

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.03](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.03)**C6.03****OPTIMALNA LOKACIJA I VELIČINA SOLARNIH ELEKTRANA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA: PROBABILISTIČKA ANALIZA NAPONSKIH ODSUPANJA I GUBITAKA PUTEM MONTE KARLO SIMULACIJA****OPTIMAL PLACEMENT AND SIZING OF SOLAR POWER PLANTS IN DISTRIBUTION NETWORKS: A PROBABILISTIC ANALYSIS OF VOLTAGE STABILITY AND LOSSES USING MONTE CARLO SIMULATIONS****Doroteja Zarev, Jelena Stojković Terzić, Jovan Trifunović***

Kratak sadržaj: Ovaj rad istražuje problem optimalnog pozicioniranja i dimenzionisanja solarnih elektrana u distributivnim mrežama, uzimajući u obzir njihov uticaj na odstupanje napona u sistemu i gubitke. Za razliku od determinističkih pristupa koji se oslanjaju na analizu jednog radnog stanja, u ovom istraživanju primenjena je probabilistička metodologija zasnovana na Monte Karlo simulacijama. Ovim pristupom omogućena je procena uticaja solarnih elektrana u širokom spektru mogućih radnih režima, kroz variranje opterećenja u čvorovima mreže i proizvodnje iz solarnih elektrana u skladu sa fluktuacijama sunčevog zračenja. Analiza je sprovedena na standardnom IEEE 69 modelu distributivne mreže, pri čemu su ključni evaluacioni parametri obuhvatali promene indeksa devijacije napona i gubitke aktivne snage. Sve veća integracija distribuiranih izvora energije nameće potrebu za preciznim metodama planiranja njihovog priključenja, budući da nepovoljno dimenzionisanje ili neadekvatno pozicioniranje solarne elektrane može izazvati prekoračenje dozvoljenih granica napona, obrnute tokove snage i degradaciju ukupnih performansi sistema. Cilj ovog rada je da, kroz probabilističku analizu, doprinese unapređenju kriterijuma za integraciju solarnih elektrana u distributivne mreže sa ograničenim kapacitetom za prihvatanje obnovljivih izvora energije, uzimajući u obzir promene u potrošnji i proizvodnji.

Ključne reči: solarne elektrane, odstupanje napona, optimalna lokacija, optimalna snaga, Monte Karlo simulacije, distributivne mreže

Abstract: This paper investigates the problem of optimal placement and sizing of solar power plants in distribution networks, considering their impact on the system's voltage stability. Unlike deterministic approaches that rely on the analysis of a single operating condition, this study employs a probabilistic methodology based on Monte Carlo simulations.

* Doroteja Zarev, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, doroteja.zarev@etf.bg.ac.rs

Jelena Stojković Terzić, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, jstojkovic@etf.rs

Jovan Trifunović, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, jovan.trifunovic@etf.bg.ac.rs

This approach enables the assessment of the impact of solar power plants across a wide range of possible operating scenarios by varying the load levels at network nodes and the generation from solar sources in accordance with fluctuations in solar irradiance. The analysis is carried out on the standard IEEE 69-bus distribution network model, with key evaluation parameters including changes in voltage stability indices and active power losses. The growing integration of distributed energy resources necessitates precise planning methods for their connection, since unfavourably sized or improperly located solar power plants may cause voltage amplitudes to deviate from acceptable limits – either falling below or exceeding the permitted range – and trigger reverse power flows. The aim of this paper is to contribute to the enhancement of the criteria for integrating solar power plants into distribution networks with limited capacity for accommodating renewable energy sources, considering variations in consumption and generation through a probabilistic analysis.

Key words: *solar power plants, voltage stability, optimal placement and sizing, Monte Carlo simulations, distribution networks*

1 UVOD

S obzirom na sve izraženije klimatske promene i sve stroža ograničenja upotrebe fosilnih goriva, energetska tranzicija ka održivom sistemu je neophodna i nekoliko godina unazad jedna od najvažnijih tema u energetici [1]. Ovaj prelaz podrazumeva integraciju visokog nivoa obnovljivih izvora energije (OIE). Prema podacima iz [2, 3] iz godine u godinu raste udeo električne energije proizvedene iz OIE. Osim klimatskih promena i težnje da se sa fosilnih goriva pređe na OIE, energetske sisteme širom sveta suočavaju se i sa rastućom potrošnjom električne energije na koju moraju da odgovore. Savremeni trend porasta potrošnje električne energije uslovljava rad elektroenergetskih sistema u režimu povećanog opterećenja. Rad sistema u takvim uslovima neminovno dovodi do povećanih gubitaka u prenosnoj i distributivnoj mreži, pada amplitude napona u čvorovima sistema, kao i do pojave naponske nestabilnosti [4]. Kao efikasno rešenje za navedene probleme i odgovor na rastuće energetske potrebe, u elektroenergetskim sistemima uvode se distribuirani izvori energije (*eng. Distributed Generation – DG*) među kojima su najzastupljeniji upravo OIE. Integracijom DG, sistem se transformiše iz tradicionalnog modela – u kome mali broj velikih proizvodnih jedinica napaja potrošače putem pasivnih mreža – u dinamičan sistem sa velikim brojem malih izvora električne energije distribuiranih svuda po njemu. Postavljanjem DG u neposrednoj blizini mesta potrošnje smanjuju se gubici usled prenosa i distribucije električne energije, što pozitivno utiče na starenje opreme i produžetak veka elemenata elektroenergetskih sistema, čime se dodatno odlažu neophodne investicije u nadogradnju i održavanje opreme [5]. Kada su u pitanju uticaji na životnu sredinu, u cilju smanjenja zavisnosti od fosilnih goriva i ublažavanja emisije štetnih gasova, sve veći broj zemalja ulaže u izgradnju elektrana zasnovanih na OIE, kao što su energija vetra, vode, sunca i biomase. Osim što doprinose smanjenju zagađenja životne sredine, navedeni izvori energije, ukoliko se koriste na odgovarajući način, značajno utiču na dugoročnu održivost i povećanje energetske sigurnosti [6].

