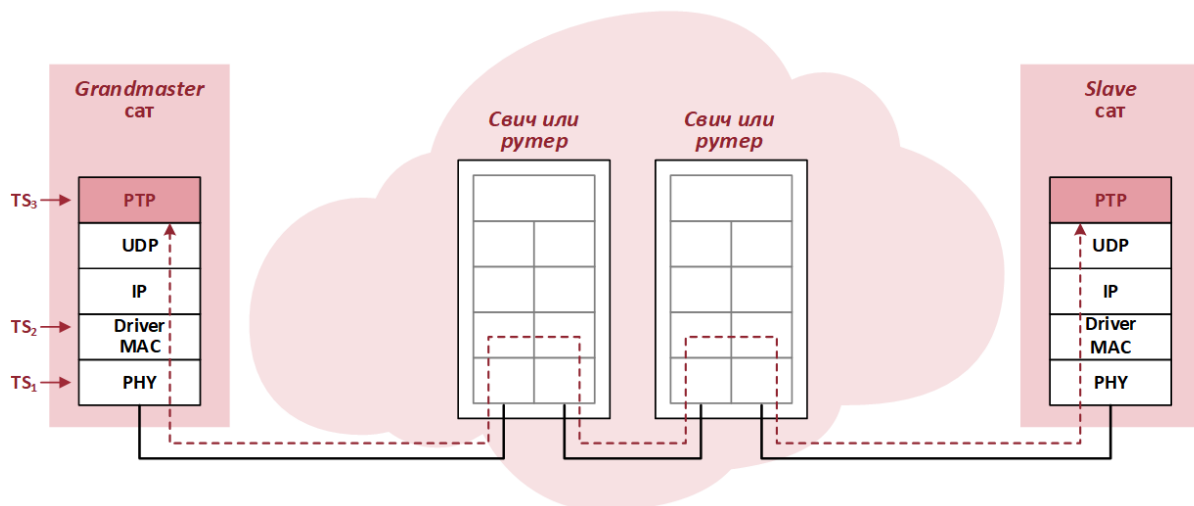
$$t_{ms} = \frac{t_4 - t_3 + t_2 - t_1}{2}, \quad offset = t_2 - t_1 + t_{ms} \quad (1)$$

Описани начин синхронизације је такозвани E2E (*End-to-End*) метод. Постоји и P2P (*Peer-to-Peer*) метод, у коме и *master* и *slave* могу да иницирају мерење кашњења, на крају се додатно шаље порука *Delay_Resp_Follow_Up*.

Основна мрежна PTP архитектура приказана је на слици 3. PTP протокол припада другом или трећем слоју OSI (Open System Interconnection) модела, што се односи на место генерисања временских маркера (*timestamping*). Сама софтверска имплементација апликативног дела PTP протокола налази се у оквиру апликативних слојева. Генерално, *timestamping* може бити софтверски или хардверски, у зависности од места генерисања временских маркера. *Timestamping* може да се врши на једном од три места, обележених са TS₁, TS₂ и TS₃ на слици 3. Софтверски *timestamping* се врши у вишим слојевима OSI модела (TS₃), а хардверски у првом или другом слоју (TS₁ или TS₂). Софтверски *timestamping* је мање прецизан – прецизност синхронизације времена износи око десетак микросекунди што се показало и током тестирања, док хардверски начин генерисања временских маркера постиже прецизност испод 1 μ s.

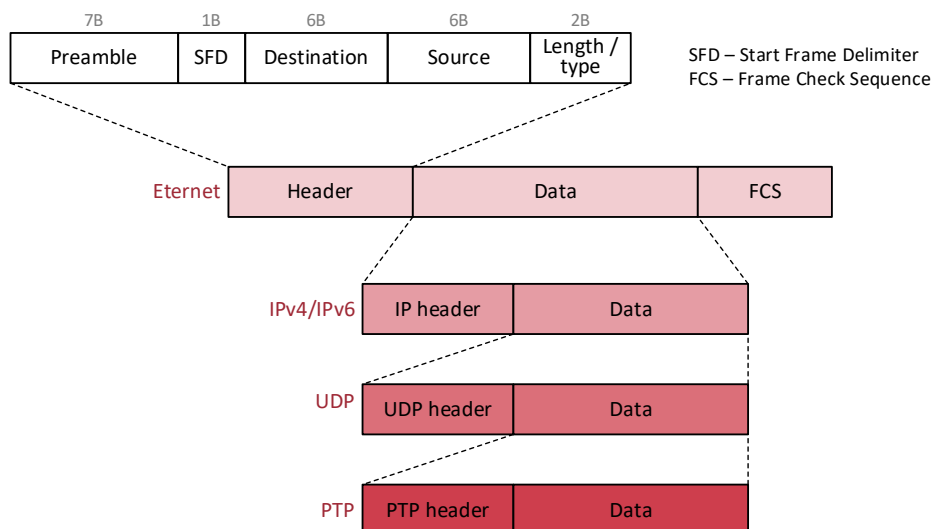


Слика 2: Размена порука у оквиру PTP протокола између *master* и *slave* сатова [8],[11],[13]



Слика 3: Основна мрежна PTP архитектура [11],[13]

На слици 4 приказан је изглед Етернет пакета (IEEE 802.3) и енкапсулација PTP пакета у оквиру њега [6],[7],[13]. Формат PTP заглавља приказан је у табели Табела II. PTP заглавље се састоји од 34 бајта са следећим значењем: *messageLength* се односи на дужину PTP поруке у бајтовима; *domainNumber* означава групу сатова који се међусобно синхронизују (сатови са различитим бројевима домена нису нужно међусобно синхронизовани); *sourcePortIdentity* садржи податке о идентификацији сата и порта са ког порука потиче; *sequenceID* се односи на редни број сваког типа поруке; *controlField* представља још један начин да се утврди о којој врсти PTP поруке је реч. Различите PTP поруке имају различите вредности овог поља.



Слика 4: Изглед Етернет пакета (IEEE 802.3) и енкапсулација РТР пакета у оквиру њега [6],[7],[13]

Табела II: Формат РТР заглавља [13]

Бити								бајт	померај
7	6	5	4	3	2	1	0		
transportSpecific				messageType				1	0
Reserved				versionPTP				1	1
messageLength								2	2
domainNumber								1	4
Reserved								1	5
Flags								2	6
correctionField								8	8
Reserved								4	16
sourcePortIdentity								10	20
sequenceID								2	30
controlField								1	32
logMessageInterval								1	22

3 ZYNQ ПЛАТФОРМЕ

Zynq-7000 су биле прве *Xilinx* такозване SoC (*System on Chip*) платформе, које садрже процесорски систем PS (*Processing System*), базиран на ARM процесору, и програмабилну логику PL (*Programmable Logic*) реализовану као FPGA (*Field Programmable Gate Array*) [15]. *ZynqMP* (*MultiProcessor*) SoC је следећа генерација ових платформи која садржи више различитих процесора. *UltraScale+* се односи на FPGA фамилију, која је доста напредовала у односу на претходне *Xilinx* FPGA серије 7 (*Artix-7* или *Kintex-7*). У табели Табела III дато је поређење наведених платформи.

Тестови рада РТР протокола спроведени су на 3 модула: развијени CPUv5 модул базиран на *Zynq-7020* платформи, *Trenz* модул TE0715 [17], базиран на *Zynq-7030* платформи, и *Trenz* модул TE0820 [18], базиран на *Zynq UltraScale+ ZU2CG* платформи. У табели Табела IV дато је поређење ове три платформе. GEM (Gigabit Ethernet MAC) Етернет контролери процесорског система су коришћени за тестирање РТР протокола.

Табела III: Поређење Zynq платформи [15]

Секција	Тип ресурса	UltraScale+ FPGA	Zynq-7000	ZynqMP SoC
Processing System	Application processor	n/a	Arm Cortex-A9 (dual core, 32-bit)	Arm Cortex-A53 (dual or quad core, 64-bit)
	Realtime processor	n/a	-	Arm Cortex-R5 (dual core, 32-bit)
	Graphics processor	n/a	-	Arm Mali-400
Programable Logic	Video processor	n/a		
	Logic cells [max]	3.780 K	444 K	1.143 K
	DSP slices [max]	12.288 (DSP48E2)	2.020 (DSP48E1)	3.528 (DSP48E2)
	Memory types	Distributed BlockRAM, UltraRAM	Distributed BlockRAM	Distributed BlockRAM, UltraRAM
	Total Block RAM & UltraRAM memory	up to 454,5 Mb	up to 25,5 Mb	up to 70,6 Mb

Trenz модули могу се користити са неком од понуђених Trenz основних плоча, а у тестовима су ова два модула постављена на основну плочу TE0707 [19]. Ова плоча, између осталог, садржи и CPLD програмабилну логику, која повезује одређене пинове процесорског система главног модула (Zynq-7030 или Zynq UltraScale+ ZU2CG) са периферијама на основној плочи. Постоји неколико корисничких сигнала, који се са пинова Zynq процесорске компоненте директно прослеђују преко CPLD програмабилне логики ка LED диодама и push-button тастеру на основној плочи. Сигнал ка једној од LED диода, ради мерења тачности синхронизације је искоришћен је за прослеђивање PPS (Pulse Per Second) сигнала, активирањем драјвера за генерисање PPS сигнала на GPIO пину у PL делу. PPS сигнал представља најпростију форму синхронизације. Он не садржи информацију о времену у одређено доба дана или године, већ означава почетак сваке секунде у складу са референтним сатом појавом импулса трајања најчешће од 100 ms.

GEM Етернет интерфејс Trenz модула, који је изабран за тестирање, је преко RGMII интерфејса повезан са PHY модулом Marvell 88E1512 [20]. Овај модул поседује 10/100/1000 Mbps Етернет трансивер којим се имплементира физички слој Етернета по стандардима 1000BASE-T, 100BASE-TX и 10BASE-T. Поједине верзије модула поседују подршку за IEEE1588v2 (PTP) протокол.

Модул CPUv5 базиран је на Zynq-7020 платформи. Тестирање рада PTP протокола на овом модулу вршено је коришћењем специјално пројектоване надплочице. На надплочици се налази PHY компонента DP83640 [22], која је преко MII интерфејса повезана са Етернет интерфејсом и GEM1 контролером, а преко диференцијалних предајних и пријемних линија повезана је са SFP модулом. PHY компонента DP83640 има могућност хардверског генерисања временских маркера за поруке које се размењују у току рада PTP протокола.

DP83640 PHY компонента има интегрисану подршку за рад IEEE 1588v1 и v2 протокола. Поред тога, она подржава пренос пакета по протоколима UDP/IPv4, UDP/IPv6 и Етернет пакета (слој 2 OSI модела), омогућава прецизну синхронизацију времена са главним мастер сатом, поседује могућност генерисања тригер сигнала или тактова на пиновима опште намене, као и детектовање спољних догађаја са временским маркирањем.

Интерфејс према MAC слоју може бити RMII v1.2 или MII типа, и захтева спољашњи референтни такт фреквенције 25 MHz. Такође, компонента подржава рад са жичаним или оптичким интерфејсом у дуплексном или полудуплексном моду са брзинама 10/100 Mbps. У конкретном случају рада на надплочици за CPU модул телештитног уређаја, DP83640 PHY компонента је подешена за рад са оптичким интерфејсом брзином од 100 Mbps, у дуплексном моду рада.

Компонента DP83640 има могућност генерисања PPS сигнала на свом пину GPIO па је овај сигнал коришћен за проверу тачности синхронизације осцилоскопом.

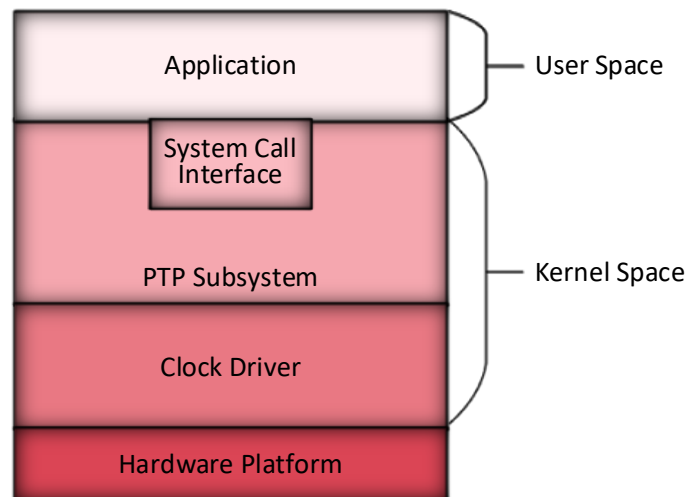
Табела IV: Карактеристике тестираних палтформи

	Z-7020	Z-7030	ZU2CG
Тип процесора	Dual core Arm Cortex-A9		Dual core Arm Cortex-A53 Dual core Arm Cortex-R5
Максимална фрекв. проц. такта	866 MHz	1 GHz	1.3 GHz 533 MHz
Тип програмабилне логике	<i>Artix-7</i>	<i>Kintex-7</i>	<i>UltraScale+</i>
Број флип-флопова	106400	157200	94000
Број LUT-ова	53200	78600	47000
Број логичких ћелија	85K	125K	103K
Број блок RAM	4,9	9,3	5,3
Број DSP48E1	220	400	240
Број GEM (<i>Gigabit Ethernet</i> MAC)	2	2	4

4 ПОДРШКА ЗА РАД РТР ПРОТОКОЛА У LINUX ОПЕРАТИВНОМ СИСТЕМУ

На слици 5 приказана је имплементација РТР протокола у *Linux* оперативном систему. Имплементација РТР протокола у оквиру кернела оперативног система *Linux* је подељена на три дела: интерфејс према апликативном слоју, РТР подсистем и драјвери за хардверске сатове. Посебно је значајна подршка за контролу хардверског сата и временског означавања пакета у хардверском слоју [6], као и подршка за синхронизацију *Linux* системског времена са хардверским сатом [13].

За тестирање рада РТР протокола коришћен је стандардни софтвер тзв. „отвореног кода“ *linuxptp* [23]. Софтвер је инсталиран на *host* рачунару са *Ubuntu Linux* 22.04 оперативним системом, као и на развојном модулу. За прилагођење софтвера за рад на развојном модулу коришћено је *Xilinx* софтверско развојно окружење *Vivado Design Suite* и *Vitis Software Platform*, док су сегменти оперативног система *Linux* генерисани у *Petalinux* развојном окружењу. *Linuxptp* софтвер обухвата више различитих апликација, као што су: *ptp4l*, *nsm*, *pmc*, *phc2sys*, *hwstamp*, *phc_ctl*, *timemaster*, *ts2phc*. Основни програм који подржава рад РТР протокола и који је коришћен у тестирању је *ptp4l*. Програм *phc2sys* служи за синхронизацију системског такта са хардверским, а програм *pmc* служи за слање управљачких порука главном софтверу *ptp4l*, као и за приказивање његових одговора. Програм *phc_ctl* служи за управљање хардверским сатом.



Слика 5: Имплементација РТР протокола у *Linux* оперативном систему

Апликација `Test_PTP1` за подршку и тестирање рада РТР протокола, која је инсталирана на развојном модулу, направљена је помоћу Vitis развојног окружења. `Test_PTP1` је *ptp4l* апликација, прилагођена за рад на развојном модулу са *Zynq 7000* и *Zynq UltraScale+* процесорима.

5 ТЕСТИРАЊЕ РТР ПРОТОКОЛА

5.1 Тест окружење

На слици 6 приказано је окружење за испитивање прецизности временске синхронизације помоћу РТР протокола. Тестирани модул је повезан са *host* рачунаром, који служи као терминал за управљање апликацијама на модулу.

Тестирани модул је Етернет интерфејсом повезан са *master* извором тачног времена – уређајем *Albedo* [24]. *Albedo* је повезан на GPS антену и има уграђен GPS пријемник чинећи га референтним извором тачног времена. *Albedo* је конфигурисан као активни IEEE1588 ентитет са следећим параметрима:

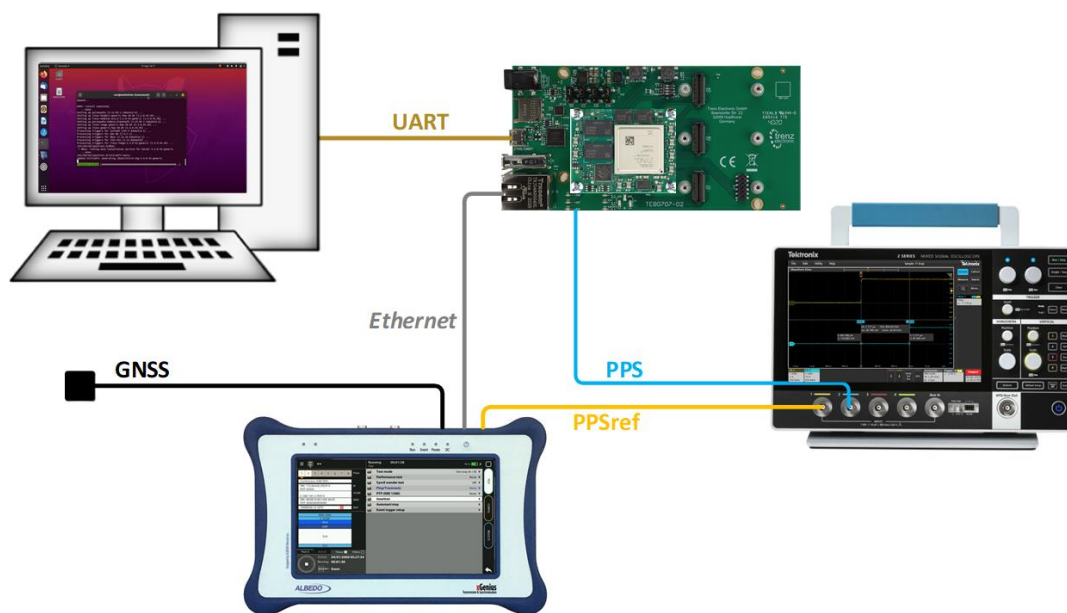
- *Clock emulation:* *Master*
- транспортни протокол: *Ethernet*
- *Addressing mode:* *Multicast*
- *Path delay mechanism:* *End-to-end*
- *Domain:* 0
- *Priority1* и *Priority2:* 127.

У конфигурационом фајлу апликације за примену РТР протокола у фајл систему тестираног модула подешени су параметри, између осталих:

- *Priority1* и *Priority2:* 127
- *Step_threshold:* 0.0000008
- *First_step_threshold:* 0.0000005
- *Ptp_dst_mac:* *Multicast*
- *MAC:* 01:1b:19:00:00:00
- *Clock_type:* OC
- *Network_transport:* L2
- *Delay_mechanism:* E2E.

REF_OUT излаз уређаја *Albedo* повезан је на први канал осцилоскопа, док је одговарајући пин тестираног модула, на који је доведен PPS сигнал, повезан на други канал осцилоскопа. На осцилоскопу је подешено мерење временске разлике узlazних ивица ова два сигнала.

После подизања Linux оперативног система на сваком од тестираних модула, извршена је провера конфигурације Етернет интерфејса, као и провера брзине овог интерфејса и провера подршке за рад РТР протокола. Провере су извршене помоћу *mii-tool* и *ethtool* – *T* команди са називом етернет интерфејса као параметром. На слици 7 приказан је резултат извршења ових наредби: на модулу TE0715 (слика 7а) и на модулу TE0820 (слика 7б). На слици 7а може се уочити да на модулу TE0715 не постоји РТР хардверски такт, тј. да интерфејс *eth1* подржава само софтверски РТР протокол, што значи да верзија *Marvell* РНУ кола на TE0715 модулу нема подршку за хардверски РТР протокол (само верзије *Marvell* РНУ која које имају суфикс Р имају подршку за хардверски РТР протокол). На слици 7б се види да модул TE0820 подржава и софтверско и хардверско генерисање временских маркера, али да не постоји РТР хардверски сат. Тестирање је показало да је хардверско временско маркирање омогућено у РНУ модулу, сходно томе резултати грешке синхронизације времена су много повољнији када се у конфигурацији оперативног система *Linux* омогући опција *Timestamping in PHY devices*.



Слика 6: Окружење за испитивање прецизности РТР протокола

```
ubuntu@arm: /TestPTP$
ubuntu@arm:~/TestPTP$ sudo mii-tool eth1
eth1: negotiated 100baseT-FD, link ok
ubuntu@arm:~/TestPTP$ sudo ethtool -T eth1
Time stamping parameters for eth1:
Capabilities:
  software-transmit    (SOF_TIMESTAMPING_TX_SOFTWARE)
  software-recv       (SOF_TIMESTAMPING_RX_SOFTWARE)
  software-system-clock (SOF_TIMESTAMPING_SOFTWARE)
PTP Hardware Clock: none
Hardware Transmit Timestamp Modes: none
Hardware Receive Filter Modes: none
ubuntu@arm:~/TestPTP$ sudo systemctl is-enabled ntp
Failed to get unit file state for ntp.service: No such file or directory
ubuntu@arm:~/TestPTP$
```

```
ubuntu@arm:~$ sudo ethtool -T eth0
Time stamping parameters for eth0:
Capabilities:
  hardware-transmit    (SOF_TIMESTAMPING_TX_HARDWARE)
  software-transmit    (SOF_TIMESTAMPING_TX_SOFTWARE)
  hardware-recv       (SOF_TIMESTAMPING_RX_HARDWARE)
  software-recv       (SOF_TIMESTAMPING_RX_SOFTWARE)
  software-system-clock (SOF_TIMESTAMPING_SOFTWARE)
  hardware-raw-clock   (SOF_TIMESTAMPING_RAW_HARDWARE)
PTP Hardware Clock: 0
Hardware Transmit Timestamp Modes:
  off    (HWTSTAMP_TX_OFF)
  on     (HWTSTAMP_TX_ON)
  one-step-sync (HWTSTAMP_TX_ONESTEP_SYNC)
Hardware Receive Filter Modes:
  none    (HWTSTAMP_FILTER_NONE)
  all     (HWTSTAMP_FILTER_ALL)
```

Слика 7: Провера брзине рада Етернет интерфејса као и подршке за рад РТР протокола
а) на модулу TE0715, б) на модулу TE0820

5.2 Тестирање модула TE0715

У складу са тестом приказаним на слици 7а, у конфигурационом фајлу је подешено да је тип РТР протокола софтверски (*software timestamping*). Након извршене конфигурације, покренута је **Test_PTP1** апликација:

```
sudo ./Test_PTP1.elf -i eth1 -f configs/default.cfg -m &
```

Значење појединих опција са којима је покренута апликација је следеће: **-i** служи за дефинисање интерфејса преко кога се примају поруке за синхронизација системског времена, **-f** означава назив конфигурационог фајла који користи апликација, **-m** означава мод рада програма са исписивањем порука. На терминалу (*host* рачунар) се исписују поруке да је детектован *master* РТР такт, и да се системски такт развојног модула подешава према *master* такту са *Albedo* уређаја – слика 8. Синхронизацијска грешка се исписује у *rms* колони.

Резултати мерења тачности синхронизације осцилоскопом приказани су на слици 9. Види се да се тачност реализоване софтверске РТР синхронизације креће у опсегу од око 12 μ s. Разлике које се уочавају између добијених софтверских вредности исписаних као резултат извршавања програма, и вредности измерених осцилоскопом потичу од кашњења PPS сигнала на пину LED диоде, које укључује време пропагације сигнала у систему и време процесирања сигнала кроз CPLD програмабилну логику на основној плочи TEB0707.

```
rwrxwrxr-x 1 ubuntu ubuntu 1362584 Aug 22 2023 Test_PTP1.elf
drwxrwxr-x 2 ubuntu ubuntu 4096 Mar 11 13:10 configs
-rw-rw-r-- 1 ubuntu ubuntu 4657 Aug 23 2023 configs.tgz
ubuntu@arm:~/TestPTPS$ sudo ./Test_PTP1.elf -i eth1 -f configs/default.cfg -m
Test_PTP1.elf[881.040]: port 1 (eth1): INITIALIZING to LISTENING on INIT_COMPLETE
Test_PTP1.elf[881.041]: port 0 (/var/run/ptp4l): INITIALIZING to LISTENING on INIT_COMPLETE
Test_PTP1.elf[881.041]: port 0 (/var/run/ptp4lro): INITIALIZING to LISTENING on INIT_COMPLETE
Test_PTP1.elf[881.041]: port 1 (eth1): received SYNC without timestamp
Test_PTP1.elf[881.145]: port 1 (eth1): new foreign master 00db1e.ffff.0019cc-1
Test_PTP1.elf[881.395]: selected best master clock 00db1e.ffff.0019cc
Test_PTP1.elf[881.395]: port 1 (eth1): LISTENING to UNCALIBRATED on RS_SLAVE
Test_PTP1.elf[881.507]: port 1 (eth1): minimum delay request interval 2^-4
Test_PTP1.elf[882.457]: rms 60881650693 max 60881656868 freq +0 +/- 0 delay 25475 +/- 1101
Test_PTP1.elf[883.457]: rms 60881647361 max 60881656232 freq +0 +/- 0 delay 22152 +/- 1061
Test_PTP1.elf[884.457]: rms 60881648508 max 60881657285 freq +0 +/- 0 delay 24028 +/- 1114
Test_PTP1.elf[885.457]: rms 60881646338 max 60881652974 freq +0 +/- 0 delay 22457 +/- 1024
Test_PTP1.elf[886.457]: rms 60881644955 max 60881656904 freq +0 +/- 0 delay 23026 +/- 1263
Test_PTP1.elf[887.457]: rms 60881644896 max 60881651914 freq +0 +/- 0 delay 22519 +/- 966
Test_PTP1.elf[888.457]: rms 60881644997 max 60881654487 freq +0 +/- 0 delay 23473 +/- 1251
...
Test_PTP1.elf[2873.551]: rms 7939 max 15173 freq +1160 +/- 0 delay 24336 +/- 1266
Test_PTP1.elf[2874.551]: rms 6637 max 13112 freq +1160 +/- 0 delay 23694 +/- 1617
Test_PTP1.elf[2875.551]: rms 8292 max 22003 freq +1141 +/- 49 delay 25549 +/- 302
Test_PTP1.elf[2876.551]: rms 7200 max 17543 freq +1011 +/- 0 delay 21845 +/- 1254
Test_PTP1.elf[2877.551]: rms 7355 max 12474 freq +1011 +/- 0 delay 22220 +/- 846
Test_PTP1.elf[2878.551]: rms 6021 max 15720 freq +1011 +/- 0 delay 23124 +/- 632
Test_PTP1.elf[2879.551]: rms 8091 max 12950 freq +1011 +/- 0 delay 22864 +/- 717
Test_PTP1.elf[2880.551]: rms 7336 max 16711 freq +1011 +/- 0 delay 22503 +/- 2091
Test_PTP1.elf[2881.551]: rms 8550 max 22326 freq +1011 +/- 0 delay 22593 +/- 1586
Test_PTP1.elf[2882.551]: rms 7532 max 17996 freq +1011 +/- 0 delay 22993 +/- 1224
Test_PTP1.elf[2883.551]: rms 6863 max 14663 freq +1011 +/- 0 delay 23987 +/- 912
Test_PTP1.elf[2884.551]: rms 8205 max 19757 freq +1011 +/- 0 delay 22583 +/- 1244
Test_PTP1.elf[2885.551]: rms 8502 max 26303 freq +1011 +/- 0 delay 23223 +/- 715
Test_PTP1.elf[2886.551]: rms 7428 max 17203 freq +1011 +/- 0 delay 21429 +/- 999
Test_PTP1.elf[2887.551]: rms 6795 max 11509 freq +1011 +/- 0 delay 21715 +/- 839
Test_PTP1.elf[2888.551]: rms 5146 max 9920 freq +1011 +/- 0 delay 23194 +/- 1023
Test_PTP1.elf[2889.551]: rms 8847 max 17092 freq +1011 +/- 0 delay 21264 +/- 607
Test_PTP1.elf[2890.551]: rms 9205 max 18197 freq +1011 +/- 0 delay 20341 +/- 1117
Test_PTP1.elf[2891.551]: rms 7302 max 14626 freq +1011 +/- 0 delay 21851 +/- 691
Test_PTP1.elf[2892.551]: rms 7006 max 16344 freq +1011 +/- 0 delay 23736 +/- 239
Test_PTP1.elf[2893.551]: rms 8419 max 16140 freq +1011 +/- 0 delay 23712 +/- 666
Test_PTP1.elf[2894.551]: rms 6729 max 15122 freq +1011 +/- 0 delay 24790 +/- 1196
Test_PTP1.elf[2895.551]: rms 6469 max 12667 freq +1011 +/- 0 delay 21456 +/- 1431
CTRL-A Z for help | 115200 8N1 | NOR | Minicom 2.8 | VT102 | Offline | ttyUSB1
```

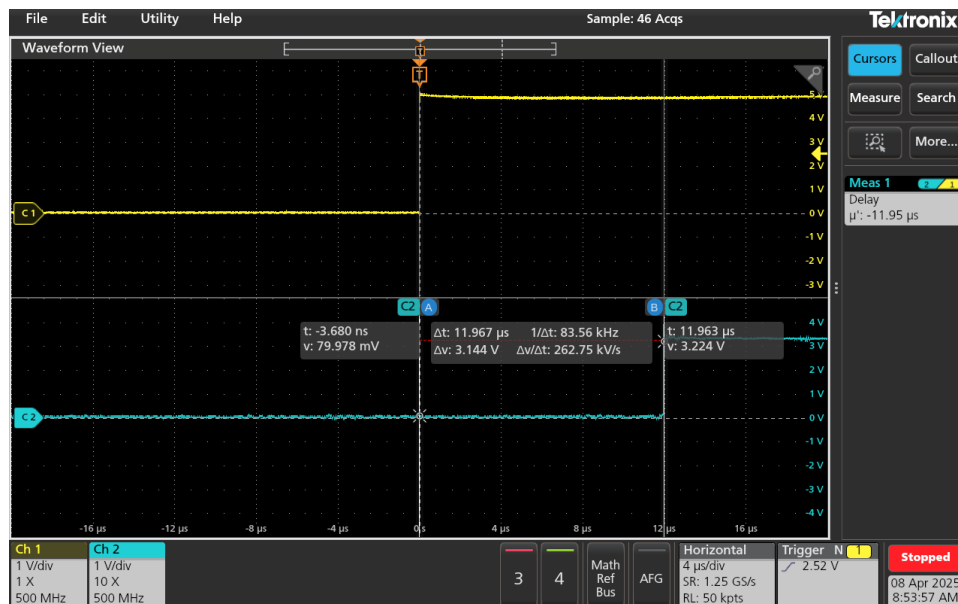
Слика 8: Покретање апликације **Test_PTP1** на развојном модулу TE0715 и рад апликације у стабилном стању после успостављене синхронизације системског времена са *master* тактом

5.3 Тестирање модула TE0820

Због постојања подршке за хардверски PTP у PNY модулу, пре покретања апликације **Test_PTP1** у кернелу *Linux* оперативног система омогућена је опција *Timestamping in PHY devices* и покренута је апликација *phc2sys* из *linuxptp* пакета да би се извршила синхронизација системског времена. Након покретања апликације **Test_PTP1** покренута је и апликација **TestPHC2SYS** (*phc2sys*):

```
sudo ./TestPHC2SYS.elf -s eth0 -c CLOCK_REALTIME -w -m &
```

Значење појединих опција са којима је покренута апликација је следеће: **-s** означава Етернет интерфејс *eth0* као извор тачног времена, **-c CLOCK_REALTIME** означава да се синхронизује системско време, **-w** означава да апликација мора да сачека резултате од **Test_PTP1** апликације, **-m** означава да се резултати исписују на терминалу. На слици 10 приказани су исписи на терминалу током рада апликације **TestPHC2SYS**.

