

OPERATIVNA OGRANIČENJA OIE PRIKLJUČENIH NA DISTRIBUTIVNE MREŽE USLED OGRANIČENJA U PRENOSNOJ MREŽI

OPERATIONAL LIMITATIONS OF RES CONNECTED TO DISTRIBUTION GRID DUE TO TRANSMISSION GRID CONSTRAINTS

Miroslav Žerajić

Milica Vukovljak

Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu
Srbija
zm235031p@student.etf.bg.ac.rs

Srbija
milica.brkic@gmail.com

SAŽETAK

Rastuća integracija obnovljivih izvora energije (OIE) koji zahtevjau priključenje na distributivne mreže, sve češće je ograničena uslovima u prenosnoj mreži, posebno u situacijama ograničenog kapaciteta razmene između prenosnog i distributivnog sistema. U takvim okolnostima može da dođe primene operativnih ograničenja nad OIE na distributivnom nivou, u cilju očuvanja sigurnog i stabilnog rada elektroenergetskog sistema. U radu je sprovedena kvantitativna analiza uticaja ograničenja u prenosnoj mreži na rad distributivne mreže kroz simulacije u vremenskoj rezoluciji od jednog sata tokom jedne godine. Posmatran je reprezentativni distributivni izvod sa značajnim udelom OIE, uz definisanje dva scenarija: (i) rad bez ograničenja definisanih usled ograničenja u prenosnoj mreži i (ii) rad sa aktivnim operativnim ograničenjima usled zagušenja u prenosnoj mreži i ograničenja razmene na interfejsu prenos–distribucija, uzimajući u obzir novu regulativu Energetske zajednice, odnosno obaveze koje proizlaze iz transponovanja i implementacije četvrtog energetskog paketa EU (Clean Energy Package) u pravni okvir ugovornih strana Energetske zajednice. Za oba scenarija izvršeni su proračuni tokova snaga i analiza N-1, pri čemu su identifikovani sati u kojima dolazi do aktivacije ograničenja proizvodnje iz OIE. U scenariju bez ograničenja ukazano je na potrebu za primenom korektivnih mera u prenosnom sistemu, pre svega redispečinga, u cilju očuvanja sigurnog rada sistema. U scenariju sa aktivnim ograničenjima kvantifikovana je količina neisporučene električne energije na satnom nivou, kao i njen ukupan godišnji iznos. Posebna pažnja posvećena je periodima visoke proizvodnje iz OIE, u kojima se ograničenja najčešće aktiviraju, kao i učestalosti i obimu primene ovih mera. Rezultati analize predstavljaju osnovu za razmatranje primene tržišno zasnovanih i netržišnih mehanizama upravljanja zagušenjima, definisanje pravila za redispečing i ograničenje proizvodnje (curtailment), kao i utvrđivanje principa troškovno-reflektivne kompenzacije proizvođačima. Dodatno, naglašava se značaj usklađivanja planova razvoja prenosnog i distributivnog sistema, kao i uvođenja mehanizama koji podstiču efikasniju integraciju OIE i smanjenje potrebe za ograničenjima u radu sistema. Rezultati rada omogućavaju kvantifikaciju uticaja ograničenja u prenosnoj mreži na integraciju OIE u distributivnim mrežama, kao i identifikaciju prioriteta za izgradnju nedostajuće infrastrukture. Na taj način rad pruža osnovu za unapređenje regulatornog okvira i donošenje investicionih odluka u cilju efikasnije integracije OIE i smanjenja potrebe za operativnim ograničenjima u budućem elektroenergetskom sistemu.

Ključne riječi: obnovljivi izvori energije (OIE), distributivna mreža, ograničenja u prenosnoj mreži, operativna ograničenja, redispečing, ograničenje proizvodnje, koordinacija OPS–ODS, četvrti energetski paket EU

SUMMARY

The increasing integration of renewable energy sources (RES) requesting connection to distribution networks is increasingly affected by constraints in the transmission network, particularly in situations with limited capacity at the interface between the transmission and distribution systems. Under such circumstances, operational limitations of RES at the distribution level may be required in order to maintain the secure and stable operation of the power system. This paper presents a quantitative analysis of the impact of transmission network constraints on the operation of the distribution network through simulations performed with an hourly time resolution over a one-year period. A representative distribution feeder with a significant share of RES was analysed by defining two scenarios: (i) operation without limitations caused by constraints in the transmission network and (ii) operation with active operational limitations resulting from transmission network congestion and constraints at the transmission–distribution interface. The analysis takes into account the new Energy Community regulatory framework, namely the obligations arising from the transposition and implementation of the EU Clean Energy Package into the legal framework of the Energy Community Contracting Parties. For both scenarios, power flow calculations and N-1 security analyses were performed, identifying the hours in which RES production limitations are activated. In the scenario without limitations, the need for corrective measures in the transmission system, primarily redispatching, was identified in order to preserve secure system operation. In the scenario with active limitations, the amount of curtailed energy was quantified on an hourly basis, as well as the total annual amount. Special attention was given to periods of high RES generation, during which limitations are most frequently activated, including the frequency and extent of the application of these measures. The results of the analysis provide a basis for considering the application of market-based and non-market-based mechanisms for congestion management, defining rules for redispatching and production curtailment, as well as establishing the principles of cost-reflective compensation for producers. In addition, the importance of coordinating transmission and distribution system development plans is highlighted, together with the introduction of mechanisms that support more efficient RES integration and reduce the need for operational limitations in system operation. The results of the paper enable the quantification of the impact of transmission network constraints on RES integration into distribution networks, as well as the identification of priorities for the development of the required infrastructure. In this way, the paper provides a basis for improving the regulatory framework and supporting investment decisions aimed at more efficient RES integration and reducing the need for operational limitations in future power systems. Summary should highlight the most important ideas and results of paper.

Key words: renewable energy sources (RES), distribution network, transmission network constraints, operational limitations, redispatching, curtailment, TSO–DSO coordination, Clean Energy Package

