

UNIVERZITET U BEOGRADU
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Predrag D. Mršić

OPTIMALNA INTEGRACIJA FLEKSIBILNO
UPRAVLJANIH FOTONAPONSKIH SISTEMA
U DISTRIBUTIVNE ELEKTROENERGETSKE
MREŽE

Doktorska disertacija

Beograd, 2026.

UNIVERSITY OF BELGRADE
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

Predrag D. Mršić

OPTIMAL INTEGRATION OF FLEXIBLY
CONTROLLED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN
THE POWER DISTRIBUTION NETWORKS

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2026

PODACI O MENTORU I ČLANOVIMA KOMISIJE

Mentor:

dr Predrag Stefanov, redovni profesor
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

Članovi komisije:

dr Jelena Stojković Terzić, docent
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

dr Goran Dobrić, vanredni profesor
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

dr Čedomir Zeljković, redovni profesor
Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet

dr Dragan Olćan, redovni profesor
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

dr Mileta Žarković, vanredni profesor
Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

Datum odbrane:

ZAHVALNICA

Na početku želim da izrazim veliku i iskrenu zahvalnost svom mentoru, prof. dr Predragu Stefanovu, na nesebičnoj podršci, korisnim sugestijama i savjetima tokom izrade doktorata i tokom mog profesionalnog razvoja. Takođe zahvalnost dugujem i članovima komisije koji su svojim dobronamjernim sugestijama i komentarima doprinijeli da ova disertacija bude bolja i kvalitetnija.

Neizostavnu zahvalnost dugujem profesorima i kolegama sa Elektrotehničkog fakulteta u Banjoj Luci i Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu koji su dali snažan doprinos mom profesionalnom razvoju, bili mi podrška tokom studija i izrade ove disertacije. Posebno moram izdvojiti prof. dr Čedomira Zeljkovića koji mi je pomogao da riješim sve nedoumice i prevaziđem sve izazove tokom profesionalnog razvoja i izrade ove disertacije.

Takođe, veliku zahvalnost dugujem svojim roditeljima i sestri. Hvala vam što ste me podržavali i vjerovali u mene ponekad kada ni sam nisam. Veliko hvala i svim prijateljima koji su vjerovali u mene i uvijek imali po koju ohrabrujuću riječ.

Optimalna integracija fleksibilno upravljanih fotonaponskih sistema u distributivne elektroenergetske mreže

Rezime

Predmet istraživanja doktorske disertacije je razvoj simulatora za procjenu optimalne integracije fleksibilno upravljanih fotonaponskih sistema u distributivne elektroenergetske mreže. Najvažniji doprinosi disertacije su:

1. Razvijen je sveobuhvatni probabilistički simulator za procjenu optimalnog kapaciteta fotonaponskog sistema na bazi sekvencijalne Monte Karlo simulacije i optimizacije u vidu crne kutije DIRECT metodom.

Procjena optimalnog kapaciteta fotonaponskih sistema se može izvršiti primjenom determinističkih, stohastičkih i metoda zasnovanih na analizi vremenskih serija. Deterministički pristup ne uzima u obzir neizvjesnost ulaznih podataka, što često dovodi do konzervativne procjene kapaciteta fotonaponskih sistema, budući da su proizvodnja fotonaponskih sistema, potrošnja i cijena električne energije stohastičke promjenljive. Zbog toga stohastičke metode pružaju značajnu prednost u odnosu na determinističke, jer omogućavaju eksplicitno modelovanje neizvjesnosti i varijabilnosti ulaznih veličina, čime se postiže realističnija procjena rada sistema. Međutim, klasični stohastički pristupi često zanemaruju vremensku zavisnost između promjenljivih, što predstavlja ograničenje u analizama gdje je redoslijed događaja od ključnog značaja, kao što je rad sistema za skladištenje energije. Ovaj nedostatak se prevazilazi primjenom metoda zasnovanih na analizi vremenskih serija. U okviru razvijenog simulatora u ovoj disertaciji, simulacije se zasnivaju na analizi vremenskih serija koristeći sekvencijalnu Monte Karlo simulaciju, pri čemu se sve ulazne promjenljive modeluju kao slučajni procesi uz uvažavanje autokorelacija i međusobnih korelacija. Procjena optimalne konfiguracije fotonaponskih sistema vrši se iz perspektive investitora, maksimizacijom profita od prodaje električne energije. U tu svrhu, sekvencijalna Monte Karlo simulacija se koristi za procjenu prihoda od prodaje električne energije, koji se zatim koristi u ekonomskoj analizi za određivanje optimalnog kapaciteta fotonaponskih sistema.

2. Razvijena je metodologija za proračun ograničavanja snage proizvodnje fotonaponskih sistema tako da sva pogonska ograničenja mreže budu zadovoljena.

Povećanje broja fotonaponskih sistema u distributivnim mrežama dovodi do pojave zagušenja i previsokih napona u čvorovima, koji ograničavaju dalju integraciju fotonaponskih sistema i smanjuju ukupnu količinu energije koja se može injektirati u mrežu. Zbog svoje prirode, fotonaponski sistemi ne mogu vremenski pomjeriti proizvodnju pa se energija koja se u trenutku proizvodnje ne može isporučiti u mrežu trajno izgubi. Smanjenje injektirane energije se najčešće postiže isključivanjem dijelova fotonaponskog sistema u kritičnim režimima. Budući da se radi o korektivnoj mjeri, ovakav pristup se obično ne razmatra u fazi planiranja. Kao standardno rješenje za smanjenje neiskorišćene energije i povećanje integracije fotonaponskih sistema najčešće se primjenjuje ugradnja baterija za skladištenje energije. S obzirom na to da su baterije još uvijek relativno skupe, istražuju se druga rješenja koja mogu povećati integraciju fotonaponskih sistema uz istovremeno poboljšanje ekonomske isplativosti za investitore. Jedno od takvih rješenja zasniva se na upravljanju ograničenjima proizvodnje fotonaponskih sistema. U ovoj disertaciji je razvijena metodologija za fleksibilno upravljanje fotonaponskim sistemima na bazi ograničavanja snage proizvodnje. Predložena metodologija je upoređena sa postojećim konvencionalnim pristupima u kojima se koriste baterije za skladištenje energije, kao i njihovom kombinacijom. Verifikacija metodologije je izvršena na modifikovanoj IEEE mreži sa 33 čvora,

pri čemu su fotonaponski sistemi priključeni na dvije različite lokacije. Na ovaj način je, pored evaluacije performansi, analiziran i međusobni uticaj više fotonaponskih sistema. Rezultati pokazuju da se fleksibilnim upravljanjem može značajno povećati instalisani kapacitet fotonaponskih sistema i profit, bez ugrožavanja pouzdanosti sistema.

3. Razvijena je metodologija za proračun instalisanih snaga i pravično ograničavanje snaga proizvodnje fotonaponskih sistema u cilju zadovoljenja pogonskih ograničenja mreže.

Priključenjem većeg broja fleksibilno upravljanih fotonaponskih sistema na različite lokacije u distributivnoj mreži dolazi do neujednačenog ograničavanja njihove proizvodnje. Potreba za ograničavanjem snage proizvodnje fotonaponskih sistema na početku mreže je posljedica zagušenja vodova, dok kod sistema lociranih na kraju ogranaka uzrok može biti i zagušenje vodova i prekoračenje dozvoljenih naponskih vrijednosti. Fotonaponski sistemi koji su locirani na kraju ogranaka imaju izraženiji uticaj na porast napona u mreži u odnosu na sisteme locirane bliže izvodu, zbog čega se kod njih ograničavanje snage primjenjuje češće i u većem obimu. Kao posljedica toga dolazi do neravnomjernog smanjenja injektirane energije između različitih fotonaponskih sistema. Radi unapređenja pravičnosti u raspodjeli ograničenja proizvodnje, u ovoj disertaciji je predložena metodologija za određivanje optimalnih instalisanih snaga fotonaponskih sistema i odgovarajuća strategija ograničavanja. Predloženi pristup povećava integraciju fotonaponskih sistema uz poštovanje svih pogonskih ograničenja mreže, istovremeno obezbjeđujući što ravnomjerniju raspodjelu ograničenja među sistemima. Metodologija je verifikovana na IEEE test mreži sa 33 čvora. Rezultati pokazuju da se predloženim pristupom može značajno povećati instalisani kapacitet fotonaponskih sistema u distributivnoj mreži uz relativno mali iznos neiskorišćene energije, dok se fleksibilnim upravljanjem obezbjeđuje poštovanje pogonskih ograničenja.

Ključne riječi: Fotonaponski sistem, ograničavanje snage proizvodnje, fleksibilno upravljanje, Monte Karlo simulacija, distributivna mreža, tehno-ekonomska analiza.

Naučna oblast: Tehničke nauke – Elektrotehnika

Uža naučna oblast: Elektroenergetski sistemi

UDK: 621.3

Optimal Integration of Flexibly Controlled Photovoltaic Systems in the Power Distribution Networks

Abstract

The subject of the doctoral dissertation is the development of a simulator for assessing the optimal integration of flexibly controlled photovoltaic systems into a power distribution network. The most important contributions of the dissertation are the following:

1. A comprehensive probabilistic simulator has been developed for assessing the optimal capacity of photovoltaic systems, based on sequential Monte Carlo simulation and black-box optimization using the DIRECT method.

The optimal capacity of photovoltaic systems can be assessed using deterministic, stochastic, and time-series-based methods. Deterministic approaches do not account for input data uncertainty, which often leads to conservative estimates of PV system capacity, since PV generation, load consumption, and electricity prices are inherently stochastic variables. Therefore, stochastic methods provide a significant advantage over deterministic ones, as they enable explicit modeling of uncertainty and variability in input variables, resulting in a more realistic assessment of system operation. However, conventional stochastic approaches often neglect temporal dependencies between variables, which represents a limitation in analyses where the sequence of events is crucial, such as in the operation of energy storage systems. This limitation is overcome by applying time-series-based methods. In the simulator developed in this dissertation, a sequential Monte Carlo simulation is employed, where all input variables are modeled as stochastic processes while accounting for both autocorrelations and cross-correlations. The optimal configuration of photovoltaic systems is determined from the investor's perspective by maximizing profit from electricity sales. For this purpose, the sequential Monte Carlo simulation is used to estimate revenue, which is then applied in the economic analysis to determine the optimal PV system capacity.

2. A methodology has been developed for calculating the curtailment of photovoltaic system output power such that all network operational constraints are satisfied.

The increasing number of photovoltaic systems in distribution networks leads to congestion, which limits further PV integration and reduces the total amount of energy that can be injected into the grid. Due to their nature, PV systems cannot shift their production in time; therefore, energy that cannot be delivered to the grid at the moment of generation is permanently lost. The reduction of injected energy is most commonly achieved by disconnecting parts of the PV system during critical operating conditions. Since this is a corrective measure, such an approach is typically not considered during the planning stage. As a standard solution for reducing unused energy and increasing PV integration, battery energy storage systems are commonly deployed. However, given that batteries are still relatively expensive, alternative solutions are being explored that can increase PV integration while simultaneously improving economic viability for investors. One such solution is based on managing PV curtailment rather than avoiding it. In this dissertation, a methodology for flexible control of PV systems based on output power curtailment is developed. The proposed methodology is compared with conventional approaches that utilize battery energy storage systems, as well as with their combination. The methodology is validated on a modified IEEE 33-bus test network, with PV systems connected at two different locations. In this way, in addition to performance evaluation, the mutual interaction between multiple photovoltaic systems was also analyzed. The results

show that flexible control can significantly increase the installed capacity of photovoltaic systems and profit, without compromising system reliability.

3. A methodology has been developed for determining the installed capacities and ensuring fair curtailment of photovoltaic system output power in order to satisfy network operational constraints.

The connection of a large number of flexibly controlled photovoltaic systems at different locations in a distribution network leads to uneven curtailment of their generation. The need to limit PV output at the beginning of the feeder is typically caused by line congestion, whereas for systems located at the ends of feeders, the causes may include both congestion and violations of voltage limits. PV systems located at the ends of feeders have a more pronounced impact on voltage rise compared to systems closer to the feeder root, which is why curtailment is applied to them more frequently and to a greater extent. As a result, the reduction of injected energy becomes uneven among different PV systems. To improve fairness in the distribution of generation curtailment, this dissertation proposes a methodology for determining optimal installed PV capacities along with an appropriate curtailment strategy. The proposed approach increases PV integration while ensuring compliance with all network operational constraints and achieving a more uniform distribution of curtailment among systems. The proposed methodology has been validated on the IEEE 33-bus test network. The results show that the proposed approach can significantly increase the installed capacity of photovoltaic systems in the distribution network with a relatively small amount of unused energy, while flexible control ensures compliance with operational constraints.

Keywords: Photovoltaic systems, curtailment, flexible power point tracking, Monte Carlo simulation, distribution network, techno-economic assessment.

