

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](mailto:bskrbic@etf.bg.ac.rs)  
Кристина Лазовић, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, [kristinadz@etf.bg.ac.rs](mailto:kristinadz@etf.bg.ac.rs)  
Ђорђе Лазовић, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, [lazovic@etf.bg.ac.rs](mailto:lazovic@etf.bg.ac.rs)  
Жељко Ђуришић, Електротехнички факултет, Универзитет у Београду, [djurisic@etf.bg.ac.rs](mailto: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:

$$W_{n\_pu} = \sum_k (P_{OIE\_pu}(t_k) - 1) \cdot 1h, \text{ за } P_{OIE\_pu}(t_k) > 1 \text{ r.j.}, \quad (7)$$

$$P_{OIE\_pu}(t_k) = \frac{P_{OIE}(t_k)}{P_{MP}}, \quad (8)$$

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.

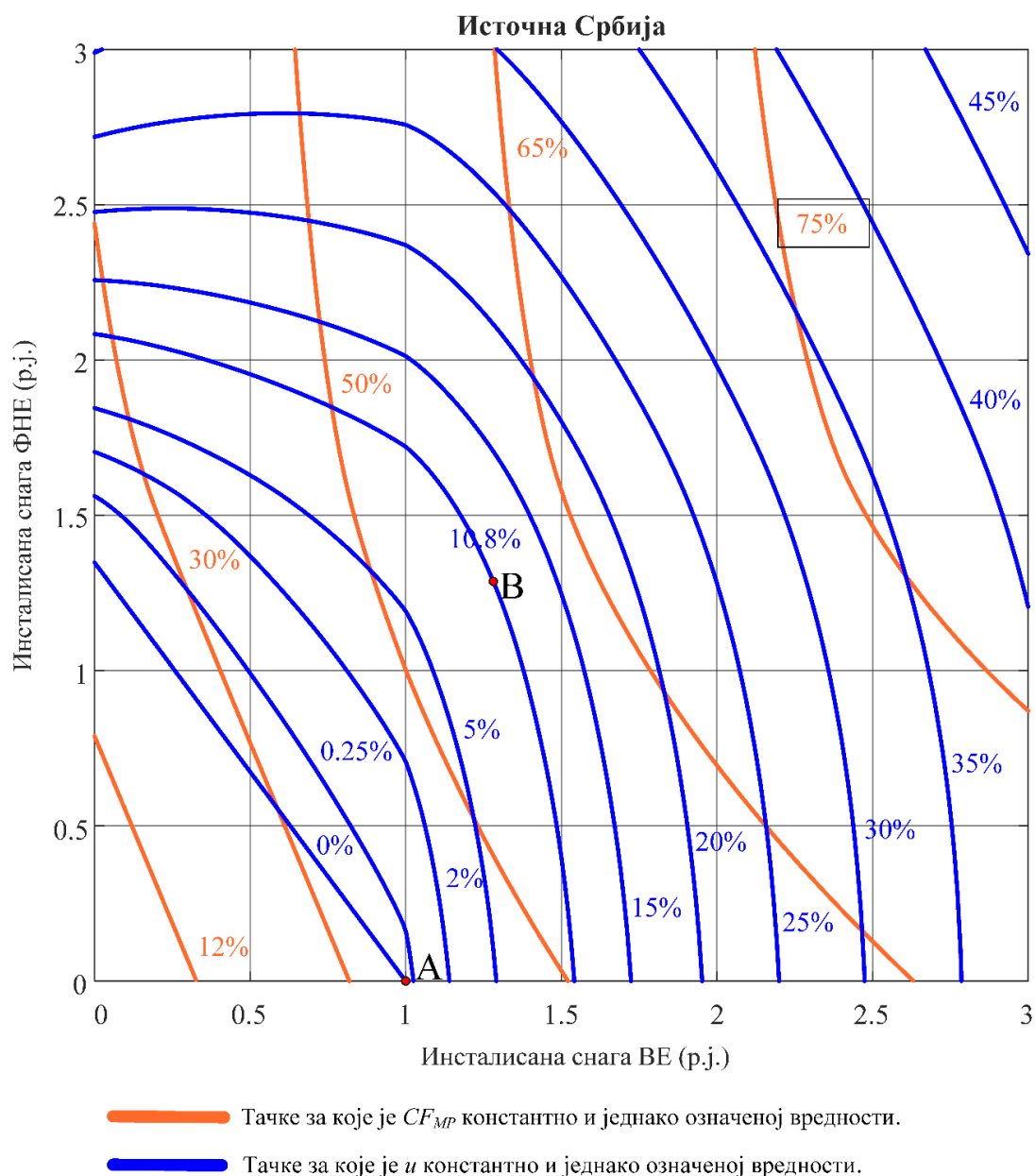
### 3 ОПТИМАЛНА СТРУКТУРА КАПАЦИТЕТА ХИБРИДНЕ ВЕТАР-СОЛАРНЕ ЕЛЕКТРАНЕ У РАЗЛИЧИТИМ РЕГИОНИМА У СРБИЈИ

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 хибридну електрану одређене структуре, односно директно се читава структура капацитета за хибридну 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 хибридну 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.

