

Različiti pristupi rješavanju optimalnih tokova snaga

Dubravac, Ivan

Master's thesis / Diplomski rad

2023

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:200:565115>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom](#).

Download date / Datum preuzimanja: **2025-01-25**

Repository / Repozitorij:

[Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek](#)



SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU

**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I
INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA**

Sveučilišni studij

**RAZLIČITI PRISTUPI RJEŠAVANJU OPTIMALNIH
TOKOVA SNAGA**

Diplomski rad

Ivan Dubravac

Osijek, 2023.

SADRŽAJ

1. UVOD	1
2. PREGLED PODRUČJA RADA	2
3. OPTIMALNI TOKOVI SNAGA.....	4
3.1. Opća formulacija optimalnih tokova snaga.....	5
3.2. Klasifikacija OPF formulacija i metode rješavanja.....	8
4. PRIMJENA OPTIMALNIH TOKOVA SNAGE NA IEEE 33 SABIRNIČKOJ MREŽI ..	10
4.1. Primjer rada koji koristi detaljan model optimalnih tokova snage.....	10
4.2. Modeliranje optimizacijskog problema.....	10
4.3. Linearna formulacija optimalnih tokova snage za uravnoteženu aktivnu distribucijsku mrežu	12
4.4. Predloženi optimalni tokovi snaga za aktivnu distribucijsku mrežu	13
5. SIMULACIJA OPTIMALNIH TOKOVA SNAGA NA PRIMJERU IEEE 33 SABIRNIČKE MREŽE	16
5.1. Opis testne mreže	16
5.1.1 Električni podaci	17
5.1.2. Podaci o opterećenju	19
5.2. Rješavanje optimalnih tokova snaga u PowerWorld Simulatoru	22
5.3. Opis zadatka simulacije.....	26
5.4. REZULTATI SIMULACIJE.....	27
5.4.1. Bazni slučaj	27
5.4.2. Fotonaponske elektrane.....	29
5.4.3. Slučaj kada je generator 22 modeliran kao fotonaponska elektrana	31
5.4.4. Slučaj kada je generator 18 modeliran kao fotonaponska elektrana	34
5.4.5. Slučaj kada je generator 33 modeliran kao fotonaponska elektrana	37
5.4.5. Slučaj kada je generator 25 modeliran kao fotonaponska elektrana	40
ZAKLJUČAK	44
LITERATURA.....	45
SAŽETAK.....	49
ABSTRACT	50
ŽIVOTOPIS	51

1. UVOD

Zadatak elektroenergetskog sustava (EES-a) je u svakom trenutku zadovoljiti traženu potražnju uz određene gubitke. Iako se EES sastoji od proizvodnih jedinica, prijenosne i distribucijske mreže te krajnjih sudionika – potrošača, u radu se najveća pažnja posvećuje generatorima. Kako bi se smanjili troškovi planiranja i pogona EES-a, a istovremeno održala stabilnost i pouzdanost potrebno je koristiti učinkovit i pouzdan alat, a to su optimalni tokovi snage (*engl. optimal power flow, OPF*). Također, obnovljivi izvori energije doživljavaju ekspanziju u vidu proizvodnje električne energije. Jedno od prednosti obnovljivih izvora energije je što nema troškova u njihovoj proizvodnji električne energije te tako sve više zamjenjuju konvencionalne elektrane.

Rad je sastavljen od dva dijela, teorijskog i praktičnog. Drugo poglavlje teorijskog dijela daje uvid u radove koji daju različite pristupe u rješavanju optimalnih tokova snaga. Treće i četvrto poglavlje daju teorijsku podlogu bitnu za razumjevanje optimalnih tokova snaga. Treće poglavlje daje formulaciju OPF-a te klasifikaciju OPF formulacija uz metode njihovog rješavanja. Četvrto poglavlje daje primjer rješavanja OPF-a na IEEE 33 sabirničkoj mreži koja se koristi u radu kao testna mreža nad kojom se provodi simulacija. Provedba same simulacije kao i njeni rezultati opisani su u petom poglavlju. Simulacija je odrađena u programskom paketu PowerWorld Simulator, koji ima mogućnost metodom linearnog programiranja rješavati optimalne tokove snaga, uz minimiziranje troškova kao funkciju cilja. U više simulacijskih slučajeva opisano je kako zamjena određenih generatora fotonaponskom elektranom utječe na optimalne tokove snaga u tri različite dnevne točke. Rezultati simulacija su tablično i grafički prikazani.

2. PREGLED PODRUČJA RADA

Autor [1] govori kako se linearni programski pristup koristi za izračun potrebnih kontrolnih radnji na optimalan način. Poznato je da matematička formulacija problema zahtijeva funkciju cilja ili višekriterijske funkcije koje treba minimizirati, uz skup ograničenja. Često korištene ciljne funkcije su minimalizacija ukupnog broja prilagodbi preklopke transformatora i minimalizacija ukupnih gubitaka prijenosa. Matematički opis funkcije cilja se daje kako slijedi:

$$\min Z = \sum_i X_i \quad (2-1)$$

gdje X_i predstavlja ukupni broj kondenzatora/zavojnica koje se moraju uključivati ili isključivati, uz broj koraka prilagodbe transformatorskog priključka u čvoru (i). Autor kao rješenje za izračune tokova snaga uz zadana ograničenja navodi ekspertni sustav koji se može integrirati u otvoreno SCADA/EMS okruženje. Ova tehnika olakšava implementaciju izračuna optimalnog toka snage za upotrebu u različitim kontrolnim centrima.

U literaturi [2] autori su razvili metodu konveksifikacije AC optimalnih tokova snaga s fleksibilnim impedancijama vodova. Prvo je otkriveno da je fleksibilna impedancija vodova ekvivalent konstantnoj impedanciji vodova koja povezuje par transformatora s povezanim i kontinuirano podesivim prijenosnim omjerima. Nakon toga prvotni krug zamijenjen je ekvivalentnim i originalni optimizacijski problem je preformuliran te je tako postao jednostavniji za implementaciju. Predložena metoda testirana je na IEEE testnom sustavu s 118 sabirnica.

U radu [3] predložen je model mješovitog cjelobrojnog linearnog programiranja kako bi se minimizirali ukupni troškovi proizvodnje, pri tome kontrolirajući transformator za regulaciju faznog pomaka. Kao alat za dobivanje optimalnog rješenja korišteni su optimalni tokovi snage. Predloženi model primijenjen je na nekoliko testnih sustava (sustav s 14 sabirnica, sustav s 57 sabirnica, sustav s 118 sabirnica te sustav cjelokupne mreže u Poljskoj). Prema dobivenim rezultatima takav model takav optimizacijski model može se primijeniti na manjim i većim mrežama s poboljšanim ekonomskim aspektom mreže.

U literaturi [4] autori navode kako je hibridni model infrastrukture elektroenergetskog sustava ključan dio sofisticirane tehnologije električne mreže te se općenito za problem optimalnih tokova snage (OPF) razmatra elektroenergetski sustav s termalnim generatorima. U tradicionalnim problemima OPF-a, uzima se u obzir trošak goriva potreban za proizvodnju

električne energije, a emisije štetnih plinova se često zanemaruju. U radu se predlaže tehnokonomski analiza jednog i višeciljnog OPF-a u koordinaciji s obnovljivim izvorima energije poput vjetroagregata, fotonaponskih sustava i malih hidroelektrana s hibridnim fotonaponskim sustavom. Predviđanje potrebne snage dobiveno je pomoću Weibullove, log-normalne i Gumbleove distribucije. Optimizacijski problem riješen je pomoću optimizatora ravnoteže (*engl. equilibrium optimizer*). Prema dobivenim rezultatima predloženi algoritam može pronaći bolja optimalna rješenja u manjem broju iteracija s bržom konvergencijom. Rezultati su potvrđeni korištenjem hibridne elektroenergetske mreže IEEE-30 sabirnica, a izvedene su usporedbe i s rezultatima dobivenim drugim optimizacijskim metodama.

U literaturi [5] autori navode kako u današnjim međusobno povezanim elektroenergetskim sustavima uređaji za pohranu električne energije igraju vrlo važnu ulogu. Oni se mogu koristiti za smanjenje vršnih opterećenja i ublažavanje fluktuacija uzrokovanih distribuiranim izvorima. Razvoj tehnologija baterija omogućuje integraciju uređaja za pohranu električne energije (*engl. battery storage systems, BES*) u velikim razmjerima u elektroenergetske sustave. U ovom radu predlaže se višeperiodični model optimalnih tokova snaga (OPF-a) koji uključuje BES kako bi se proučio utjecaj BES-a na raspored proizvodnje električne energije. Cilj predloženog modela je minimizirati ukupne troškove proizvodnje uzimajući u obzir troškove punjenja i pražnjenja baterija. U modelu se uzimaju u obzir ograničenja stanja napunjenosti i druga ograničenja elektroenergetskog sustava. Predloženi model određuje optimalnu izlaznu snagu u svakom vremenskom periodu, kao i raspored punjenja/pražnjenja baterije. Na kraju, numerički proračun primijenjen na IEEE-30 sabirničkom sustavu pokazuje učinkovitost i valjanost predloženog modela.

Za razliku od prethodno prikazanih radova koji OPF primjenjuju na prijenosnu mrežu, u radu [6] OPF je primijenjen na distribucijsku mrežu. Cilj rada [6] je pronaći eksplicitno preslikavanje varijabilne snage iz obnovljivih izvora u rješenja optimalnih tokova snage. U tu svrhu autori predlažu parametričku distribucijsku metodu optimalnog toka snage (P-DOPF) koja daje optimalnu strategiju raspodjele i tokove snage kao analitičke funkcije ovisne o izlazu obnovljive energije. Problem P-DOPF-a temeljen je na ublaženom Distflow modelu. Autori su proveli proračune na IEEE 33 i 69-sabirničkim sustavima te rezultati potvrđuju učinkovitost i performanse predložene metode.

3. OPTIMALNI TOKOVI SNAGA

Autor [1] navodi da problem optimalnog toka snage (OPF) u međusobno povezanim električnim sustavima izaziva sve veći interes jer dovodi do značajnih poboljšanja u radu elektroenergetskog sustava. To je od velikog značaja za inženjere dispečere koji upravljaju elektroenergetskim sustavima velikih razmjera na efikasan i učinkovit način. OPF služi operatoru sustava kako bi savladao teškoće u planiranju, radu i upravljanju elektroenergetskih sustava. Stoga se široko koristi u mnogim primjenama, kao što su ekonomična raspodjela opterećenja i problemi s održavanjem napona. Da bi se opisao problem OPF-a, sve varijable se moraju definirati kroz sljedeće različite kategorije: ciljevi, ograničenja mreže i kontrolne varijable. Zatim se one koriste u razvoju matematičkog modela problema.

Optimalni tokovi snage prema literaturi [7] mogu se definirati kao funkcija upravljanja elektroenergetskim sustavom (eng. *Energy management system, EMS*) za planiranje optimalnog načina pogona uzimajući u obzir pri tome ograničenja tokova snage i druge uvjete sustava. Koncept OPF-a predložen je ranih 1960-ih kao poboljšanje ekonomične raspodjele opterećenja. OPF se koristi kao univerzalni izraz za probleme povezane s optimizacijom mreže.

U nastavku je dan kratki povijesni pregled radova koji si bave optimalnim tokovima snage.

- 1962 – Carpentier je dao prvu potpunu formulaciju OPF-a, Gauss-Seidelova- metoda je korištena[8]
- 1968 – Dommel i Tinney su koristili Newtonovu metodu i proširili su ju s gradijentnom metodom za optimalnu prilagodbu kontrolnih varijavli [9]
- 1974 – Sasson i Merrill predstavili su matematičku formulaciju optimizacijskog problema [10]
- 1977 – Happ daje pregled ekonomične raspodjele opterećenja [11]
- 1985 – Carpentier daje pregled u komercijalne programe korištene na temelju metoda rješavanja [12]
- 1987 – Stott, Alsac, and Monricelli predstavili su korištenje OPF-a sa strategijama sigurnog upravljanja [13]
- 1991 – Galiana i Hunneault dali su pregled OPF-a baziranom na optimizacijskim metodama [14]
- 1999 – Momoh, El-Hawary i Adapa dali su pregled OPF-a od 1962 do 1993 [15] [16]

- 2009 – AlRashidi i El-Hawary dali su pregled metoda računalne inteligencije za rješavanje OPF-a [17]
- 2012 – Frank, Steponavice, Rebennack objavili su pregledni rad podjeljen u dva dijela, u prvom su dane analitičke metode, dok se u drugom daju metode računalne inteligencije [18], [19]

Za razliku od konvencionalnih tokova snage, gdje su vrijednosti upravljanja i varijable stanja poznate, u OPF-u se varijable upravljanja i stanja moraju odrediti kao rješenje unaprijed definirane funkcije cilja [20]. Kako ne bi došlo do nerealnih rješenja moraju se zadati ograničenja [21].