Scientific field: Technical science – Electrical engineering

Specific scientific field: Power Systems

UDK: 621.3

SADRŽAJ

1. UVOD.....	1
1.1. Pregled metoda za proračun kapaciteta fotonaponskih sistema	3
1.2. Pregled metoda za povećanje instalisanog kapaciteta fotonaponskih sistema u distributivnim mrežama	5
2. FLEKSIBILNO UPRAVLJANJE PV SISTEMIMA	13
2.1. Fleksibilno upravljanje bazirano na uređajima za skladištenje energije	14
2.2. Fleksibilno upravljanje bazirano na upravljivim potrošačima.....	15
2.3. Fleksibilno upravljanje bazirano na promjeni broja aktivnih stringova PV sistema	16
2.4. Fleksibilno upravljanje bazirano na kontinualnoj regulaciji aktivne snage.....	16
2.4.1. Ograničavanje maksimalne proizvedene snage.....	17
2.4.2. Modifikacije regulacionih struktura	18
3. MONTE KARLO SIMULATOR	21
3.1. Ulazni podaci	21
3.2. Proračun proizvodnje fotonaponskog sistema	22
3.2.1. Astronomski model za određivanje položaja Sunca.....	22
3.2.2. Estimacija iradijance horizontalne podloge.....	23
3.2.3. Razdvajanje direktne i difuzne komponente iradijance.....	25
3.2.4. Proračun iradijance u ravni fotonaponskog modula	26
3.2.5. Proračun raspoložive snage fotonaponskog sistema	28
3.3. Proračun temperature fotonaponskih modula.....	29
3.4. Proračun potrošnje električne energije	31
3.5. Proračun cijene električne energije.....	32
3.6. Proračun tokova snaga	34
4. OPTIMIZACIJA PV SISTEMA I SISTEMA ZA SKLADIŠTENJE ENERGIJE.....	37
4.1. Proračun snage injeztiranja.....	37
4.1.1. Proračun snage injeztiranja u PV sistemima sa MPPT	37
4.1.2. Proračun snage injeztiranja u PV sistemima sa FPPT	38
4.1.3. Proračun snage injeztiranja u PV sistemima sa MPPT i baterijama	39
4.1.4. Proračun snage injeztiranja u PV sistemima sa FPPT i baterijama	40
4.2. Ekonomski proračun.....	40
4.3. Primjena na test mreži	42
4.3.1. Ulazni podaci.....	42
4.3.2. Rezultati simulacija	45
4.4. Analiza osjetljivosti	57

4.4.1.	Promjena strategije upravljanja baterijama	57
4.4.2.	Promjene investicionih troškova baterija	57
4.4.3.	Promjena načina prodaje električne energije.....	58
4.4.4.	Promjena cijene električne energije	58
5.	PRORAČUNI OPTIMALNIH SNAGA U SLUČAJU INTEGRACIJE VELIKOG BROJA DISTRIBUIRANIH PV SISTEMA	61
5.1.	Proračun snage injektiranja.....	61
5.1.1.	Proračun snage injektiranja PV sistema sa MPPT	61
5.1.2.	Proračun snage injektiranja PV sistema sa FPPT.....	61
5.2.	Ekonomski proračun	63
5.3.	Primjena na test mreži	64
5.3.1.	Rezultati simulacija	65
5.3.2.	Ojačanje voda 1–2	73
5.3.3.	Ojačanje vodova 1–2 i 2–3.....	75
5.3.4.	Zaključna razmatranja	77
6.	ZAKLJUČAK.....	79
	LITERATURA.....	81
	PRILOG 1	89
	PRILOG 2	92
	BIOGRAFIJA AUTORA	95
	IZJAVA O AUTORSTVU.....	96
	IZJAVA O ISTOVETNOSTI ŠTAMPANE I ELEKTRONSKE VERZIJE DOKTORSKOG RADA	97
	IZJAVA O KORIŠĆENJU	98

LISTA SLIKA

Slika 1.1. Kapaciteti novoizgrađenih OIE u periodu od 2019. do 2024. godine [1]	2
Slika 2.1. Različite funkcije regulacije aktivne snage: a) praćenje tačke maksimalne snage (MPPT), b) ograničavanje aktivne snage, c) delta regulacija i d) regulacija nagiba [72]..	14
Slika 2.2. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom fotonaponskog sistema korišćenjem sistema za skladištenje energije [72].....	15
Slika 2.3. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom koristeći upravljive potrošače [72]	15
Slika 2.4. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom bazirano na promjeni broja aktivnih stringova fotonaponskog sistema [72]	16
Slika 2.5. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom kontrolom energetskog pretvarača fotonaponskog sistema [72]	17
Slika 2.6. Ilustracija ograničavanja snage fotonaponskog sistema u zavisnosti od maksimalne i zadate snage	18
Slika 2.7. Regulaciona struktura DC/DC pretvarača za direktnu regulaciju snage PV sistema..	18
Slika 2.8. Strujno-naponska karakteristika PV niza pri različitim vrijednostima iradijance, promjena radne tačke kada se vrši regulacija struje u cilju održavanja konstantne snage	19
Slika 2.9. Regulaciona struktura DC/DC pretvarača za regulaciju struje u cilju održavanja snage fotonaponskog sistema na konstantnoj vrijednosti	19
Slika 2.10. Statička karakteristika snage fotonaponskog niza gdje je prikazan rad u MPP i FPP tačkama u zavisnosti od iradijance ($G_{C1} > G_{C2} > G_{C3} > G_{C4}$) i ograničenja snage	20
Slika 2.11. Regulaciona struktura DC/DC pretvarača za regulaciju snage fotonaponskog sistema modifikujući algoritam praćenja tačke maksimalne snage	20
Slika 3.1. Blok dijagram simulatora	22
Slika 3.2. Pozicija Sunca određena uglovima elevacije i azimuta [75].....	23
Slika 3.3. Primjer vremenske serije globalne iradijance na horizontalnu podlogu	25
Slika 3.4. Ugao zračenja na proizvoljno orijentisan fotonaponski modul [75].....	27
Slika 3.5. Primjer interpolacije dnevne promjene temperature	30
Slika 3.6. Primjer promjene opterećenja a) satne promjene opterećenja u toku dana, b) vršne dnevne promjene u toku sedmice i c) vršne sedmične promjene u toku godine.....	32
Slika 3.7. Primjer dnevne promjene cijene električne energije a) u toku zimskog radnog dana, b) vikenda u toku zime c) u toku ljetnog radnog dana i d) vikenda u toku ljeta.....	33
Slika 3.8. Principijelna šema iterativnog postupka [95].....	34
Slika 4.1. Dijagram toka proračuna ograničenja snage PV sistema	38
Slika 4.2. Procedura maksimizacije profita.....	42
Slika 4.3. Modifikovana IEEE test mreža sa 33 čvora	43
Slika 4.4. Koeficijenti sedmične i dnevne promjene opterećenja	44

Slika 4.5. Koeficijenti časovne promjene opterećenja u toku dana za različite tipove potrošača: R1 – rezidencijalni tip 1, R2 – rezidencijalni tip 2, C1– komercijalni i I1 – industrijski ..	44
Slika 4.6. Vremenska serija a) rezidencijalnog opterećenja, b) industrijskog opterećenja, c) ambijentalne temperature i d) cijene električne energije za jednu reprezentativnu godinu	48
Slika 4.7. Vremenska serija snaga: a) PV sistema priključenog u čvor 18, b) PV sistema priključenog u čvor 12 i c) PV sistema povezanih u čvorove 12 i 18 za jedan reprezentativan dan	49
Slika 4.8. Vremenska serija snaga dva PV sistema priključena u mrežu: a) PV sistem priključen u čvor 12, b) PV sistem priključen u čvor 18	51
Slika 4.9. Vremenska serija opterećenja potrošača koji su priključeni u čvorove 12 do 18 za jedan reprezentativan dan	51
Slika 4.10. Raspodjela vjerovatnoće godišnje proizvodnje i energije injektirane u mrežu za a) PV sistem priključen u čvor 12, b) PV sistema priključen u čvor 18	52
Slika 4.11. Raspodjela vjerovatnoće godišnjeg prihoda.....	52
Slika 4.12. Konvergencija Monte Karlo simulacije	52
Slika 4.13. Vremenska serija proizvodnje PV sistema i energije injektirane u mrežu za a) PV sistema priključen u čvor 12, i b) PV sistema priključen u čvor 18	53
Slika 4.14. Vremenska serija za karakterističnu sedmicu: a) potencijalna proizvodnja (P_{MPP}) i snaga injektirana u mrežu za prvi PV sistem (P_{FPP}), b) punjenje ($P_B > 0$) / pražnjenje ($P_B < 0$) baterije, c) neiskorišćena energija i d) stanje napunjenosti baterije prvog sistema, e) potencijalna proizvodnja (P_{MPP}) i snaga injektirana u mrežu za drugi PV sistem (P_{FPP}), f) punjenje ($P_B > 0$) / pražnjenje ($P_B < 0$) baterije, g) neiskorišćena energija i h) stanje napunjenosti baterije drugog sistema.	54
Slika 4.15. Vremenska serija: a) opterećenja voda 11–12 i b) napona u čvoru 18	55
Slika 4.16. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 1–5, 19–25	55
Slika 4.17. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18	56
Slika 4.18. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 26–33	56
Slika 4.19. Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j.	56
Slika 4.20. Promjena profita pri promjeni investicionih troškova baterijskog sistema.....	57
Slika 4.21. Promjena profita pri promjeni fiksne cijene električne energije	58
Slika 4.22. Promjena profita pri promjeni cijene električne energije.....	59
Slika 5.1. Blok dijagram proračuna \mathbf{P}_{FPP}	62
Slika 5.2. Procedura za procjenu optimalnih snaga PV sistema	64
Slika 5.3. Modifikovana IEEE 33 test mreža sa unesenim lokacijama 15 PV sistema.....	65
Slika 5.4. Empirijske funkcije raspodjele opterećenja vodova u mreži	67
Slika 5.5. Gustina vjerovatnoće ukupne snage injektiranja.....	68
Slika 5.6. Raspodjela vjerovatnoće godišnje energije injektirane u mrežu pri MPPT i FPPT....	69
Slika 5.7. Smanjenje proizvodnje PV sistema usljed ograničavanja proizvodnje.....	69
Slika 5.8. JFI za reprezentativnu godinu	70
Slika 5.9. Vremenska serija maksimalno moguće proizvodnje (P_{MPP}) i snage injektiranja (P_{FPP}) u mrežu.....	70
Slika 5.10. Ukupno opterećenje mreže.....	71

Slika 5.11. Relativno opterećenje vodova	71
Slika 5.12. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 1–5, 19–25	71
Slika 5.13. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18	72
Slika 5.14. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 26–33	72
Slika 5.15. Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j.	73
Slika 5.16. Relativno opterećenje vodova nakon ojačanja voda 1–2	73
Slika 5.17. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18 nakon ojačanja voda 1–2.....	74
Slika 5.18. Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j. nakon ojačanja voda 1–2	74
Slika 5.19. JFI za reprezentativnu godinu nakon ojačanja voda 1–2	74
Slika 5.20. Smanjenje proizvodnje PV sistema usljed ograničavanja proizvodnje nakon ojačanja voda 1–2	75
Slika 5.21. Relativno opterećenje vodova nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3	75
Slika 5.22. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18 nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3	76
Slika 5.23. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 26–33 nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3	76
Slika 5.24. JFI za reprezentativnu godinu nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3	77
Slika 5.25. Smanjenje proizvodnje PV sistema usljed ograničavanja proizvodnje nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3	77

LISTA TABELA

Tabela 3.1. Kategorije stepena vedrine	27
Tabela 3.2. Vrijednosti pomoćnih <i>Perez</i> -ovih koeficijenata	28
Tabela 4.1. Dozvoljena odstupanja napona od nominalne vrijednosti [53]	38
Tabela 4.2. Meteorološki ulazni podaci	42
Tabela 4.3. Podaci o troškovima i životni vijek komponenti	44
Tabela 4.4. Osnovni podaci o sistemu	45
Tabela 4.5. Rezultati proračuna za različite konfiguracije	46
Tabela 5.1. Rezultati proračuna maksimalnih snaga pojedinačnih PV sistema	66
Tabela 5.2. Rezultati proračuna pri MPPT upravljanju	66
Tabela 5.3. Rezultati proračuna pri FPPT opciji	68
Tabela 5.4. Promjena HC u različitim situacijama	78
Tabela P1.1. Minimalne i maksimalne vrijednosti dnevnog indeksa vedrine za različite Markovljeve matrice prelaza	89
Tabela P1.2. Markovljeva matrica prelaza (M1) za $K_{t,sr,d} \leq 0,30$	89
Tabela P1.3. Markovljeva matrica prelaza (M2) za $0,30 < K_{t,sr,d} \leq 0,35$	89
Tabela P1.4. Markovljeva matrica prelaza (M3) za $0,35 < K_{t,sr,d} \leq 0,40$	89
Tabela P1.5. Markovljeva matrica prelaza (M4) za $0,40 < K_{t,sr,d} \leq 0,45$	90
Tabela P1.6. Markovljeva matrica prelaza (M5) za $0,45 < K_{t,sr,d} \leq 0,50$	90
Tabela P1.7. Markovljeva matrica prelaza (M6) za $0,50 < K_{t,sr,d} \leq 0,55$	90
Tabela P1.8. Markovljeva matrica prelaza (M7) za $0,55 < K_{t,sr,d} \leq 0,60$	90
Tabela P1.9. Markovljeva matrica prelaza (M8) za $0,60 < K_{t,sr,d} \leq 0,65$	91
Tabela P1.10. Markovljeva matrica prelaza (M9) za $0,65 < K_{t,sr,d} \leq 0,70$	91
Tabela P1.11. Markovljeva matrica prelaza (M10) za $K_{t,sr,d} > 0,70$	91
Tabela P2.1. Parametri modifikovane IEEE mreže sa 33 čvora	92
Tabela P2.2. Sedmično vršno opterećenje kao procenat godišnjeg vršnog opterećenja	93
Tabela P2.3. Dnevno vršno opterećenje kao procenat sedmičnog vršnog opterećenja	93
Tabela P2.4. Satno vršno opterećenje kao procenat dnevnog vršnog opterećenja	93

LISTA SKRAĆENICA

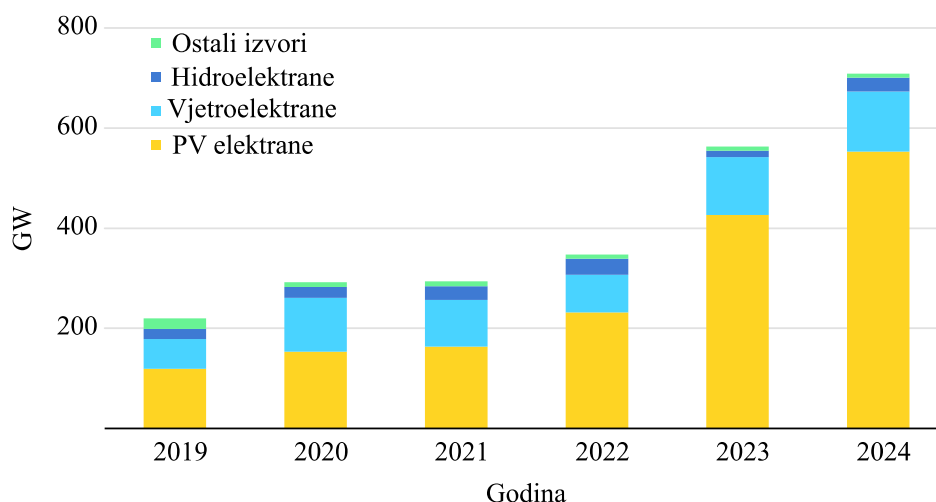
OIE	–	Obnovljivi izvori energije
PV	–	Fotonaponski (engl. <i>Photovoltaic</i>)
EES	–	Elektroenergetski sistem
HC	–	Maksimalan kapacitet fotonaponskih sistema koji se može priključiti u distributivnu mrežu bez njenog ojačanja uz zadovoljenje svih pogonskih ograničenja (engl. <i>Hosting Capacity</i>)
MPPT	–	Praćenje tačke maksimalne snage (engl. <i>Maximum Power Point Trackers</i>)
MPP	–	Radna tačka u kojoj sistem ostvaruje maksimalnu snagu pri datim meteorološkim uslovima (engl. <i>Maximum Power Point</i>)
FPPT	–	Fleksibilno praćenje radne tačke (engl. <i>Flexible Power Point Tracking</i>)
FPP	–	Fleksibilna radna tačka (engl. <i>Flexible Power Point</i>)
SVC	–	Statički kompenzator reaktivne snage (engl. <i>Static Var Compensator</i>)
GHI	–	Iradijansa na horizontalnu podlogu (engl. <i>Global Horizontal Irradiance</i>)
MC	–	Monte Karlo (engl. <i>Monte Carlo</i>)
NOCT	–	Nominalna radna temperatura fotonaponske ćelije (engl. <i>Normal Operating Cell Temperature</i>)

1. UVOD

Osnovni zadatak elektroenergetskog sistema je da obezbijedi pouzdano snabdijevanje krajnjih korisnika dovoljnim količinama električne energije. Dugi niz godina proizvodnja električne energije zasnivala se na velikim centralizovanim proizvodnim kapacitetima, prvenstveno na hidroelektranama koje koriste hidropotencijal velikih rijeka i termoelektranama koje koriste hemijsku energiju fosilnih goriva. Proizvodnja električne energije korišćenjem fosilnih goriva kao primarnog energenta značajno doprinosi zagađenju životne sredine i globalnom zagrijavanju. Sagorijevanjem fosilnih goriva oslobađaju se štetni gasovi među kojima su najznačajniji ugljen-dioksid, metan, oksidi azota i sumpora. Pored gasovitih emisija, sagorijevanje fosilnih goriva uzrokuje i emisiju čvrstih čestica koje zagađuju vazduh, pri čemu su najzastupljenije PM 2.5 čestice.