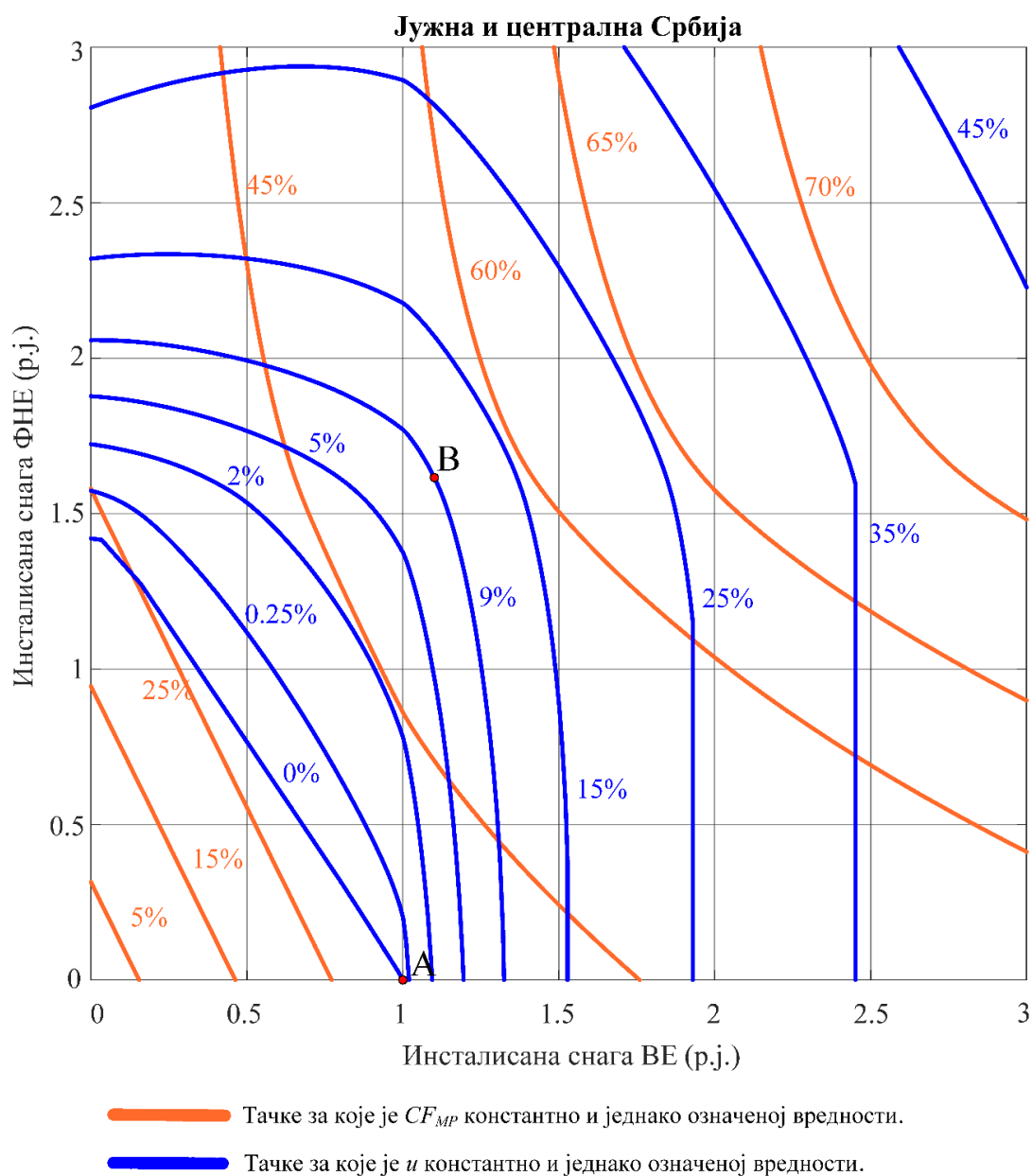
Бенефити комплементарности ресурса огледају се у томе што је за исти ниво релативних губитака расположиве енергије, колокацијом ВЕ и ФНЕ иза заједничког прикључка могуће постићи већи фактор искоришћења капацитета места прикључења него засебном ВЕ или ФНЕ. То показују плаве и наранџасте криве на Слици 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

