Broj rada: R4-04
DOI:10.46793/CIRED2026.R4-04_167

ANALIZA PRIKLJUČNOG KAPACITETA MREŽE NA PRIMERU TS 110/35/10 KV/KV/KV ZA RAZLIČITE NIVOE OPTEREĆENJA I PRIMENJENE VREMENSKE SERIJE

REAL EXAMPLE OF 110/35/10 KV/KV/KV HOSTING CAPACITY ANALYSIS INCLUDING DIFFERENT OPERATION SCENARIOS AND TIME SERIES

Milica DILPARIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Republika Srbija *
Sara STAMATOVIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Republika Srbija
Branka KOVAČEVIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Republika Srbija
Dušan VUKOTIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Energetska tranzicija i prelazak na proizvodnju iz obnovljivih izvora energije donose sa sobom i brojne tehničke izazove. Priključenje nove elektrane na sistem može izazvati prekoračenje dozvoljenih naponskih granica ili preopterećenje određenih elemenata sistema. Pored toga, planiranje proizvodnje iz obnovljivih izvora predstavlja nezavidan zadatak zbog intermitentnosti u njihovoj proizvodnji, koja je direktna posledica trenutnih prirodnih uslova (osunčanost, brzina vetra, temperatura...) kao i zbog kumulativnih efekata koji veći broj proizvodnih jedinica distribuirane proizvodnje (DER) mogu proizvesti u mreži. Proračun kapaciteta mreže (Hosting capacity analiza) daje procenu mogućnosti integracije što više DER u mrežu, a da pri tome ne dođe do narušavanja tehničkih ograničenja rada sistema i dodatnih ulaganja u ojačanje infrastrukture. Na osnovu proračuna moguće je identifikovati i zagušenja u mreži, odnosno „uska grla". Proračuni su izvršeni u softveru DigSILENT Power Factory, i uvažena su naponska i termička ograničenja svih elemenata u mreži, kao i dozvoljena promena napona na mestu priključenja. Cilj rada jeste da se prikaže analiza proračuna kapaciteta mreže na primeru iz prakse, na jednoj TS 110/35/10 kV/kV i na osnovu toga identifikuju optimalna mesta za dodavanje novih DER i njihovih kapaciteta, koliko ti kapaciteti mogu da iznose, kao i ona mesta na kojima se dešavaju zagušenja sistema. Zbog stohastičke prirode DER, pored razmatranja dva stanja opterećenja (minimum i maksimum) i fiksne snage generisanja DER, bitno je i uvažiti vremensku korelaciju korelaciju u vremenu između generisanja iz solarnih elektrana i opterećenja konzuma. Iz ovih razloga je proračun urađen i na primeru vremenske serije tokom jednog dana koji se smatra kritičnim sa stanovišta maksimalne mogućnosti proizvodnje iz DER. Pored toga, analiza uzima u obzir trenutno i perspektivno stanje u mreži kada bi se na nju priključili do sada planirani kapaciteti. Procena proizvodnje potencijalnih solarnih elektrana izvršena je na osnovu geografske lokacije trafostanice i meteoroloških podataka. Rezultati su prikazani tabelarno i grafički u vidu heat map dijagrama.

Ključne reči: kapacitet mreže, distribuirana proizvodnja, simulacioni model, vremenske serije, heat map

* Milica Dilparić milica.dilparic@ieent.org; Sara Stamatović sara.stamatovic@ieent.org; Branka Kovačević branka.kostic@ieent.org; Dušan Vukotić dusan.vukotic@es.rs

ABSTRACT

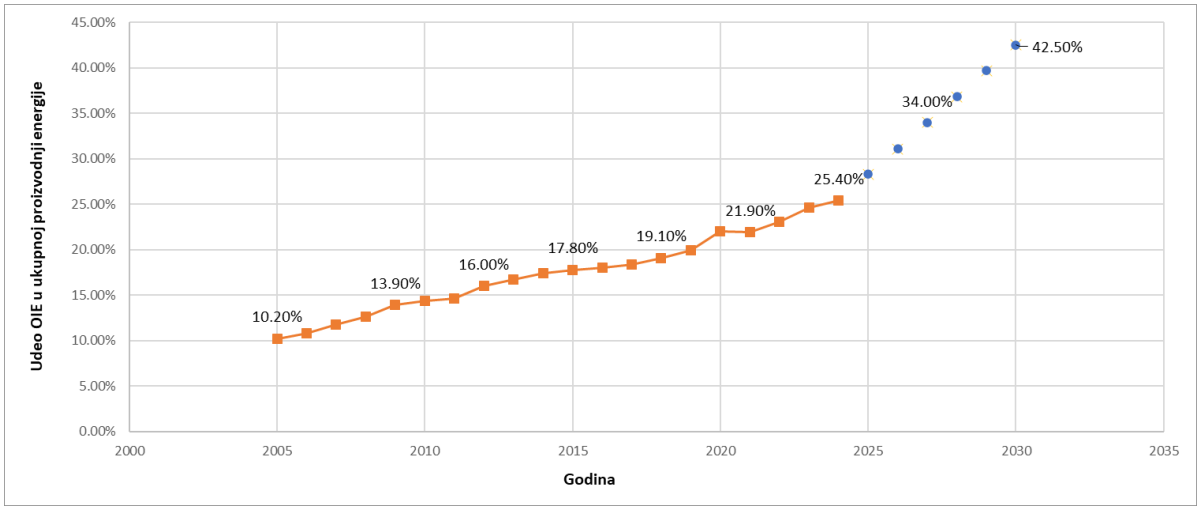
The energy transition and the shift toward electricity generation from renewable energy sources bring numerous technical challenges. Connection of a new power plant to the power system could, for example, violate permissible voltage limits or lead to overloads of certain elements of the system. In addition, planning generation from renewable energy sources is a very demanding task because their generation is intermittent, which is a direct consequence of natural conditions (solar irradiance, wind speed, temperature...). Hosting capacity analysis estimates the maximum possible capacity of new distributed energy resources (DER) that can be integrated optimally in the network, without violating technical operating limits or requiring additional investments in network reinforcement. Based on these analyses, congestions in the network (bottlenecks) can also be identified. The analyses were performed using the DigSILENT PowerFactory software, taking into account voltage and thermal constraints of all network elements, as well as the permissible voltage change at the point of connection. The objective of this paper is to present a hosting capacity analysis based on a case study of one 110/35/10 kV/kV/kV substation and to identify optimal locations for the integration of new installed capacities, determine their maximum size, and detect locations where network congestion occurs. Due to the stochastic nature of DER, in addition to considering two cases of loading in the grid (minimum and maximum load) and fixed DER generation levels, it is essential to consider the correlation between solar power generation and consumer demand. For these reasons, the analysis was conducted for minimum and maximum network loading scenarios, as well as using a time-series simulation over one day which is critical in terms of maximum generation from PV plants. The study also considers both the current network state and the forecasted future state after the connection of already planned DER capacities. The generation of solar power plants was estimated based on the geographical location of the substation and relevant meteorological data. The results are presented in tabular and graphical form, in the form of heat map diagrams.