Pored negativnog uticaja na životnu sredinu, sve izraženiji problem predstavlja ograničena dostupnost fosilnih goriva budući da se njihove raspoložive rezerve smanjuju iz dana u dan. Sigurnost snabdijevanja krajnjih korisnika električnom energijom predstavlja važan cilj energetske politike mnogih zemalja svijeta s obzirom na to da je električna energija prisutna u gotovo svim segmentima savremenog života. Velika upotreba fosilnih goriva obično dovodi do potrebe njihovog povećanog uvoza što povećava energetska zavisnost pojedinih zemalja. Nabavka energenata na današnjim turbulentnim globalnim tržištima povećava ranjivost energetske sistema na političke, ekonomske i tržišne promjene.

Zagađenje životne sredine, globalno zagrijavanje i česte turbulencije na tržištima energenata doveli su do toga da se globalna energetika postepeno okreće ka čistim i ekološki prihvatljivim izvorima energije. Da bi se smanjilo zagađenje životne sredine, ali i da bi se smanjila zavisnost od uvoza energenata, elektroenergetski sistemi širom svijeta postepeno mijenjaju strukturu proizvodnje električne energije okrećući se sve više obnovljivim izvorima energije (OIE). Trend povećanja proizvodnih kapaciteta baziranih na OIE u svijetu, u periodu od 2019. do 2024. godine je prikazan na slici 1.1. Posljednjih godina najveći rast instalisanih kapaciteta OIE bilježe fotonaponski (engl. *Photovoltaic* – PV) sistemi, obarajući rekorde iz godine u godinu. U 2024. godini je instalirano 550 GW fotonaponskih sistema što čini povećanje od gotovo 30% u odnosu na godinu ranije. Najveći procentualni rast instalisanih kapaciteta fotonaponskih sistema zabilježen je 2023. godine kada je instalirano 426 GW novih sistema što je činilo povećanje od 84% u odnosu na godinu ranije [1]. U energetske strategijama mnogih zemalja predviđa se dalji rast kapaciteta fotonaponskih sistema. Smanjenje troškova izgradnje, prilagodljivost sistema različitim snagama, načinima instalacije i namjenama, kao i ključna uloga u dekarbonizaciji elektroenergetskog sektora su osnovni razlozi naglog rasta kapaciteta fotonaponskih sistema. Međutim, sve veća integracija fotonaponskih sistema dovodi do određenih izazova što usporava rast novoizgrađenih fotonaponskih kapaciteta. Predviđa se da će se rast kapaciteta fotonaponskih sistema zadržati na iznosu od oko 540 GW godišnje do 2035. godine [2].



Slika 1.1. Kapaciteti novoizgrađenih OIE u periodu od 2019. do 2024. godine [1]

Razvoj obnovljivih izvora energije, čija snaga zavisi od dostupnosti primarnog energetskeg izvora, doveo je do pojave velikog broja izvora električne energije manjih snaga, ali i većeg broja različitih proizvođača električne energije. Posljedično, došlo je do transformacije elektroenergetskog sektora od centralizovanog i vertikalno integrisanog ka deregulisanom i decentralizovanom sistemu. Najzastupljeniji obnovljivi izvori energije su fotonaponski sistemi koji se zbog svojih manjih snaga sve češće priključuju u distributivnu mrežu blizu krajnjih potrošača. Priključenje fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu čiji se dijagram proizvodnje ne poklapa sa dijagramom potrošnje potrošača predstavlja izazov sa aspekta promjenljivih tokova snaga i zadovoljenja svih pogonskih ograničenja mreže. Prevelika integracija fotonaponskih sistema može dovesti do preopterećenja vodova i transformatora, kao i do previsokih napona u čvorovima mreže [3]. Problemi preopterećenja vodova i prenaponi u čvorovima mreže se javljaju tokom sredine dana, kada je proizvodnja fotonaponskih sistema značajna, a potrošnja relativno niska i ne može apsorbovati veći dio proizvedene energije [4]. Zbog svega navedenog, nameće se potreba da se kapaciteti fotonaponskih sistema ograniče na prihvatljiv nivo (engl. *Hosting Capacity* – HC). HC se definiše kao maksimalna snaga fotonaponskih sistema koji se mogu priključiti u mrežu tako da svojim radom ne dovedu do narušavanja pogonskih ograničenja mreže. Stoga, studije HC postaju ključne za dalju dekarbonizaciju elektroenergetskog sektora i promociju zelene energije uz obezbjeđenje ispunjenosti svih pogonskih ograničenja mreže. Ideju za proračun kapaciteta fotonaponskih sistema koji se mogu priključiti u mrežu je predstavio *Andre Even*, dok je *Math Bollen* 2011. godine jasno definisao koncept HC [5], [6].

Značajno povećanje kapaciteta fotonaponskih sistema priključenih u distributivnu mrežu često dovodi do situacije u kojoj dio proizvedene energije nije moguće iskoristiti. Do toga može doći iz dva osnovna razloga. Prvi razlog je neusklađenost proizvodnje i potrošnje energije kada ukupna proizvodnja energije u elektroenergetskom sistemu (EES) premašuje potražnju potrošača, dok je drugi posljedica prenosa električne energije kroz mrežu, odnosno nedovoljnog kapaciteta mreže za datu snagu fotonaponskih sistema.

Za razliku od drugih izvora električne energije, koji mogu da pomjere svoju proizvodnju, neiskorišćena energija fotonaponskih sistema se trajno gubi što predstavlja gubitak čiste energije [7]. Gubitak čiste energije dovodi do smanjenja profita fotonaponskih sistema, veće zastupljenosti neobnovljivih izvora energije u energetskeg miksu i smanjenja redukcije emisije štetnih gasova [8]. Zbog toga je preovlađujući pristup u integraciji fotonaponskih sistema izbjegavanje ograničavanja proizvodnje. Iako ograničavanje proizvodnje ispod maksimalno moguće u datim uslovima dovodi do gubitka čiste energije, ograničavanje je neizbježno i u većini elektroenergetskih sistema se primjenjuje [9], [10]. U većini zemalja, pored velikih fotonaponskih sistema, zahtijeva se da i sistemi manjih snaga imaju mogućnost daljinskog isključivanja. Na primjer, u Njemačkoj se zahtijeva da fotonaponski sistemi snaga manjih od

10 kW imaju mogućnost daljinskog isključivanja [11]. Ograničavanje proizvodnje se obično realizuje isključenjem kompletnog ili dijela sistema u kritičnim radnim režimima. Na ovaj način se u pogonu zadržavaju dijelovi fotonaponskog sistema čija je proizvodnja manja od kritične, proračunata klasično praćenjem tačke maksimalne snage. Isključenje dijela fotonaponskog sistema zahtijeva dijeljenje sistema u više cjelina bez mogućnosti prilagođavanja uslovima rada. Stoga se ova metoda koristi samo kao korektivna upravljačka akcija, a nikad se ne razmatra u fazi planiranja. Iako ograničavanje snage fotonaponskog sistema ispod maksimalno moguće za određene radne uslove dovodi do gubitka čiste energije, tehno-ekonomske studije pokazuju da promjena u pristupu ka upravljanju ograničenjima, a ne ka prevenciji, može kao rezultat imati povećanje dozvoljenih instalisanih kapaciteta fotonaponskih sistema u distributivnim mrežama, povećanje injektirane energije, ali i profita bez ugrožavanja pouzdanosti sistema.

1.1. Pregled metoda za proračun kapaciteta fotonaponskih sistema

Za pouzdanu procjenu kapaciteta fotonaponskih sistema potrebno je izvršiti odgovarajuće simulacije kojima će se obuhvatiti svi ključni uticajni faktori. Generalno kapacitet fotonaponskih sistema se može proračunati na tri različita načina: determinističkim, stohastičkim i metodama zasnovanim na analizi vremenskih serija. U nastavku će biti ukratko izložene prednosti i nedostaci navedenih metoda.

Deterministička metoda je osnovna metoda za proračun kapaciteta fotonaponskih sistema i procjenu uticaja sistema na distributivne mreže. U ovoj metodi promjenljive se tretiraju kao determinističke veličine tako da je svaka promjenljiva predstavljena jednom vrijednošću na osnovu čega se i rezultat proračuna dobija kao jedna vrijednost [12]. Stoga, promjenljive koje se odnose na mrežu kao što su parametri vodova i transformatora uzimaju jednu vrijednost, ali i promjenljive koje se odnose na potrošače i proizvođače električne energije posmatraju se kao konstantne vrijednosti. Kako bi se obezbijedila maksimalna integracija fotonaponskih sistema bez narušavanja pogonskih ograničenja mreže, dozvoljeni kapacitet fotonaponskih sistema je potrebno odrediti na osnovu najkritičnijeg radnog režima. Determinističke metode ne uzimaju u obzir promjene proizvodnje i potrošnje zbog čega se stvarni kritični režim ne može identifikovati. Prema tome u ovim metodama najčešće se kao kritičan usvaja režim maksimalne proizvodnje fotonaponskih sistema i minimalne potrošnje. Kako ovaj režim ne koincidira u praksi, ovakav izbor kritičnog režima dovodi do konzervativnog proračuna kapaciteta fotonaponskih sistema [13]. U [14] je predstavljena analitička metoda za proračun raspodjele vjerovatnoće promjene napona u određenom čvoru kao funkcije slučajne promjene snage na različitim lokacijama mreže usljed integracije fotonaponskih sistema. Na osnovu takvog pristupa moguće je procijeniti dozvoljeni kapacitet priključenja fotonaponskih sistema bez potrebe za analizom velikog broja scenarija. Na kraju možemo reći da je deterministička metoda relativno jednostavna i ne zahtijeva veliki broj računskih operacija, ali ne uvažava neizvjesnost ulaznih podataka, što je jedan od velikih nedostataka.

Proizvodnja fotonaponskih sistema zavisi od iradijance i temperature, koje se mijenjaju pod uticajem vremenskih uslova, zbog čega je proizvodnja fotonaponskih sistema stohastička promjenljiva. Slično tome, potrošnja električne energije pokazuje dnevne, sedmične i sezonske obrasce, ali i nepredvidljive devijacije, što je takođe čini stohastičkom promjenljivom. Dakle, stohastičke metode pružaju značajnu prednost u odnosu na determinističke metode, budući da omogućavaju eksplicitno modelovanje neizvjesnosti ulaznih veličina i time realističniju procjenu rada sistema. U ovim metodama se neizvjesnost podataka uvažava tako što se neizvjesne promjenljive modeluju odgovarajućim raspodjelama. Na primjer, potrošnja električne energije se obično generiše na bazi normalne raspodjele dok se proizvodnja fotonaponskih sistema izvlači iz beta raspodjele. Većina stohastičkih pristupa ne uspijeva da obuhvati vremenske zavisnosti između varijabli, što ograničava njihovu sposobnost simulacije dinamičkog ponašanja sistema [15]. Iako se promjenljive stohastički generišu, redosljed generisanih promjenljivih nije

realističan. U simulacijama u kojima se ne zahtijeva ili nije bitan redosljed pojave događaja, ove simulacije su široko korišćene. Međutim, u simulacijama u kojima je bitan redosljed događaja, kao što su npr. simulacije u kojima se analizira uticaj sistema za skladištenje energije, gdje je jako bitno stanje napunjenosti skladišta u prethodnom intervalu, ove simulacije nisu adekvatne. Pored ovoga, stohastičke simulacije zahtijevaju dosta veći broj pokretanja simulacije u odnosu na determinističke koje zahtijevaju samo jedno pokretanje, što zahtijeva veće računarsko vrijeme za proračun.

Veliki broj pokretanja simulacije koje zahtijeva stohastička metoda dovodi do značajnog računarskog vremena potrebnog za proračun. Kako bi se to vrijeme skratilo traga se za metodama koje će omogućiti smanjenje broja simulacija. Tako je u [16] predloženo uvođenje matrice osjetljivosti kako bi se identifikovali kritični radni režimi i samo za njih izvršio proračun. Uvođenje matrice osjetljivosti omogućilo je da se prosječan broj simulacija za analizu 79 niskonaponskih odvoda u Austriji smanji sa 1764 na 7. Smanjenje broja simulacija omogućava da se predloženi metod primijeni na velikom broju odvoda. Slično u [17] vrši se redukcija broja scenarija tako da se izaberu samo karakteristični dani u toku godine i karakteristični časovi u toku dana te za njih izvrši simulacija. Stohastička simulacija za procjenu kapaciteta fotonaponskih sistema koji se može priključiti u distributivnu mrežu u ruralnoj sredini je takođe korišćena u [18]. Proračun se vrši na bazi nesekvencijalne Monte Karlo (engl. *Monte Carlo* – MC) simulacije pri čemu se za svaku simulaciju koristi 100.000 uzoraka. Razmatraju se samo simulacije u ograničenom dijelu dana i godine budući da je tada mreža najviše pogođena problemima previsokih napona. U [19] su dijagrami proizvodnje fotonaponskih sistema i potrošnje modelovani koristeći odgovarajuće gustine raspodjele. Koristeći Monte Karlo simulaciju generisan je veliki broj profila proizvodnje fotonaponskih sistema i potrošnje, a nakon toga je broj scenarija redukovan, ali tako da se pokrije kompletan opseg svih generisanih scenarija.