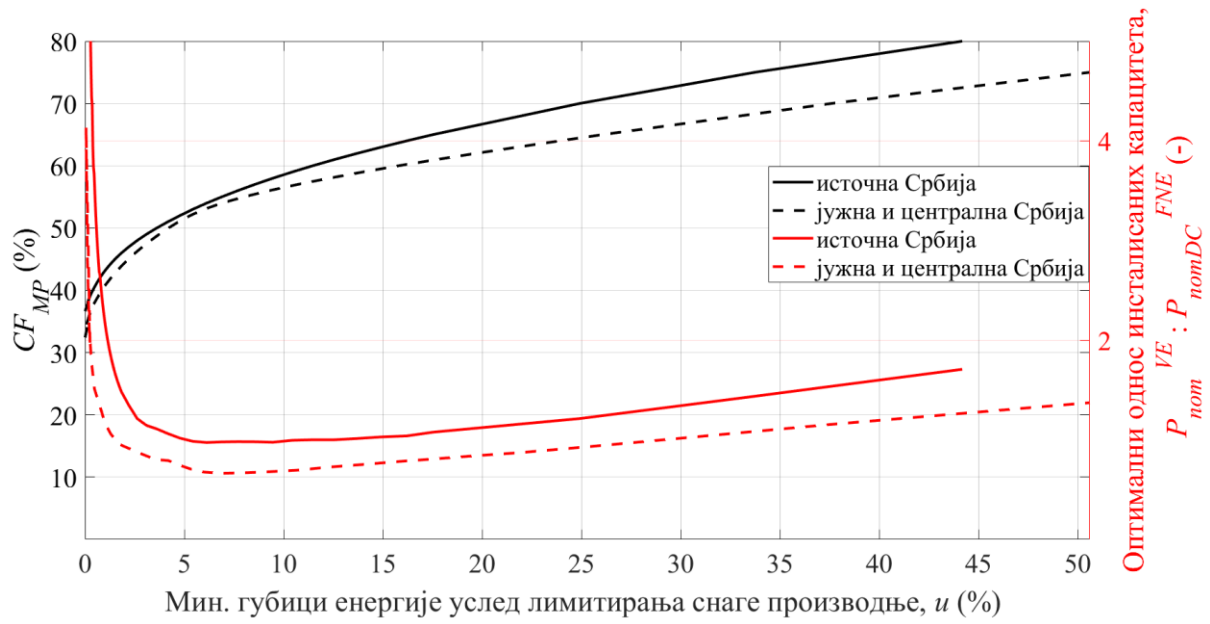
комплементарност профила производње ФНЕ и ВЕ већа, ове криве имају већу закривљеност, што значи да тачке које припадају истој плавој линији одликује већи дијапазон вредности показатеља  $CF_{MP}$ , односно постиже се веће повећање фактора искоришћења капацитета у тачкама  $(x, y)$  за које је  $x \neq 0$  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:

$$W_{n1} = \frac{u^*}{100} W_{g1}^{max}, \quad (10)$$

$$W_{n2} = \frac{u^*}{100} W_{g2}^{max}, \quad (11)$$

$$CF_{MP1}(\%) = \frac{\left(1 - \frac{u^*}{100}\right) W_{g1}^{max}}{P_{MP1} N_h} \cdot 100, \quad (12)$$

$$CF_{MP2}(\%) = \frac{\left(1 - \frac{u^*}{100}\right) W_{g2}^{max}}{P_{MP2} N_h} \cdot 100. \quad (13)$$