1. UVOD

Integracija obnovljivih izvora energije (OIE) još uvek predstavlja jedan od ključnih pravaca razvoja savremenih elektroenergetskih sistema. Rast instaliranih kapaciteta vetroelektrana i solarnih elektrana doprinosi dekarbonizaciji proizvodnje električne energije, ali istovremeno povećava zahteve u pogledu fleksibilnosti, upravljanja i sigurnosti rada elektroenergetskog sistema. Za razliku od konvencionalnih proizvodnih jedinica, proizvodnja iz većine OIE karakteriše se izraženom vremenskom promenljivošću i zavisnošću od raspoloživosti primarnog energetskeg resursa. Zbog toga se značajan deo novih proizvodnih kapaciteta priključuje na distributivne mreže, koje u mnogim slučajevima nisu projektovane za velike iznose distribuirane proizvodnje i dvosmerne tokove energije. Istovremeno, mogućnost priključenja i nesmetanog rada proizvodnih kapaciteta na distributivnom nivou nije određena isključivo raspoloživim kapacitetom distributivne mreže. Ograničenja u prenosnoj mreži, kao i ograničena mogućnost razmene električne energije između prenosnog i distributivnog sistema, mogu predstavljati dodatno ograničenje za integraciju OIE. U situacijama kada proizvodnja iz OIE dostigne visoke vrednosti, a mogućnost plasmana proizvedene električne energije prema prenosnoj mreži bude ograničena, može doći do pojave zagušenja i narušavanja kriterijuma sigurnosti rada elektroenergetskog sistema u celini. U takvim okolnostima neophodno je primeniti odgovarajuće korektivne mere, među kojima posebno mesto imaju redispečing i ograničenje proizvodnje iz OIE (*curtailment*). Problem dodatno dobija na značaju usled promena regulatornog okvira u oblasti elektroenergetike i integracije obnovljivih izvora. Nova regulativa Energetske zajednice, uključujući obaveze proistekle iz transponovanja i implementacije odredbi četvrtog energetskeg paketa Evropske unije, odnosno Clean Energy Package [1], postavlja nove zahteve u pogledu integracije OIE, upravljanja zagušenjima i razvoja tržišnih i netržišnih mehanizama za upravljanje sistemom. U tom kontekstu, pitanje ograničenja proizvodnje više nije isključivo tehničko pitanje, već obuhvata i regulatorne, tržišne i ekonomske aspekte, uključujući definisanje odgovornosti, pravila za redispečing i principe kompenzacije proizvođačima. Poseban izazov predstavlja činjenica da se ograničenja na prenosnom nivou mogu direktno odraziti na rad distributivnih mreža i mogućnost korišćenja raspoloživog potencijala OIE. Iako distributivna mreža može imati dovoljan kapacitet za prihvatanje dodatne proizvodnje, ograničenja na višem naponskom nivou mogu zahtevati smanjenje proizvodnje pojedinih distributivno priključenih izvora. Na taj način tehnički potencijal za integraciju OIE na distributivnom nivou može ostati neiskorišćen zbog ograničenja koja nastaju van same distributivne mreže. Kvantifikacija ovog uticaja predstavlja važan preduslov za pravilno planiranje razvoja oba nivoa elektroenergetskog sistema. U ovom radu analiziran je uticaj ograničenja u prenosnoj mreži na rad distributivne mreže sa značajnim udelom OIE. Analiza je sprovedena na reprezentativnom distributivnom izvodu, pri čemu je rad sistema posmatran u vremenskoj rezoluciji od jednog sata tokom perioda od jedne godine. Formirana su dva karakteristična scenarija rada. Prvi scenario predstavlja rad sistema bez aktivnih ograničenja koja proizlaze iz ograničenog kapaciteta prenosne mreže, dok drugi scenario uključuje operativna ograničenja proizvodnje OIE usled zagušenja u prenosnoj mreži i ograničenja razmene na interfejsu između prenosnog i distributivnog sistema. Za oba scenarija sprovedeni su proračuni tokova snaga i analiza sigurnosti prema kriterijumu N-1. Na osnovu dobijenih rezultata identifikovani su periodi u kojima ograničenja u prenosnoj mreži utiču na mogućnost pune proizvodnje OIE na distributivnom nivou. Posebna pažnja posvećena je periodima visoke proizvodnje iz obnovljivih izvora, kada ograničena mogućnost razmene između prenosnog i distributivnog sistema može dovesti do potrebe za primenom korektivnih mera. Cilj rada je da se kvantifikuje uticaj ograničenja u prenosnoj mreži na mogućnost integracije OIE u distributivnoj mreži, kroz određivanje učestalosti i obima aktivacije operativnih ograničenja, kao i količine električne energije koja usled tih ograničenja ne može biti isporučena u elektroenergetski sistem. Dobijeni rezultati treba da omoguće sagledavanje tehničkih posledica ograničene razmene između prenosnog i distributivnog sistema, ali i da posluže kao osnova za razmatranje odgovarajućih regulatornih i ekonomskih mehanizama. Poseban doprinos rada ogleda se u povezivanju tehničke analize rada elektroenergetskog sistema sa pitanjima planiranja razvoja mreže i upravljanja zagušenjima. Rezultati mogu biti od značaja za definisanje prioriteta pri izgradnji i jačanju prenosne i distributivne infrastrukture, unapređenje koordinacije između operatora prenosnog i distributivnog sistema, kao i za izbor odgovarajućih mehanizama redispečinga i ograničenja proizvodnje. Na taj način analiza pruža osnovu za procenu u kojoj meri razvoj prenosne infrastrukture može doprineti smanjenju potrebe za operativnim ograničenjima i stvaranju uslova za efikasniju i održivu integraciju novih kapaciteta OIE u elektroenergetski sistem.

2. REGULATORNI IZAZOVI PRIMENE OPERATIVNIH OGRANIČENJA

Regulatorni okvir Energetske zajednice, zasnovan na pravilima četvrtog energetskog paketa Evropske unije (Clean Energy Package), uvodi značajne zahteve u pogledu načina upravljanja zagušenjima i primene redispečinga. Uredba (EU) 2019/943 o unutrašnjem tržištu električne energije, kako je prilagođena i usvojena za primenu u Energetskoj zajednici [1], propisuje da redispečing proizvodnje, skladištenja energije i odziva potrošnje mora biti zasnovan na objektivnim, transparentnim i nediskriminatornim kriterijumima. Izbor resursa koji se koriste za redispečing, po pravilu, treba da bude zasnovan na tržišnim mehanizmima.

Netržišni redispečing predstavlja izuzetak od ovog principa i može se primeniti u slučajevima utvrđenim propisima, između ostalog kada tržišno zasnovana alternativa nije raspoloživa, kada su svi raspoloživi tržišni resursi iskorišćeni ili kada je broj raspoloživih resursa na određenom području nedovoljan da omogući efektivnu konkurenciju. Ograničenje proizvodnje u okviru netržišnog redispečinga stoga ne predstavlja redovan mehanizam upravljanja zagušenjima, već meru čija primena mora biti opravdana uslovima rada sistema i raspoloživošću drugih mera.

Posebna pravila odnose se na redispečing naniže proizvodnje električne energije iz OIE. U slučaju primene netržišnog redispečinga, proizvodni objekti koji koriste obnovljive izvore energije mogu biti predmet smanjenja proizvodnje kada ne postoji druga odgovarajuća alternativa ili kada bi primena drugih rešenja dovela do značajno nesrazmernih troškova ili ozbiljnih rizika po sigurnost mreže. Istovremeno, operatori sistema dužni su da preduzimaju odgovarajuće mrežne i tržišne mere kako bi potrebu za redispečingom naniže proizvodnje iz OIE sveli na najmanju moguću meru.

Važan regulatorni element netržišnog redispečinga predstavlja i finansijska kompenzacija. Regulatorni okvir predviđa finansijsku kompenzaciju proizvođačima, operatorima objekata za skladištenje energije i pružaocima odziva potrošnje koji su predmet netržišnog redispečinga, uz izuzetke utvrđene propisima. Obim ograničenja proizvodnje stoga ima neposredne posledice kako na količinu energije iz OIE koja se može integrisati u sistem, tako i na troškove upravljanja zagušenjima.

