

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;

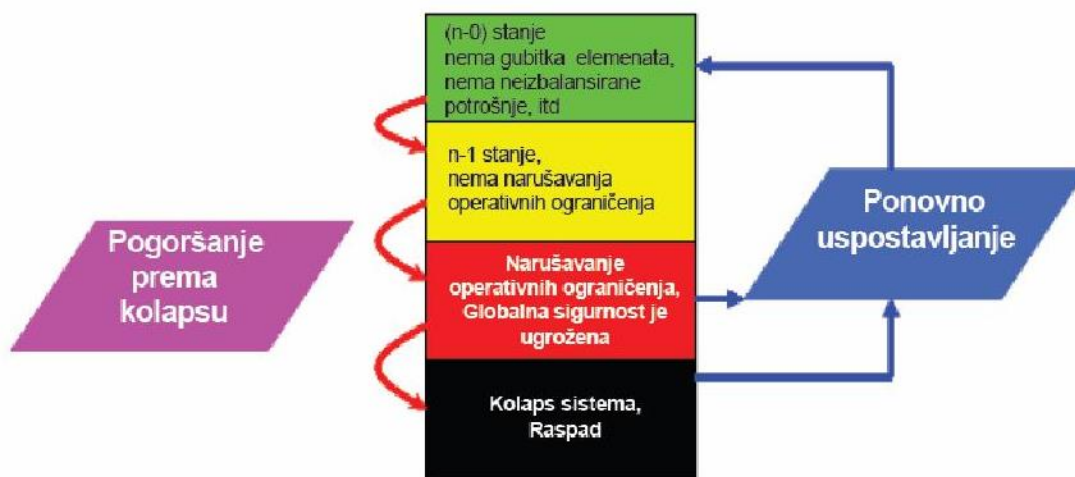
Opšti nivo sigurnosti EES-a se povećava zahvaljujući tehničkom napretku. Međutim, ostaje i dalje rizik od poremećaja zbog:

- 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:



Slika II: Planirana i stvarna prekogranična razmjena na dan 21.06.2024.god za 12. sat

- * *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)

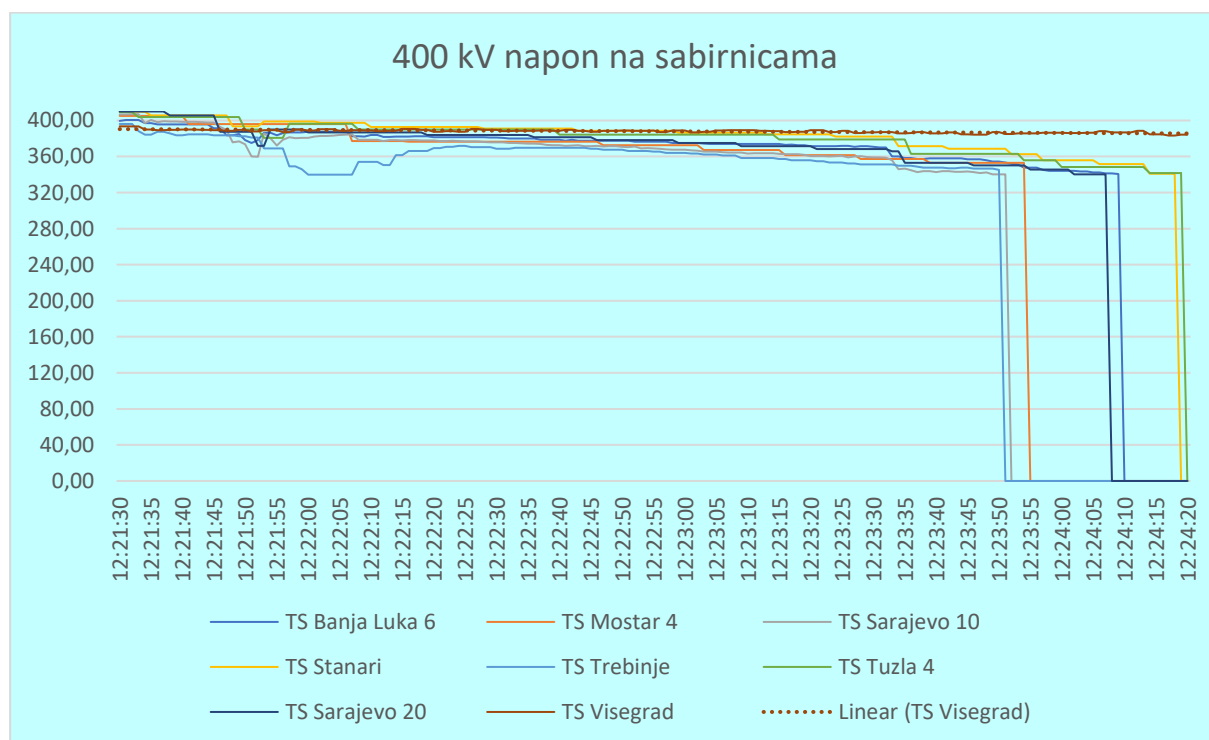
① - ②① - redoslijed ispada dalekovoda u regionu