OPF predstavlja složene, nelinearne i nekonveksne probleme čiji je razvoj usko povezan s napretkom optimizacijskih metoda i računalnih tehnologija. Suvremena računalna tehnologija može riješiti složene probleme kao što je OPF korištenjem različitih pristupa u pretežito brzom vremenskom periodu [22].

OPF se obično modelira za primjenu na razini prijenosa. Osim temeljnih varijabli, OPF model može sadržavati pomoćne proizvodne jedinice i varijable koje predstavljaju važne segmente za optimalan pogon sustava.

3.1. Opća formulacija optimalnih tokova snaga

Problematika OPF-a može se opisati kao minimiziranje funkcije cilja uzimajući u obzir ograničenja jednakosti i nejednakosti [22]:

$$\min F(x, u) = 0 \quad (3-1)$$

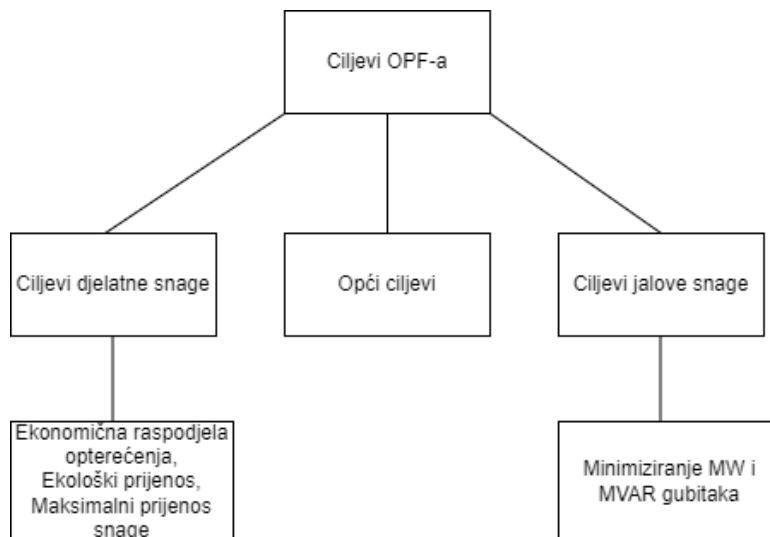
$$g(x, u) = 0 \quad (3-2)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (3-2)$$

$F(x, u)$ predstavlja ciljnu funkciju, $g(x, u)$ predstavlja nelinearna ograničenja jednakosti, tj. jednadžbe toka snage, a $h(x, u)$ predstavlja nelinearna ograničenja nejednakosti. Vektori x i u

predstavljaju varijable stanja, odnosno kontrolne varijable. Kontrolnim varijablama upravlja izravno operator prijenosnog sustava (TSO).

Većina ovih varijabli je kontinuirana, ali u slučaju sklopnih uređaja, varijable su diskretne (binarne) [23]. Potrebno je prilagoditi kontrolne varijable između gornje i donje granice. Elektroenergetski sustav ima dinamičku prirodu pa postoji vremenski odmak između postavljanja regulacijskih varijabli i fizičke realizacije. Kontrolne varijable koje imaju dugo vremensko kašnjenje se ne koriste. U [20] dani su općenito korišteni ciljevi za formulaciju OPF-a. Treba napomenuti da se ciljevi i ograničenja moraju točno modelirati kako bi se dobilo zadovoljavajuće rješenje. Postoje tri vrste ciljeva: ciljevi djelatne snage, ciljevi jalove snage i opći ciljevi. Ciljevi djelatne snage uključuju ekonomična raspodjela opterećenja, ekološki prijenos i maksimalni prijenos snage. Minimiziranje MW i MVAR gubitaka su među ciljevima jalove snage.



Slika 3.1. Opća podjela funkcije cilja [15]

Općenito, funkcije cilja odnose se na minimalna odstupanja od nazivnih vrijednost, minimizaciju gubitaka, minimizaciju djelovanja kontrolnih varijabli, minimalnu cijenu goriva itd. Različita ograničenja nejednakosti dana su u [20] [7]:

- Ograničenje kontrolnih varijabli

- Ograničenja za proizvodnju električne energije (gornje i donje granice aktivne i jalove snage)
- Razmatra se potrošnja energije nekih čvorova
- Mora se uzeti u obzir sporazumna razmjena energije između OPS-ova
- Ograničenje rada mreže određeno u analizi mreže (npr. ograničenje MVA).

U elektroenergetskim sustavima, konvencionalni tok snage je i nelinearan i nekonveksan i obično se rješava Newton-Raphsonovom iterativnom metodom. U ograničenim OPF aplikacijama, ograničenja jednakosti uključuju konvencionalne jednačbe toka snage i druga ograničenja kako bi se osigurala ravnoteža [18].

Protok izmjenične snage kao ograničenje u OPF-u najčešće se formulira u polarnom obliku [18]:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (3-4)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (3-5)$$

Gdje su:

P_i - djelatna snaga na sabirnici i

Q_i - jalova snaga na sabirnici i

V_i - amplituda napona na i -toj sabirnici

V_k - amplituda napona na k -toj sabirnici

Y_{ij} - i,j -ti element sabirnice matrice admitancije Y_{node}

δ_i - fazni pomak napona na i -toj sabirnici

δ_k - fazni pomak napona na k -toj sabirnici

θ_{ik} - fazni pomak i,k -tog elementa sabirnice matrice admitancije Y_{node}

Osim AC tokova snage, autori koriste još dva pristupa formuliranju: razdvojeni AC tokovi snage [24] i DC tokovi snage [25]. U razdvojenim AC tokovima snage, djelatna i jalova snaga su spojene kao funkcija kuta napona i veličine napona. Pretpostavke napravljene za formulaciju DC protoka snage uključuju čisto imaginarne elemente matrice admitancije i malu razliku između dva kuta napona dviju susjednih sabirnica.

3.2. Klasifikacija OPF formulacija i metode rješavanja

Složenost OPF-a ovisi o formulaciji tokova snaga. Izvorno, jednadžbe protoka izmjenične struje koristi se za formulaciju tokova snaga. Prema [18], formulacija OPF-a može se klasificirati u:

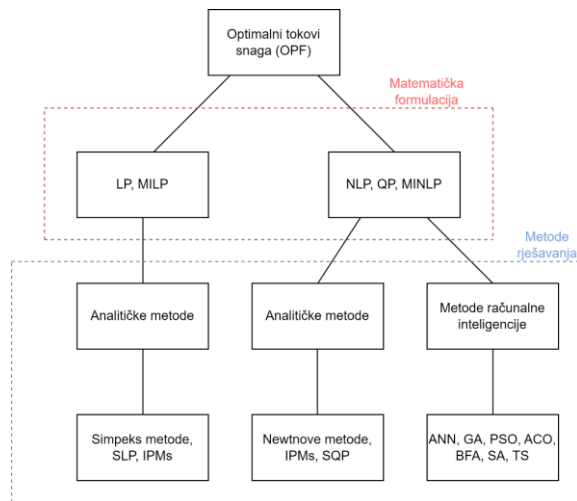
- Nelinearno programiranje (*eng. Nonlinear programming*, NLP)
- Linearno programiranje (*eng. Linear programming*, LP)
- Kvadratno programiranje (*eng. Quadratic programming*, QP)
- Mješovito cjelobrojno linearno programiranje (*eng. Mixed integer linear programming*, MILP)
- Mješovito cjelobrojno nelinearno programiranje (*eng. Mixed integer nonlinear programming*, MINLP)

U prvim radovima koristi se kontinuirana NLP formulacija. NLP približno aproksimira ponašanje elektroenergetskog sustava. Sve su diskretne varijable aproksimirane kao kontinuirane radi jednostavnosti. Ova formulacija uključuje nelinearne ciljeve i ograničenja. LP formulacija koristi pristup DC toka snage, tj. i ciljevi i ograničenja su linearni. Zbog svoje jednostavnosti, brzine i dobro razvijenih metoda rješavanja, to je poželjna OPF formulacija [26]. Međutim, zbog pretpostavki modeliranja, LP nije prikladan za probleme kao što je minimiziranje gubitaka snage, te se ne može jamčiti optimum. QP je poseban slučaj NLP-a s kvadratnim ciljem i linearnim ograničenjima i predstavlja alternativu za LP kada on nije zadovoljavajuć. Uključivanje diskretnih varijabli (postavke preklopke transformatora, postavke shunt kondenzatora, itd.) u NLP rezultira time da je MINLP najrealnija i najtočnija formulacija OPF-a, ali i najsloženija i najteža za rješavanje. Međutim, postoji neusklađenost između opisa sustava i mogućnosti rješavanja problema. Jedan od načina je linearizacija i primjena MILP-a.

Commented [RK1]: Ispraviti tako da se smanji razmak među riječima

OPF formulacija određuje koja se metoda rješenja koristi. Matematička formulacija i metode rješenja prikazane su na slici 3.2 Osnovna kategorizacija metoda rješenja OPF-a podijeljena je na analitičke metode i metode računalne inteligencije. Najčešće korištene analitičke metode za linearni OPF su dobro razvijene simplex metode [13], sekvencijalno linearno programiranje (SLP) [27] i metode unutarnjih točaka (IPM) [28]. U prvom razdoblju analitičke iterativne metode primijenjene su na NLP OPF. Te metode uključuju na Newtonu [29], metode gradijenta - metoda smanjenog gradijenta (RG) [30], metoda konjugiranog gradijenta (CG) [31] i generalizirana metoda smanjenog gradijenta (GRG) [32], IPM-ovi [33], sekvencijalni kvadratno programiranje (SQP) [34].

Posljednjih godina metode računalne inteligencije pronašle su primjenu u rješavanju problema OPF-a. Metode računalne inteligencije razvijene su kako bi se prevladale slabe sposobnosti analitičkih metoda za rješavanje globalne optimizacije [17]. Te metode uključuju: umjetnu neuronsku mrežu (ANN), genetski algoritam (GA), optimizaciju roja čestica (PSO), optimizaciju kolonije mrava (ACO), bakterijske algoritam traženja hrane (BFA), simulirano kaljenje(SA), tabu pretraživanje (TS), itd.



Slika 3.2. Matematičke formulacije i optimizacijske metode primijenjene za rješavanje optimalnih tokova snaga [18]

4. PRIMJENA OPTIMALNIH TOKOVA SNAGE NA IEEE 33 SABIRNIČKOJ MREŽI

4.1. Primjer rada koji koristi detaljan model optimalnih tokova snage

Autori [35] navode da u posljednjim godinama, značajan porast potražnje za električnom energijom izravno je utjecao na performanse distribucijskih mreža u vezi s gubicima aktivne snage i padom napona. U takvim okolnostima, distribuirani generatori (DG) mogu riješiti ove probleme ako su optimalno postavljeni u smislu dimenzioniranja i lokacije. Iz tog razloga, u trenutnim istraživanjima je predloženo optimalno postavljanje DG-a s algoritmom propagacije biljaka (PPA) kako bi se istovremeno maksimiziralo smanjenje ukupnih gubitaka aktivne snage i povećanje minimalnog napona na sabirnici. Osim toga, autori su četiri puta ispitali DG. U tom kontekstu, optimalno postavljanje jednog DG-a istražuje se u prvom slučaju. U svakoj sljedećem slučaju, broj DG-a se povećava: u drugom slučaju se istražuje postavljanje za dva DG-a, u trećem slučaju za tri DG-a, i naposljetku, za četiri DG-a u četvrtom slučaju istraživanja. Učinkovitost predloženog PPA-a testirana je na IEEE 33 i 69 sabirničkim testnim mrežama u analizi protoka opterećenja, a rezultati su uspoređeni s standardnim algoritmima optimizacije. Nakon toga, provedena je i ekonomska procjena temeljena na izračunu gubitaka. Također je proveden ANOVA test za statističku evaluaciju standardnih algoritama. Utvrđeno je da se s povećanjem postavljanja DG-a smanjuju ukupni gubici aktivne snage i padovi napona. U pogledu ekonomske procjene, ukupni trošak se s povećanjem postavljanja DG-a smanjuje u IEEE 33 sabirničkoj testnoj mreži, dok se ukupni trošak povećava s povećanjem postavljanja DG-a u IEEE 69 sabirničkoj testnoj mreži.

