

DOI: [10.46793/CIGRE37.C2.14](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C2.14)**C2.14****МОГУЋНОСТИ СНИЖЕЊА НАПОНА У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ СРБИЈЕ КРОЗ
РЕАКТИВНУ ПОДРШКУ ПЕРСПЕКТИВНИХ ОБНОВЉИВИХ ИЗВОРА ЕНЕРГИЈЕ****POSSIBILITIES FOR VOLTAGE REDUCTION IN THE TRANSMISSION GRID OF
SERBIA THROUGH REACTIVE SUPPORT OF FUTURE RENEWABLE ENERGY
SOURCES****Мирослав Жерајић, Тодор Шиљеговић, Павле Горашевић, Кристина Лазовић,
Ђорђе Лазовић, Жељко Ђуришић***

Кратак садржај: У процесу декарбонизације производње електричне енергије у електроенергетском систему (ЕЕС) Србије се планира интензивно прикључење ветроелектрана (ВЕ) и фотонапонских (ФН) електрана на преносну мрежу. У анализама у овом раду биће претпостављена два сценарија у погледу инсталисаних капацитета ОИЕ за референтну 2030. годину. Према минималистичком сценарију, у периоду до 2030. године очекује се прикључење укупно 5200 MW на преносној мрежу и то 3200 MW ВЕ и 2000 MW ФНЕ. Према максималистичком сценарију очекује се прикључење 7100 MW ВЕ и 3500 MW ФНЕ. За оба сценарија спроведене су анализе техничких могућности и капацитета ових извора за пружање помоћних услуга регулације напона у перспективном ЕЕС-у Србије. У прорачунима су коришћене реалне карактеристике ВЕ и ФНЕ у погледу могућности апсорбовања реактивних снага, као и прорачуни снага производње ових извора на основу расположивих метеоролошких података за циљне локације где су ови извори планирани. Такође је извршена и процена профила производње конвенционалних извора на основу економског критеријума уз уважавање потреба за пружањем баланских услуга. Прорачуни су урађени на моделу преносне мреже Србије за перспективно стање применом софтвера DIgSILENT PowerFactory. Анализе су обухватиле утицај апсорбовања реактивних снага са максималним расположивим капацитетом перспективних ОИЕ на смањење напона су свим чвориштима преносне мреже 400 kV и 220 kV.

Кључне речи: *regulacija napona, pomoćne usluge, prenosna mreža, sniženje napona*

* Miroslav Žerajić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, zm235031p@student.etf.bg.ac.rs

Todor Šiljegović, Go2Power Consulting, todom.siljegovic@go2power.eu

Pavle Gorašević, Elektroenergetski koordinacioni centar, gorasevic.pavle@gmail.com

Kristina Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, kristinadz@etf.bg.ac.rs

Đorđe Lazović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, lazovic@etf.rs

Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, djurisic@etf.rs

Abstract: During the process of decarbonizing electricity production in the power system of Serbia, an intensive integration of wind power plants (WPPs) and photovoltaic power plants (PVPPs) connected to the transmission grid is planned. The analyses in this paper assume two scenarios regarding the installed capacities of renewable energy sources (RES) for the reference year 2030. According to the minimalist scenario, a total of 5200 MW is expected to be connected to the transmission grid by 2030, including 3200 MW from WPPs and 2000 MW from PVPPs. The maximalist scenario anticipates the connection of 7100 MW from WPPs and 3500 MW from PVPPs. For both scenarios, technical analyses were conducted to assess the capability of these sources to provide ancillary voltage control services in Serbia's future power system. The calculations were based on real characteristics of WPPs and PVPPs in terms of their ability to absorb reactive power, as well as on the power production values calculations derived from available meteorological data for the target locations where these sources are planned. Additionally, an estimation of the production profiles of conventional power plants was conducted based on economic criteria while considering the need for balancing services. The calculations were performed on Serbia's transmission grid model for a future state using DIgSILENT PowerFactory software. The analyses included the impact of reactive power absorption with the maximum available capacity of prospective RES on voltage reduction at all 400 kV and 220 kV transmission grid nodes.

Key words: *voltage control, ancillary services, transmission grid, voltage reduction*

1 УВОД

Обновљиви извори електричне енергије користе локални, неограничени и бесплатни примарни ресурс енергије, и повећањем инсталисаног капацитета ОИЕ, независност у погледу генерисања електричне енергије је извеснија и може бити повећана [1]. Према списку захтева за прикључење производних објеката (електране које су ушле у процес прикључења пре измена и допуна Закона о енергетици, као и електране чија је израда Студије прикључења у току) [2], на преносну мрежу је планирано прикључење значајних инсталисаних снага ВЕ и ФН електрана. Из тог разлога може се очекивати значајан пораст у производном капацитету прикљученом на ЕЕС Србије у односу на укупни инсталисани производни капацитет у 2024. години.

Анализе квалитета напона у преносној мрежи Србије указују да постоје места у мрежи где жељени квалитет није постигнут у одређеним радним режимима, као и да постоји тенденција ка његовом погоршању, нарочито на напонским нивоима 400 kV и 220 kV [2]. Такође, према [2], приметно је да преносни систем у Републици Србији на годишњем нивоу прима реактивну енергију од свих суседа, или услед знатно вишег профила напона код суседа, или услед непостојања локалних капацитета за регулацију напона у том делу преносног система. При чему овакав профил токова реактивних снага у великој мери доприноси јављању превисоких вредности напона у неким од најважнијих чворишта у преносном систему Србије. Да би се утврдио оптималан начин смањења превисоких напона, израђена је Регионална студија регулације напона, којом је предложена уградња уређаја за компензацију реактивне снаге у региону WB6 (*Western Balkan Six*) [3]. Наведена регионална студија изводљивости побољшања напонских прилика је требало да као резултат предложи оптимални капацитет и локације за уградњу пригушница, тако да се на економски најефикаснији начин реше уочени проблеми на регионалном нивоу.

За преносни систем Републике Србије анализом је показано да је оптимално уградити варијабилни шант реактор у РП 400 kV у трансформаторској станици 400/110 kV Врање 4. Проблем превисоких напона је последица растерећених преносних водова највиших напона, који често раде испод границе природне снаге.