Navedeni principi preneti su i u zakonodavstvo Republike Srbije. Zakonom o energetici uređeni su uslovi za primenu tržišnog i netržišnog redispečinga, pri čemu se izbor resursa zasniva na objektivnim, transparentnim i nediskriminatornim kriterijumima. Netržišni redispečing može se primeniti samo u propisanim slučajevima, dok su za smanjenje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije utvrđeni dodatni uslovi. Zakonom je uređena i finansijska nadoknada korisnicima sistema koji su predmet netržišnog redispečinga, uz propisane izuzetke.

U slučaju proizvodnih objekata priključenih na distributivnu mrežu, poseban regulatorni izazov nastaje kada se potreba za smanjenjem njihove proizvodnje javlja usled ograničenja u prenosnom sistemu. Primena takvih mera zahteva odgovarajuću koordinaciju operatora prenosnog sistema (OPS) i operatora distributivnog sistema (ODS), uključujući razmenu podataka potrebnih za identifikovanje ograničenja i raspoloživih resursa, kao i jasna pravila za aktivaciju i obračun primenjenih mera. Koordinacija OPS–ODS zato predstavlja jedan od važnih preduslova za efikasno upravljanje ograničenjima koja mogu nastati u prenosnom sistemu, a odraziti se na proizvodne objekte priključene na distributivnu mrežu.

U Republici Srbiji mogućnost priključenja elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije na distributivni sistem dodatno je uređena Zakonom o korišćenju obnovljivih izvora energije [2]. Zakonom je propisano da ukupna instalisana snaga elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije, priključenih na delu distributivnog sistema povezanog na prenosni sistem, nije veća od 80% instalisane snage transformatorske stanice na mestu predaje električne energije između distributivnog i prenosnog sistema, pod uslovom da ukupna aktivna snaga koja se predaje iz distributivnog u prenosni sistem u jednoj transformatorskoj stanici nije veća od 16 MW [3].

Primena unapred definisane granice predaje električne energije može doprineti ograničavanju uticaja novih proizvodnih kapaciteta na prenosnu mrežu. Međutim, za razliku od operativnih ograničenja koja se određuju u zavisnosti od konkretnog stanja sistema, ovakav fiksni kriterijum ne uzima neposredno u obzir vremenski promenljive uslove rada, uključujući trenutnu proizvodnju i potrošnju, raspoloživost elemenata mreže, topologiju i stvarne tokove snaga. Sa regulatornog stanovišta zato je značajno pitanje u kojoj meri unapred definisana granica predaje odgovara stvarnim sigurnosnim potrebama sistema i kakav je njen uticaj na mogućnost korišćenja raspoložive proizvodnje iz OIE.

Kvantitativna analiza prikazana u narednim poglavljima omogućava sagledavanje ovog odnosa kroz dva scenarija rada. U prvom scenariju analizira se rad sistema sa punom raspoloživom proizvodnjom iz OIE, pri čemu se kroz proračune tokova snaga i proveru kriterijuma N-1 identifikuju stvarna sigurnosna ograničenja u mreži. U drugom scenariju primenjuje se unapred definisana granica predaje električne energije iz distributivnog u prenosni sistem od 16 MW, nakon čega se ponovo proverava sigurnost rada sistema. Na taj

način moguće je uporediti obim ograničenja proizvodnje koji proizlazi iz stvarnih sigurnosnih zahteva mreže sa obimom ograničenja nastalim primenom fiksnog kriterijuma predaje električne energije.

3. OPIS MODELA I METODOLOGIJA

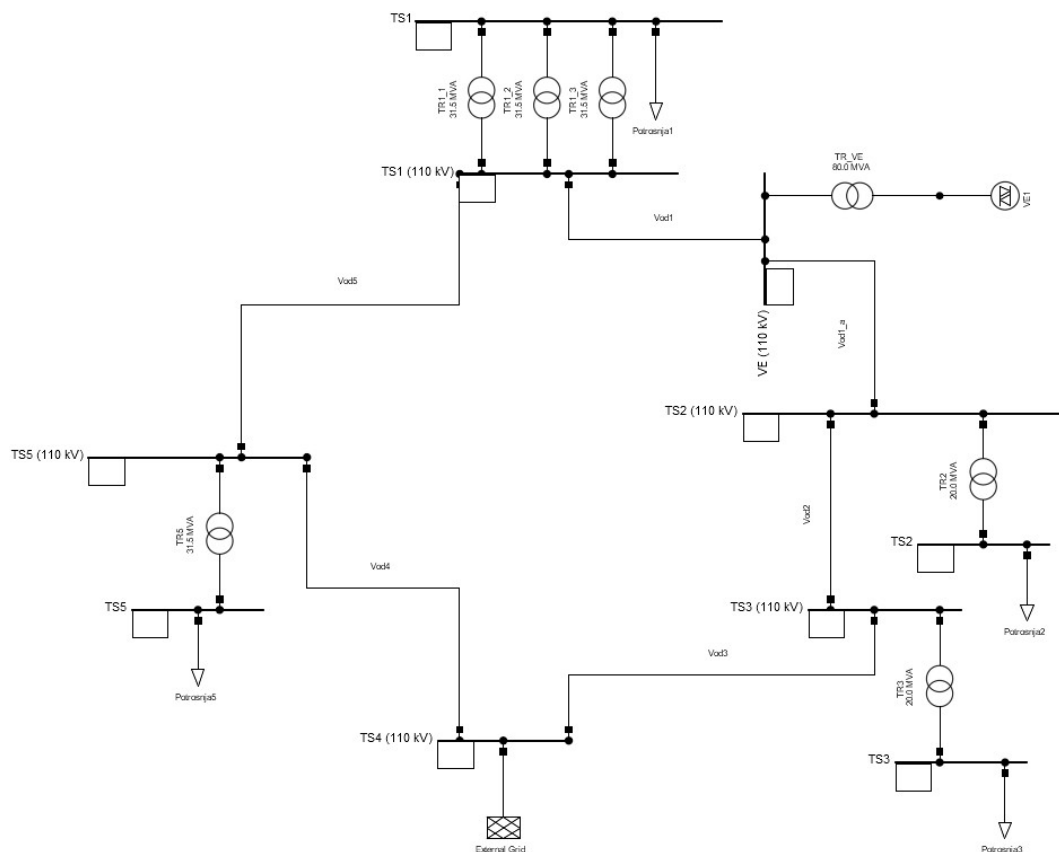
3.1 Opis posmatrane distributivne mreže i dela prenosne mreže

U radu je analizirana reprezentativna mreža koja je sa prenosnim sistemom povezana preko pet transformatorskih stanica 110/20 kV/kV, preko kojih se ostvaruje razmena električne energije između prenosnog i distributivnog sistema. Mrežni model obuhvata šest 110 kV nadzemnih vodova (AlČe 150 mm²), pet transformatorskih stanica (od kojih je jedna referentni čvor) i jednu vetroelektranu koja je priključena na prenosni sistem. Proizvodnja elektrana iz obnovljivih izvora je modelovana korišćenjem satnih proizvodnih profila za period od jedne godine, čime je obuhvaćena vremenska promenljivost raspoloživosti primarnog energetskog resursa. Za svaki sat analiziranog perioda proizvodnja pojedinačne elektrane određena je na osnovu odgovarajućeg proizvodnog profila i njene instalisane snage. Potrošnja je takođe modelovana korišćenjem satnih profila za period od jedne godine.