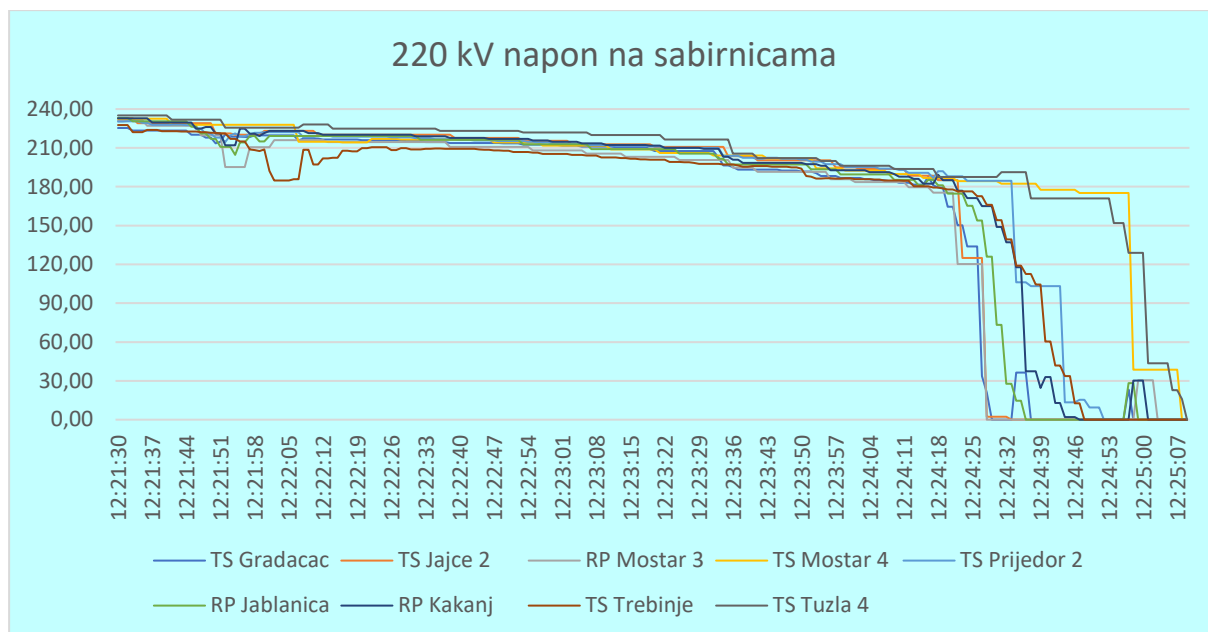
Slika III: geografski prikaz na karti jugoistočne Evrope sa redosledom ispada dalekovoda