Nedostaci determinističkih metoda koje uzimaju samo jedan podatak o proizvodnji i potrošnji električne energije su prevaziđeni korišćenjem stohastičkih simulacija, a nedostaci stohastičkih simulacija se prevazilaze analizom vremenskih serija proizvodnje i potrošnje električne energije. Vremenske serije promjenljivih se generišu tako da se uvaži autokorelacija i međusobna korelacija promjenljivih čime se dobijaju realistične ulazne promjenljive na osnovu kojih se proračunava realistična promjena rezultata simulacije. Na ovaj način se omogućava realistična simulacija sistema u uslovima neizvjesnosti podataka [20].

Pored korišćenja simulacija zasnovanih na analizi vremenskih serija, za pouzdanu procjenu kapaciteta fotonaponskih sistema vremenske serije treba da obuhvate kompletan ciklus varijacija karakterističnih promjenljivih. U pogledu proračuna kapaciteta fotonaponskih sistema, to bi značilo da vremenske serije najmanje treba da obuhvataju podatke jedne godine budući da su svi ciklusi vezani za godinu. Generisanje i obrada takvih podataka zahtijeva značajno računarsko vrijeme te se često u praksi pribjegava korišćenju kraćih vremenskih serija na uštrb preciznosti proračuna. U [21] proračunat je kapacitet fotonaponskih sistema na osnovu šest normalizovanih dnevnih dijagrama proizvodnje fotonaponskih sistema i potrošnje. Dijagrami su izabrani tako da se za svako godišnje doba izabere tipičan dijagram, a dva dodatna se uzimaju za najveću i najmanju proizvodnju. Identifikacija ograničenja koja limitiraju kapacitet fotonaponskih sistema u mreži je analizirana u [22]. Zatim je izvršen proračun dozvoljenog kapaciteta fotonaponskih sistema za svaki izvod. Monte Karlo simulacija je korišćena za proračun u kom se uvažava neizvjesnost podataka kao i za slučajni izbor lokacije i snage fotonaponskog sistema. Vremenske serije proizvodnje fotonaponskog sistema i potrošnje, u trajanju od godinu dana, dobijene su mjerenjima u regionu koji se analizira. Proračun je podijeljen u dva koraka. U prvom koraku se u sve čvorove priključe fotonaponski sistemi te se snaga sistema podiže u koracima dok se ne dođe do ograničenja. Nakon toga se detektuju kritični radni režimi i samo za njih se vrši proračun. Slučajnim izborom se mijenjaju lokacije fotonaponskih sistema i proračunavaju dozvoljeni kapaciteti u potrazi za maksimalnom vrijednošću ukupne snage. Slično, u [23] vršena je identifikacija zagušenja koja ograničavaju integraciju fotonaponskih sistema koja su relevantna

za ojačavanje kako bi se povećala integracija fotonaponskih sistema. Proračun se zasniva na obradi vremenskih serija koje su dobijene mjerenjima. Vremenske serije se normalizuju, a nominalne snage potrošnje, odnosno proizvodnje fotonaponskih sistema definišu maksimalne vrijednosti. Takođe, na bazi mjerenja proizvodnje i potrošnje u [24] proračunata je vjerovatnoća narušavanja naponskih ograničenja. Mjerenja se koriste za generisanje tipičnih dijagrama koji se dalje koriste u pseudo-sekvencijalnoj Monte Karlo simulaciji.

Da bi se skratilo vrijeme trajanja simulacije često se pribjegava skraćanju vremenskih serija tako da se samo dio dana, tj. periodi u okolini kritičnih režima posmatraju. Proračun dozvoljenog kapaciteta priključenja fotonaponskih sistema na realnoj 20 kV mreži koristeći Monte Karlo simulaciju uzimajući u obzir vremenske serije proizvodnje i potrošnje u kritičnim režimima je prikazan u [25]. Režimi kada je proizvodnja fotonaponskih sistema značajna, a potrošnja relativno malena, tj. režimi u periodu od 11.30 do 13.30 časova su prepoznati kao kritični. Slično, koristeći Monte Karlo simulaciju za izbor lokacije fotonaponskih sistema, tipičnih dijagrama proizvodnje i potrošnje, te proračuna tokova snaga u kritičnom režimu, od 11 do 13 časova, proračunat je dozvoljeni kapacitet priključenja fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu [26]. Na osnovu velikog broja proračuna definisana je kriva koja definiše rizik kršenja pogonskih ograničenja u zavisnosti od integracije fotonaponskih sistema. Kriva se dalje koristi za procjenu prihvatljivih rizika pri definisanju dozvoljenog kapaciteta fotonaponskih sistema.

1.2. Pregled metoda za povećanje instalisanog kapaciteta fotonaponskih sistema u distributivnim mrežama

Postoji veliki broj opcija da se poveća instalisani kapacitet fotonaponskih sistema u distributivnim mrežama. U ovom potpoglavlju će biti dat njihov pregled, mogućnosti i ograničenja.

U proračunima dozvoljenog kapaciteta fotonaponskih sistema, koji se mogu priključiti u distributivnu mrežu, proizvodnja fotonaponskih sistema se obično procjenjuje kao maksimalna vrijednost pri datim radnim uslovima. Ova snaga je definisana radnom tačkom na strujno-aponskoj karakteristici PV modula pri kojoj se ima maksimalna snaga (engl. *Maximum Power Point* – MPP). Za praćenje ove snage koriste se algoritmi za praćenje tačke maksimalne snage fotonaponskih modula (engl. *Maximum Power Point Trackers* – MPPT). Pod ovom pretpostavkom, dozvoljeni kapacitet fotonaponskih sistema se definiše kao maksimalna vrijednost snage fotonaponskih sistema koja se može priključiti u mrežu tako da se ne zahtijeva pojačanje mreže, ali i da sva pogonska ograničenja budu zadovoljena. Proračun dozvoljenog kapaciteta fotonaponskih sistema na ovaj način se svodi na to da se pogonska ograničenja moraju zadovoljiti u najkritičnijim situacijama i za te slučajeve bi trebalo proračunati dozvoljeni kapacitet. Kako je teško utvrditi najkritičniji radni režim bez detaljnih i dovoljno dugih simulacija, dozvoljeni kapacitet se obično proračunava uzimajući u obzir najveću proizvodnju fotonaponskih sistema tokom vedrog dana i minimalnu potrošnju. Međutim, studije pokazuju da je ovaj pristup konzervativan i da se razmatranjem dijagrama proizvodnje fotonaponskih sistema i potrošnje može povećati integracija fotonaponskih sistema koja može dovesti do povećanja godišnje injektirane energije za 62–76% [27].

Najjednostavniji način da se riješi problem koji ograničava povećanje instalisanog kapaciteta fotonaponskih sistema u distributivnim mrežama jeste ojačanje mreže. Ipak, zbog visokih troškova ojačavanja mreže, zaključuje se da ovo rješenje nije ekonomski najpovoljnije [28]. Da bi se omogućila sve veća integracija fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu, očekuje se da proizvodnja fotonaponskih sistema bude pouzdana i kontrolisana [29]. Najčešće mjere kojima se može povećati dozvoljeni kapacitet fotonaponskih sistema u distributivnim mrežama, a da ne dođe do narušavanja pogonskih ograničenja mreža, uključuju korišćenje: fleksibilnog upravljanja proizvodnjom, integraciju sistema za skladištenje energije, upravljanje potrošnjom i korišćenje fleksibilnih regulacionih uređaja. Pored navedenih mjera u literaturi se

moгу naći i druge mjere kao što su: regulacija napona na napojnom transformatoru mreže i rekonfiguracija mreže [30], [31].

Upravljanje proizvodnjom fotonaponskih sistema se može ostvariti regulacijom aktivne i/ili reaktivne snage. Regulacija bilo aktivne ili reaktivne snage direktno utiče na prividnu snagu koja se prenosi vodovima i transformatorima, čime se kontrolišu tokovi snaga. Takođe, regulacijom aktivne i/ili reaktivne snage se utiče na padove napona, a sa tim i na napone u čvorovima.

Regulacija napona se najčešće realizuje putem lokalne regulacije definisanjem *Volt-Var* karakteristike kojom se definiše kada i kojom snagom se vrši injektiranje reaktivne snage u zavisnosti od napona u čvoru priključenja fotonaponskog sistema [32] ili regulacijom faktora snage. Obje metode omogućavaju da se poveća kapacitet fotonaponskih sistema, ali metoda regulacije faktora snage daje nešto bolje rezultate. U [33] na primjeru IEEE mreže sa 33 čvora je pokazano da dozvoljeni kapacitet fotonaponskog sistema iznosi 62,02% vršnog opterećenja, a kada se vrši regulacija reaktivne snage *Volt-Var* metodom, kapacitet se povećava na 71,12%, dok se regulacijom faktora snage dodatno povećava na 74,11%. Pored regulacije reaktivne snage, slična kriva se može definisati i za regulaciju aktivne snage – *Volt-Watt* kriva. Prednost ovih metoda je jednostavna primjena koja ne zahtijeva nikakvu komunikaciju sa ostalim fotonaponskim sistemima u mreži kao ni sa operatorom distributivne mreže. Povećanje kapaciteta fotonaponskih sistema se može ostvariti kombinovanjem jedne i druge metode te se efikasno može uticati i na tokove snaga i na naponske prilike [34]. Korišćenje invertora fotonaponskog sistema za injektiranje reaktivne snage zahtijeva koordinaciju sa injektiranjem aktivne snage budući da prividna snaga invertora ne smije biti veća od nominalne.

Regulacija reaktivne snage u cilju kontrole napona u čvorovima se može ostvariti na različitim nivoima. Regulacija se može vršiti na nivou invertora ili na nivou izvoda. Lokalna kompenzacija reaktivne snage na nivou svakog invertora dovodi do umjerene kontrole napona čiji je efekat ograničen. Sa porastom proizvodnje fotonaponskih sistema dolazi do povećanja maksimalnih napona, pri čemu lokalna kontrola ne može uvijek efikasno da ograniči porast napona. Za razliku od toga, upravljanje reaktivnom snagom na širem prostoru, na nivou cijelog izvoda, umjesto pojedinačno po invertorima, rezultuje ujednačenijim naponima u čvorovima mreže. Ovakav pristup efikasnije ograničava maksimalnu vrijednost napona, naročito pri višim nivoima integracije fotonaponskih sistema [35]. Pored regulacije napona, regulacija reaktivne snage se može koristiti i za otklanjanje zagušenja vodova u cilju povećanja kapaciteta priključenja fotonaponskih sistema. U [36] je predstavljen pristup zasnovan na lokalnom proračunu injektiranja reaktivnih snaga invertora fotonaponskih sistema kako bi se tok reaktivne snage kroz zagušene vodove u mreži minimizovao. Time se oslobađa prenosni kapacitet vodova za prenos aktivne snage. Rezultati pokazuju da se instalisani kapacitet mreže može povećati 20% u odnosu na slučajevne kada se koristi lokalna *Volt-Var* regulacija i regulacija faktora snage.

Za razliku od prenosnih mreža gdje je reaktansa vodova dominantna i regulacija napona u čvorovima se efikasno vrši kontrolom reaktivnih snaga, u distributivnim mrežama je situacija nešto drugačija. Naime, u distributivnim mrežama gdje su reaktanse i rezistanse vodova uporedive, održavanje napona u dozvoljenim granicama regulacijom reaktivne snage je mnogo manje efikasno od regulacije aktivne snage [37]. Stoga se regulacija aktivne snage preporučuje za regulaciju napona u distributivnim mrežama [38]. Pored prethodno pomenutog relativno niskog uticaja reaktivne snage na naponske prilike u mreži, dodatno opterećenje invertora kompenzacijom reaktivne snage je još jedna stavka koja ograničava primjenu regulacije reaktivne snage u cilju održavanja napona u dozvoljenim granicama.

Regulacija aktivne snage, kao jako efikasna metoda i za kontrolu tokova snaga i za kontrolu napona u čvorovima mreže, dosta se češće analizira i koristi. Zasniva se na ograničavanju snage proizvodnje fotonaponskih sistema. Globalni trendovi i regionalne razlike u iznosu ograničenja snage fotonaponskih sistema su analizirane u [9]. U radu se pokazuje da planiranje sistema, geografska ograničenja i sezonski ciklusi prvenstveno utiču na to kada će, u kojoj mjeri i gdje

biti potreba za ograničavanjem snage fotonaponskih sistema. U [39] sugerira se da čak iako se planira ojačanje mreže u cilju povećanja instaliranih kapaciteta fotonaponskih sistema, ono treba biti analizirano u koordinaciji sa ograničavanjem snage fotonaponskih sistema, jer je to povoljnije za operatora distributivnog sistema u pogledu troškova, ali i u pogledu sigurnosti planiranja. Pored ovoga, relativno malim iznosom ograničavanja proizvodnje snage fotonaponskih sistema, koji rezultuje malim iznosom neiskorištene energije, moguće je značajno povećati instalirani kapacitet fotonaponskih sistema [13]. Pokazano je da sa približno 5% neiskorištene energije instalirani kapacitet fotonaponskih sistema se može povećati za približno 50%. Takođe, izbor prostorne oblasti u kojoj se vrši ograničavanje proizvodnje fotonaponskih sistema može značajno doprinijeti smanjenju ograničenja snage fotonaponskih sistema i povećanju efikasnosti integracije [40]. Umjesto minimizacije ograničavanja snage proizvodnje fotonaponskih sistema, u [41] pokazano je da proaktivno ograničavanje snage značajno smanjuje potrebu za skladištenjem električne energije i upravljivim proizvodnim kapacitetima, pogotovo kada se kombinuje sa komplementarnim izvorima kao što su vjetroagregati.

U praksi se mogu sresti dvije strategije ograničavanja maksimalne proizvedene snage fotonaponskih sistema: strategija fiksnog ograničavanja i dinamičkog ograničavanja. Fiksno ograničavanje se realizuje ograničavanjem trenutne snage fotonaponskog sistema na određeni procentualni iznos nominalne snage. Ovaj procenat se proračunava na osnovu najkritičnijeg radnog režima [42]. Dinamičko ograničavanje je definisano radnim uslovima u mreži te se konstantno proračunava na osnovu proračuna tokova snaga. Studije pokazuju da se značajno može redukovati smanjenje proizvodnje fotonaponskih sistema ako se koristi dinamičko ograničavanje u odnosu na fiksno. U [31] pokazano je da smanjenje proizvodnje iznosi 3,2% ako se koristi fiksno ograničavanje, a 1,3% ako se koristi dinamičko ograničavanje snage fotonaponskih sistema.