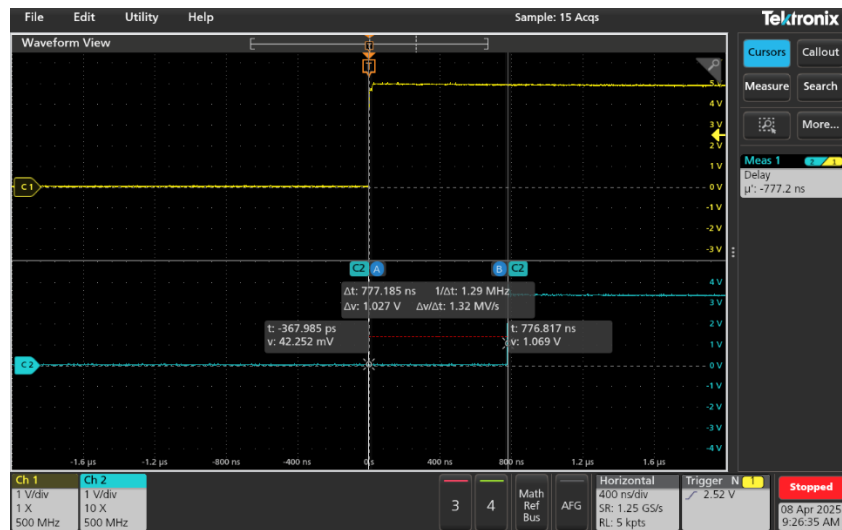


Слика 9: Мерење тачности РТР синхронизације на модулу TE0715 (канал 1 – жути: референтни PPS сигнал са уређаја *Albedo*, канал 2 – плави: PPS сигнал са модула)

```
ubuntu@arm:~/TestPTP$ TestPHC2SYS.elf[845.985]: CLOCK_REALTIME phc offset -502586237133744340
TestPHC2SYS.elf[846.986]: CLOCK_REALTIME phc offset -50258623713374537 s1 freq -103 delay0
TestPHC2SYS.elf[847.988]: CLOCK_REALTIME phc offset 23 s2 freq -80 delay 300
TestPHC2SYS.elf[848.988]: CLOCK_REALTIME phc offset -29 s2 freq -125 delay 300
TestPHC2SYS.elf[849.988]: CLOCK_REALTIME phc offset -72 s2 freq -177 delay 300
TestPHC2SYS.elf[850.988]: CLOCK_REALTIME phc offset -42 s2 freq -168 delay 300
TestPHC2SYS.elf[851.988]: CLOCK_REALTIME phc offset 10 s2 freq -129 delay 300
TestPHC2SYS.elf[852.989]: CLOCK_REALTIME phc offset 22 s2 freq -114 delay 270
TestPHC2SYS.elf[853.989]: CLOCK_REALTIME phc offset 47 s2 freq -82 delay 300
TestPHC2SYS.elf[854.989]: CLOCK_REALTIME phc offset 50 s2 freq -65 delay 300
TestPHC2SYS.elf[855.989]: CLOCK_REALTIME phc offset 58 s2 freq -42 delay 300
TestPHC2SYS.elf[856.989]: CLOCK_REALTIME phc offset 110 s2 freq +27 delay 270
TestPHC2SYS.elf[857.990]: CLOCK_REALTIME phc offset 74 s2 freq +24 delay 300
TestPHC2SYS.elf[858.990]: CLOCK_REALTIME phc offset -53 s2 freq -81 delay 300
TestPHC2SYS.elf[859.990]: CLOCK_REALTIME phc offset -40 s2 freq -84 delay 270
TestPHC2SYS.elf[860.990]: CLOCK_REALTIME phc offset -98 s2 freq -154 delay 300
TestPHC2SYS.elf[861.990]: CLOCK_REALTIME phc offset -54 s2 freq -139 delay 300
TestPHC2SYS.elf[862.990]: CLOCK_REALTIME phc offset -52 s2 freq -153 delay 300
TestPHC2SYS.elf[863.991]: CLOCK_REALTIME phc offset 96 s2 freq -21 delay 300
TestPHC2SYS.elf[864.991]: CLOCK_REALTIME phc offset 156 s2 freq +68 delay 270
TestPHC2SYS.elf[865.991]: CLOCK_REALTIME phc offset 44 s2 freq +3 delay 300
TestPHC2SYS.elf[866.991]: CLOCK_REALTIME phc offset -13 s2 freq -41 delay 300
```

Слика 10: Покретање и рад **TestPHC2SYS** апликације за синхронизацију системског времена развојног модула

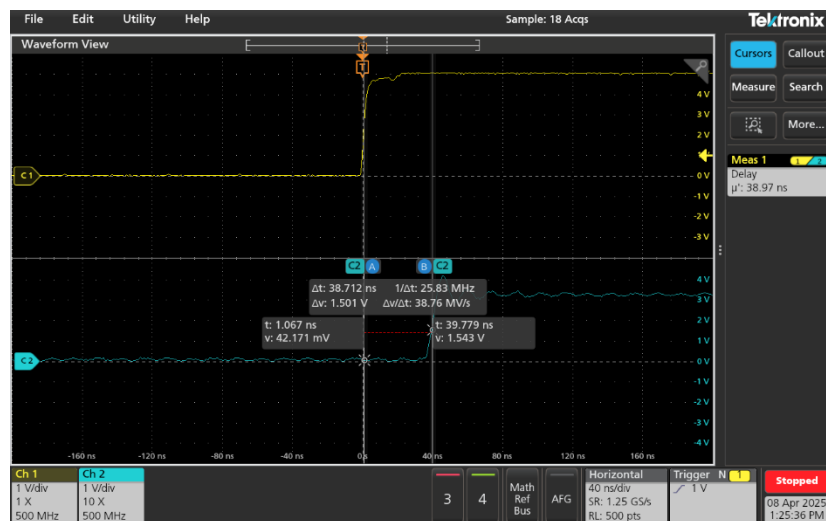
Резултати мерења тачности синхронизације осцилоскопом приказани су на слици 11. Види се да је измерена тачност реализоване хардверске PTP синхронизације око 800 ns. Очекивана тачност је значајно већа, а веће измерене вредности су и код овог модула последица кашњења сигнала кроз систем (укључујући и CPLD).



Слика 11: Мерење тачности PTP синхронизације на модулу TE0820 (канал 1 – жути: референтни PPS сигнал са уређаја *Albedo*, канал 2 – плави: PPS сигнал са модула)

5.4 Тестирање модула CPUv5

На модулу CPUv5 за тестирање PTP протокола коришћена је наменски развијена апликација **GeneratePPSv3**, која је описана у [25]. Укратко, ова апликација обухвата покретање апликација **Test_PTP1** и **TestPHC2SYS**, као и генерисање PPS сигнала на пину опште намене PNY модула DP83640 који припада Етернет интерфејсу који се тестира. Резултати мерења су приказани на слици 12. Добијене изузетно добре вредности тачности синхронизације могу се објаснити начином генерисања тестног PPS сигнала који се у овом случају генерише на пину PNY модула на коме се налази хардверски сат, за разлику од модула *Trenz* модула, где је PPS сигнал генерисан у PL делу и мерење укључује кашњење због пропагације сигнала кроз систем.



Слика 12: Мерење тачности PTP синхронизације на модулу CPUv5 (канал 1 – жути: референтни PPS сигнал са уређаја *Albedo*, канал 2 – плави: PPS сигнал са модула)

6 ЗАКЉУЧАК

Прецизно одређивање временских догађаја и синхронизација времена играју све значајнију улогу у електропривредним системима. У новије време се за синхронизацију времена у енергетским објектима се све више користе системи везани за комутацију пакета од којих најбоље резултате даје РТР протокол. Еволуција Етернет технологије се све више помера ка гигабитним брзинама, па је због тога било неопходно тестирати нове хардверске компоненте које би омогућиле већу брзину Етернета, пре свега нових процесорских система, као и одговарајућих РНУ интерфејсних дигиталних блокова. У раду је приказано тестирање рада РТР протокола на развојном модулу који има могућност прикључивања тј. инсталирања надплочица са различитим процесорским системима из *Zynq* фамилије процесора, као и новог модула коришћеног у телезаштитном уређају TZ-600. Тестирање је вршено са процесорским системима *Zynq-7000* и *Zynq UltraScale+*. *Zynq UltraScale+* представља процесорски систем новије генерације те су са њим добијени очекивано бољи резултати и у случају коришћења софтверског РТР протокола. Прецизност временске синхронизације се побољшава уколико РНУ модул има могућност хардверског генерисања временских ознака, као и да ли је у *Linux* оперативном систему активиран одговарајући драјвер. Резултати које даје софтвер поређени су са резултатима мерења временске разлике узлазних ивица PPS сигнала добијеног из тест уређаја и генерисаног PPS сигнала на развојном модулу. Показало се да су резултати грешке временске синхронизације системског времена модула добијени мерењем нешто лошији од резултата које приказује софтвер. Генерално гледано прецизност синхронизације времена реализована помоћу РТР протокола се побољшава коришћењем бољих процесора и избором РНУ модула који имају могућност хардверског генерисања временских маркера. Преостаје испитивање прецизности синхронизације времена у случају реализације подршке за РТР протокол у PL делу процесорског система, као и тестирање са новим пројектованим модулима телезаштитног уређаја у реалном окружењу.

7 ЛИТЕРАТУРА

- [1] D. L. Mills “COMPUTER NETWORK TIME SYNCHRONIZATION The Network Time Protocol on Earth and in Space,” Second Edition, CRC Press, Boca Raton, London, New York, 2011
- [2] “IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems,” in IEEE Std. 1588-2019 (Revision of IEEE Std. 1588-2008), pp. 1-499, 16 June 2020, DOI: 10.109/IEEESTD.2020.9120376.
- [3] Larry Thoma: “Best Practices for Implementing PTP in the Power Industry,” Schweitzer Engineering Laboratories, 2018
- [4] Alexander Apostolov: “IEC 61850: Digitizing the Electric Power Grid,” Artech House, 2023.
- [5] IEC 61850 Communication Networks and Systems for Power Utility Automation Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models, 2003

- [6] Z. Liu, D. Zhao, M. Huang and Y. Zhang “A universal method for implementing IEEE 1588 with the 1000M Ethernet Interface,” 2016 IEEE AUTOTESTCON, Anaheim, CA, USA, 2016, pp. 1-7, DOI: 10.1109/AUTEST.2016.7589598
- [7] P. Pandey, B. Pratap, R. S. Pandey, “Implementation of FreeRTOS based Precision Time Protocol (PTP) application as per IEEE1588v2 standards for Xilinx Zynq UltraScale Plus MPSoC devices,” 2019 International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), Coimbatore, India, 2019, pp. 1968-1973, DOI: 10.1109/ICCES45898.2019.9002151
- [8] P. Pandey, B. Pratap, R. S. Pandey “Analysis and Design of Precision Time Protocol System Based on IEEE1588 Standards,” 2019 International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), Coimbatore, India, 2019, pp. 1963-1967, DOI: 10.1109/ICCES45898.2019.9002096
- [9] X. Wei, X. Xiong, Z. Luo, J. Wang, K. Cheng “An Enhanced IEEE1588 Clock Synchronization for Link Delays Based on a System-on-Chip Platform,” Intl Journal of Electronics and Telecommunications, 2021, Vol. 67, No. 2, pp. 289-294, DOI: 10.24425/ijet.2021.135978
- [10] J. Cha, T. Park, “Research and Implementation of Network Clock Synchronization Based on IEEE1588v2 Protocol,” 2021 International Conference on Information and Communication Technology Convergence (ICTC), Jeju Island, Republic of Korea, 2021, pp. 1794-1796, DOI: 10.1109/ICTC52510.2021.9620921
- [11] Lan, Y.-K.; Chen, Y.-S.; Hou, T.-C.; Wu, B.-L.; Chu, Y.-S. “Development Board Implementation and Chip Design of IEEE 1588 Clock Synchronization System Applied to Computer Networking,” Electronics 2023, 12, 2166. DOI: 10.3390/electronics12102166
- [12] Z. Li, Z. Zhong, W. Zhu, B. Qin, “A Hardware Time Stamping Method for PTP Messages Based on Linux System,” TELKOMNIKA, Vol. 11, No. 9, September 2013, pp. 5105~5111, e-ISSN: 2087-278X
- [13] J-L. Ferrant, M. Gilson, S. Jobert, M. Mayer, L. Montini, M. Ouellette, S. Rodrigues, S. Ruffini “Synchronous Ethernet and IEEE 1588 in Telecoms: Next Generation Synchronization Networks,” John Wiley & Sons, 2013
- [14] Implementing IEEE 1588v2 for use in the mobile backhaul, Technical Brief, Calnex Solution Ltd
- [15] L. H. Crockett, D. Northcote, C. Ramsay, F. D. Robinson, R. W. Stewart, „Exploring Zynq MPSoC With PYNQ and Machine Learning Applications,“ Strathclyde Academic Media, Glasgow, Scotland, UK, April 2019.
- [16] R. Cochran, C. Marinescu and C. Riesch, “Synchronizing the Linux system time to a PTP hardware clock,” IEEE International Symposium on Precision Clock Synchronization for Measurement, Control and Communication, Munich, Germany, 2011, pp. 87-92, DOI: 10.1109/ISPCS.2011.6070158.

- [17] TE0715 TRM, revision v.90, exported on 17-10-2024, on line document version:
<https://wiki.trenz-electronic.de/display/PD/TE0715+TRM>
- [18] TE0820 TRM, revision v.104, exported on 14-10-2024, on line document version:
<https://wiki.trenz-electronic.de/display/PD/TE0820+TRM>
- [19] TEB0707 TRM, revision v.45, exported on 25-11-2020, on line document version:
<https://wiki.trenz-electronic.de/display/PD/TEB0707+TRM>
- [20] Marvell Alaska 88E1512: Integrated 10/100/1000 Mbps Energy Efficient Ethernet Transceiver Block Diagram
- [21] <https://www.marvell.com/content/dam/marvell/en/public-collateral/phys-transceivers/marvell-phys-transceivers-alaska-88e1512-product-brief.pdf>
- [22] DP83640 Precision PHYTER – IEEE 1588 Precision Time Protocol Transceiver, Datasheet, SNOSAY8F, Texas Instruments, September 2007, revised april 2015
- [23] <https://sourceforge.net/projects/linuxptp>
- [24] xGenius, Zeus Ethernet & IP Testing Guide, User's Manual, UM-XGENIUS-ETH-2020-10, Albedo, Telecom, 2020
- [25] А, Кабовић, М. Кабовић, В. Челебић, И. Салом, С. Митровић „Примена временске синхронизације IEEE 1588 при коришћењу стандарда IEC 61850 у телештитним уређајима“, симпозијум CIGRE Србија

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.12](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.12)**D2.12****KOMUNIKACIJA PUTEM ELEKTROENERGETSKIH VODOVA – PRIMENA U PRAKSI****COMMUNICATION VIA POWER LINES – APPLICATION IN PRACTICE****Ivan Marijanović, Aleksandra Kuč Krulj, Marina Ristić***

Kratak sadržaj: Usled potrebe automatizacije svih sistema i procesa, razvijaju se nove tehnologije kako bi se osigurao brz i bezbedan prenos podataka. Komunikacija, koja je neophodna, često stvara potrebe za dodatnim kabliranjem i instalacijom novih infrastrukture, što utiče na samu cenu sistema. Uz dodatno proširivanje mreže, u pojedenim slučajevima ovo mogu biti otežavajuće okolnosti. Tema ovog rada je sve češća primena ostvarivanja komunikacije putem elektroenergetskih mreža i razlozi za njihovu primenu. Komunikacija AC kablovima ili poznata kao PLC (*Power Line Communication*) sve je više prisutna u kućnim i poslovnim mrežama, ali svoju primenu nalazi i u industrijskim mrežama. Pored prednosti koje se ostvaruju primenom ovog vida komunikacije, biće ukazano i na nedostatke koji postoje, ali koji će vremenom biti sve manji, usled razvoja tehnologije. Kroz primer solarne elektrane biće predstavljeno gde energetske kablovi kao medijum mogu poboljšati performanse sistema, kao i tačke gde njihova primena nije poželjna, usled ograničenja koja imaju.

Ključne reči: *Power Line Communication, Power Line Carrier Communication, solarne elektrane, invertori, SCADA, MBUS protokol, energetska automatizacija, infrastrukturna optimizacija*

Abstract: Due to the need to automate all systems and processes, new technologies are being developed to ensure fast and secure data transfer. Communication, which is necessary, often creates the need for additional cabling and installation of new infrastructure, which affects the price of the system itself. Along with additional network expansion, in some cases this can lead to aggravating circumstances. The topic of this paper is the increasingly common application of communication through power lines and the reasons for their application. Communication via AC cables, also known as PLC (*Power Line Communication*) is increasingly applied in home and business networks, but it also finds its application in industrial networks. In addition to the advantages achieved by applying this type of communication, the disadvantages that exist also will be presented, but which will decrease over time, due to the development of technology. Using the example of an utility solar power plant, a case will be presented in which energy cables as a medium can improve the performance of the system, as well as the points where their application is not desirable, due to their limitations.

* Ivan Marijanović, Energoprojekt Entel, imarijanovic@ep-entel.com
Aleksandra Kuč Krulj, Energoprojekt Entel, akuckrulj@gmail.com
Marina Ristić, Energoprojekt Entel, mristic@ep-entel.com

Key words: *Power Line Communication, Power Line Carrier Communication, solar power plants, inverters, SCADA, MBUS protocol, power automation, infrastructure optimization*

1 UVOD

Usled potrebe automatizacije svih sistema i procesa, razvijaju se nove tehnologije kako bi se osigurao brz i bezbedan prenos podataka. Komunikacija, koja je neophodna, često stvara potrebe za dodatnim kabliranjem i instalacijom novih infrastrukture. Time utiče na samu cenu sistema, kao i dodatno proširivanje mreže, što u pojedinim slučajevima mogu biti otežavajuće okolnosti.

Tema ovog rada je primena ostvarivanja komunikacije putem elektroenergetskih mreža i razlozi za njihovu primenu. Komunikacija putem elektroenergetskih vodova poznata kao *Power Line Communication* (u daljem tekstu PLC tehnologija) sve je više prisutna u kućnim i poslovnim, ali svoju primenu nalazi i u industrijskim mrežama. Pored prednosti koje se ostvaruju primenom ovog vida komunikacije, biće ukazano i na nedostatke koji postoje, ali koji će vremenom biti sve manji usled razvoja tehnologije. Kroz primer solarne elektrane biće predstavljeno gde energetski kablovi kao medijum mogu poboljšati performanse sistema, kao i tačke gde njihova primena nije poželjna, usled ograničenja koja imaju.

Kada su u pitanju stambene jedinice sa starom infrastrukturom, koje želimo da umrežimo, koriste se PLC adapteri. Jedan adapter se priključuje u utičnicu blizu rutera, a drugi u prostoriji gde na primer želimo da koristimo internet ili povežemo uređaj. Na ovaj način se postiže vrlo jednostavno rešenje, gde se koristi već postojeća infrastruktura, što olakšava rešavanje problema i uštedu usled korišćenja postojeće infrastrukture.

U industriji, sve češća primena PLC tehnologije predstavlja efikasnu i ekonomičnu tehnologiju za prenos podataka omogućavajući integraciju i automatizaciju u postrojenjima.

Važno je naglasiti da se PLC tehnologija može koristiti za različite naponske nivoe. To zahteva određene razlike, poput razlike u zahtevima i kompleksnosti uređaja, ali osnovna funkcija za sve nivoe je ista. Viši naponski nivoi (za koje se češće koristi naziv *Power Line Carrier Communication* ili PLCC) zahtevaju i kompleksnije uređaje, striktnu regulatornu smernicu, pažljivo upravljanje elektromagnetnim smetnjama i sl.

U ovom radu biće predstavljena analiza sistema gde se razmatra kompletan prenos signala PLC tehnologijom za različite naponske nivoe na primeru solarne elektrane.

Cilj rada je otkrivanje opravdanosti i pouzdanosti ove tehnologije kako bi se dalje razmatrala za širu upotrebu.

1.1 Dosadašnja primena u Srbiji i regionu

U Srbiji i regionu, primena PLC tehnologije u elektroenergetskim sistemima je još uvek u fazi razvoja, ali beleži značajne pomake, posebno u kontekstu digitalizacije i modernizacije mreža. U distribuciji električne energije, PLC tehnologija najčešće se koristi na niskonaponskom nivou, prvenstveno u pametnim mrežama (*Smart Grids*) i AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) sistemima, gde omogućava daljinsko očitavanje brojila i upravljanje potrošnjom.

U praksi su se pokazale kao uspješne primene PLC komunikacije u niskonaponskim mrežama Elektro distribucije Srbije, ali se s obzirom na ograničenja propusnog opsega i prisustvo šuma na višim naponima, implementacija na srednjem i visokom naponu realizuje kroz specijalizovanu opremu, često u saradnji sa međunarodnim partnerima i proizvođačima invertora, releja i upravljačkih sistema.

U regionu, posebno u Hrvatskoj i Sloveniji, PLC tehnologija se koristi za nadzor i upravljanje srednjenaponskim mrežama, uključujući automatizaciju trafostanica i integraciju obnovljivih izvora energije. U Hrvatskoj, HEP Distribucija je implementirala PLC rešenja za komunikaciju između brojila i centralnog sistema za upravljanje, što je omogućilo efikasnije praćenje potrošnje i bržu detekciju kvarova. Ovi projekti pokazuju potencijal PLC tehnologije za unapređenje pouzdanosti i efikasnosti elektroenergetskih sistema u regionu.

S obzirom na porast broja velikih fotonaponskih elektrana i trend digitalizacije elektroenergetskih sistema, očekuje se veće interesovanje za PLC tehnologiju u narednim godinama, posebno u kontekstu integracije obnovljivih izvora i potrebe za efikasnim upravljanjem sistemom bez dodatnog komplikovanja infrastrukturnih zahteva.

Na osnovu dosadašnjih istraživanja i prakse u Evropi i regionu, PLC tehnologija je uspešno primenjena u:

- Austriji (Linz): Pilot-projekat za daljinsko upravljanje brojilima i tarifama.
- Švedskoj (Gotland): PLC korišćen za kućnu automatizaciju i upravljanje potrošnjom.
- Poljskoj i Nemačkoj: PLC integrisan u pametne mreže za komercijalne korisnike.
- Hrvatskoj: PLC korišćen u sistemima automatizacije niskonaponskih mreža i u distributivnim TS.

Primena u regionu ukazuje na jaku motivaciju za korišćenje PLC-a u distribuciji, ali i na izazove u radu sa srednjenaponskim i visokonaponskim sistemima.

Postoji snažan interes i praksa u regionu za i korišćenje PLC tehnologije u distribuciji, ali su izazovi na višim naponskim nivoima (npr. 110 kV) već tada bili identifikovani kao kompleksni.

1.2 PLC tehnologije u IoT scenarijima

Kontinuirani razvoj komunikacionih tehnologija predstavlja neophodnu osnovu za dalji razvoj IoT tehnologija (eng. *Internet of things*). Uvođenje IoT tehnologija dovodi do neizbežnog porasta broja umreženih senzora i pametnih uređaja, pa samim tim raste i količina podataka koje je potrebno preneti kroz mrežu. Da bi se ispunili svi zahtevi protoka i da bi se obezbedila pouzdana, bezbedna i efikasna komunikacija razvijene su različite tehnologije pristupa.

IoT komunikacione tehnologije se mogu podeliti u dve kategorije: bežične (npr. Bluetooth, Wi-Fi i ZigBee) i žičane (npr. industrijski field bus i PLC). Žičane komunikacione tehnologije predstavljaju pouzdanije rešenje jer ne podležu uticaju okruženja u značajnoj meri, kao što je to slučaj kod bežičnih tehnologija. S druge strane, njihova mana bi mogla biti cena potrebna za polaganje novih instalacija, što je korišćenjem PLC tehnologije prevaziđeno. PLC koristi postojeće električne vodove za prenos podataka, omogućavajući povezivanje krajnjih uređaja bez potrebe za polaganjem novih instalacija. U zavisnosti od frekventnog opsega i brzine prenosa, PLC se dalje deli na uskopojasni PLC, PLC srednjeg opsega i širokopojasni PLC.

Uskopojasni PLC (definisan standardom IEEE P1901.2) se primenjuje kod scenarija u kojima nije neophodan protok veći od 150 kbps i gde kašnjenje ne predstavlja problem za ispravno tumačenje signala na prijemu. Prenos signala je moguć i na rastojanjima većim od 1 km, što ovu vrstu PLC tehnologije čini pogodnom za primene u automatizaciji niskonaponske i srednjenaponske prenosne mreže tj. za daljinsko očitavanje parametara za koje nije važno da budu prikupljeni u realnom vremenu.

Širokopojasni PLC (definisan standardom IEEE P1901) obezbeđuje protok do čak 1.5 Gbps uz minimalno kašnjenje. Maksimalno rastojanje pri prenosu signala je u ovom slučaju 200 m. Širokopojasni PLC može se koristiti za povezivanje domaćinstava na internet.

PLC srednjeg opsega (definisan standardom IEEE P1901.1) omogućava prenos podataka sa protokom do 2 Mbps i malim kašnjenjem. Ovaj tip PLC tehnologije je samim tim pogodan za IoT scenarije gde je neophodna visoka pouzdanost i kontrola u realnom vremenu kao što je npr. upravljanje pametnim semaforima ili za kontrolu parametara u okviru solarnih elektrana.

PLC-IoT je zasnovan na standardu IEEE 1901.1 i PLC tehnologiji srednjeg opsega, orijentisanoj na IoT scenarije. Koristi se frekvencijski opseg u rasponu od 0.7 MHz do 12 MHz, koji karakteriše dobar kvalitet kanala sa niskim i stabilnim šumom. PLC-IoT koristi OFDM modulaciju signala, koja nudi visoku iskorišćenost frekvencijskog opsega i visoku otpornost na interferenciju. Modulacijom digitalnih signala nosiocima visoke učestanosti obezbeđuje se veći protok informacija. Mana ovakvog prenosa informacija je u tome što u slučaju većeg opterećenja energetskih vodova dolazi do slabljenja snage signala nosioca, pa se samim tim smanjuje rastojanje na kojem je moguće preneti signal. Sa druge strane, u slučaju da energetski kablovi nisu opterećeni, signal je moguće preneti i na rastojanju od više kilometara.

Tradicionalni PLC komunikacioni model obuhvata fizički sloj, sloj linka podataka i sloj aplikacije. U ovom slučaju sloj linka podataka je taj koji pruža usluge prenosa podataka sloju aplikacije. Kod PLC-IoT mrežna arhitektura je izmenjena po ugledu na OSI model, tako da su dodati mrežni sloj i transportni sloj. Mrežni sloj implementira standardnu IP mrežnu komunikaciju preko TCP/IP. Ovo omogućava aplikacijama da koriste mrežni sloj sposoban i za korišćenje IPv6, dok transportni sloj obezbeđuje pouzdan prenos podataka s kraja na kraj.

2 PRENOS PODATAKA PUTEM PLC TEHNOLOGIJE

PLC je tehnologija u kojoj se električne vodovi koriste kao medijum za prenos podataka. To iziskuje da se signali koji se šalju putem PLC-a moraju modifikovati, kako bi se uklopili u električnu mrežu, koja je projektovana za prenos naizmenične struje.

Za PLC sistem su neophodne visoke frekvencije (1-100 MHz), kako bi se omogućio normalan prenos signala, a da se pri tome ne ometa struja u mreži.

Modulacija omogućava prenos signala, a da pri tome ne remetimo struju u mreži. Postoje raznovrsne tehnike modulacije pomoću kojih se prilagođava prenos signala specifičnim uslovima i potrebama, ali konkretno za PLC tehnologiju, prepoznatljivi su:

- OFDM (*Orthogonal Frequency Division Multiplexing*) i
- QAM (*Quadrature Amplitude Modulation*).

Sam izbor tipa modulacije u PLC tehnologiji zavisi od više faktora:

Kvalitet i dužina linije: duže linije sa slabijom kvalitetom mogu zahtevati robusnije tehnike modulacije (npr. BPSK ili QPSK) za bolju otpornost na smetnje;

Brzinu prenosa: Za veće brzine, koristiće se složenije modulacije poput QAM;

Otpornost na šum i smetnje: Mreže sa visokim nivoima elektromagnetnih smetnji ili drugih izvora smetnji mogu zahtevati primenu OFDM-a ili jednostavnijih modulacija koje su robusnije na smetnje;

Specifične aplikacije: Neke aplikacije (npr. IoT uređaji) mogu zahtevati manju brzinu prenosa, dok druge (npr. video streaming) zahtevaju visoke brzine i efikasnost.

Pomenute OFDM i QAM, možda okarakterisane kao modulacije sa najčešćom primenom, omogućavaju visoke brzine i efikasan prenos. Pored modulacije, koraci koji se preduzimaju za neometan prenos signala, i nesmetani prenos AC struje, su i:

Filtriranje i izolacija: PLC uređaji koriste filtre za izolaciju signalnog opsega i sprečavanje interferencije sa AC naponom koji teče kroz iste žice;

Ojačavanje signala: - električne instalacije mogu imati gubitke tokom prenosa, signali u PLC sistemima obično se pojačavaju u različitim tačkama kako bi se osigurala stabilnost i kvalitet veze;

Šum i smetnje: Zbog same prirode električnih kablova (koji nisu prvobitno dizajnirane za prenos podataka), PLC signali mogu biti podložni različitim vrstama smetnji, kao što su elektromagnetne smetnje ili smetnje od drugih električnih uređaja na mreži. Kako bi se smanjile ove smetnje, primenjuju se različite tehnike kodiranja i filtriranja.

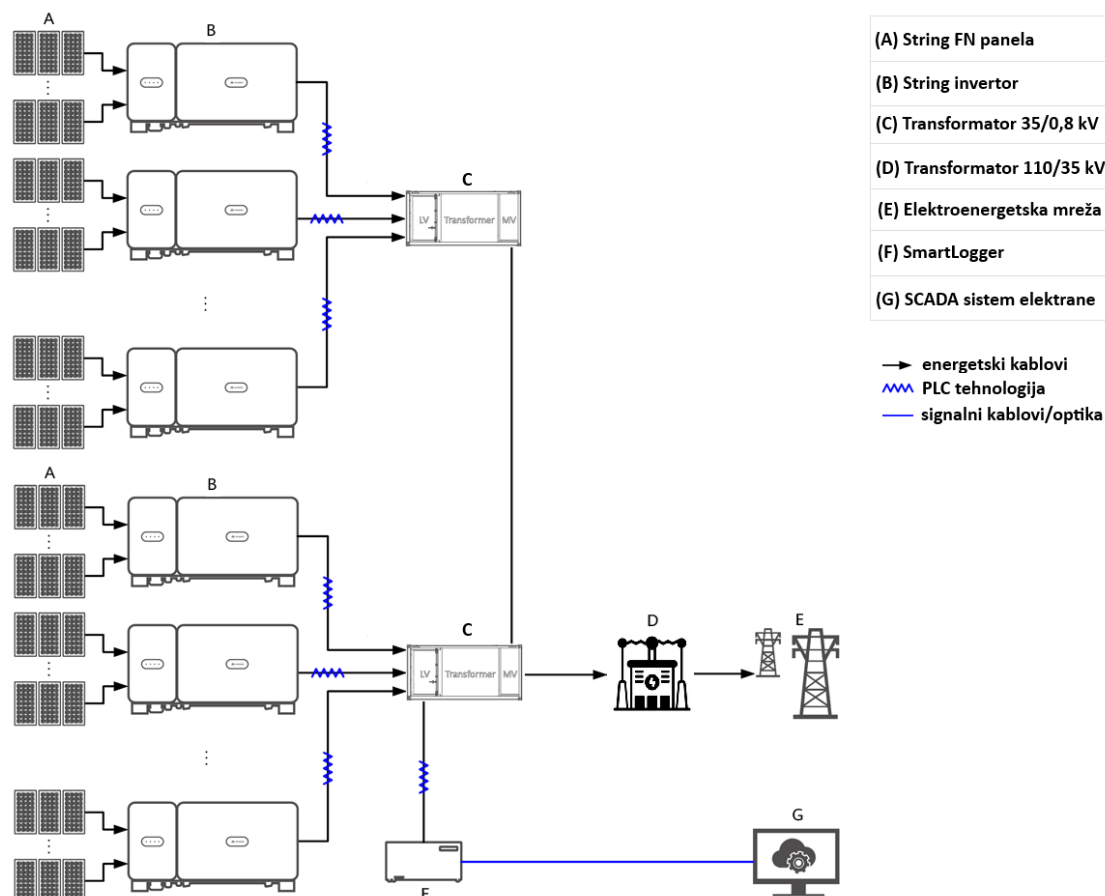
Kako se na strani izvora modulira signal i vrši niz gore navedenih operacija, i kao takav se šalje kroz medijum elektroenergetskih vodova kao visokofrekventni signal, na strani prijema signal se demodulira. To znači da se signali podataka odvajaju od visokofrekventnih signala, i na taj način vraćaju u originalan oblik, skroz ih odvajajući od struje.