4.2. Modeliranje optimizacijskog problema

U ovom dijelu je provedeno matematičko modeliranje optimizacijskog problema. Ciljna funkcija je istovremeno maksimizirati smanjenje ukupnih gubitaka aktivne snage i povećati vrijednost minimalnog napona na sabirnicama u testnim mrežama.

Matematički, maksimizacija smanjenja ukupnih gubitaka aktivne snage prikazana je u jednadžbama (4-1) i (4-2).

$$FO_1 = \max P_{LOSS} \quad (4-1)$$

$$P_{LOSS} = \frac{(P_{LOSS_bezDG} - P_{LOSS_saDG})}{P_{LOSS_bezDG}} \quad (4-2)$$

Gdje FO_1 odgovara prvom cilju, P_{LOSS} označava smanjenje ukupnih gubitaka aktivne snage, P_{LOSS_bezDG} predstavlja ukupne gubitke snage bez DG-a, a P_{LOSS_saDG} predstavlja ukupne gubitke snage s DG-ima. P_{LOSS} se također može prikazati kao postotak, kao što je prikazano u jednadžbi (4-3). Ovaj prikaz će se koristiti u svrhu usporedbe s drugim standardnim algoritmima.

$$P_{LOSS} (\%) = \frac{(P_{LOSS_bezDG} - P_{LOSS_saDG})}{P_{LOSS_bezDG}} (100) \quad (4-3)$$

Slično tome, nadogradnja vrijednosti minimalnog napona na sabirnici prikazana je u jednadžbi (4-4).

$$FO_2 = \max v_p \quad (4-4)$$

Gdje FO_2 odgovara drugom cilju, v_p označava vrijednost napona na sabirnici p. Oba cilja mogu se pretvoriti u jednu ciljnu funkciju nakon normalizirane adicije. Vrijednost P_{LOSS} već je normalizirana, dok se za normalizaciju minimalnog napona na sabirnici dijeli sa standardnim naponom od 1 (p.u). Jedna ciljna funkcija (FO) izračunava se koristeći jednadžbu (4-5).

$$FO = W_1 FO_1 + W_2 FO_2 \quad (4-5)$$

Gdje W_1 i W_2 odgovaraju težinama i imaju vrijednost od 0,5 svaka. Ciljevi su podložni određenim ograničenjima kako je navedeno u nastavku. Ukupna snaga koju daje glavna mreža i DG-ovi mora biti jednaka ukupnom opterećenju i gubicima kako je prikazano u jednadžbi (4-6).

$$P_{IN} + \sum P_{DG} = \sum P_{LOAD} + P_{LOSS} \quad (4-6)$$

Gdje P_{IN} označava snagu koju isporučuje glavna mreža, $\sum P_{DG}$ odgovara ukupnoj snazi koju ubrizgavaju DG-ovi, $\sum P_{LOAD}$ odgovara ukupnom opterećenju, a P_{LOSS} predstavlja ukupne gubitke aktivne snage. Raspon napona na sabirnicama treba ostati unutar granica kako je prikazano u jednadžbi (4-7).

$$v_{pl} \leq v_p \leq v_{pu} \quad (4-7)$$

Gdje v_{pl} predstavlja donju granicu, a v_{pu} predstavlja gornju granicu napona na sabirnici p . Slično tome, raspon linijskih struja mora ostati unutar gornje granice kako je prikazano u jednadžbi (4-8).

$$I_l < I_{lu} \quad (4-8)$$

Gdje I_l predstavlja struju linije l , a I_{lu} odgovara njenom gornjem ograničenju. Aktivna snaga koju isporučuju DG-ovi treba biti unutar gornjih i donjih granica kako je prikazano u jednadžbi (4-9).

$$0 < \sum P_{DG} \leq \sum P_{LOAD} \quad (4-9)$$

Gdje $\sum P_{LOAD}$ predstavlja ukupno opterećenje, ono se koristi kao gornja granica za aktivnu snagu koju isporučuju DG-ovi.

4.3. Linearna formulacija optimalnih tokova snage za uravnoteženu aktivnu distribucijsku mrežu

Autori [36] u svom radu govore o integraciji distribucijskih izvora energije (DER). Integracija DER-a ubrzano se povećava zbog rastuće potražnje za energijom i emisije ugljikovog dioksida. Stoga, uloga operatora distribucijske mreže postaje ključna za ukupan rad distribucijske mreže. Aktivno upravljanje distribucijskom mrežom potrebno je ostvariti izvođenjem optimalnih tokova snaga (OPF). U radu [36] predlaže se linearna formulacija OPF-a za uravnoteženi distribucijski sustav kako bi se rasporedili DER-ovi uzimajući u obzir ograničenja mreže. Nelinearne jednadžbe tokova snaga prikladno su linearizirane za predloženu

formulaciju OPF-a. Gubici u distribucijskim vodovima uključeni su putem iterativnog procesa. Točnost i performanse predložene formulacije OPF-a ispituju se na IEEE 33 sabirničkom radijalnom i 69 sabirničkom radijalnom mrežom.

4.4. Predloženi optimalni tokovi snaga za aktivnu distribucijsku mrežu

Funkcija cilja predloženog problema OPF-a je minimizirati ukupne troškove generacije djelatne i jalove snage različitih DER-ova. Međutim, mogu se uzeti u obzir i druge ciljne funkcije prema potrebama.

$$\text{Minimize } \{ C_P^T P_G + C_Q^T P_Q \} \quad (4-10)$$

Gdje su C_P i C_Q vektori troškova generacije djelatne i jalove snage. Također oni predstavljaju generaciju djelatne i jalove snage različitih distribuiranih potrošača.

Zbroj snaga koje ulaze u svaki čvor trebao bi biti jednak nuli. Snaga na čvoru uključuje generatore, opterećenja, injekcija snage zbog prijenosnih vodova i ekvivalentna opterećenja zbog gubitaka snage u vodovima, sve povezano s istim čvorom. Za promatrani čvor, navedene jednadžbe ravnoteže djelatne i jalove snage daju se prema jednadžbama (4-11) i (4-12).

$$A_G P_G - A_D P_D - A_{In} P_{av} - 0.5 |A_{In}| P_{loss} = 0_{N_B} \quad (4-11)$$

$$A_G Q_G - A_D Q_D - A_{In} Q_{av} - 0.5 |A_{In}| Q_{loss} = 0_{N_B} \quad (4-12)$$

gdje su A_G i A_D matrice incidencije. Matrice incidencije koriste se za pretvaranje vektora proizvodnje i opterećenja u vektore čvorova. Matrica A_{In} je matrica incidencije vod-čvor. Gubici djelatne i jalove snage u različitim vodovima označeni su sa P_{loss} i Q_{loss} . Gubitak u svakom vodu modeliran je kao dodatno opterećenje u omjeru 1:1 na čvorovima povezanim određenim vodom.

Gubici radne i jalove snage prikazani su kao konstanta i moraju se ažurirati putem iterativnog procesa. Iterativni proces je prikazan jednadžbama (4-13) i (4-14).

$$P_{loss.l} = P_B g_{nm} \{V_n^2 + V_m^2 - 2V_n V_m \cos(\delta_n - \delta_m)\} \quad (4-13)$$

$$Q_{loss.l} = P_B b_{nm} \{V_n^2 + V_m^2 - 2V_n V_m \cos(\delta_n - \delta_m)\} \quad (4-13)$$

Tokovi radne i jalove snage u vodu su funkcije raspona napona i kutova napona. Jednadžbe za tokove radne i jalove snage dane su u (4-14) i (4-15).

$$P_{av} - P_B b A_{ln}^T \delta - 0.5 P_B g A_{ln}^T \theta = 0_{NL} \quad (4-14)$$

$$Q_{av} - P_B g A_{ln}^T \delta - 0.5 P_B b A_{ln}^T \theta = 0_{NL} \quad (4-15)$$

gdje su b i g dijagonalne matrice, $b(l, l) = b_{nm}$ i $g(l, l) = g_{nm}$. Ovdje, vod l je povezana s čvorovima n i m . Tokovi snage na svakom vodu su ograničeni njihovim kapacitetom. Općenito, kapacitet tokova snage ograničen je termalnim ograničenjem; stoga se ograničenje primjenjuje na aktivne tokove snage [36]. Ograničenja tokova snage za dva smjera su dana:

$$P_{fl}^{min} \leq P_{av} \leq P_{fl}^{max} \quad (4-16)$$

Raspon napona treba biti unutar određenih granica. Maksimalna i minimalna ograničenja napona na čvorovima dana su jednadžbom (4-17).

$$v^{min} \leq v \leq v^{max} \quad (4-17)$$

Djelatna i jalova proizvodnja snage ne smiju biti veće od kapaciteta DER-ova. Osim toga, proizvodnja ne smije biti manja od minimalno određenog ograničenja. Ova ograničenja su dana na sljedeći način.

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (4-18)$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G \leq Q_G^{max} \quad (4-19)$$

Gdje se vrijednosti P_G^{min} i Q_G^{min} izjednačuju sa nulom.

U linearnoj formulaciji OPF-a prikazanoj u (4-10)-(4-12) i (4-14)-(4-19), gubici djelatne i jalove snage prikazani su kao konstanta. Prvo se pretpostavlja da su gubici jednaki nuli i provodi

se izračun OPF-a. Iz dobivenih stanja sustava izračunavaju se gubici, a zatim se ponovno izvode izračuni OPF-a sve dok se stanja sustava ne konvergiraju. Kriterij konvergencije određuje se na sljedeći način.

$$\max\{\max|V^{(i+1)} - V^{(i)}|, \max|\delta^{(i+1)} - \delta^{(i)}|\} \leq \varepsilon \quad (4-20)$$

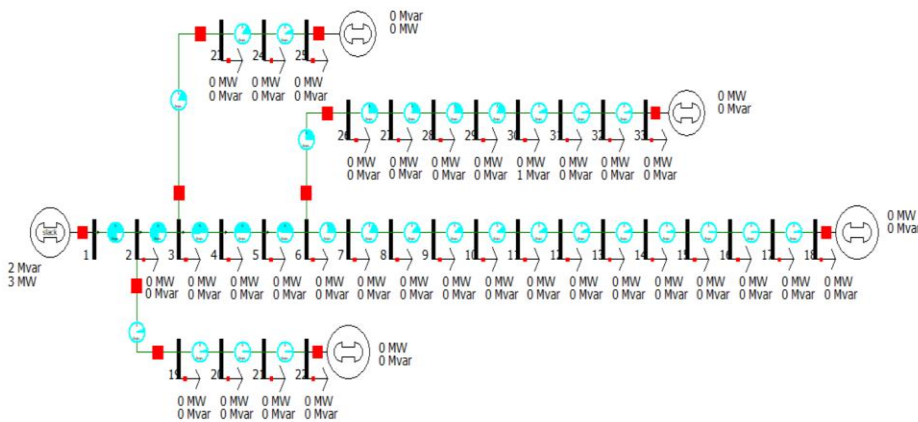
Vrijednost ε može biti određena od strane operatora distribucijske mreže.

5. SIMULACIJA OPTIMALNIH TOKOVA SNAGA NA PRIMJERU IEEE 33 SABIRNIČKE MREŽE

Ovo poglavlje rada daje uvid u simulaciju te je sastavljeno od više potpoglavlja. U prvom potpoglavlju opisana je testna mreža kao i zadatak same simulacije. U ostalim potpoglavljima opisano je više slučajeva sa svojim ulaznim podacima i riješenjima simulacije.

5.1. Opis testne mreže

Optimalni tokovi snaga provedeni su na testnoj mreži koja je napravljena prema uzoru mreže iz rada pod nazivom „An Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies“ [38]. Mreža se sastoji od 33 sabirnice te je nazivnog napona 12,66 kV. Kako je prikazano slikom 5.1. mreža se sastoji od 5 generatora, 32 voda te isto toliko trošila.



Slika 5.1. Prikaz 33 sabirničke testne mreže

5.1.1 Električni podaci

Podaci koji su unošeni u programskom paketu kao parametri komponenata mreže dani su idućim tablicama. Tablica 5.1. predstavlja ulazne podatke svakog čvora.