С друге стране, ВЕ и ФН електране могу представљати значајан ресурс за регулацију напона с обзиром на то да су савремени ветроагрегати способни да раде у широком опсегу генерисања/апсорбовања реактивне снаге при различитим генерисањима активне снаге, као и у режимима без ветра (опција *wind-free*). Такође, ВЕ се могу прикључити у деловима преносне мреже где је снага кратког споја мреже мала (*short circuit ratio* - SCR мањи од 5), те је подршка напона у таквим деловима система веома важна помоћна услуга за одржавање квалитета напона, спречавање напонске нестабилности и обезбеђивање поузданог преноса активне снаге. С обзиром на то да се у појединим регионима са критичним напонима у Србији развијају пројекти ВЕ и ФН електране које ће потенцијално бити прикључене на преносну мрежу, потребно је истражити потенцијал ових електрана у реактивној подршци ЕЕС-у, односно регулацији напона у преносној мрежи. Условe генерисања активне и реактивне снаге ФН електране диктира инвертор, као спрежни елемент између ФН панела и ЕЕС-а. Максималну расположиву активну снагу диктира ФН панел и она је дефинисана соларном ирадијацијом на активну површину панела и ефикасношћу ФН конверзије. Расположена реактивна снага ФН електране зависи од карактеристика инвертора. Током ноћи, ФН панели су електрично одвојени од инвертора, па се читава расположива привидна снага инвертора може искористити за реактивну подршку систему. Ово је значајно већи капацитет реактивне снаге у односу на период током обданице, када се предност даје генерисању активне снаге. Овај концепт коришћења ФН електране као *STATCOM* уређаја се назива *PV-STATCOM*.

2 МЕТОДОЛОГИЈА ПРОРАЧУНА

За потребе анализе могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије, коришћен је програмски пакет *DIgSILENT PowerFactory*, функционалност „квазидинамичка анализа“ [4]. Квазидинамичка анализа представља прорачун токова снага за одређени временски период и жељени корак симулације, према претходно додељеним временски зависним карактеристикама производње, потрошње, напона чворова и других променљивих од интереса. Овакав начин анализирања система нуди мноштво нових могућности, као што су истраживање прекорачења граничних вредности напона које се могу јавити и могућа преоптерећења елемената за различите услове у мрежи. Такође, може се посматрати утицај интеграције нових електрана, као и њихов значај у помоћним услугама у систему, као што је услуга регулација напона и реактивних снага.

Анализе су спроведене на симулационом моделу преносне мреже Србије у коме топологија одговара топологији постојећег стања преносне мреже, док уклопна стања одговарају нормалним уклопним стањима преносне мреже. Потребно је било ажурирати модел стварним (измереним) подацима, како би се на тај начин добила реална слика постојећег стања у систему у погледу напонских прилика. Коришћени су мерни подаци за 2023. годину са сатном резолуцијом. Шематски приказ креирања симулационог модела система за постојеће стање је приказан на Сл. 1.

Методолошки приступ за креирање иницијалног симулационог модела је био следећи:

1. Ажурирани су подаци о активним и реактивним снагама потрошње (за сваку дистрибутивну ТС 110/X и сваки објекат купца који је прикључен на преносну мрежу) – вредности су додељене као сатне карактеристике еквивалентном потрошачу у оквиру СН постројења;
2. Ажурирани су подаци о активним и реактивним снагама производње за све постојеће агрегате у систему - вредности су додељене као сатне карактеристике одговарајућим агрегатима у оквиру електрана;
3. Ажурирани су подаци о активним и реактивним снагама размене са суседним преносним системима – вредности су додељене као сатне карактеристике одговарајућим „*External Grid*“ елементима;
4. Ажурирани су подаци о измереним напонима на интерконективним чворовима – вредности су додељене као сатне карактеристике одговарајућим „*External Grid*“ елементима.

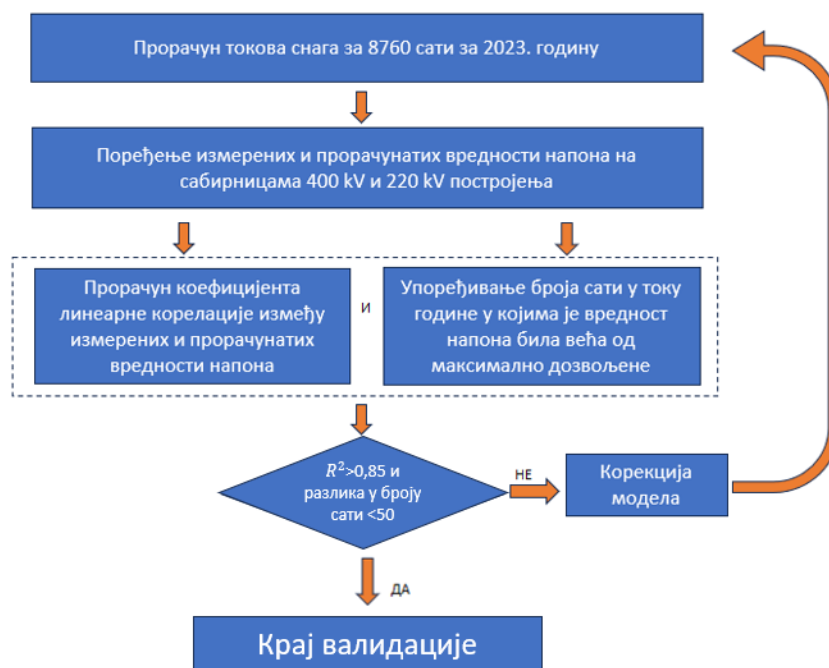


Слика 1: Шематски приказ креирања симулационог модела система за постојеће стање

Након креирања симулационог модела за постојеће стање, спроведена је валидација симулационог модела на следећи начин:

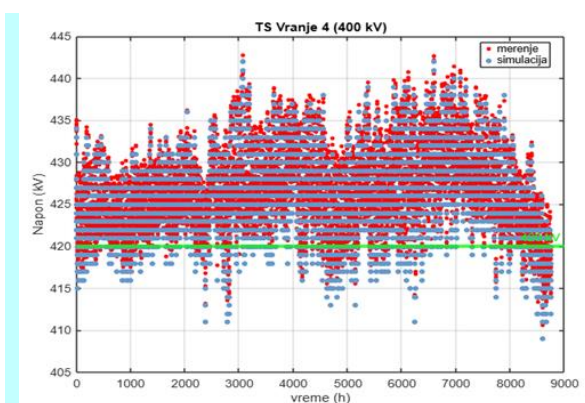
1. Спроведене су симулације токова снага за 8760 сати (једну целу годину);
2. Резултати добијени симулацијом су поређени са измереним вредностима напона на сабирницама 400 kV и 220 kV постројења на којима су мерењима забележене највише вредности напона у већем броју сати у току године;
3. Као индикатори да је валидација модела успешна, поређен је број сати у којима је вредност напона била изнад максимално дозвољене границе и прорачунат је коефицијент линеарне корелације између прорачунатих и измерених вредности напона (R^2);
4. Када је разлика у броју сати у којима је вредност напона била изнад максимално дозвољене границе мања од 50 сати и када је коефицијент линеарне корелације већи од 0,85, валидација симулационог модела је завршена, и тако креирани симулациони модел је био довољно поуздан за коришћење у даљим сценаријима.