Priključenjem većeg broja fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu, pa i na različite naponske nivoe mreže, dovodi do uticaja jednog sistema na drugi [43]. Strategije ograničavanja aktivne snage mogu dovesti do potrebe za značajno različitim ograničenjima snaga fotonaponskih sistema zbog različite osjetljivosti između varijacija napona i injektirane snage na različitim lokacijama u mreži [44]. Posljednjih godina pitanje pravičnosti u kontekstu ograničavanja proizvodnje fotonaponskih sistema sve više privlači pažnju. Predložene su različite metode za uključivanje pravičnosti u algoritme za ograničavanje. Procjena postignute pravičnosti posmatrajući različite ciljeve (kao što su maksimizacija sopstvene potrošnje, izvezena energije i finansijske koristi) procjenjuju se u [44]. U [45] uvedena je funkcija troškova pravičnosti, sa ciljem da se sprovede proporcionalno ograničavanje na osnovu izvezena energije. U [46] osjetljivost napona na injektiranje aktivne snage najudaljenijeg fotonaponskog sistema koristi se kao parametar za postizanje pravičnosti. Proširenje problema optimalnih tokova snaga u distributivnim mrežama tretirajući pravičnost kao dodatni cilj optimizacije je predložena u [47]. Adaptivna šema ograničavanja koja balansira pravičnost preraspodjelom ograničavanja između fotonaponskih sistemima predstavljena je u [48]. U [49] koristi se dnevna rekonfiguracija za poboljšanje pravičnosti. Kroz rekonfiguraciju mreže, različiti fotonaponski sistemi svakodnevno su izloženi različitim uslovima rada, što rezultuje različitim nivoima ograničavanja i posljedično poboljšava pravičnost. Strategija kontrole napona u realnom vremenu zasnovana na centralizovanoj arhitekturi upravljanja za povećanje pravičnosti u ograničavanju snage predstavljena je u [50]. Svi pristupi dovode do povećanja pravičnosti, ali povećavaju ograničavanje snage fotonaponskih sistema i količinu neiskorištene energije. Povećano ograničavanje snage dovodi do smanjenja profita i često rezultuje time da raspoloživi prenosni kapacitet distributivne mreže nije u potpunosti iskorišćen [7].

Integracija sistema za skladištenje energije je već postala široko usvojen pristup za smanjenje ograničavanja snage i povećanje instaliranih kapaciteta fotonaponskih sistema. Sistemi za skladištenje energije pružaju fleksibilnost sistema omogućavajući da se energija koja se ne može injektirati u mrežu uskladišti i naknadno, u povoljnom trenutku injektira u mrežu.

Koordinacija izbora snage i lokacije fotonaponskih sistema kao i sistema za skladištenje energije igra značajnu ulogu u planiranju distributivnog sistema utičući ne samo na eksploatacione performanse sistema nego i na buduće proširenje mreže i upravljanje neizvjesnostima u cilju pouzdanog i sigurnog snabdijevanja potrošača [51]. Postoji više metoda za proračun optimalne snage fotonaponskog sistema i sistema za skladištenje energije. Metod predstavljen u [52] procjenjuje optimalni kapacitet fotonaponskog sistema, vjetroturbina i sistema za skladištenje energije na osnovu prognoza proizvodnje obnovljivih izvora energije. Dobijeni rezultati analiza izvršenih korišćenjem sedmičnih profila potrošnje i iradijance, ističu važnost razmatranja vremenskih serija u upravljanju ograničenjima proizvedene snage fotonaponskih sistema prilikom procjene kapaciteta. Čak i male varijacije iradijance i potrošnje električne energije mogu značajno uticati na performanse sistema. U [53] optimalno dimenzionisanje fotonaponskih i sistema za skladištenje energije je razmatrano kako bi se minimizovali gubici u mreži, pri čemu je potrošnja modelovana normalizovanim dnevnim dijagramima, a proizvodnja fotonaponskih sistema se procjenjuje na osnovu iradijance koja se izvlači iz beta raspodjele. Slično tome, povećanje kapaciteta fotonaponskih sistema kroz integraciju sistema za skladištenje energije je analizirano u [54] korišćenjem satnih simulacija tokom tipičnog dana. Uticaj strategije punjenja baterija električnih vozila koje se koriste za skladištenje energije na instalisani kapacitet fotonaponskih sistema je proučavan u [55], dok je u [56] analiza izvršena kroz stohastičke simulacije korišćenjem dijagrama proizvodnje fotonaponskih sistema i potrošnje preuzetih iz baza podataka. Pored izbora optimalnog kapaciteta sistema za skladištenje energije, izbor lokacije sistema za skladištenje energije ima veliki uticaj. U [57] pokazano je da instalisani kapacitet fotonaponskih sistema značajno zavisi od lokacije sistema za skladištenje energije i da ako su fotonaponski sistem i sistem za skladištenje energije priključeni u istom čvoru mreže, instalisani kapacitet se može značajno povećati. Svakako da sistemi za skladištenje energije omogućavaju da se više energije injektira u mrežu, ali ovo postaje posebno izraženo tamo gdje se vrši isključenje kompletnog fotonaponskog sistema sa mreže u kritičnim slučajevima [58]. Naravno, sistemi za skladištenje energije na bazi baterija se često koriste u distributivnim mrežama, ali ih i dalje karakterišu visoki troškovi, stoga da bi se opravdala njihova upotreba, neophodno je maksimizirati njihove benefite. Sa druge strane, konstantan razvoj materijala i tehnologija za izradu baterija povećava masovnost proizvodnje što će dovesti do smanjenja cijene i veće konkurentnosti baterijskih sistema [59].

Kombinovana upotreba ograničavanja proizvedene snage fotonaponskih sistema i baterija za skladištenje energije značajno povećava fleksibilnost sistema i često je predmet istraživanja. Korišćenjem izmjerenih podataka o potrošnji i podataka o proizvodnji fotonaponskih sistema dobijenih simulacijom analiziran je uticaj ograničavanja proizvodnje i baterija na instalisani kapacitet fotonaponskih sistema [60]. Poređenje ekonomskih benefita od ograničavanja proizvodnje fotonaponskih sistema u odnosu na instalaciju baterija predstavljeno je u [61], fokusirajući se na lokaciju i kapacitet baterija, kao i na strategiju kontrole ograničavanja snage. Studija zaključuje da instalacija baterija igra ključnu ulogu u izbjegavanju ograničavanja proizvedene snage fotonaponskih sistema, što je benefit za investitore, kao i u izbjegavanju nadogradnje distributivnih transformatora i vodova, što je benefit za operatora distributivnog sistema. Slično tome, u [31] analizirana je tehno-ekonomska isplativost ograničavanja snage fotonaponskih sistema u odnosu na instalaciju baterija za skladištenje energije na osnovu osam reprezentativnih dnevnih profila opterećenja, iradijance i cijena električne energije, obuhvatajući sezonske i varijacije uzrokovane radnim danima i vikendom. U [62] pokazano je da se optimalnim izborom baterija za skladištenje energije pri ograničavanju proizvedene snage fotonaponskih sistema, može smanjiti neiskorišćena energija i odgovarajući finansijski gubitak za 47%.

Integracija fotonaponskih sistema u distributivne mreže se može povećati upravljanjem potrošnjom. Naime, maksimalna integracija fotonaponskih sistema se procjenjuje na osnovu kritičnih radnih režima u sistemima u kojima se vrši MPPT upravljanje. Kako ti režimi traju

relativno kratko, nekoliko časova tokom dana, ako bismo u tim časovima povećali lokalnu potrošnju električne energije, mogli bismo veći kapacitet fotonaponskih sistema da priključimo u mrežu. Dodatna snaga potrošnje se može obezbijediti upravljanjem potrošnjom tako da upravljivi potrošači budu uključeni sredinom dana u periodu velike proizvodnje fotonaponskih sistema. Na ovaj način se može povećati dozvoljeni instalisani kapacitet fotonaponskih sistema, ali ne značajno jer je obično samo određeni procenat potrošača upravljiv. Značajnije povećanje nivoa moguće integracije fotonaponskih sistema se javlja pojavom električnih vozila koja se mogu koristiti kao upravljivi potrošači [63]. Punjenjem električnih vozila u periodima velike proizvodnje fotonaponskih sistema, obezbjeđuje se da se više energije lokalno koristi što smanjuje opterećenje prenosnih kapaciteta mreže. U studiji rađenoj u [8] predviđa se povećanje neisporučene energije usljed ograničavanja proizvodnje fotonaponskih sistema od 500 do 3000 GWh u Jordanu do 2023. godine što bi dovelo do gubitka od 70 do 419 miliona dolara. Integracija električnih vozila nudi praktično rješenje za apsorbovanje ove energije. Korišćenjem 64.000 električnih vozila, ova energija bi se mogla apsorbovati i iskoristiti. Takođe, studija rađena za region Nove Engleske pokazuje da se značajno može povećati instalisani kapacitet fotonaponskih sistema koristeći ograničavanje proizvodnje fotonaponskih sistema i električna vozila za skladištenje energije. Prelaskom sa praćenje tačke maksimalne snage fotonaponskih sistema na fleksibilno upravljanje ograničavanjem proizvedene snage fotonaponskih sistema može se povećati instalisani kapacitet sa 25% na 60% snage potrošača [64].

Razvoj energetske elektronike u proteklom periodu doveo je do razvoja fleksibilnih regulacionih uređaja koji se mogu koristiti za regulaciju tokova snaga i naponskih prilika u distributivnim mrežama. Korišćenje statičkih kompenzatora reaktivne snage (engl. *Static Var Compensator – SVC*) je jedan od primjera korišćenja uređaja energetske elektronike u distributivnim mrežama. Čest problem prilikom integracije fotonaponskih sistema je porast napona u čvorovima mreže preko dozvoljene granice. U [65] analiziran je uticaj lokacije i snage statičkog kompenzatora reaktivne snage kojim se održava napon u čvorovima mreže u dozvoljenim granicama. Procedura je podijeljena u dva koraka, u prvom se određuje lokacija i snaga SVC uređaja i maksimalna integracija fotonaponskog sistema, a u drugom se provjerava ispunjenost pogonskih ograničenja mreže. Metodologija je primijenjena na IEEE test mreži sa 37 čvorova gdje je dobijeno da se kapacitet priključenja fotonaponskih sistema može značajno povećati korišćenjem SVC uređaja. Još jedan uređaj energetske elektronike koji se koristi za regulaciju aktivne i reaktivne snage u distributivnim mrežama su jednosmjerni portovi (engl. *Soft Open Points*). Jednosmjerni portovi omogućavaju da se formiraju petlje u distributivnoj mreži i da se svi benefiti petlji iskoriste, a sa druge strane da se kontrolom snage jednosmjernog porta izbjegnu svi nedostaci koji su vezani za postojanje klasičnih petlji (kao što je propagacija i povećanje struja kvara). U [66] pokazano je da korišćenjem više jednosmjernih petlji u IEEE test mreži sa 33 čvora integracija fotonaponskih sistema se može povećati četiri puta u odnosu na kapacitet koji se može priključiti bez jednosmjernih portova. Međutim, maksimizacija integracije fotonaponskih sistema utiče na gubitke aktivne snage i povećava troškove potrebne za izgradnju jednosmjernih portova. Sve to dovodi do potrebe za pronalaženje kompromisa između povećanja integracije fotonaponskih sistema i potrebnog broja jednosmjernih portova.

U cilju sprovođenja detaljnije analize strategija dinamičkog ograničavanja maksimalne proizvedene snage fotonaponskih sistema i određivanja komparativnih pokazatelja performansi, u ovoj disertaciji se predlaže alternativni pristup ograničavanju. Umjesto isključivanja fotonaponskog sistema u cjelosti ili djelimično, predložena metoda zasniva se na fleksibilnom praćenju radne tačke fotonaponskog sistema (engl. *Flexible Power Point Tracking – FPPT*). Za razliku od algoritma praćenja tačke maksimalne snage, koji daje izlaz koji se ne može fleksibilno kontrolisati, fleksibilno praćenje radne tačke omogućava prilagodljivo upravljanje izlaznom snagom fotonaponskog sistema. Izlazna snaga se može prilagoditi zahtjevima operatora distributivnog sistema, umjesto da bude isključivo određena karakteristikama fotonaponskog

sistema i ambijentalnim uslovima. U skladu s tim, u analizi se pretpostavlja da se fleksibilno praćenje radne tačke može primijeniti na sve fotonaponske sisteme u svim razmatranim radnim uslovima, čime se omogućava optimalno ograničavanje uz istovremeno zadovoljenje svih pogonskih zahtjeva sistema. Dodatna prednost fleksibilnog praćenja radne tačke je ta što ne zahtijeva hardverske modifikacije, što ga čini pogodnim i za postojeće i za buduće fotonaponske sisteme. Shodno tome, ograničavanje snage proizvodnje zasnovano na fleksibilnom praćenju radne tačke može biti ekonomski uporedivo s drugim strategijama, te uprkos potencijalno većem smanjenju proizvodnje može ostvariti bolje ekonomske performanse.

Za proračun kapaciteta fotonaponskih sistema sa visokim stepenom pouzdanosti i procjenu injektirane i neiskorišćene energije, neophodno je sprovesti simulacije koje obuhvataju sve karakteristične pogonske režime koji se mogu javiti. U tu svrhu, potrebno je koristiti simulacije zasnovane na vremenskim serijama u trajanju od najmanje jedne godine, jer one omogućavaju obuhvatanje svih faktora koji utiču na proizvodnju i rad sistema. Sekvencijalna Monte Karlo simulacija predstavlja jednu od najmoćnijih simulacionih tehnika koja uzima u obzir neizvjesnost ulaznih podataka. Iako je računarski zahtjevna, ona pruža najobuhvatniji uvid u performanse sistema.

Zajednička instalacija fotonaponskih sistema i baterija za skladištenje energije smatra se efikasnim rješenjem za povećanje integracije fotonaponskih sistema, jer omogućava ograničavanje proizvodnje u kritičnim pogonskim režimima, dok se dio energije može uskladištiti i naknadno injektirati u mrežu. Iako smanjenje cijena baterija poboljšava isplativost ovakvih rješenja, ona su i dalje relativno skupa, a maksimalni kapacitet fotonaponskih sistema u velikoj mjeri zavisi od snage i kapaciteta baterija. Iako je ovaj pristup široko prihvaćen u praksi, i dalje postoji potreba za pronalaženjem ekonomičnijih rješenja koja mogu povećati profitabilnost investicije i dodatno povećati instalisani kapacitet fotonaponskih sistema u savremenom energetsom miksu. Prikazana analiza predloženog rješenja zasnovanog na fleksibilnom praćenju radne tačke i dinamičkom upravljanju ograničavanjem pokazuje efikasnost pristupa u poređenju sa postojećim metodama. Takođe, omogućava određivanje nivoa kapaciteta fotonaponskog sistema do kojeg se može izbjeći instalacija baterija, bez ograničavanja proizvodnje snage fotonaponskog sistema ili ukupne profitabilnosti. Rezultati dobijeni predloženom metodom su upoređeni sa konvencionalnim pristupom bez upravljanja ograničavanjima, kao i sa pristupom zasnovanim na baterijama za skladištenje energije, uključujući i njihovu kombinaciju. Poređenje ovih opcija potvrđuje značaj fleksibilnog praćenja radne tačke kao snažnog mehanizma koji maksimizuje profit investitora uz istovremeno održavanje rada sistema u okviru dozvoljenih sigurnosnih granica.