Tablica 5.1. Podaci o teretu na svakoj sabirnici

Sabirnica	Nazivni napon [kV]	Opterećenje [MW]	Opterećenje [Mvar]
1	12,66	/	/
2	12,66	0,1	0,06
3	12,66	0,09	0,04
4	12,66	0,12	0,08
5	12,66	0,06	0,03
6	12,66	0,06	0,02
7	12,66	0,2	0,1
8	12,66	0,2	0,1
9	12,66	0,06	0,02
10	12,66	0,06	0,02
11	12,66	0,04	0,03
12	12,66	0,06	0,03
13	12,66	0,06	0,03
14	12,66	0,12	0,08
15	12,66	0,06	0,01
16	12,66	0,06	0,02
17	12,66	0,06	0,02
18	12,66	0,09	0,04
19	12,66	0,09	0,04
20	12,66	0,09	0,04
21	12,66	0,09	0,04
22	12,66	0,09	0,04
23	12,66	0,09	0,05
24	12,66	0,42	0,2
25	12,66	0,42	0,2
26	12,66	0,06	0,03
27	12,66	0,06	0,03
28	12,66	0,06	0,02
29	12,66	0,12	0,07
30	12,66	0,2	0,6
31	12,66	0,15	0,07
32	12,66	0,21	0,1
33	12,66	0,06	0,04

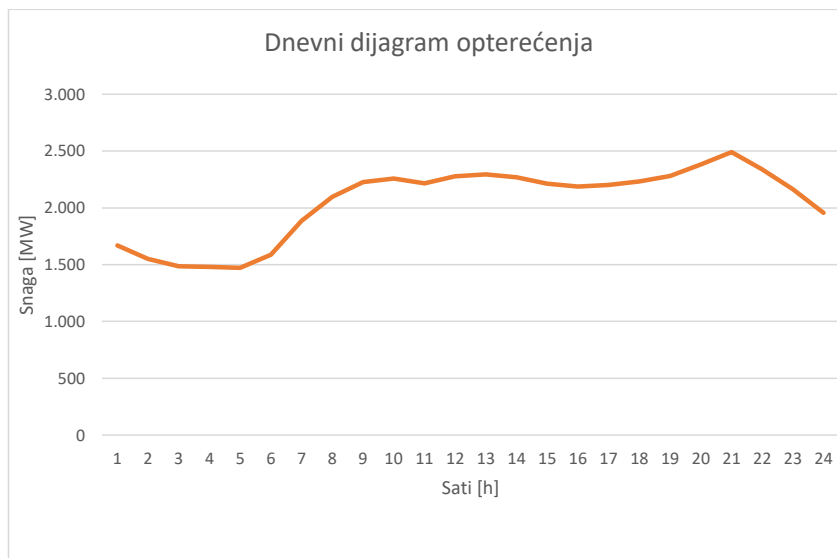
U tablici 5.2. prikazani su impedancija i admitancija svakog voda u p.u. Za baznu snagu uzeta je vrijednost od 100 MVA

Tablica 5.2. Podaci vodova u mreži

Od sabirnice	Do sabirnice	R [p.u.]	X[p.u.]
1	2	0,0575	0,0293
2	3	0,308	0,2511
2	19	0,1023	0,0976
3	4	0,2283	0,1163
3	23	0,2815	0,1924
4	5	0,2378	0,1211
5	6	0,511	0,4411
6	7	0,1168	0,386
6	26	0,1267	0,0645
7	8	0,4438	0,1467
8	9	0,6426	0,4617
9	10	0,6514	0,4617
10	11	0,1227	0,041
11	12	0,2336	0,077
12	13	0,916	0,721
13	14	0,3379	0,4448
14	15	0,3687	0,3282
15	16	0,4656	0,34
16	17	0,804	1,074
17	18	0,4567	0,3581
19	20	0,9385	0,8457
20	21	0,2555	0,2985
21	22	0,4423	0,5848
23	24	0,5602	0,4424
24	25	0,559	0,4374
26	27	0,1713	0,0903
27	28	0,661	0,583
28	29	0,5018	0,4371
29	30	0,3167	0,1613
30	31	0,6079	0,601
31	32	0,1937	0,2258
32	33	0,2128	0,3308

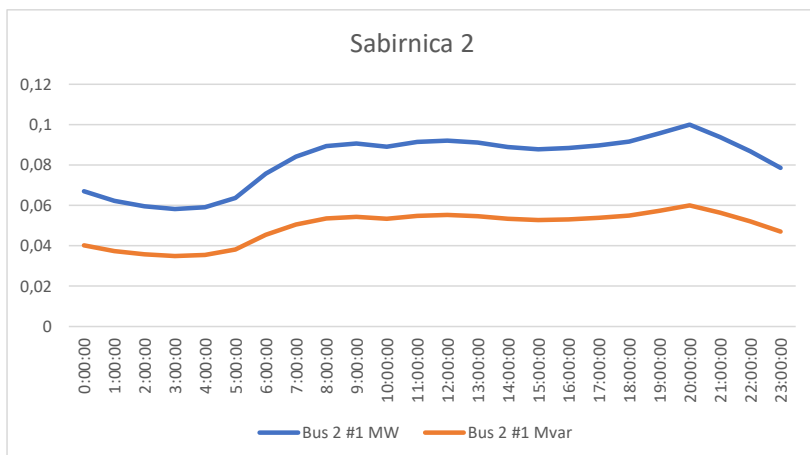
5.1.2. Podaci o opterećenju

Kako bi se dobila što realnija simulacija, podaci o dnevnom opterećenju preuzeti su sa HOPS-ove stranice na dan 6.9.2023. te su skalirani, a graf je prikazan slikom 5.2. Simulacija je podijeljena na 24 točke od kojih svaka predstavlja jedan sat u danu . Nakon 24 satnih podjela unesene su ulazne varijable tereta za svaku sabirnicu odnosno djelatna i jalova snaga tereta kao što je prikazano tablicama 5.3. i 5.4.



Slika 5.2. Dijagram dnevnog opterećenja na dan 6.9.2023.

Iz grafa je vidljivo kako je najveće dnevno opterećenje od 20:00 do 21:00 sat dok je najniže od 3:00 do 5:00 sati. Slika 5.3. prikazuje dnevna raspodjela opterećenja na sabirnici 2 te se može primijetiti kako ona približno prati dnevnu očekivanu promjenu opterećenja u cijelom sustavu.



Slika 5.3. Dnevna raspodjela opterećenja na sabirnici 2

Tablica 5.3. Djelatno opterećenje na sabirnicama 2-9

Datum	Vrijeme	Bus 2 MW	Bus 3 MW	Bus 4 MW	Bus 5 MW	Bus 6 MW	Bus 7 MW	Bus 8 MW	Bus 9 MW
7.9.2023.	0:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	1:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	2:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	3:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	4:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	5:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	6:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,2	0,2	0
7.9.2023.	7:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	8:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	9:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	10:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	11:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	12:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	13:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	14:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	15:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	16:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	17:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	18:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	19:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	20:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	21:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	22:00:00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
7.9.2023.	23:00:00	0,1	0,1	0,1	0	0	0,2	0,2	0

Tablica 5.4. Vrijednost jalovog opterećenja na sabirnicama 2-9

Datum	Vrijeme	Bus 2 Mvar	Bus 3 Mvar	Bus 4 Mvar	Bus 5 Mvar	Bus 6 Mvar	Bus 7 Mvar	Bus 8 Mvar	Bus 9 Mvar
7.9.2023.	0:00:00	0	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	1:00:00	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	2:00:00	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	3:00:00	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	4:00:00	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	5:00:00	0	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	6:00:00	0	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	7:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	8:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	9:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	10:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	11:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	12:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	13:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	14:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	15:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	16:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	17:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	18:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	19:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	20:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	21:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	22:00:00	0,1	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0
7.9.2023.	23:00:00	0	0	0,1	0	0	0,1	0,1	0

Nakon unesenih podataka za svaki teret na sabirnici, PowerWorld Simulator ima mogućnost automatskog računanja ukupne djelatne i jalove potrošnje u sustavu po svakom satu što je prikazano tablicom 5.5.

Tablica 5.5. Ukupna djelatna i jalova potrošnja tereta po satu

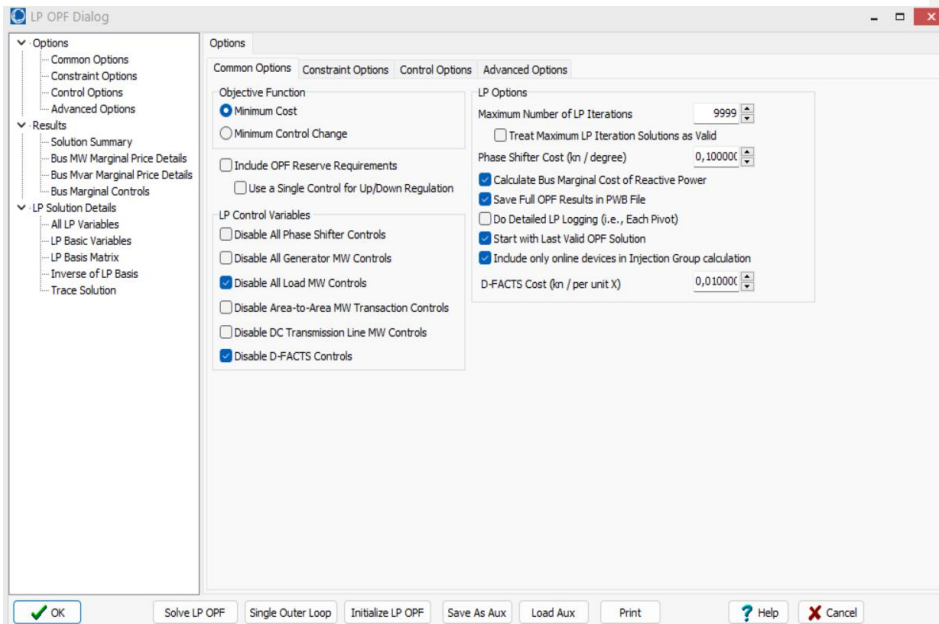
Datum	Vrijeme	Ukupno MW tereta	Total Mvar tereta
7.9.2023.	0:00:00	2,5	1,5
7.9.2023.	1:00:00	2,4	1,4
7.9.2023.	2:00:00	2,25	1,3
7.9.2023.	3:00:00	2,25	1,3
7.9.2023.	4:00:00	2,25	1,3
7.9.2023.	5:00:00	2,2	1,4
7.9.2023.	6:00:00	2,8	1,7

Commented [RK2]: Ako tablica ostaje podijeljena na dvije stranice - što nije problem - namjestiti u oblikovanje da se ponavlja prvi red na prijelomu stranice

Datum	Vrijeme	Ukupno MW tereta	Total Mvar tereta
7.9.2023.	7:00:00	3,1	1,9
7.9.2023.	8:00:00	3,3	2
7.9.2023.	9:00:00	3,4	2
7.9.2023.	10:00:00	3,3	2
7.9.2023.	11:00:00	3,4	2,1
7.9.2023.	12:00:00	3,4	2,1
7.9.2023.	13:00:00	3,4	2,1
7.9.2023.	14:00:00	3,3	2
7.9.2023.	15:00:00	3,3	2
7.9.2023.	16:00:00	3,3	2
7.9.2023.	17:00:00	3,3	2
7.9.2023.	18:00:00	3,4	2,1
7.9.2023.	19:00:00	3,6	2,2
7.9.2023.	20:00:00	3,7	2,3
7.9.2023.	21:00:00	3,5	2,1
7.9.2023.	22:00:00	3,2	2
7.9.2023.	23:00:00	2,9	1,8

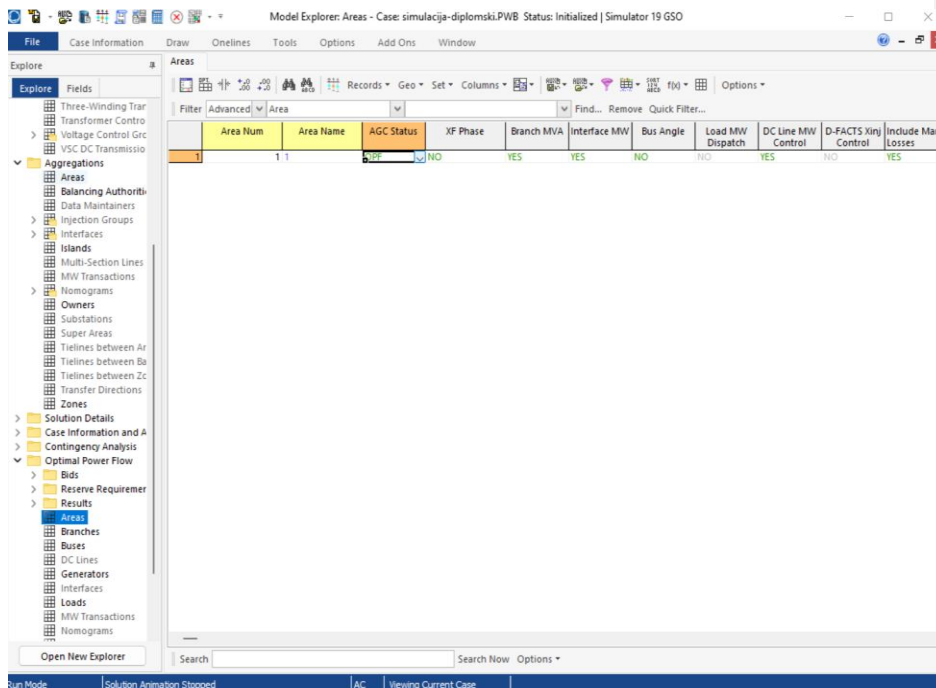
5.2. Rješavanje optimalnih tokovi snaga u PowerWorld Simulatoru

S obzirom na danu teoriju, potrebno je provesti simulaciju optimalnih tokova snaga u programskom paketu koji se naziva *PowerWorld Simulator* [37]. Ovaj programski paket, osim modeliranja vlastite mreže, korisniku daje mogućnost rješavanja optimalnih tokova snaga, uz funkcije cilja koje mogu biti minimiziranje troškova ili minimiziranje promjene upravljanja, što je prikazano slikom 5.4. Minimiziranje troškova je funkcija cilja koja je korištena u ovome radu.