Budući da su distributivne mreže prvobitno projektovane kao pasivni sistemi za jednosmerni prenos energije ka potrošačima, potrebno je posebnu pažnju posvetiti određivanju optimalne snage i položaja priključenja DG jedinica. Integracijom DG jedinica u distributivne mreže unose se novi izazovi usled mogućnosti dvosmernog toka energije.

Pravilnim izborom lokacije i veličine DG jedinica u distributivnoj mreži moguće je poboljšati naponski profil, smanjiti vršno opterećenje, smanjiti opterećenje vodova i potrebu za reaktivnom snagom, kao i redukovati gubitke energije u sistemu [7]. S druge strane, neadekvatna raspodela i prekomerna penetracija DG jedinica mogu dovesti do povećanja gubitaka, prekomernog porasta napona u pojedinim čvorovima i smanjenja pouzdanosti elektroenergetskog sistema [8, 9]. Zbog toga je pri planiranju integracije distribuiranih izvora energije u distributivnu mrežu sa DG jedinicama, neophodno voditi računa o tehničkim i ekonomskim izazovima, naročito onima koji su uslovljeni intermitentnim karakterom OIE. U tehničke faktore spadaju smanjenje gubitaka, smanjenje opterećenja vodova i poboljšanje naponskog profila, dok ekonomski faktori uključuju optimalne investicione troškove DG jedinica [10].

Kao jedan od najzastupljenijih oblika OIE, u ovom radu su posmatrane solarne elektrane, odnosno njihovo optimalno pozicioniranje i dimenzionisanje u distributivnoj mreži. Postoji više načina da se odredi optimalna lokacija i veličina solarne elektrane. Imajući u vidu da tradicionalni deterministički pristupi procenjuju uticaj distribuiranih izvora energije analizirajući jedno specifično radno stanje ili ograničen broj njih [11, 12], u ovom istraživanju primenjena je probabilistička metodologija zasnovana na Monte Karlo simulacijama. Takav pristup omogućava detaljniju i realističniju procenu uticaja integracije solarnih elektrana, obuhvatajući širok spektar mogućih radnih režima sistema. Pritom se posebno analiziraju varijacije opterećenja u čvorovima mreže, kao i varijabilnost proizvodnje energije iz solarnih elektrana. Predložena metodologija primenjena je na standardnoj IEEE distributivnoj mreži sa 69 čvorova, pri čemu su ključni evaluacioni parametri obuhvatili promene indeksa odstupanja napona, gubitke aktivne snage, kao i opšte poboljšanje performansi mreže usled integracije distribuirane proizvodnje. Imajući u vidu sve veći broj zahteva za priključenje solarnih elektrana na mrežu, kao i ograničene kapacitete distributivne mreže za integraciju OIE, u ovom radu je analizirano pet konkretnih slučajeva priključenja – svaki od slučajeva predstavlja jedan od zahteva za priključenje na elektrodistributivnu mrežu koje investitori podnose Operatoru distributivnog sistema (ODS-u). Za svaki od pet posmatranih slučajeva unapred je definisana lokacija na koju bi se elektrana priključila, kao i njena instalisana snaga. Cilj analize jeste da se donese zaključak koji od zahteva za priključenje najbolje utiče na mrežu sa aspekta odstupanja amplitude napona od nominalne vrednosti, sa aspekta gubitaka, ali i uzimajući u obzir oba kriterijuma. Dobijeni rezultati naglašavaju značaj primene probabilističkog pristupa u planiranju integracije OIE, posebno u kontekstu rastućeg učešća intermitentne proizvodnje u savremenim distributivnim mrežama. U nekim zemljama, na primer u Španiji, u slučaju ograničenog kapaciteta za integraciju OIE, operator sistema daje prioritet zahtevima koji najpovoljnije utiču na performanse sistema [13].

2 DEFINISANJE PROBLEMA

Zbog sve većeg broja zahteva za priključenje solarnih elektrana na mrežu sa ograničenim kapacitetom za integraciju OIE, neophodno je analizirati koja solarna elektrana – čiji su unapred definisani parametri, poput lokacije priključenja i instalirane snage – ima najpovoljniji uticaj na parametre mreže.

Prvi parametar koji se posmatra u analizi jeste indeks devijacije napona (eng. *Voltage Deviation Index* – *VDI*). Postoji više načina da se izračuna odstupanje napona [14, 15, 16], ali je u ovom radu bilo primenjen izraz koji uvažava analizu više radnih stanja dat u [16]:

$$VDI = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^{Nbus} (U_n - U_{i,j})^2 \quad (1)$$

gde je:

- N – ukupan broj radnih stanja u kome se posmatra odstupanje napona,
- N_{bus} – ukupan broj čvorova u mreži,
- U_n – nominalni napon u relativnim jedinicama (r.j.), i
- $U_{i,j}$ – napon u i-tom čvoru u j-tom radnom stanju.