Keywords: hosting capacity, DER, simulation model, time-series, heat map

UVOD

Obnovljivi izvori energije (OIE) u svetlu odrzivog razvoja savremenog društva, imaju određene prednosti u odnosu na konvencionalne izvore. Ove prednosti se pre svega odnose na ublažavanje klimatskih promena, smanjenje emisija štetnih gasova i poboljšanje sigurnosti snabdevanja energijom. Revidirana Direktiva Evropske Unije (EU) o obnovljivoj energiji [1] povećava obavezujući cilj za 2030. godinu sa 32% na najmanje 42,5% udela obnovljivih izvora u potrošnji energije EU, sa ciljem dostizanja 45%. Trend rasta udela OIE u ukupnoj proizvodnji energije u EU prikazan je na slici ispod. [2] Prema Integrisanom nacionalnom energetskom i klimatskom planu Republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. godine (INEKP), povećani udeo OIE će predstavljati jedan od najvažnijih ciljeva za Republiku Srbiju dostizanjem udela od 33,6% u bruto finalnoj potrošnji energije. Pored toga, INEKP utvrđuje sledeće ciljeve u 2030.godini definisane po sektorima: udeo OIE u proizvodnji električne energije iznosi najmanje 45,2%, udeo OIE u energiji potrošenoj za grejanje i hlađenje 41,4%, dok udeo OIE u sektoru saobraćaja iznosi 7% (sa multiplikatorima), odnosno 3,2% (bez multiplikatora), u skladu sa odgovarajućom metodologijom EU za proračun. [3]

Međutim, pored brojnih pozitivnih efekata koje sa sobom nosi integracija OIE u elektroenergetski sistem, postoji i veliki broj izazova sa kojima se susreće pre svega operator sistema, a zatim i investitori, kao i krajnji korisnici. U modernim elektroenergetskim sistemima, prilikom planiranja sistema od velike je važnosti sprovesti detaljne analize optimalnog priključenja novih proizvodnih jedinica (PJ) kako bi se utvrdio njihov pojedinačni, ali i kumulativni uticaj na sistem. Poslednjih godina sve više raste broj zahteva za priključenje novih PJ na prenosni i distributivni sistem, koje najvećim delom čine solarne elektrane (SE). Dominantni uticaj na proizvodnju energije iz SE imaju trenutni prirodni uslovi (iradijacija, temperatura vazduha...) i u uslovima velikog broja takvih PJ koje su priključene na različita mesta u sistemu, nije jednostavan zadatak proceniti tokove snaga, naponske profile i ostale relevantne parametre u mreži. Dakle, sa stanovišta priključnog kapaciteta mreže, potrebno je pri planiranju distributivnog sistema uvažiti dva uslova: teži se ispunjenju što više pristiglih zahteva za priključenje PJ koje koriste OIE, ali tako da se ne ugroze tehnički kriterijumi normalnog rada sistema, odnosno poštovanje naponskih granica propisanih relevantnim dokumentima, maksimalnog termičkog opterećenja elemenata sistema itd. Zbog toga sve bitnija postaje analiza priključnog kapaciteta mreže, koja upravo omogućava da se proceni mogućnost dodavanja distribuiranih izvora energije i njihovo priključenje na različite sabirnice u distributivnoj mreži, bez ugrožavanja pravilnog rada sistema. Pri tome se traži rešenje da se na bezbedan način integriše što više novih PJ, bez predlaganja promene infrastrukture i ojačanja mreže. Pored toga, ova analiza omogućava da se identifikuju „uska grla" u mreži u pogledu priključenja novih PJ, odnosno mesta na kojima bi bilo potrebno određeno ojačanje mreže.



Slika 1-Trend rasta udela OIE u ukupnoj proizvodnji energije u EU, izvor: [2]

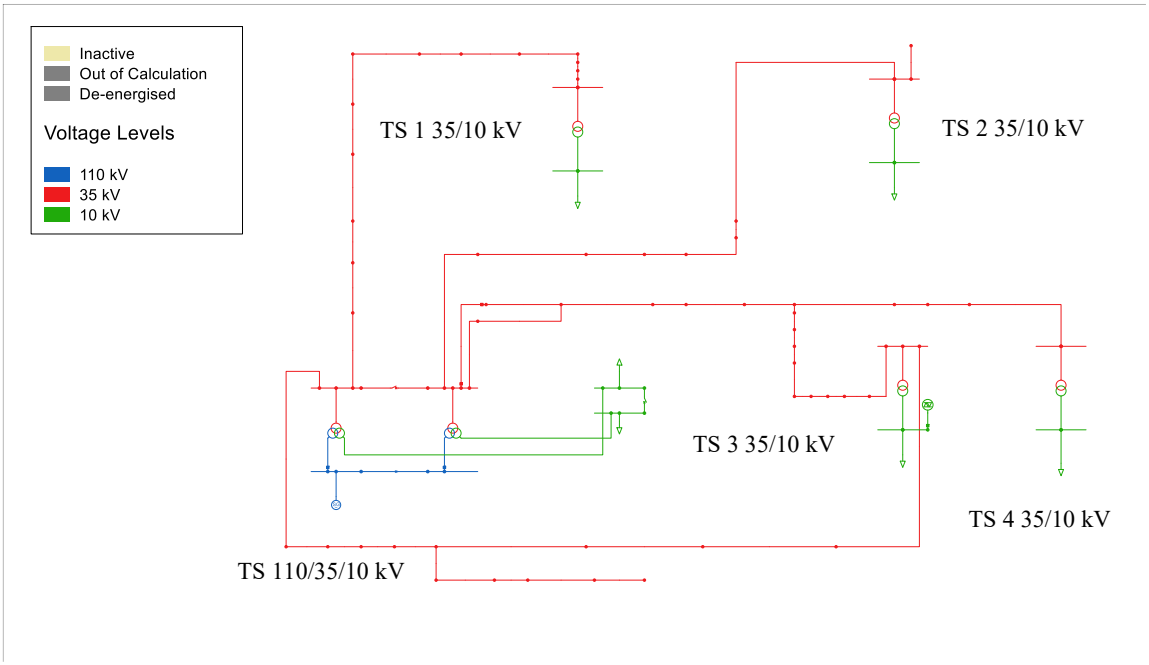
1 METODOLOGIJA I ALGORITAM PRORAČUNA

1.1 Početne pretpostavke i analizirani scenariji

Odabrana je jedna transformatorska stanica TS 110/35/10 kV/kV/kV na području Beograda, čijim je simulacionim modelom slikovito prikazan primer analize priključnog kapaciteta mreže sa stanovišta priključenja novih distribuiranih izvora energije. Izabrana TS 110/35/10 kV/kV/kV obuhvata četiri transformatorske stanice 35/10 kV/kV, označene kao TS 1, TS 2, TS 3 i TS 4 na šemi ispod (*Slika 2*), pri čemu je potrošnja na naponskom nivou 10 kV agregirana na 10 kV sabirnicama i modelovana ekvivalentom. Ostatak mreže ekvivalentiran je statičkim generatorom na 110 kV sabirnicama.

U okviru simulacionog modela, prikazana su dva moguća stanja mreže:

- Trenutno stanje, odnosi se na 2025. godinu,
- Perspektivno stanje, odnosi se na 2033. godinu i podrazumeva modelovanje svih planiranih investicija, promena i ojačanja insfrastrukture mreže, kao i modelovanje ponašanja potrošača na ovom području u skladu sa trendom promena.



Slika 2- Šema analizirane TS 110/35/10 kV/kV/kV iz simulacionog modela sa pripadajuće četiri TS 35/10 kV/kV

Proračun priključnog kapaciteta mreže daje kao rezultat maksimalnu moguću instalisanu snagu novih PJ u definisanim čvorovima sistema. Već postoje četiri PJ na TS 3 35/10 kV/kV, te su one modelovane u svim scenarijima, a pored toga, postoji određeni broj elektrana koje su u procesu priključenja, a čiji se rad na mreži očekuje u narednom periodu. Uvažavanje tih dodatnih solarnih elektrana koje su u procesu priključenja utiče na rezultate proračuna, s obzirom da one zauzimaju deo kapaciteta mreže. Kako bi se ostalo na strani sigurnosti, njihov rad analiziran je i na sadašnjem i u perspektivnom stanju. Sve pomenute elektrane priključuju se na naponski nivo 10 kV, dok na 35 kV naponskom nivou za sada ne postoje takvi zahtevi za priključenje. Iz tog razloga, ove elektrane posmatrane su agregirano, sa zajedničkim mestom priključenja na 10 kV sabirnicama.

Analiza je izvršena kroz dva različita pristupa:

1) ***Deterministički pristup***; vrednosti generisanja i potrošnje su fiksne, i pretpostavlja se jedna vrednost generisanja kada se uvažava proizvodnja iz SE (njihova instalisana snaga). U tom smislu, radi sveobuhvatne analize, potrošnja je modelovana tako da su uvažena dva kritična režima rada mreže:

   - *Maksimalni režim*, kritičan sa stanovišta pojave niskih napona i preopterećenja elemenata u uslovima kada se ne ostvare predviđena generisanja iz PJ

- *Minimalni režim*, kritičan sa stanovišta pojave visokih napona u uslovima kada se analizira maksimalno moguće generisanje iz PJ.