Логички блок дијаграм процеса валидације симулационог модела је приказан на Сл. 2.

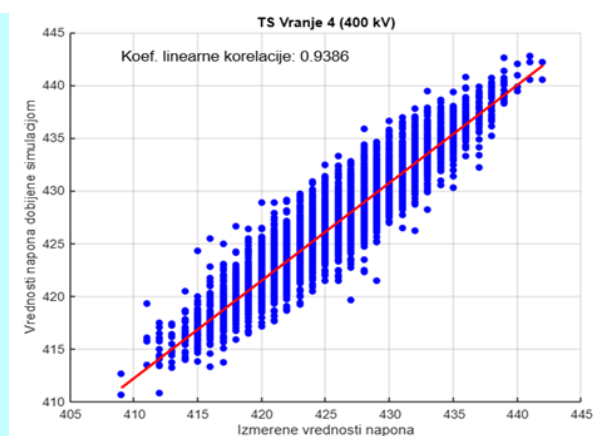


Слика 2: Процес валидације симулационог модела

На примеру ТС Врање 4 (400 kV) је приказан процес поређења измерених и прорачунатих вредности напона за сваки сат у години (Слика 3), као и прорачуна одговарајућег коефицијента линеарне корелације (Слика 4).



Слика 3: Приказ измерених вредности напона и вредности напона добијених симулацијом за 400 kV сабирнице у ТС Врање 4



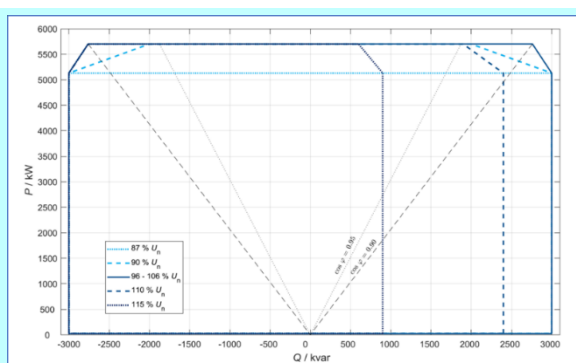
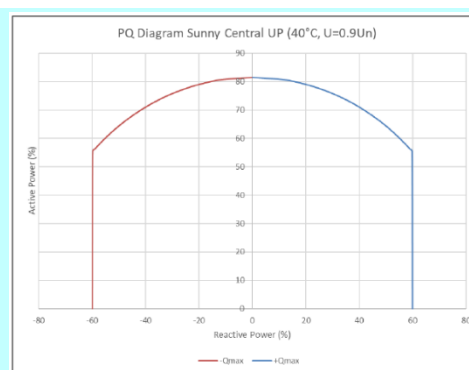
Слика 4: Приказ резултата симулације у функцији измерених вредности и прорачунатог коефицијента линеарне корелације за 400 kV сабирнице у ТС Врање 4

Резултати прорачуна коефицијента линеарне корелације између измерених и прорачунатих вредности напона и број сати у току године у којима је вредност напона била већа од максимално дозвољене, за сабирнице 400 kV и 220 kV постројења на којима су мерењима забележене највише вредности напона у већем броју сати у току године приказани су у Табели 1. Број сати у току године у којима је вредност напона била већа од максимално дозвољене је приказан и за измерене вредности (колона „Мерење“), и за вредности добијене симулацијом (колона „Резултат симулације“).

Табела 1: Резултати валидације модела за претходно описану методологију

Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад максималног лимита		R^2
	Мерење	Резултат симулације	
Врање 4 (400 kV)	7971	7964	0,9386
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4627	4617	0,9956
Суботица 3 (400 kV)	1188	1185	0,9695
Панчево 2 (400 kV)	3275	3292	0,9347
Ниш 2 (400 kV)	4043	4111	0,8888
Београд 20 (400 kV)	3350	3368	0,9318
Пожега (220 kV)	1368	1385	0,8704
Нови Сад (220 kV)	123	126	0,9008
Панчево 2 (220 kV)	525	583	0,8814
Ниш 2 (220 kV)	3452	3486	0,8957

На основу приказаних резултата, може се закључити да симулациони модел довољно верно одсликава радне режиме преносног система током године и да је у такав симулациони модел могуће додати нове електране и анализирати њихов утицај на напонски профил у преносној мрежи. Нове ВЕ и ФН електране су додате у различита чворишта преносне мреже, водећи рачуна о регионалним потенцијалима пројеката ВЕ и ФН електрана који су у развоју. За нове ВЕ и ФН електране су генерисане сатне активне снаге производње за све регионе у којима се развијају планирани пројекти. Активне снаге производње су процењене коришћењем методологије описане у [5,6] на основу расположивих мерних података о регионалним потенцијалима ветра и инсолације. Новим ВЕ и ФН електранама су придружене погонске карте приказане на Слици 5 и Слици 6, респективно.

Слика 5: Погонска карта ветроагрегата *Nordex Delta4000 N149/5.7 MW* [7,8]Слика 6: Погонска карта инвертора *Sunny Central 4600 UP* [9]

3 АНАЛИЗИРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА ОИЕ

Узимајући у обзир постојеће захтеве за прикључење ВЕ и ФН електране [10] и тренутне статусе тих пројеката, као и иницијативе Владе Републике Србије о изградњи ФН електрана [11] сачињен је минималистички и максималистички сценарио инсталисаних капацитета ОИЕ који ће потенцијално бити прикључени на преносну мрежу Србије. У овом раду, анализе су спроведене за три сценарија: тренутно стање развоја ОИЕ, минималистички и максималистички.

3.1 Сценарио тренутног стања развоја ОИЕ

Капацитети ОИЕ за тренутно стање развоја ОИЕ су узети закључно са стањем на дан 31.12.2023. године. На основу расположивих података добијених из [10] сагледани су инсталисани капацитети варијабилних ОИЕ који су већ прикључени на преносну мрежу. Подаци су приказани у Табели 2.

Табела 2: Капацитети варијабилних ОИЕ који су прикључени на преносни систем, стање 31.12.2023. године

Тип електране	Укупна инсталисана снага [MW]
Ветроелектране	374
Фотонапонске електране	0
Укупно	374

3.2 Минималистички сценарио развоја капацитета ОИЕ у Србији

Минималистички сценарио је везан за конзервативне процене у погледу услова развоја пројеката ОИЕ. У Табели 3 дате су процене нових инсталисаних капацитета према овом сценарију. Регионална расподела капацитета је уважила постојеће пројекте који се развијају у појединим регионима Србије.