3 PRIMENA PLC TEHNOLOGIJE NA KONKRETNOM PRIMERU U PRAKSI

PLC predstavlja tehnologiju koja omogućava prenos podataka korišćenjem postojećih elektroenergetskih vodova, bez potrebe za dodatnim komunikacionim kablovima. Ova tehnologija može se uspešno primenjivati na različitim naponskim nivoima, od niskog do srednjeg i visokog napona, što je čini posebno atraktivnom za automatizaciju, nadzor i upravljanje u elektroenergetskim sistemima.

Na osnovu svega navedenog, u nastavku je predstavljena upotreba PLC vida komunikacije kroz primer solarne elektrane. Kako je konkretna solarna elektrana planirane snage preko 10 MW, analiziraće se jedno fotonaponsko polje, odnosno individualni strujni krug, kao funkcionalna celina snage do 10 MW na strani predaje snage ka mreži, a kao primer rešenja koje se trenutno češće nalazi u Srbiji i regionu.

Sistem solarne elektrane će se predstaviti kroz 0,8 kV kablove koji predstavljaju vezu invertora u polju i obližnjih step-up trafostanica sa kojima se povezuju, a zatim kroz 35 kV kablove koji predstavljaju jedan strujni krug koji se dovodi do objekta mesta priključenja, ili u ovom slučaju izvodne 35 kV ćelije unutar glavne transformatorske stanice 110/35 kV putem koje se dalje ostvaruje priključenje na prenosni sistem.



Slika 1: Princip rada

U kontekstu fotonaponskih elektrana, PLC tehnologija može se primeniti na naponskom nivou od 0,8 kV, koji tipično predstavlja interkonekciju između invertora u polju i obližnjih step-up trafostanica. Korišćenjem PLC modula ugrađenih u invertore i odgovarajuće PLC prijemnike u trafostanicama, omogućava se dvosmerna komunikacija neophodna za prenos informacija o proizvodnji, greškama, statusima i komandama, bez potrebe za dodatnom komunikacionom infrastrukturom. Ovakva primena doprinosi smanjenju ukupnih troškova i pojednostavljuje projektovanje elektrane, naročito u teškim terenskim uslovima gde polaganje dodatnih kablova može biti izazovno.

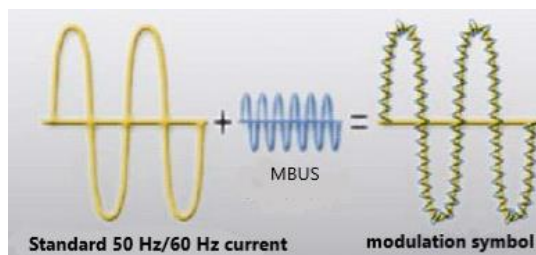
Na ovom primeru razmatrana je oprema koja nudi rešenja koja omogućavaju efikasnu integraciju PLC tehnologije u elektroenergetske sisteme. Konkretno, invertori snage 300 kW i prateće 35/0,8 kV trafostanice dizajnirani su za rad u zahtevnim uslovima i podržavaju napredne komunikacione protokole.

Posmatrani invertori su trofazni uređaji koji podržavaju komunikacione protokole kao što su RS485 i MBUS (dužine do 1000 m), omogućavajući integraciju PLC sistema za prenos podataka preko postojećih elektroenergetskih vodova (u ovom slučaju su dužine do 300 m).

Trafostanice, na ovom primeru kontejnerskog tipa snage 3.300 kVA i 6.000 kVA respektivno, nude izlazne napone do 35 kV i opremljene su naprednim zaštitnim sistemima, uključujući prenaponske odvodnike i zaštitu od kratkog spoja. Ove trafostanice su kompatibilne sa invertorima i omogućavaju radijalno povezivanje u strujne krugove, što je ključno za povezivanje sa prenosnim sistemom.

U praksi, kombinacija ovakvih invertora i trafostanica omogućava efikasno upravljanje i nadzor fotonaponskih elektrana, smanjujući potrebu za dodatnom komunikacionom infrastrukturom. Integracija PLC komunikacije omogućava prenos podataka o performansama sistema, detekciju kvarova i daljinsko upravljanje, što je ključno za optimizaciju rada i održavanje elektrane.

Trafostanice su tipsko rešenje koje integriše 35/0,8 kV transformator, RMU (35 kV sklopna oprema), zaštitu i merenje, niskonaponsku opremu i interfejs invertora. PLC komunikacija u ovim sistemima se zasniva na MBUS protokolu na 0,8 kV strani, i koristi se za komunikaciju između invertora i trafostanice, a zatim ka SmartLogger-u.



Slika 2: MBUS protokol

Posmatrano fotonaponsko polje sadrži 33 invertora koji, umesto serijskim putem, korišćenjem PLC tehnologije imaju direktnu vezu sa transformatorima u polju. Na ovaj način se eliminiše upotreba preko 7 km komunikacionih kablova. Kako konkretna solarna elektrana ima 11 fotonaponskih polja, upotreba komunikacionih kablova na nivou kompletne elektrane smanjuje se za preko 80 km ili više u zavisnosti od stanja terena i načina polaganja niskonaponskih kablova u roveve namenjene za povezivanje FN panela sa njihovim invertorima.

4 PRIMENA NA VIŠIM KABLOVSKIM NIVOIMA

PLC komunikacija ne prolazi kroz transformator, tj. ne prelazi sa 0,8 kV na 35 kV stranu bez konverzije. Trafostanice nemaju ugrađene PLC modeme za 35 kV stranu ni kapacitivne spojnice koje bi omogućile komunikaciju između trafostanica putem srednjenaponskog kabla.

Korišćenje 35 kV kabla za prenos komunikacije izlazi iz standardnog okvira ovakvih sistema i zahteva dodatnu opremu specijalizovanih proizvođača na srednjenaponskoj strani.

PLC sistemi predstavljaju izazov na 35 kV nivou, jer se sastoje od sledećih ključnih komponenti, posebno na srednjem i visokom naponskom nivou:

- Kapacitivna spojnica (Coupling Capacitor): Omogućava da visokofrekventni signal (koji nosi komunikaciju) prođe u energetski vod, dok blokira niskofrekventnu struju (50/60 Hz).
- Line trap (Wave trap): Instalira se na ulazu u transformatorsku opremu kako bi sprečio prolazak PLC signala u transformator i time omogućio signalizaciju samo kroz željeni pravac.
- Line Matching Unit (LMU): Prilagođava impedansu za optimalan prenos signala.
- PLC modem: Kodira/dekodira podatke na visokofrekventnom signalu
- Hibridni sklopovi i filteri: Omogućavaju filtriranje višestrukih komunikacionih kanala bez interferencije.
- Oscilator i pojačavači: Generišu i pojačavaju frekvencije za stabilan prenos signala na elektroenergetskom vodu.
- Napajanje i zaštita sistema po potrebi.

Ukoliko se PLC koristi na 35 kV nivou, preporučuje se primena ovih komponenti radi stabilnosti signala i zaštite opreme. Ovo rešenje nije niskobudžetno - oprema za SN nivo je skuplja od optike i zahteva detaljniju razradu isplativosti.

Ključni izazovi na višim naponskim nivoima su:

- Elektromagnetske smetnje (EMI).
- Prigušenje signala i degradacija kvaliteta na dužim trasama.
- Prepreke pri prelasku kroz transformatore.
- Nepostojanje jedinstvene standardizacije za PLC na visokom naponu.

Pored korišćenja kapacitivnih spojki i line trap-ova, rešenja se mogu naći implementacijom OFDM, FH, DSSS modulacionih tehnika za otpornost na šum, redundantnim komunikacionim protokolima, ili prosto upotrebom PLC tehnologije samo do tačke konverzije, nakon čega se prelazi na optički prenos podataka.

Ova rešenja mogu znatno unaprediti pouzdanost komunikacije u sistemima koji koriste PLC kao osnovu za nadzor i upravljanje.

U Tabeli 1 prikazano je poređenje primene PLC tehnologije na niskonaponskom, srednjenaponskom i visokonaponskom nivou.

Tabela 1: Poređenje po naponskim nivoima

Naponski nivo	Primena PLC tehnologije	Prednosti	Ograničenja
0,8 kV (niski napon)	Između invertora i trafostanica	- Odlična stabilnost signala- Kratke trase (10–100 m)- Direktna komunikacija MBUS protokolom	- Ograničen broj uređaja po kابلu (adresiranje)
35 kV (srednji napon)	Povezivanje trafostanica koje formiraju strujne krugove	- Moguća komunikacija bez dodatnih kablova- Efikasna za topologije sa radijalnim vezama- Idealno za jedan strujni krug do Logger-a	- Slabljenje signala na većim dužinama (>300 m)- Potrebna dodatna zaštita od prenapona- Nije moguće preneti signal kroz transformator bez posebnih uređaja (coupleri, kapacitivni spojevi)
110 kV (visoki napon)	Tehnički moguća ali nepreporučljiva u standardnim SCADA vezama	- Ušteda na optičkom kابلu teoretski moguća	- Veoma jak EMI- Skupe i komplikovane spojne jedinice- Nepouzdanost u radu- Skoro uvek potrebna optika (zbog udaljenosti i izolacije)

Na osnovu svega navedenog, presek različitih naponskih nivoa je sledeći:

0,8 kV tj. niski napon – najpogodniji za PLC tehnologiju (npr. MBUS).

35 kV tj. srednji napon – moguće i možda isplativo za jedan strujni krug (npr. između trafostanice i Logger-a), ali se signal mora prevesti na optiku pre ulaska u glavnu trafostanicu.

110 kV tj. visoki napon – i dalje nepreporučljivo za PLC. Optika ostaje standard zbog sigurnosti, dometa i EMI otpornosti.

5 ZAKLJUČAK

PLC tehnologija predstavlja oblast koja se kontinuirano razvija, kako u pogledu prenosnih kapaciteta, tako i u pogledu otpornosti na smetnje i pouzdanosti u realnim uslovima rada.

Neke od prednosti korišćenja ove tehnologije su:

- **Smanjenje broja kablova** – koristi postojeće energetske vodove za komunikaciju, čime se izbegava polaganje dodatnih optičkih ili signalnih kablova.
- **Brža instalacija** – jednostavnija i brža implementacija u poređenju sa optikom.
- **Niži troškovi** – posebno izraženo kod projekata sa velikim brojem uređaja na bliskim lokacijama (npr. solarni paneli i invertori).
- **Idealna za distribuirane sisteme** – efikasna za lokalnu komunikaciju između invertora i trafostanica.

PLC tehnologija takođe ima i svoje mane, među kojima su:

- **Ograničenja dometa** – signal degradira sa dužinom kabla, posebno kod srednjih i visokih napona.
- **Smetnje (EMI)** – visokonaponski vodovi mogu generisati elektromagnetne smetnje koje otežavaju komunikaciju.
- **Zavisnost od kvaliteta uzemljenja i spojeva** – loši kontakti i šum mogu potpuno onemogućiti komunikaciju.
- **Problemi pri prelasku naponskih nivoa** – na primer, signal ne može bez dodatnih komponenti proći kroz transformator.

Iako se danas njena primena u energetici dominantno vezuje za niskonaponski nivo, ovaj rad je imao za cilj da istakne njene prednosti, promoviše njenu upotrebu u okviru fotonaponskih solarnih elektrana i podstakne njeno šire prihvatanje upravo na tom nivou. Sa razvojem opreme i standarda, očekuje se da će se mogućnosti primene PLC tehnologije proširivati i na srednje, pa čak i visoke naponske nivoe, čime bi se dugoročno mogla postići još veća fleksibilnost i ekonomičnost u projektovanju komunikacionih sistema u elektroenergetskoj infrastrukturi.

6 LITERATURA

- [1] Ivan R. S. Casella, Alagan Anpalagan, Power Line Communication Systems for Smart Grids, 2nd edition, The Institution of Engineering and Technology
- [2] Texas Instruments, Power Line Communication in Solar Applications
- [3] Huawei Technologies, Fusionsolar Utility Smart PV & ESS Solution, solar.huawei.com

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.13](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.13)**D2.13****TIPOVI KOMUNIKACIONOG POVEZIVANJA OPS, ODS I DU U SISTEMIMA ZA
PRUŽANJE REZERVE AKTIVNE SNAGE: TEHNIČKI, REGULATORNI I
BEZBEDNOSNI ASPEKTI****TYPES OF COMMUNICATION CONNECTIONS BETWEEN TSO, DSO, AND SSP IN
SYSTEMS FOR PROVIDING ACTIVE POWER RESERVE: TECHNICAL,
REGULATORY, AND SECURITY ASPECTS****Slavko Dubačkić, Žarko Veličković, Ivan Ćirić, Srđan Mitrović, Aleksandar Bošković,
Đorđe Vladislavljević***

Kratak sadržaj: Efikasna i sigurna razmena podataka između operatora prenosnog sistema (OPS), operatora distributivnog sistema (ODS) i davalaca pomoćnih (balansnih) usluga (DU) ključna je za stabilnost i pouzdano funkcionisanje elektroenergetskog sistema, posebno u kontekstu automatske i manuelne rezerve za obnovu frekvencije (aFRR i mFRR). Sve veća integracija obnovljivih izvora energije, rast distribuiranih energetske resursa i digitalizacija tržišta balansne energije zahtevaju optimizovane i sigurne komunikacione puteve između relevantnih aktera. U elektroenergetskom sistemu Srbije postoje različiti tipovi komunikacionog povezivanja koji se razlikuju po nivou direktnosti, upotrebi infrastrukture i sigurnosnim zahtevima. Ovaj rad analizira moguće modele integracije DU-ova sa OPS-om i ODS-om kroz energetske i komunikacionu infrastrukturu, uz sagledavanje tehničkih, regulatornih i operativnih aspekata. Poseban fokus stavljen je na izazove i zahteve koji proističu iz specifičnosti nacionalne elektroenergetske mreže, pri čemu se obrađuju pouzdanost komunikacije, brzina prenosa podataka, sigurnost sistema i otpornost na sajber pretnje. Pored tehničkih faktora, rad razmatra i regulatorni okvir koji definiše uloge i odgovornosti OPS-a, ODS-a i DU-ova, kao i pravila koja utiču na izbor optimalnog modela komunikacionog povezivanja. Analiziraju se prednosti i ograničenja različitih pristupa, uz poseban osvrt na aspekte zaštite podataka, dostupnosti mrežnih resursa i otpornosti sistema na potencijalne poremećaje. Zaključci rada pružaju uvid u mogućnosti unapređenja postojeće infrastrukture, ističući ključne faktore za budući razvoj i digitalizaciju elektroenergetskog sektora Srbije, sa ciljem postizanja veće efikasnosti, fleksibilnosti i sigurnosti u pružanju balansnih usluga.

Ključne reči: OPS, ODS, DU, komunikaciona infrastruktura, balansne usluge, bezbednost

* Slavko Dubačkić, Elektrodistribucija Srbije, slavko.dubackic@es.rs

Žarko Veličković, Elektromreža Srbije, zarko.velickovic@ems.rs

Ivan Ćirić, Elektromreža Srbije, ivan.ciric@ems.rs

Srđan Mitrović, Elektromreža Srbije, srdjan.mitrovic@ems.rs

Aleksandar Bošković, Elektrodistribucija Srbije, aleksandar.boskovic@es.rs

Đorđe Vladislavljević, Elektrodistribucija Srbije, djordje.vladislavljevic@es.rs

Abstract: An efficient and secure data exchange between the Transmission System Operator (TSO), the Distribution System Operator (DSO), and Support Service Providers (SSPs) is crucial for the stability and reliable operation of the power system, particularly in the context of automatic and manual Frequency Restoration Reserves (aFRR and mFRR). The increasing integration of renewable energy sources, the growth of distributed energy resources, and the digitalization of the balancing energy market require optimized and secure communication between relevant stakeholders.

In Serbia's power system, various types of communication connections exist, differing in their level of directness, infrastructure usage, and security requirements. This paper analyzes potential models for integrating SSPs with TSOs and DSOs through energy and communication infrastructure, considering technical, regulatory, and operational aspects. Special attention is given to challenges and requirements arising from the specific characteristics of the national power grid, addressing communication reliability, data transmission speed, system security, and resilience to cyber threats.

Beyond technical factors, the paper examines the regulatory framework that defines the roles and responsibilities of TSOs, DSOs, and SSPs, as well as the rules influencing the selection of the optimal communication model. The advantages and limitations of different approaches are analyzed, with a particular focus on data protection, network resource availability, and system resilience to potential disruptions.

The paper's conclusions provide insights into opportunities for improving the existing infrastructure, highlighting key factors for the future development and digitalization of Serbia's power sector, aiming for greater efficiency, flexibility, and security in the provision of balancing services.

Keywords: TSO, DSO, SSP, communication infrastructure, balancing services, security

1 UVOD

Stabilnost i efikasnost elektroenergetskog sistema (EES) zavise od pouzdane komunikacije između ključnih aktera, uključujući operatora prenosnog sistema (OPS), operatora distributivnog sistema (ODS) i davalaca pomoćnih usluga (DU). U savremenim elektroenergetskim mrežama, uloga balansnih usluga postaje sve značajnija, posebno u kontekstu sve veće integracije obnovljivih izvora energije, decentralizovane proizvodnje i digitalizacije tržišta električne energije.

Automatska (aFRR) i manuelna (mFRR) rezerva za obnovu frekvencije predstavljaju ključne mehanizme za očuvanje stabilnosti mreže, a njihova efikasnost u velikoj meri zavisi od brzine, sigurnosti i pouzdanosti prenosa podataka između relevantnih učesnika. U tom kontekstu, razvoj i optimizacija komunikacionih modela između OPS-a, ODS-a i DU-ova imaju ključnu ulogu u obezbeđivanju fleksibilnog i stabilnog snabdevanja električnom energijom.

U elektroenergetskom sistemu Srbije postoje različiti tipovi komunikacionog povezivanja, koji se razlikuju prema tehničkim karakteristikama, regulatornim zahtevima i sigurnosnim aspektima. Pored tehničkih izazova, ključni faktor u definisanju optimalnih rešenja predstavlja i telekomunikaciona (TK) infrastruktura koja omogućava pravovremenu i sigurnu razmenu podataka i signala između operatora sistema i pružalaca usluga. Definisanje skupa podataka i signala koji se razmenjuju, TK topologija, neophodne infrastrukture za realnu vremensku komunikaciju, kao i odgovarajućih protokola i standarda sajber bezbednosti, od suštinskog su značaja za uspešnu aktivaciju rezerve aktivne snage u distributivnom sistemu.

Ovaj rad analizira postojeće i potencijalne modele komunikacije između OPS-a, ODS-a i DU-ova, pri čemu se posebna pažnja posvećuje tehničkim i regulatornim izazovima, kao i aspektima bezbednosti. Takođe se razmatraju različite topologije TK veza i infrastrukturni zahtevi za realizaciju razmene podataka u realnom vremenu, kao i procesi testiranja TK sistema pre njihove implementacije u elektroenergetski sistem. Cilj rada je da pruži detaljan uvid u mogućnosti unapređenja postojećih rešenja i definiše preporuke za dalju digitalizaciju elektroenergetskog sektora Srbije.

2 TELEKOMUNIKACIONI ZAHTEVI ZA DAVAOCE USLUGA

DU mogu pružati usluge aktivacije rezerve aktivne snage u distributivnom sistemu, u prenosnom sistemu ili kroz kombinovani pristup. U zavisnosti od mesta priključenja na EES, definišu se odgovarajući modeli TK povezivanja sa OPS i ODS.

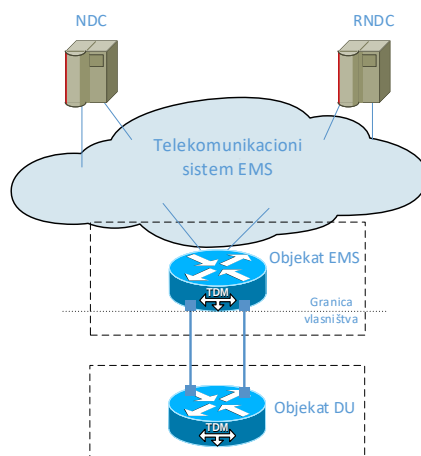
OPS i ODS imaju pravo i obavezu da, kroz posebne dokumente koji se odnose na svakog DU pojedinačno, definišu tehničke zahteve za opremu, njene karakteristike, načine i protokole konfiguracije, bezbednosne aspekte, IP parametre i druge tehničke uslove neophodne za uspostavljanje TK veze.

2.1 Model 1 – DU sa direktnim priključenjem na OPS

U slučajevima kada se DU elektroenergetski povezuje na OPS na lokacijama sa direktnim pristupom informaciono-komunikacionoj (IKT) infrastrukturi OPS-a (trafostanice, razvodna postrojenja itd.), TK veza se ostvaruje izgradnjom optičkog TK linka između infrastrukture DU i OPS-a. Ovaj model podrazumeva:

- Instalaciju rutera na lokaciji DU,
- Instalaciju rutera sa firewall-om na lokaciji OPS-a,
- Postavljanje monomodnog optičkog kabla sa završetkom na optičkim razdelnicima sa obe strane,
- Korišćenje dodatne aktivne i pasivne opreme potrebne za povezivanje.

Odgovornost za realizaciju, kvalitet, redundantnost i održavanje prenosnih puteva od ovog EES-a do centara upravljanja OPS-a pripada OPS-u.



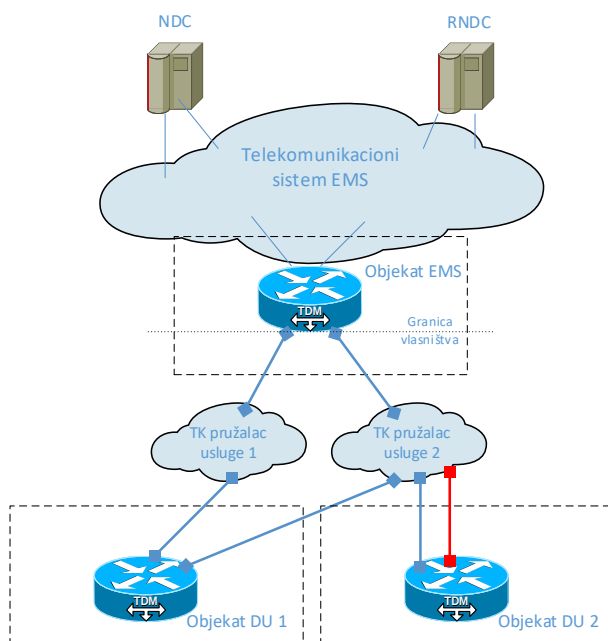
Slika 1: TK povezivanje DU koji se direktno priključuje na OPS

2.2 Model 2 – DU priključen na OPS preko javne TK infrastrukture

Ako ne postoji mogućnost direktnog povezivanja na IKT infrastrukturu OPS-a, TK veza se ostvaruje korišćenjem usluga javnih TK operatera. Ovaj model zahteva:

- Izgradnju redundantne TK veze između DU i OPS-a,
- Korišćenje dva različita javna operatera ili različitih TK tehnologija kod istog operatera (npr. GPRS, optička veza, xDSL),
- Primenu odgovarajućih sigurnosnih mehanizama, u skladu sa zahtevima OPS-a.

OPS određuje dozvoljene tehnologije, bezbednosne protokole i javne operatere koji mogu biti korišćeni za uspostavljanje veze.



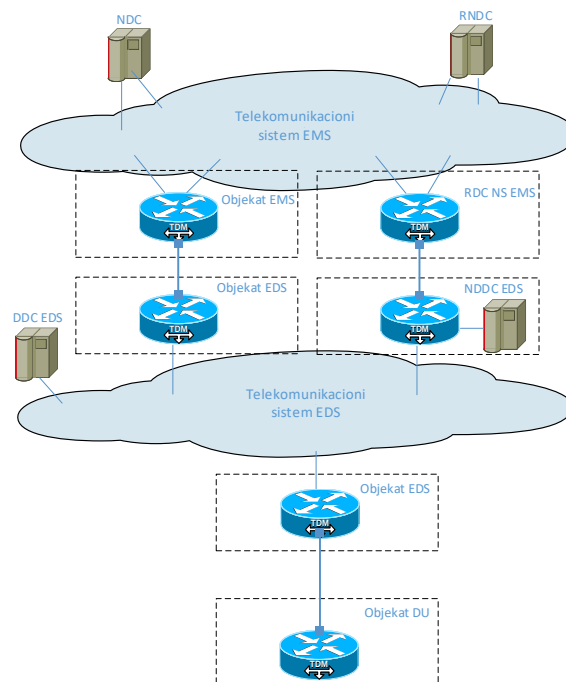
Slika 2: TK povezivanje DU koji se priključuje na OPS preko javnih operatera

2.3 Model 3 – DU priključen na OPS preko ODS-a

Kada se DU elektroenergetski povezuje na ODS, a ne postoje tehničke mogućnosti za direktno TK povezivanje sa OPS-om, DU se telekomunikaciono povezuje na ODS, dok se veza do OPS-a ostvaruje preko interne TK veze između OPS-a i ODS-a. Ovim modelom:

- ODS definiše uslove i način povezivanja između DU i ODS-a u skladu sa tehničkim zahtevima,
- Moguće je povezivanje i agregatora DU na ODS, ukoliko direktno TK povezivanje na OPS nije moguće.

Ovim modelima TK povezivanja omogućava se stabilna i sigurna komunikacija između DU, OPS-a i ODS-a, čime se obezbeđuje efikasna aktivacija rezerve aktivne snage i povećava pouzdanost elektroenergetskog sistema.

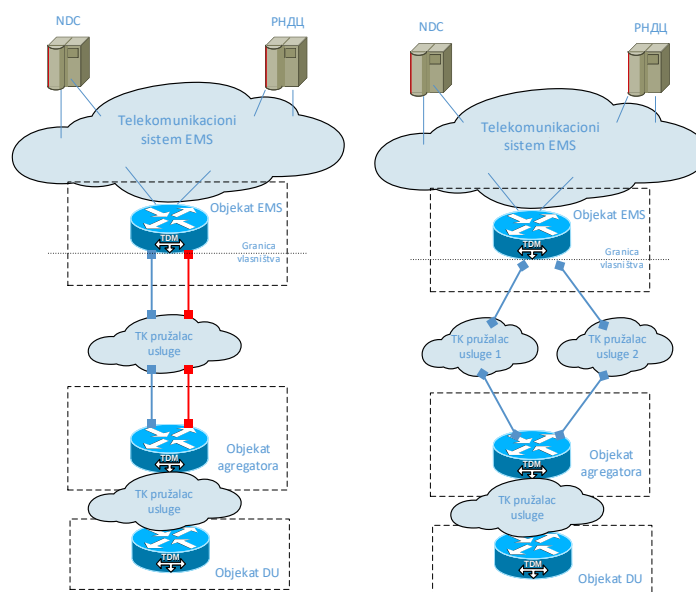


Slika 3: TK povezivanje DU koji se priključuje na OPS preko ODS-a

2.4 Model 4 – DU kao agregator priključen na OPS

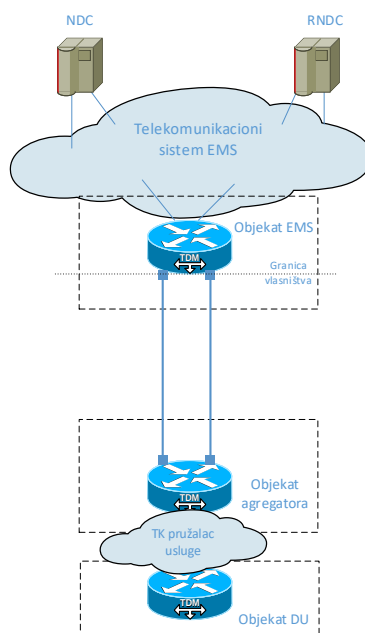
DU može delovati kao agregator manjih DU, gde komunikacija između agregatora i manjih DU ostaje u nadležnosti agregatora. U tom slučaju, agregator DU se povezuje na OPS putem javne TK infrastrukture, uz sledeće zahteve:

- Implementacija redundantne TK veze korišćenjem dva različita operatera ili tehnologije (GPRS, optička veza, xDSL),
- Definisane bezbednosnih mehanizama i dozvoljenih javnih operatera od strane OPS-a.



Slika 4: TK povezivanje agregatora DU koji se priključuje na OPS preko javnih operatera

Poseban slučaj ovog modela nastaje kada je agregator DU direktno povezan na OPS.



Slika 5: TK povezivanje agregatora DU koji se direktno priključuje na OPS

3 POVEZIVANJE OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA

Efikasno povezivanje između operatora prenosnog sistema (OPS) i operatora distributivnog sistema (ODS) ključno je za razmenu podataka, praćenje stanja elektroenergetske opreme, upravljanje signalima i izvršavanje upravljačkih naloga. Ova veza omogućava koordinaciju u radu elektroenergetskog sistema, posebno u kontekstu aktivacije rezerve aktivne snage i održavanja stabilnosti mreže.

Komunikacija između OPS-a i ODS-a ostvaruje se izgradnjom optičke telekomunikacione veze, koja omogućava pouzdanu i sigurnu razmenu informacija između njihovih nadzornih i upravljačkih sistema. Ova veza služi za direktno povezivanje SCADA sistema Nacionalnog dispečerskog centra (NDC) OPS-a i SCADA sistema Nacionalnog distributivnog dispečerskog centra (NDDC) ODS-a.

Mrežni komunikacioni protokol koji se koristi za realizaciju ove veze je TCP/IP, što omogućava standardizovanu i široko prihvaćenu platformu za prenos podataka. Bezbednosna zaštita IKT infrastrukture vrši se na oba kraja komunikacije – OPS i ODS implementiraju odgovarajuće mere zaštite unutar svojih mreža kako bi se osigurala sigurnost i integritet prenesenih podataka.

Za razmenu podataka između SCADA sistema koristi se protokol TASE.2 (Telecontrol Application Service Element 2), koji je deo međunarodnog standarda IEC 60870-6. Ovaj protokol omogućava siguran i efikasan prenos informacija između kontrolnih centara različitih elektroenergetskih entiteta, obezbeđujući sinhronizaciju i usklađeno delovanje sistema OPS-a i ODS-a.

Implementacija ovog modela povezivanja omogućava stabilnu, sigurnu i visoko dostupnu komunikaciju između ključnih aktera u elektroenergetskom sistemu, čime se poboljšava koordinacija u radu mreže i omogućava efikasno upravljanje balansnim i pomoćnim uslugama.

4 BEZBEDNOST ASPEKT KOMUNIKACIONOG POVEZIVANJA

Bezbednosni aspekti predstavljaju ključnu komponentu u zaštiti infrastrukture OPS-a i ODS-a i moraju biti u potpunosti implementirani. Dokumentacija koja prati ove zahteve, i koja ima pravnu obavezujuću snagu, definiše OPS i obavezna je za svakog davaoca usluga (DU).

Kako bi obezbedili integritet svojih sistema, OPS i ODS štite svoju IKT infrastrukturu na svim tačkama pristupa, kako prema DU, tako i u međusobnim vezama. Na svojoj strani, OPS i ODS postavljaju rutere i uređaje za zaštitu (firewall), koji se konfiguriraju tako da omogućavaju samo neophodne portove i protokole, čime se minimizuje mogućnost neovlašćenog pristupa.