Glavni doprinosi obuhvaćeni ovom disertacijom sažeti su kako slijedi:

1. Razvijen je sveobuhvatan sekvencijalni Monte Karlo simulator za analizu rada distributivne mreže u koju su priključeni fotonaponski sistemi i baterije za skladištenje energije. Ključne ulazne promjenljive, kao što su proizvodnja fotonaponskog sistema, potrošnja potrošača i cijena električne energije, modelovane su vremenskim serijama, uz uvažavanje i autokorelacija i međusobnih korelacija.
2. Razvijeni simulator je integrisan u optimizacioni algoritam za određivanje optimalnih kapaciteta fotonaponskog sistema i baterija za skladištenje energije uz uvažavanje strategije ograničavanja proizvodnje tokom faze planiranja. Rezultati daju optimalne kapacitete fotonaponskog sistema i baterija na osnovu pogonskih ograničenja distributivne mreže omogućavajući povećanje instalisane snage fotonaponskih sistema i odgovarajući porast profita investitora, uz istovremeno zadovoljenje svih pogonskih ograničenja mreže.
3. Predloženi simulator uključuje optimalnu strategiju upravljanja ograničavanjima zasnovanim na fleksibilnom praćenju radne tačke, kojom se ograničava izlazna snaga fotonaponskih sistema kako bi se obezbijedilo poštovanje svih pogonskih ograničenja

distributivne mreže. Implementacija ove strategije omogućava evaluaciju efikasnosti takvih upravljačkih mjera, dok prateći optimizacioni algoritam omogućava procjenu potencijalnog povećanja prihoda investitora primjenom odgovarajućih strategija upravljanja u fazi planiranja fotonaponskih sistema.

4. Predloženi algoritam je testiran za određivanje optimalnih kapaciteta dva fotonaponska sistema sa baterijama priključena u IEEE mrežu sa 33 čvora na unaprijed odabranim lokacijama. Ova studija pruža sveobuhvatan prikaz uticaja mrežnih ograničenja i međusobne interakcije sistema na optimalnu snagu fotonaponskih sistema i kapacitet baterije za skladištenje energije.
5. Predloženi simulator takođe uključuje metodologiju za proračun instalisanih snaga i strategiju upravljanja ograničenjima proizvodnje snage u slučaju integracije velikog broja distribuiranih fotonaponskih sistema. U ovom slučaju je posebna pažnja usmjerena na pravičnost u ograničavanju proizvodnje fotonaponskih sistema.
6. Predloženi pristup za proračun instalisanih snaga i strategija proračuna ograničenja proizvodnje fotonaponskih sistema su verifikovani na IEEE mreži sa 33 čvora gdje su fotonaponski sistemi ravnomjerno raspoređeni u mreži.

Disertacija je organizovana u šest poglavlja. Fleksibilno upravljanje fotonaponskim sistemima uključujući različite metode za obezbjeđenje fleksibilnosti i potrebne modifikacije regulacionih struktura su obrađene u drugom poglavlju. Detaljan opis sekvencijalnog Monte Carlo simulatora – procedura za generisanje vremenskih serija stohastičkih promjenljivih, kao i proračuna tokova snaga – je izložen u trećem poglavlju. U četvrtom poglavlju je izvršen proračun optimalne snage fleksibilno upravljano fotonaponskog sistema na primjeru IEEE mreže sa 33 čvora. Takođe, rezultati su upoređeni sa standardnim rješenjima koja se zasnivaju na praćenju tačke maksimalne snage fotonaponskog sistema i baterijama za skladištenje energije, kao i njihovim kombinacijama. Uticaj načina upravljanja na mogući instalisani kapacitet fotonaponskih sistema u distributivnoj mreži sa 33 čvora analiziran je u petom poglavlju. Analiziran je slučaj praćenja tačke maksimalne snage i fleksibilnog upravljanja fotonaponskim sistemima, kao i povećanje instalisanog kapaciteta pri ojačanju kritičnih vodova u mreži. Zaključak disertacije je dat u šestom poglavlju.

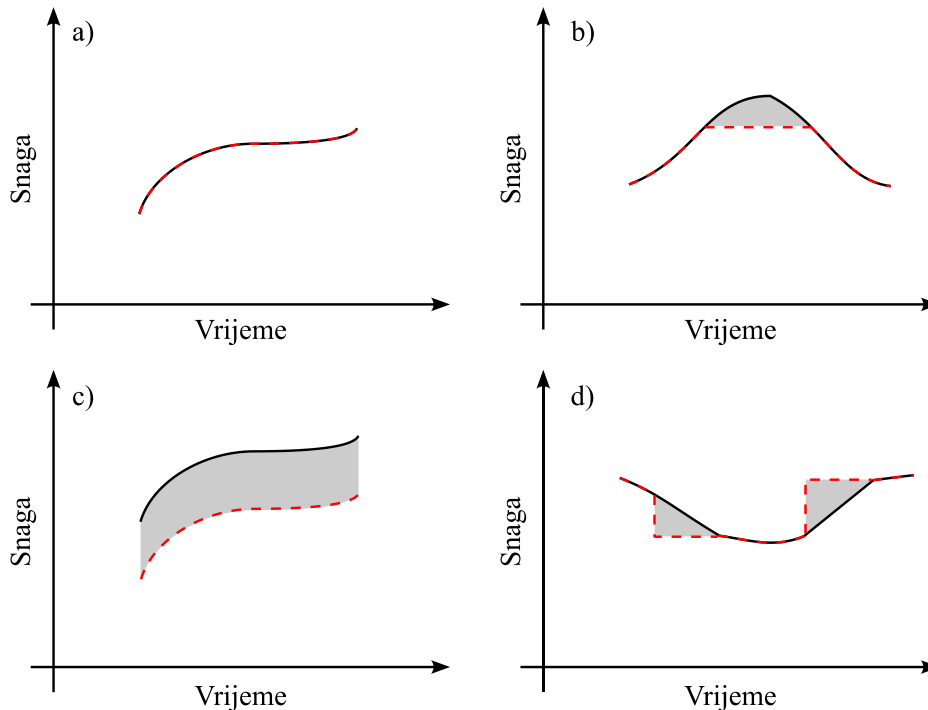
2. FLEKSIBILNO UPRAVLJANJE PV SISTEMIMA

Da bi se omogućila dodatna integracija fotonaponskih sistema u distributivnu mrežu, bez narušavanja pouzdanosti sistema, fleksibilno upravljanje aktivnom snagom se nameće kao rješenje. Fleksibilnim upravljanjem aktivnom snagom omogućava se kontrola popratnih efekata koji se javljaju u distributivnoj mreži prilikom značajne integracije fotonaponskih sistema kao što su preopterećenja vodova i pojava prenapona u čvorovima mreže. Pored toga, regulacija aktivne snage omogućava da fotonaponski sistemi ne budu samo izvori energije nego da učestvuju u regulaciji distributivne mreže, pa i samog elektroenergetskog sistema prilikom značajne devijacije frekvencije u sistemu. Fleksibilno upravljanje fotonaponskim sistemima zahtijeva i određena tehnička rješenja koja moraju biti ispraćena odgovarajućim propisima. To je prepoznato od operatora elektroenergetskih sistema nekih država te je došlo do adaptacija i dopuna mrežnih pravila kako bi se omogućilo fleksibilno upravljanje fotonaponskim sistemima [68]–[71]. Osnovni zahtjev je fleksibilna regulacija aktivne snage kojom se omogućava prilagođavanje fotonaponskih sistema zahtjevima elektroenergetskog sistema. Prema tome, pored praćenja tačke maksimalne snage, fotonaponski sistemi treba da ostvare još neke funkcionalnosti kao što su [72], [73]:

- Ograničavanje maksimalne snage (engl. *absolute active power control*),
- Obezbeđenje rezerve snage (engl. *delta power control*) i
- Ograničavanje brzine promjene snage (engl. *power ramp-rate control*).

Primjeri različitih funkcija regulacije aktivne snage fotonaponskih sistema prikazani su na slici 2.1. Punom crnom linijom je prikazana dostupna snaga fotonaponskog sistema, a isprekidanom crvenom linijom snaga koja se injektira u mrežu. Praćenjem maksimalne snage preuzimamo maksimalno dostupnu električnu energiju fotonaponskog sistema, kao što je prikazano na slici 2.1a. U tom slučaju ne postoji način da se proizvodnja fotonaponskog sistema prilagodi potrebama i ograničenjima mreže. Ograničavanje maksimalne proizvedene snage je jedna od važnijih funkcija budući da proizvodnja fotonaponskog sistema tokom vedrih dana može biti značajno veća od lokalne potrošnje te dovesti do preopterećenja vodova, kao i do previsokih napona u pojedinim čvorovima mreže. Primjer ograničavanja maksimalne snage je prikazan na slici 2.1b. Tokom niže snage, u jutarnjim i večernjim časovima, kompletno dostupna snaga se injektira u mrežu, a sredinom dana kada je proizvodnja dosta veća od lokalne potrošnje, energija koja se injektira u mrežu se ograničava. Ovdje treba napomenuti da ne znači da će se svaki dan ograničavati maksimalna proizvodnja fotonaponskog sistema, jer ako je dostupna energija fotonaponskog sistema manja od energije koja se može injektirati u mrežu, vršiće se injektiranje dostupne energije. Da bi se omogućilo da fotonaponski sistemi učestvuju u regulaciji frekvencije, potrebno je da u određenim trenucima mogu da povećaju ili smanje svoju snagu. Smanjenje snage je moguće bez većih poteškoća ako se aktivna snaga može regulisati, međutim za potrebe povećanja snage potrebne su određene izmjene u načinu pristupa. Naime, da bi se u slučaju potrebe mogla povećati snaga fotonaponskog sistema, sistem treba da u normalnom radnom režimu injektira u mrežu snagu koja je manja od dostupne snage fotonaponskog sistema da bi imao određenu rezervu snage. Održavanje konstantne rezerve snage zahtijeva da injektirana snaga prati dinamiku dostupne snage fotonaponskog sistema, ali da iznos snage bude manji za iznos rezerve snage (delta snage), kao što je prikazano na slici 2.1c. Budući da se injektirana snaga smanjuje za dio iznosa snage ova regulacija se naziva – delta regulacija. Velikim i brzim promjenama injektirane snage stvaraju se velike fluktuacije snage u mreži što može biti jako nepovoljno. Da bi se to ograničilo uvodi se kontrola brzine promjene snage fotonaponskog

sistema. Kontrola se uvodi da se ograniči nagli rast injektirane snage, ali i nagli pad snage, stoga u pravilima obično postoje dvije stope promjene snage fotonaponskog sistema, stopa povećanja snage i stopa smanjenja snage. Prilikom smanjenja snage dolazi do toga da je dostupna snaga fotonaponskog sistema manja od snage koja treba da se injektira u mrežu (slika 2.1d), pa je za obezbjeđenje ove funkcionalnosti potrebno energiju obezbijediti iz nekog drugog izvora, obično sistema za skladištenje energije.

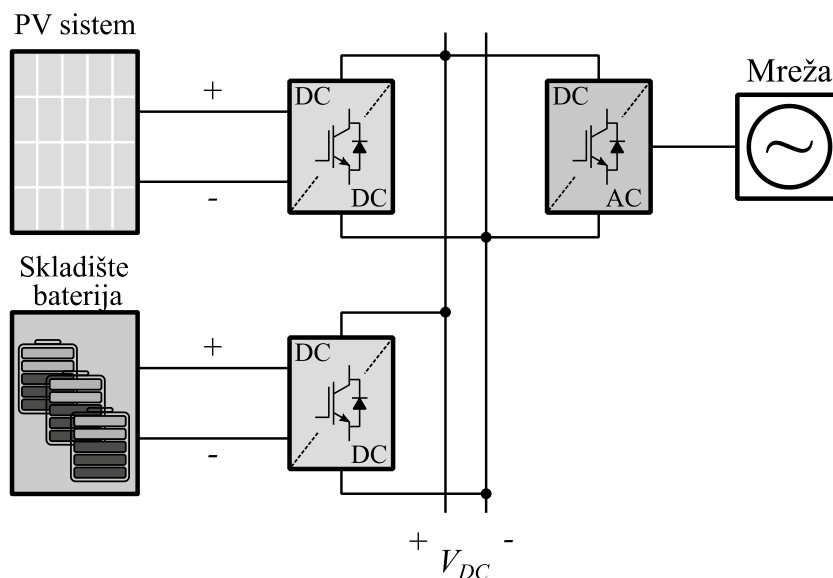


Slika 2.1. Različite funkcije regulacije aktivne snage: a) praćenje tačke maksimalne snage (MPPT), b) ograničavanje aktivne snage, c) delta regulacija i d) regulacija nagiba [72]

Prethodno navedeni zahtjevi za fleksibilno upravljanje se mogu implementirati na različite načine kao što je korišćenje sistema za skladištenje energije, korišćenjem upravljivih potrošača, isključenjem i ponovnim uključenjem dijela fotonaponskog sistema, fleksibilnom regulacijom aktivne snage. U nastavku će biti izloženi svi pristupi, analizirane njihove prednosti i nedostaci.