Табела 3: Капацитети нових варијабилних ОИЕ [MW] који ће бити прикључени на преносни систем Србије до 2030. према минималистичком сценарију

Тип електране	Јужни Банат	Средњи и северни Банат	Бачка и Срем	Источна Србија	Јужна и централна Србија	Западна Србија	Σ
Ветроелектране	1400	200	800	400	400	0	3200
Фотонапонске електране	100	250	300	500	800	50	2000

3.3 Максималистички сценарио развоја капацитета ОИЕ у Србији

Максималистички сценарио изградње ОИЕ у Србији до 2030. године је приказан у Табели 4. Овај сценарио обухвата око 95% пројеката ВЕ и ФН електрана који су упутили захтеве за прикључење Оператору преносног система, сходно [10].

Табела 4: Капацитети нових варијабилних ОИЕ [MW] који ће бити прикључени на преносни систем Србије до 2030. према максималистичком сценарију

Тип електране	Јужни Банат [MW]	Средњи и северни Банат [MW]	Бачка и Срем [MW]	Источна Србија	Јужна и централна Србија	Западна Србија	Σ
Ветроелектране	2200	300	2000	1200	1400	0	7100
Фотонапонске електране	200	400	900	900	1000	100	3500

За потребе анализе напонских прилика у преносној мрежи, поред производних капацитета ОИЕ и њихових активних снага инјектирања, за оба сценарија су дефинисана и прикључна чворишта у којима ће бити инјектиране снаге производње.

Након додавања нових ВЕ и ФН електрана, за сваки сценарио су спроведене анализе ефеката на напонске прилике у преносној мрежи за два режима рада ОИЕ:

- Када ОИЕ раде у режиму $\cos\varphi=1$.
- Када ОИЕ раде у максимално расположивом капацитивном режиму.

Поређењем измерених вредности напона са вредностима добијеним симулацијама, за сваки од анализираних сценарија развоја ОИЕ и за сваки режим рада ОИЕ, могуће је утврдити могућност снижења напона у преносној мрежи Србије кроз реактивну подршку перспективних ОИЕ.

4 РЕЗУЛТАТИ ПРОРАЧУНА

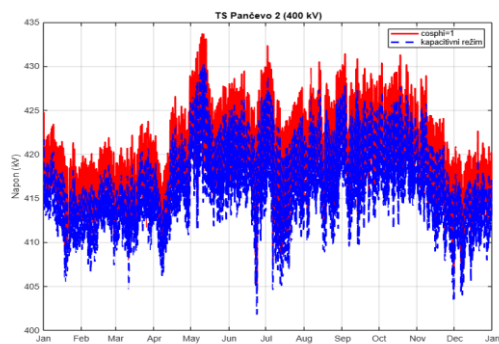
Након валидације симулационог модела, описане у поглављу 2, и креирања сваког сценарија развоја ОИЕ, анализирани су ефекти реактивне подршке инсталисаних капацитета варијабилних ОИЕ који су прикључени на преносну мрежу Србије.

4.1 Могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије за тренутно стање

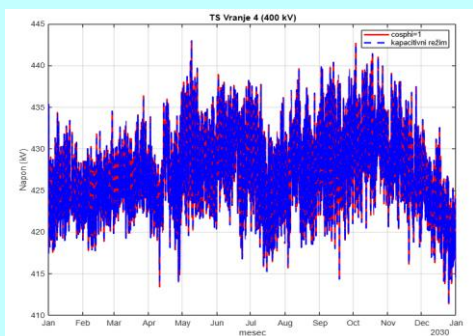
У случају када постојеће ВЕ раде у режиму $\cos\varphi=1$, не долази до смањења напона у преносној мрежи. Напротив, број сати у којима је вредност напона већа од максимално дозвољене се повећава услед повећања генерисања активне снаге.

Највећи ефекат смањења вредности напона када постојеће ВЕ раде у капацитивном режиму се примећује у региону Панчева, јер су све анализирани ВЕ прикључене на преносну мрежу у региону Јужног Баната. На осталим ТС, које су географски даље од ТС Панчево 2, ефекат на вредности напона је све мањи.

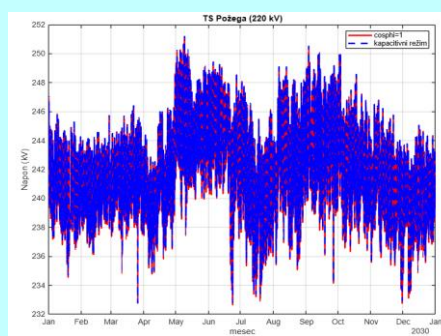
Графички прикази резултата за овај случај за два постројења у којима је изражен ефекат смањења напона - ТС Панчево 2 (400 kV и 220 kV) и два постројења у којима уопште нема ефекта на вредности напона - ТС Врање 4 (400 kV) и ТС Пожега (220 kV) су дати на Слика 7 – Слика 9, респективно.



Слика 7: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Панчево 2 – постојеће стање

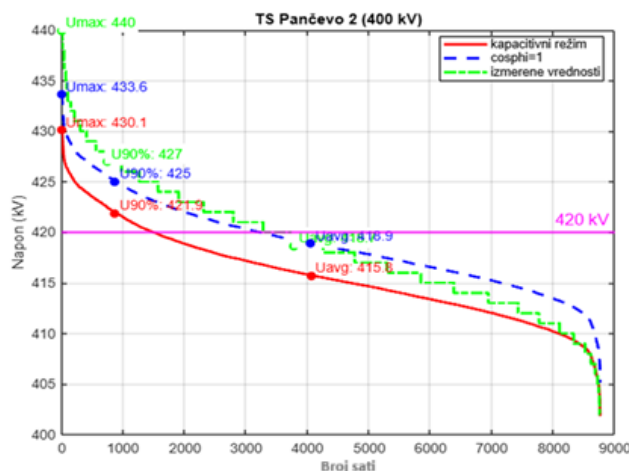


Слика 8: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4– постојеће стање



Слика 9: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега– постојеће стање

На уређеним дијаграмима на Сlici 10 за 400 kV сабирнице у ТС Панчево 2 приказане су вредности напона које су добијене мерењима, и вредности које су добијене симулацијама за случај када постојеће БЕ раде у режиму $\cos\varphi = 1$ и када постојеће БЕ раде у капацитивном режиму. На сваком дијаграму је назначена максимална вредност напона (U_{max}), 90% вредност напона у односу на максималну вредност напона ($U_{90\%}$) и средња вредност напона (U_{avg}).



Слика 10: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Панчево 2 – постојеће стање – уређени дијаграми за различите режиме рада ОИЕ и измерене вредности напона

Резултати за сабирнице 400 kV и 220 kV постројења на којима су мерењима забележене највише вредности напона у већем броју сати у току године приказани су у Табели 5.