3.2 Odziv EES BiH u trenutku nastanka poremećaja

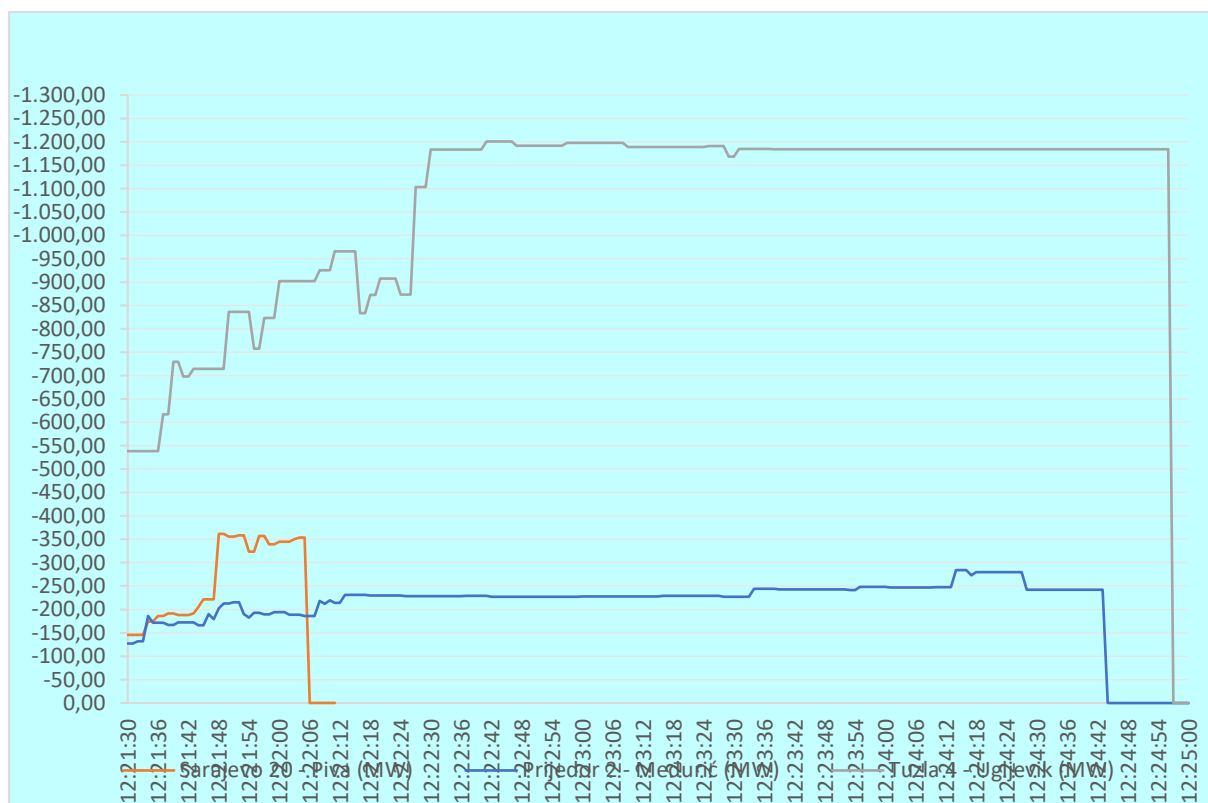
U trenutku ispada DV 400 kV dalekovoda Zemblak – Kardina (12:21:33) dolazi do većeg propada napona u mreži BiH posebno u južnom dijelu zemlje, blizu granice sa Crnom Gorom ,gdje se u TS Trebinje bilježi propad 400 kV napona u 12:22:01 h na 340 kV kao i propad napona u 220 kV mreži na 184,70 kV za isti 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.