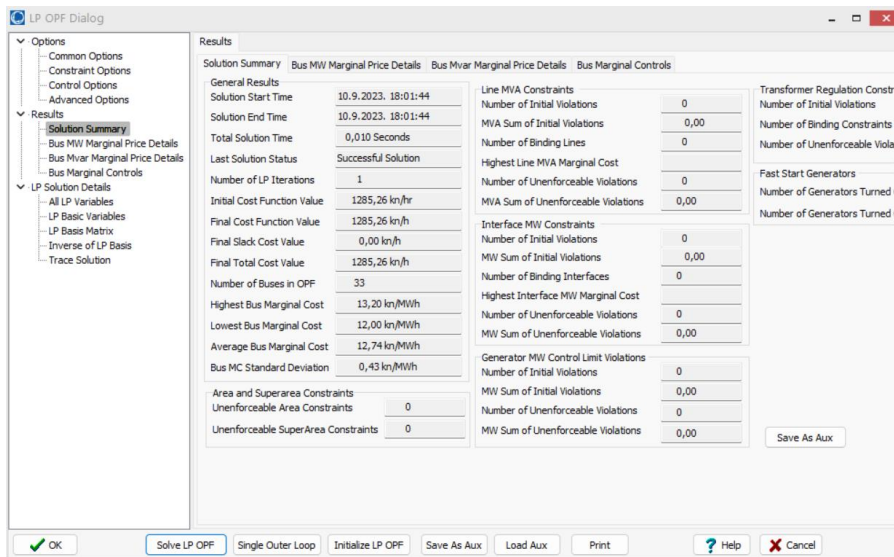
Slika 5.4. Sučelje „LP OPF“

Prije pokretanja optimalnih tokova snaga gumbom „Solve LP OPF“, koja metodom linearnog programiranja rješava optimalne tokove snaga, potrebno je postaviti „AGC(Area Generation Control) Status“ na „OPF“ kao što je prikazano slikom 5.5. da bi se moglo započeti sa proračunom.



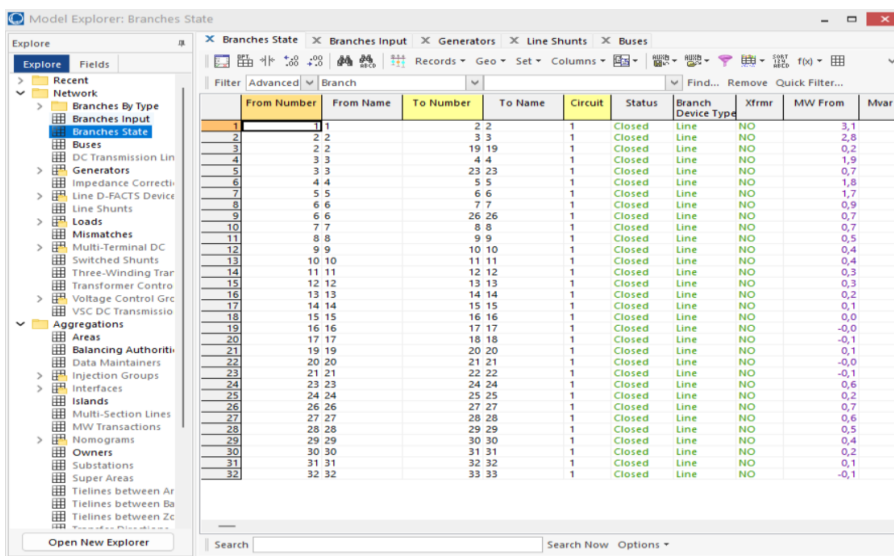
Slika 5.5. Sučelje u kojemu se postavlja AGC status

Uspješnost rješavanja optimalnih tokova snaga može se provjeriti u izborniku „*Solution Summary*“ gdje korisnik ima uvid u status posljednjeg rješavanja optimalnih tokova snaga koji se nalazi pod stavkom „*Last Solution Status*“. Uspješno riješeni optimalni tokovi snaga dolaze uz poruku „*Successful Solution*“ dok u slučaju pogreške u rješavanju, programski paket ispisuje poruku „*Error*“ uz informaciju gdje je došlo do pogreške što je prikazano slikom 5.6.



Slika 5.6. Sučelje „Solution Summary“

Programski paket također sadrži opciju „Model Explorer dialog“ gdje korisnik ima uvid u rezultate svoje simulacije, što je prikazano slikom 5.7. Također određene podatke korisnik ima na uvid u izborniku pod imenom „LP Solution Details“.



Slika 5.7. Prikaz „Model Explorer“ sučelja

5.3. Opis zadatka simulacije

Kao što je već navedeno u prethodnim potpoglavljima, zadatak simulacije je bio provesti optimalne tokove snaga na zadanoj mreži u programskom paketu PowerWorld Simulator [37]. Predmet promatranja predstavljaju generatori odnosno njihova izlazna djelatna snaga u MW. Generatorom 1 nadomješten je ostatak mreže tj. dio mreže iz koje se napaja električna energija dok se generatori 18, 22, 25 i 33 uzimaju u promatranje.

Iako je simulacija podijeljena na 24 točke koje predstavljaju 24 sata, u ovom radu promatrane su 3 točke. Prva kada je opterećenje najmanje tj. u 5:00 sati, druga točka u 13:00 sati te treća točka kada je opterećenje najveće tj. u 21:00 sati.

U baznom slučaju svaki od promatranih generatora ima svoju funkciju troškova od kojih najmanju ima generator 22 dok najveću ima generator 25. Rješavanjem optimalnih tokova snaga, dobiva se uvid u promjenu izlazne snage generatora ovisno o promjeni opterećenja tijekom dana. U ostala četiri slučaja generatori 18, 22, 25 i 33 modeliraju se kao fotonapon te se promatra kako oni utječu na optimalne tokove snaga kao u baznom slučaju.

5.4. REZULTATI SIMULACIJE

5.4.1. Bazni slučaj

U baznom slučaju, kao što je već navedeno, promatrane su tri točke tokom dana. Jutarnji sat kada je najmanje opterećenje, odnosno 5:00 sati, 13:00 sati te 21:00 sati kada je najveće opterećenje u mreži. Podaci za 5:00 sati dani su tablicom 5.6., podaci za 13:00 sati su prikazani tablicom 5.7. dok su podaci za 21:00 sati prikazani tablicom 5.8. Maksimalna snaga generatora 18, 22, 25 i 33 iznosi 0,6 MW, a generator 1 je snage 1,6 MW.

Tablica 5.6. Rezultati baznog slučaja za 5:00 sati uz opterećenje od 2,2 MW

Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	11,67
18	0,2	373,91	12,31
22	0,6	316,16	11,51
25	0	535,68	11,98
33	0	446,4	12,44

Tablica 5.7. Rezultati baznog slučaja za 13:00 sati uz opterećenje od 3,6 MW

Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	17,48
18	0,6	379,39	18,19
22	0,6	316,16	17,28
25	0,3	540,66	17,72
33	0,6	455,26	18,16

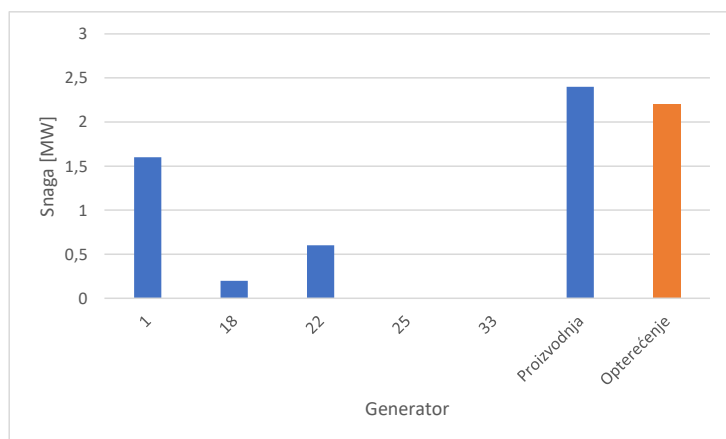
Tablica 5.8. Rezultati baznog slučaja za 21:00 sati uz opterećenje od 3,7 MW

Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	17,48
18	0,6	379,39	18,19
22	0,6	316,16	17,28
25	0,4	540,66	17,72
33	0,6	455,26	18,16

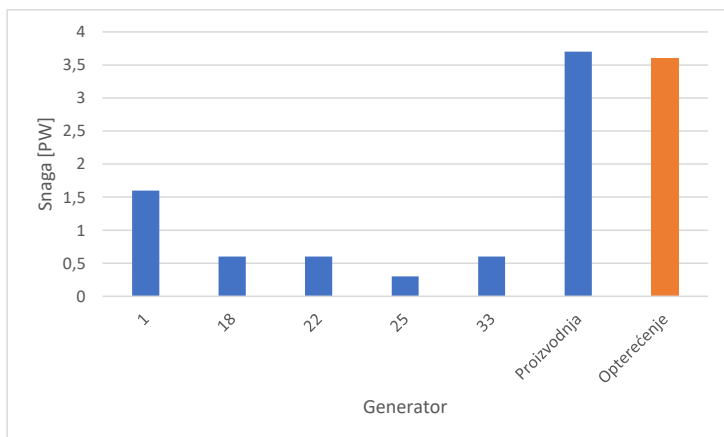
U tablici 5.6. kada je najmanje opterećenje vidljivo je kako generatori na sabirnicama 25 i 33 u mrežu ne predaju energiju jer je njihov trošak proizvodnje najskuplji. Generator 22 koji ima najmanji trošak proizvodnje daje maksimalnu snagu u mrežu, dok generator 18 koji ima 20% skuplje troškove proizvodnje od generatora 22 radi sa trećinom svoje snage. Tim načinom rada pokrivena ja sva potrošnja u mreži koja iznosi 2,2 MW kao što je vidljivo u tablici 5.5.

U drugoj točki, generatori 18, 22 i 33 rade maksimalnom snagom, dok generator koji je ujedno i najskuplji radi sa 50% svoje snage. Ovim načinom rada proizvedeno je 3,7 MW električne energije te je pokrivena sva potrišnja od 3,6 MW. Slično vrijedi i za slučaj kada je najveća potrošnja iznosa 3,7 MW, navedeni generatori će raditi sa maksimalnom snagom dok će najskuplji generator raditi sa 2/3 svoje snage.

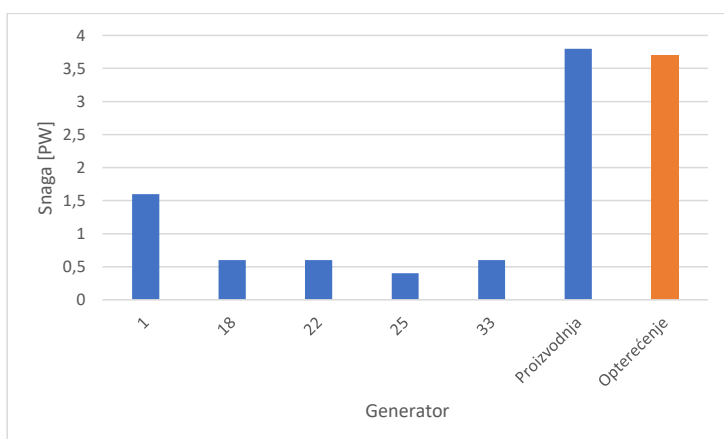
Slike 5.8., 5.9. i 5.10. grafički prikazuju raspodjelu snage po generatorima.