2) ***Proračun stacionarnih stanja pomoću vremenskih serija***; vrednosti potrošnje i generisanja iz SE modelovane su na satnom nivou, za jedan karakterističan dan. Ovakav pristup je detaljniji i sve relevantniji u modernim distributivnim sistemima, pre svega zbog stohastičke prirode SE. Integracijom vremenskih serija u simulacioni model uvažava se korelacija u vremenu između generisanja iz solarnih elektrana sa jedne strane i opterećenja konzuma sa druge. Takođe, ovakva analiza omogućava bolje sagledavanje potencijalnih operativnih ograničenja koja je potrebno postaviti pred PJ u cilju sigurnog i pouzdanog rada sistema. Odabran je jedan dan meseca maja, kada seočekuje nizak nivo potrošnje električne energije, a visok stepen generisanja iz SE.

1.2 Tehnički kriterijumi uvaženi u proračunu

Ograničenja koja su bila uzeta u obzir pri proračunima su:

- Naponska ograničenja: **0,9 r.j. ≤ U ≤ 1,1 r.j**, odnosno u svim tačkama analiziranog sistema naponi moraju biti u dozvoljenim granicama definisanim Pravilima o radu distributivnog sistema [4]
- Termička ograničenja: **≤ 90 %,** odnosno opterećenje svakog elementa analiziranog sistema, u svim analiziranim slučajevima ne prelazi 90 % nominalnog opterećenja (definisanog naznačenom snagom/strujom).
- Povratni tok snage kroz 100/35/10 kV/kV/kV transformatore: pretpostavljeno je da **nema** povratnog toka snage prema prenosnom sistemu, odnosno instalisani kapaciteti pokrivaju samo potrebe konzuma i gubitke u analiziranom delu distributivnog sistema
- Promena napona na mestu priključenja: **≤ 3 %**

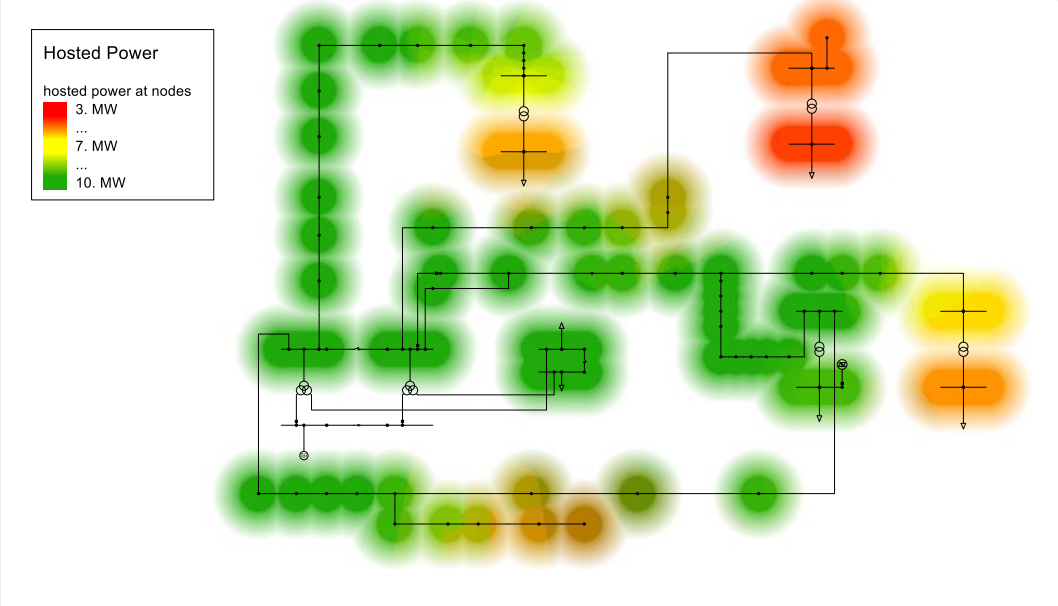
Snaga novih instalisanih kapaciteta varirana je od 3 MW do 10 MW, a pretpostavljeno je da će sve solarne elektrane raditi sa faktorom snage jednakim jedinici.

Analiza priključnog kapaciteta u softveru se izvršava iterativnim proračunom tokova snaga, pri čemu se povećava dodatna instalisana snaga u posmatranom čvoru, od donje granice definisanog opsega (u ovom slučaju 3 MW), pa do kraja opsega ili do trenutka kada je neki od prethodno definisanih kriterijuma narušen. U slučaju determinističkog pristupa, konačna vrednost moguće dodatne snage koja se može priključiti na određeni čvor određuje se kao manja od dve vrednosti dobijene u minimalnom i maksimalnom operacionom scenariju za taj čvor. Analogno, u slučaju kada se koriste vremenske serije, relevantna je minimalna satna vrednost snage u posmatranom opsegu od jednog dana. Na taj način dobijaju se vrednosti koje su na strani sigurnosti, a može se uraditi i dalja tehno-ekonomska analiza koja bi uzimala u obzir mogućnost potiskivanja snage SE i uvažavala vremenske serije na sezonskom ili godišnjem nivou.

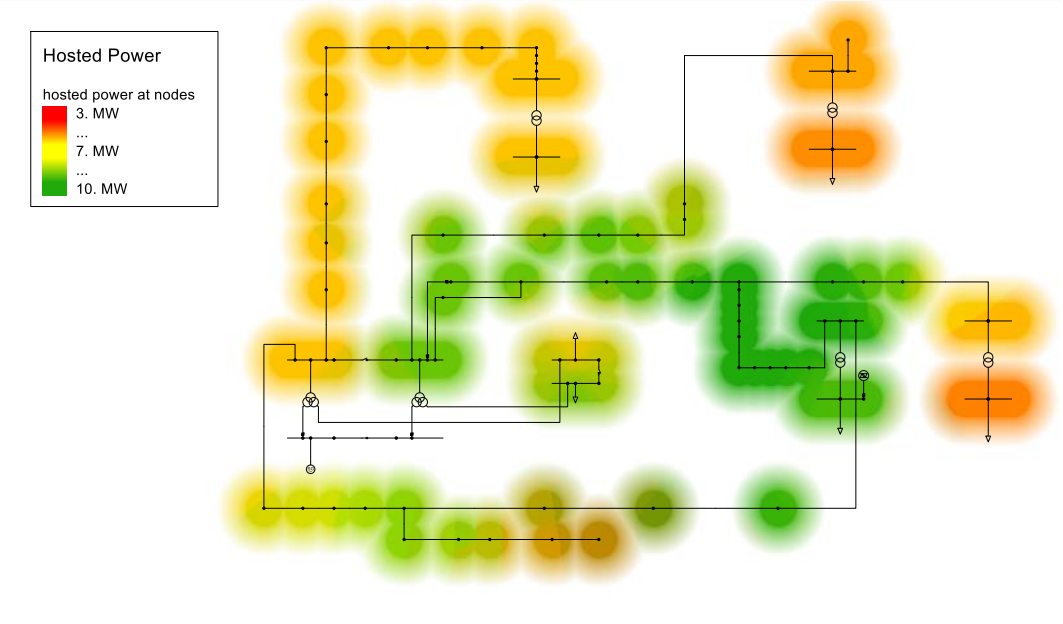
2 DETERMINISTIČKI PRISTUP - REZULTATI PRORAČUNA ZA TRENUTNO STANJE MREŽE (2025. GODINA)

Na narednim slikama (*Slika 3* i *Slika 4*) prikazani su rezultati proračuna priključnog kapaciteta mreže za trenutno stanje, za maksimalni i minimalni režim, respektivno. U osnovnom stanju, već postoje četiri male SE priključene na TS 3, čija agregirana snaga iznosi oko 230 kW. U maksimalnom režimu, „usko grlo" sistema predstavlja TS 2, a manje od 10 MW mogu da prihvate i TS 1 i TS 4. Ograničavajući faktor u ovom režimu u većini slučajeva je maksimalna

dozvoljena procentualna promena napona na mestu priključenja, koja je postavljena na 3%, dok naponske i termičke granice nisu ugrožene. Međutim, u režimu minimalne potrošnje konzuma, primećuje se da su kapaciteti ovog dela distributivnog sistema značajno smanjeni u odnosu na režim maksimuma. Samim tim, konačne vrednosti moguće nove instalisane snage u većini čvorova trebalo bi odabrati u odnosu na režim minimuma, ali postoje i mesta (npr. TS 2) gde je kritičniji režim maksimuma. Pri tome, treba imati u vidu da je u ovom režimu glavni ograničavajući faktor u većini čvorova povratni tok snage kroz 110/35/10 kV/kV/kV transformatore, koji je postavljen na nulu, odnosno ne dozvoljava se pojava povratnog toka snage. Povećavanjem ove granice mogu se dobiti veće mogućnosti za dodavanje PJ. Prema Zakonu o energetici [5] maksimalna dozvoljena snaga koja se sme plasirati u prenosnu mrežu na ovaj način iznosi 16 MW.