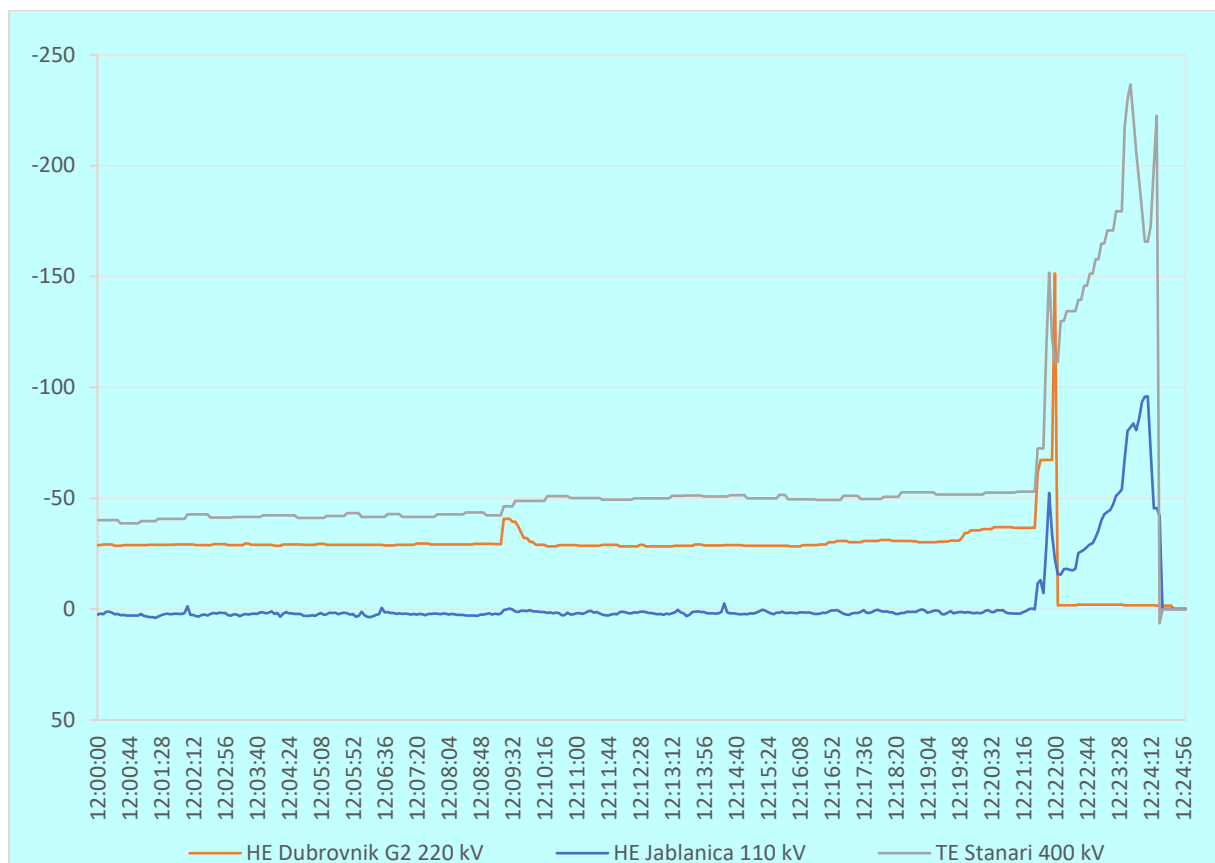
Dijagram I: Naponske prilike na 220 kV sabirnicama u trenutku nastanka poremećaja (SCADA-e NOSBiH)



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”.

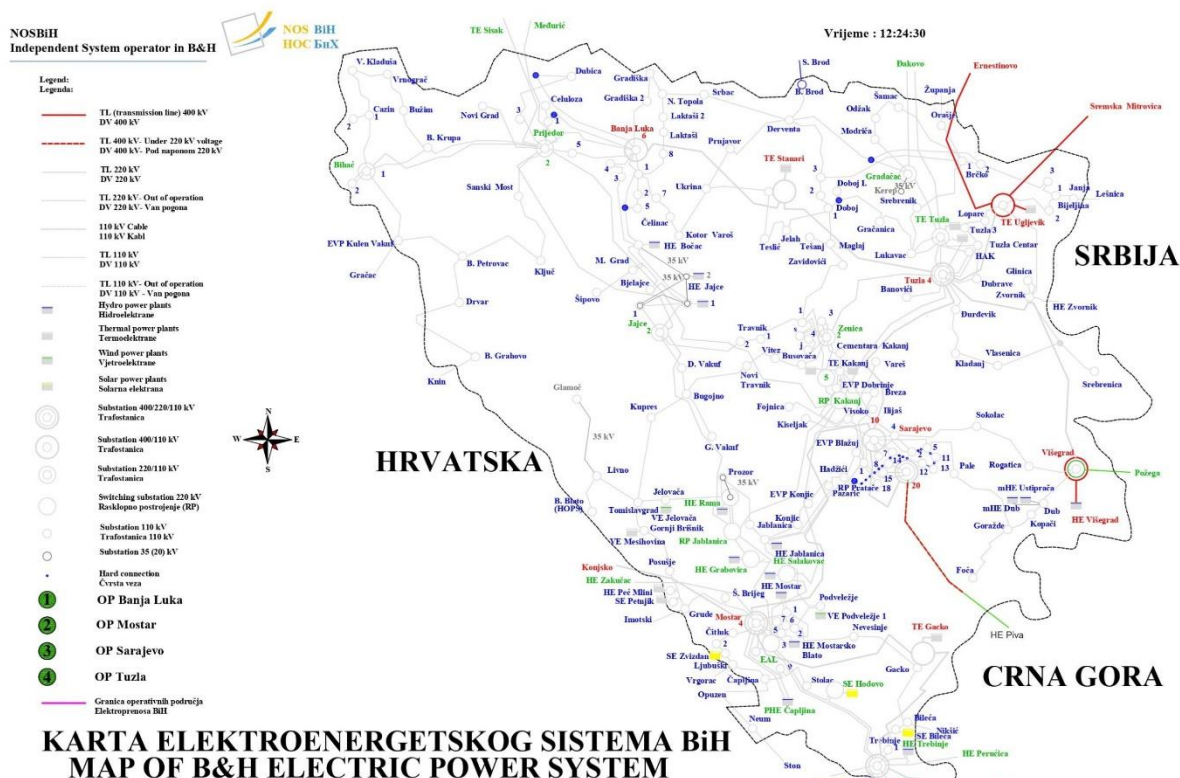
Sporazumima o radu prenosnih sistema (bilateralnim sporazumima potpisanim između susjednih sistema) definisana je obaveza međusobne pomoći prilikom restauracije sistema u jednom prenosnom sistemu. Sistem koji je stabilan i koji može pružiti neophodnu pomoć prilikom restauracije, pruža neophodnu pomoć prosljeđivanjem napona sistemu koji je poremećen.