U slučaju bilo kakvih smetnji u radu IKT infrastrukture, DU je u obavezi da u najkraćem mogućem roku obavesti OPS i/ili ODS, kako bi se preduzele odgovarajuće mere za otklanjanje problema.

4.1 IP adresiranje i komunikacioni protokoli

Kada se povezuje DU i OPS putem direktnog povezivanja na IKT infrastrukturu OPS-a (Model 1 i Model 4.b), OPS je odgovoran za dodeljivanje svih IP parametara za obe strane veze. Preporučuje se korišćenje jedinstvenih IP adresa za svakog DU kako bi se omogućilo efikasno rutiranje unutar mreže OPS-a.

Za komunikaciju između DU i OPS-a koristi se TCP/IP komunikacioni protokol. Protokol koji se koristi za razmenu podataka između SKADA sistema je IEC 60870-5-104.

U slučajevima kada se povezuje DU i OPS putem javnih operatera (Model 2 i Model 4.a), DU je dužan da obezbedi fiksnu javnu IP adresu kod javnih telekomunikacionih operatera. Protokol za razmenu podataka između SKADA sistema u ovom slučaju je IEC 60870-6 (TASE 2/ICCP).

Kada se povezuje DU i OPS putem IKT infrastrukture ODS-a (Model 3), svi IP parametri dodeljuju se od strane ODS-a za obe strane veze. Takođe, koristiće se jedinstvene IP adrese za svakog DU kako bi se omogućilo rutiranje unutar mreže ODS-a. Za komunikaciju između DU i OPS-a koristi se TCP/IP protokol, dok je protokol za razmenu podataka između SKADA sistema IEC 60870-5-104.

4.2 Udaljeni pristup (VPN)

U slučajevima kada se DU povezuje na OPS putem javnih operatera (Model 2 i Model 4.a), DU je obavezan da koristi VPN pristup. Dodatno, protokole za enkripciju i sertifikate koje koristi VPN pristup odrediće OPS, kako bi se obezbedila sigurnost prenosa podataka i zaštita komunikacije na udaljenim tačkama.

5 REGULATORNI ASPEKT KOMUNIKACIONOG POVEZIVANJA

U regulatornom okviru za komunikaciono povezivanje OPS, ODS i DU u sistemima za pružanje rezerve aktivne snage, ključnu ulogu imaju standardizacija i harmonizacija procesa kako bi se obezbedila efikasnost i sigurnost u interoperabilnosti između različitih sistema. Ovaj okvir je definisan kroz više smernica i regulativa koje omogućavaju pravilnu razmenu informacija i koordinaciju između različitih entiteta, uključujući OPS, ODS i DU.

Jedna od ključnih regulativa koja se primenjuje u ovoj oblasti je SOGL (System Operation Guidelines) koji je donela ENTSO-E, organizacija koja okuplja operatore prenosnog sistema u Evropi, 2017. godine. SOGL se koristi kao okvir za harmonizaciju tehnoloških i operativnih standarda, omogućavajući sinhronizovanu aktivaciju rezerve aktivne snage u različitim sistemima. Njegove odredbe obuhvataju specifikacije vezane za pravovremeno slanje i primanje podataka, kao i definisanje kriterijuma za minimalnu tačnost informacija koje se razmenjuju. Kroz SOGL, osigurava se visoka efikasnost u pružanju rezerve, što je ključno za stabilnost elektroenergetskog sistema.

ENTSO-E je ključni akter u usmeravanju komunikacionih procesa između sistema u evropskom elektroenergetskom prostoru. ENTSO-E igra važnu ulogu u usklađivanju i standardizaciji komunikacionih protokola i omogućava sinhronizovanu saradnju između nacionalnih operatera prenosnih sistema u EU. Oni omogućavaju razmenu podataka u realnom vremenu, što je od esencijalne važnosti za koordinaciju rezervnih snaga, optimalno balansiranje sistema i zaštitu sistema od mogućih poremećaja.

Regulatorni aspekti u ovom kontekstu takođe uključuju tehničke smernice koje omogućavaju komunikaciju između DU i ostalih aktera na tržištu rezerve, s posebnim naglaskom na pravovremeno delovanje i standarde za razmenu informacija u realnom vremenu. Usmeravanje ka međunarodnim standardima, kao što su ISO standardi za interfejs u komunikaciji između elektroenergetskih sistema, omogućava preciznu i brzu aktivaciju rezervi, čime se povećava pouzdanost i sigurnost u pružanju aktivne snage.

Pored međunarodnih smernica, nacionalne regulative takođe igraju ključnu ulogu u implementaciji i usklađivanju komunikacije između sistema. Svaka država mora osigurati da njeni ODS i OPS zadovoljavaju tehničke i regulatorne uslove za integraciju u evropski elektroenergetski sistem. To uključuje usklađivanje sa ENTSO-E politikama, implementaciju SOGL smernica, kao i obavezivanje na korišćenje standardizovanih komunikacionih protokola za razmenu podataka u sistemima za balansiranje i aktiviranje rezerve.

Pravilna primena regulatornih smernica kao što su standardi ENTSO-E i SOGL, zajedno sa nacionalnim zakonodavstvom, ključna je za efektivnu i sigurnu komunikaciju između OPS, ODS i DU. Ovaj regulatorni okvir omogućava harmonizovanu aktivaciju rezerve aktivne snage i doprinosi stabilnosti elektroenergetskih sistema, smanjujući rizik od nestabilnosti i poboljšavajući upravljanje energetske resursima na nivou Evrope.

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu razmotreni su ključni aspekti komunikacionog povezivanja između OPS, ODS i DU u kontekstu aktivacije rezerve aktivne snage unutar elektroenergetskog sistema. Detaljno su obrađeni tehnički zahtevi, bezbednosni aspekti i regulatorni okvir koji omogućavaju efikasnu i sigurnu razmenu podataka, kao i koordinaciju između različitih aktera sistema.

Analizirani su različiti modeli povezivanja, od direktnog povezivanja DU sa OPS-om, preko usluga javnih telekomunikacionih operatera, do povezivanja putem ODS-a, pri čemu je posebna pažnja posvećena bezbednosti infrastrukture, zaštiti podataka i primeni odgovarajućih komunikacionih protokola. Takođe, regulatorni aspekti, uključujući usklađivanje sa međunarodnim standardima kao što su SOGL i politike ENTSO-E, predstavljaju ključnu komponentu za sinhronizovanu i efikasnu aktivaciju rezerve aktivne snage, čime se obezbeđuje stabilnost i sigurnost elektroenergetskog sistema.

Može se istaći da pravilna implementacija tehnički preciznih, bezbednosno zaštićenih i regulatorno usklađenih komunikacionih sistema igra ključnu ulogu u uspešnom upravljanju rezervama aktivne snage. Sinhronizovano sprovođenje regulatornih smernica, u kombinaciji sa naprednim tehničkim rešenjima, značajno doprinosi stabilnosti elektroenergetskih sistema, smanjuje rizik od nestabilnosti i omogućava optimalno upravljanje energetske resursima na nivou Evrope, čime se ostvaruje dugoročna efikasnost i sigurnost u elektroenergetskom sektoru.

7 LITERATURA

- [1] System Operations Guideline National Implementation, ENTSO-E;
<https://www.entsoe.eu/active-library/codes/so/>.
- [2] Enhanced Information and Data Exchange to Enable Future TSO-DSO Coordination and Interoperability, CIGRE, 2024.
- [3] Prequalification procedure for FCR, aFRR, mFRRda and ROD; Tennet, 2022.
- [4] FCR Manual for BSP's, Requirements and procedures for supply of FCR; Tennet, 2022.
- [5] Product information mFRRda (incident reserve); Tennet, 2021.
- [6] Pravila za provođenje pretkvalifikacijskog postupka za pružanje usluge uravnoteženja FCR rezerve snage, HOPS, Zagreb, 2024.
- [7] Komunikacijski zahtjevi za PPU, HOPS, Zagreb, 2018.
- [8] „Uspostavljanje saradnje operatora distributivnog i prenosnog sistema kako bi se jedinicama ili grupama priključenim na distributivni sistem omogućilo pružanje rezerve aktivne snage“, J. Janjanin, B. Grujičić, S. Davidović, I. Savjetovanje o elektrodistributivnim mrežama Crne Gore, CIRED Crna Gora, Budva, 2024.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.14](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.14)**D2.14****РАЗМАТРАЊЕ МОГУЋНОСТИ РЕАЛИЗАЦИЈЕ РЕЗЕРВНОГ ПУТА
ЗА ПРЕНОС СИГНАЛА ТЕЛЕЗАШТИТЕ КОРИШЋЕЊЕМ MPLS ПРОТОКОЛА****FEASIBILITY ANALYSIS OF IMPLEMENTING A REDUNDANT TELEPROTECTION
LINK OVER MPLS****Iva Salom*, Milenko Kabović, Vladimir Čelebić, Anka Kabović, Jovana Vuleta-Radoičić,
Srđan Mitrović**

Кратак садржај – Распољивост преносног пута је један од кључних захтева за пренос сигнала телезаштите, који омогућава поуздан и брз пренос. Висока располољивост подразумева и увођење оптималног резервног пута узимајући у обзир нове комуникационе технологије и њихову примену у телекомуникационим системима електроенергетских компанија у свету и код нас. Последњих година развој нових комуникационих технологија доводи до преласка са SDH/SONET на пакетске мреже, које нуде флексибилније коришћење ресурса. Етернет протокол има ограничења у преносу критичних сигнала, па се MPLS (*Multi-Protocol Label Switching*) све више користи за ефикасно управљање телекомуникационим саобраћајем електроенергетских компанија. Овај рад, поред описа карактеристика IP-MPLS, MPLS-TE и MPLS-TP протокола, анализира ове протоколе као могућа решења за реализацију резервног преносног пута сигнала телезаштите, уз приказ искустава из неколико земаља, као и могућности имплементације у ЕМС АД у складу са постојећом телекомуникационом мрежом и плановима за реконструкцију.

Кључне речи – телезаштита, телекомуникациона мрежа, IP-MPLS, MPLS-TE, MPLS-TP

Abstract - The availability of the transmission path is one of the key requirements for teleprotection signal transmission, ensuring reliable and fast transmission. High availability also implies utilization of an optimized redundant link, considering new communication technologies and their application in the telecommunication systems of power utilities worldwide and in our region. In recent years, the development of new communication technologies has led to a transition from SDH/SONET to packet-switched networks, which offer more flexible resource utilization. The Ethernet protocol has limitations in transmitting critical signals, thus MPLS (*Multi-Protocol Label Switching*) is increasingly used for efficient traffic management in power utility telecommunications. This paper, in addition to describing the characteristics of IP-MPLS, MPLS-TE, and MPLS-TP protocols, analyzes these protocols as potential solutions for implementing a redundant teleprotection link.

* iva.salom@pupin.rs, Институт Михајло Пупин, Волгина 15, Београд

It also presents experiences from several countries and examines the possibilities of implementation within EMS JSC, in line with the existing telecommunication network and reconstruction plans.

Keywords – *teleprotection, telecommunication network, IP-MPLS, MPLS-TE, MPLS-TP*

1 УВОД

Телекомуникациони систем припада категорији инфраструктурних система електропривреде, који омогућава пренос података обезбеђујући различите телекомуникационе сервисе, који се деле на пословне (пословна телефонија, пренос пословних података и сл.) и оперативне (критичне) сервисе, који представљају специфичност електропривредних у односу на јавне системе. Имајући у виду строге захтеве за критичне сервисе пре свега у смислу поузданости и брзине преноса, телекомуникационе мреже електропривредних система су стандардно базиране на технологији комутације кола (*circuit switched*) са успостављањем фиксног пута кроз мрежу за повезивање уређаја, док се већи број сервиса истовремено преноси у посебним каналима у оквиру временског мултиплекса (TDM – *Time Division Multiplex*). Кроз успостављени комуникациони канал и дефинисане ресурсе у мрежи, TDM обезбеђује константан проток и константно кашњење. Са друге стране, овакво искоришћење ресурса је веома неефикасно, посебно у случајевима саобраћаја који се одвија спорадично. Типичне мреже овог типа које се користе у електропривредним системима су SDH/SONET мреже [1].

Како се мењају и повећавају захтеви система, посебно увођењем нових технологија (пре свега у контексту примене стандарда IEC 61850 [2]), а истовремено услед технолошке застарелости и скупог одржавања постојеће SDH/SONET опреме, електропривредни системи се глобално суочавају са неминовношћу миграције са TDM мрежне структуре на пакетске мреже [3]-[6]. Пакетска (*packet switched*) комуникација реализује се Етернет протоколом, који припада другом слоју OSI комуникационог модела (*Layer 2*). Етернет је у основи комуникација без успоставе везе (*connectionless*), и захваљујући томе омогућава ефикасније искоришћење ресурса. Међутим, за разлику од мрежа базираних на комутацији кола (SDH/SONET), који свакој апликацији додељују унапред одређени комуникациони капацитет и обезбеђују задато време преноса, изворни Етернет се заснива на систему прослеђивања пакета у датом тренутку доступним путањама у мрежи, чиме пре свега није загарантовано време преноса пакета, као ни поузданост (у случају загушења мреже). Унапређење пакетских мрежа, увођењем VLAN (*Virtual Local Area Network*) мрежа, које су омогућиле раздвајање саобраћаја и додељивање приоритета порука, омогућено је значајно смањење времена преноса пакета и већа поузданост, али фиксно кашњење и варијације кашњења и даље нису гарантовани [1].

MPLS (*Multi-Protocol Label Switching*) протокол је врста пакетске комуникације [7]-[11], која захваљујући уведеним лабелама (ознакама) фиксне дужине у оквиру пакета, пре свега омогућава брже прослеђивање пакета кроз мрежу, али и ефикасно управљање саобраћајем избором путање, која не мора нужно бити најисплативија (*least cost path*), као код IP рутирања (*Internet Protocol, OSI Layer 3*), што омогућава максимално коришћење расположивог пропусног опсега између рутера [12]. Осим тога, MPLS може да каналише (тунелује) различите типове порука кроз мрежу, што помаже не само оптимизацији мреже већ и њеној безбедности [13]. Захваљујући овим карактеристикама, MPLS протокол је постао *de facto* нови стандард за телекомуникациону инфраструктуру у електропривредним системима [4], пре свега за пренос критичних сервиса. Како је у основи MPLS протокола изворно била IP технологија.

Овај протокол се често назива и IP-MPLS протокол [4], а касније су се издвојиле и друге врсте MPLS протокола, као што су MPLS-TE (MPLS *Traffic Engineering*) и MPLS-TP (MPLS *Transport Protocol*). MPLS-TP има потенцијала да директно одговори на сложене захтеве и техничке изазове преноса података у електропривреди.

Иако се у овом тренутку као главни телекомуникациони систем и даље користи SDH, у складу са поменутим трендовима електропривредних компанија у свету, EMC АД је започео увођење DWDM (*Dense Wavelength Division Multiplexing*) система, а средином 2022. године је почела реализација прве фазе додатне DWDM опреме уз примену IP-MPLS технологије [13]. Уз то, очекује се примена доступних SDH/PDH мултиплексера и MPLS-TP опреме у оквиру пројеката прикључења објеката на преносни систем и изградње нових објеката [15].

Телезаштита представља један од критичних сервиса у електропривредном систему, којим се врши координација деловања заштите на крајевима појединих водова високог напона. Пренос сигнала телезаштите мора да испуни високе захтеве у погледу перформанси система телезаштите (висока поузданост, сигурност и расположивост, време преноса мање од 10 ms) према стандарду IEC 60834-1 [16]. Због захтева за високом расположивости намеће се потреба коришћења резервног пута за пренос телезаштитних порука. У складу са техничким нормативима EMC АД, главни пут преноса се реализује оптичким влакнима (превасходно OPGW – *Optical Ground Wire*), док се реализација резервног пута за пренос сигнала телезаштите може остварити на више начина. Имајући у виду унапређење пакетске комуникације, имплементиран је пренос сигнала Етернетом преко SDH (*Ethernet over SDH* – EoSDH) и постигнути су задовољавајући резултати по питању брзине преноса (око 4 ms) и преласка са главног на резервни пут, и обрнуто (испод 2 ms) [17].

У складу са поменутим глобалним тенденцијама преласка на MPLS технологију у електропривредним системима, испитивање могућности примене MPLS протокола за пренос сигнала телезаштите је веома актуелно [3]-[5],[18]-[34]. Актуелна истраживања и имплементирани MPLS системи у свету, указују на потребу детаљног разматрања ове теме. У раду ће бити приказане основне карактеристике IP-MPLS протокола, као и две врсте MPLS-TE и MPLS-TP, као могућих протокола за реализацију резервног пута за сигнале телезаштите. Након теоријског увода, биће приказана основна испитивања у неколико земаља. На основу сагледавања свих резултата, као и реализоване телекомуникационе мреже у оквиру EMC АД, као и планова развоја, треба да буду разматране могућности имплементације резервног пута за пренос сигнала телезаштите коришћењем MPLS протокола у EMC АД.

2 ПРИНЦИПИ MPLS ПРОТОКОЛА

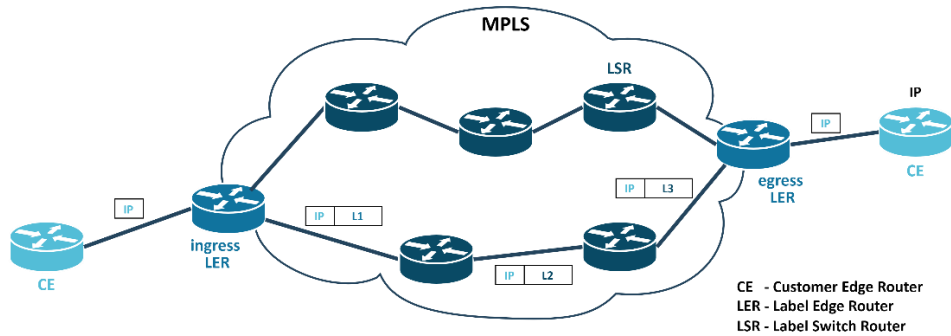
MPLS протокол је развијен 1990-тих година најпре због потребе да се повећа брзина прослеђивања IP пакета кроз мрежу на основу претраживања *lookup* табела рутирања, увођењем лабела фиксне дужине као кључног концепта у свету виртуелних мрежа [1],[9]-[11]. *Internet Engineering Task Force* (IETF) је објединио постављене захтеве у MPLS протокол [6],[8]. Иако су технологија и карактеристике хардвера напредовали у међувремену и брзине прослеђивања IP пакета су се готово изједначиле са брзинама прослеђивања пакета кроз MPLS мрежу, могућност контроле рутирања саобраћаја у мрежи ради управљања капацитетом, додељивања приоритета различитим сервисима и спречавања загушења MPLS протокола издвајају га као нови стандард у оквиру мрежних технологија. Посебно је значајно што је MPLS скалабилна технологија преноса са успоставом везе пре слања података (*connection-oriented*) [9].

Скалабилност подразумева једноставно проширење и надоградњу мреже повећањем капацитета линкова и/или додавањем нових чворова и линкова у мрежи.

Концепт MPLS протокола је приказан на слици 1. Рутери који представљају интерфејс ка MPLS мрежи називају се LER (*Label Edge Router*) рутери, и у зависности од смера слања пакета могу бити улазни (*ingress LER*) или излазни (*egress LER*). Улазни LER рутер прима пакет са одредишном IP адресом, додељује (*push*) лабелу (L1 на слици 1) и утврђује којој класи FEC (*Forwarding Equivalence Class*) припада. FEC је заправо скуп пакета који се прослеђују кроз MPLS мрежу истим путем (LSP – *Label-Switched Path*) иако им одредишне адресе не морају бити исте. LSP, дакле, одређује улазни LER рутер када утврди FEC класу. Захваљујући уведеној лабели, цела анализа путање прослеђивања пакета се врши само једном на улазу у MPLS мрежу, а даље унутар мреже врши се само прослеђивање на основу задате лабеле.

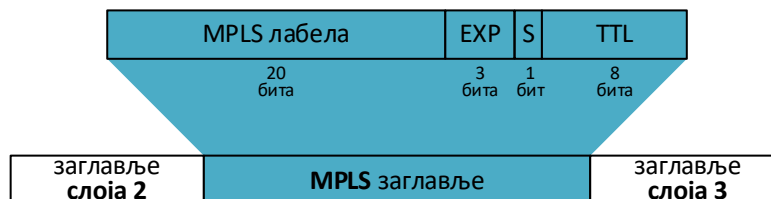
Рутери који прослеђују пакете са лабелама кроз MPLS мрежу називају се LSR (*Label Switch Router*) рутери. У примеру прослеђивања пакета, приказаном на слици 1, LSR рутер чита лабелу L1 коју је доделио LER рутер, мења (*swap*) лабелу другом лабелом (у примеру са слике, лабелом L2), која одређује следећи LSR рутер коме се пакет прослеђује. Овај процес се понавља све док пакет не стигне до излазног LER рутера, који одбацује (*pop*) лабелу из пакета и прослеђује га даље, користећи стандардну IP процедуру прослеђивања пакета. Сам LSR не складишти руте по IP шеми прослеђивања, чиме се побољшава скалабилност мреже. Додавање више лабела у стеку омогућава различите начине преноса пакета, на пример тунеловање. Различите врсте саобраћаја могу делити један LSP, а ако постоје довољни ресурси, један LSP може да преноси сав саобраћај без обзира на његов тип.

У складу са стандардном мрежном архитектуром, улога контролне равни код MPLS мреже је додељивање лабела, креирање табела прослеђивања лабела и успостављање и уклањање LSP путања. Раван података за пренос података користи OSI слој 2, и одговорна је за додавање и уклањање лабела, као и прослеђивање пакета на основу LFIB (*Label Forwarding Information Base*) [12]. У равни података, лабеле се додељују сваком LER и LSR рутеру ради проналажења најбоље LSP путање. Контролна равна дистрибуира информације о лабелама. Постоји више приступа за извлачење информација из MPLS заглавља [9]. Први приступ користи протокол за дистрибуцију лабела (*Label Distribution Protocol* – LDP). LDP користи информације за рутирање, али не зависи ни од једног протокола за рутирање [35]. Други приступ је врста проширеног LDP протокола, протокол за резервацију ресурса (*Resource Reservation Protocol* – RSVP) на чворовима дуж пута [35]. RSVP ради на транспортном нивоу, али не учествује у преносу апликативних података [35]. LDP омогућава једноставну конфигурацију, одржавање сесија и поуздан пренос пакета. У оквиру RSVP протокола, LDP је проширен како би омогућио креирање и одржавање LSP путања и резервисање пропусног опсега. LDP је пожељнији у погледу почетне конфигурације и скалабилности. Међутим, RSVP је бољи за миграцију са OSI слоја 2 на MPLS мрежу. Трећи приступ је MP-BGP (*Multiprotocol Border Gateway Protocol*), проширена верзија BGP протокола, који представља скуп правила који одређују најбољу руту за пренос података у мрежи. MP-BGP се користи за размену VPN (*Virtual Private Network*) лабела.



Слика 1: Концепт MPLS протокола

MPLS заглавље, које садржи лабелу MPLS протокола, његову главну карактеристику, уведено је између заглавља OSI слоја 2 (*Layer 2*) и слоја 3 (*Layer 3*), због чега се често каже да MPLS припада слоју 2,5 [12]. На слици 2 приказан је изглед MPLS заглавља са пољима од којих се састоји [8]. MPLS лабела је величине 20 бита. EXP је поље величине 3 бита за експерименталну употребу, које је тренутно везано за организацију редова за чекање и специфицира класу сервиса (CoS – *Class-of-Service*) пакета, информацију која је круцијална за постизање задатог квалитета сервиса QoS (*Quality-of-Service*). S бит (*Bottom-of-Stack*) има вредност 0 ако иза тренутне лабеле постоји још лабела, односно 1, ако је тренутна лабела последња на стеку. TTL (*Time to Live*) је поље од 8 бита, чија је главна функција избегавање заглављивања пакета у рутинаној путањи, а и када се то деси захваљујући овом пољу зна се место (рутер) на коме је настао проблем. Наиме, IP пакет иницијално, на месту генерисања пакета, обично поставља вредност TTL поља на 255, и затим се декрементира при сваком скоку. Када IP пакет уђе у MPLS мрежу на улазном LER рутеру вредност TTL поља из IP пакета се стандардно декрементира и копира у TTL поље MPLS заглавља. Када пакет стигне са TTL вредношћу 0, LSR који га је примио одбацује пакет и шаље поштом IP пакета ICMP (*Internet Control Message Protocol*) поруку „време је истекло“ (тип 11, код 0). Генерално, рутер у мрежи се понаша на исти начин када прими IP пакет са вредношћу 0 у TTL пољу. Опционо, корисник може да конфигурише LSR тако да не декрементира MPLS TTL вредност при сваком пролазу.



Слика 2: MPLS заглавље у пакету [9]

2.1 MPLS-TE

Управљање саобраћајем (TE – *Traffic Engineering*) је скуп метода којима се оптимално искоришћавају ресурси мреже, са основном идејом да се омогући прослеђивање пакета на основу топологије мреже, скупа ограничења и расположивих ресурса. Примарни циљ управљања саобраћајем је минимизација загушења. Загушење најчешће настаје из два разлога: недовољни мрежни ресурси и неефикасно мапирање саобраћаја на доступне ресурсе. Проблем загушења мреже може се решити проширењем капацитета мреже или коришћењем класичних техника контроле загушења, као што су ограничавање брзине преноса података, контрола токова и сл. Управљање саобраћајем се врши током преусмеравања саобраћаја како би се осигурало да се подаци ефикасно прослеђују [9].

У MPLS мрежи управљање саобраћајем је уведено као посебна технологија MPLS-TE како би се избегла загушења мреже и побољшао QoS, кроз минимизацију губитка пакета и кашњења, максимизацију пропусног опсега и подршка спровођењу SLA (*Service Level Agreement*) [36].

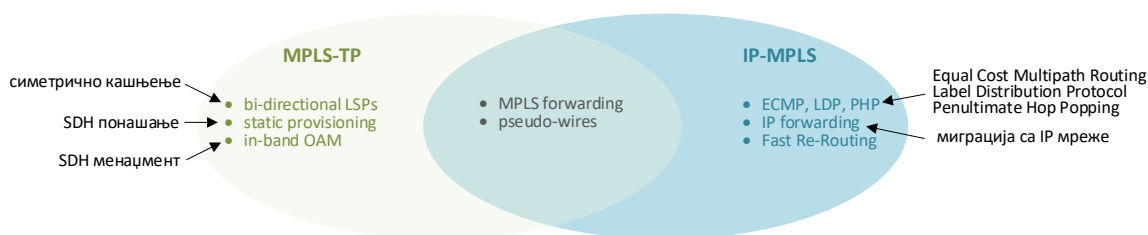
MPLS-TE врши анализу топологије мреже и расположивих ресурса, а затим на основу тога мапира токове саобраћаја кроз успостављање LSP путања и транспарентно преноси саобраћај кроз њих. У случају недостатка ресурса, LSP са вишим приоритетом (што је специфицирано у MPLS заглављу) може преузети пропусни опсег LSP са нижим приоритетом како би се задовољили захтеви сервиса са већим приоритетом. Поред тога, у случају отказивања LSP или загушења у мрежном чвору, MPLS-TE обезбеђује заштиту применом технике брзе промене путање (FRR – *Fast Reroute*) и резервне путање.

2.2 MPLS-TP

MPLS-TP је варијанта MPLS технологије прилагођена транспортним мрежама, која обезбеђује унапред дефинисане тунеле између приступних тачака сервиса. Ова адаптација MPLS технологије, уведена од стране IETF и ITU [37], подржава традиционалне захтеве транспортних мрежа, као што су висока расположивост и QoS, који су до сада били испуњени SDH/SONET технологијама [1],[6],[9]. Фокусирањем на транспортни домен, MPLS-TP користи само подскуп MPLS технологије, задржавајући предности, као што је прослеђивање пакета на основу додељених лабела, елиминишући непотребне функције и њихову сложеност и додајући недостајуће механизме неопходне за транспортне мреже. Један од тих механизма је OAM (*Operations, Administration, and Maintenance*) сигнализација на различитим нивоима повезаности, слична оној у SDH/SONET мрежама [1].

MPLS-TP раздваја мрежу између крајњих корисника на два сегмента: корисничку (апликативну) мрежу и транспортну мрежу. Транспортна мрежа обезбеђује услуге тачка-тачка познате као „псеудо-жице“ (*pseudo-wires*), које преносе Етернет сервисе (*E-line* или *E-LAN Carrier Ethernet* услуге) и традиционални TDM преко мреже са пакетском комутацијом (*TDM Pseudowire Emulation*) [1].

Иако MPLS-TP технологија због фиксне структуре тунела није погодна за велике телекомуникационе операторе који покривају крајње кориснике, што постаје непрактично за велики број крајњих тачака и услуга, за електропривредне системе MPLS-TP представља обећавајућу технологију, јер обезбеђује све функционалности постојећих SDH/SONET система, компатибилан је са корпоративним мрежама, као што је IP-MPLS, и уводи нове могућности уз коришћење сличних процеса управљања, које електропривредне компаније већ поседују [1]. Поређење IP-MPLS и MPLS-TP технологија приказано је на слици 3.



Слика 3: Поређење IP-MPLS и MPLS-TP технологија [1],[9]

3 MPLS ПРОТОКОЛИ У ЕЛЕКТРОПРИВРЕДИ

Иако постоји све већа тежња ка преласку на MPLS технологије, ипак је примена ове технологије у електропривредним системима и даље предмет расправа. Док је IP-MPLS технологија зрелија, и чак примењена у неким сегментима, тежи се ка што безболнијем преласку на MPLS-TP технологију због свих наведених предности. У оквиру електропривредних система увођење MPLS технологија није потпуно нов задатак, већ је постао део плана трансформације мреже. Као што је већ речено, већина телекомуникационих мрежа је у овом тренутку базирана на SDH/SONET мрежама, пре свега због временски критичних сервиса, као што је телезаштита. Синхрони протоколи, који се користе у овим мрежама, као што је E12 протокол, морају бити емулирани у новим пакетским мрежама. Управљање телекомуникационом мрежом у електропривредним компанијама се спроводи кроз централизоване платформе, које су прилагођене постојећим мрежама. У том контексту, MPLS-TP се чини као прикладнија технологија од IP-MPLS, чак укључујући и управљање саобраћајем (TE) [1]. Овде ће бити сумиране главне предности MPLS-TP технологије.

- **Потпуна контрола над мрежом** – Код MPLS-TP мрежа лабеле генерише централни систем за управљање мрежом (NMS – *Network Management System*), омогућавајући дефинисање главних и алтернативних путања између крајњих тачака, као у SDH/SONET мрежама. Код IP-MPLS мрежа исправан рад мреже зависи од комуникације у контролној равни. Ако је неопходно детерминистичко понашање за одређене токове података, мора се увести одговарајуће управљање саобраћајем како би се регулисале одлуке у чворовима у мрежи.
- **Квалитет услуге и детерминистичко понашање.**
- **Величина мреже и тип саобраћаја** – MPLS-TP, због свог понашања сличног SDH/SONET мрежама, испуњава све постојеће захтеве за сервисе, али и омогућава нове пакетске услуге у мрежама, на нивоу величине електроенергетских компанија.
- **Могућности у односу на сложеност** – IP-MPLS пружа бројне техничке могућности, али уз повећану сложеност. Имплементација QoS кроз динамичку резервацију ресурса (RSVP) може се реализовати у IP-MPLS мрежи, али није једноставан задатак применити га на великом броју конекција.
- **Миграција са SDH/SONET мрежа** – Прелазак на пакетске мреже за електропривредне компаније које имају обимну SDH/SONET инфраструктуру, алате за управљање и знања скоро је безболан у случају MPLS-TP мреже, јер се уклапа у постојећи систем управљања. С друге стране, IP-MPLS представља потпуно другачији модел рада, што захтева значајније промене у начину управљања мрежом.