2.1. Fleksibilno upravljanje bazirano na uređajima za skladištenje energije

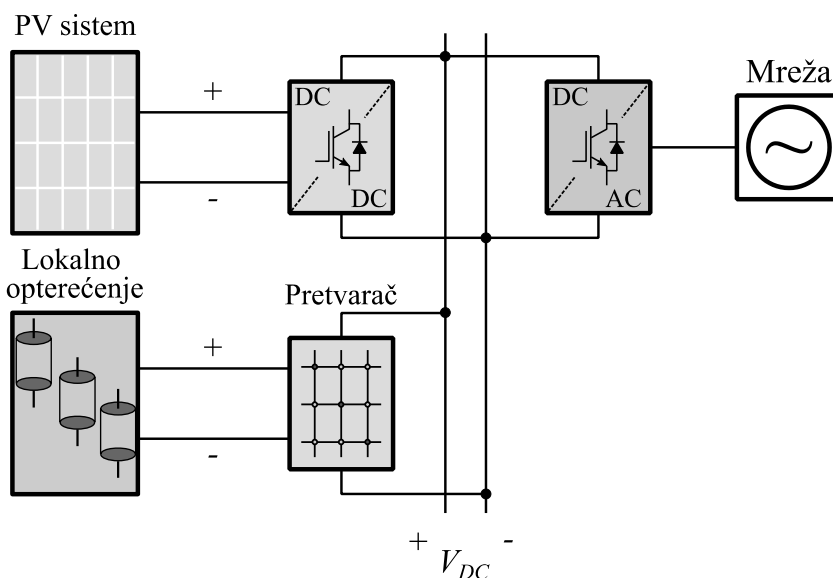
Ugradnjom uređaja za skladištenje energije u fotonaponske sisteme može se povećati fleksibilnost sistema jer skladišta omogućavaju da se energija po potrebi skladišti ili preuzima iz skladišta. Regulisanim punjenjem odnosno pražnjenjem sistema za skladištenje energije omogućava se regulacija aktivne snage kompletnog sistema. Regulacija aktivne snage se ostvaruje bez uticaja na stepen iskorišćenja fotonaponskih modula, što je prednost ovog sistema. Za skladištenje energije se najčešće koriste električne baterije. Primjer jednog fotonaponskog sistema sa uređajem za skladištenje energije na bazi baterija je prikazan na slici 2.2. Korišćenje baterija omogućava da se energija može injektirati u mrežu i u periodima kada nema proizvodnje fotonaponskog sistema, što čini ovo rješenje atraktivnim u pogledu dodatnih usluga koje mogu ponuditi mreži, kao što je pomjeranje injektirane energije u periode kada je najveća potreba za energijom, napajanje bitnih potrošača u kritičnim režimima itd. Pored svih prednosti koje su navedene ovaj sistem ima i određene nedostatke. Cijena baterija iz dana u dan opada, ali i dalje je relativno visoka što sprečava široku upotrebu ovakvih sistema. Zatim, intenzivan razvoj sistema ukazuje na to da ova tehnologija nije još dovoljno poznata i razvijena, posebno u smislu degradacije i održavanja sistema, što može dovesti do potrebe za ranim zamjenama baterijskih jedinica. Bez obzira na sve, integracija baterija za skladištenje energije postaje sve više korišćena metoda za povećanje fleksibilnosti, ali i instalisanih kapaciteta fotonaponskih sistema.



Slika 2.2. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom fotonaponskog sistema korišćenjem sistema za skladištenje energije [72]

2.2. Fleksibilno upravljanje bazirano na upravljivim potrošačima

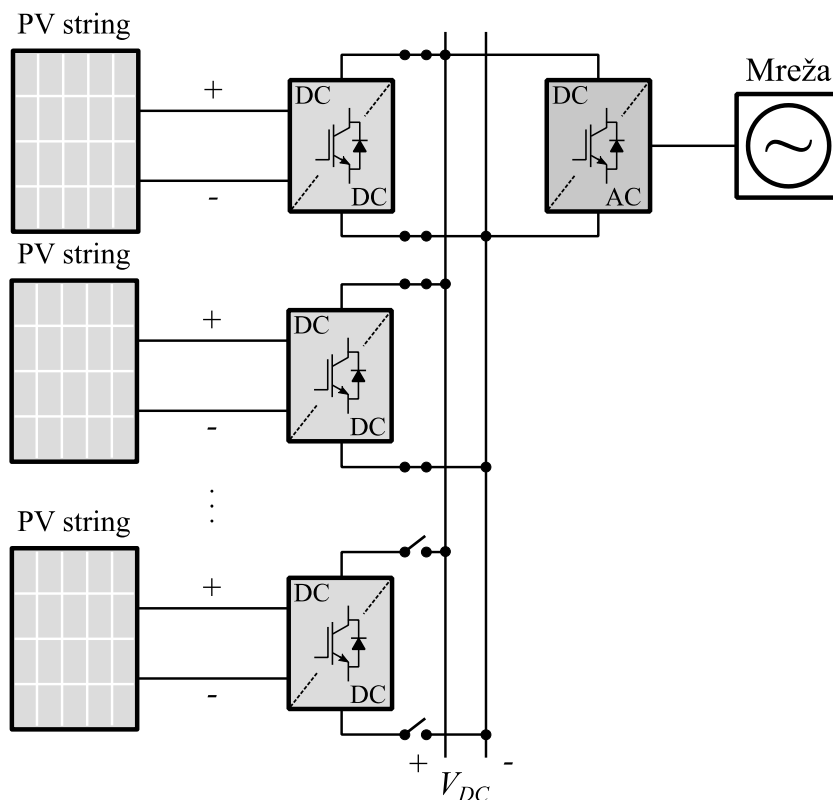
Pored korišćenja baterija za skladištenje energije, fleksibilnost u regulaciji snage fotonaponskih sistema se može postići korišćenjem upravljivih potrošača (u rezidencijalnim objektima ili fiktivnih potrošača). U ovom slučaju fleksibilnost se ostvaruje uključanjem dodatnih potrošača u periodima velike proizvodnje fotonaponskih sistema. Kako su upravljivi potrošači locirani u rezidencijalnim objektima ili su fiktivni, energija se trenutno troši te ovaj sistem ne omogućava da se u slučaju potrebe injektiranje u mrežu poveća iznad snage fotonaponskog sistema ili u periodima kada je proizvodnja fotonaponskih sistema jednaka nuli. Primjer jednog sistema u kome se koriste upravljivi potrošači za povećanje fleksibilnosti je prikazan na slici 2.3. Za regulaciju aktivne snage se koristi lokalno fiktivno opterećenje. Tim opterećenjem se obično upravlja matričnim pretvaračem. Realizacija ovakvog sistema je dosta uslovljena postojanjem lokalnih upravljivih potrošača, kao i komunikacionom mrežom koja treba da omogući prenos informacija između fotonaponskih sistema i upravljivih potrošača, što povećava kompleksnost sistema.



Slika 2.3. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom koristeći upravljive potrošače [72]

2.3. Fleksibilno upravljanje bazirano na promjeni broja aktivnih stringova PV sistema

Fleksibilnost fotonaponskih sistema, bez potrebe za komplikovanom lokalnom komunikacionom mrežom, ostvaruje se uzastopnim uključenjem i isključenjem dijelova fotonaponskog sistema. Pristup se zasniva na tome da se dio fotonaponskog sistema (obično stringovi) može isključiti u slučaju potrebe da bi se ostvarila određena aktivna snaga. Na primjer, ako je potrebno ograničiti snagu fotonaponskog sistema, dio stringova se isključuje dok se ne postigne tražena vrijednost. Ovaj sistem je pogodan za delta regulaciju, gdje procentualno smanjenje snage odgovara određenom procentu stringova. Primjer jednog sistema je prikazan na slici 2.4. Međutim, realizacija ovakvog načina regulacije ima niz izazova, kao što je promjena snage sistema u određenim koracima, potreba za većim brojem DC/DC pretvarača, lokalna komunikacija, stabilnost i pouzdanost sistema u kojima se često vrši uključenje i isključenje pojedinih stringova.

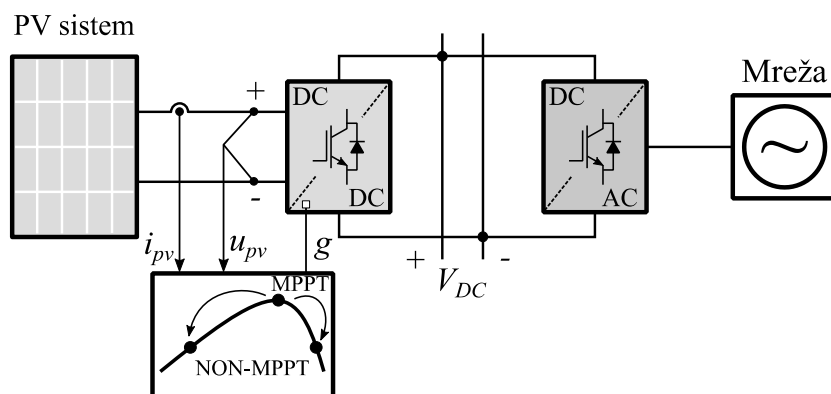


Slika 2.4. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom bazirano na promjeni broja aktivnih stringova fotonaponskog sistema [72]

2.4. Fleksibilno upravljanje bazirano na kontinualnoj regulaciji aktivne snage

Pristup koji ispunjava zahtjeve za fleksibilnim upravljanjem fotonaponskim sistemima, a jednim dijelom prevazilazi prethodne pristupe u pogledu rješavanja nekih ograničenja zasniva se na kontroli energetskih pretvarača fotonaponskih sistema. Ovaj pristup je posebno atraktivan u sistemima sa kaskadnom vezom DC/DC i DC/AC pretvarača, kao što je prikazano na slici 2.5. Fleksibilnost se postiže kontrolom ekstrakcije snage iz fotonaponskog sistema. Da bi se omogućila kontrola ekstrakcije snage, potrebna je modifikacija algoritma za upravljanje DC/DC pretvaračem tokom rada tako da se omogući fleksibilno upravljanje. Na ovaj način se povećava fleksibilnost, ali odstupanje od maksimalne snage dovodi do smanjenja stepena iskorišćenja fotonaponskog sistema. Međutim, ovo rješenje ima veliki potencijal budući da se može primijeniti na postojeće i nove sisteme jer ne zahtijeva nikakve modifikacije hardvera. Potrebno

je samo izvršiti manje modifikacije softvera u zavisnosti od pristupačnosti algoritma za upravljanje fotonaponskim sistemom.

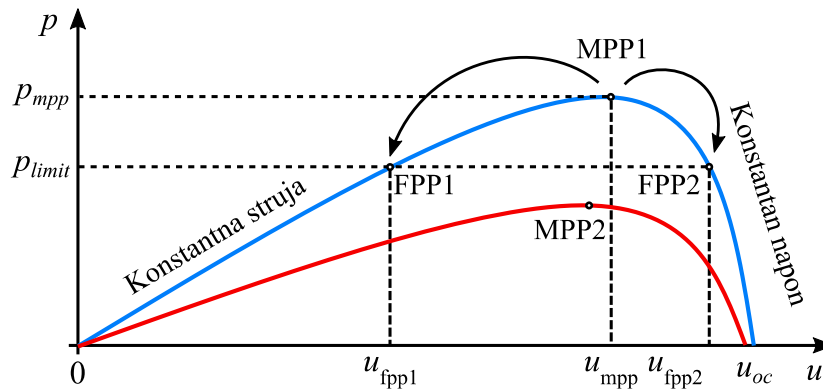


Slika 2.5. Fleksibilno upravljanje aktivnom snagom kontrolom energetskog pretvarača fotonaponskog sistema [72]

U ovom radu se fleksibilnost fotonaponskog sistema razmatra sa stanovišta zadovoljenja svih pogonskih ograničenja distributivne mreže, stoga će se nastavak ovog poglavlja bazirati na ograničavanju maksimalne proizvedene snage.

2.4.1. Ograničavanje maksimalne proizvedene snage

Regulacijom ekstrakcije snage iz fotonaponskog modula omogućava se ograničavanje maksimalne proizvedene snage fotonaponskog sistema. Statička karakteristika snage fotonaponskog modula je takva da pri promjeni napona od nule do napona praznog hoda (u_{oc}), snaga raste od nule do maksimalne vrijednosti (p_{mpp}), a zatim opada da bi pri naponu praznog hoda ponovo pala na nulu. Primjer statičke karakteristike snage fotonaponskog modula je prikazan na slici 2.6. Ako je potrebno smanjiti snagu fotonaponskog sistema ispod p_{mpp} , potrebno je udaljiti se od tačke maksimalne snage. Svako odstupanje od tačke maksimalne snage, bez obzira da li je uzrokovano povećanjem ili smanjenjem napona, rezultuje smanjenjem izlazne snage fotonaponskog modula (sistema). Kao što se sa slike 2.6 može vidjeti, ograničenje snage na p_{limit} se može ostvariti u dvije radne tačke (FPP1 i FPP2). Ovdje treba imati u vidu da je u oblasti konstantne struje (tačka FPP1), vrijednost izvoda dp_{pv}/du_{fpp1} manja od vrijednosti izvoda dp_{pv}/du_{fpp2} koji se ima u režimu konstantnog napona (tačka FPP2). Različite vrijednosti izvoda ukazuju na to da radne tačke imaju različitu dinamiku što treba uzeti u obzir pri projektovanju odgovarajućih regulatora [73]. Obično se pri promjenljivoj iradijansi koristi FPP1, ali u ovom slučaju se ima ograničen interval promjene snage, dok se u slučaju FPP2 omogućava širi opseg promjene snage, ali radna tačka može biti nestabilna u slučaju promjenljive iradijanse. U [74] predlaže se da se koristi lijevi dio krive (u odnosu na MPP) kada se očekuju nagle promjene iradijanse, a desni dio krive kada ograničavanje dovoljno dugo traje da se temperatura modula može promijeniti. Ako je maksimalna snaga fotonaponskog sistema manja od vrijednosti ograničenja, tada se ne vrši ograničavanje snage fotonaponskog modula (sistema) – primjer prikazan crvenom krivom na slici 2.6. Ovo se dešava u periodima niske iradijanse koji se javljaju u toku jutra, večeri ili oblačnih dana.

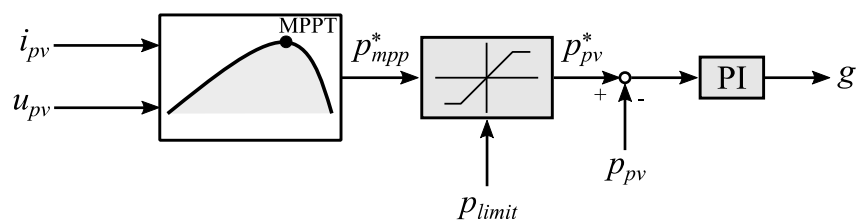


Slika 2.6. Ilustracija ograničavanja snage fotonaponskog sistema u zavisnosti od maksimalne i zadate snage

2.4.2. Modifikacije regulacionih struktura

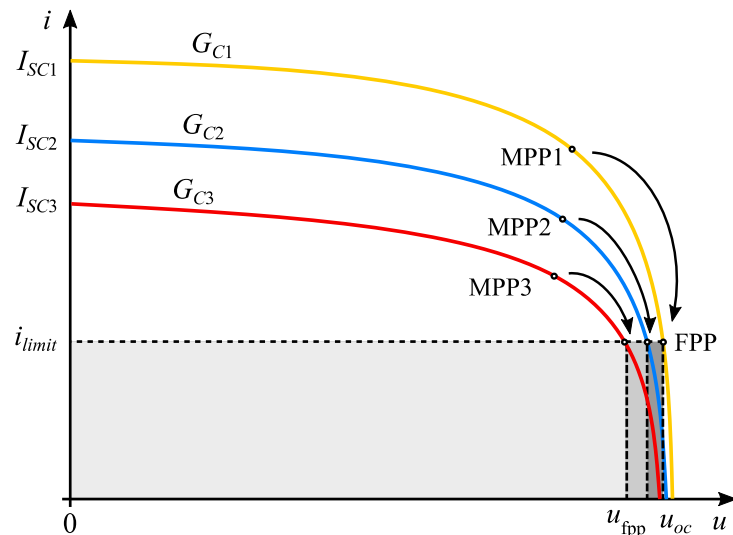
Izazovi ograničavanja snage fotonaponskog sistema se ogledaju u dinamičkom praćenju statičke karakteristike fotonaponskog sistema i održavanju snage na određenoj vrijednosti pri različitim vremenskim uslovima, pri promjenljivoj iradijansi. Regulacija aktivne snage se može ostvariti na više načina. Najčešće korišćeni načini su pobrojani i komentarisani u nastavku.