Tabela I. Instalisane snage transformatorskih stanica 110/20 kV/kV

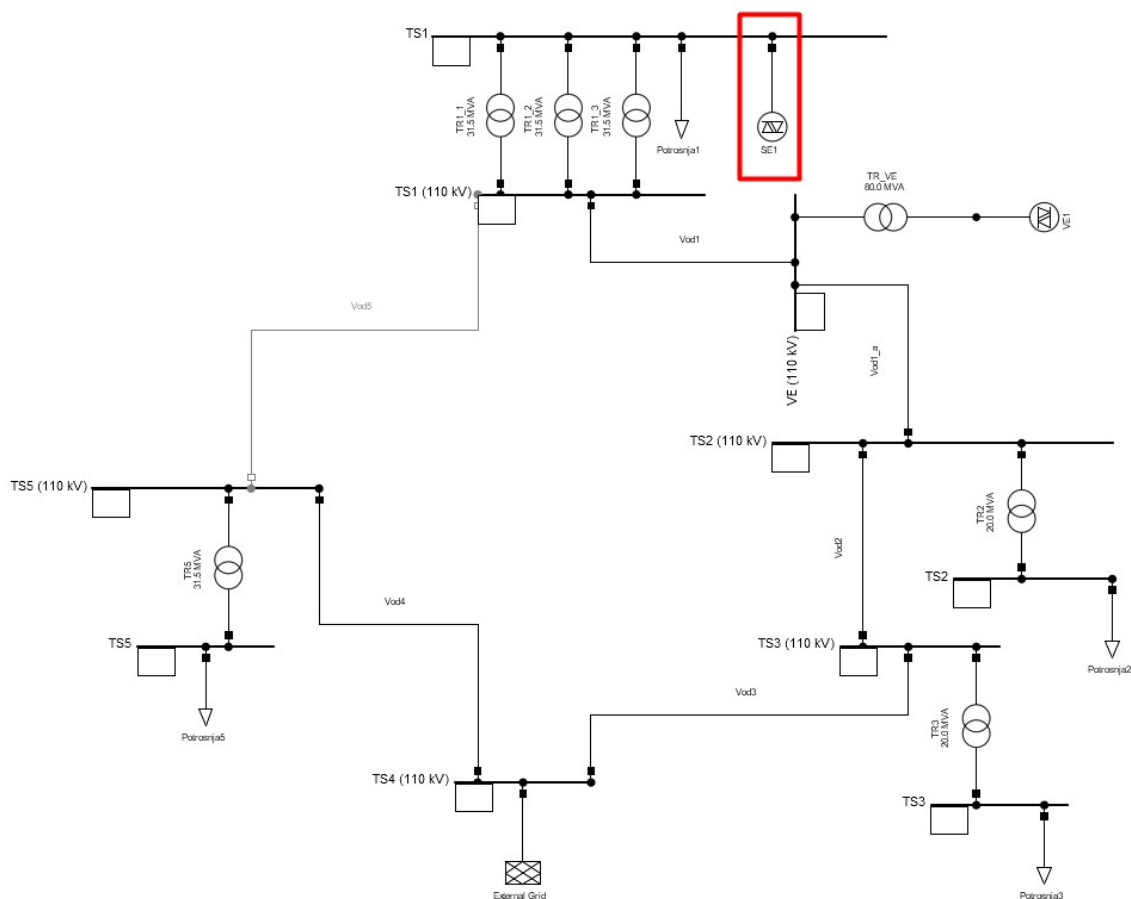
Naziv TS	Instalisana snaga (MVA)
TS1	3x31.5
TS2	20
TS3	20
TS4	Referentni čvor
TS5	31.5

U početnom stanju, mreža ne sadrži proizvodne objekte priključene na distributivni sistem. Mreža je povezana sa prenosnim sistemom preko pet transformatorskih stanica 110/20 kV/kV različitih instalisanih snaga (Tabela I), pri čemu se jedna od njih koristi kao referentni čvor i predstavlja vezu sa višim naponskim nivoom prenosne mreže. Za potrebe analize integracije obnovljivih izvora energije izabrana je transformatorska stanica sa najvećom instalisanom snagom transformacije (TS1), koja je definisana kao tačka priključenja novih proizvodnih kapaciteta. Izbor transformatorske stanice sa najvećom instalisanom snagom zasnovan je na pretpostavci da takva tačka predstavlja jednu od najpovoljnijih lokacija za priključenje većeg iznosa proizvodnje iz obnovljivih izvora, sa aspekta raspoloživog kapaciteta transformacije. Na izabranu transformatorsku stanicu, odnosno na pripadajući deo distributivne mreže, u nastavku analize uvode se proizvodni kapaciteti iz obnovljivih izvora energije. Šema mreže koja je predmet analize u ovom radu je prikazana na Slici 1.



Slika 1. Šema analizirane mreže

Nakon definisanja početnog stanja distributivne mreže, u model je uvedena solarna elektrana instalisane snage 75,6 MW, priključena na distributivnu mrežu preko TS1. U modelu je ovaj proizvodni kapacitet predstavljen jednom ekvivalentnom solarnom elektranom, koja kumulativno predstavlja veći broj pojedinačnih solarnih elektrana manjih instalisanih snaga priključenih na distributivno područje koje se napaja preko TS1. Ovakav način modelovanja primenjen je radi pojednostavljenja modela, pri čemu se zadržava ukupna instalisana snaga proizvodnje i njen uticaj na tokove snaga i razmenu električne energije sa prenosnom mrežom. Ekvivalentna solarna elektrana stoga ne predstavlja jednu konkretnu fizičku elektranu, već agregirani proizvodni kapacitet koji odgovara zbiru instalisanih snaga više distributivno priključenih solarnih elektrana. Vrednost instalisane snage određena je na osnovu ukupne instalisane snage transformatora od $3 \times 31,5$ MVA, odnosno 94,5 MVA, pri čemu 80% ukupne instalisane snage transformacije iznosi 75,6 MVA. Na ovaj način definisan je proizvodni kapacitet koji odgovara kriterijumu od 80% instalisane snage transformacije (za $\cos\varphi \approx 1$). Šema mreže sa dodatom solarnom elektranom je prikazana na Slici 2.



Slika 2. Šema analizirane mreže sa novom solarnom elektranom 75.6 MW

3.2 Definisanje scenarija

Za potrebe analize definisana su dva scenarija rada distributivne mreže sa agregiranim proizvodnim kapacitetom iz solarnih elektrana. U oba scenarija koriste se isti modeli mreže, potrošnje i proizvodnje, dok se razlikuje način tretiranja ograničenja na prenosno-distributivnom interfejsu.