Табела 5: Резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита за постојеће стање

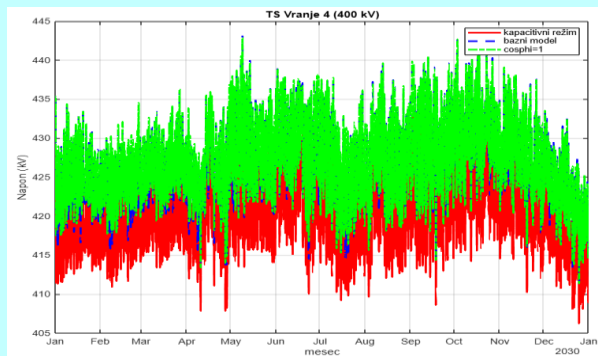
Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад максималног лимита		
	Базни модел	$\cos\varphi = 1$	Капацитивни режим
Врање 4 (400 kV)	7964	7971	7948
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4617	4773	4554
Суботица 3 (400 kV)	1185	1203	1131
Панчево 2 (400 kV)	3292	3438	1614
Ниш 2 (400 kV)	4111	4156	4055
Београд 20 (400 kV)	3368	3692	1737
Пожега (220 kV)	1385	1399	1322
Нови Сад (220 kV)	126	129	73
Панчево 2 (220 kV)	583	593	32
Ниш 2 (220 kV)	3987	3891	3836

На основу приказаних резултата, може се закључити да је кумулативни утицај реактивних могућности постојећих ОИЕ изражен само у електрично блиским постројењима, што је и очекиван резултат. Када све ВЕ раде у капацитивном режиму, максимална вредност напона на 400 kV напонском нивоу у ТС Панчево 2 се смањује за скоро 10 kV, док средња вредност напона износи око 415 kV.

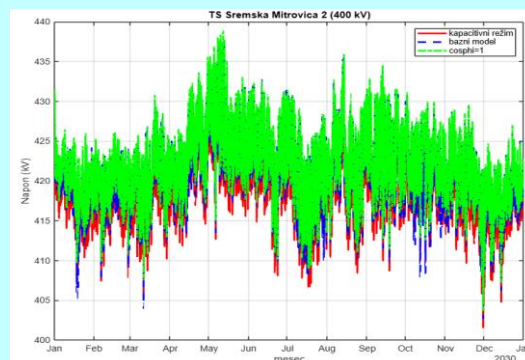
4.2 Могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије за перспективно стање 2030. године према минималистичком сценарију ОИЕ

Након додавања нових 5200 MW производње из ОИЕ, према подацима датим у [6] **Error! Reference source not found.** анализе су спроведене за кишну и сушну хидрологију

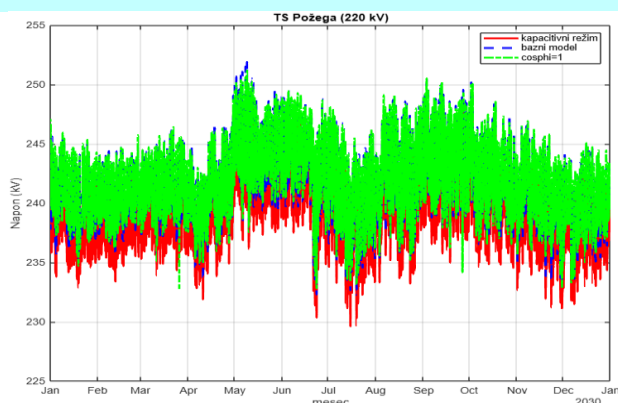
Као што је већ закључено у претходном потпоглављу, у случају када перспективни ОИЕ раде у режиму $\cos\varphi = 1$, не долази до смањења напона у преносној мрежи, док је кумулативни утицај ОИЕ на смањење вредности напона најизраженији у електрично блиском окружењу тачака прикључења ОИЕ, када они раде у капацитивном режиму. У овом потпоглављу се, у односу на постојеће стање, анализира скоро 5 GW више инсталисане снаге у ОИЕ, који нису лоцирани на уском географском подручју, него се налазе у свим регионима Србије. Најмањи удео ОИЕ је заступљен у Западној и Југозападној Србији, доминантно због недостатка инфраструктуре преносне мреже, али и лошијег потенцијала енергије ветра. Графички приказ резултата за два постројења 400 kV су приказани на Слици 11 и 12 (ТС Врање 4 и ТС Сремска Митровица 2, респективно) и за два постројења 220 kV на Слици 13 и 14 (ТС Пожега и ТС Нови Сад 3, респективно).



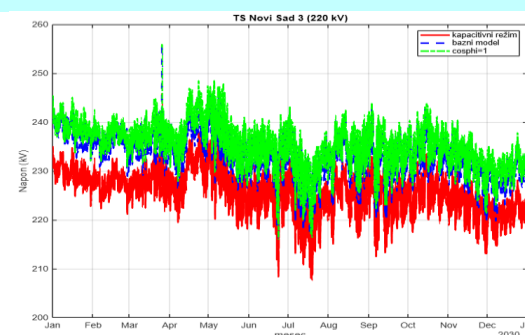
Слика 11: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – минималистички сценарио



Слика 12: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС С. Митровица 2 – минималистички сценарио



Слика 13: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – минималистички сценарио

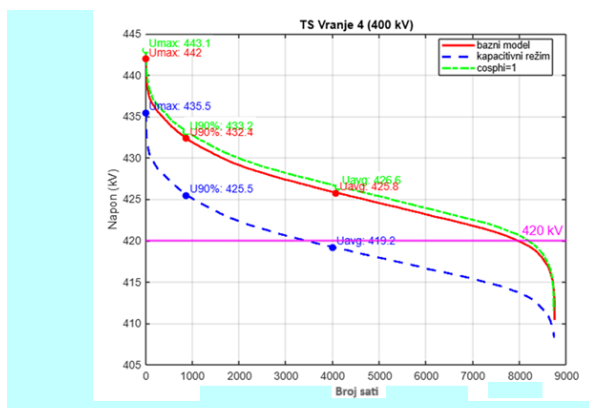


Слика 14: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – минималистички сценарио

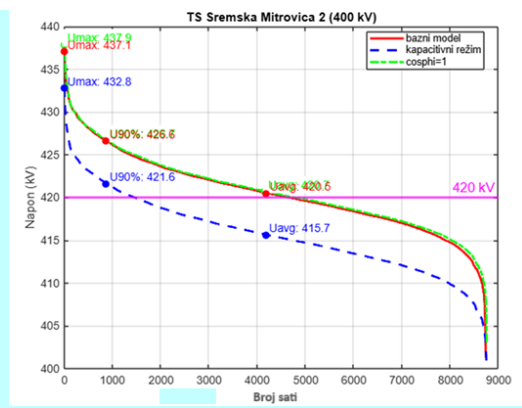
Са претходних слика се види да је смањење вредности напона изражено чак и на 220 kV сабирницама у ТС Пожега, иако у близини ТС Пожега нема планираних прикључења ОИЕ. Може се закључити да перспективни ОИЕ, и у минималистичком сценарију, имају капацитета да допринесу генералном снижавању напона у преносној мрежи Србије.