Prilikom restauracije, prenosni sistem koji je doživio poremećaj, počinje energizaciju postrojenja prosljeđivanjem napona prioritnim 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.



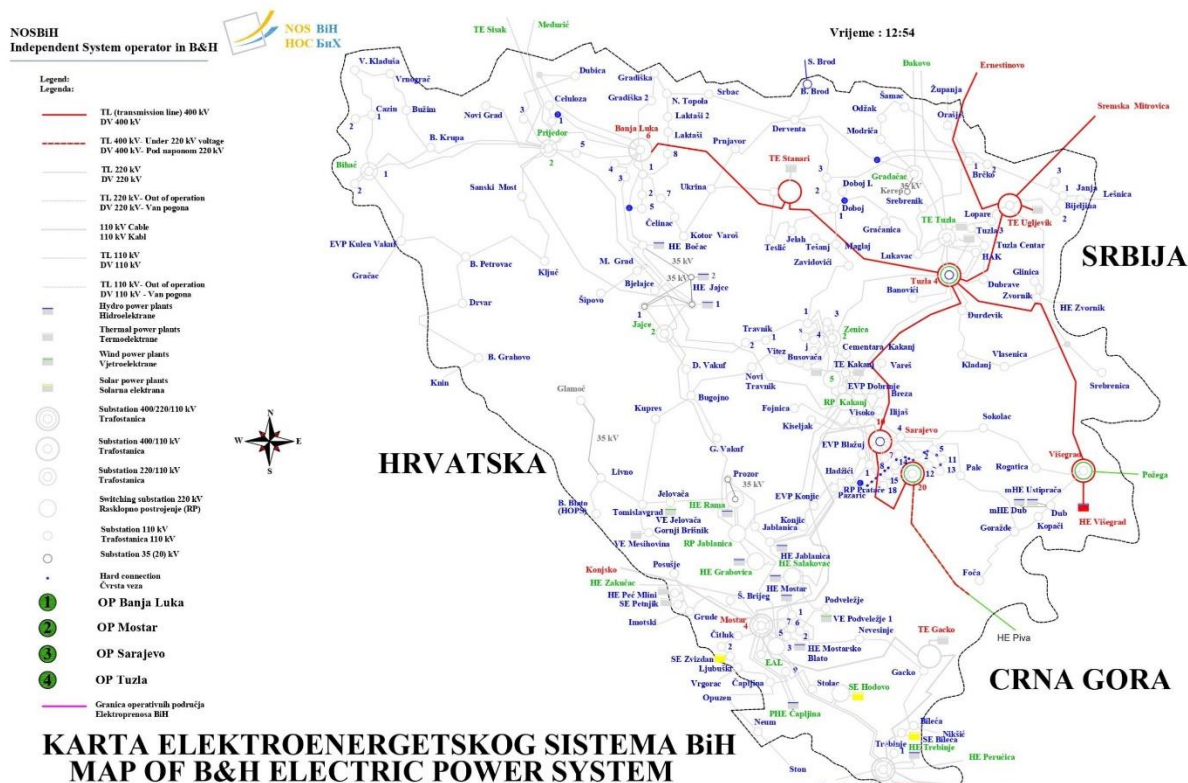
Slika IV: Trenutno stanje EES BiH u 12:24:30 nakon poremećaja

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.