Za svako radno stanje j se računa indeks devijacije napona VDI_j koji je dat izrazom:

$$VDI_j = \sum_{i=1}^{Nbus} (U_n - U_{i,j})^2 \quad (2)$$

Slučaj koji ima najmanji VDI smatra se najpovoljnijim slučajem sa aspekta uticaja na amplitude napona u čvorovima mreže, jer se u tom slučaju javljaju najmanja odstupanja u odnosu na nominalnu vrednost napona.

Sledeći parametar koji je posmatran jesu ukupni gubici u sistemu. Slučaj sa najmanjim ukupnim gubicima smatra se najpovoljnijim slučajem sa aspekta gubitaka u mreži.

Treći parametar jeste kombinovani indeks (KI) koji u obzir uzima i uticaj elektrane na odstupanje amplitude napona, kao i na ukupne gubitke u mreži:

$$KI = 0,5 \frac{P_{\gamma DG}}{P_{\gamma noDG}} + 0,5 \frac{VDI_{DG}}{VDI_{noDG}} \quad (3)$$

pri čemu su:

- $P_{\gamma DG}$ – ukupni gubici u sistemu u prisustvu solarne elektrane,
- $P_{\gamma noDG}$ – ukupni gubici u sistemu bez solarne elektrane,
- VDI_{DG} – ukupna devijacija napona u sistemu u prisustvu solarne elektrane, i
- VDI_{noDG} – ukupna devijacija napona u sistemu bez solarne elektrane.

Za svako radno stanje j i svaku potencijalnu elektranu i se računa:

$$KI_{j,i} = 0,5 \frac{P_{\gamma j DG i}}{P_{\gamma j noDG}} + 0,5 \frac{VDI_{j DG i}}{VDI_{j noDG}} \quad (4)$$

Slučaj sa najmanjim KI indeksom smatra se najpovoljnijim slučajem sa aspekta odstupanja amplitude napona i sa aspekta gubitaka.

3 OPIS ALGORITMA

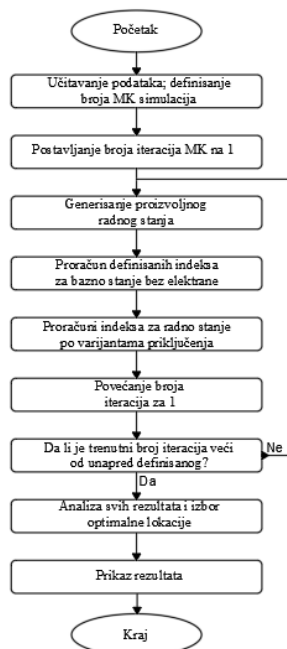
U okviru algoritma za izbor optimalnog zahteva za priključenje solarne elektrane, korišćene su Monte Karlo (MK) simulacije koje predstavljaju matematičku metodu pomoću koje se, uz upotrebu slučajnih brojeva i velikog broja ponavljanja proračuna, određuju karakteristike i ponašanje determinističkih ili stohastičkih sistema.

Stohastički problemi podrazumevaju da ponašanje sistema zavisi od jedne ili više ulaznih veličina čije vrednosti nisu poznate sa sigurnošću. Kod simulacija stohastičkih sistema vrednosti ulaznih promenljivih se biraju slučajno, ali vodeći računa o tome da verovatnoća izbora određene ulazne vrednosti odgovara verovatnoći pojave te vrednosti u prirodi realnog sistema. Za svaki set ulaznih podataka, simulira se ponašanje sistema i izračunavaju se traženi pokazatelji [17].

U nastavku su opisani koraci algoritma koji je primenjen u cilju identifikacije najpovoljnijeg slučaja priključenja solarne elektrane na sistem:

1. korak: Učitavanje podataka o mreži, potrošačima i elektranama; definisanje broja Monte Karlo simulacija;
2. korak: Postavljanje broja iteracija Monte Karlo simulacije na 1;
3. korak: Generisanje proizvoljnog radnog stanja (potrošnja u čvorovima, proizvodnja elektrane);
4. korak: Proračun definisanih indeksa za bazno stanje bez elektrane;
5. korak: Proračun definisanih indeksa za radno stanje sa elektranom – za sve analizirane slučajeve priključenja pojedinačno;
6. korak: Povećanje broja iteracija za 1;
7. korak: Provera – da li je trenutni broj iteracija veći od unapred definisanog – ako jeste, ići na korak 8 – u suprotnom, vratiti se na korak 3;
8. korak: Proračun definisanih indeksa na osnovu svih Monte Karlo simulacija, za sve elektrane i izbor optimalne opcije;
9. korak: Prikaz rezultata i kraj algoritma.

Na Slici 1. je prikazan algoritam.

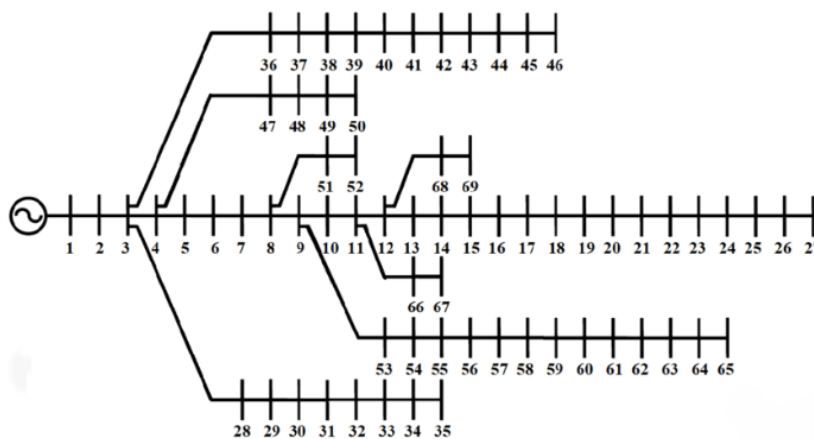


Slika 1: Algoritam za izbor optimalnog zahteva za priključenje solarne elektrane

4 SIMULACIJE I ANALIZA REZULTATA

4.1 Opis test mreže i parametara simulacije

Istraživanje je izvršeno na primeru standardne IEEE distributivne mreže sa 69 čvorova, čija je konfiguracija prikazana na Slici 2.