3.1 Телезаштита преко MPLS протокола

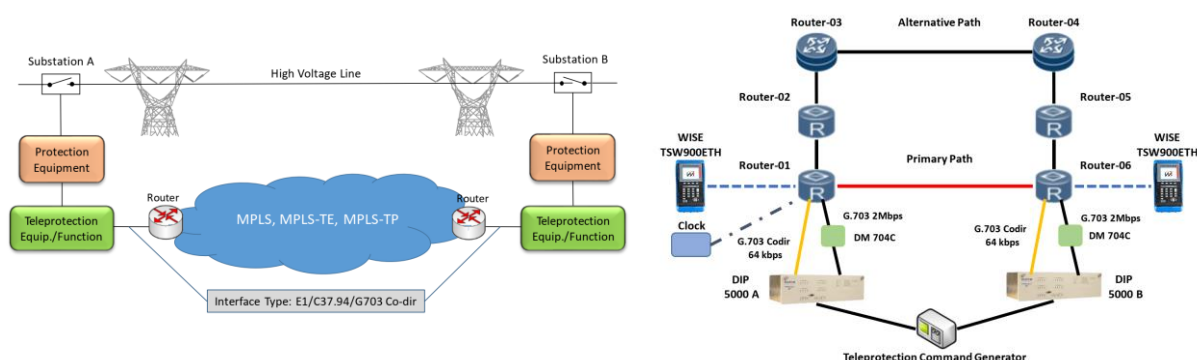
Пренос сервиса у електропривреди историјски је пратио развој телекомуникационих технологија. Еволуција телекомуникационих мрежа данас укључује мрежне протоколе засноване на пакетској комутацији, са имплементацијом функционалности неопходних за критичне сервисе, што је посебно изражено код имплементације MPLS-TP и MPLS-TE протокола. Недавни тестови, објављени литератури, показују да MPLS-TP и MPLS-TE имају значајне предности у односу на стандардни MPLS када је у питању телезаштита [21].

4 ИСКУСТВА И ТЕСТИРАЊА ПРЕНОСА ТЕЛЕЗАШТИТЕ КОРИШЋЕЊЕМ МРЕЖЕ СА MPLS ПРОТОКОЛОМ

У више земаља су обављена испитивања могућности преноса сигнала телезаштите и диференцијалне заштите коришћењем мреже са MPLS протоколом. У овом поглављу су приказани начини мерења и основни резултати добијени тестирањем неколико одабраних испитивања.

4.1 Бразил

У [21] су приказани резултати научно-истраживачког пројекта оператора преносног система Бразила у циљу испитивања преноса сервиса телезаштите преко IP-MPLS мреже у истраживачкој лабораторији овог оператора. Испитивања су спроведена због миграције са TDM на пакетске мреже. Тестови су обухватили практичне имплементације мрежне топологије (прстен и звезда), са различитим процентом загушености мреже, различите сценарије и врсте команди телезаштите (са директним искључењем – *direct tripping*, и са условљеним даљинским искључењем – *permissive tripping*) и испитивање преноса сигнала телезаштите са главним и резервним путем, кроз параметре као што су проток, време преноса и грешке у преносу. Тестови су спроведени са два произвођача мрежне опреме (кодирекциони и E1 интерфејс), који подржавају MPLS-TE и MPLS-TP протоколе. На слици 4 приказани су генерална архитектура мреже за пренос сигнала телезаштите (слика 4a) и конфигурација тест система за испитивање преноса сигнала телезаштите (слика 4b). Резултати тестова су сумирани у табели Табела I.



Слика 4: а) Архитектура мреже за пренос сигнала телезаштите, и б) конфигурација тест система [21]

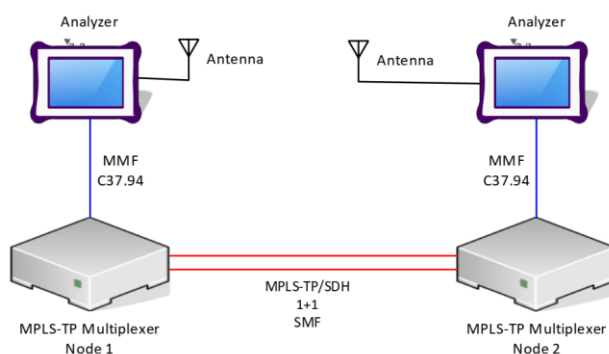
Табела I: Резултати тестова из [21]

Тест	Сценарио	Произвођач	Кашњење [ms] <i>direct tripping</i>	Кашњење [ms] <i>permissive trip</i>	Коментар
1	IP мрежа интерфејс 64 kbps без додатог саобраћаја	A	9,96	7,52	1 ms кашњење G.703 64kbps → E1 (произвођач Б)
		Б	10,96	8,50	
2	IP мрежа интерфејс 64 kbps са додатим саобраћајем	A	9,42	7,48	1 ms кашњење G.703 64kbps → E1 (произвођач Б)
		Б	11,42	8,94	
3	IP мрежа интерфејс 64 kbps без додатог саобраћаја	A	5,75	5,49	1 ms кашњење V.35 → E1 (произвођач А)
		Б	4,61	4,33	
4	IP мрежа интерфејс 64 kbps са додатим саобраћајем	A	5,82	5,55	1 ms кашњење V.35 → E1 (произвођач А)
		Б	4,80	4,50	
5	IP мрежа прекид главног линка	A	~ 0	~ 0	
		Б	~ 0	~ 0	
6	IP мрежа асиметрија преноса	A	0,07	0,08	
		Б	0,03	0,035	

Генерални закључак истраживања је да су добијени резултати упоредиви са преносом сервиса телезаштите TDM мрежама, са препоруком да се испитивања наставе у реалним условима, укључујући специфичности сваке електроенергетске инфраструктуре и шеме заштите.

4.2 Панама и Перу

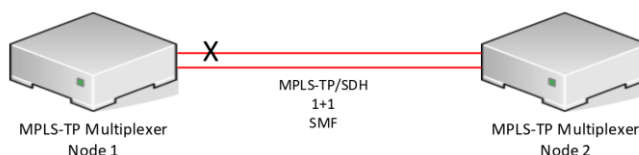
У [28] су приказани резултати лабораторијских и теренских испитивања кашњења у преносу сигнала телезаштите преко хибридне мреже (TDM и пакетска мрежа симултано преко истог оптичког кабла) у конфигурацији са резервним путем, поредећи пренос C37.94 протокола преко SDH и MPLS-TP мреже, као и GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) порука диференцијалне заштите. Сprovedени тестови и резултати су приказани на сликама 5 - 7 и табелама Табела II и Табела III. У закључку је истакнуто да тестирани MPLS-TP уређај у испитиваној хибридној конфигурацији омогућава пренос критичних сервиса, као што су телезаштита, диференцијална заштита и пренос GOOSE порука, иако су измерена кашњења нешто већа него у случају SDH мреже. У раду нису експлицитно дати детаљи о томе ко је покренуо истраживање. Један аутор је испред компаније *Grid Resources Inc* (Панама) [38], која се бави решењима у сектору телекомуникационих мрежа за електропривредне системе, укључујући и пренос критичних сервиса преко MPLS-TP мрежа, и обухвата више земаља Централне и Јужне Америке. Други аутор је испред компаније *Nakama Soluciones* (Перу) [39], специјализоване за пружање опреме и услуга за разводна постројења и мреже средњег и високог напонског нивоа.



Слика 5: Мерење кашњења и асиметрије кашњења C37.94 протокола у [28]

Табела II: Резултати тестова кашњења и асиметрије кашњења из [28]

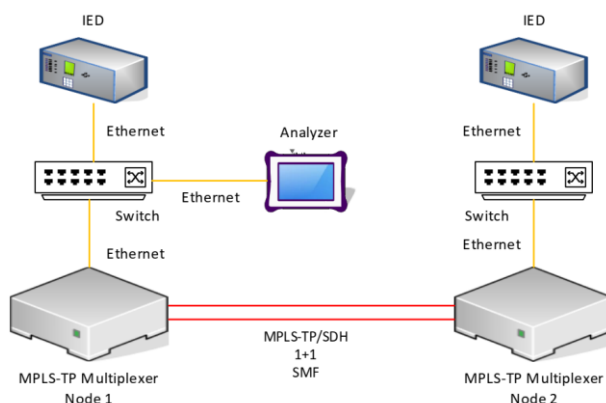
Параметар	SDH			MPLS-TP		
	тренутно	min	max	тренутно	min	max
round-trip кашњење	922 μ s	920 μ s	922 μ s	4.174 ms	4.166 ms	4.187 ms
Tx кашњење	431 μ s	430 μ s	431 μ s	2.182 ms	2.174 ms	2.182 ms
Rx кашњење	491 μ s	490 μ s	491 μ s	1.992 ms	1.992 ms	2.005 ms
Асиметрија	-60 μ s	-60 μ s	-59 μ s	190 μ s	177 μ s	190 μ s



Слика 6: Мерење пребацивања на и са резервног пута у [28]

Табела III: Резултати тестова кашњења и асиметрије кашњења из [28]

Параметар	SDH		MPLS-TP	
	прекид линка	успостава линка	прекид линка	успостава линка
бр. прекида сервиса	1	2	4	3
укупно	1,3 ms	0,6 ms	1,1 ms	1,3 ms
просечно	1,3 ms	0,3 ms	0,3 ms	0,4 ms
min	1,3 ms	0,1 ms	0,1 ms	0,4 ms
max	1,3 ms	0,5 ms	0,8 ms	0,5 ms



Слика 7: Мерење кашњења преноса GOOSE порука у [28]; приоритет порука је 6, просечно кашњење 809,6 μ s, а максимално кашњење 1,2 ms

4.3 Венецуела

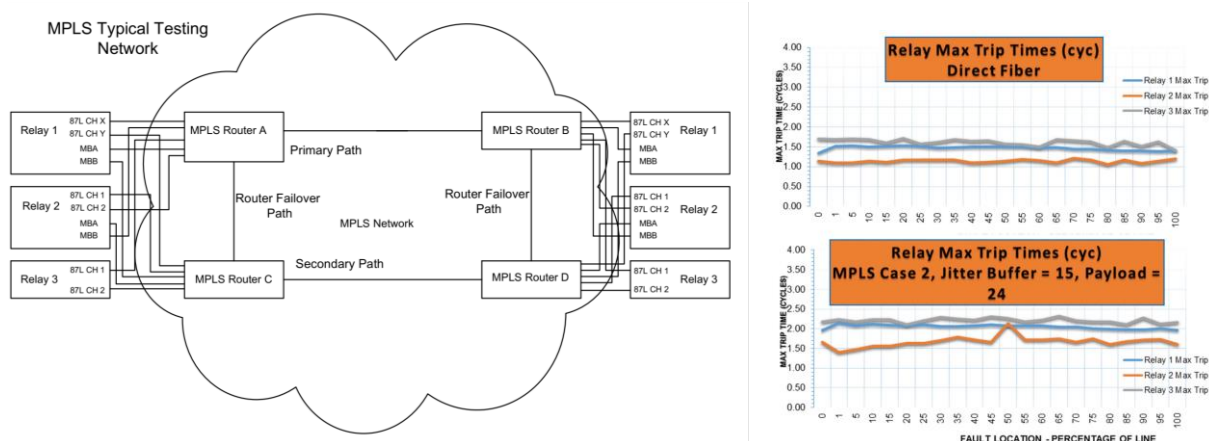
Рад [19] је објављен 2016. године и представља теоријско разматрање примене MPLS-TP протокола за критичне сервисе, као и једноставно лабораторијско поређење преноса сигнала телезаштите уређаја (C37.94) који су директно повезани оптичким каблом (4 ms) и MPLS-TP протоколом преко оптичког кабла (7,5 ms). У закључку је истакнуто да MPLS-TP опрема, која ће бити инсталирана, треба да подржи и постојеће интерфејсе попут E1, STM-1 и C37.94, емулацијом TDM прстенова коришћењем *pseudo-wires* технологије. На тај начин биће створена снажна окосница и приступне могућности за постепену надоградњу постојећих инвестиција до краја њиховог животног века. У међувремену није било информација докле се са овом надоградњом стигло.

4.4 САД

4.4.1 Сан Дијего

San Diego Gas & Electric (SDG&E) [40] је компанија која обезбеђује природни гас и електричну енергију за округ Сан Дијего и јужни део округа Оринџ у југозападној Калифорнији. Да би испитала могућности примене MPLS технологије у електропривреди за пренос сигнала заштите и припремила се за миграцију са T1 протокола преко SONET мреже на MPLS мрежу, SDG&E је спровела лабораторијске тестове са дигиталним симулатором у реалном времену RTDS (*Realtime Digital Simulator*) са заштитиним релеима, MPLS рутерима и MPLS мрежом конфигурисаном за пренос сигнала телезаштите [33]. У извештају [33] су разматрани утицаји асиметрије канала, кашњење, расположивост, пребацивање на резервни пут, и MPLS алати за анализу и отклањање грешака. Приказани лабораторијски тестови су један корак у плану миграције на MPLS мрежу, а следећи корак су инсталације и испитивања у реалним системима, са крајњим циљем да се пренос сигнала телезаштите остварује преко главног пута (наменска оптичка влакна), и резервног пута (MPLS).

На слици 8а приказана је лабораторијска тестна конфигурација, која је обухватила три заштитна релеа диференцијалне заштите (C37.94), и POTT (*Permissive Overreaching Transfer Trip*) шемом заштите. На слици 8 приказани су резултати мерења кашњења између релеа повезаних директно наменским оптичким влакном (горња слика), и преко MPLS мреже (доња слика). Генерално, тестови су показали да је пренос сигнала телезаштите преко MPLS мреже задовољио све захтеве: кашњење < 5 ms, асиметрија кашњења < 2 ms, време пребацивања на резервни пут < 3 ms и расположивост > 99,95%.



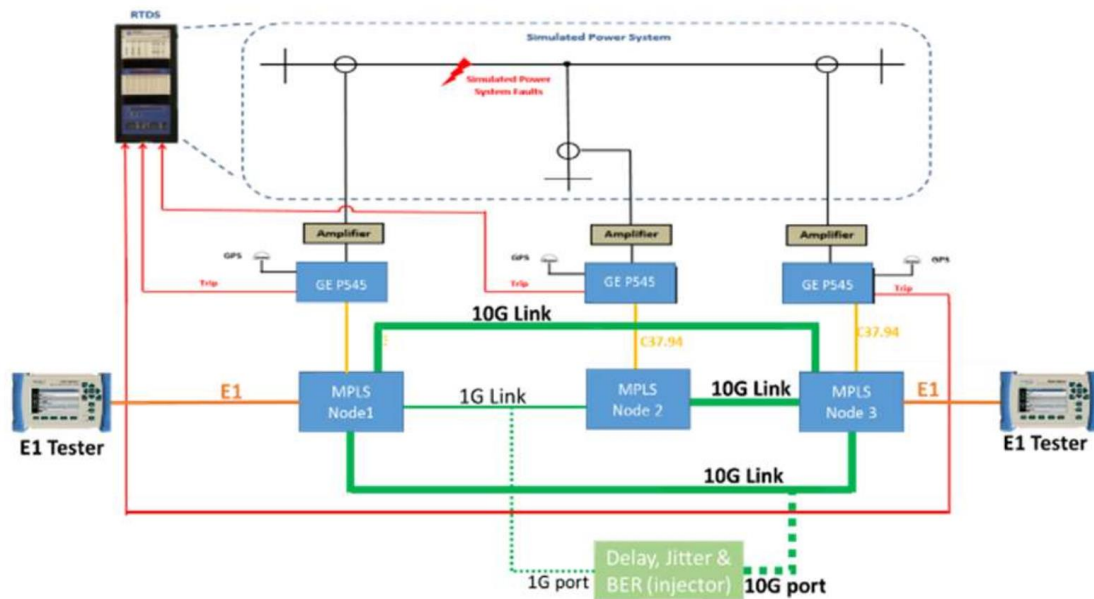
Слика 8: а) Лабораторијска тестна конфигурација. б) резултати мерења кашњења за директно наменским оптичким влакном повезана релеа (горња слика) и преко MPLS мреже (доња слика) у [33]

4.4.2 Тексас

Lower Colorado River Authority (LCRA) [41] је јавно комунално предузеће из Тексаса, које управља снабдевањем водом и производњом и испоруком електричне енергије. LCRA је у периоду од 2013-2018. мигрирала на MPLS мрежу за сервисе као што су SCADA, пренос говора и пословних података, видео надзор, и почела је тестирања размене података између заштитних релеа преко IP-MPLS мреже. Теоријска разматрања са резултатима тестирања за шеме заштите условним искључењем (*permissive tripping*) и диференцијалну заштиту, приказани су у [32]. При томе су тестирања вршена са IP-MPLS уређајима са гигабитним Етернет интерфејсом преко оптичког кабла и SONET мреже. Закључак је да са одговарајућим QoS и временском синхронизацијом IP-MPLS може да се користи за пренос сигнала телезаштите.

4.5 Велика Британија

Испитивања у Великој Британији углавном су спровођена у Глазгову, самостално или у сарадњи са колегама из Аустралије и Белгије. У овом поглављу ће бити представљени резултати самосталног истраживања на универзитету [5], када су вршена поређења параметара преноса сигнала телезаштите IP-MPLS и MPLS-TP технологија, који су обухватили BER (*Bit Error Rate*), пребацивање путања, кашњење и асиметрију кашњења, убацивање грешака и временску синхронизацију. Резултати истраживања су показали да је пренос сигнала телезаштите стабилан и да није било нерегуларности током тестова за обе тестиране телекомуникационе пакетске мреже. За демонстрацију неких од добијених резултата у табели Табела IV приказана су кашњења и асиметрија кашњења за обе мреже.



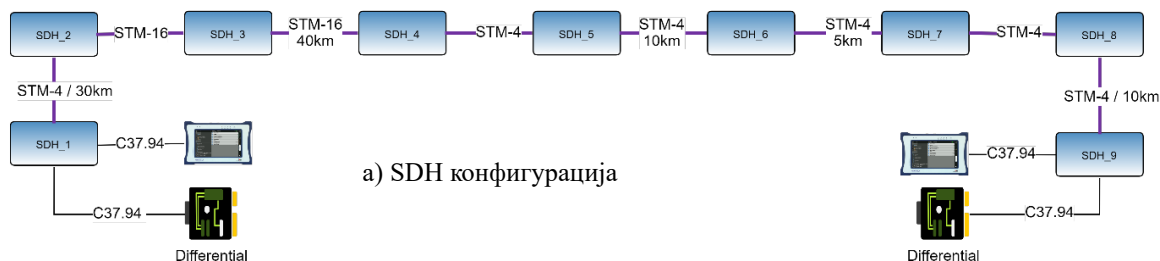
Слика 9: Тест систем у [5]

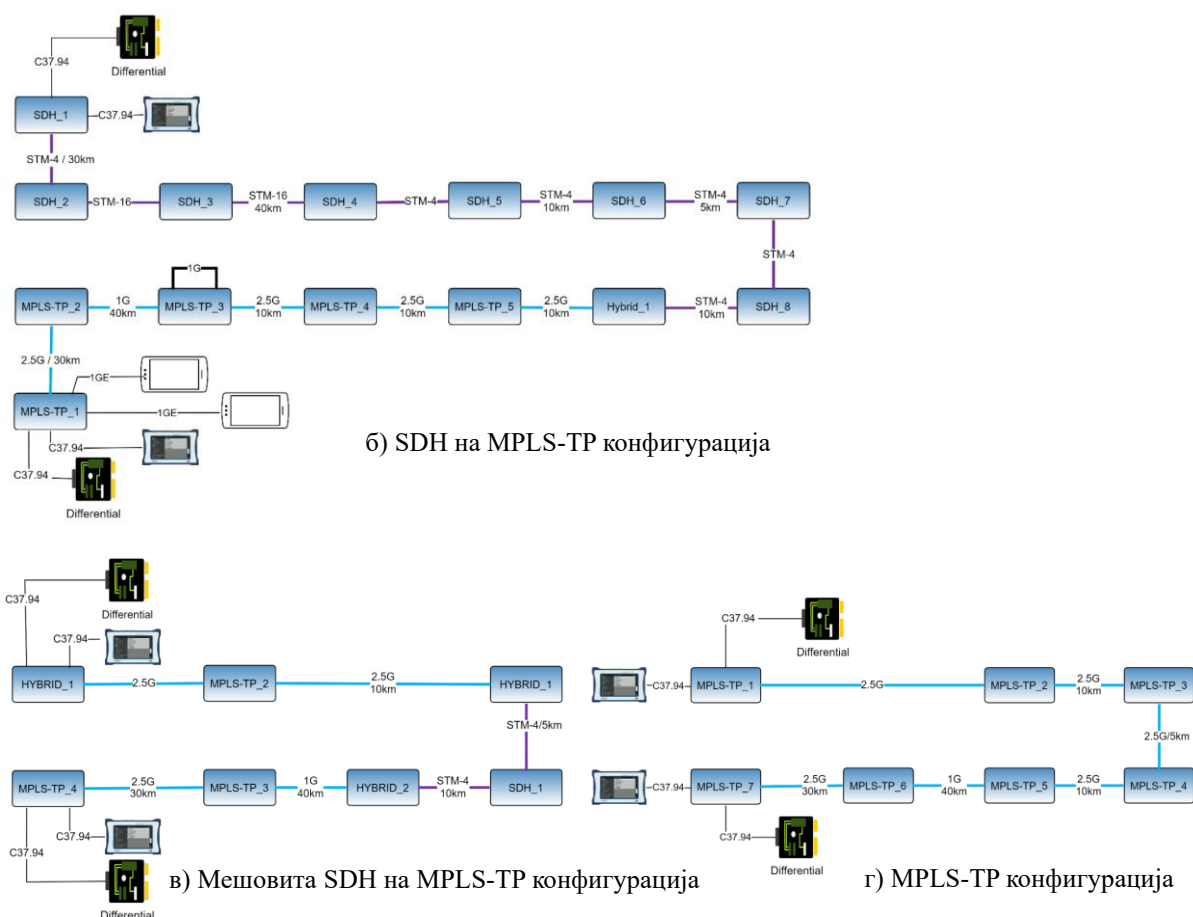
Табела IV: Резултати тестова кашњења и асиметрије кашњења из [5]

IP-MPLS				MPLS-TP			
X.21 [ms]		C37.94 [ms]		X.21 [ms]		C37.94 [ms]	
кашњење	асиметрија	кашњење	асиметрија	кашњење	асиметрија	кашњење	асиметрија
4.61	0.050	5.00	0.010	9.67	0.010	8.98	0.020
4.60	0.005	5.02	0.090	9.64	0.080	8.88	0.030
5.07	0.020	5.07	0.020	9.74	0.130	8.90	0.070

4.6 Финска

Иако је оператер преносног система Финске до тог тренутка користио искључиво C37.94 2Mbps везе преко SDH за пренос телешахте и диференцијалне заштите, у оквиру техничког програма *Paris CIGRE 2024*. године представљена су два рада [27],[29], у којима су описани спроведени тестови и резултати поређења преноса сигнала заштите C37.94 протоколом преко различитих комбинација телекомуникационих мрежа, као што је приказано на слици 10. Резултати тестова су дати у табели Табела V.





Слика 10: Комбинације конфигурације телекомуникационе мреже приликом тестирања преноса сигнала заштите у [27]

Табела V: Резултати тестова из [27]

Параметар	SDH	SDH на MPLS-TP	SDH и MPLS-TP	MPLS-TP
Број скокова	8	13	6	6
Асиметрија	< 50 μ s	< 50 μ s	< 50 μ s	< 50 μ s
Диференцијална заштита мерено кашњење				
Rx	1,047 ms	1,881 ms	1,598 ms	1,010 ms
Tx	1,047 ms	1,881 ms	1,598 ms	1,010 ms
C37.94 мерени параметри				
Rx кашњење	0.950 ms	1.785 ms	1.507 ms	0.933 ms
Tx кашњење	0.963 ms	1.833 ms	1.509 ms	0.933 ms
асиметрија	13 μ s	48 μ s	0 – 2 μ s	0 – 2 μ s
варијација асиметрије	1 μ s	1 μ s	2 μ s	2 μ s
MPLS-TP (OAM DM) мерено кашњење	NA	NA	NA	0.52 ms
Rx				0.52 ms
Tx				

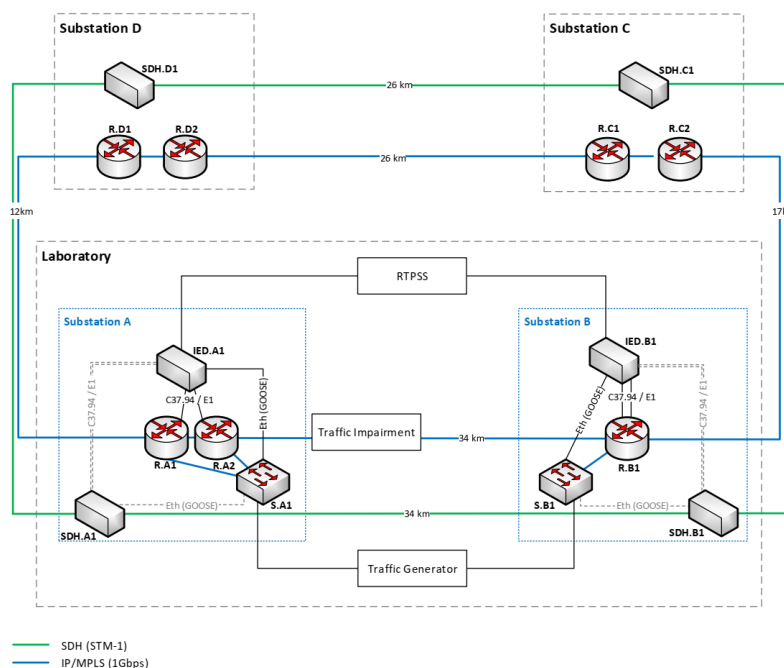
Закључци изнети у [27] махом се односе на компликоване процедуре подешавања, тумачења и тестирања уређаја у MPLS-TP мрежи, подложне људској грешци. Конкретни закључци изнети су у [29]. Резултати тестирања доказују да се пажљивим пројектовањем телекомуникационих сервиса на основу C37.94 стандарда и коришћењем већег броја C37.94 канала може смањити време преноса телезаштитног сигнала и време активирања диференцијалне заштите.

Хибридна имплементација SDH – MPLS-TP технологије може донети уштеде и олакшати миграцију електропривредним компанијама, јер се потреба за заменом и редизајном телекомуникационе опреме и мреже може свести на минимум. Нове технологије и пакетске мреже пружају додатне могућности, као што је коришћење РТР (*Precision Time Protocol*) синхронизације за детекцију асиметрије, али је важно разумети да нове функционалности повећавају сложеност када је у питању конфигурација, рад и надзор телекомуникационе мреже, у поређењу са старијим SDH мрежама, где такве функционалности нису биле неопходне због поузданије комуникације. Надзор заснован на сервисима је обавезан у свим телекомуникационим мрежама које преносе временски критичне сервисе, као што је телешаштита.

4.7 Португал

Суочен са преласком са PDH/SDH на пакетске мреже, и чињеницом да произвођачи заштитних релеа још увек немају поуздано решење за пренос сигнала заштите пакетским мрежама, оператер преносног система у Португалу је у сарадњи са истраживачким центром покренуо пројекат са циљем да се испита могућност примене IP-MPLS мреже за пренос сигнала заштите [24]. За потребе пројекта је имплементирана тест платформа са симулатором енергетског система у реалном времену, генераторима саобраћаја и заштитним релеима три произвођача која су тренутно заступљена у преносној мрежи Португала. На слици 11 приказан је систем који је коришћен за тестирање. Тестиране су 3 категорије могућих сценарија:

- телекомуникациона мрежа: TEL1 – SDH мрежа, као референтни сценарио, и TEL2 – IP-MPLS мрежа;
- количина саобраћаја у мрежи, поред саобраћаја за пренос сигнала заштите: TRF1 – без додатног саобраћаја, TRF2 – око 50% капацитета линка, и TRF3 – загушен линк;
- заштитна релеа за диференцијалну заштиту: PRT01 – E1, PROT2 и PROT3 – C.37.94.



Слика 11: Тест систем за испитивање преноса порука заштите преко IP-MPLS мреже [24]

Резултати тестова показали су да је могуће користити пакетске мреже за пренос сигнала телезаштите и диференцијалне заштите, конкретно IP-MPLS мрежу одређене архитектуре и конфигурације, чак и када се истовремено користи и за пренос пословних сервиса, као и да су резултати упоредиви са преносом ових критичних сервиса кроз SDH мрежу под истим условима.

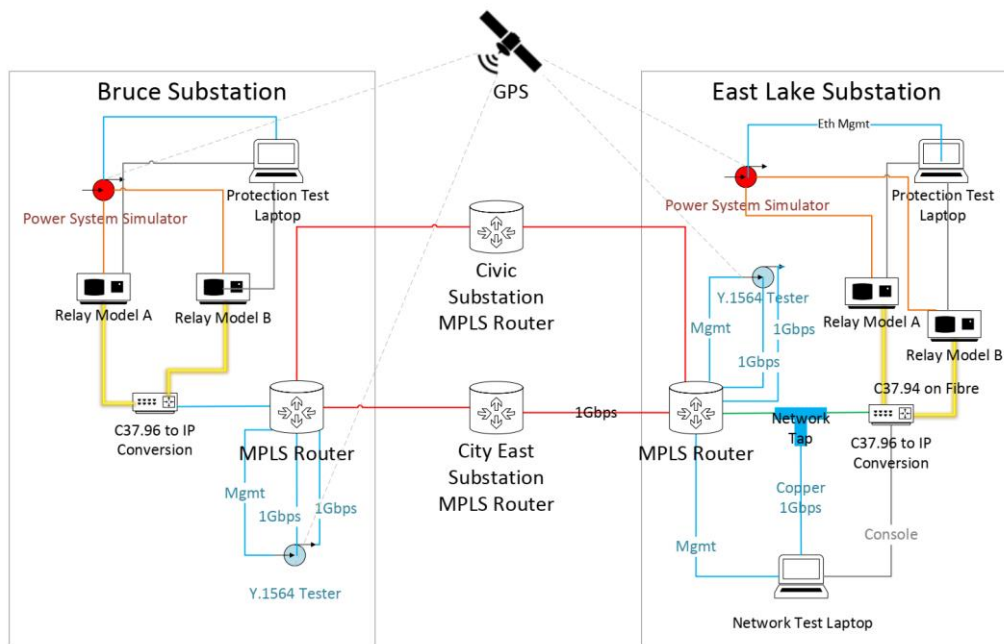
4.8 Аустралија

Највише је објављених истраживања примене MPLS технологије за пренос критичних сервиса у електропривреди у Аустралији, самостално [20],[26],[30], или у сарадњи са заинтересованим странама из других земаља [22],[23],[31]. Овде ће бити представљена два најинтересантнија резултата.

4.8.1 ACT (*Australian Capital Territory*) и Нови Јужни Велс

Интересантна чињеница истакнута у [20] и оно што чини ову имплементацију другачијом, је да аустралијске електропривредне компаније *Australian EPU (Electric Power Utilities)* нису имале имплементирану TDM мрежу, као ни сервис телезаштите, а за пренос података се користила корпоративна WAN (*Wide Area Network*) мрежа па у том смислу процес миграције није постојао, али свакако је требало превазићи проблеме преноса телезаштите протоколом C37.94 заснованог на TDM преносу кроз пакетску MPLS мрежу, која јесте предложена за имплементацију у оквиру корпоративне WAN мреже. У [20] је приказан процес развоја MPLS мреже у *ActewAGL* [45], једној од компанија у оквиру *Australian EPU* на територији ACT и југоисточног Новог Јужног Велса. Процес је обухватио период од 2013 – 2017. године, када је финализирана имплементација преноса сигнала телезаштите преко MPLS мреже. Закључено је да је најисплативије и најједноставније решење употреба C37.94-на-IP конвертора, без потребе конфигурисања MPLS рутера. C37.94-на-IP конвертор врши енкапсулацију C37.94 сигнала на UDP (*User Datagram Protocol*) пакете који се даље прослеђују ка MPLS рутеру. Телезаштита се преноси у оквиру посебне MPLS VPN мреже, као и остали сервиси (SCADA, пословни подаци, итд.). Да би се обезбедила симетрија линка за потребе преноса сервиса телезаштите имплементиран је MPLS-TE протокол, као и приоритети на основу QoS, док C37.94-на-IP конвертори садрже цитер бафере, да би се смањиле варијације кашњења при преносу.