Slika 3 - Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) bez dodatih solarnih elektrana, maksimalni režim



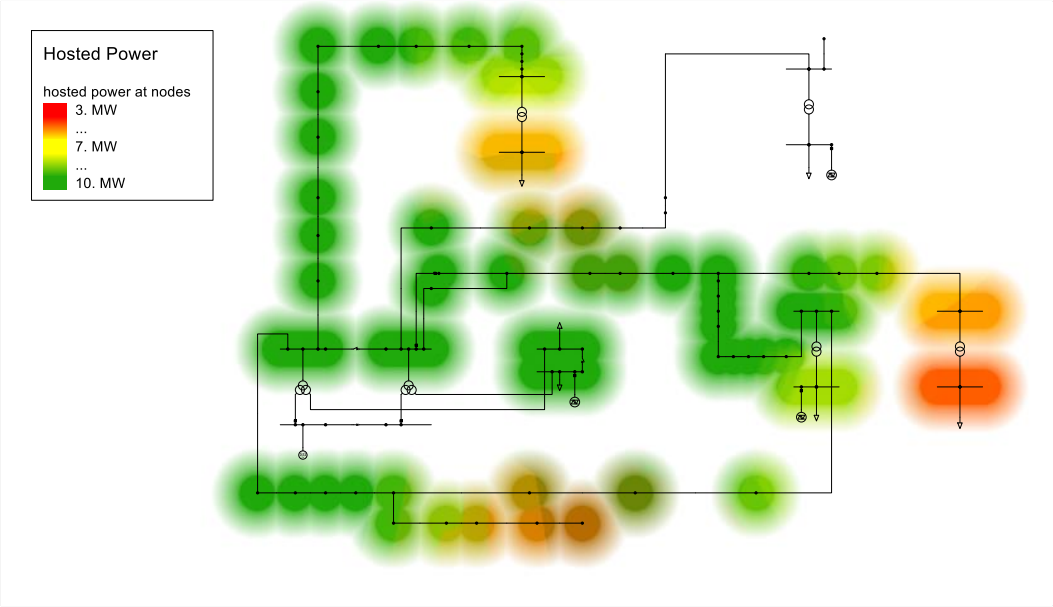
Slika 4 - Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) bez dodatih solarnih elektrana, minimalni režim

Osim već postojećih SE na 10 kV mreži koja pripada TS 3 35/10 kV/kV, u daljem proračunu uvažene su sve elektrane koje se nalaze u procesu priključenja i čiji se operativni rad očekuje u narednom periodu, na način prikazan u Tabeli I.

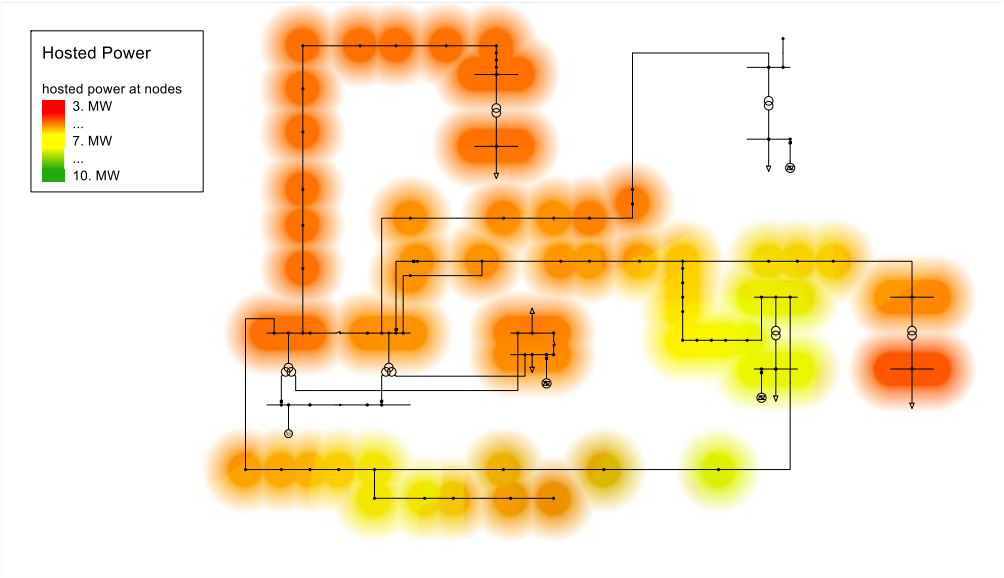
Na narednim slikama (*Slika 5* i *Slika 6*) prikazani su respektivno rezultati analize za maksimalni i minimalni režim za trenutno stanje, ali uz uvažene buduće elektrane.

Tabela I – Agregirana instalisana snaga elektrana koje su u procesu priključenja i mesto priključenja, trenutno stanje

10 kV sabirnice na kojima su simulirane pripadajuće elektrane	**Agregirana instalisana snaga [kW]**
Sabirnice B u TS 110/35/10 kV/kV/kV	1232
Sabirnice u TS 2 35/10 kV/kV	2209
Sabirnice u TS 3 35/10 kV/kV	260



Slika 5 - Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) sa dodatim solarnim elektranama, maksimalni režim



Slika 6 - Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) sa dodatnim solatrnim elektranama, minimalni režim

Slučaj kada je u trenutnom stanju simulirano priključenje svih razmatranih solarnih elektrana ne prikazuje realno stanje, već relativno restriktivan režim, ali je analiza opravdana s obzirom na to da će se većina ovih elektrana verovatno priključiti na mrežu pre 2033. godine, odnosno pre nego što mreža dostigne sve promene predviđene perspektivnim stanjem.

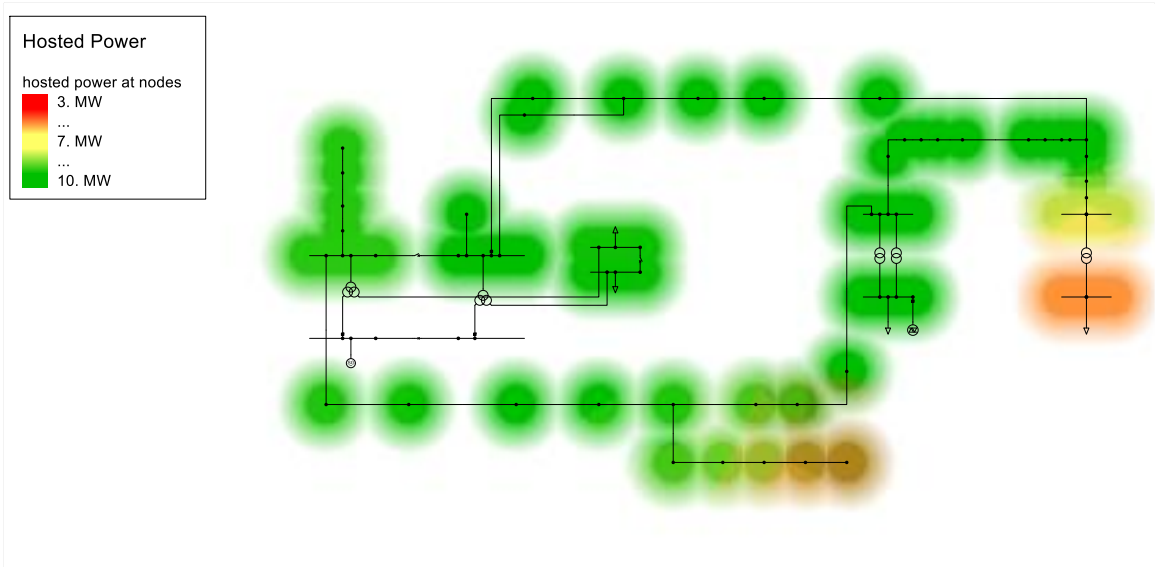
Primećuje se da u ovom slučaju, u čvorovima bliskim TS 2, ni u minimalnom ni u maksimalnom režimu ne postoji mogućnost generisanja više od 3 MW (definisana donja granica opsega). To je i očekivano, s obzirom da je TS 2 već predstavljala „usko grlo" sistema pre dodatih elektrana, a zatim je na njene sabirnice pretpostavljeno da će se priključiti 2,2 MW solarnih elektrana, što ne ostavlja mesta za dodavanje još instalisanih SE. Kao i u režimu bez dodatih elektrana, za većinu čvorova kritičniji je minimalni režim, i povratni tok snage predstavlja ograničavajući faktor, dok je u maksimalnom režimu i dalje procentualna promena napona kriterijum koji

ograničava dodatnu snagu. „Usko grlo" sistema, pored TS 2, sada postaje i TS 4, mada su kapaciteti svuda značajno smanjeni.