Slika 2: Standardna IEEE 69 distributivna mreža

Posmatrano je pet slučajeva priključenja solarne elektrane, kao što je dato u Tabeli I. Slučajevi su analizirani pojedinačno. U osnovi, distributivna IEEE 69 mreža je definisana kao pasivna mreža sa unapred određenim snagama potrošnje u svim čvorovima [18], bez priključenih jedinica za proizvodnju električne energije, odnosno bez solarnih elektrana.

Tabela I: Slučajevi priključenja solarne elektrane

Broj čvora	Instalisana snaga
61	2 MW
21	1 MW
42	5 MW
10	3 MW
30	4 MW

U ovom radu su, pomoću uniformne raspodele, varirane vrednosti potrošnje u iznosu od $\pm 30\%$ od potrošnje koja je definisana u čvorovima IEEE 69 mreže.

Uniformna raspodela, koja je poznata i kao ravnomerna raspodela, često se koristi u elektroenergetici za modelovanje pojava i veličina koje imaju jednaku verovatnoću pojavljivanja u datom intervalu. Ova raspodela je korisna kada nema razloga da se preferira bilo koja vrednost unutar određenog raspona. Uniformna raspodela je opisana sledećom funkcijom gustine verovatnoće:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a}, & \text{za } a \leq x \leq b \\ 0, & \text{za } x < a \text{ ili } x > b \end{cases} \quad (5)$$

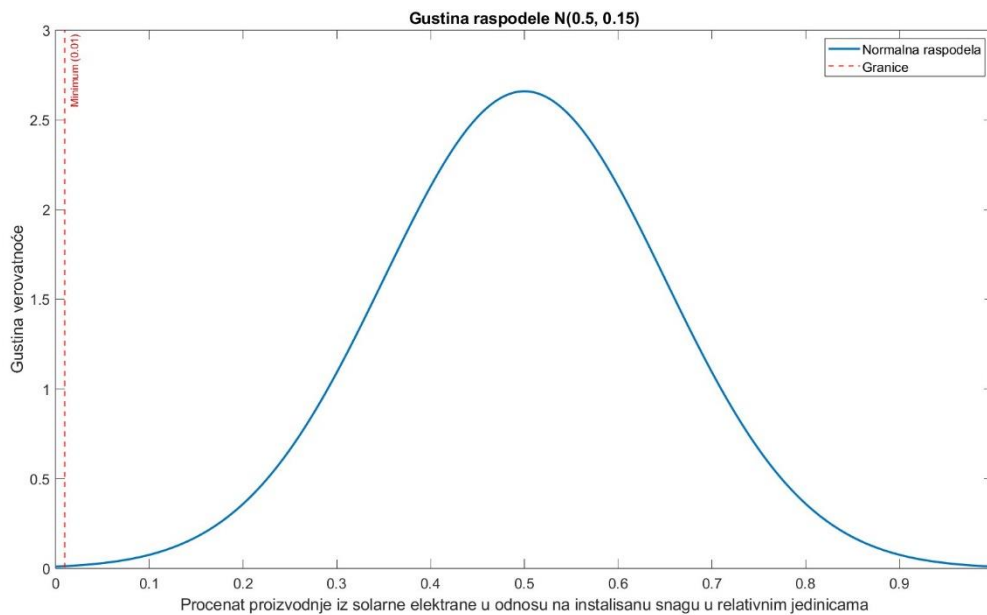
pri čemu su a i b parametri raspodele ($a, b \in \mathbb{R}$ i $a < b$). Prilikom modelovanja potrošnje, uzeto je da je $a = 0,7$ i $b = 1,3$.

Proizvodnja električne energije iz solarne elektrane dobijena je pomoću normalne (Gausove) raspodele i vrednost je varirana između 1% i 100% njene instalisane snage. Vrednost od 0% proizvodnje nije uzeta u obzir jer u tom slučaju solarna elektrana ni na koji način ne utiče na parametre mreže, te nije relevantna za proračun.

Normalna raspodela se koristi za modelovanje mnogih stohastičkih pojava u prirodi, pa tako i u elektroenergetici, zbog svoje osobine da prirodno opisuje fenomene koji se pojavljuju kao rezultat kombinacije velikog broja nezavisnih i nasumičnih faktora. Normalna raspodela je opisana sledećom funkcijom gustine verovatnoće:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (6)$$

gde su μ i σ parametri. Dijagram normalne raspodele, u zavisnosti od vrednosti parametara, prikazan je na Slici 3 (uzeto je da su parametri raspodele $\mu = 0,5$ i $\sigma = 0,15$).