У раду је приказан „доказ концепта“ (PoC – *Proof-of-Concept*) примене MPLS-TE протокола за пренос сигнала телезаштите на издвојеном сегменту постојеће MPLS мреже. Тест конфигурација је приказана на слици 12. Уведена је QoS шема са 5 класа сервиса, где највишем приоритету припадају телезаштита, пренос говора и TDMoIP. Закључено је да оваква имплементација задовољава захтеве за пренос сигнала телезаштите, а у том тренутку план *Australian EPU* био је да се имплементира више линкова са C37.94-на-IP конверторима.



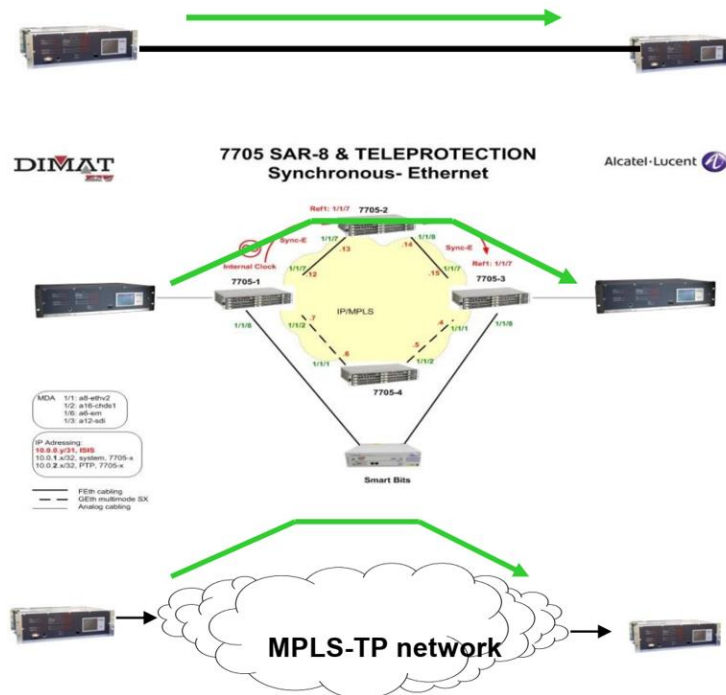
Слика 12: PoC тест систем за испитивање преноса порука телезаштите преко MPLS мреже [20]

4.8.2 Држава Викторија

Лабораторијска тестирања, описана у [23], настала су на иницијативу оператора преносног система у аустралијској држави Викторији, где су испитиване могућности MPLS-TP мреже да успешно преноси сигнале телезаштите. Пренос сигнала телезаштите је поређен коришћењем два протокола SAToP (*Structure Agnostic TDM over Packet*) [42] и CESoPSN (*Structure-Aware Time Division Multiplexed (TDM) Circuit Emulation Service over Packet Switched Network*) [42] за енкапсулацију TDM пакета преко асинхроне мреже каква је MPLS-TP. MPLS-TP мрежа је конфигурисана тако да постоје редундантни путеви. Добијени су резултати упоредљиви са TDM системима при брзинама од 1GB. Закључено је да MPLS-TP чвор може лако да замени одговарајуће PDH/SDH чворове.

4.9 Индија

На слици 13 приказан је систем за лабораторијско тестирање преноса команди телезаштите за *Avantha Group* [44], компаније за производњу и дистрибуцију електричне енергије, између осталог, у Индији. Добијени резултати су сумирани у табели Табела VI [18]. Додатно, пребацивање на резервни пут се одвијало без аларма и губитака података. У одговорима стручним известиоцима истакнуто је да се MPLS показао као могућа варијанта за критичне сервисе, али је неопходна добра инжењерска пракса приликом коришћења. Предлог је да се због редундантности система за пренос података користи комбинација наменских линкова са пакетским мрежама.



Слика 13: Комбинације конфигурације телекомуникационе мреже приликом тестирања преноса сигнала заштите у [18]

Табела VI: Резултати тестова из [18]; цитер бафер је величине 5 ms за пакетски пренос

Конекција	<i>blocking</i>	<i>direct tripping</i>
директна веза оптичким каблом	2,48 – 3,29 ms	13,4 – 14,2 ms
IP-MPLS без додатног саобраћаја	4,64 – 5,92 ms	15,2 – 16,8 ms
IP-MPLS са додатним саобраћајем	-	15,2 – 16,8 ms
MPLS-TP без додатног саобраћаја	7,44 -8,44 ms	20 – 20,6 ms
MPLS-TP са додатним саобраћајем	7,82 -8,72 ms	20,8 – 21,2 ms

5 ЗАКЉУЧАК

У овом раду приказане су основе IP/MPLS технологије, укључујући њене варијанте MPLS-TE и MPLS-TP, у контексту очекиваног преласка са мрежа комутације кола SDH/SONET, које се традиционално користе у електропривредним компанијама, на савремене пакетске мреже. Представљени имплементирани системи у оквиру оператера преносних система више земаља, као и примењени тестови у лабораторијским и реалним условима и њихови резултати, могу бити добра смерница за испитивање и потенцијалну имплементацију резервног пута за пренос сигнала телезаштите коришћењем MPLS протокола у оквиру EMC АД. На основу анализираних референци, уочава се да се као препорука за пренос сигнала заштите често истиче комбинација примарног пута, реализованог преко наменских (директних) оптичких веза, и резервног пута, реализованог преко MPLS мреже. Ово решење омогућава задржавање високог нивоа поузданости, али уз флексибилност коју MPLS инфраструктура пружа. Иако су представљена тестирања дала обећавајуће резултате, важно је напоменути да су она углавном извођена у лабораторијским условима, где је често занемариван утицај других мрежних токова. Стога су даља истраживања и тестирања у оперативним условима неопходна како би се донела коначна оцена о поузданости и перформансама оваквог решења у реалним ситуацијама.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Carlos Samitier “Utility Communication Networks and Services Specification, Deployment and Operation,” CIGRE Green Book, Springer 2017, DOI 10.1007/978-3-319-40283-3
- [2] IEC 61850:2021 SER Communication networks and systems for power utility automation
- [3] “Teleprotection over MPLS Wide-Area Networks,” CISCO & Siemens White Paper, 2017
- [4] “Application of MPLS-TP for Transporting Power System Protection Data,” UTC Journal, Strategies for the Future, 1st Quarter 2017
- [5] K. Ghanem, S. Ugwuany, J. Irvine (UK) “IP/MPLS and MPLS/TP Teleprotection Latencies over High Voltage Power Lines,” 2023 19th International Conference on Wireless and Mobile Computing, Networking and Communications (WiMob), Montreal, QC, Canada, 2023, pp. 381-386, DOI: 10.1109/WiMob58348.2023.10187795
- [6] Н. Чукић, М. Ристић, М. Медин, Ж. Васиљевић „Анализа савремених телекомуникационих технологија за потребе замене постојеће SDH транспортне телекомуникационе мреже код система са преносом критичних сервиса“, Д2 04, 35. саветовање CIGRE Србија, 3 – 7.10.2021., Златибор, Србија
- [7] E. Rosen, A. Viswanathan, R. Callon “Multiprotocol Label Switching Architecture,” RFC 3031, Jan. 2001
- [8] E. Rosen, D. Tappan, G. Fedorkow, Y. Rekhter, D. Farinacci, T. Li, A. Conta, “MPLS Label Stack Encoding,” RFC 3032, Jan. 2001
- [9] M.A. Ridwan, N.A. Mohamed Radzi, W.S.H.M. Wan Ahmad, F. Abdullah, Md.Z. Jamaludin, M.N. Zakaria “Recent trends in MPLS networks: technologies, applications and challenges,” IET Communications, Vol. 14 Iss. 2, pp.177-185, 2020, DOI: 10.1049/iet-com.2018.6129
- [10] James F. Kurose, Amherst Keith W. Ross “Computer Networking: A Top-Down Approach”, 7th Edition, PEARSON 2017
- [11] I. Minei, J. Lucek “MPLS-enabled applications: emerging development and new technologies,” John Wiley & Sons Ltd, UK, 2011
- [12] Luc De Ghein: “MPLS Fundamentals”, Cisco Press, 2007
- [13] NetEngine AR6700V-L “Basic MPLS Configuration”, Huawei, <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100412538/b53f337/overview-of-mpls>
- [14] Стратегија развоја система електронских комуникација у Републици Србији до 2027. године, „Службени гласник РС“, број 70 од 14. августа 2024.
- [15] Д. Богојевић „Електропривредне телекомуникационе мреже: развој, одржавање и људски фактор“, Д2 10, 21. симпозијум CIGRE Србија, 30.10 – 2.11.2024., Врњачка Бања, Србија

- [16] IEC 60834-1: Teleprotection Equipment of Power System – Performance and Testing – Part 1: Command Systems, Ed. 2, 1999
- [17] В. Челебић, М. Кабовић, А. Кабовић, Ј. Гајица, И. Салом, Б. Планић, С. Митровић, Д. Максић „Реализација резервног пута за пренос сигнала телезаштите у мрежи ЕМС АД БЕОГРАД“, Д2 6, 33. саветовање CIGRE Србија, 5 – 8.06.2017., Златибор, Србија
- [18] F. Castro (India) “A New Teleprotection System over IP Networks,” D2 01, CIGRE Comite Andino, Lima, Peru, 15 – 16th October 2015
- [19] J. Ramirez, H. Cabrera, O. Bautista (Venezuela) “MPLS-TP as packet platform for critical services in power transmission,” D2-309, CIGRE Paris Session 2016
- [20] V. Tan, J. Cole (Australia) “Teleprotection over Multiprotocol Label Switching (MPLS): Experiences from an Australian Electric Power Utility,” D2-305, CIGRE Paris Session 2018
- [21] L.H.M. Leite, R.A. Fernandes, L.F.F. Almeida, A.M. Alberti, S.H. Suoza. R.S.J. Santos (Brazil) “Challenges in the Migration to Packet Switched Networks for Teleprotection Service of Power Transmission Lines,” D2-301, CIGRE Paris Session 2020
- [22] N. Joshi (Australia), S.M. Blair, C.D. Booth (UK), J. Michielsen (Belgium) “Application of MPLS-TP for Transporting Power System Protection Data,” D2-307, CIGRE Paris Session 2020
- [23] K. Kulbuhsan, N. Zeinert (Australia), R. Liebert (Belgium), D. Perera, J. Dortmans (Australia) “Verification and Validation of MPLS-TP for Tele-protection (Current Differential) services with existing TDM (SDH & PDH), Radio & WDM technologies through Proof of Concept,” D2-309, CIGRE Paris Session 2020
- [24] J. Caseiro, R. Cartaxo, J. Saragoca, N. Marins, N. Amaro (Portugal) “Testing line differential protection and teleprotection over an IP/MPLS communication network,” B5-222, CIGRE Paris Session 2020
- [25] A. Louh (Netherlands), S. Zhang (France), A. Goerbing (Germany), J. Godefrooi (Netherlands), A. Jahr (Germany), R. Troost (Netherlands) “Seamless extension of fibre optical IP/MPLS network with 5G technology Releases allowing Business service segregation, Precision time synchronization and Critical teleprotection services in Utility distribution networks,” D2-10547, CIGRE Paris Session 2022
- [26] M. Shahi, P. Tuazon, M. Sainclair, S. Gharti Chhetri (Australia) “Teleprotection signal testing over IP/MPLS network,” D2-10589, CIGRE Paris Session 2022
- [27] K. Karkulehto, A. Virro (Finland) “Migration from time division multiplexing networks to MPLS-TP, field test experiences,” D2-10110, CIGRE Paris Session 2024
- [28] J. Ramirez (Panama), J. Borda (Peru) “Optical Systems Performance for Line Protection Schemes,” D2-10376, CIGRE Paris Session 2024
- [29] S. Sjörgen, T. Viinikainen, M. Holmgren (Finland) “Field testing, Experiences and Results with Line Differential and Teleprotection Applications in TDM/MPLS-TP Hybrid Networks,” B5-10103, CIGRE Paris Session 2024
- [30] N.A.J. McDowell (Australia) “Teleprotection Signaling over an IP/MPLS Network,” BScEE Thesis, University of Southern Queensland, 2014

- [31] S.M. Blair, C.D. Booth (UK), B. De Valck, D. Verhulst, C. Kirasack. K.Y. Wang, K. Lakshminarayanan (Belgium/Canada) “Validating Secure and Reliable IP/MPLS Communications for Current Differential Protection,” 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP), Edinburgh, UK, 2016, pp. 1-6, DOI: 10.1049/cp.2016.0070.
- [32] M.A. Nunez, J. Denman, J.B. Melton Jr, G.T. Coruy, H. Chan, I. Schonwald (USA) “Case Study Protective Relaying over IP MPLS: Myth to Facts,” 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), College Station, Texas, USA, 2017, DOI: 10.1109/CPRE.2017.8090014
- [33] T. Rahman, J. Morales, S. Ward, E.A. Udren, M. Bryson, K. Garg (USA) “Teleprotection with MPLS Ethernet Communications – Development and Testing of Practical Installations,” 2018
- [34] “IP/MPLS Performance and Path Analytics for Teleprotection in Power Utilities “Solution Brief, BluePlanet – a division of Ciena, 2020
- [35] NetEngine AR6700V-L “Basic MPLS Configuration”, Huawei, <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100412538/b53f337/overview-of-mpls>
- [36] N. Brownlee “Traffic Flow Measurement: Meter MIB,” RFC 2720, Oct. 1999
- [37] B. Niven-Jenkins, D. Brungard, M. Betts, N. Sprecher, S. Ueno, “Requirements of an MPLS Transport Profile,” RFC 5654, Sep. 2009
- [38] Grid Resources Inc, <https://gridres.com/>
- [39] NAKAMA SOLUTIONS SAC, <https://nakama.com.pe/>
- [40] San Diego Gas & Electric (SDG&E), <https://www.sdge.com/>
- [41] Lower Colorado River Authority (LCRA), <https://www.lcra.org/>
- [42] A. Vainshtein, YJ. Stein “Structure-Agnostic Time Division Multiplexing (TDM) over Packet (SAToP),” RFC 4553, Jun. 2006
- [43] A. Vainshtein, E. Metz, T. Frost, P. Pate “Structure-Agnostic Time Division Multiplexing (TDM) Circuit Emulation Service over Packet Switched Network (CESoPSN),” RFC 5086, Dec. 2007
- [44] Avantha Group, <https://ahlaprsacks.com/>
- [45] ActewAGL, <https://www.actewagl.com.au/>

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.15](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.15)**D2.15****SAVREMENI TRENDVI REALIZACIJE TELEKOMUNIKACIONIH MREŽA ZA
ELEKTROENERGETSKE SISTEME****CONTEMPORARY TRENDS IN THE REALIZATION OF TELECOMMUNICATION
NETWORKS FOR POWER SYSTEMS****Ivan Vujović, Vojislav Tanjević, Mladen Koprivica, Željko Đurišić***

Kratak sadržaj: Veličina, broj čvorišta i međuveza unutar elektroenergetskog sistema (EES-a) i sa drugim EES-ima se sve više povećavaju. U isto vrijeme, tehnološki i tehnički razvoj telekomunikacionih mreža omogućava primjenu različitih rješenja u cilju značajnog unapređenja sistema nadzora i upravljanja EES-om. Nad svakim elementom EES-a je moguće, u većoj ili manjoj mjeri, vršiti nadzor, a za određene elemente potrebno je omogućiti i funkcije upravljanja. Prenos informacija između elemenata EES-a treba biti brz, pouzdan i zaštićen. Konačan cilj je ostvariti potpuno automatizovan proces održavanja vrijednosti parametara sistema, odnosno pojedinačnih elemenata sistema, u okviru zadatih, prethodno definisanih, granica. U ovom radu je predstavljen koncept dizajna telekomunikacione mreže za cjelokupni EES koji sadrži izvore električne energije, prenosne kapacitete, elektroenergetska postrojenja i potrošače. Hardverski dio mreže čine komponente implementirane na centralnim lokacijama, primarni i redundantni linkovi, kao i mrežni uređaji u čvorištima EES-a i kod potrošača. Nadzor i upravljanje mrežom vrši se u okviru *network management system* (NMS-a), dok su softverske konfiguracije mrežnih uređaja takve da omogućavaju primjenu *best-practice* rješenja u prenosu i zaštiti podataka. Infrastruktura za prenos informacija između elemenata EES-a i NMS-a definisana je *Transmission Control Protocol/ Internet Protocol* (TCP/IP) arhitekturom i IEC 61850 standardom. Razmjena podataka između distribuiranih i centralnih lokacija, kao i između čvorišta EES-a i centralnih lokacija vrši se upotrebom *Internet of Things* (IoT) tehnologije na distribuiranim lokacijama, odnosno u čvorištima EES-a, ili direktnom komunikacijom uređaja na distribuiranim lokacijama i u čvorištima sa centralnim lokacijama, ako hardverska konfiguracija tih uređaja uključuje *network interface card* (NIC).

Ključne reči: elektroenergetski sistem, telekomunikaciona mreža, data centar, prenos podataka, IEC 61850 standard

Abstract: The size, number of nodes and interconnections within the power system (PS) and with other PSs are increasing more and more.

* Ivan Vujović, Elektrotehnički fakultet - Univerzitet u Beogradu, vi205041p@student.etf.bg.ac.rs

Vojislav Tanjević, M:tel Crna Gora, vojislav.tanjevic@yahoo.comMladen Koprivica, Elektrotehnički fakultet - Univerzitet u Beogradu, kopra@etf.rsŽeljko Đurišić, Elektrotehnički fakultet - Univerzitet u Beogradu, djurisic@etf.rs

At the same time, technological and technical development of telecommunication networks enables implementation of various solutions in order to significantly improve PS monitoring and management system. Each element of the PS can be monitored to a greater or lesser extent, and management functions must be enabled for certain elements. Transfer of information from and to PS elements should be fast, reliable and protected. The final goal is to realize a fully automated process of keeping values of the system and individual elements of the system parameters within the given, previously defined, limits. This paper presents design concept of the telecommunication network for the entire PS which contains electrical energy sources, transmission capacities, substations and consumers. The hardware part of the network consists components implemented on the central locations, primary and redundant links, as well as network devices in PS nodes and at consumers. Monitoring and management of the network is carried out within the network management system (NMS), while software configurations of the network devices are such that they enable implementation of best-practice solutions in the data transmission and protection. The infrastructure for transmission of information between PS elements and NMS is defined by the the Transmission Control Protocol/Internet Protocol (TCP/IP) architecture and IEC 61850 standard. Data exchange between distributed and central locations, as well as between PS nodes and central locations is done using the Internet of Things (IoT) technology on the distributed locations and in the PS nodes or by using directly communication between devices at distributed locations and in the PS nodes and central locations if hardware configuration of that devices includes network interface card (NIC).

Key words: *power system, telecommunication network, data center, data transfer, IEC 61850 standard*

This work was financially supported by the Ministry of Science, Technological Development and Innovation of the Republic of Serbia under contract number: 451-03-137/2025-03/200103.

1 UVOD

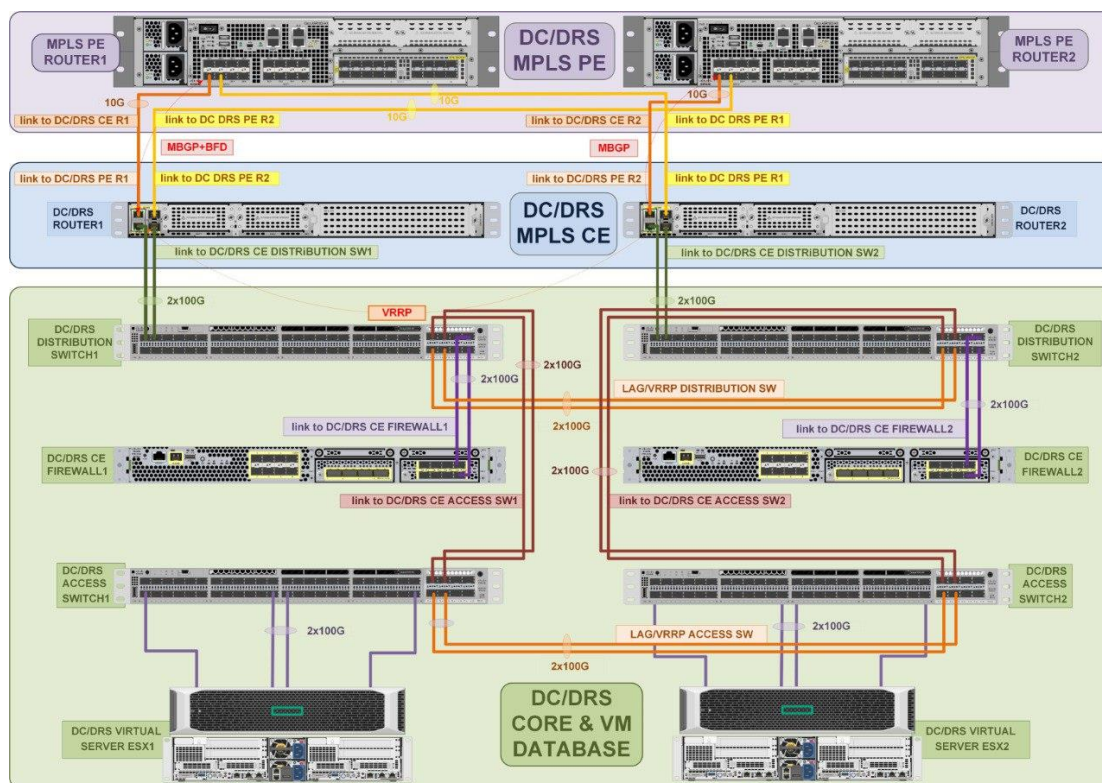
Bez obzira na veličinu EES-a, neophodno je omogućiti uvid u stanje svakog pojedinačnog elementa sistema, u realnom vremenu, preko vrijednosti karakterističnih parametara. Takođe je, za elemente koji podrazumijevaju upravljačke funkcionalnosti, potrebno realizovati izvršenje naredbi u realnom vremenu, na osnovu prethodnih odluka na lokalnom ili na centralnom nivou, u okviru *network management system* (NMS-a). Informacije o vrijednostima parametara elemenata susjednih EES-a koji su, u interkonekciji, povezani sa posmatranim EES-om, u realnom vremenu, su takođe od velike važnosti za kvalitetan nadzor i upravljanje.

Komunikaciona infrastruktura EES-a podijeljena je u tri međusobno povezane cjeline. Centralni dio čine *data center* (DC) i *disaster recovery siste* (DRS). Nadzor i upravljanje u okviru NMS infrastrukture realizovane na ovim lokacijama funkcioniše u redundantnom režimu. Transportni dio telekomunikacione mreže čine uređaji i konekcije koji omogućavaju povezivanje distribuiranih lokacija i čvorova EES-a sa centralnim dijelom. Na svim lokacijama gdje se ostvaruje značajna proizvodnja električne energije, lokacijama većih i velikih razvodnih postrojenja, odnosno većih i velikih potrošača, kao i u *headquarters*-ima (HQ-ima), odnosno poslovnim i administrativnim lokacijama, realizacija redundantne komunikacije je obezbijedena upotrebom optičkih konenkcija. Za manje izvore električne energije, manja razvodna postrojenja i manje potrošače, redundansa u komunikaciji podrazumijeva primarnu optičku vezu i redundantnu bežičnu vezu.

Komunikaciona infrastruktura, odnosno dio ove infrastrukture, može biti u vlasništvu kompanije koja upravlja EES-om ili u vlasništvu provajdera telekomunikacionih servisa. Osnovna koncepcija i dizajn NMS-a podrazumijeva implementaciju *supervisory control and data acquisition* (SCADA) sistema na lokaciji DC-a i DRS-a, pri čemu je ostvarena međusobna sinhronizacija baza podataka na ovim lokacijama. Komunikaciona infrastruktura EES-a i mrežna infrastruktura provajdera telekomunikacionih servisa trebaju biti tako koncipirane da omoguće što brži i sigurniji prenos podataka od centralnih ka distribuiranim lokacijama, odnosno čvorištima EES-a i obratno. U okviru svih elemenata EES-a potrebno je implementirati funkcionalnosti IEC 61850 standarda koji, između ostalog, propisuje i način reagovanja na događaje u EES-u, posebno one lokalnog karaktera, od kojih neki događaji moraju biti procesuirani lokalno jer nije dozvoljeno kašnjenje u reagovanju koje može uzrokovati prenos informacija do centralnih lokacija i prenos naredbi od centralnih lokacija do lokacije gdje se desio događaj.

2 INFRASTRUKTURA NA CENTRALNIM LOKACIJAMA

Na lokacijama DC-a i DRS, tj. na centralnim lokacijama, implementirana je mrežna i servisna infrastruktura kao što je prikazano na slici 1. Segment pristupa *multiprotocol label switching* (MPLS) mreži karakteriše upotreba *multiprotocol border gateway protocol* (MBGP) protokola rutiranja [1], [2] i *bidirectional forwarding detection* (BFD) protokola [3]. Objedinjavanje rutera u jedan virtualni ruter i dodjeljivanje redundantnih funkcija pojedinačnim ruterima u okviru virtualnog rutera, postiže se implementacijom *virtual router redundancy protocol*-a (VRRP-a) [4]. Fizička osnova za implementaciju VRRP-a ostvarena je između dva *distribution switch*-a (DC/DRS *distribution switch* 1 i 2). Svi linkovi koji povezuju opremu unutar internog sementa (DC/DRS *core and vm database*) su redundantni, optički, 100 Gbps/s. Linkovi koji povezuju DC, odnosno DRS *customer edge* (CE) opremu sa MPLS mrežom su redundantni, 10 Gbps.



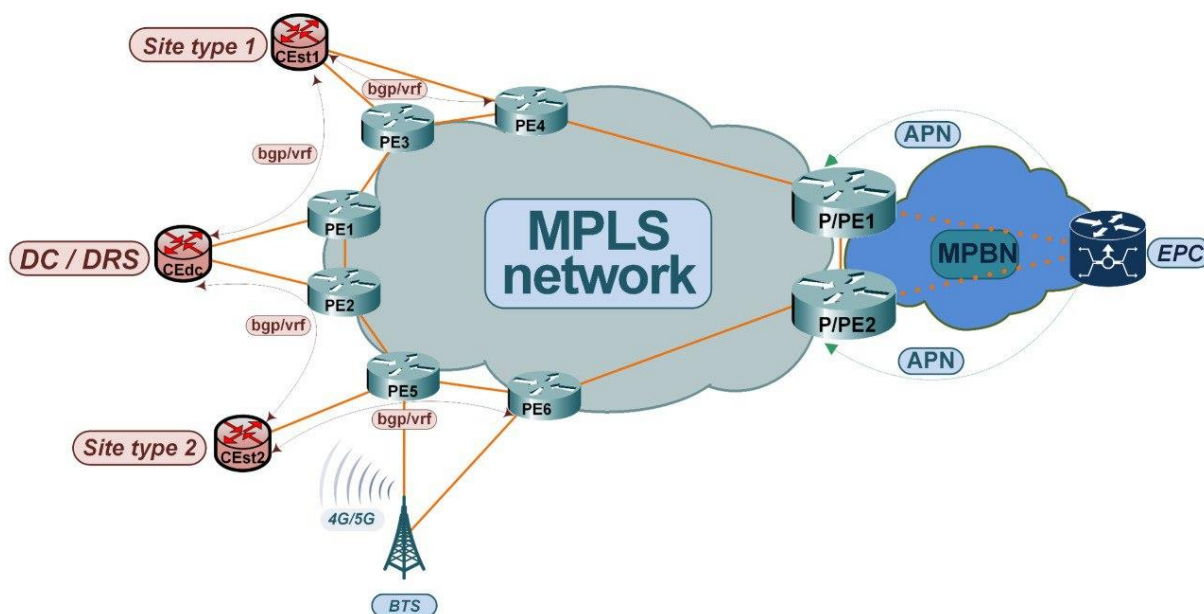
Slika 1: Mrežna i servisna infrastruktura na centralnim lokacijama

Funkciju filtriranja mrežnog saobraćaja obavljaju redundandni *firewall*-i. Procesiranje informacija vrši se u okviru *virtual server*-a. Za skladištenje obrađenih informacija zaduženi su *network attached storages* (NAS) koji nisu tema ovog rada.

3 TRANSPORTNA INFRASTRUKTURA

Prenos informacija između distribuiranih lokacija, odnosno čvorova EES-a i centralnih lokacija, kao i između centralnih lokacija vrši se upotrebom transportne mreže. Predlog realizacije infrastrukture koja omogućava ovakav prenos prikazan je na slici 2. Konekcije pojedinačnih lokacija sa MPLS mrežom ostvarene su u zavisnosti od važnosti lokacije. Tako su centralne lokacije tj. CE ruteri na DC-u, odnosno DRS-u, povezani preko, minimalno, dvije optičke konekcije, sa dva različita *provider edge* (PE) rutera. Lokacije značajne proizvodnje, većih i velikih razvodnih postrojenja, odnosno potrošača, HQ-i, kao i poslovne i administrativne lokacije, na MPLS mrežu su povezane preko dvije optičke konekcije, sa dva različita PE rutera (*site type 1*). Lokacije manjih izvora električne energije, manjih razvodnih postrojenja i manjih potrošača povezane su, primarno, preko optičke konekcije, a redundantno, bežično, upotrebom 4G ili 5G mreža (*site type 2*). Rijetko se kao primarna i redundantna konekcija, na istoj lokaciji, koriste dvije bežične konekcije istog tipa. Kada je to zaista neophodno, mogu se koristiti radio relejne konekcije. Najrjeđe je u upotrebi satelitska komunikacija ili komunikacija preko napojnih kablova tj. *power line communication* (PLC). Zbog rijetke potrebe za ovim tehnologijama u telekomunikacionim mrežama EES-a, iste nisu tema ovog rada.

Komunikacija u graničnom dijelu i unutar MPLS mreže vrši se upotrebom BGP-a i *virtual private network* (VPN) tehnologije, odnosno *virtual routing and forwarding* (VRF) funkcionalnosti [5]. Infrastruktura koja omogućava ostvarivanje bežične 4G/5G komunikacije realizovana je upotrebom *mobile packet backbone network* (MPBN) i *evolved packet core* (EPC) tehnologija, kao i korišćenjem *private access point name* (APN) funkcionalnosti [6].