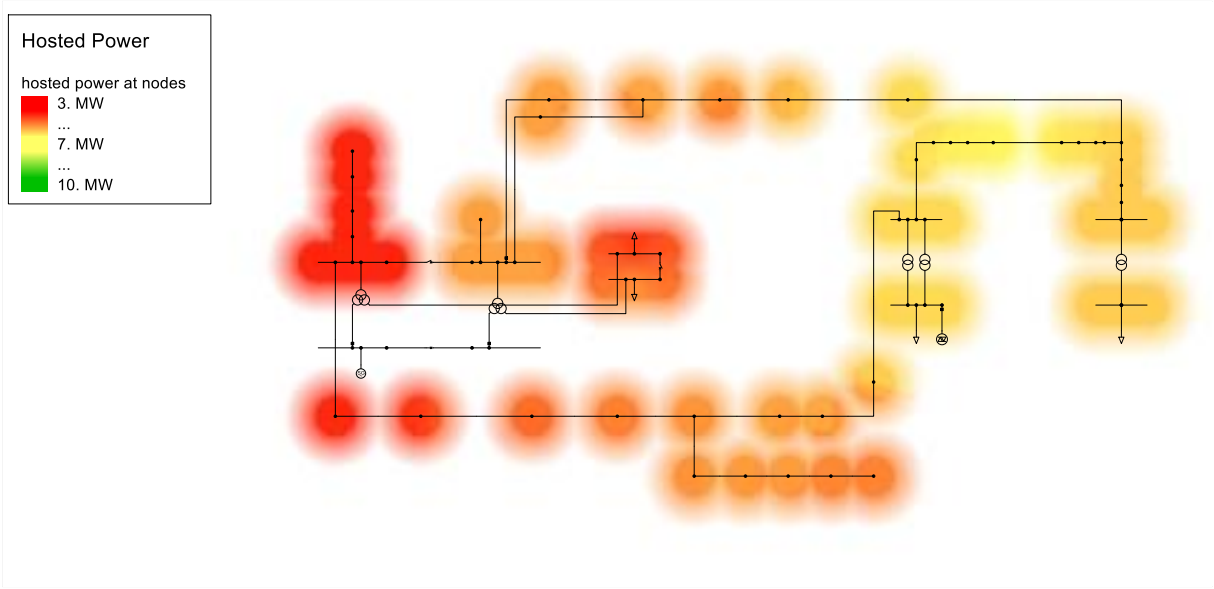
3 DETERMINISTIČKI PRISTUP - REZULTATI PRORAČUNA ZA PERSPEKTIVNO STANJE MREŽE (2033. GODINA)

Pri modelovanju perspektivnog stanja, uvažene su sve promene posmatranog dela distributivnog sistema planirane do 2033. godine. Najveće promene odnose se na rasterećenje TC 110/35/10 kV/kV/kV, tako što se TS 1 i TS 2 više neće napajati iz ove transformatorske stanice. U TS 3 biće dodat još jedan transformator 35/10 kV/kV instalisane snage 8 MVA koji će raditi u paraleli sa postojećim. Pored topoloških promena, modelovana je i prognozirana promena u nivou opterećenja za minimalni i maksimalni operacioni scenario.

Slika 7 i *Slika 8* prikazuju rezultate analize priključnog kapaciteta mreže za perspektivno stanje, bez dodatnih solarnih elektrana koje imaju odobren zahtev za priključenje, za maksimalni i minimalni operacioni scenario, respektivno. Takva analiza ima smisla u slučaju da se iz bilo kog razloga ne ostvari veliki broj zahteva za priključenje, a izvrše se sve planirane promene u mreži.



Slika 7 - Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) bez dodatih solatnih elektrana, maksimalni režim



Slika 8- Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) bez dodatih solatnih elektrana, minimalni režim

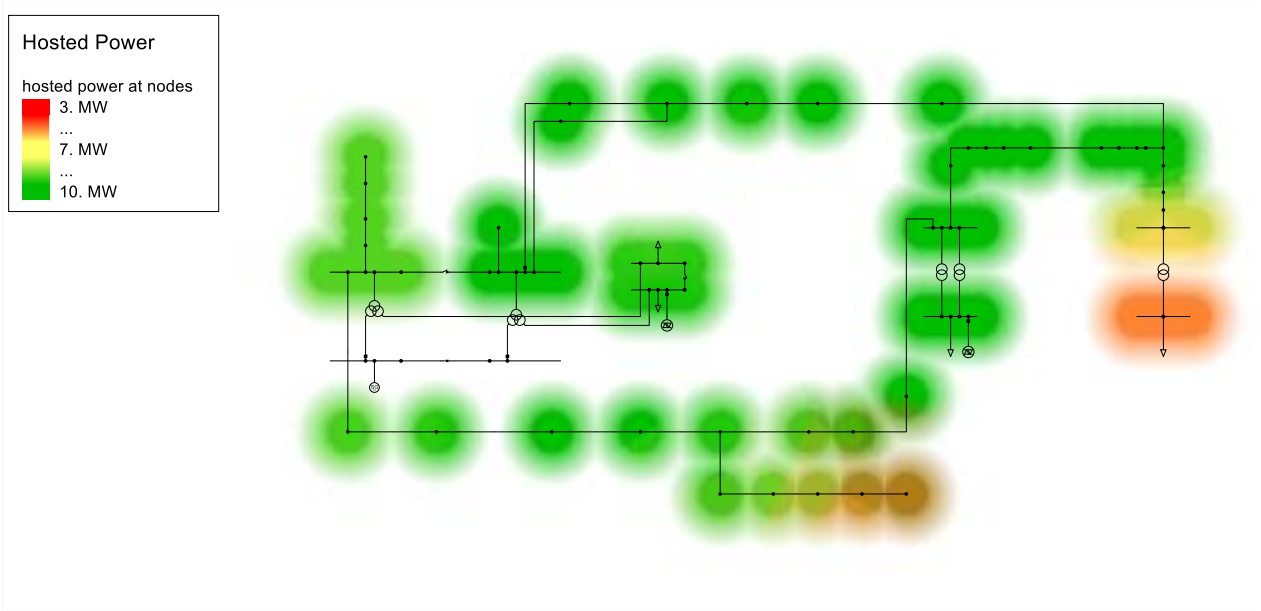
Sa prethodnih slika može se zaključiti da u maksimalnom režimu postoji značajna mogućnost za dodavanje novih PJ, i situacija je još bolja u odnosu na maksimalni režim u trenutnom stanju.. Međutim, u minimalnom režimu za perspektivno stanje kapacitet je manji nego za trenutno, i dosta manji nego u režimima maksimuma potrošnje. S obzirom da limitirajući faktor i u ovom slučaju, kao i za trenutno stanje, ostaje povratni tok snage, smanjenje kapaciteta ima smisla, jer je mreža dodatno rasterećena i nema mogućnosti da apsorbuje višak lokalno proizvedene energije. Pored toga što je mreža slabo opterećena, može se primetiti da je najviše novih kapaciteta moguće priključiti oko TS 3 (oko 7 MW).