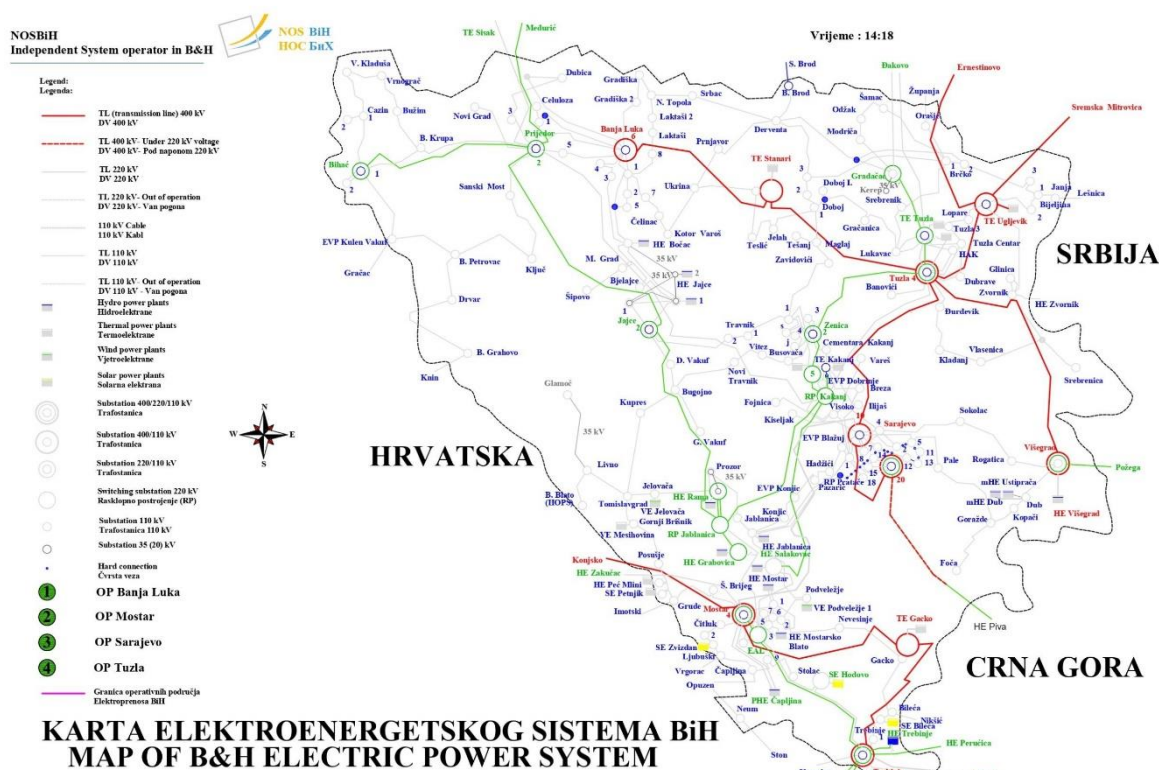
U 13:01 sati već imamo i potrošnju u iznosu od 11MW, uključen DV 400 kV Sarajevo 10 – Mostar 4 ali i zbog povišenih napona i djelovanja nadnaponske zaštite, ispad generatora u HE Višegrad. U ovom trenutku već je primjetan problem u komunikaciji sa dežurnim uklopničarima jer sam proces prosljeđivanja 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 uključivanja 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.