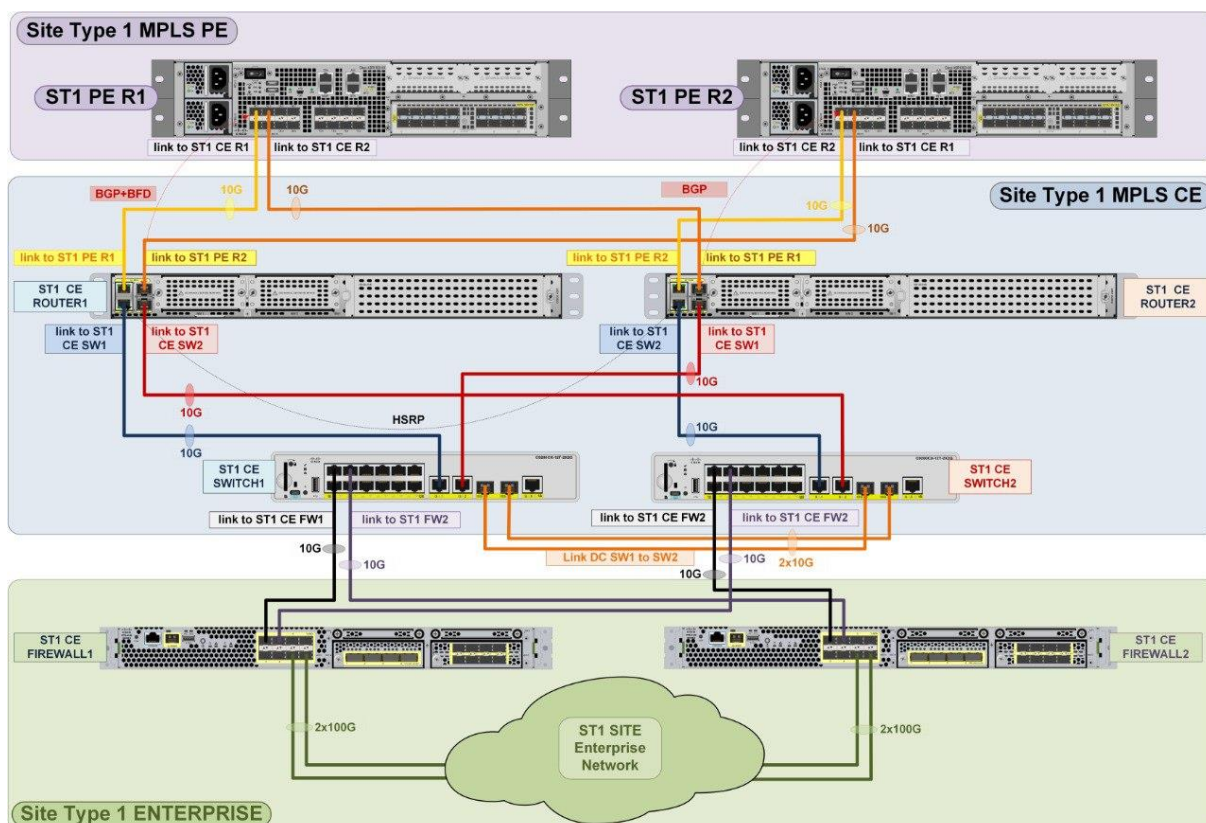


Slika 2: Transportna mreža za prenos informacija između elemenata EES-a

4 INFRASTRUKTURA NA DISTRIBUIRANIM LOKACIJAMA I U ČVOROVIMA

4.1 Lokacija tipa 1

Na lokacijama od velikog značaja za rad EES-a u tehničkom, finansijskom i administrativnom smislu (*site type 1*) implementirana je infrastruktura kao što je prikazano na slici 3. Unutar *enterprise* segmenta, veze su redundantne, optičke, 100 Gbps. Veza između *enterprise* segmenta i MPLS CE segmenta, kao i komunikacija unutar MPLS CE i PE segmenata ostvarena je preko direktnih, optičkih, 10 Gbps veza.

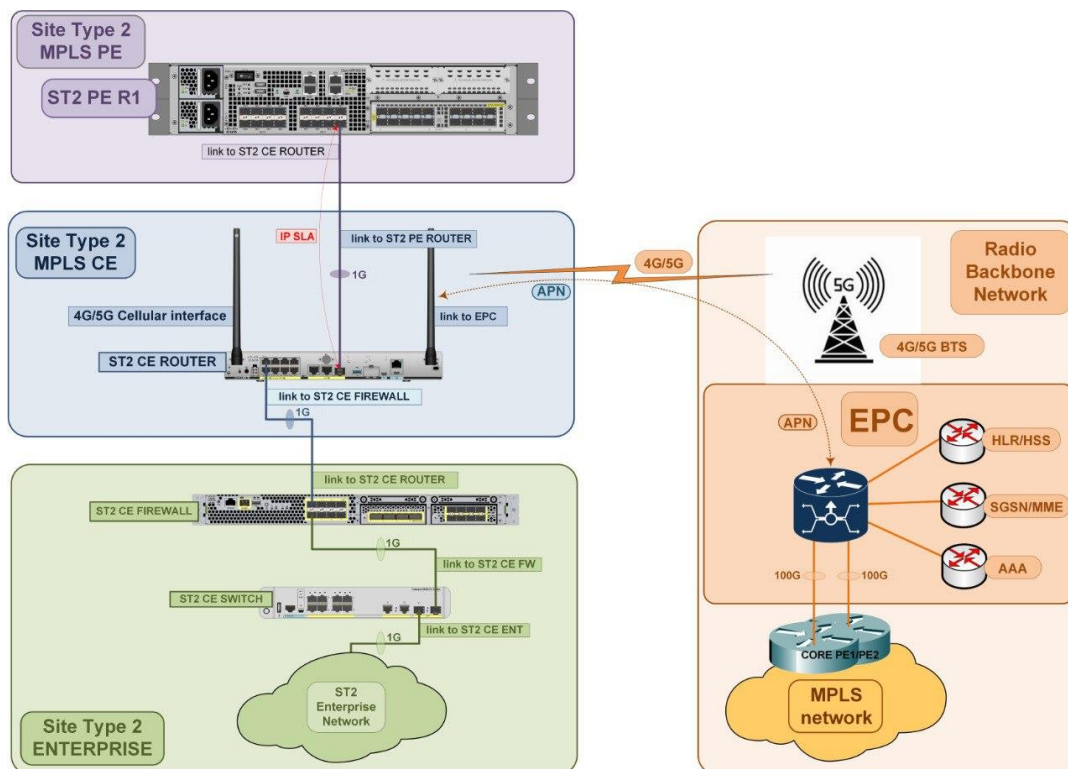


Slika 3: Infrastruktura na lokaciji tipa 1

Redundansa u rutiranju saobraćaja prema MPLS mreži omogućena je upotrebom *hot standby router protocol* (HSRP-a) [7].

4.2 Lokacija tipa 2

Na slici 4 je prikazana infrastruktura za lokacije tipa 2 (*site type 2*). Komunikacija preko optičkih linkova između segmenata realizovana je sa 1Gbps. Na optičkom linku prema MPLS mreži uspostavljeno je mjerenje i monitoring parametara definisanih u okviru *service level agreement* (SLA-a) [8]. Bežični, redundantni link je realizovan upotrebom 4G/5G tehnologije. Komunikacija se ostvaruje preko dodijeljenog APN-a, prema baznoj stanici, odnosno radio *backbone* mreži. Provjera informacija vezanih za korisnika mreže obavlja se u *home location register* (HLR) i *home subscriber server* (HSS) bazama podataka. Za signalizaciju i mobilnost se koriste *serving GPRS support node* (SGSN) i *mobility management entity* (MME). Provjera pristupa mreži vrši se primjenom *authentication, authorization, and accounting* (AAA) *framework*-a.

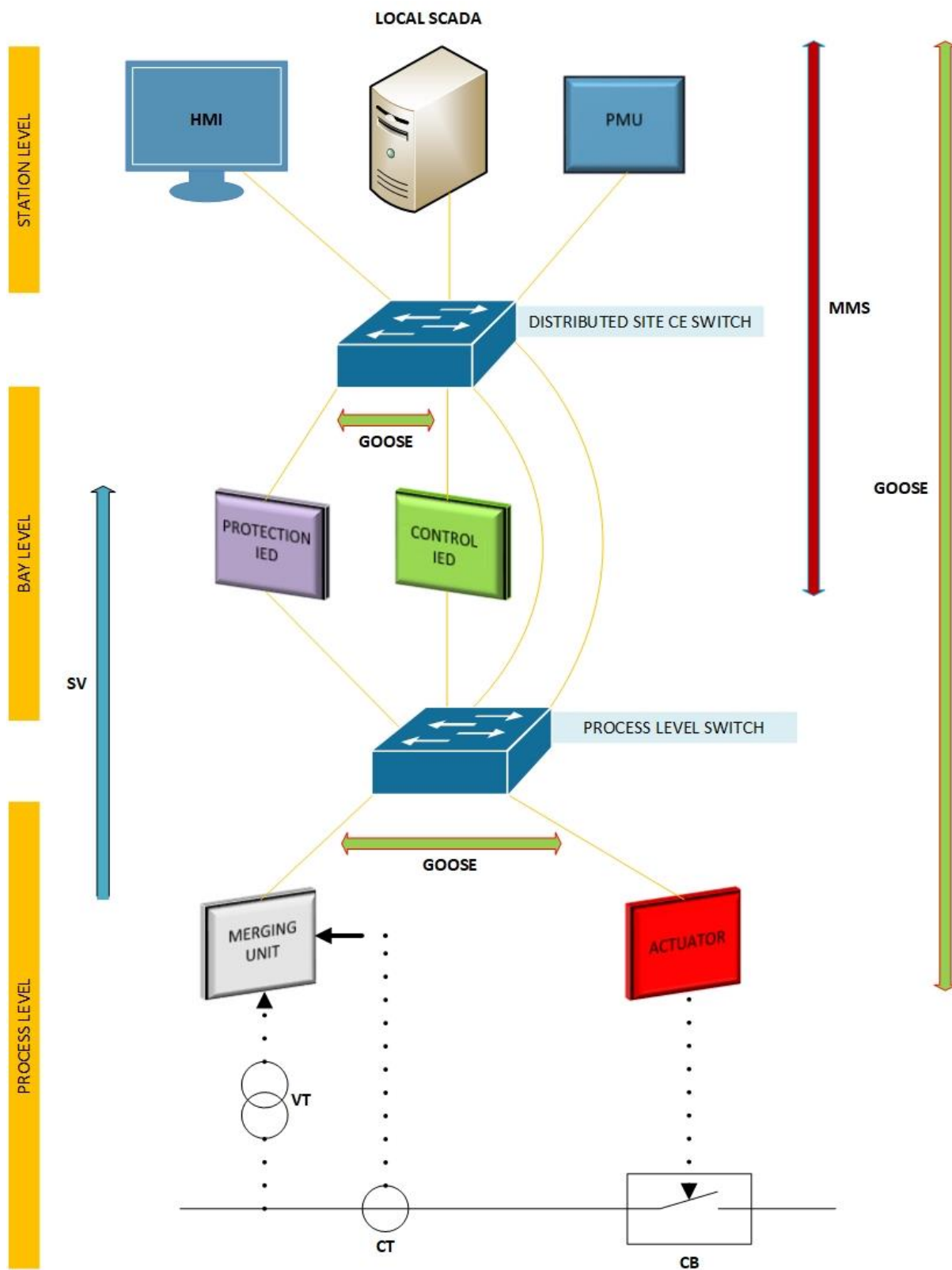


Slika 4: Infrastruktura na lokaciji tipa 2

5 INFRASTRUKTURA DEFINISANA IEC 61850 STANDARDOM

Informacije o stanju elemenata EES-a, odnosno kontrola pojedinačnih elemenata lokalno, ili sa centralnih lokacija, ostvarena je upotrebom IEC 61850 standarda. Slika 5 prikazuje IEC 61850 infrastrukturu [9]. Kontinualne vrijednosti analognih mjerenja na strujnim transformatorima (*current transformer* – CT) i na naponskim transformatorima (*voltage transformer* – VT) šalju se u mjerne jedinice (*merging units* – MU). Ovi uređaji vrše digitalizaciju podataka i upotrebom *sampled values* (SV) protokola periodično šalju podatke, preko procesne *Ethernet* magistrale (*process level switch*), do *intelligent electronic devices* (IED-a) za zaštitu i kontrolu u *bay level*-u. Kontrola prekidača (*circuit breaker* – CB) vrši se, upotrebom mehanizma aktuatora, a na osnovu dobijenih vrijednosti struja i napona. Razmjena poruka između IEC 61850 lokalnih entiteta i prema lokalnoj SCADA vrši se upotrebom *generic object oriented substation event* (GOOSE) protokola. I SV i GOOSE su protokoli nivoa linka. Informacije se prenose kao *multicast* saobraćaj. Upotrebljavaju se *virtual local area network* (VLAN-ovi), a frejmovi sadrže tagove za prioritizaciju. Za prenos kontrolnih komandi, izvještaja, fajlova i logova između IED-a i lokalne SCADA, koristi se *manufacturing message specification* (MMS) protokol. Ovaj protokol je nivoa aplikacije, a podaci se, na transportnom nivou, prenose preko *Transmission Control Protocol* (TCP-a). Protokol funkcioniše prema klijent-server arhitekturi (lokalna SCADA-IED).

Na *station level*-u su: lokalna SCADA, *human machine interface* (HMI) i *phasor measurement unit* (PMU) [10]. Komunikacija od i ka ovim uređajima ostvaruje se preko distribuiranih *switch*-eva (*site type 1* i *site type 2* CE switch). Prijem i obrada podataka, komunikacija sa centralnim SCADA-ma i slanje komandi funkcionalnosti su lokalne SCADA-e. Prikazivanje podataka u realnom vremenu vrši se preko HMI sistema, dok je obrada podataka o fazorima struje i napona rezervisana za PMU-ove.



Slika 5: Infrastruktura prema standardu IEC 61850

6 ZAKLJUČAK

Svaki od elemenata EES-a trebao bi biti dostupan, u komunikacionom smislu, lokalnim i centralnim djelovima NMS-a. Mjerenja vrijednosti parametara elementa EES-a (najčešće struje i napona) realizuju se neprekidno i sa što većom rezolucijom kako bi, na osnovu analize prikupljenih podataka, mogla uslijediti brza reakcija na lokalnom nivou ili sa centralnih lokacija, u onim slučajevima kada se pokaže da je neophodno reagovati na promjenu stanja elementa sistema. Ovi podaci se, zajedno sa podacima o izvršenoj reakciji na promjenu stanja elementa, skladište na centralnim lokacijama. Kada su izmjerene vrijednosti parametara elementa EES-a u predefinisanim granicama podaci se, poslije obrade, direktno skladište na centralnim lokacijama radi mogućnosti kasnijih analiza.

Da bi se prenos podataka do centralnih lokacija o stanju elemenata EES-a i EES-a u cjelini kontinualno odvijao, i podaci koji sadrže naredbe i odluke prenosili od centralnih lokacija do elemenata EES-a, potrebno je omogućiti brz, pouzdan i siguran transport, preko redundantnih linkova. Primarni linkovi uvijek trebaju biti realizovani upotrebom optičke infrastrukture, dok redundantni linkovi, zavisno od važnosti elementa i dostupnosti medijuma za prenos informacija, mogu biti optički ili bežični, najčešće realizovani preko 4G ili 5G mreža mobilnih servisa. Svaki element tj. *enterprise* infrastruktura sa kom je povezan, trebaju biti, u komunikaciji sa MPLS segmentima, zaštićeni *firewall*-ima.

Na osnovu velikog broja, kvalitetnih, uskladištenih podataka koji sadrže vrijednosti izmjerenih parametara elemenata EES-a, u dužem vremenskom periodu, kao i uskladištenih podataka o događajima na elementima sistema, uz upotrebu podataka koji nisu direktno vezani za EES već su dobijeni iz drugih EES-ova ili drugih instanci (hidro-meteorološki podaci), poželjno je vršiti stalne proračune stanja svakog elementa i EES-a u cjelini, upotrebom algoritama neuralnih mreža. Predikcija ponašanja elementa EES-a dobijena na osnovu proračuna njegovog stanja omogućava pravovremene reakcije, prije nego što nastane neželjeni događaj koji se tiče tog elementa ili drugih elemenata, odnosno cijelog EES-a.

7 LITERATURA

- [1] Y. Rekhter, T. Li, S. Hares, "A Border Gateway Protocol 4 (BGP-4)", IETF, Network working group, RFC 4271, january 2006.
- [2] T. Bates, R. Chandra, D. Katz, Y. Rekhter, "Multiprotocol Extensions for BGP-4", IETF, Network working group, RFC 4760, January 2007.
- [3] D. Katz, D. Ward, "Bidirectional Forwarding Detection (BFD)", IETF, RFC 5880, June 2010.
- [4] S. Nadas, "Virtual Router Redundancy Protocol (VRRP) Version 3 for IPv4 and IPv6", IETF, RFC 5798, March 2010.
- [5] E. Rosen, Y. Rekhter, "BGP/MPLS IP Virtual Private Networks (VPNs)", IETF, Network working group, RFC 4364, February 2006.
- [6] G. Soos, F. N. Janky, P. Varga, "Distinguishing 5G IoT Use-Cases through Analyzing Signaling Traffic Characteristics", 43rd International conference on telecommunications and signal processing (TSP), doi: 10.1109/TSP.2019.8769045, pp. 562-565, Budapest, Hungary, July 2019.

- [7] T. Li, B. Cole, P. Morton, D. Li, "Cisco Hot Standby Router Protocol (HSRP)", IETF, Network working group, RFC 2281, March 1998.
- [8] J. Horalek, F. Holik, V. Hurtova, "Implementation and testing of Cisco IP SLA in smart grid environments", 40th International convention on information and communication technology, electronics and microelectronics (MIPRO 2017), doi: 10.23919/MIPRO.2017.7973467, pp. 450-454, Opatija, Croatia, May 2017.
- [9] R. Liposchak and Institute of Electrical and Electronics Engineers C15 working group, "IEEE recommended practice for implementing an IEC 61850-based substation communications, protection, monitoring, and control system", IEEE standards association, IEEE power and energy society, Substations committee, May 2017.
- [10] A. G. Phadke, T. BI, "Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems", Journal of modern power systems and clear energy, vol. 6, pp. 619–629, July 2018.

DOI: [10.46793/CIGRE37.D2.16](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.16)**D2.16****FUNKCIONALNO UNAPREĐENJE RADIO-KOMUNIKACIONOG SISTEMA
ELEKTRODISTRIBUCIJE SRBIJE****FUNCTIONAL IMPROVEMENT OF THE RADIO COMMUNICATION SYSTEM OF
ELEKTRODISTRIBUCIJA SRBIJE****Milija Marinković, Jovica Borisavljević, Tamara Jakovljević, Predrag Šejat***

Kratak sadržaj: Za potrebe ostvarivanja osnovne delatnosti preduzeća, distribucije električne energije do krajnjih potrošača, a u skladu sa savremenim sistemima upravljanja elektro-distributivnom mrežom, u okviru Elektrodistribucije Srbije d.o.o. Beograd u prethodnom periodu realizovan je savremeni digitalni radio sistem za prenos govora zasnovan na TDMA tehnologiji. Digitalni radio sistemi bazirani na TDMA tehnologiji sa dva vremenska slota su jedan mogući izbor za profesionalne korisnike. Ova tehnologija je široko rasprostranjena i sasvim je izvesno da će se dalje povećanje spektralne efikasnosti bazirati na TDMA tehnologiji. TDMA radio sistemi nude brojne prednosti u pogledu fleksibilnosti, manjih troškova opreme, dužeg životnog veka baterije, i spremnosti za dalje povećanje spektralne efikasnosti. Korporativni radio-sistem za prenos govora realizovan je savremenim digitalnim radio-sistemom, čime je omogućeno pouzdanije i kvalitetnije sprovođenje tehnološkog procesa u cilju upravljanja i održavanja elektro-energetskih objekata distributivnog elektro-energetskog sistema, a samim tim pouzdanije i kvalitetnije snabdevanje električnom energijom.

Ključne reči: *Frekvencijski opseg, pokrivenost, repetitori, radio-sistem, VHF*

Abstract: For the needs of realization of the basic activity of the company, distribution of electricity to end consumers and in accordance with modern management systems of the electricity distribution network, within Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd. In the previous period, a modern digital radio system for voice transmission based on TDMA technology was implemented. Digital radio systems based on TDMA technology with two time slots are one possible choice for professional users. This technology is widely spread, and it is certain that further increases in spectral efficiency will be based on TDMA technology. TDMA radio systems offer numerous advantages in terms of flexibility, lower equipment costs, longer battery life, and readiness for further increases in spectral efficiency.

* Milija Marinković, Elektrodistribucija Srbije - Beograd, milija.marinkovic@es.rs
Jovica Borisavljević, EDS - Elektrodistribucija Srbije, jovica.borisavljevic@es.rs
Tamara Jakovljević, Elektrodistribucija Srbije - Beograd, tamara.jakovljevic@es.rs
Predrag Šejat, Elektrodistribucija Srbije - Beograd, predrag.sejat@es.rs

The corporate radio system for voice transmission is realized by a modern digital radio system, which enables more reliable and better implementation of the technological process in order to manage and maintain electric power facilities of the electric power distribution system, and thus a more reliable and high quality electricity supply.

Key words: *Frequency range, coverage, repeaters, radio system, VHF*

1 UVOD

U radu ćemo predstaviti radio sistem za prenos govora koji je realizovan za potrebe Elektro distribucije d.o.o. Beograd. Prvenstveno ćemo objasniti princip rada Capacity Max sistema, koji je implementiran umesto postojećeg IP Site Connect sistema, njegovu topologiju i arhitekturu, sve njegove prednosti i mane u odnosu na prethodni sistem kao i slike sa instaliranih lokacija.

Nakon toga je opisano kako je rešen problem sa predikcijom nivoa električnog signala, određivanje zone pokrivenosti kao i određivanje minimalnog geografskog rastojanja između radio-predajnika koji rade na istim ili susednim radio-kanalima, uz dozvoljeni nivo interferencije.

Prikazaćemo merenje nivoa prijemnog signala RSSI na ručnoj radio stanici DP4801, kao i grafički prikaz zone pokrivenosti repetitorske lokacije Avala.

1.1 Tehničko-tehnološka koncepcija radio sistema

Digitalni radio sistemi imaju mnoge prednosti u odnosu na analogne, kao što su poboljšan kvalitet prenosa signala, bolja bezbednost, sofisticirane metode kontrole poziva, lakoća integracije sa sistemima za prenos podataka i mnoge druge. U svetu profesionalnih primena, može se reći da je u toku masovna migracija na digitalne radio sisteme. Naime, u istom trenutku na sceni su pritisci regulatornih tela, u kombinaciji sa svakodnevnim operativnim potrebama, koji zajedno vode ka tome da i proizvođači opreme, kao i sami korisnici imaju potrebu da prenose više informacija u dodeljenom delu radio spektra ili drugačije rečeno, postoji potreba za povećanjem spektralne efikasnosti. Radio kanali koji su se nekada koristili za prenos jednog govornog kanala, sada se dele tako da mogu da istovremeno opsluže dva logička toka (u kojima se realizuje prenos govora ili podataka).

U osnovi, u domenu poslovnih radio sistema postoje dve tehnologije koje omogućavaju višestruki pristup jednom kanalu. U okviru Frequency Division Multiple Access (FDMA) tehnike frekvencijski opseg posmatranog kanala se deli na dva podkanala preko kojih se uporedo prenose dva toka signala. Sa druge strane Time Division Multiple Access (TDMA) podrazumeva da se ne menja originalna širina radio kanala ali se ukupni kanal deli u više vremenskih slotova u okviru kojih može da se prenosi nezavisan tok signala. Obe tehnike su već u upotrebi zbog činjenice da je potrebno povećati spektralnu efikasnost radi uvođenja novih funkcionalnosti u profesionalne (poslovne) radio sisteme.

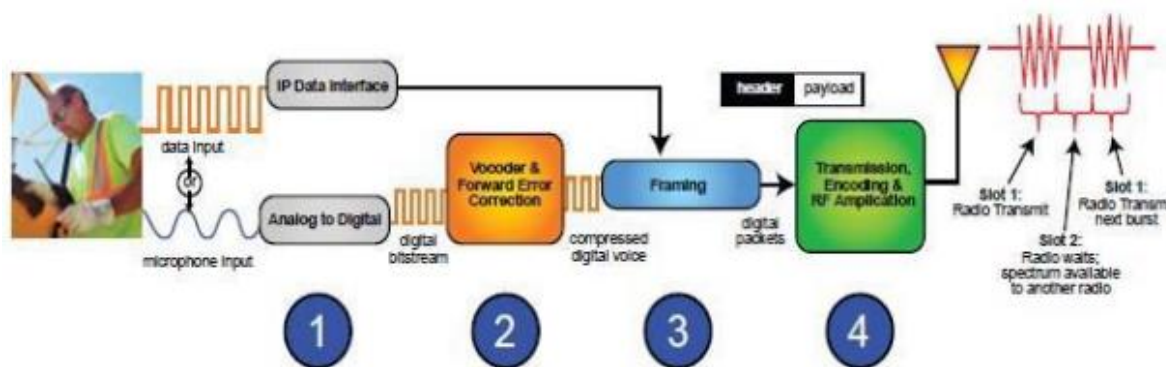
U predstojećim godinama samo je pitanje vremena kada će se od radio sistema očekivati da, kao standardno rešenje, ponude prenos dva govorna signala ili dva toka podataka preko jednog kanala od 12.5kHz (što se još naziva i 6.25kHz-nom ekvivalentnom efikasnošću). No, tehnologija već danas omogućava postizanje ovih ciljeva, tako da profesionalni korisnici mogu već sada da koriste funkcionalnosti koje donosi digitalizacija.

Naime, profesionalni korisnici već sada mogu da dupliraju kapacitete svojih licenciranih radio sistema, prihvatanjem tehnologije kojom se omogućava postizanje 6.25kHz-ne ekvivalentne efikasnosti.

Digitalni radio sistemi bazirani na TDMA tehnologiji sa dva vremenska slota su jedan mogući izbor za profesionalne korisnike. Ova tehnologija je široko rasprostranjena i sasvim je izvesno da će se dalje povećanje spektralne efikasnosti bazirati na TDMA tehnologiji. TDMA radio sistemi nude brojne prednosti u pogledu fleksibilnosti, manjih troškova opreme, dužeg životnog veka baterije, i spremnosti za dalje povećanje spektralne efikasnosti.

1.2 Digitalna radio tehnologija

U okviru digitalnih radio sistema primenjuje se TDMA (Time Division Multiple Access) tehnologija višestrukog pristupa sa dva vremenska slota, čime se postiže povećana spektralna efikasnost. Digitalne radio tehnologije, koje se koriste u okviru radio sistema, prikazane su na sledećoj slici.



Slika 1: Digitalna radio tehnologija

Celokupan sistem je predstavljen u vidu četiri modula:

1. Analogna-digitalna konverzija – kada korisnik pritisne PTT taster i započne govor, njegov glas se prima od strane mikrofona, koji ga pretvara iz akustične talasne forme u analogni električni signal. Zatim se vrši odabiranje ovog signala u analogno-digitalnom konverteru. U tipičnim radio primenama, 16bitni uzorci se uzimaju sa učestanošću 8kHz i tako se formira digitalni niz od 128000bps. Ovaj niz sadrži i previse informacije kako bi bio poslat preko kanala širine 12.5 kHz, pa je stoga potreban neki vid kompresije signala.

2. Vokoder (Voice coder) i kontrola grešaka (Forward Error Correction – FEC) –Vokoder vrši kompresiju digitalnog signala govora razbijajući ga na njegove najvažnije delove, koji se kodiraju malim brojem bitova. Vokoder vrši kompresiju digitalnog niza tako da se on može preneti u okviru širine 6.25kHz. Ovaj vocoder radi tako što se deli digitalni govorni niz u kratke segmente, tipičnog trajanja 20 do 30ms. Svaki segment se analizira i najvažniji parametri, kao što su amplitude, nivo i frekvencijski odziv, se razdvajaju. Potom se ovi parametri kodiraju primenom malog broja digitalnih bita. Zajedno sa procesom kompresije i kodovanje, vrši se i kontrola grešaka primenom FEC tehnike. U pitanju je tehnika koja omogućava prijemniku da potvrdi integritet primljene poruke i odredi koji bitovi su izmenjeni. Do ove etape, vocoder je izvršio kompresiju signala sa 128000bps na 3600bps.

3. Framing (pakelizacija) – u ovoj etapi obrade signala se vrši priprema kodiranog govora za prenos. Pakelizacija signala podrazumeva organizovanje govora i utisnutih signalnih informacija (color code, identifikacija uređaja, tip poziva) u pakete. Paketi se sastoje iz zaglavlja (header) i korisnog dela (payload). Zaglavlje sadrži informacije za kontrolu poziva i identifikaciju uređaja, a korisni deo čini kompresovani govor. Ova struktura može prenositi i IP pakete tj. IP paketi su samo alternativna forma korisnog dela paketa. Informacije iz zaglavlja se periodično ponavljaju pri transmisiji, čime se povećava pouzdanost signalnih informacija i omogućava da se prijemni radio uređaj pridruži pozivu koji je već započet tzv. “kasni ulaz”.

4. TDMA transmisija – U ovoj finalnoj etapi obrade signala vrši se priprema signala za prenos, uz korišćenje frekvencijske modulacije FM. TDMA organizuje radio kanal u dva vremenska slota. Emitovanjem u različitim slotovima se postiže da dva poziva dele isti kanal, bez međusobnog ometanja, čime se duplira spektralna efikasnost. Primenom TDMA tehnike, radio uređaj emituje za vreme trajanja svog slota.

2 CAPACITY MAX SYSTEM

2.1 Glavni nedostaci prethodnog radio-sistema Elektrodistribucije

Glavni nedostatak prethodnog radio sistema Elektrodistribucije Srbije je nedostatak repetitora (govornih slotova) na većini lokacija što predstavlja ogroman problem jer ne mogu biti ostvareni svi neophodni pozivi ekipa na terenu već se mora sačekati da se određeni poziv završi kako bi mogao da se ostvari naredni, što je nedopustivo jer brzina uspostavljenja veze može sačuvati nečiji život u ovim okolnostima.

Snimanje razgovora je obavljano uz pomoć registrofona koji ne mogu čuvati preveliki broj poziva, a taj problem je sad rešen uz pomoć SmartPTT.

SmartPTT aplikacija koja se nalazi na dispečarskim konzolama omogućava snimanje, čuvanje i reprodukciju svih razgovora u neograničenim količinama. Uz pomoć ove aplikacije je rešeno i GPS praćenje svih ručnih i mobilnih radio stanica što u prethodnom sistemu nije bilo moguće.

2.2 Opšti pregled Capacity Max sistema

Capacity Max je trunking radio sistem, zasnovan na kontrolnim kanalima, primarno namenjen za zahtevne biznis i industrijske korisnike. Koristi se TDMA tehniku pristupa sa 2 vremenska slota, gde se koriste kanali pune širine do 12.5kHz ali se period njihovog korišćenja deli na dva naizmenična vremenska slota, čime se udvostručuje kapacitet po jednom kanalu 12.5kHz.

U okviru digitalnih radio rešenja postoji nekoliko arhitektura:

- IP Site Connect
- Capacity Plus
- Capacity Max
- Connect Plus

Sva navedena rešenja su trunking radio sistemi, izuzev IP Site Connect radio sistema, koji je konvencionalan radio sistem za više lokacija.

Osnovna prednost trunking sistema u odnosu na konvencionalne, jeste što u trunking sistemu radio stanice dele dostupne kanale, čime se omogućava da veliki broj govornih grupa komunicira preko manjeg broja kanala i povećava efikasno korišćenje kanala. U suštini, trunking radio sistem predstavlja kompjuterski kontrolisan radio sistem, u kome, kada korisnik želi komunikaciju, kompjuter mu dodeljuje kanal i tada započinje komunikaciju.

2.3 Način rada

Capacity Max arhitektura povećava kapacitet (npr. broj poziva u jedinici vremena) radio sistema. Kako bi se ovo postiglo, postoje dva načina rada sistema:

Otvoreni mod (Open system mode) – Ovaj način rada koristi trunking protoko.

Napredni (Advantage mode) – Obezbeđuje veći kapacitet nego Otvoreni mod rada. Koristi iste metode za povećanje kapaciteta. Povećanje kapaciteta se postiže kompresijom prijave poziva koji su u toku, preko izlaznog smera kontrolnog kanala. Ovaj mod rada koristi sopstveni protokol za prenos i stoga ne podržava radio uređaje drugih proizvođača.

3 ARHITEKTURA I KONFIGURACIJE CAPACITY MAX SISTEMA

Konfiguracija se sastoji od dve RF lokacije, jedne menadzment (core) lokacije i dve aplikacione lokacije. RF lokacija sadrži jedan ili više trunked repetitora, nijedan ili više data revert repetitora i opciono na lokaciji može postojati neka aplikacija za upravljanje, kao npr. radio management i sistemski savetnik (System Advisor). Takođe, obično na RF lokaciji postoji i druga oprema, npr. za napajanje uređaja.