3.2.1 Scenario 1 – rad bez operativnih ograničenja

U prvom scenariju analiziran je rad mreže sa punom raspoloživom proizvodnjom iz OIE, bez primene operativnog ograničenja proizvodnje usled ograničenja na prenosno-distributivnom interfejsu. Za svaki sat analiziranog godišnjeg perioda proizvodnja agregiranog kapaciteta solarnih elektrana određena je na osnovu pripadajućeg satnog proizvodnog profila. U ovom scenariju pretpostavlja se da proizvodnja OIE može biti plasirana u elektroenergetski sistem u celokupnom raspoloživom iznosu. Za svako satno stanje izvršen je proračun tokova snaga, a zatim i analiza sigurnosti prema kriterijumu N-1. Na osnovu rezultata identifikovani su sati u kojima bi, pri punoj proizvodnji OIE, došlo do prekoračenja dozvoljenih granica opterećenja elemenata mreže ili ograničenja razmene preko prenosno-distributivnog interfejsa. Ovaj scenario predstavlja referentno stanje i služi za određivanje potencijalnih problema koji nastaju u slučaju kada se raspoloživa proizvodnja iz OIE ne ograničava.

3.2.2 Scenario 2 – rad sa operativnim ograničenjima

U drugom scenariju analiziran je rad mreže uz primenu operativnih ograničenja proizvodnje iz OIE, pri čemu je pored tehničkih ograničenja elemenata mreže uzeto u obzir i ograničenje maksimalne aktivne snage koja se može predavati iz distributivnog u prenosni sistem. U skladu sa [2] u modelu je usvojeno ograničenje razmene prema prenosnom sistemu od 16 MW preko posmatrane transformatorske stanice.

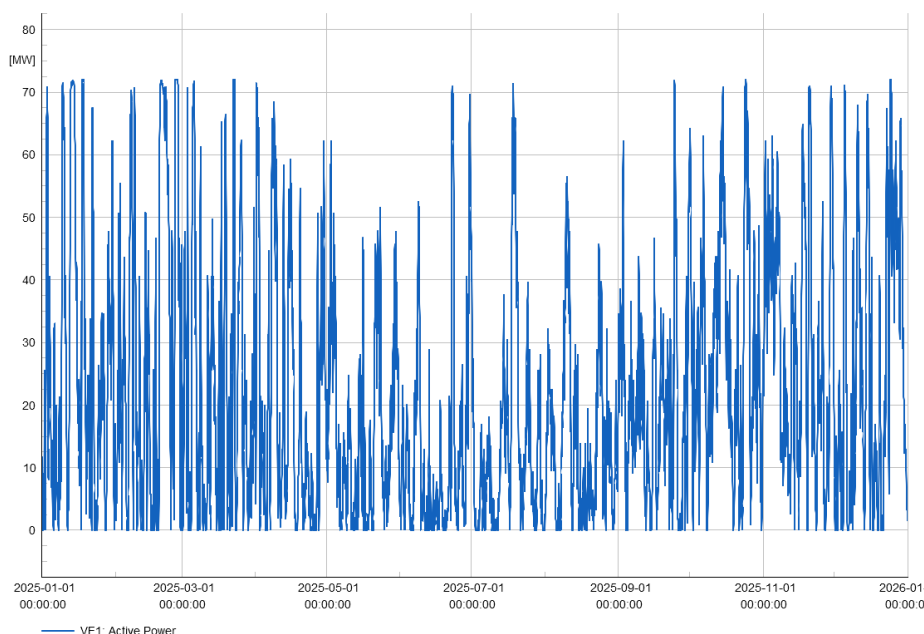
Za svaki sat analiziranog perioda određena je raspoloživa proizvodnja agregiranog kapaciteta solarnih elektrana, pri čemu je proveravano da li proizvodnja OIE, zajedno sa trenutnim stanjem potrošnje distributivne mreže, dovodi do prekoračenja dozvoljene razmene prema prenosnom sistemu. U slučajevima kada je raspoloživa proizvodnja takva da bi aktivna snaga koja se predaje u prenosni sistem premašila 16 MW, proizvodnja OIE se ograničava do nivoa koji omogućava održavanje definisane granice razmene. Nakon primene ograničenja proizvodnje ponavlja se proračun tokova snaga i analiza sigurnosti prema kriterijumu N-1. Na taj način proverava se da li je primenjenim ograničenjem proizvodnje obezbeđen siguran rad sistema i poštovanje definisanog ograničenja razmene. Za svaki sat određuje se razlika između raspoložive proizvodnje OIE i proizvodnje nakon primene ograničenja. Ova razlika predstavlja ograničenu proizvodnju (*curtailment*), dok se njen zbir tokom analiziranog perioda koristi za određivanje ukupne neisporučene električne energije.

4. REZULTATI ANALIZE

U ovom poglavlju prikazani su rezultati proračuna rada posmatrane mreže za dva definisana scenarija. Analiza je sprovedena za svaki sat jednogodišnjeg perioda, uz primenu proračuna tokova snaga i provere kriterijuma sigurnosti N-1. Posebna pažnja posvećena je uticaju proizvodnje iz agregiranog kapaciteta solarnih elektrana na tokove snaga u prenosnoj mreži.

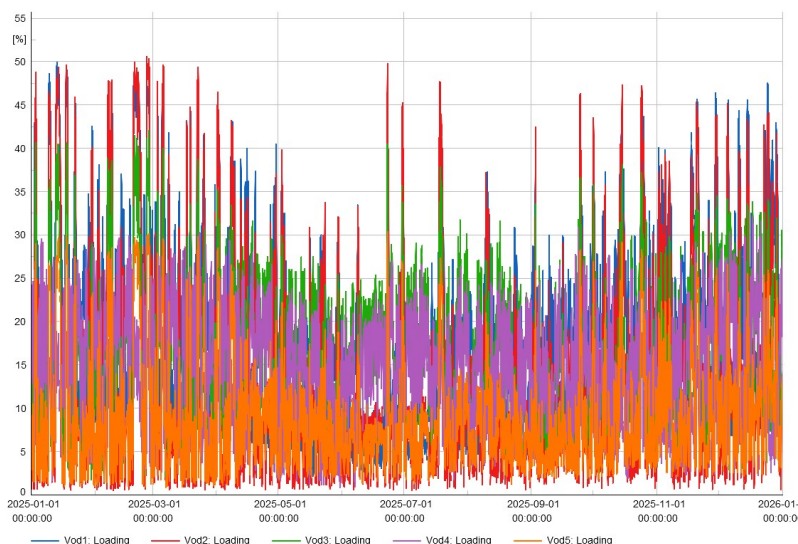
4.1 Stanje bez nove solarne elektrane

Satni profil proizvodnje vetroelektrane je prikazan na Slici 3.