Slika 5.8. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 5:00 sati



Slika 5.9. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 13:00 sati



Slika 5.10. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 21:00 sat

5.4.2. Fotonaponske elektrane

Nakon baznog slučaja, obrađeni su četiri slučaja u kojima jedan od generatora 18, 22, 25 i 33 se modelira kao fotonaponska elektrana ukupne instalirane snage iznosa 0,6 MW. Za fotonaponsku proizvodnju vrlo je bitna procjena sunčevog zračenja tijekom dana. Za potrebe

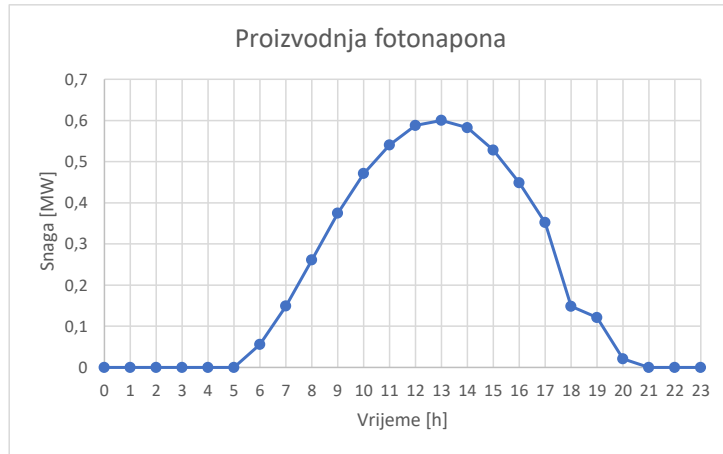
simulacije uzeti su podaci dnevnog sunčevog zračenja u ljetnom mjesecu kada je fotonaponska proizvodnja najveća te su prikazani tablicom 5.9. odnosno slikom 5.11.

Tablica 5.9. Dnevna fotonaponska proizvodnja

Sati [h]	Snaga [MW]
0	0
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0,0558
7	0,1487
8	0,2609
9	0,3743
10	0,4708
11	0,5405
12	0,5880
13	0,6
14	0,5824
15	0,5277
16	0,4485
17	0,3518
18	0,1485
19	0,1212
20	0,02097
21	0
22	0
23	0

Slika 5.11. Grafički prikaz dnevne fotonaponske proizvodnje

Commented [RK3]: naslov ispod slike



Kako je i očekivano, u noćnim te ranojutarnjim satima fotonaponska elektrana neće proizvoditi električnu energiju, dok će najveću proizvodnju imati u popodnevnom te poslijepodnevnom satima.

Kao i u baznom slučaju, za potrebe simulacije uzimaju se 3 točke, 5:00 , 13:00 te 21:00 sat.

5.4.3. Slučaj kada je generator 22 modeliran kao fotonaponska elektrana

U ovome slučaju generator 22 se modelira kao fotonaponska elektrana maksimalne instalirane snage 0,6 MW te radi prema predviđanjima iz tablice 5.9. Ostatak mreže je modeliran kao i u baznom slučaju. Rezultati su prikazani tablicama 5.10., 5.11. i 5.12.

Tablica 5.10. Rezultati slučaja kada se generator 22 modelira kao fotonaponska elektrana za 5:00 sati uz opterećenje od 2,2 MW

Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	12,47
18	0,6	378,91	12,31
22	0	0	12,51
25	0	535,68	12,98
33	0,12	446,4	13,04

Tablica 5.11. Rezultati slučaja kada se generator 22 modelira kao fotonaponska elektrana za 13:00 sati uz opterećenje od 3,6 MW

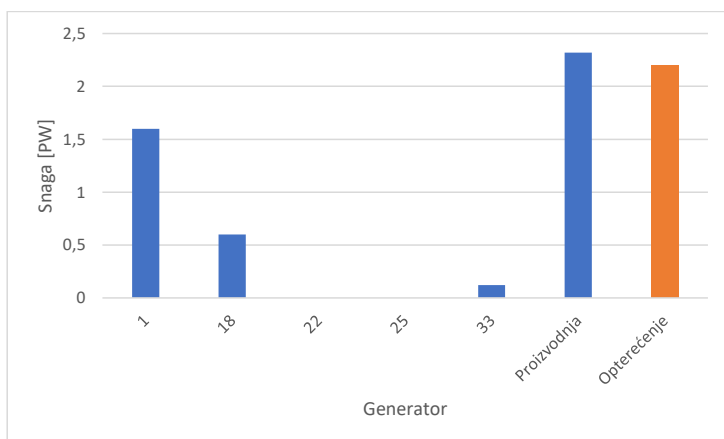
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,5	240,03	17,55
18	0,6	379,91	18,21
22	0,6	0	17,34
25	0,36	542,68	17,72
33	0,6	455,4	18,23

Tablica 5.12. Rezultati slučaja kada se generator 22 modelira kao fotonaponska elektrana za 21:00 sati uz opterećenje od 3,7MW

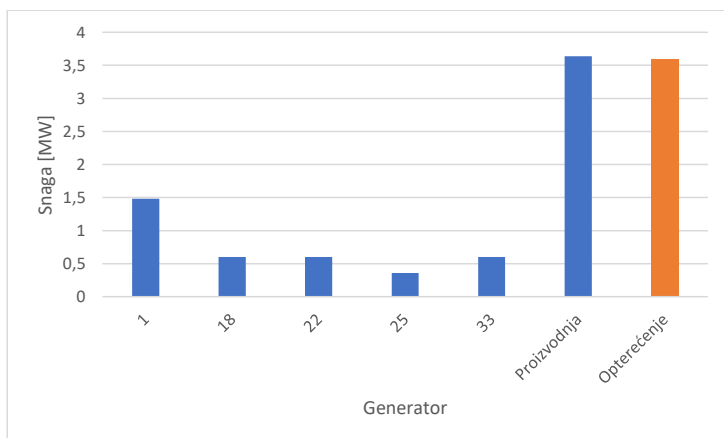
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	2	240,03	19,47
18	0,6	378,91	20,31
22	0	0	19,51
25	0,6	535,68	19,98
33	0,6	446,4	19,04

U prvoj točki, odnosno u 5:00 sati proizvodnja fotonaponske elektrane je 0 MW. Uz mrežu koja daje konstantnu vrijednost 1,6 MW u proizvodnji također sudjeluje najjeftiniji generator 18 svojim maksimalnim kapacitetom od 0,6 MW te generator 33 koji radi sa 20% svoje ukupne snage. Najskuplji generator 25 ne sudjeluje u proizvodnji te se na taj način rada zadovoljila ukupna potražnja za električnom energijom koja iznosi 2,2 MW. Druga točka daje uvid u stanje mreže kada fotonaponska elektrana radi sa svojim maksimalnim proizvodnim kapacitetom od 0,6 MW. Osim nje, sa svojim maksimalnim kapacitetom rade i generatori 18 te 33, a najskuplji generator 25 radi sa 60% svoje maksimalne snage. Potreba za električnom energijom iz mreže smanjena je za 7,5%. Treća točka predstavlja slučaj kada je opterećenje u mreži najveće te iznosi 3,7 MW. U ovome slučaju nema fotonaponske proizvodnje, a generatori 18, 25 i 33 rade sa svojim maksimalnim kapacitetima. U ovome slučaju javlja se potreba za dodatnom energijom iz mreže koja iznosi 2 MW.

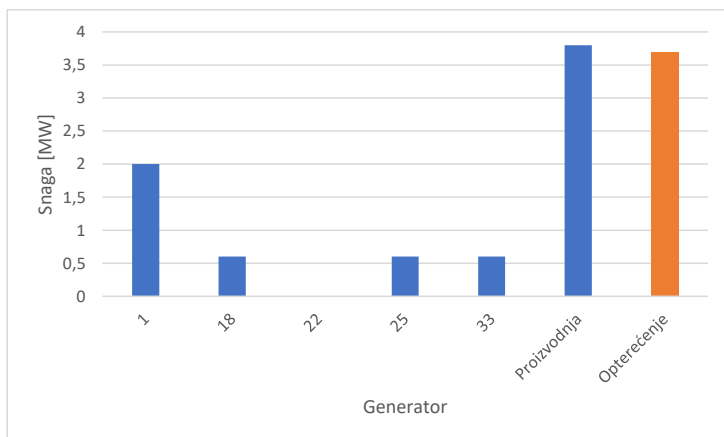
Slike 5.12., 5.13. i 5.14. grafički prikazuju raspodjelu snage po generatorima.



Slika 5.12. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 5:00 sati



Slika 5.13. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 13:00 sati



Slika 5.14. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 21:00 sat

5.4.4. Slučaj kada je generator 18 modeliran kao fotonaponska elektrana

U ovome slučaju generator 18 se modelira kao fotonaponska elektrana maksimalne instalirane snage 0,6 MW te radi prema predviđanjima iz tablice 5.9. Ostatak mreže je modeliran kao i u baznom slučaju. Rezultati su prikazani tablicama 5.13., 5.14. i 5.15.

Tablica 5.13. Rezultati slučaja kada se generator 18 modelira kao fotonaponska elektrana za 5:00 sati uz opterećenje od 2,2 MW

Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	13,97
18	0	0	15,06
22	0,6	316,16	13,77
25	0	535,68	14,34
33	0,13	446,4	14,77

Tablica 5.14. Rezultati slučaja kada se generator 18 modelira kao fotonaponska elektrana za 13:00 sati uz opterećenje od 3,6 MW

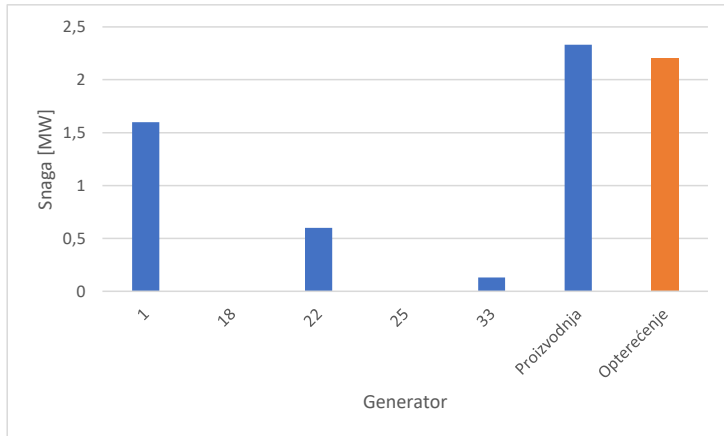
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	17,55
18	0,6	0	18,21
22	0,6	316,16	17,34
25	0,2	542,68	17,72
33	0,6	455,4	18,23

Tablica 5.15. Rezultati slučaja kada se generator 18 modelira kao fotonaponska elektrana za 21:00 sati uz opterećenje od 3,7MW

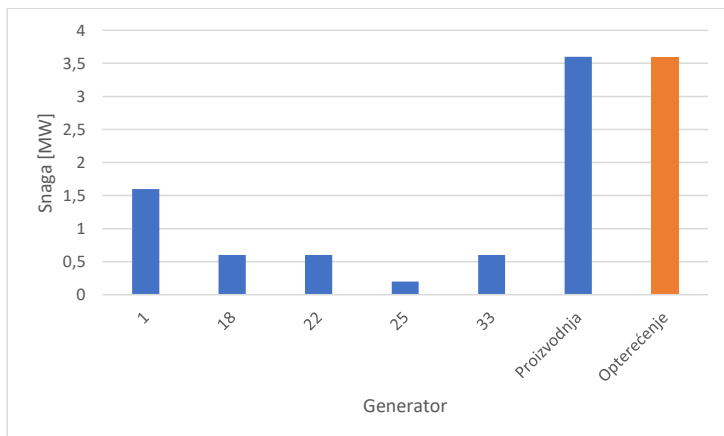
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,9	240,03	20,47
18	0	0	21,31
22	0,6	316,16	21,51
25	0,6	535,68	20,98
33	0,6	446,4	21,04

U slučaju kada je generator 18 modeliran kao fotonaponska elektrana promatrane su tri točke. Za točku kada je 5:00 sati nema proizvodnje fotonapona, a ujedno i najskuplji generator ne radi. Kako bi se zadovoljile potrebe za potražnjom od 2,2 MW, najjeftinij generator će raditi maksimalnom snagom dok će generator 33 raditi sa 21,66% svoje snage. Za promatranu točku kada je fotonaponska proizvodnja najveća, odnosno 13:00 sati, uz fotonaponsku proizvodnju koja iznosi 0,6 MW generatori 18 i 33 će raditi maksimalnom snagom dok će najskuplji generator 25 raditi 1/3 svoje snage. U večernjim satima, kada je opterećenje najveće i iznosi 3,7 MW, fotonapon ne proizvodi električnu energiju. Za pokriće opterećenja, ostali generatori će raditi maksimalnom snagom od 0,6 MW dok je iz mreže potrebno osigurati 15% više energije.