На Слика 15 – Слика 18 су приказани уређени хистограми напона на ТС Врање 4 (400 kV), ТС Сремска Митровица 2, ТС Пожега (220 kV) и ТС Нови Сад 3 (220 kV). На Слици 15, која се односи за 400 kV сабирнице у ТС Врање 4, приказане су вредности напона које су добијене симулацијом на базном моделу и вредности које су добијене симулацијама за случај када перспективни ОИЕ раде у режиму $\cos\phi=1$ и када перспективни ОИЕ раде у капацитивном режиму. На сваком дијаграму је назначена максимална вредност напона (U_{max}), 90% вредност напона ($U_{90\%}$) и средња вредност напона (U_{avg}). Кумулативни утицај реактивне подршке из ОИЕ смањује максималну вредност напона у ТС Врање 4 за око 7 kV, док је средња вредност напона испод вредности 420 kV.

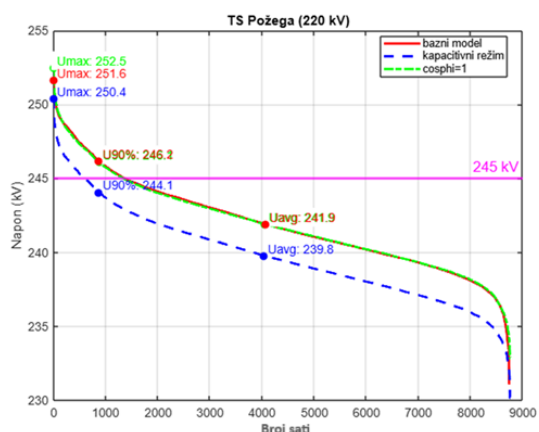
Кумулативни утицај реактивне подршке из ОИЕ смањује 90% вредност напона у ТС Сремска Митровица 2 на 420 kV, што је приказано на Слици 16. Слични ефекти се могу констатовати и у 220 kV мрежи, као што је приказано на сликама Слика 17, која се односи на ТС Пожега и слици Слика 18, која се односи на ТС Нови Сад 3.



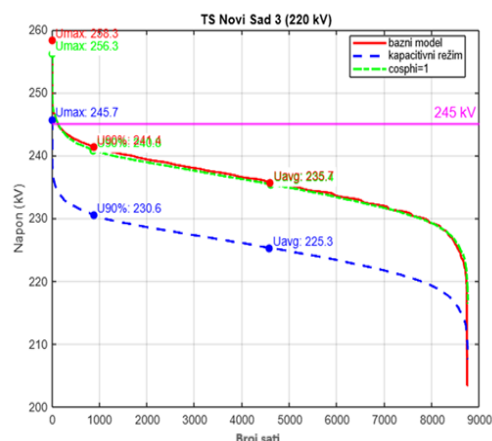
Слика 15: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 16: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Сремска Митровица 2 – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 17: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 18: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – минималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела

У Табели 6 приказани су резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за минималистички сценарио изградње ОИЕ. Приказане су вредности за различите хидрологије у погледу ангажовања конвенционалних електрана.

На основу спроведених анализа може се закључити да ресурси перспективних ОИЕ могу битно допринети регулацији напона у преносној мрежи 400 kV и 220 kV, чак и у чвориштима која су електрично и географски удаљена од тачака прикључења ових извора. Утицај хидрологије, односно ангажовања конвенционалних извора који је условљен дотоком река, није изражен, тако да не утиче битно на закључке у погледу могућих ефеката регулације реактивних снага код перспективних ОИЕ.

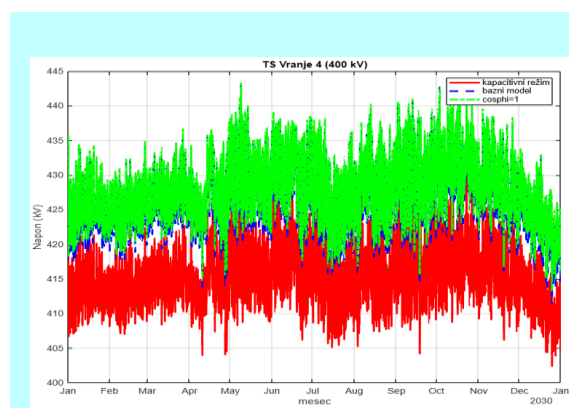
Табела 6: Резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за минималистички сценарио изградње ОИЕ

Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад дозвољеног лимита		
	Базни модел	Кишна/сушна хидрологија	
		$\cos\varphi = 1$	Капацитивни режим
Врање 4 (400 kV)	7964	8175 / 8257	3382 / 3418
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4617	4621 / 4677	1399 / 1513
Суботица 3 (400 kV)	1185	1674 / 1740	147 / 146
Панчево 2 (400 kV)	3292	3742 / 3838	0 / 0
Ниш 2 (400 kV)	3368	3821 / 3887	0 / 0
Београд 20 (400 kV)	4111	4281 / 4385	20 / 14
Пожега (220 kV)	1385	1333 / 1402	591 / 617
Нови Сад (220 kV)	126	129 / 167	2 / 2
Панчево 2 (220 kV)	583	979 / 1026	0 / 2
Ниш 2 (220 kV)	3987	4085 / 4197	0 / 0

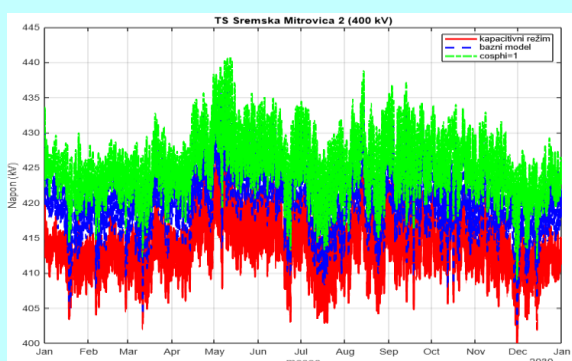
4.3 Могућности учешћа ОИЕ у регулацији напона у преносној мрежи Србије за перспективно стање 2030. године према максималистичком сценарију ОИЕ

Након додавања додатних 5400 MW производње из ОИЕ на 5200 MW колико је анализирано у минималистичком сценарију, спроведене су анализе утицаја на напонске прилике у преносној мрежи. Анализе су спроведене за кишну и сушну хидрологију.