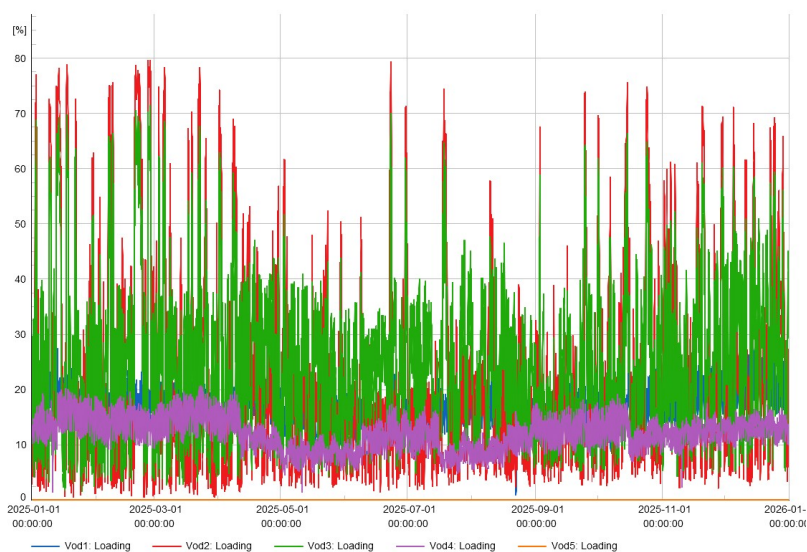
Slika 3. Satni profil proizvodnje vetroelektrane

Opterećenje nadzemnih vodova 110 kV za stanje pre priključenja nove solarne elektrane je prikazan na Slici 4. Maksimalna vrednost opterećenja je oko 50% maksimalnog, a javlja se na vodu „Vod2“ između TS2 i TS3.



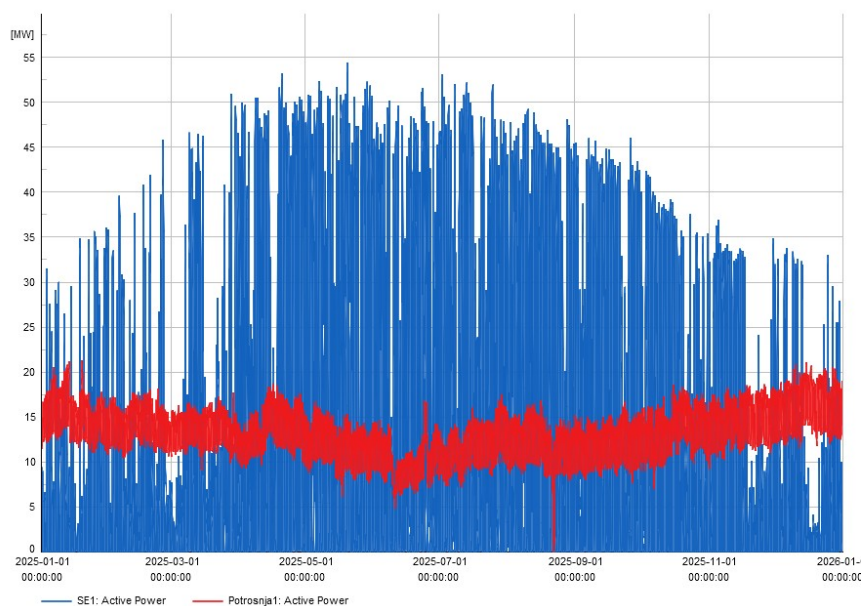
Slika 3. Opterećenje nadzemnih vodova pre priključenja solarne elektrane (stanje bez ispada u prenosnoj mreži)

Analiza sigurnosti N-1 pokazuje da opterećenje nadzemnih vodova 110 kV za stanje pre priključenja nove solarne elektrane ne prelazi vrednost od 80% maksimalnog. Rezultati su prikazani na Slici 4. Najkritičniji slučaj je ispad voda „Vod5“, pri čemu se najviše opterećuje „Vod2“.



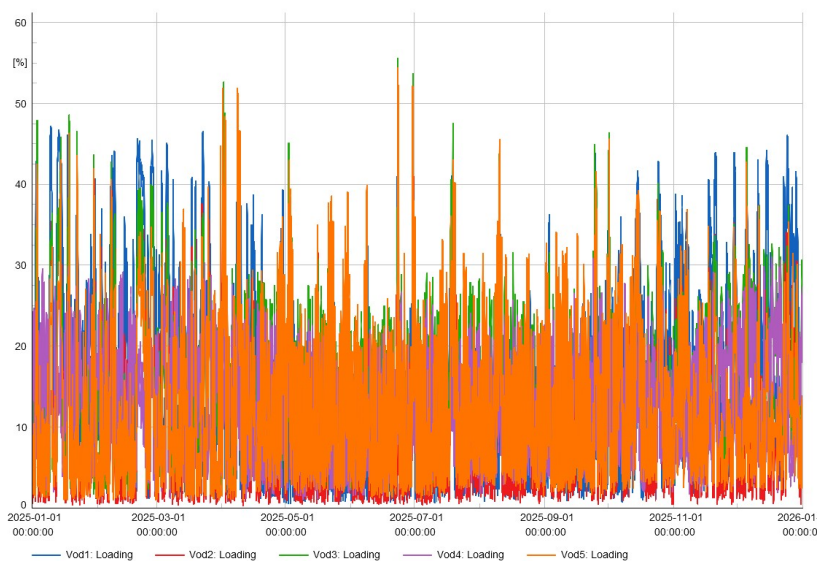
Slika 3. Opterećenje nadzemnih vodova pre priključenja solarne elektrane (stanje N-1)

Kao što je ranije napisano, nova solarna elektrana se priključuje na TS1. Profil proizvodnje solarne elektrane, kao i profil potrošnje TS1 su prikazani na Slici 4.



Slika 4. Satni profili proizvodnje solarne elektrane (plava boja) i potrošnje TS1 (crvena boja)

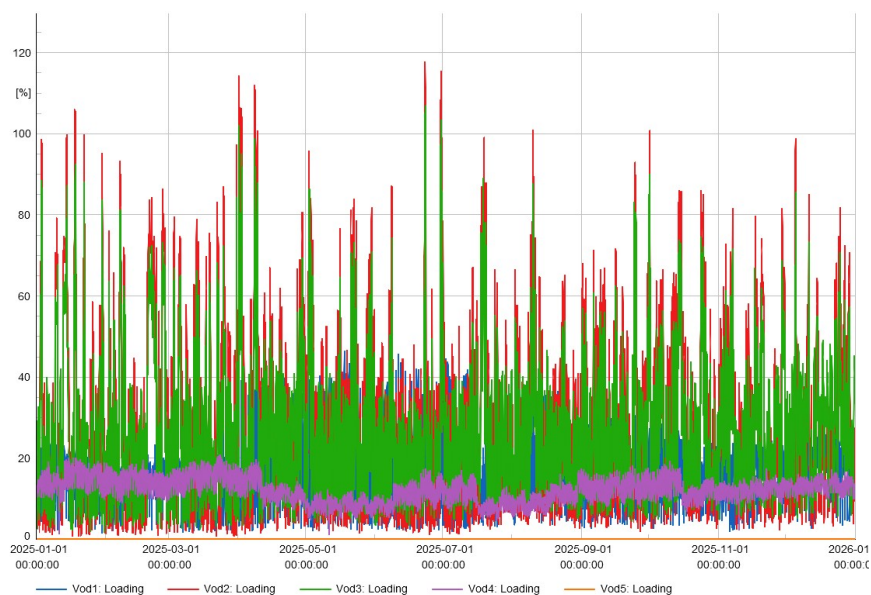
Nakon priključenja nove solarne elektrane, vrednosti opterećenja u 110 kV prenosnoj mreži, stanje bez ispada, rastu za oko 15% maksimalne vrednosti (Slika 5).