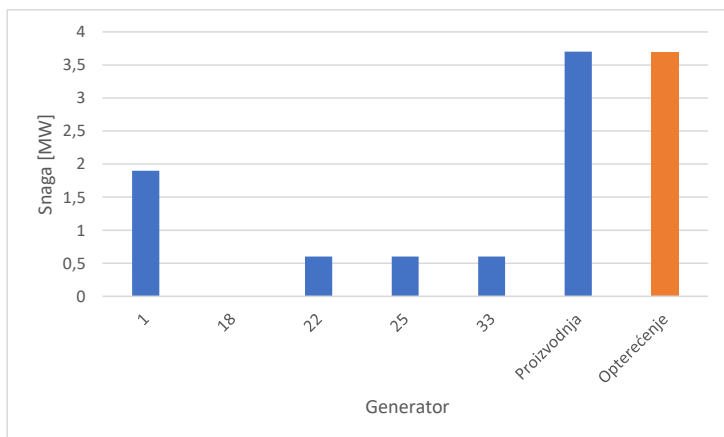
Slike 5.15., 5.16. i 5.17. grafički prikazuju raspodjelu snage po generatorima.



Slika 5.15. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 5:00 sati



Slika 5.16. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 13:00 sati



Slika 5.17. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 21:00 sat

5.4.5. Slučaj kada je generator 33 modeliran kao fotonaponska elektrana

U ovome slučaju generator 33 se modelira kao fotonaponska elektrana maksimalne instalirane snage 0,6 MW te radi prema predviđanjima iz tablice 5.9. Ostatak mreže je modeliran kao i u baznom slučaju. Rezultati su prikazani tablicama 5.16., 5.17. i 5.18.

Tablica 5.16. Rezultati slučaja kada se generator 33 modelira kao fotonaponska elektrana za 5:00 sati uz opterećenje od 2,2 MW

Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	11,52
18	0,1	372,64	12,31
22	0,6	316,16	11,35
25	0	535,68	11,83
33	0	0	12,31

Tablica 5.17. Rezultati slučaja kada se generator 33 modelira kao fotonaponska elektrana za 13:00 sati uz opterećenje od 3,6 MW

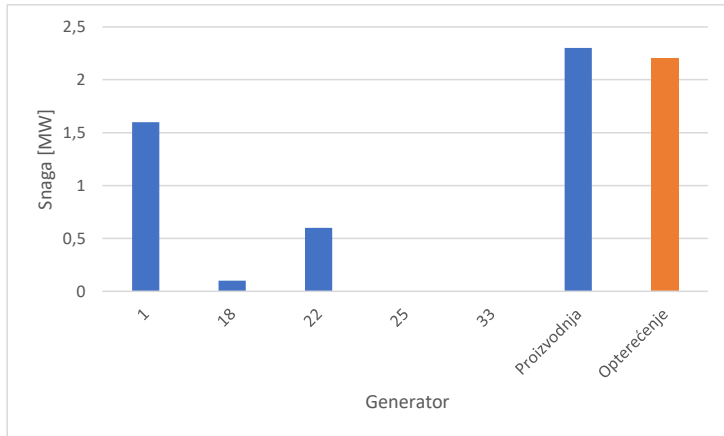
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	17,55
18	0,6	372,24	18,21
22	0,6	316,16	17,34
25	0,3	542,68	17,72
33	0,6	0	18,23

Tablica 5.18. Rezultati slučaja kada se generator 33 modelira kao fotonaponska elektrana za 21:00 sati uz opterećenje od 3,7MW

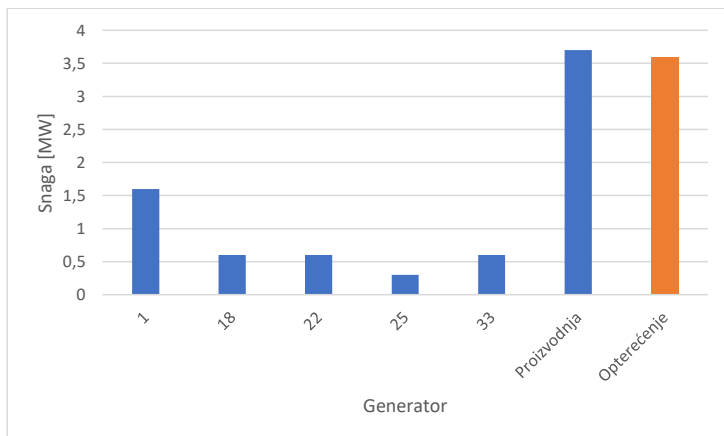
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	2	240,03	20,47
18	0,6	372,24	21,31
22	0,6	316,16	21,51
25	0,6	535,68	20,98
33	0	0	21,04

Kada je opterećenje u mreži najmanje i iznosi 2,2 MW, najjeftinija elektrana radi sa svojim maksimalnim kapacitetom dok nešto skuplja radi sa 17% svojeg maksimalnog kapaciteta. Najskuplja elektrana je u potpunosti van funkcije dok fotonapon ne proizvodi električnu energiju. Za slučaj kada je fotonaponska proizvodnja najveća, a opterećenje 3,6 MW, svi generatori rade sa maksimalnom snagom, dok najskuplji generator radi na 50% svoje maksimalne snage. U slučaju kada je opterećenje u mreži najveće, nema fotonaponske proizvodnje, ali ostali generatori rade sa maksimalnom snagom. Iz mreže je potrebno osigurati 20% više proizvodnih kapaciteta.

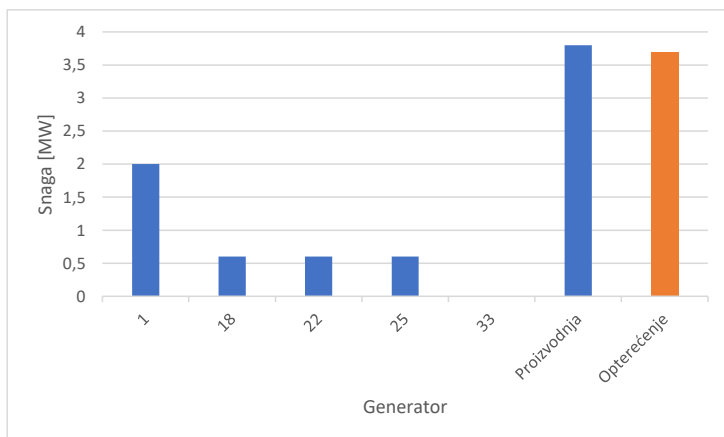
Slike 5.18., 5.19. i 5.20. grafički prikazuju raspodjelu snage po generatorima.



Slika 5.18. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 5:00 sati



Slika 5.19. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 13:00 sati



Slika 5.20. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 21:00 sat

5.4.5. Slučaj kada je generator 25 modeliran kao fotonaponska elektrana

U ovome slučaju generator 25 se modelira kao fotonaponska elektrana maksimalne instalirane snage 0,6 MW te radi prema predviđanjima iz tablice 5.9. Ostatak mreže je modeliran kao i u baznom slučaju. Rezultati su prikazani tablicama 5.19., 5.20. i 5.21.

Tablica 5.19. Rezultati slučaja kada se generator 25 modelira kao fotonaponska elektrana za 5:00 sati uz opterećenje od 2,2 MW

Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,6	240,03	11,52
18	0,1	372,64	12,31
22	0,6	316,16	11,35
25	0	0	11,83
33	0	446,40	12,31

Tablica 5.20. Rezultati slučaja kada se generator 25 modelira kao fotonaponska elektrana za 13:00 sati uz opterećenje od 3,6 MW

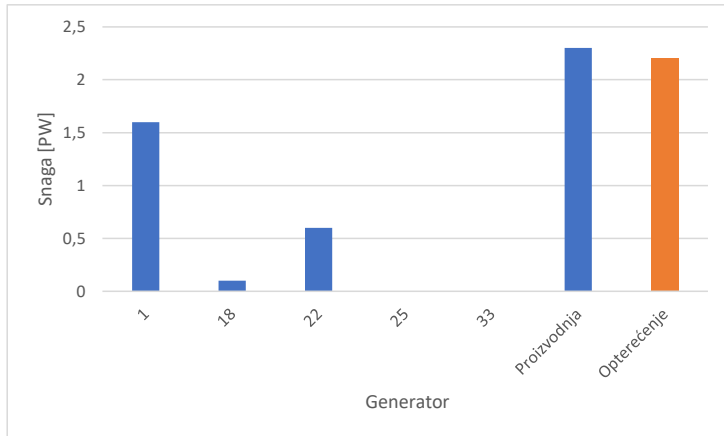
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	1,5	240,03	17,55
18	0,6	372,24	18,21
22	0,6	316,16	17,34
25	0,6	0	17,72
33	0,4	446,40	18,23

Tablica 5.21. Rezultati slučaja kada se generator 25 modelira kao fotonaponska elektrana za 21:00 sati uz opterećenje od 3,7MW

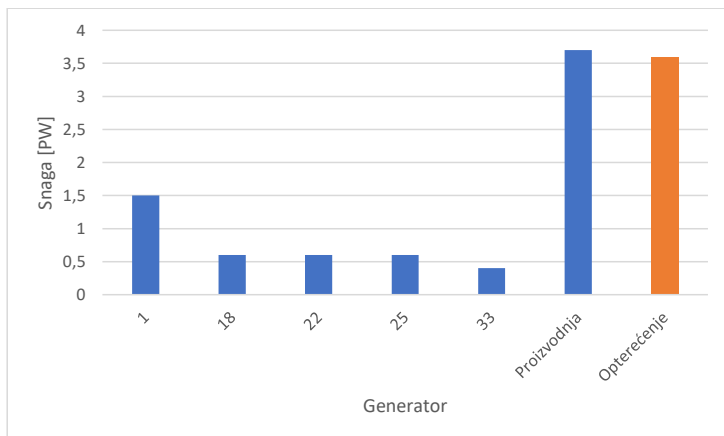
Generator	Snaga [MW]	Troškovi proizvodnje [€/h]	Marginalna cijena [€/MWh]
1	2	240,03	20,47
18	0,6	372,24	21,31
22	0,6	316,16	21,51
25	0	0	20,98
33	0,6	447,52	21,04

Slučaj kada se najskuplji generator modelira kao fotonaponska elektrana daje rezultate slične onima iz predhodnog slučaja. Osnovna je razlika u drugoj točki odnosno kada fotonapon radi sa maksimalnim proizvodnim kapacitetima. Generatori sa jeftinijom proizvodnjom radit će maksimalnom snagom, a generator sa skupljom proizvodnjom radit će sa 67% svoje maksimalne snage. Samim time javit će se manja potreba za kupovinom energije iz mreže.

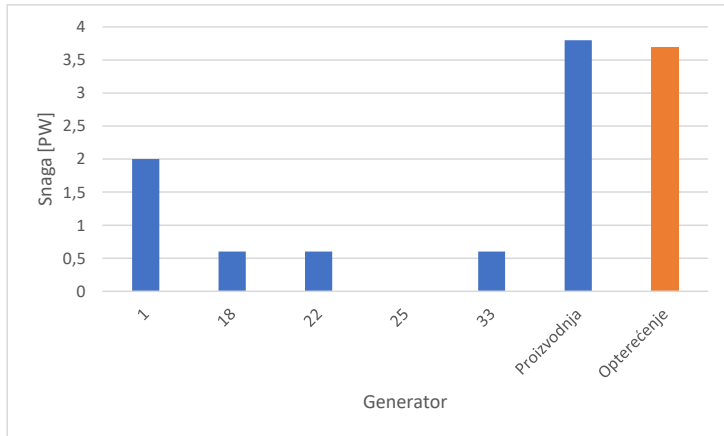
Slike 5.21., 5.22. i 5.23. grafički prikazuju raspodjelu snage po generatorima.