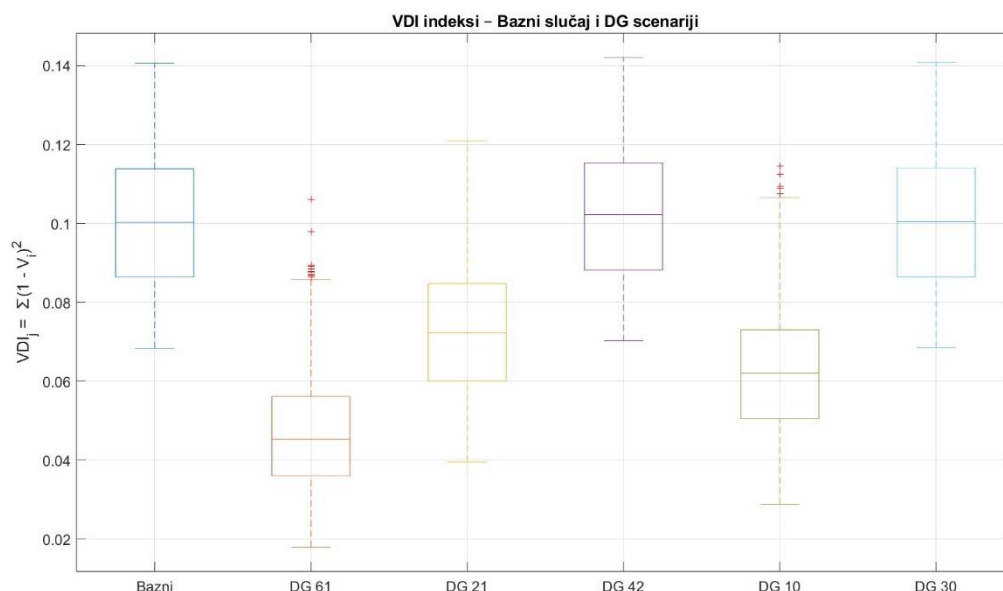


Slika 3: Dijagram normalne raspodele

Simulacije su izvedene u programskom alatu *Matlab* [19]. Korišćen je i *Matpower* paket [20], koji sadrži podatke o IEEE test mrežama i omogućava analizu tokova snaga. Ukupno je izvedeno 1000 Monte Karlo simulacija, pri čemu je u svakoj simulaciji analizirano bazno stanje (bez solarne elektrane), kao i stanja sa pet različitih slučajeva priključenja.

4.2 Analiza rezultata

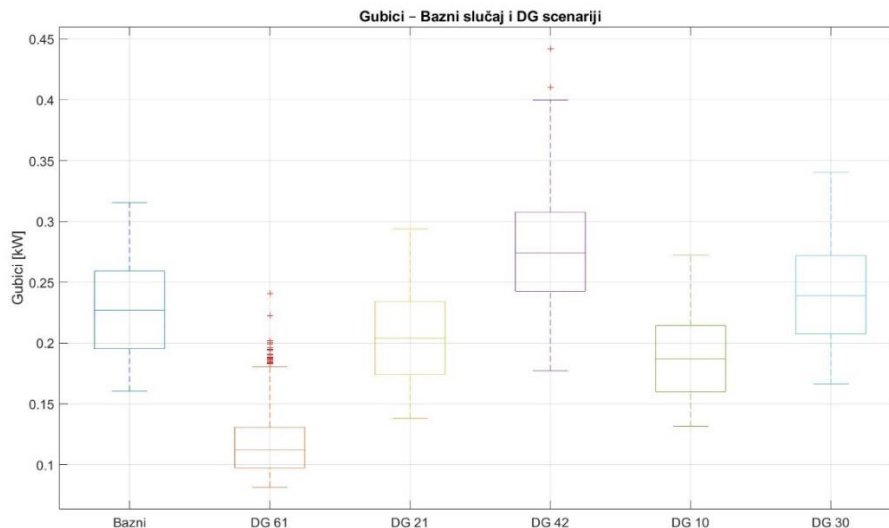
Za svaki od zahteva za priključenje analiziran je indeks devijacije napona VDI , ukupni gubici i kombinovani indeks KI koji uzima u obzir i odstupanje napona i gubitke aktivne snage. Za svaki od slučajeva i za svaku iteraciju, odnosno radni režim, na Slikama 4–6, statistički su prikazane vrednosti VDI_j , gubitaka, kao i kombinovanog indeksa KI_j .



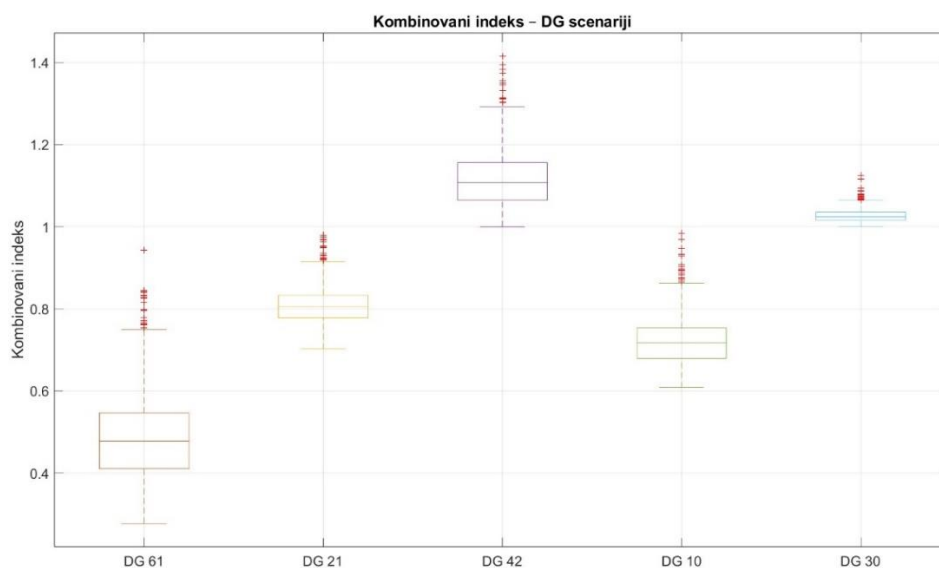
Slika 4: Statistički prikaz vrednosti VDI_j indeksa za bazni slučaj i za svaki od slučajeva priključenja