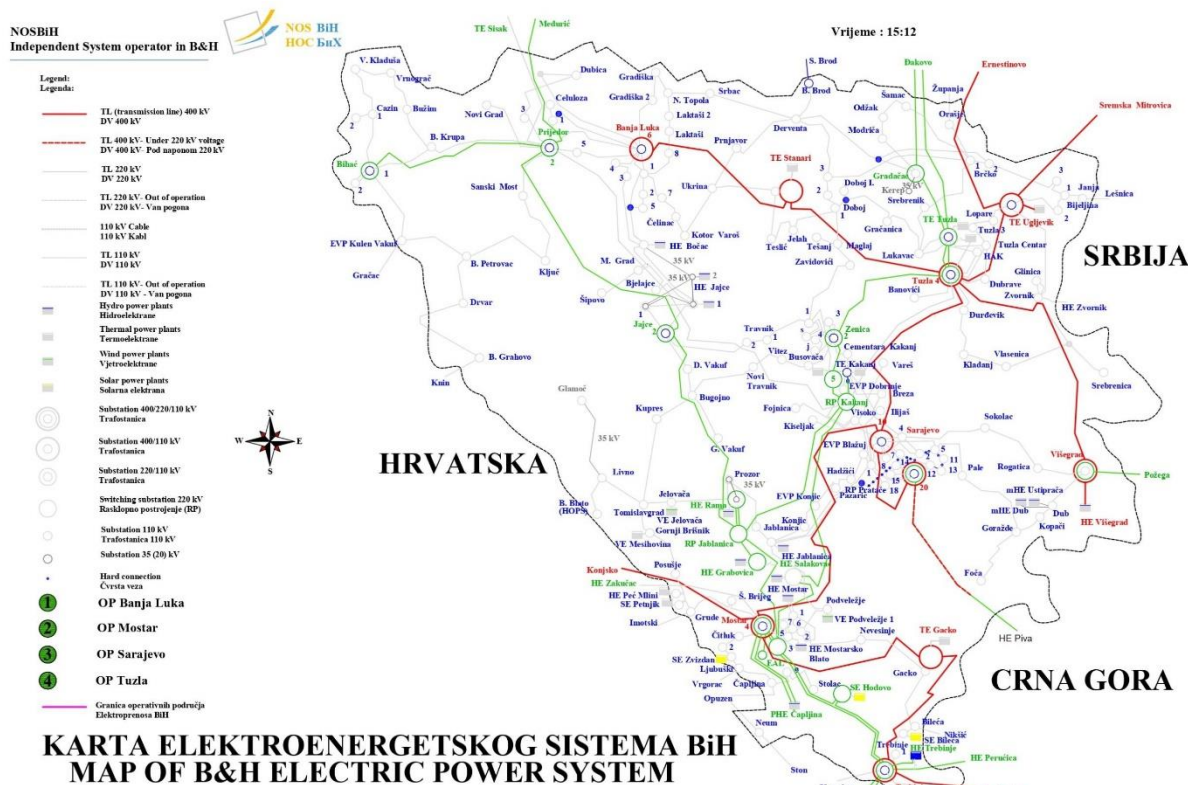
Dispečerskim akcijama i velikim naporima da se uključe mrežni transformatori (problem u gubitku rezervnog napajanja sekundarnih krugova u TS Mosatr 4) uključuje se mrežni transformator 400/110kV u TS Mostar 4 ali i prosljeđivanje 220 kV napona prema TS Trebinje (neophodnost prisustva napona u TS Trebinje 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.

Tako u 15:12 sati imamo uključenu kompletnu 400kV mrežu, kako internu tako i prekograničnu ali i skoro komplet 220kV mrežu, izuzev DV 220kV Prijedor 2 – TE Sisak i DV 220 kV Mostar 4 – HE Zakućac, dalekovoda koje uključujemo u narednim minutama. U ovom trenutku, opterećenje prenosnog sistema u BiH iznosu 1300MW sa proizvodnjom u iznosu od 518MW.



Slika VII: Trenutno stanje EES BiH u 15:12:00 sati

Kompletnan 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.

Ovakav omjer proizvodnje i potrošnje ostaje i u narednim satima, gdje posle resinhronizacije kompletnog prenosnog i distributivnog sistema, operator prenosnog sistema se suočava sa drugim problemom, debalansom u kontrolnoj oblasti BiH. Napominjemo da je neposredno prije poremećaja, proizvodnja iz termoelektrana u BiH iznosila c.ca 800MW i ispadima ovih proizvodnih objekata gubi se mogućnost za brzim obezbjeđenjem potrebne količine električne energije iz proizvodnih objekata u BiH. Otežavajuća okolnost je ljetni period, prethodno izuzetno loša hidrološka godina i stanje voda u akumulacijama nezadovoljavajuće za obezbjeđenje dovoljnih količina električne energije. U narednom periodu, kada su uslovi na tržištu omogućavali, izvršena je kupovina određenih količina električne energije koja je bila u tim trenucima dostupna ali i neophodna za potrebe EES BiH. Operator prenosnog sistema u BiH – DC NOSBiH je izvršio i nabavku određenih količina prekograničnih tercijarnih rezervni iz kontrolnih oblasti Srbije i Crne Gore, te na taj način smanjio veliki debalans. Kompletne normalizacije u pogledu negativnog debalansa se normalizuje od 00:00 sati dana 22.06.2024.godine kada su sve balansno odgovorne strane izvršile nabavku električne energije, obzirom da se ni jedna termoelektrana nije vratila na prenosnu mrežu (jedan generator u TE Kakanj sinhronizovan na mrežu ali nedugo zatim ispad generatora sa prenosne mreže).

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.