Slika 5. Opterećenje nadzemnih vodova nakon priključenja solarne elektrane (stanje bez ispada u prenosnoj mreži)

4.2 Scenario 1 – rad bez operativnih ograničenja

Analiza sigurnosti N-1 pokazuje da opterećenje nadzemnih vodova 110 kV za stanje nakon priključenja nove solarne elektrane prelazi vrednost 100% maksimalnog u 33 sata, pri čemu je maksimalna vrednost opterećenja 118% maksimalne. Rezultati su prikazani na Slici 6. Najkritičniji slučaj je ispad voda „Vod5“, pri čemu se najviše opterećuje „Vod2“. Ukoliko bi se u ovom scenariju primenila operativna ograničenja tako da se eliminišu preopterećenja, neisporučena električna energija bi iznosila oko 180 MWh.

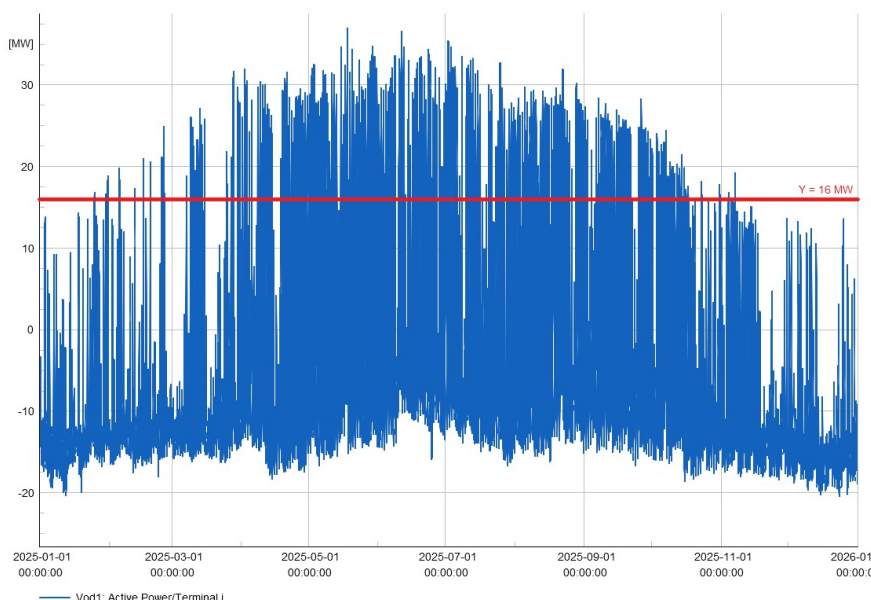


Slika 6. Scenario 1: Opterećenje nadzemnih vodova nakon priključenja solarne elektrane (stanje N-1)

U ovom slučaju, ako nema operativnih ograničenja, bilo bi potrebno povećati presek provodnika 110 kV nadzemnih vodova sa 150 mm² na 240 mm², ili ograničiti proizvodnju iz solarnih elektrana. Do većih vrednosti opterećenja (preopterećenja) bi došlo u slučaju da se solarne elektrane priključe i na TS2 i TS3.

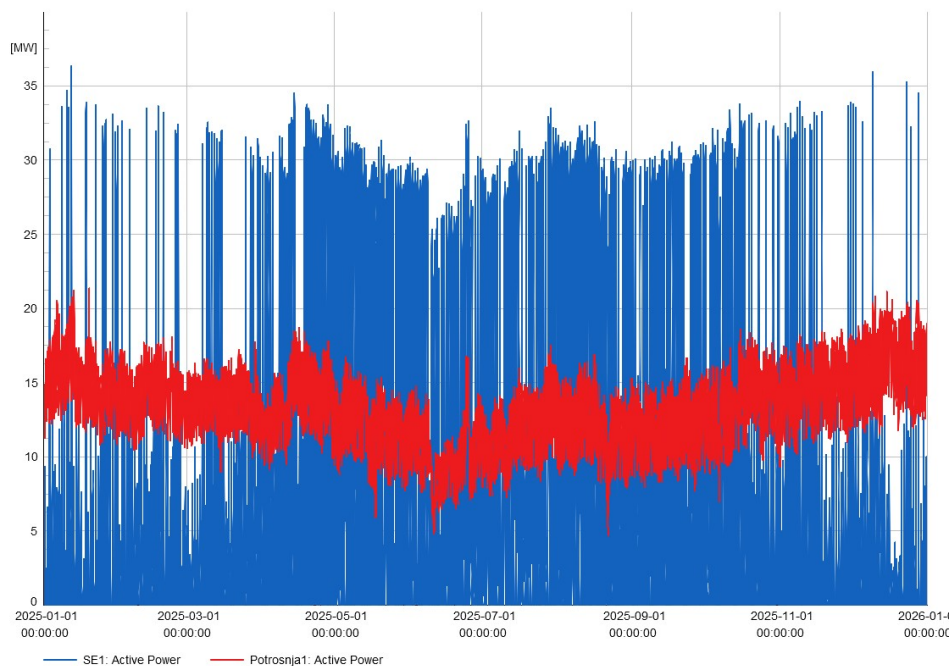
4.3 Scenario 2 – rad sa ograničenjima

U prethodnom potpoglavlju je polazano da priključenje solarnih elektrana na distributivnu mrežu može izazvati preopterećenje u prenosnoj mreži, i da se to dešava u svega 6 sati godišnje. Prema [2], injektiranje iz distributivne u prenosnu mrežu je ograničeno na 16 MW, što u Scenariju 1 nije ispunjeno (Slika 7).