Sa Slike 4. se vidi da je odstupanje napona najmanje u slučajevima kada je elektrana snage 2 MW priključena u čvoru 61, kao i kada je elektrana snage 3 MW priključena u čvoru 10. U sredini se nalaze odstupanja napona u slučaju kada je elektrana instalisane snage 1 MW priključena u čvoru 21, dok se najveća odstupanja dobijaju kada je elektrana instalisane snage 5 MW priključena u čvoru 42, zatim kada je elektrana instalisane snage 4 MW priključena u čvoru 30, kao i u baznom slučaju. Ukoliko se uzme u obzir da je inicijalno definisana potrošnja IEEE 69 mreže u čvoru 61 mnogo veća od potrošnje u ostalim čvorovima, kao i da su potrošnje u čvorovima 11 i 12 koji se nalaze iza čvora 10 relativno visoke u odnosu na ostale čvorove u mreži, pri čemu u čvoru 11 postoji priključen izvod koji sadrži čvorove 66 i 67, ovakvi rezultati su sasvim očekivani. Najveća odstupanja napona dobijaju se u čvorovima u kojima su priključene elektrane najveće snage, što je takođe očekivano, pogotovo ako se ima u vidu da u tim čvorovima nema potrošnje aktivne snage, kao i da je ona u čvorovima u okolini mala.

Sa aspekta gubitaka, analiza je identična kao i za VDI_j – najmanji gubici javljaju se za slučaj priključenja solarne elektrane instalisane snage 2 MW u čvoru 61. Najveći gubici javljaju se kada se elektrane snage 4 MW i 5 MW priključe u čvorovima 30 i 42, redom. Najveći gubici u pomenutim slučajevima priključenja jesu posledica instalisanih snaga solarnih elektrana, koje premašuju ukupnu potrošnju aktivne snage u mreži.



Slika 5: Statistički prikaz gubitaka u sistemu za bazni slučaj i za svaki od slučajeva priključenja



Slika 6: Statistički prikaz KI_j indeksa za svaki od 5 slučajeva priključenja

Kada je u pitanju kombinovani indeks KI_j , sa Slike 6. se zaključuje da je, u većini slučajeva najmanji kada se elektrana snage 2 MW priključuje u čvoru 61, zatim kada se elektrana snage 3 MW priključuje u čvoru 10 i kada se elektrana snage 1 MW priključuje u čvoru 21. Najveće vrednosti dobijaju se kada se elektrana snage 5 MW priključi u čvoru 42, odnosno kada se elektrana snage 4 MW priključi u čvoru 30, tako da priključenje tih elektrana ne bi povoljno uticalo na mrežu.

U Tabeli II dat je pregled vrednosti VDI indeksa za bazni slučaj, kao i za svaki od 5 slučajeva priključenja, zatim ukupne vrednosti gubitaka u sistemu i kombinovani indeks KI za svaki od 5 slučajeva priključenja.

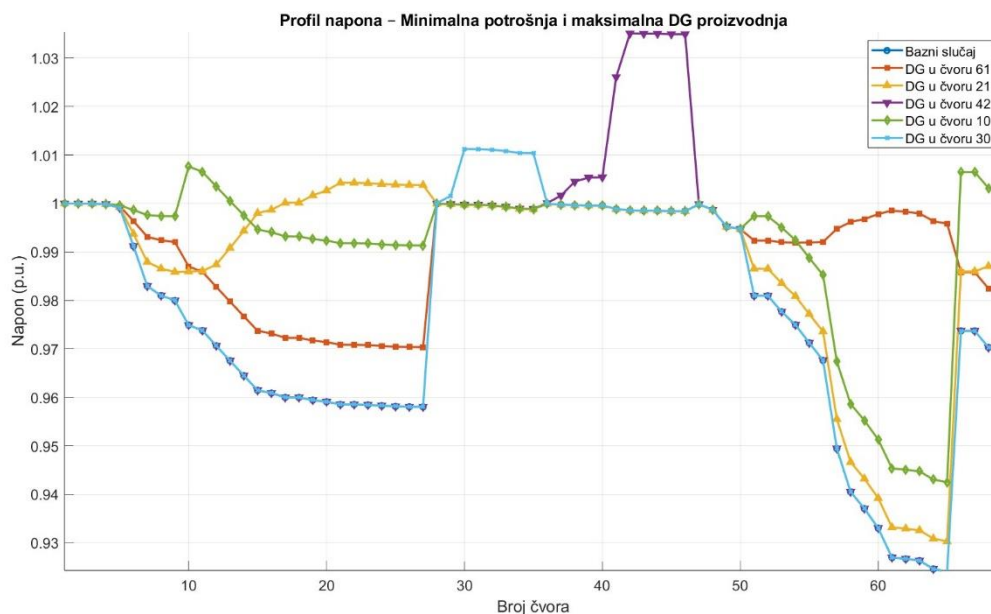
Tabela II: Prikaz parametara za bazni slučaj i za svaki od 5 slučajeva priključenja solarne elektrane na mrežu

Slučaj	<i>VDI</i>	Gubici [kW]	<i>KI</i>
Bazni slučaj	100,37	228,01	/
2 MW u čvoru 61	46,55	116,82	0,49
1 MW u čvoru 21	72,33	204,83	0,81
5 MW u čvoru 42	102,17	275,95	1,14
3 MW u čvoru 10	62,54	188,68	0,72
4 MW u čvoru 30	100,50	240,05	1,03