Osim već postojećih SE na 10 kV mreži koja pripada TS 3 35/10 kV/kV, u daljem proračunu uvažene su sve elektrane kojima je odobren zahtev za priključenje u narednom periodu, na način prikazan u Tabeli II. Spisak elektrana je redukovan jer u perspektivnom stanju se TS 2 ne napaja iz razmatrane TS 110/35/10 kV/kV/kV, tako da te elektrane nisu relevantne za proračun.

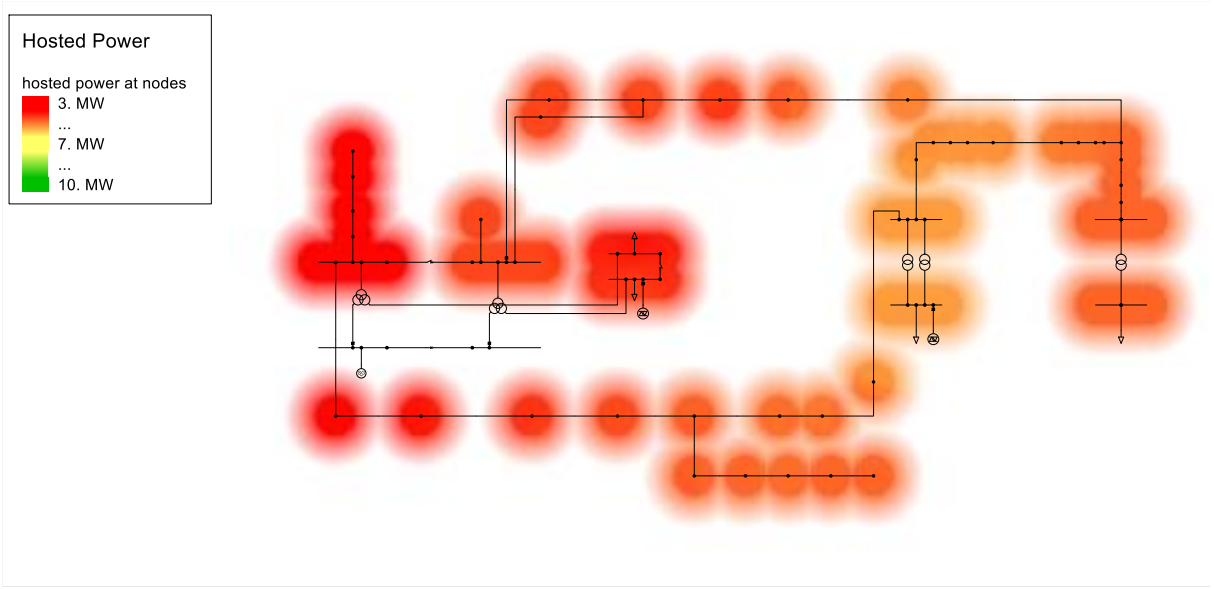
Tabela II – Agregirana instalisana snaga elektrana koje su u procesu priključenja i mesto priključenja, perspektivno stanje

10 kV sabirnice na kojima su simulirane pripadajuće elektrane	**Agregirana instalisana snaga [kW]**
Sabirnice B u TS110/35/10 kV	1232
Sabirnice u TS 3	260

Slika 9 i *Slika 10* prikazuju respektivno rezultate analize za maksimalni i minimalni režim za trenutno stanje, ali uz uvažene buduće elektrane.



Slika 9- Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) sa dodatim solarnim elektranama, maksimalni režim



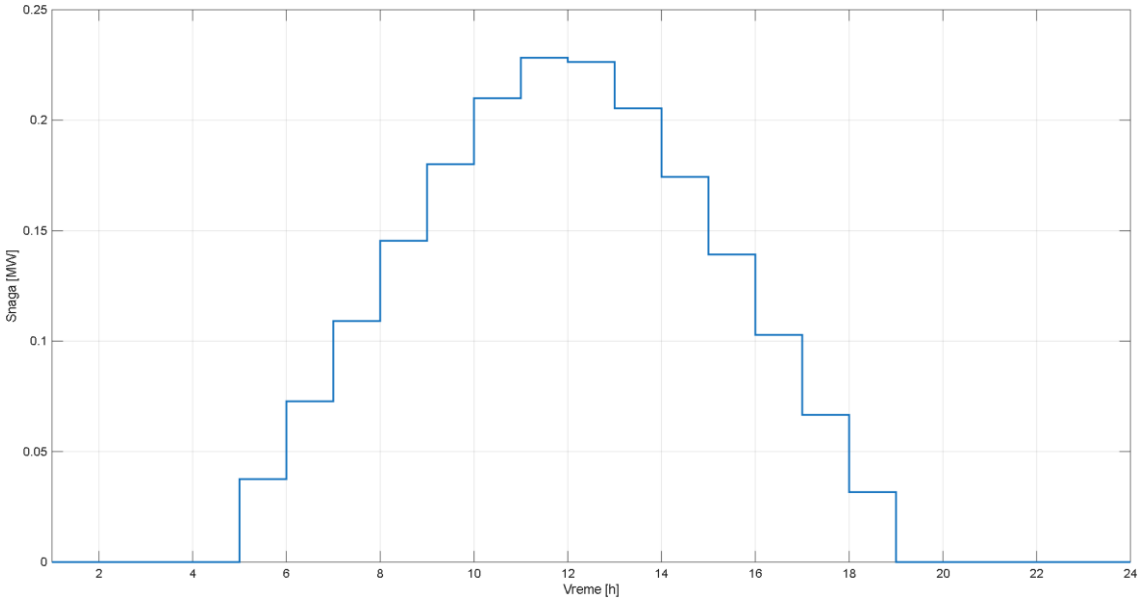
Slika 10- Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) sa dodatnim solatrnim elektranama, minimalni režim

Kao što je i očekivano, dodate solarne elektrane smanjuju kapacitet mreže u minimalnom režimu, s obzirom da čine dodatno generisanje dok mreža ostaje jednako slabo opterećena, pa se pre dostigne ograničenje po povratnom toku snage. U maksimalnom režimu, kapacitet se smanjuje ali neznatno, pri čemu se kao limitirajući faktor na nekim mestima čak javlja povratni tok snage.

4 PRORAČUN STACIONARNIH STANJA POMOĆU VREMENSKIH SERIJA

Rezultati determinističke analize pokazuju da nije jednostavno i intuitivno utvrditi koji će režim opterećenja biti kritičan za različite čvorove u posmatranom delu mreže. U prethodnim

analizama posmatrani su minimalni i maksimalni režim opterećenja, koji obuhvataju pretpostavljene najkritičnije režime rada sistema, sa stanovišta postavljenih naponskih ograničenja. Međutim, pretpostavljeno je i da solarne elektrane konstantno rade tako što generišu svoju instalisanu snagu, i nije uvažena korelacija u vremenu između potrošnje i proizvodnje. Zbog toga, uvodi se detaljniji pristup problematici analize priključnog kapaciteta mreže, tako što se posmatraju vremenske serije na satnom nivou i potrošnje i proizvodnje. U ovom radu analiza je sprovedena za jedan dan meseca maja, kada se očekuje visok stepen proizvodnje iz SE (sunčani dugi dani, kada temperatura ambijenta nije prevelika), a nizak nivo potrošnje (ne spada u grejnu sezonu, potrošači više vremena provode van kuće itd.). Satne vrednosti potrošnje dobijene su merenjima, dok su vrednosti generisanja SE modelovane na osnovu iradijacije za navedeni dan (koja određuje oblik grafika) i instalisane snage elektrane (koja određuje maksimalnu vrednost na grafiku), tako da se dobija dijagram kao što je prikazan narednoj slici.