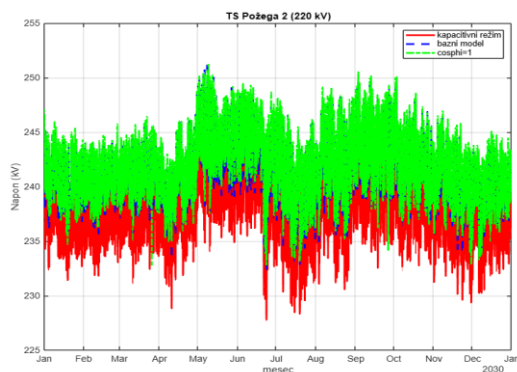
У максималистичком сценарију се очекује још израженији кумулативни утицај реактивне подршке из ОИЕ на смањење вредности напона. Слично као за минималистички сценарио, графички приказ резултата за два постројења 400 kV су приказани на Слика 19 и Слика 20 (ТС Врање 4 и ТС Сремска Митровица 2, респективно) и за два постројења 220 kV на Слика 21 и Слика 22 (ТС Пожега и ТС Нови Сад 3, респективно).



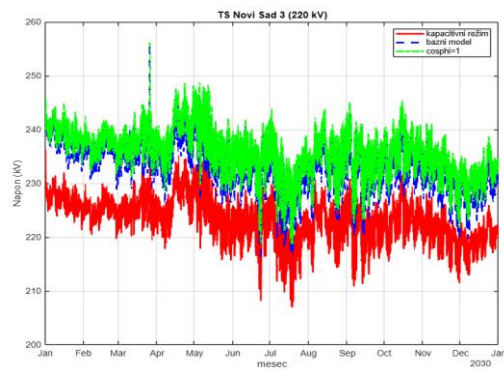
Слика 19: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – максималистички сценарио



Слика 20: Вредности напона на 400 kV сабирницама у ТС С. Митровица 2 – максималистички сценарио

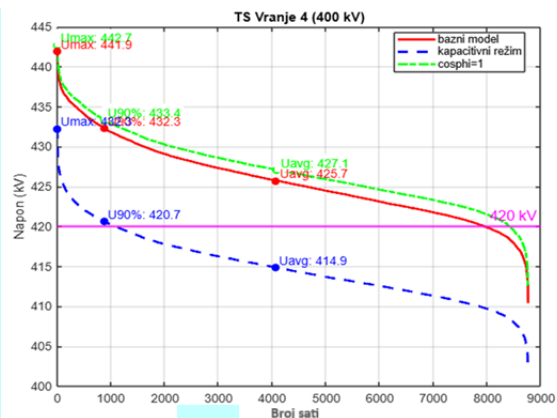


Слика 21: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – максималистички сценарио

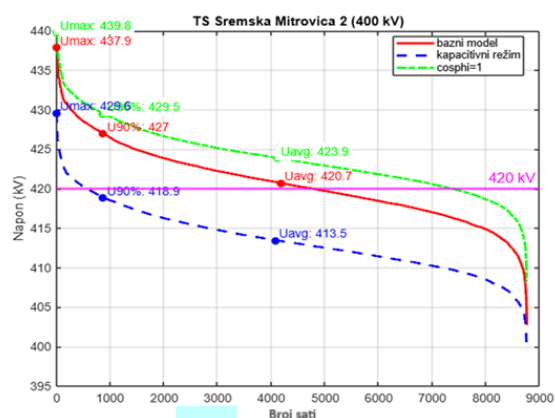


Слика 22: Вредности напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – максималистички сценарио

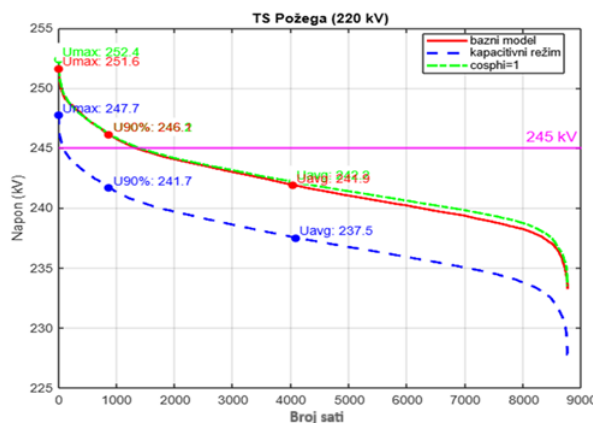
На Сликама 23 –26 су приказани уређени дијаграми напона на ТС Врање 4 (400 kV), ТС Сремска Митровица 2, ТС Пожега (220 kV) и ТС Нови Сад 3 (220 kV).



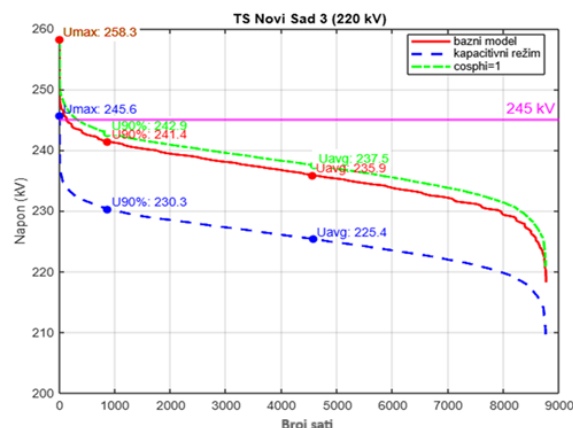
Слика 23: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Врање 4 – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 24: Хистограм напона на 400 kV сабирницама у ТС Сремска Митровица 2 – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 25: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Пожега – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела



Слика 26: Хистограм напона на 220 kV сабирницама у ТС Нови Сад 3 – максималистички сценарио за различите режиме рада ОИЕ и вредности из базног модела

У Табели 7 приказани су резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за минималистички сценарио изградње ОИЕ. Приказане су вредности за различите хидрологије у погледу ангажовања конвенционалних електрана за случај када ОИЕ раде са јединичним фактором снаге и случај када пружају максималну расположиву реактивну подршку.