Na osnovu rezultata iz Tabele II, može se zaključiti da je, prema svim aspektima, najpovoljniji scenario u kome se solarna elektrana snage 2 MW priključuje na mrežu u čvoru 61. U odnosu na bazni slučaj, ukupno odstupanje napona, kao i ukupni gubici, približno su dva puta manji. Ovakav ishod je očekivan, imajući u vidu poziciju čvora 61 u mreži (nalazi se blizu kraja jednog od izvoda mreže), kao i činjenicu da baš u ovom čvoru postoji značajno veća potrošnja u odnosu na ostale čvorove u mreži. Sledeći najpovoljniji scenario bio bi priključenje elektrane snage 3 MW u čvoru 10. Priključenje elektrane snage 1 MW u čvoru 21 smanjilo bi odstupanje napona u čvorovima, kao i ukupne gubitke u mreži. Priključenje elektrane snage 4 MW u čvoru 30 dalo bi slična ukupna odstupanja napona kao i kada nema elektrane, ali bi gubici bili veći u odnosu na bazni slučaj. Ukoliko bi se elektrana snage 5 MW priključila u čvoru 42, povećala bi se i odstupanja napona, kao i gubici u mreži, pa se može konstatovati da bi priključenje takve elektrane, ukupno gledano, loše uticalo na mrežu.

Na Slici 7. prikazani su profili napona u čvorovima mreže za svaki od scenarija priključenja solarne elektrane i to za najnepovoljniji slučaj sa aspekta porasta napona – kada je proizvodnja iz elektrane maksimalna (uzeto je da je proizvodnja jednaka instalisanoj snazi), a potrošnja minimalna. Minimalna potrošnja je zabeležena u iteraciji u kojoj je zbir aktivnih snaga potrošnje u mreži bio najmanji. S obzirom na činjenicu da će prisustvo solarne elektrane neminovno dovesti do porasta napona u čvorovima mreže, treba ustanoviti koja je to maksimalna vrednost napona koja može da se javi.

Sa Slike 7. se vidi da se najveća vrednost napona javlja za slučaj priključenja solarne elektrane snage 5 MW u čvoru 42 i dostiže vrednost od 1,035 r.j u čvoru 42. Rezultat u ovom konkretnom radnom režimu, sa minimalnom potrošnjom i maksimalnom proizvodnjom, pokazao je da priključenje elektrane u čvoru 42 daje najveću vrednost napona, kao i ukupno odstupanje napona. Ovakav ishod se poklapa sa rezultatima dobijenim na osnovu velikog broja radnih stanja i očekivan je s obzirom na činjenicu da je ukupna potrošnja aktivne snage izvoda na kome se nalazi čvor 42 mala, u odnosu na ostatak mreže. Minimalno ukupno odstupanje napona u čvorovima postiže se u slučaju elektrane instalisane snage 2 MW koja se priključuje u čvoru broj 61, što se takođe poklapa sa rezultatima koji su dobijeni analizom velikog broja radnih stanja.



Slika 7: Profili napona za bazni slučaj i 5 scenarija priključenja solarne elektrane pri minimalnoj potrošnji u mreži

Na Slici 8. prikazani su ukupni gubici u sistemu pri minimalnoj potrošnji i maksimalnoj proizvodnji za bazni slučaj i za 5 scenarija priključenja.



Slika 8: Ukupni gubici u sistemu za bazni slučaj i za 5 scenarija priključenja pri minimalnoj potrošnji i maksimalnoj proizvodnji iz solarnih elektrana

Na osnovu Slike 8. može se zaključiti da su dva scenarija negativna sa aspekta ukupnih gubitaka – priključenje solarne elektrane instalisane snage 4 MW u čvoru 30 i priključenje elektrane instalisane snage 5 MW u čvoru 42. Ostali scenariji priključenja doprinose smanjenju gubitaka aktivne snage u sistemu, što se poklapa sa rezultatima prikazanim u Tabeli II.

Treba napomenuti da se analizom najnepovoljnijeg radnog stanja može dogoditi i da se rezultati razlikuju u odnosu na one koji su dobijeni analizom velikog broja radnih stanja usled intermitentnosti proizvodnje i potrošnje. Ukoliko i u slučaju najnepovoljnijeg režima rada veličine od interesa ostaju u dozvoljenim granicama, odluku o tome koji je zahtev za priključenje najbolji za mrežu, treba doneti na osnovu podataka koji su dobijeni analizom velikog broja radnih stanja.

5 ZAKLJUČAK

Rezultati dobijeni u ovom radu jasno ukazuju na superiornost probabilističke metodologije, zasnovane na Monte Karlo simulacijama, u odnosu na tradicionalni deterministički pristup koji se oslanja na jedno radno stanje. Analizom 1000 različitih radnih režima na IEEE 69 mreži, odnosno analizom indeksa devijacije napona *VDI*, gubitaka aktivne snage, kao kombinovanim indeksom *KI*, ustanovljeno je da optimizacija integracije solarnih elektrana kroz detaljno ispitivanje uticaja različitih scenarija priključenja doprinosi unapređenju performansi distributivnih mreža.