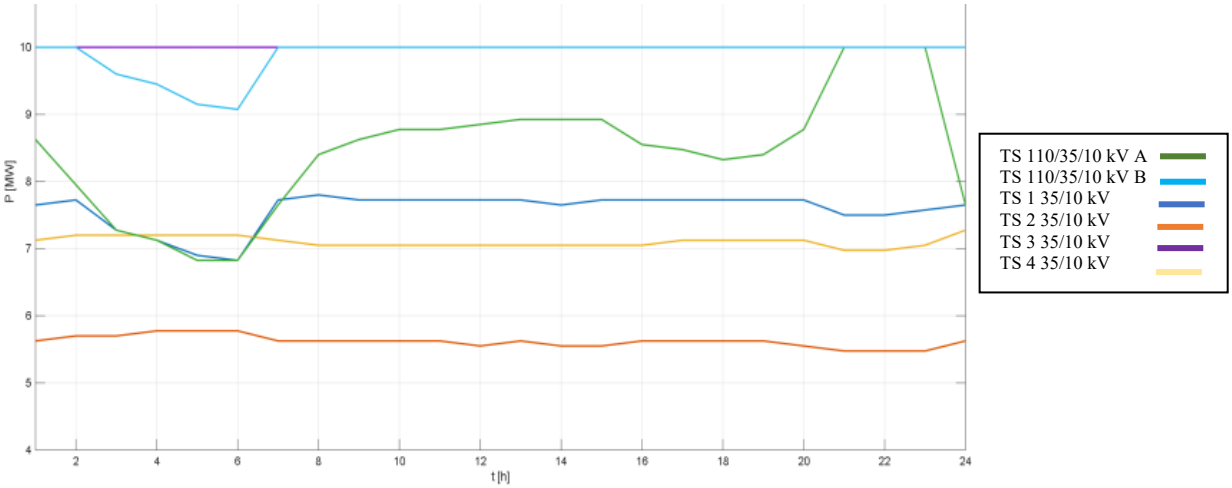
Slika 11– Primer dnevnog dijagrama generisanja SE za jedan dan maja dobijen na osnovu podataka o iradijaciji i instalisane snage elektrane

Primena vremenskih serija u analizi prikazana je na narednim slikama (*Slika 12* i *Slika 13*) za slučaj trenutnog stanja (2025. godina) bez dodatih elektrana, odnosno uključuje samo četiri elektrane u TS 3 35/10 kV/kV koje su već priključene na mrežu. *Slika 12* prikazuje kapacitet analizirane mreže na svim 35 kV sabirnicama, dok *Slika 13* prikazuje rezultate za 10 kV sabirnice.

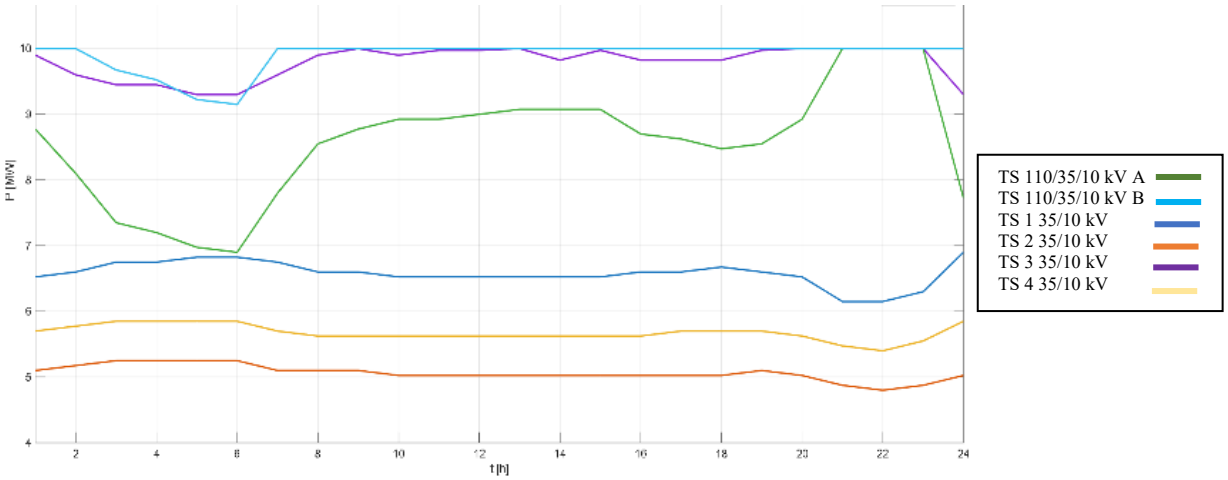
Može se videti da i na 10 kV i na 35 kV naponskom nivou postoje čvorovi kod kojih se javljaju značajne varijacije tokom razmatranog dana u instalisanom kapacitetu novih PJ. Posmatrano sa 10 kV naponskog nivoa, maksimalna promena instalisanog kapaciteta iznosi 3,1 MW (u TS 110/35/10 kV/kV/kV), dok ako se posmatra 35 kV naponski nivo, najveća promena instalisanog kapaciteta novih PJ iznosi 3,175 MW (u TS 110/35/10 kV/kV/kV). Međutim, potrebno je naglasiti da se najveće razlike u mogućem instalisanom kapacitetu novih PJ javljaju između ranih jutarnjih i kasnih večernjih časova, kada je solarna iradijacija praktično jednaka nuli. Ukoliko se za iste čvorove razmatra samo vremenski interval od 04 do 17 časova, koji odgovara periodu značajne proizvodnje iz solarnih elektrana, može se zaključiti da maksimalni dozvoljeni instalisani kapacitet solarnih elektrana na strani invertora, u ovom intervalu iznosi

približno 9 MW, kako na 10 kV, tako i na 35 kV naponskom nivou. Međutim, poznavanje mogućih vrednosti priključnog kapaciteta u periodima niske ili nulte proizvodnje nije zanemarljivo. U slučaju implementacije sistema za skladištenje električne energije, ovi kapaciteti bi se mogli iskoristiti za dodatno preuzimanje i kasniju isporuku energije, posebno u večernjim časovima kada solarne elektrane ne proizvode, čime bi se unapredila fleksibilnost i efikasnost rada distributivne mreže.

Jedan od osnovnih ograničavajućih faktora prilikom priključenja novih PJ jesu varijacije napona, koje se u ovoj analizi posmatraju kroz procentualnu promenu napona. Maksimalne procentualne promene napona na 10 kV i 35 kV sabirnicama od interesa, koje nastaju kao posledica priključenja novih PJ, iznose 0,336% za sabirnice naponskog nivoa 10 kV i 0,38% za sabirnice nivoa 35 kV.



Slika 12– Kapacitet analizirane mreže u 35 kV čvorovima za trenutno stanje bez dodatih elektrana

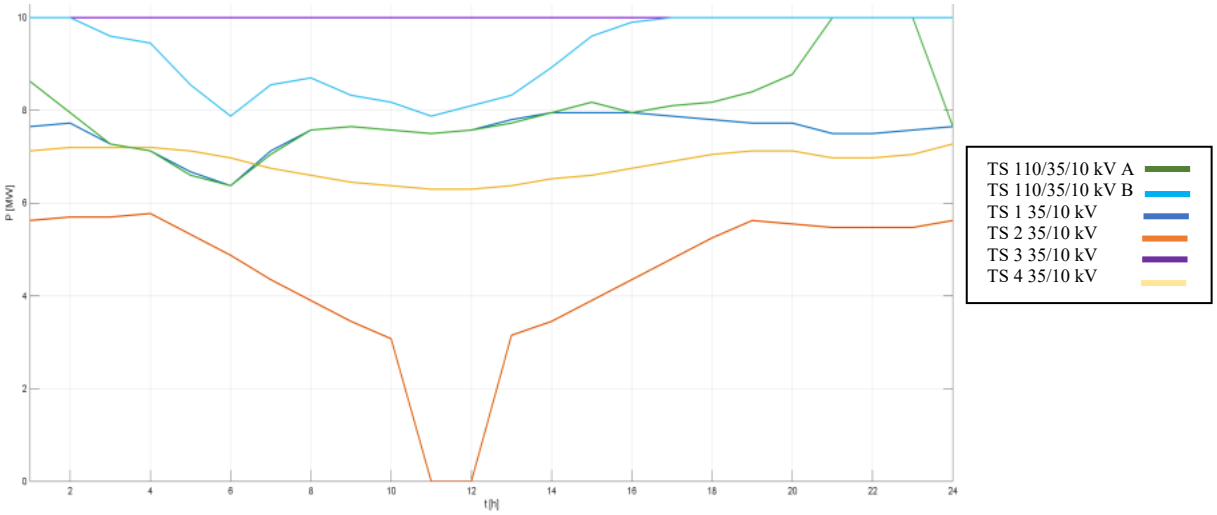


Slika 13– Kapacitet analizirane mreže u 10 kV čvorovima za trenutno stanje bez dodatih elektrana