Slika 5.21. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 5:00 sati



Slika 5.22. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 13:00 sati



Slika 5.23. Raspodjela izlazne snage po generatorima u 21:00 sat

ZAKLJUČAK

Kako se u današnje vrijeme cijena električne energije značajno povećala u odnosu na godine ranije, jedan od osnovnih zadataka dispečera EES-a je voditi mrežu na ekonomičan način. Kao jedno od rješenja ovoga problema nameće se rješavanje optimalnih tokova snaga uz minimizaciju troškova kao funkciju cilja. Iako su razvijene brojne metode za njihovo rješavanje, u radu se koristi metoda linearnog programiranja. Cilj ovoga rada je vidjeti kako različiti simulacijski pristupi imaju utjecaj na rješavanje optimalnih tokova snaga. Osim baznoga slučaja, simulirana su četiri slučaja gdje fotonaponska elektrana zamjenjuje jednu od četiri elektrane različitih funkcija troška. U radu se bilježi kako promijena proizvodnje fotonapona utječe na optimalne tokove snaga, odnosno na proizvodnju ostalih generatora.

Bazni slučaj donosi rješenje kada u mreži nije integriran fotonapon već samo elektrane različitih funkcija troška. Kako je i očekivano, u jutarnjim satima, kada je najmanje opterećenje u mreži, najjeftiniji generator radić će maksimalnom snagom dok će onaj nešto skuplji raditi 1/3 svoje snage. U popodnevnim i večernjim satima, kada je opterećenje veće od jutarnjeg, generatori će raditi maksimalnim snagama kako bi pokrili traženo opterećenje. U ostala četiri slučaja kada se generatori zamjenjuju fotonaponskom elektranom za jutarnje sate neće proizvoditi električnu energiju te će ona elektrana koja je skuplja od nje raditi maksimalnom snagom. Najskuplja elektrana neće proizvoditi električnu energiju, a ostala elektrana će pokriti ukupno opterećenje. U slučaju kada fotonaponska elektrana radi s maksimalnim kapacitetom, kako bi se pokrilo ukupno opterećenje u mreži, ostale elektrane osim najskuplje rade također maksimalnim kapacitetom. U večernjim satima kada se javlja najveće opterećenje u mreži, a fotonaponska elektrana ne proizvodi električnu energiju, dolazi do nedostatka energije u sustavu. Javlja se potreba za energijom uravnoteženja, a nju u sustav može injektirati samo generator 1 koji ima rezervu. Zbog toga je marginalna cijena u večernjim satima najveća.

Za konkretnije rezultate ove analize potrebno bi bilo unositi stvarne vrijednosti ulaznih podataka kao i detaljnije funkcije troškova.

LITERATURA

- [1] Ahmed M. Azmy, Optimal Power Flow to Manage Voltage Profiles in Interconnected Networks Using Expert Systems, Tanta, 2007.
- [2] Yue Song , Member, IEEE, David J. Hill , Life Fellow, IEEE, Tao Liu , Member, IEEE, and Tianlun Chen Convex Relaxation of AC Optimal Power Flow With Flexible Transmission Line Impedances, Hong Kong, 2002.
- [3] Tao Ding, Member, IEEE, Rui Bo, Senior Member, IEEE, Zhaohong Bie, Senior Member, IEEE, Xifan Wang, Fellow, IEEE Optimal Selection of Phase Shifting Transformer Adjustment in Optimal Power Flow, Shanghai, 2016.
- [4] Sundaran B. Pandaya , Sowmya Ravichandran , Prekumar Manoharan, Pradeep Jangir, and Hassan Haes Alhelou: Multi-Objective Optimization Framework for Optimal Power Flow Problem of Hybrid Power Systems Considering Security Constraints , India, 2022.
- [5] Zhongwei Wang, and Jin Zhong, Dong Chen , Yuefeng Lu , and Kun Men: A Multi-Period Optimal Power Flow Model including Battery Energy Storage, Hong Kong, 2013.
- [6] Zhongjie Guo , Wei Wei , Senior Member, IEEE, Laijun Chen , Member, IEEE, ZhaoYang Dong , Fellow, IEEE, and Shengwei Mei , Fellow, IEEE: Parametric Distribution Optimal Power Flow With Variable Renewable Generation, Beijing, 2021.
- [7] R. Bacher, "Netzleittechnik und Optimierung elektrischer Netze," no. October, 2000.
- [8] J. Carpentier, "Contribution to the economic dispatch problem (in French)," *Bull. Soc. FranQ. Elect*, vol. 8, pp. 431–447, 1962
- [9] H. W. Dommel and W. F. Tinney, „Optimal Power Flow Solution“ *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866-1876, 1968, doi: 10.1109/TPAS.1968.292150
- [10] A. M. Sasson and H. M. Merrill, "Some Applications of Optimization Techniques to Power Systems Problems," *Proc. IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 959–972, 1974, doi: 10.1109/PROC.1974.9548.
- [11] H. H. Happ, "Optimal power dispatch — a comprehensive survey," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 96, no. 3, pp. 841–854, 1977, doi: 10.1109/T-PAS.1977.32397.

- [12] J. L. Carpentier, "Optimal Power Flows: Uses, Methods and Developments.," *IFAC Proc. Vol.*, vol. 18, no. 7, pp. 11–21, 1986, doi: 10.1016/s1474-6670(17)60410-5.
- [13] B. Stott, O. Alsac, and A. J. Monticelli, "Security Analysis and Optimization.," *Proc. IEEE*, vol. 75, no. 12, pp. 1623–1644, 1987, doi: 10.1109/PROC.1987.13931.
- [14] M. Huneault and F. D. Galiana, "A Survey Of The Optimal Power Flow LiteratureA Survey Of The Optimal Power Flow Literature," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 2, pp. 762–770, 1991, doi: 10.1109/59.76723.
- [15] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, "A review of selected optimal power flow literature to 1993 part i: nonlinear and quadratic Programming Approaches," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 96–103, 1999, doi: 10.1109/59.744492.
- [16] A. R. Momoh, J. A. M. E. El-Hawary M. E., "A review of selected optimal power flow literature to 1993. ii. Newton, linear programming and interior point methods," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 96–104, 1999.
- [17] M. R. AlRashidi and M. E. El-Hawary, "Applications of computational intelligence techniques for solving the revived optimal power flow problem," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 694–702, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.10.004.
- [18] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, "Optimal power flow: A bibliographic survey I Formulations and deterministic methods," *Energy Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 221–258, 2012, doi: 10.1007/s12667-012-0056-y.
- [19] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, "Optimal power flow: A bibliographic survey II Non-deterministic and hybrid methods," *Energy Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 259–289, 2012, doi: 10.1007/s12667-012-0057-x.
- [20] J. A. Momoh, "Chapter 12 Optimal Power Flow," in *Electric Power System Applications of Optimization*, Second Edi., 2008, pp. 383–437.
- [21] R. Bacher, "Netzleittechnik und Optimierung elektrischer Netze," no. October, 2000.
- [22] J. A. Momoh, "Chapter 12 Optimal Power Flow," in *Electric Power System Applications of Optimization*, Second Edi., 2008, pp. 383–437.

- [23] K. Fekete, Z. Klaic, and L. Majdandzic, "Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid," *Renew. Energy*, vol. 43, pp. 140–148, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.026.
- [24] G. C. Contaxis, C. Delkis, and G. Korres, "Decoupled Optimal Load Flow Using Linear or Quadratic Programming," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. PER-6, no. 5, p. 26, 1986, doi: 10.1109/MPER.1986.5527923.
- [25] P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis, "A decentralized solution to the Security Constrained DC-OPF problem of multi-area power systems," *2005 IEEE Russ. Power Tech. PowerTech*, vol. 18, no. 3, pp. 1007–1013, 2005, doi: 10.1109/PTC.2005.4524356.
- [26] N. S. Rau, "Issues in the path toward an RTO and standard markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 435–443, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.810709.
- [27] B. Alsac, O. Bright J., Praise, M., Stott, "Further developments in LP-based optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5(3), pp. 697–711, 1990.
- [28] M. R. Unum and P. Box, "Network constrained security control using an interior point algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 1068–1076, 1993.
- [29] W. F. Tinney, B. Ashley, B. Brewer, and A. Hughes, "Optimal Power Flow by Newton Approach," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. PER-4, no. 10, p. 39, 1984, doi: 10.1109/MPER.1984.5526285.
- [30] O. Alsac and B. Stott, "Optimal load flow with steady-state security," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745–751, 1974, doi: 10.1109/TPAS.1974.293972.
- [31] R. C. Burchett, H. H. Happ, D. R. Vierath, and K. A. Wirgau, "Developments in Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 2, pp. 406–414, 1982, doi: 10.1109/TPAS.1982.317121.
- [32] P. S. Planning, "Optimal Power-Flow Solutions," vol. 6, no. 1, pp. 64–70, 1972.
- [33] G. L. Torres and V. H. Quintana, "On a nonlinear multiple-centrality-corrections interior-point method for optimal power flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 222–228, 2001, doi: 10.1109/59.918290.
- [34] M. L. Gilles, G. E. Marks, F. P. Corp, and P. O. Box, "Optimal real-time voltage control," vol. 5, no. 3, 1990.

- [35] A. Waqar, U. Subramaniam, K. Farzana, R.M. Elavarasan, H. ur Rahman Habib, M. Zahid, K. Hossain “ Analysis of Optimal Deployment of Several DGs in Distribution Networks Using Plant Propagation Algorithm“, 2020.
- [36] P. Kumari, S.R. Vaishyama, A.R. Abhyankar: “ A Linearized Optimal Power Flow Framework for a Balanced Active Distribution Network“, 2023.
- [37] PowerWorld, [Pristup ostvaren 10.9.2023.] <https://www.powerworld.com/>
- [38] S. Hacobian Dolatabadi, M. Ghorbanian, P. Siano, Senior Member, IEEE, and Nikos D. Hatziargyriou, Life Fellow: IEEEAn Enhanced IEEE 33 Bus Benchmark Test System for Distribution System Studies, 2020.

SAŽETAK

Ovaj rad daje uvid u različite pristupe rješavanja optimalnih tokova snaga. Funkcija cilja predstavlja minimiziranje troškova, a simulacije su provedene u programskom paketu Power World Simulator. Metodom lineranog programiranja simuliran je bazni slučaj te 4 različita scenarija u kojima se generator zamjenjuje fotonaponskom elektranom. Svaka simulacija podjeljena je u 3 promatrane točke. U prvoj točki je opterećenje u mreži najmanje te nema fotonaponske proizvodnje, druga točka u kojoj je opterećenje znatno veće te fotonaponska elektrana radi maksimalnim potencijalom te treća točka u kojoj nema fotonaponske proizvodnje, a opterećenje u mreži je najveće. Nakon provedene simulacije rezultati su prikazani grafički i tablično sa vrijednostima izlazne snage, troškova proizvodnje i marginalne cijene.

Ključne riječi: Optimalni tokovi snaga, fotonaponska elektrana, funkcija cilja, funkcija troška

ABSTRACT

This paper provides an insight into various approaches to solving optimal power flow problems. The objective function aims to minimize costs, and simulations were conducted using the Power World Simulator software package. The linear programming method was used to simulate the base case and four different scenarios in which the generator is replaced with a photovoltaic power plant. Each simulation is divided into three observed points. The first point represents the lowest network load with no photovoltaic production, the second point where the load is significantly higher and the photovoltaic power plant operates at maximum potential, and the third point with no photovoltaic production and the highest network load. After the simulations, the results are presented graphically and in tables, displaying values of output power, production costs, and marginal prices.

Keywords: Optimal Power Flow, photovoltaic power plant, objective function, cost function

ŽIVOTOPIS

Ivan Dubravac

Mobitel: 099/2853-950

E-mail: ivandubravac99@gmail.com

idubravac@etfos.hr

Ivan Dubravac rođen je 9.5.1999. u Osijeku. Osnovnu školu, s odličnim uspjehom, završio je u Semeljcima. Srednjoškolsko obrazovanje stječe u I. Gimnaziji u Osijeku, a 2018. godine upisuje Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek smjer elektroenergetika. Zvanje prvostupnika elektrotehnike stječe 2021. te iste godine upisuje diplomski studij.

Stručnu praksu završava u HEP-operator distribucijskog sustava Osijek. U svibnju 2023. stječe certifikat pod nazivom „Java programer“.