Na menadzment lokaciji se nalaze Capacity Max server, aplikacija za upravljanje resursima, kao i aplikacije za upravljanje od drugih proizvođača. Unutar aplikacionih lokacija se nalaze data aplikacije, kao što su lokacijski server i server tekstualnih poruka, koje komuniciraju sa Data gateway. U okviru ovih lokacija mogu biti i voice aplikacije, kao što su konzola, snimač zvuka i telefonski gateway, koje komuniciraju sa gateway. Svi prethodno navedeni entiteti unutar CapacityMax sistema komuniciraju preko Ipv4 mreže.

3.1 Sajtovi

Sajt predstavlja fizičku lokaciju, gde se skup repetitora, servera i PC-a nalaze u okviru jedne lokalne mreže.

RF sajt podržava jedan ili više frekvencijskih parova, gde svaki frekvencijski par podržava dve Over the Air komunikacione putanje tj. dva logička kanala. Komunikaciona putanja se koristi kao kontrolni kanal, trunked kanal ili kao data revert kanal. U Capacity Max sistemu, kontrolni kanal je uvek prvi slot frekvencijskog para. Takođe, Capacity Max sistem dozvoljava da različiti RF sajtovi rade na različitim frekvencijskim opsezima.

Za potrebe Capacity Max projekta ulinkovano je 11 sajtova na teritoriji grada Beograda koji su dovoljni za pokrivanje celokupne teritorije grada. Lokacije koje su puštene u rad za potrebe Elektro distribucije Beograd su: Deligradska, Prvomajska, Brestići, Avala, Kosmaj, Tent A, Rudo1, Palata Albanija, Vodotoranj Košutnjak, Vodotoranj Barajevo, TS Batajnica 2, Smederevski put, Čačalica, Štubelj, Karaula, Ramački vis i Žeželj.

Sve repetitorske lokacije su unificirane, montaža uređaja (svičeva, rutera, repetitora itd.) je realizovana isto na svim lokacijama.

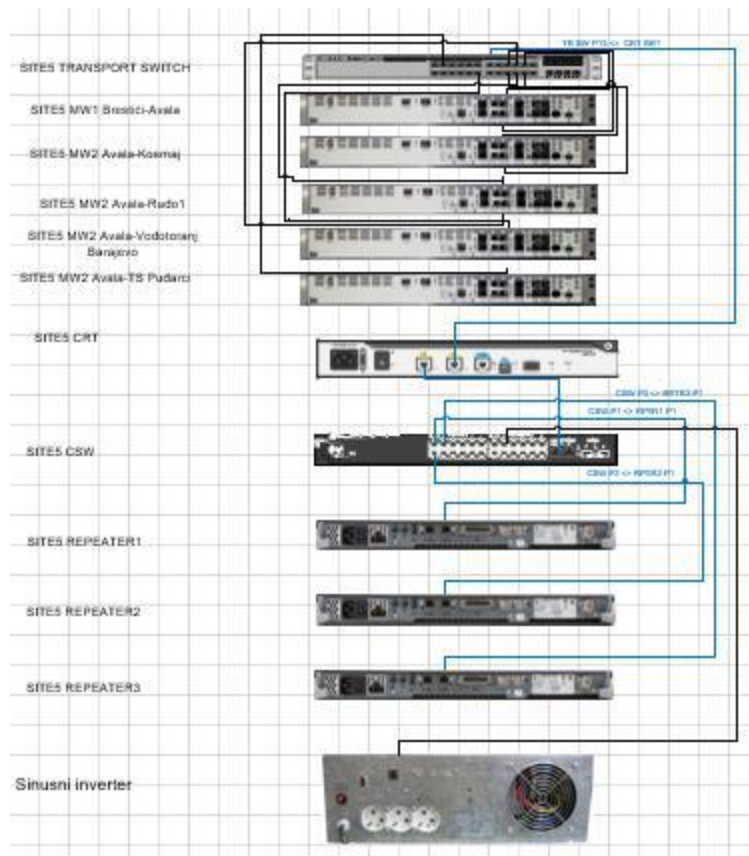


Slika 2: Lokacija Avalski toranj

Na svim lokacija je montirana unificirana oprema:

- ☐ Repetitori SLR5500 ili DR3000
- ☐ Pro-com kombajner (dvokanalni) ili Pro-com duplekseri
- ☐ Smart sinus UPS i 4baterije
- ☐ HPE MSR2000 router
- ☐ Aruba 2920 switch
- ☐ Transportni switch 2510 ProCurve
- ☐ SIAE linkovi kojima je ostvarena konekcija između svih lokacija u projektu

Što se tiče Capacity Max opreme (HP router, Aruba switch, Repetitori SLR5500 / DR3000) na svim lokacijama su povezani na identičan način tj na istim portovima na Aruba switch-u. Povezivanje ostatka opreme zavisi od slobodnog portova na transportnom switch-u i u zavisnosti da li je ta lokacija krajnja tačka ili čvorište (u zavisnosti od toga povezivanje linkova je drugačije i broj linkova na čvorištu je mnogo veći dok kod krajnjih tačaka postoji samo jedan link). Što se tiče VHF dela samog projekta, na svim lokacijama je montirana OMNI antena dok je na repetitorskim lokacijama Avala i Kosmaj urađena montaža panel antena zbog toga što su ovo najdominantnije tačke samog projekta.



Slika 3 - Povezivanje opreme na lokaciji Avalski toranj

3.2 Radio Management

Radio Management (RM) omogućava administratorima da konfigurišu, upravljaju i vrše programiranje korisnika i infrastrukture unutar Capacity Max sistema.

Radi se o aplikaciji koja je obavezni deo svakog Capacity Max sistema, koja može biti instalirana na svakom računaru koji zadovoljava određene minimalne hardverske i softverske zahteve, a koji ima direktnu IP konekciju sa Capacity Max sistemom. RM se sastoji od 4 komponente (RM Server, RM Client, RM Job processor i RM Device Programmer). Preporučuje se da jedan računar inicijalno bude određen za RM i da tu budu instalirane sve navedene komponente, čime se olakšava upravljanje i omogućava da konfiguracije budu na jednom mestu. Konfiguracije uređaja se čuvaju na centralnom mestu u RM Server-u i njima se može pristupiti sa udaljenog mesta korišćenjem RM Client-a. Prednost korišćenja RM-a je u tome da su konfiguracije sačuvane na jednom centralnom mestu.

Konfiguracija na sistemskom nivou – Svi uređaji u Capacity Max sistemu dele iste parametre sistemskog nivoa, čime se minimizira unošenje duplih informacija za svaki tip uređaja i stoga smanjuje verovatnoća greške. Primeri za ovo su trunking kontroler IP, informacija o sajtu, informacija o kanalu.

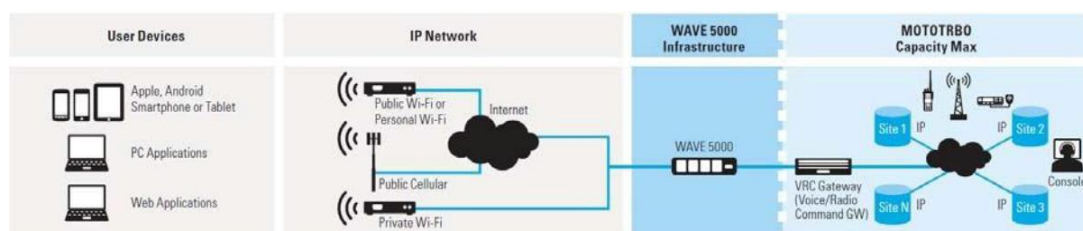
Nadogradnja firmware-a radio uređaja i repetitora – obavlja se korišćenjem RM-a.

Brojni uređaji se mogu selektovati i njihovo programiranje se može zakazati za tačno određeno vreme. Ovo je veoma korisno za programiranje brojnih radio uređaja sa različitim konfiguracionim setovima i jedinstvenim identifikatorima.

3.3 Wave5000 aplikacija

Primenom ove aplikacije omogućava se PTT glasovna komunikacija između širokopojsnih mrežnih uređaja (pametni telefoni, tableti, računari), kao i između pomenutih uređaja i radio uređaja Capacity Max sistema. Ovo softversko rešenje se zasniva na klijent-server arhitekturi.

Wave5000 server komunicira sa Capacity Max sistemom preko gateway-a. U sistemu može biti najviše jedan Wave5000 server, koji podržava do 50 istovremenih poziva. Grupni poziv, koji uključuje širokopojsne uređaje, se posmatra kao jedan poziv, jer se koristi IP multicast. Wave Mobile Communicator klijent je softver koji se instalira na širokopojsni uređaj. Maksimalan broj aktivnih klijenata unutar Capacity Max sistema je 3000. Podržani su sledeći tipovi DMR govornih poziva: grupni poziv, sveopšti poziv (site, multi-site i system) i individualni OACSU poziv.



Slika 4: Wave5000

Jedan od primera Wave5000 aplikacije jeste pokrivanje dzepova radio signalom u užem jezgru grada, naročito u zgradama ili pod zemljom. U praksi to bi značilo da korisnik, koji nosi ručnu radio stanicu ne bi više imao domet kada uđe u takav objekat i izgubio bi vezu sa dišečermom, što bi dalje značilo da je njegov rad nebezbedan i rizičan. Kako bi se ovaj problem prevazišao i korisnik ostao povezan na sistem, iako je izgubio vezu sa repetitorskom lokacijom, moguća je primena Wave5000 aplikacije. Pristup na širokopojsni sistem pametni uređaji ostvaruju preko 3G/4G i Wifi mreže. Onog trenutka kada se povežu na sistem, imaju pristup dvosmernoj radio mreži i povezani su sa govornom grupom (grupom radio stanica) unutar nje.

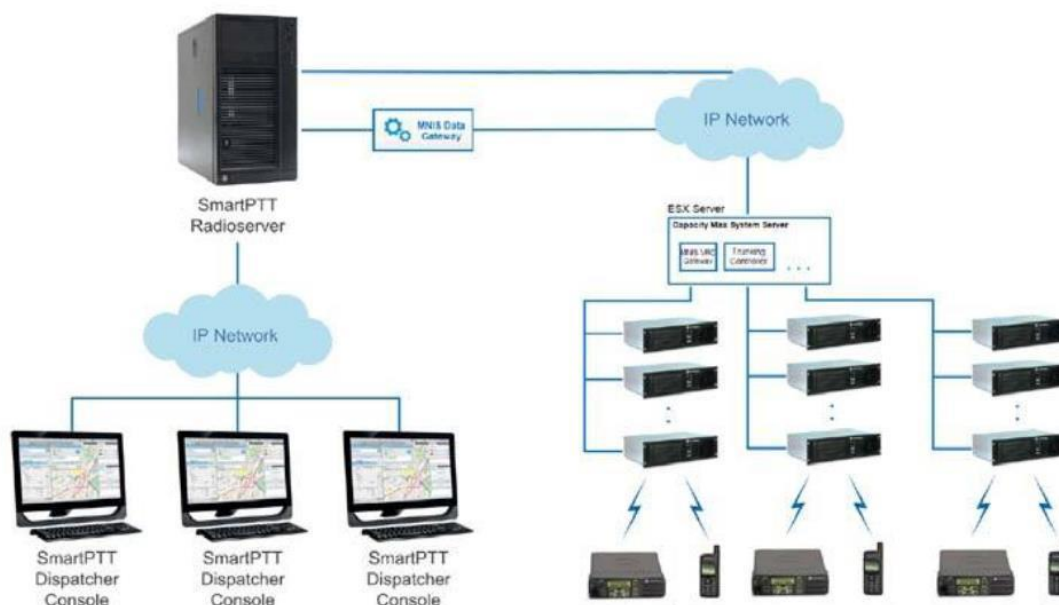
3.4 Dispečarski softver SmartPTT

U prethodnom sistemu Elektro distribucije Beograd, za snimanje razgovora, korišćeni su registrofoni koji su bili preskupi i nisu mogli da čuvaju veliki broj poziva, a dešavalo se da se kvare nakon određenog vremenskog perioda. Snimanje razgovora, GPS praćenje i još mnogo servira u novom Capacity Max sistemu rešili smo pomoću aplikacije koja se zove SmartPTT.

Centralizovano upravljanje i koordinacija predstavljaju jedan od najvažnijih aspekata funkcionisanja radio sistema. Unutar sistema je potrebno obezbediti rešenje, kako za tradicionalno dispečovanje govornih poziva, tako i za napredne funkcionalnosti digitalnih sistema u vidu lokacijskih servisa, prenosa tekstualnih poruka, mogućnosti praćenja kretanja radio uređaja, kontinualnog snimanja razgovora i monitoringa sistema. Jedno od takvih rešenja je dispečarska softverska aplikacija SmartPTT Plus.

U pitanju je softversko rešenje, namenjeno za kontrolne sobe unutar operativnih centara, koje omogućava uvid u stanje sistema, u realnom vremenu. Zasniva se na klijent-server arhitekturi tj sastoji se od SmartPTT Plus dispečarske konzole, instalirane na PC računaru i SmartPTT Plus Radio servera, koji obezbeđuje povezanost sa drugim entitetima digitalnog radio sistema. U cilju postizanja veće pouzdanosti radio sistema, moguća je upotreba redundantnog SmartPTT Plus Radio servera.

SmartPTT Plus aplikacija je u potpunosti integrisana u infrastrukturu radio sistema preko IP mreže, čime se obezbeđuje skalabilnost samog sistema, tako da sistem može rasti u skladu sa potrebama korisnika. Dodatno, upravo ta IP povezanost omogućava da se SmartPTT Plus može koristiti i za decentralizovano upravljanje sistemom, sa konzolama koje su locirane na mestima gde je to potrebno.

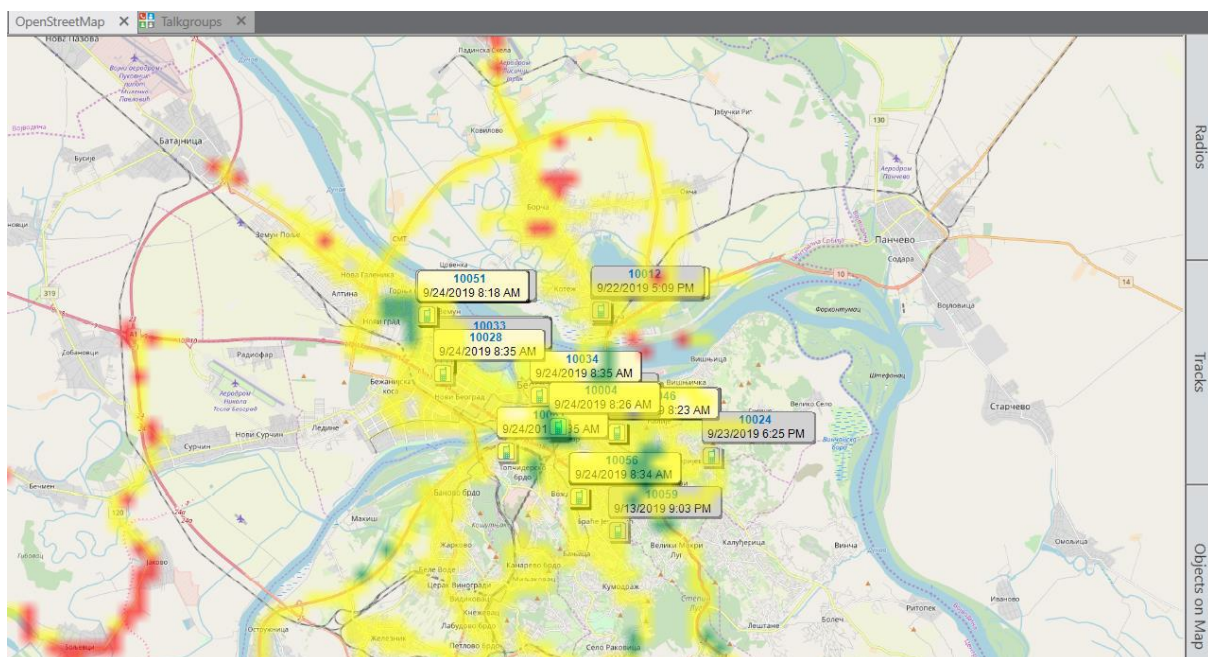


Slika 5: SmartPTT Plus aplikacija unutar Capacity Max sistema

Osnovne karakteristike i funkcionalnosti SmartPTT Plus aplikacije su:

- Dispečovanje govornih grupa – SmartPTT Plus aplikacija obezbeđuje komunikaciju između dispečara i udaljenih radio uređaja. Mogući su broadcast, grupni, privatni i hitni pozivi korišćenjem programiranih prečica.
- Upravljanje flotom – Primenom aplikacije dispečer može efikasno upravljati i daljinski nadgledati radio uređaje, dobiti trenutni status uređaja i konfigurisati radio uređaje da šalju izveštaje ka serveru.
- Skladištenje događaja – Moguće je zabeležiti sve događaje unutar sistema, uključujući pozive, tekstualne poruke i promene statusa, vršiti filtriranje i generisanje izveštaja sa informacijama o lokaciji i statusu uređaja.
- Alarmi i izolovan korisnik – Poboljšana je bezbednost osoblja korišćenjem automatskih alarma i zaštitom izolovanog korisnika. Alarm može biti poslat kao automatska poruka, e-mail ili SMS.
- Radni nalozi – Dispečer može da kreira, dodeljuje i nadgleda radne naloge putem radio mreže, u cilju što efikasnije dostave rutinskih zadataka. Korisnici mogu da prihvate ili odbiju radni nalog jednostavnim pritiskom tastera.
- Telemetrija – Pomoću aplikacije iz kontrolne sobe operativnog centra, može se nadgledati i kontrolisati oprema na udaljenim lokacijama.
- Tekstualne poruke ili e-mail – Kada je potrebna tiha komunikacija i intrukcija, moguće je slanje broadcast, grupne ili privatne tekstualne poruke. Korisnik može odgovoriti dispečaru na poruku.

- Snimanje govora – Moguće je kontinualno snimanje svih poziva sa opcijom reprodukcije radi analize, kreiranja izveštaja ili u svrhe obuke. Audio fajlovi se čuvaju u MP3 formatu na radioserveru i konzola.
- GPS praćenje – Dispečer može, u realnom vremenu, da prati korisničke radio uređaje (ručne ili u vozilima) koristeći satelitske sisteme za navigaciju, sve u cilju obezbeđenja maksimalne sigurnosti i produktivnosti. Moguće je videti rute kretanja, postaviti granice u kojima se korisnik može kretati i sve to prikazati na mapi.
- Monitoring zone pokrivanja – Na osnovu prikupljenih vrednosti parametara RSSI, sa radio stanica koje poseduju GPS prijemnik, moguće je grafički predstaviti zonu pokrivanja. Time se maksimiziraju performanse sistema i osigurava da su svi povezani unutar zone pokrivanja.
- Telefonska interkonekcija – dispečer može da poziva i prima telefonske pozive preko dispečarske konzole i prebacuje ih na radio uređaje unutar radio sistema.



Slika 6: Nivoi signala na teritoriji grada Beograda

4 POTREBE ZA RADIO-VEZAMA U OKVIRU ELEKTREODISTRIBUCIJE SRBIJE

Osnovna delatnost „Elektrodistribucije Srbije“ d.o.o Beograd jeste distribucija električne energije i u tu svrhu svakodnevno se obavljaju poslovi izgradnje i održavanja distributivne mreže. To podrazumeva izlaženje dispečarskih ekipa na teren na široj teritoriji grada Beograda. Za rad dispečarskih ekipa, ekipa održavanja i svih mobilnih ekipa, neophodno je obezbediti mogućnost ostvarivanja govorne komunikacije sa odgovarajućim dispečarskim centrom i sa pojedinim poslovnim centrima. U okviru Distributivnog područja Beograd, realizovali smo projekat koji sadrži 31 repetitora (SLR5500 i DR3000) na 12 repetitorskih lokacija, 160 ručnih, fiksnih i mobilnih radio stanica (DP4401e, DP4801e, DM4401e, DM4601e).

4.1 Merenje jačine signala na ručnoj radio stanici

Izvršeno je merenje jačine signala na ručnoj radio stanici DP4801 u Beogradu, u različitim vremenskim intervalima kako bi mogli da uporedimo jačinu signala u različitoj gustini saobraćaja.

„RSSI“ – Received signal strength indication predstavlja nivo signala na prijemu a najviše zavisi od toga koliko je ručna radio stanica udaljena od repetitora.

U idealnom slučaju pretpostavlja se da u prostoru između predajnika Tx i prijemnika Rx ne postoje nikakvi objekti koji bi mogli da apsorbuju ili reflektuju radio talas, da se atmosfera ponaša kao idealni neapsorbujući medijum, da je Zemlja beskonačno udaljena od signala koji propagira (nema refleksije od površine Zemlje).



Slika 7: Ručna radio stanica DP4801

Broj merenja	Prva tačka merenja	
	08:00h	12:00h
	Nivo signala (dBm)	Nivo signala (dBm)
1	-100.594	-104.305
2	-95.035	-100.363
3	-105.785	-108.84
4	-98.926	-97.848
5	-100.832	-89.266
6	-96.223	-90.637
7	-96.637	-108.359
8	-107.832	-104.911
9	-88.285	-91.52
10	-97.762	-95.16
11	-93.16	-101.321
12	-95.242	-93.695
13	-104.941	-96.841
14	-99.363	-92.168
15	-100.109	-98.262
16	-90.801	-100.218
17	-89.871	-101.829
18	-100.645	-101.359
19	-99.824	-98.243
20	-96.453	-99.419
21	-88.84	-99.992
22	-91.293	-102.311
23	-101.906	-102.714
24	-92.766	-100.772
25	-93.578	-99.111
26	-96.355	-97.366
27	-94.668	-87.331
28	-96.992	-84.661
29	-94.688	-82.917
30	-91.953	-79.552

Tabela 1: Nivoi signala i broj merenja

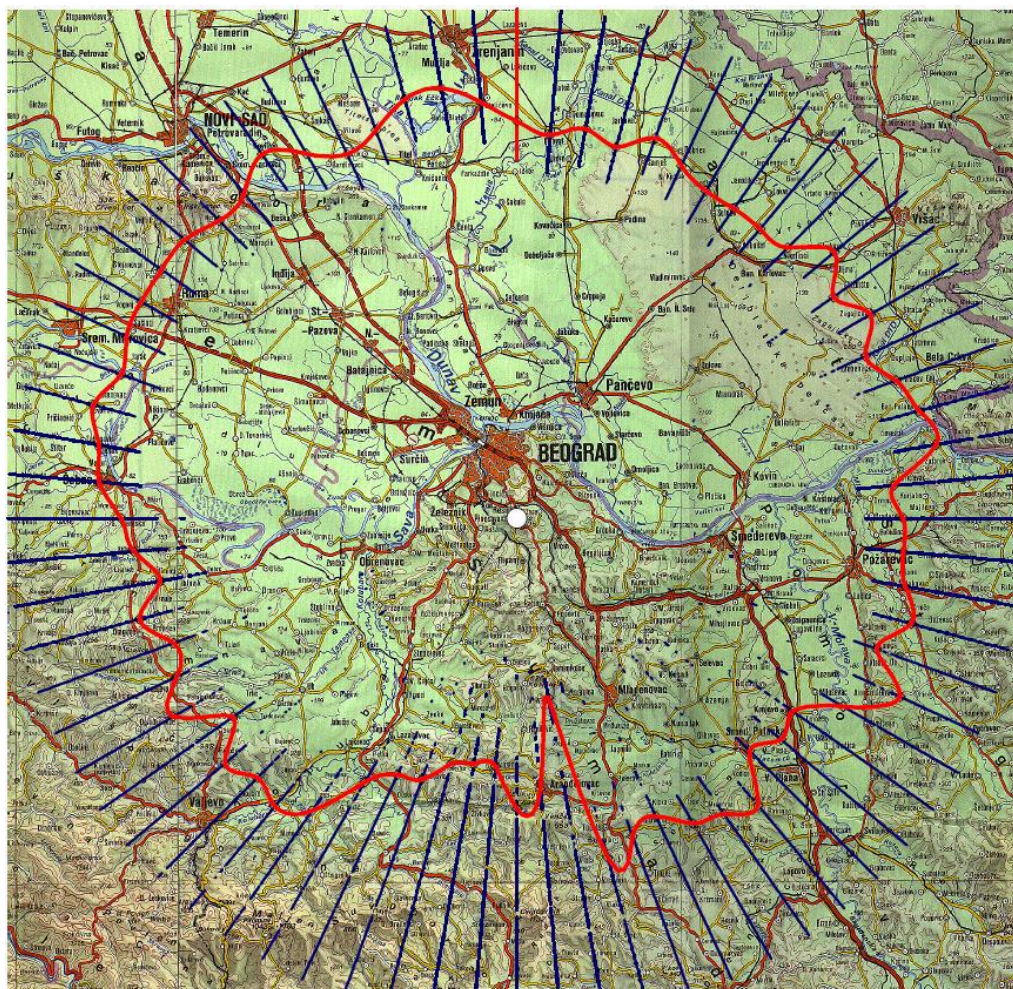
Kao što smo u prethodnom tekstu najavili, reč je VHF radio-sistemu koji radi u opsegu frekvencija od 160MHz-174MHz. Merenje nivoa signala je izvršeno na Dorćolu i to ujutru u 8h i popodne od 12h. Izmereni podaci su smešteni u excel tabeli i na osnovu njih su izračunate: srednja vrednost signala, medijana, apsolutna i relativna greška.

Srednja vrednost (dBm)		Medijana (dBm)	
08:00h	12:00h	08:00h	12:00h
-96.71196667	-97.04303333	-96.453	-99.111
Apsolutna greška (dBm)		Relativna greška (dBm)	
08:00h	12:00h	08:00h	12:00h
3.2881	2.957	-0.0339	-0.0304

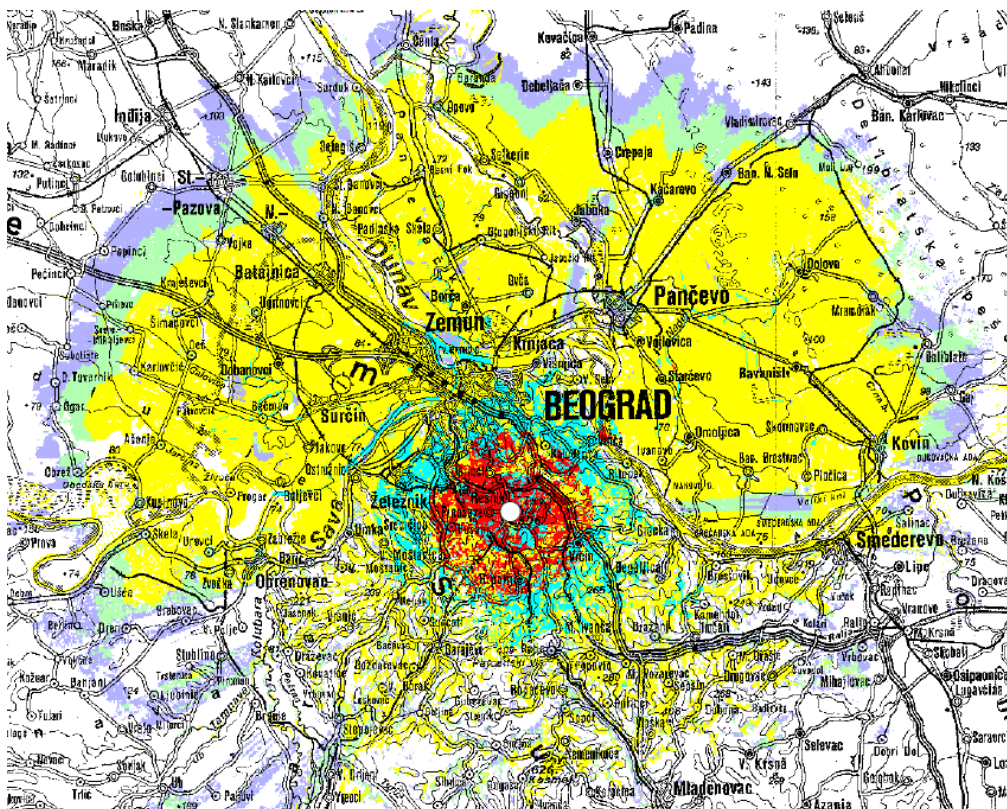
Tabela 2: Srednja vrednost, Medijana, Apsolutna i relativna greška

4.2 Grafički i numerički rezultati proračuna zone pokrivanja

Grafički i numerički rezultati proračuna zone pokrivanja repetitorske lokacije „Avalski toranj“. Frekvencija 168.000 MHz, ERPmax 19W. Na lokaciji su montirane Yagi antene.



Slika 7: Zona pokrivanja lokacije Avalski toranj



Slika 8: Nivoi signala na ručnim i mobilnim radio stanicama u zatvorenom i otvorenom prostoru kao i u urbanim uslovima sa Avalskog tornja

Crvena boja označava ručnu radio stanicu u zatvorenom prostoru urbanog okruženja. Plavom bojom su označene ručne radio stanice u zatvorenom prostoru u ruralnom okruženju. Žutom bojom su novoi na ručnim radio stanicama na otvorenom u urbanom okruženju. Zelenom boja označava ručne radio stanica na otvorenom u ruralnom okruženju, dok su lila bojom označene kolske radio stanice u urbanim uslovima.

5 ZAKLJUČAK

Nakon implementacije celokupnog Capacity Max sistema, više se nije pojavio problem, kao kod prethodnog sistema, da nema dovoljno resursa da se ostvari poziv i da su ljudi na terenu osuđeni da čekaju da se oslobodi kanal kako bi stupili u kontakt sa dispečarom iako ima neuporedivo više stanica u sistemu nego što je to bilo u prethodnom periodu. Konačno je ovo sistem na koji možemo da se oslonimo, pogotovo u toku godine kada su loše vremenske prilike i kada imamo problem sa mobilnim baznim stanicama.

Olakšan je rad dispečara u centru koji rukovodi svim dežurnim službama na terenu i koji ima ogromnu odgovornost da svaka manipulacija prođe u najboljem redu. Bez problema uz korišćenje aplikacije SmartPTT, dispečar može preko Google mapa da navodi ekipu na terenu ili da vidi koja mu je ekipa najbliža mestu kvara.

Veoma veliki problem je bila komunikacija u podzemnim trafostanicama na području teritorije grada Beograda ali je sada taj problem rešen korišćenjem aplikacije Wave5000. U svim podzemnim trafostanicama su instalirani Wi-fi ruteri. Čim ekipa uđe u podzemnu trafostanicu, ručna radio stanica se automatski konektuje na Wi-fi. Neophodno je da radnik u trafostanici potencijetrom prebaci na grupu Wave i time ostvaruje vezu sa dispečarskim centrom.

Kroz ovu ogromnu linkovsku mrežu na teritoriji naše zemlje, uvezali smo naše centre Elektro distribucije kao što su Beograd, Kraljevo, Kragujevac, Niš i time olakšali slanje internih podataka. Omogućeno je daljinsko praćenje rada trafostanica preko SCADA sistema, video nadzor, kontrola pristupa i perimetarska zaštita pošto je sa ovim postojećim sistemom umrežen ogroman broj trafostanica po Srbiji.

Celokupan sistem pruža ogromnu mogućnost za dalju implementaciju. Jedan od problema u prethodnom sistemu je bio rezervno baterijsko napajanje, prilikom nestanka električne energije na lokacijama dolazilo je do prestanka rada repetitora a time i do prestanka komunikacije, sada je taj problem rešen sa rezervnim baterijskim napajanjem koji može napojiti celokupnu lokaciju 6 sati nakon nestanka električne energije.

6 LITERATURA

- [1] System Release MOTOTRBO Capacity Max System Planner
- [2] Professional digital two-way radio system MOTOTRBO System Planner
- [3] MOTOTRBO Site Survey
- [4] SIAE Microelettronica Fundamental of Telecommunication
- [5] SIAE Microelettronica Propagation & Link Budget