Posebno se ističe da scenariji priključenja solarnih elektrana snage 2 MW u čvoru 61 i 3 MW u čvoru 10 dovode do značajnog smanjenja ukupnog odstupanja napona (izraženog *VDI* indeksom) i ukupnih gubitaka u mreži u poređenju sa baznim stanjem, kada solarna elektrana nije priključena. Ovi scenariji omogućavaju postizanje bolje stabilnosti i efikasnosti sistema, što je ključno za održavanje parametara mreže unutar definisanih granica. Nasuprot tome, rezultati pokazuju da priključenja solarnih elektrana u čvorovima 42 i 30 dovode do povećanja naponskih odstupanja i gubitaka, čime se ukazuje na negativan uticaj ovih priključenja na performanse mreže.

U kontekstu ograničenog kapaciteta za integraciju OIE i sve većeg broja zahteva za priključenjem solarnih elektrana, rezultati ovog istraživanja predstavljaju značajan doprinos, jer omogućuju operatoru da rangira potencijalne zahteve prema njihovom doprinosu tehničkim performansama sistema. Analiza omogućava precizniju identifikaciju optimalnih lokacija i dimenzija solarnih elektrana, čime se postiže smanjenje negativnih uticaja na naponske profile i gubitke u mreži. Ovakav pristup omogućava optimalnu integraciju novih OIE koja je u skladu sa tehničkim i operativnim zahtevima savremenih distributivnih mreža.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržalo Ministarstvo nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije po ugovoru broj: 451-03-137/2025-03/200103.

LITERATURA

- [1] A. B. Galloa, J.R. Simões-Moreira, H.K.M. Costa, M.M Santos, E. M. Santos, Energy storage in the energy transition context: A technology review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, DOI: 10.1016/j.rser.2016.07.028, November 2016, pp. 800–822
- [2] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook* (2019)
- [3] REN21, *Renewables Global Status Report* (2021)

- [4] U.E. Uzun, N. Pamuk, S. Taskin, Effect of Solar Photovoltaic Generation System on Voltage Stability, IEEE Global Energy Conference (GEC) 2022, DOI: 10.1109/GEC55014.2022.9986740, pp. 38–41, October 2022, Batman, Turkey
- [5] S. Nguyen, W. Peng, D. Sokolowski, D. Alahakoon, X. Yu, Optimizing Rooftop Photovoltaic Distributed Generation with Battery Storage for Peer-to-Peer Energy Trading, Applied Energy, DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.07.042, September 2018, pp. 2567–2580
- [6] T. Stetz, F. Marten, M. Braun, Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany, IEEE Transactions on Sustainable Energy, DOI: 10.1109/TSTE.2012.2198925, April 2013, pp. 534-542
- [7] A. Gantayet, S. Mohanty, An Analytical Approach for Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Based on a Combined Voltage Stability Index, 2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC), DOI: 10.1109/PCITC.2015.7438099, October 2015, Bhubaneswar, India
- [8] M.M. Aman, G.B. Jasmon, H. Mokhlis, A.H.A. Bakar, A New Approach for Optimum DG Placement and Sizing Based on Voltage Stability Maximization and Minimization of Power Losses, Energy Conversion and Management, DOI: 10.1016/j.enconman.2013.02.015, June 2013, pp. 202-210
- [9] C. L. Masters, Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines, Power Engineering Journal, DOI: 10.1049/pe:20020101, February 2002. pp. 5 -12
- [10] F. Wen, B. Zou, J. Wang, Optimal investment strategies for distributed generation in distribution networks with real option analysis, IET Generation, Transmission & Distribution, DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.0541, July 2016, pp. 804-813
- [11] T. Rambabu, P. Venkata Prasad, Optimal Placement and Sizing of DG Based on Power Stability Index in Radial Distribution System, 2014 International Conference on Smart Electric Grid (ISEG), DOI: 10.1109/ISEG.2014.7005586, September 2014, Guntur, India
- [12] T. K. Chattopadhyay, S. Banerjee, C. K. Chanda, Impact of Distributed Generator on Voltage Stability Analysis of Distribution Networks Under Critical Loading Conditions, International Conference on Electronics, Communication and Instrumentation (ICECI), DOI: 10.1109/ICECI.2014.6767367, January 2014, Kolkata, India
- [13] Red Eléctrica de España. The spanish electricity system 2022 report. Madrid: Red Eléctrica de España; 2023
- [14] D. V. Bhatt, Y. H. Bhatt, V. H. Pakka, Loss Sensitivity and Voltage Deviation Index Based Intelligent Technique for Optimal Placement and Operation of Distributed Generators, 2018 IEEE 7th International Conference on Power and Energy (PECon), DOI: 10.1109/PECON.2018.8684177, December 2018, Kuala Lumpur, Malaysia

- [15] S. Vidyasagar, K. Vijayakumar, D. Sattianadan, S. G. Fernandez, Optimal Placement of DG Based On Voltage Stability Index and Voltage Deviation Index, Indian Journal of Science and Technology, DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i38/101930, October 2016, pp. 1-9
- [16] M. Purlu, B. E. Turkay, Optimal Allocation of Renewable Distributed Generations Using Heuristic Methods to Minimize Annual Energy Losses and Voltage Deviation Index, IEEE, DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3153042, February 2022, pp. 21455–21474
- [17] Č. Zeljković, Primjena Monte Karlo simulacija u elektroenergetici, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet Banja Luka, Banja Luka, 2024.
- [18] Abhinav Lal (2025.) IEEE 69 Bus System (<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/88111-ieee-69-bus-system>), MATLAB Central File Exchange. Retrieved February 25, 2025.
- [19] The MathWorks, Inc., MATLAB, version R2023b, Natick, Massachusetts, USA, 2023.
- [20] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, “MATPOWER 7.1 User’s Manual,” Power Systems Engineering Research Center (PSERC), Dec. 2020. Available: <https://matpower.org>