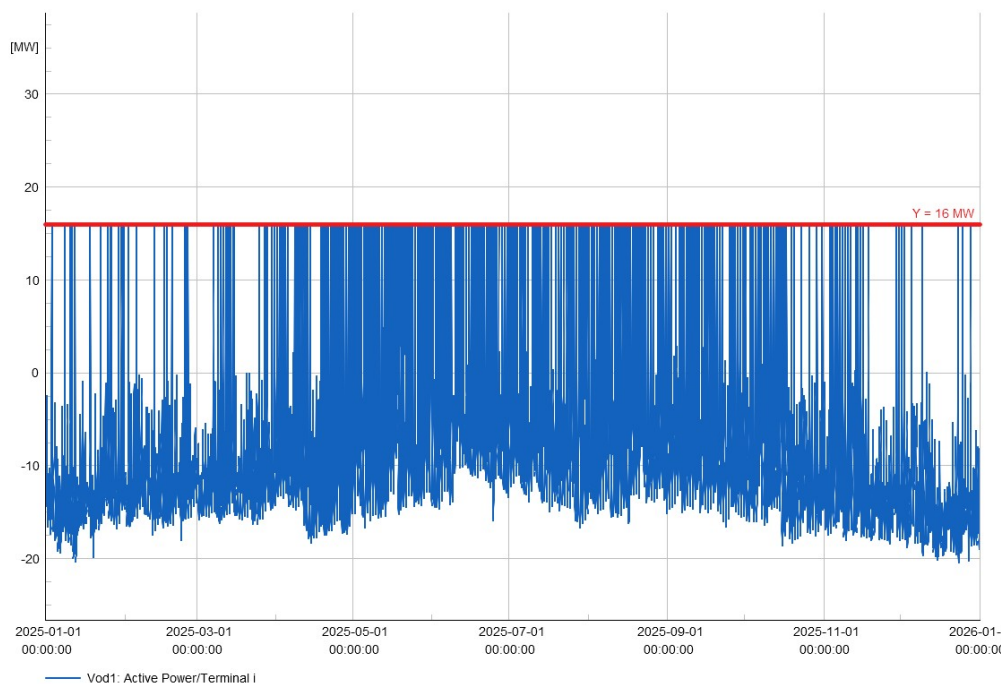


Slika 7. Prekoračenje ograničenje injektiranja na 16 MW

Da bi se ispoštovalo ograničenje injektiranja iz distributivne u prenosnu mrežu, potrebno je ograničiti proizvodnju solarne elektrane na način prikazan na Slici 8. Na Slici 9 je prikazana vrednost injektiranja u prenosnu mrežu nakon ograničenja proizvodnje solarne elektrane.

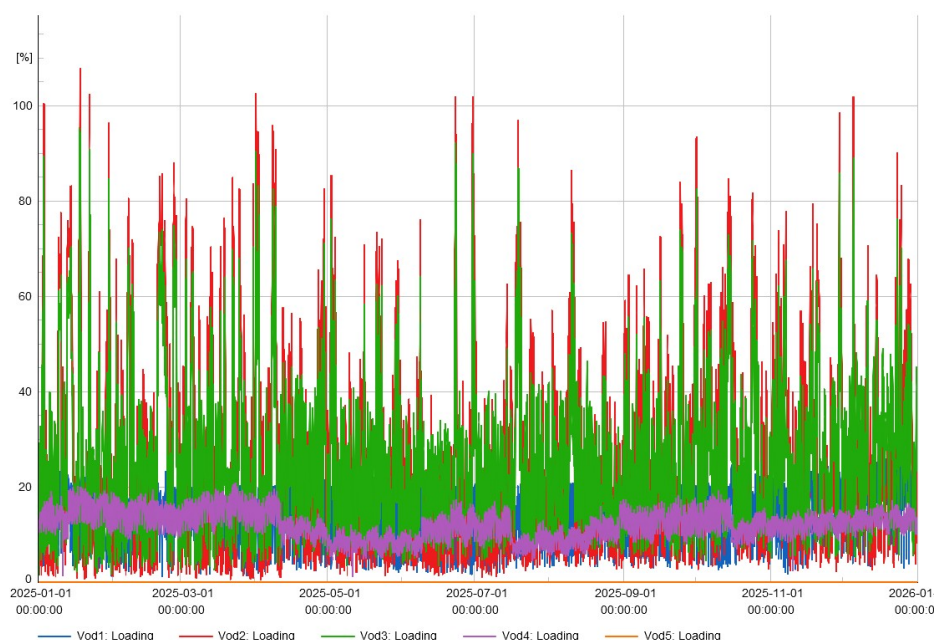


Slika 8. Ograničenje proizvodnje solarne elektrane



Slika 9. Vrednosti injektiranja iz distributivne u prenosnu mrežu

Analiza sigurnosti N-1 pokazuje da opterećenje nadzemnih vodova 110 kV za stanje nakon priključenja nove solarne elektrane prelazi vrednost 100% maksimalnog u 15 sati, pri čemu je maksimalna vrednost opterećenja 108% maksimalne. Rezultati su prikazani na Slici 10. Najkritičniji slučaj je ispad voda „Vod5“, pri čemu se najviše opterećuje „Vod2“.



Slika 10. Scenario 2: Opterećenje nadzemnih vodova nakon priključenja solarne elektrane (stanje N-1)

Ukupna neisporučena električna energija usled ograničenja injektiranja u prenosnu mrežu iznosi oko 30 GWh. U scenariju 2, pored ograničenja injektiranja u prenosnu mrežu, potrebno je dodatno ograničiti proizvodnju solarne elektrane da bi se otklonila preopterećenja, za oko 42 MWh na godišnjem nivou.

4. ZAKLJUČAK

Rezultati analiza u ovom radu pokazuju da ograničenje predaje električne energije iz distributivne u prenosnu mrežu od 16 MW može predstavljati previše konzervativan kriterijum za pojedine mreže. U analiziranom slučaju, u scenariju bez operativnih ograničenja prekoračenja su registrovana tokom svega 33 sata godišnje, što ukazuje da bi primena fiksnog ograničenja mogla dovesti do nepotrebnog ograničavanja proizvodnje OIE. Kao potencijalno primereniji pristup nameće se definisanje granice razmene proporcionalno instalisanoj snazi transformacije i stvarnim karakteristikama prenosno-distributivnog interfejsa.

Smanjenje potrebe za ograničavanjem proizvodnje OIE moguće je ostvariti i primenom sistema za skladištenje električne energije, koji bi omogućili akumulaciju viška proizvodnje u periodima visoke proizvodnje i njegovo korišćenje u periodima povećane potrošnje ili ograničene mogućnosti plasmana prema prenosnom sistemu.

Rezultati ukazuju i na potrebu za koordinisanim planiranjem razvoja prenosne i distributivne mreže od strane operatora prenosnog i distributivnog sistema. Istovremeno sagledavanje proizvodnih kapaciteta, potrošnje, kapaciteta transformacije i mogućnosti razmene omogućilo bi pravovremeno identifikovanje budućih uskih grla i efikasnije planiranje investicija.

Na kraju, integracija OIE ne može se posmatrati isključivo kroz mogućnost njihovog priključenja na distributivnu mrežu. Stvarni potencijal za integraciju zavisi od međusobne usklađenosti distributivne i prenosne mreže, mogućnosti skladištenja energije i načina upravljanja ograničenjima. Zbog toga budući razvoj regulatornog i tehničkog okvira treba usmeriti ka fleksibilnijem korišćenju postojeće mrežne infrastrukture, uz istovremeno očuvanje sigurnosti rada elektroenergetskog sistema.

LITERATURA

- [1] Energy Community Ministerial Council, Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, as adapted and adopted by the Energy Community, 2022.

- [2] Republika Srbija, Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije, „Službeni glasnik RS“, br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024
- [3] Republika Srbija, Zakon o energetici, „Službeni glasnik RS“, br. 145/2014, 95/2018 – dr. zakon, 40/2021, 35/2023 – dr. zakon, 62/2023, 94/2024 i 109/2025