Табела 7: Резултати прорачуна броја сати у години у којима су напони изнад лимита у одређеним чвориштима преносне мреже за референтну 2030. годину за максималистички сценарио изградње ОИЕ

Постројење у ТС	Број сати у којима је вредност напона изнад дозвољеног лимита		
	Базни модел	Кишна/сушна хидрологија	
		cosφ =1	Капацитивни режим
Врање 4 (400 kV)	7964	8387 / 8420	1072 / 1090
Сремска Митровица 2 (400 kV)	4617	7245 / 7375	307 / 308
Суботица 3 (400 kV)	1185	2198 / 2212	83 / 81
Панчево 2 (400 kV)	3292	6411 / 6498	0 / 0
Ниш 2 (400 kV)	3368	6492 / 6563	0 / 0
Београд 20 (400 kV)	4111	6478 / 6551	0 / 0
Пожега (220 kV)	1385	1987 / 2045	690 / 685
Нови Сад (220 kV)	126	312 / 376	0 / 2
Панчево 2 (220 kV)	583	1245 / 1331	0 / 0
Ниш 2 (220 kV)	3987	4867 / 4952	0 / 0

У максималистичком сценарију интеграције ОИЕ у ЕЕС Србије, добијају се додатни ресурси за регулацију напона и у односу на минималистички сценарио додатно је смањен број сати са напонима изнад дозвољене вредности.

5 ЗАКЉУЧЦИ

На основу приказаних резултата, закључује се да ВЕ и ФН електране које се прикључују на преносну мрежу могу да буду значајан ресурс у пружању услуге регулације напона, нарочито у случајевима када су вредности напона у преносној мрежи изнад максимално дозвољених вредности. Да би се ово постигло, електране морају да буду опремљене инверторима који омогућавају производњу/преузимање реактивне снаге и у режимима када нема примарног енергента, односно када не генеришу активну снагу. Овај захтев може бити интегрисан у будућа Правила о раду преносног система или Правила за прикључење на преносни систем, чиме би се обезбедило да будући ОИЕ који буду прикључени на преносну мрежу могу бити поуздан ресурс за решавање проблема превисоких напона.

Након спроведених анализа, показује се да правилним распоредом ОИЕ у систему, кумулативни утицај свих електрана када раде у капацитивном режиму доводи до смањења броја сати у којима је максимална дозвољена вредност напона нарушена за преко 90% у односу на стање када ових електрана нема. Најмање процентуално смањење броја сати се уочава на интерконективним трансформаторским станицама, што је, опет, последица утицаја високих вредности напона у суседним системима. Међутим, узевши у обзир да је и у овим трансформаторским станицама у минималистичком сценарију уочено процентуално смањење броја сати веће од 50% у односу на стање када ових електрана нема, закључује се да је реактивна могућност ОИЕ, нарочито у капацитивном режиму, ресурс који може да смањи потребу за уградњом додатне опреме за решавање проблема високих напона, а уједно представља ресурс који је доступан, или може да постане доступан уколико се створе конкурентни услови на тржишту или измене технички захтеви за капацитивни режим у погледу максималне реактивне снаге коју електрана мора да преузме у тачки прикључења. У максималистичком сценарију је чак и на интерконективним трансформаторским станицама процентуално смањење броја сати веће од 80% у односу на стање када ових електрана нема.

Уколико би власник електране за пружање услуге регулације напона добијао одговарајућу финансијску надокнаду, то би делом или у потпуности компензовало трошкове услед ограничења производње у току експлоатационог века. Уколико је оваква услуга довољно тржишно конкурентна, у режимима када је производња ОИЕ висока, постојала би могућност да смањење тренутне активне снаге зарад проширења опсега реактивних могућности (нарочито код ФН електрана) буде исплативија од зараде остварене пласманом активне енергије, што је, свакако, једна од тема за даље истраживање.

Додатно, услед комплементарности производње ВЕ и ФН електрана, пружање значајне реактивне подршке систему је готово увек омогућено из једног типа електране, па је из тог разлога битно приближно једнако распоредити проценат учешћа инсталисаног капацитета оба типа електрана у укупном инсталисаном капацитету система, што погодује и билансирању снага производње и потрошње у систему [6].

Према тренутно јавно доступним подацима, постоји преко 11 GW захтева за прикључење ОИЕ на преносни систем. Из резултата се може наслутити да би се, уколико сви ОИЕ буду прикључени на преносни систем, коришћењем њихових реактивних могућности уз одговарајућу технологију (*Wind free, STATCOM PV*), проблем превисоких напона свео на минимум или потпуно решио.

У том погледу битно је водити рачуна о просторној дисперзивности електрана, чиме се, поред позитивних ефеката на токове снага, омогућава и ефикасно решавање проблема превисоких напона у целој преносној мрежи Србије.

6 ЛИТЕРАТУРА

- [1] „Даљи развој капацитета за енергетско планирање, EuropeAid/135625/IH/SER/RS, уговор бр: 48-00-00140/2019-28, Резултати моделирања са напредним мерама,” Министарство рударства и енергетике, 2022.
- [2] „План развоја преносног система Републике Србије за период 2023-2032.,” Електромрежа Србије а.д., Београд, 2023.
- [3] Regional Study for Voltage Profile Improvement: Feasibility Study, <https://wbif.eu/technicalassistancegrants/WB17-REG-ENE-01> [приступљено 15.01.2025.]
- [4] DIgSILENT PowerFactory, <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>, [приступљено 15.01.2025.]
- [5] Ž. Đurišić, B. Škrbić, Potencijal energije sunca i vetra za strateško planiranje dekarbonizacije proizvodnje električne energije u Srbiji, (doi: 10.46793/EEE22-4.01D) Energija, ekonomija, ekologija, 4, XXIV (2022)
- [6] B. Škrbić, Ž. Đurišić, Novel Planning Methodology for Spatially Optimized RES Development Which Minimizes Flexibility Requirements for Their Integration into the Power System, ENERGIES, Vol. 16, No. 7, 2023.
- [7] Reactive power capability, Wind turbine class Nordex Delta4000, Rev. 2 / 2021-06-25, 2000991EN, Datasheet, 2021.
- [8] STATCOM option for extending the reactive power capability, Wind turbine class Nordex Delta4000, Rev. 0 /2019-05-29, 2000992EN, Datasheet, 2019.
- [9] Technical Information Document, Sunny Central UP (-US), SMA Solar Technology AG, Niestetal, 2020.
- [10] Електромрежа Србије АД, Списак свих поднетих захтева у поступку прикључења за електране које користе обновљиве изворе енергије. Приступљено: 08.03.2024. године: <https://ems.rs/wp-content/uploads/2024/03/20240308-proizvodjaci-Spisak-prikljucenja.pdf>
- [11] Министарство рударства и енергетике Републике Србије, Јавни позив: <https://www.mre.gov.rs/tekst/1601/-javni-poziv-za-izbor-strateskog-partnera-za-realizaciju-projekta-izgradnje-bez-upravljanja-i-odrzavanja-samo-balansiranih-solarnih-elektrana-velikog-kapaciteta-sa-baterijskim-sistemima-za-skladistenje-elektricne-energije-u-republici-srbiji.php>