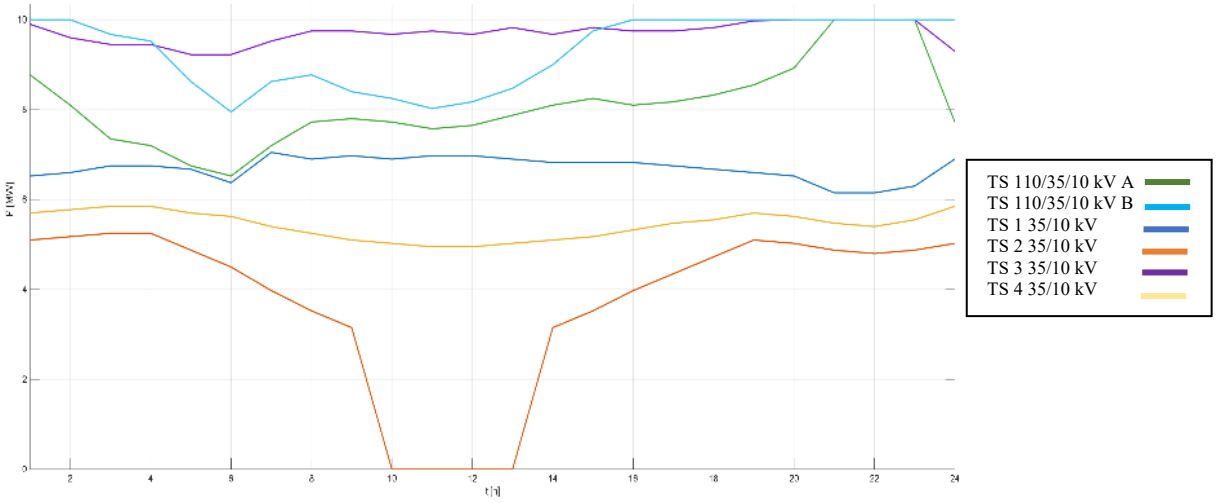
Za slučaj trenutnog stanja mreže kada su priključene sve odobrene elektrane, rezultati priključnog kapaciteta mreže za jedan dan maja su prikazani na sledećim slikama (*Slika 14* i *Slika 15*).

Kao što je i očekivano, nakon priključivanja elektrana kapacitet mreže se smanjuje, pri čemu su varijacije izraženije na 10 kV sabirnicama, dok je na 35 kV strani uticaj elektrana ublažen

usled krutosti mreže. Može se primetiti da su u određenim periodima karakterističnog dana 10 kV i 35 kV sabirnice TS 3 35/10 kV potpuno iscrpljene sa aspekta priključenja novih PJ. Konkretno, na 10 kV naponskom nivou, u periodu od 10 do 13 časova, i na 35 kV naponskom nivou u periodu od 11 do 12 časova, TS 3 35/10 kV nije u stanju da prihvati nove kapacitete PJ veće instalisane snage od 3 MW, što je izabrano kao donja granica opsega ove analize. Međutim, s obzirom da se posmatrani dan može posmatrati kao minimalno i na neki način kritično stanje u mreži, analizom dužeg vremenskog perioda (na primer godinu dana) moglo bi se utvrditi koliko sati godišnje i koliko iznosi smanjeni kapacitet za različite sabirnice, i na osnovu toga i tehno-ekonomske analize utvrditi isplati li se predložiti veću instalisanu snagu elektrane uz uslov potiskivanja snage u tim periodima.



Slika 14– Kapacitet analizirane mreže u 35 kV čvorovima za trenutno stanje sa dodatim elektranama



Slika 15– Kapacitet analizirane mreže u 10 kV čvorovima za trenutno stanje sa dodatim elektranama

5 ZAKLJUČAK

U radu je prikazana analiza priključnog kapaciteta mreže na 35 kV izvodima i TS 35/10 kV/kV transformatorskim stanicama koje pripadaju jednoj TS 110/35/10 kV/kV/kV na području Beograda. Posmatrano je trenutno stanje u mreži (2025. godina), i perspektivno, buduće stanje

prognozirano za 2033. godinu. Analiza je urađena na dva načina, deterministički i pomoću vremenskih serija potrošnje konzuma i proizvodnje solarnih elektrana. Deterministički pristup rađen je za dva kritična slučaja sa stanovišta naponskih prilika, minimalni i maksimalni režim potrošnje na ovom delu distributivne mreže. Za sve slučajeve, proračuni su urađeni bez i sa dodatnim solarnim elektranama, što podrazumeva sve SE koje su u procesu priključenja na distributivni sistem u narednom periodu. Kao rezultat dobija se vrednost maksimalne moguće dodatne instalisane snage generisanja koja se može priključiti u svaki čvor analiziranog dela mreže, a da se pri tome ne ugrozi rad sistema.

U slučaju determinističkog pristupa, zaključeno je da je i za model bez elektrana i sa elektranama kritičniji minimalni režim za većinu čvorova, pri čemu je ograničavajući faktor povratni tok snage u prenosnu mrežu. U manjem broju čvorova (na primer oko transformatorske stanice označene kao TS 2) kritičniji je maksimalni režim, pri čemu je ograničavajući faktor procentualna promena napona na mestu priključenja. Dakle, kao konačni rezultat, za svaki čvor, uzima se manja od dve vrednosti snage (dobijene u minimalnom i maksimalnom režimu opterećenja) i može se zaključiti da najveći kapacitet za prihvatanje novih PJ ima TS 3 i njoj bliski čvorovi, dok usko grlo sistema predstavlja TS 2. Kada se posmatra režim sa dodatnim elektranama, očekivano se konačna vrednost rezultata smanjuje, jer one već zauzimaju deo kapaciteta mreže, i tada se dobija da je maksimalna vrednost dodatne snage iz OIE oko 7 MW, u TS 3.

Što se tiče perspektivnog stanja u mreži, glavna topološka promena jeste što se TS 1 i TS 2 u budućem stanju neće napajati iz razmatrane TS 110/35/10 kV/kV/kV, što se u maksimalnom režimu vidi kao poboljšanje, jer su predstavljale uska grla ovog dela sistema. Međutim, u minimalnom režimu, u budućem stanju mreža je još slabije opterećena, i nema mnogo mogućnosti da apsorbuje višak lokalno proizvedene energije, tako da se kapaciteti za priključenje dodatno smanjuju u odnosu na trenutno stanje.

Pristup proračunu pomoću vremenskih serija podrazumevao je posmatranje korelacije u vremenu između potrošnje konzuma i proizvodnje iz SE za jedan karakterističan dan, kada se očekuje minimalna potrošnja i maksimalna proizvodnja energije iz SE. Maksimalna varijacija priključnog kapaciteta u toku posmatranog dana iznosi oko 3 MW, dok maksimalne dnevne procentualne promene napona iznose 0,336% za sabirnice naponskog nivoa 10 kV i 0,38% za sabirnice nivoa 35 kV. Ovaj tip analize detaljniji je od determinističkog pristupa i daje rezultate koji su precizniji. Može se primetiti da su u određenim periodima karakterističnog dana 10 kV i 35 kV sabirnice TS 3 35/10 kV potpuno iscrpljene sa aspekta priključenja novih PJ. Međutim, da bi se dobila još realnija slika, bilo bi potrebno razmatrati duži vremenski period (na primer godinu dana, kada su obuhvaćene sve sezone) i izvršiti statističku analizu u smislu verovatnoće prekoračenja tehničkih kriterijuma. Na osnovu toga moglo bi se utvrditi optimalno angažovanje PJ kada se uzme u obzir i mogućnost potiskivanja aktivne snage.

LITERATURA

[1] Direktiva EU o OIE https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en
[2] European Environmental Agency https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from

[3] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan Republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. godine https://www.mre.gov.rs/tekst/sr/1115/-integrisani-nacionalni-energetski-i-klimatski-plan-republike-srbije-za-period-do-2030-sa-vizijom-do-2050-godine.php
[4] Pravila o radu distributivnog sistema „EPS DISTRIBUCIJA" d.o.o. Beograd, prečišćen tekst zaključno sa izmenama i dopunama od 24. jula 2025. godine
[5] Zakon o energetici („Službeni glasnik RS", br. 145/14, 95/18 – dr. zakon, 40/21, 35/23-dr. zakon, 62/23 i 94/24)