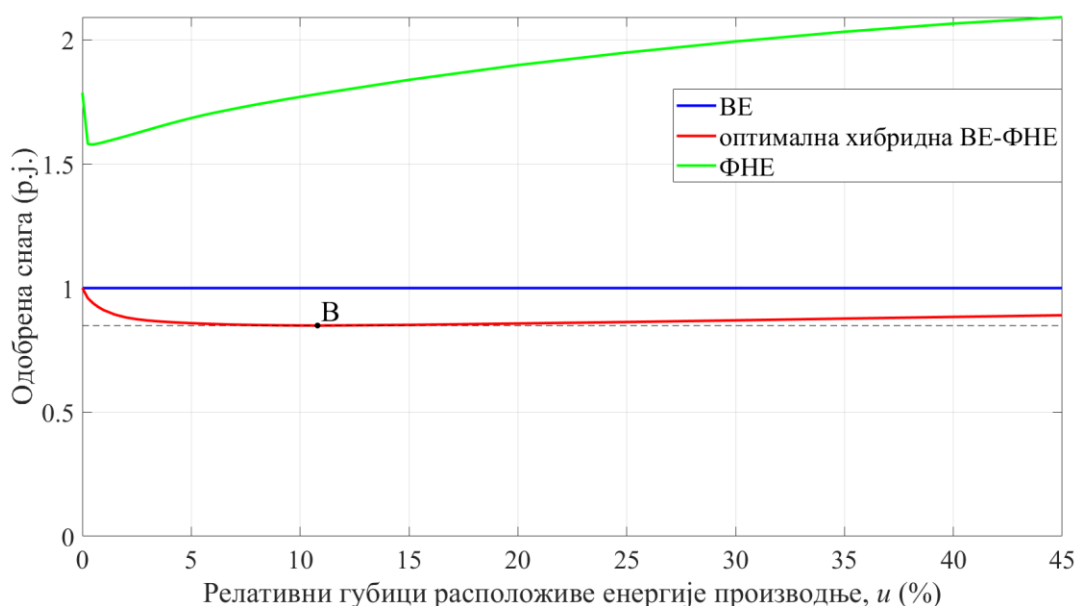
Из (12) и (13) следи да је:

$$\frac{CF_{MP1}}{CF_{MP2}} = \frac{W_{g1}^{max}}{W_{g2}^{max}} \frac{P_{MP2}}{P_{MP1}}. \quad (14)$$

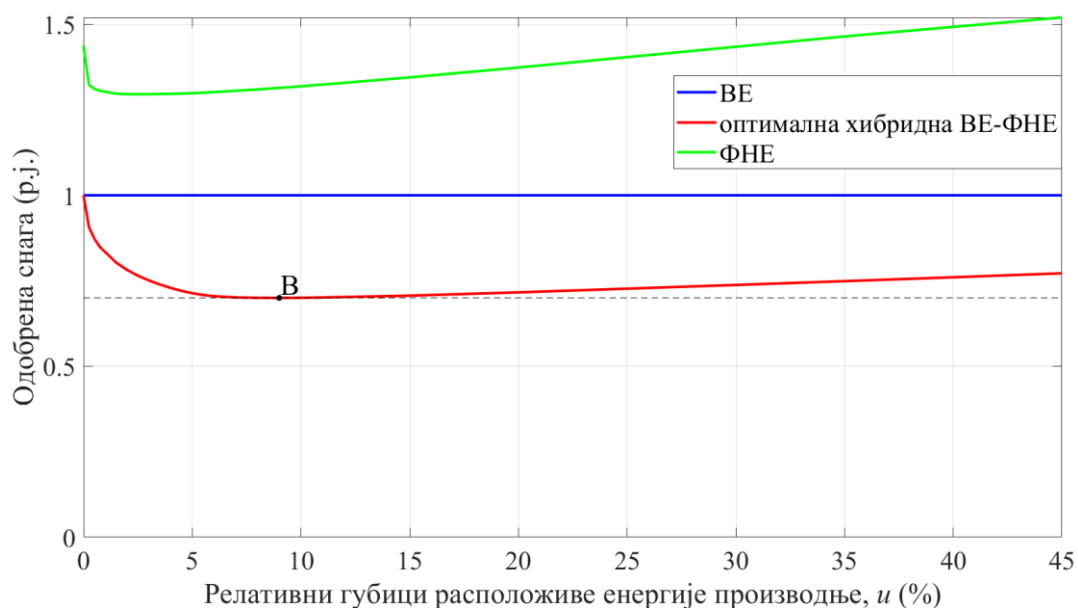
Из (14) се закључује да ако две електране имају исту количину укупне расположиве енергије производње и исти ниво релативних губитака расположиве енергије производње (што значи да предају и исту количину енергије мрежи), онда важи следећи однос између њихових одобрених снага:

$$\frac{CF_{MP1}}{CF_{MP2}} = \frac{P_{MP2}}{P_{MP1}}. \quad (15)$$

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 Слике 1 и Слике 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 Слике 2 и Слике 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 инсталисаних 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 инсталисане 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 инсталисаних 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.