Ekstrakcija snage fotonaponskog sistema se može regulisati u zatvorenoj petlji, što je jedno od najčešće korišćenih rješenja za ograničavanje snage (slika 2.7). U ovom rješenju, DC/DC pretvarač (slika 2.5) koristi se za direktnu kontrolu izlazne snage upotrebom PI regulatora. Kada se prati tačka maksimalne snage, referentne promjenljive mogu biti struja, napon ili snaga. U ovom slučaju se za referentnu promjenljivu koristi snaga p_{mpp}^* koja se zatim vodi na blok za ograničavanje u kome se poredi sa zatom vrijednošću p_{limit} . Ako je $p_{mpp}^* < p_{limit}$ na izlazu se dobija p_{mpp}^* , a ako nije vrijednost snage se ograničava na p_{limit} . Dobijena referentna vrijednost snage fotonaponskog sistema se poredi sa trenutnom snagom i vodi na PI regulator koji proračunava upravljački signal g .



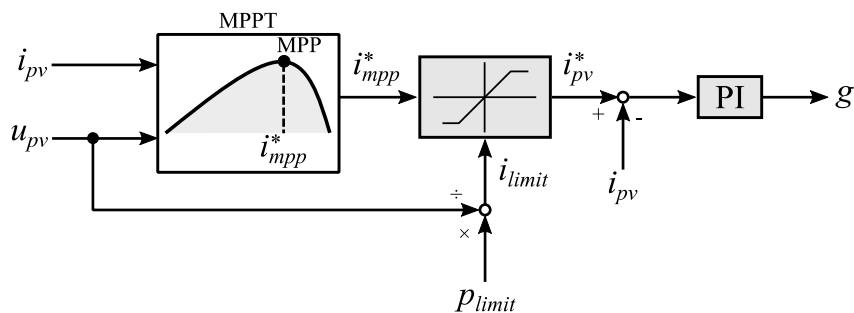
Slika 2.7. Regulaciona struktura DC/DC pretvarača za direktnu regulaciju snage PV sistema

Struja fotonaponskog niza (sistema) je druga kontrolna promjenljiva koja se može koristiti za regulaciju aktivne snage. Prema statičkoj karakteristici fotonaponskog modula, napon se relativno malo mijenja pri promjeni iradijanse ako se radna tačka nalazi u oblasti konstantnog napona (desno od tačke maksimalne snage). Suprotno od napona, struja fotonaponskog modula je direktno proporcionalna vrijednosti iradijanse. Kao posljedica toga, ako je radna tačka u oblasti konstantnog napona, regulacijom struje fotonaponskog modula može se efikasno regulisati snaga fotonaponskog sistema, kao što je prikazano na slici 2.8. Međutim, kao što se može vidjeti i na slici, iako se napon u ovom slučaju relativno malo mijenja pri promjeni iradijanse, promjena ipak postoji i dovodi do blage promjene snage fotonaponskog niza (sistema).



Slika 2.8. Strujno-naponska karakteristika PV niza pri različitim vrijednostima iradijance, promjena radne tačke kada se vrši regulacija struje u cilju održavanja konstantne snage

Regulaciona struktura bazirana na regulaciji struje fotonaponskog niza u cilju ograničavanja snage prikazana je na slici 2.9. Referentna vrijednost struje se proračunava dijeljenjem zadate snage sa naponom fotonaponskog niza. Zatim se struja u tački maksimalne snage ograničava na maksimalnu i_{limit} nakon čega se poredi sa trenutnom vrijednošću i i vodi na PI regulator. Na izlazu PI regulatora se dobija upravljački signal DC/DC pretvarača (g).



Slika 2.9. Regulaciona struktura DC/DC pretvarača za regulaciju struje u cilju održavanja snage fotonaponskog sistema na konstantnoj vrijednosti

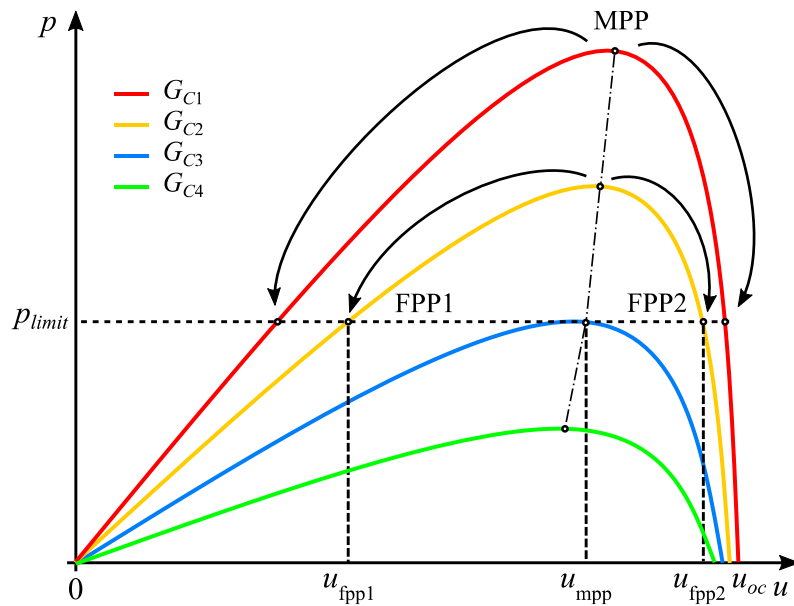
U prethodno pomenutim metodama mijenjana je regulaciona struktura DC/DC pretvarača, dok algoritam praćenja tačke maksimalne snage nije mijenjan. Jasno je da je moguće regulisati snagu fotonaponskog niza modifikovanjem algoritma za praćenje tačke maksimalne snage. Na primjer, ako se tačka maksimalne snage prati *perturb and observe* (P&O) algoritmom, snaga fotonaponskog niza se reguliše kontinualnim promjenama radne tačke. Kada je snaga fotonaponskog niza (MPPT režim) ispod granične vrijednosti referentni napon se određuje MPPT algoritmom (u_{mpp}), a kada je snaga fotonaponskog niza veća, onda se vrši smanjenje snage tako što se referentni napon udaljava od napona pri maksimalnoj snazi, kao što je prikazano na slici 2.10. U skladu sa ranije navedenim, postoje dvije radne tačke pri kojima se ima ista snaga fotonaponskog niza (sistema). Za dostizanje vrijednosti ograničenja snage napon je potrebno kontinuirano ili smanjivati ili povećavati dok se ne dostigne zadata vrijednost. Primjer regulacione strukture koja je bazirana na promjeni algoritma praćenja tačke maksimalne snage je prikazan na slici 2.11. Nakon proračuna referentne vrijednosti napona, vrši se poređenje sa trenutnom vrijednošću, a nakon toga se PI regulatorom proračunava upravljački signal g . Referentna vrijednost napona se proračunava na sljedeći način ako se zahtijeva rad u tački FPP1:

$$u_{pv}^* = \begin{cases} u_{mpp}^*, & P_{mpp}^* \leq P_{limit} \\ u_{pv} - u_{step}, & P_{mpp}^* > P_{limit} \end{cases}, \quad (2.1)$$

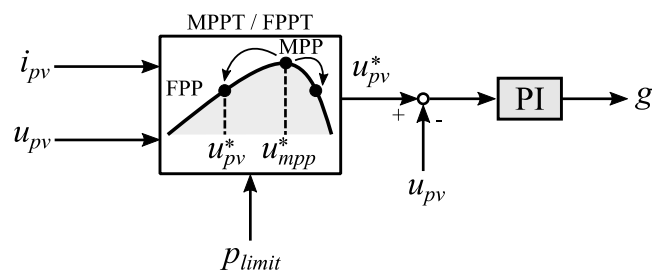
a ako se zahtijeva u tački FPP2:

$$u_{pv}^* = \begin{cases} u_{mpp}^*, & P_{mpp}^* \leq P_{limit} \\ u_{pv} + u_{step}, & P_{mpp}^* > P_{limit} \end{cases}, \quad (2.2)$$

gdje su: u_{pv}^* referentna vrijednost napona fotonaponskog niza, u_{mpp}^* vrijednost napona pri MPP, i u_{step} korak promjene napona.



Slika 2.10. Statička karakteristika snage fotonaponskog niza gdje je prikazan rad u MPP i FPP tačkama u zavisnosti od iradijance ($G_{C1} > G_{C2} > G_{C3} > G_{C4}$) i ograničenja snage



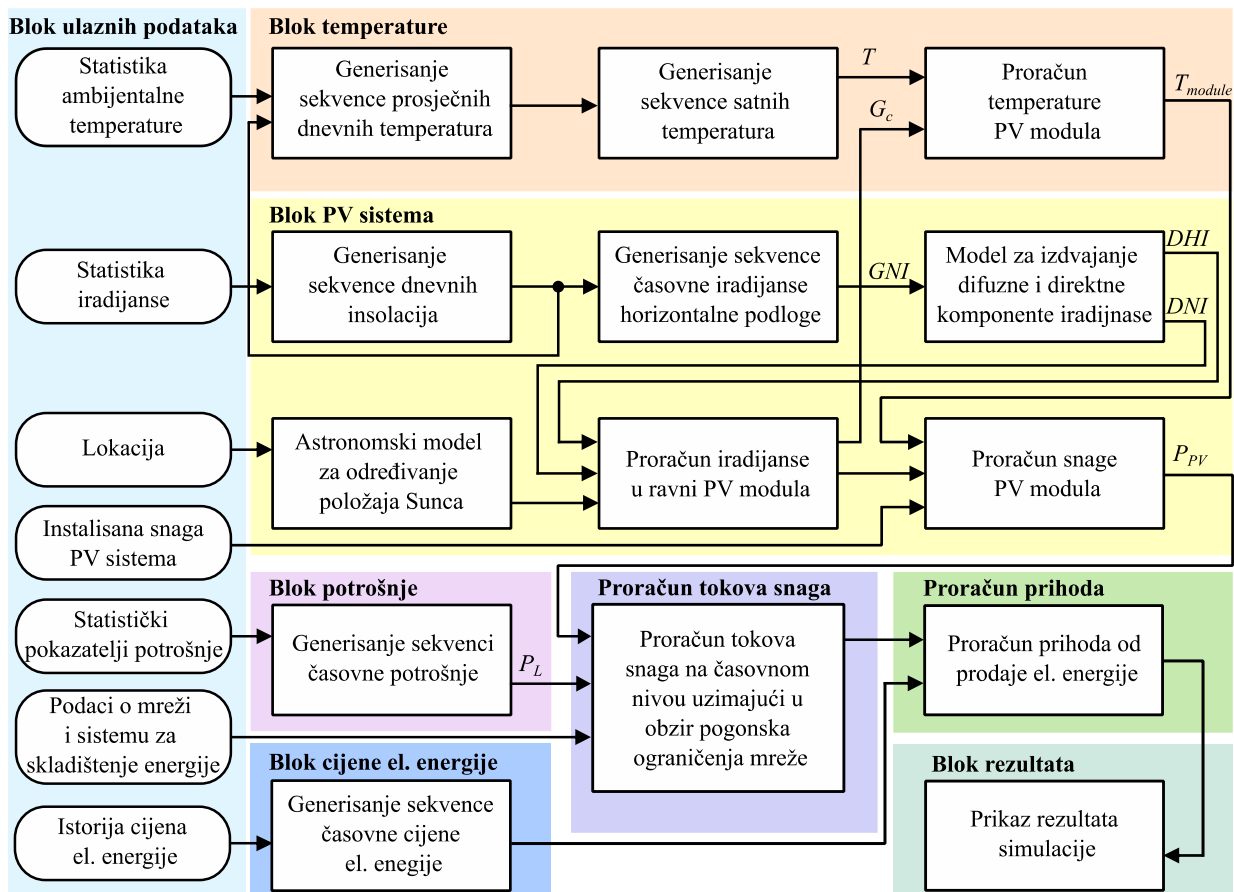
Slika 2.11. Regulatorna struktura DC/DC pretvarača za regulaciju snage fotonaponskog sistema modifikujući algoritam praćenja tačke maksimalne snage

3. MONTE KARLO SIMULATOR

Simulator koji se koristi za detaljnu analizu rada distributivne mreže i fotonaponskog sistema je prikazan na slici 3.1. Baziran je na sekvencijalnoj Monte Karlo simulaciji gdje su sve ulazne promjenljive modelovane kao korelisani slučajni procesi da bi se što realističnije analiziralo ponašanje sistema u uslovima neizvjesnosti. Generisanje promjenljivih, analiza rada mreže i fotonaponskog sistema se vrši sa rezolucijom od 1 h, tako da se svaka simulirana godina sastoji od 8760 intervala [96]–[98]. U funkcionalnom smislu, simulator je koncipiran tako da se može uočiti osam cjelina. Svi podaci koji su neophodni za simulaciju su objedinjeni u blok ulaznih podataka. Da bi se realistično modelovala proizvodnja fotonaponskog sistema, prvo su vještački generisane vremenske serije iradijance i ambijentalne temperature. Na osnovu njih vrši se estimacija maksimalno moguće proizvodnje fotonaponskog sistema. Svi koraci potrebni za generisanje temperature fotonaponskog modula su objedinjeni u jedan blok, a svi koraci potrebni za generisanje vremenske serije potencijalne proizvodnje fotonaponskog sistema na osnovu statistike iradijance su objedinjeni u blok PV sistema. Generisanje vremenskih serija potrošnje na osnovu statističkih pokazatelja je izvršeno u bloku potrošnje. U bloku cijene električne energije vrši se generisanje vremenske serije cijene električne energije. Na osnovu generisanih vremenskih serija potrošnje i proizvodnje, vrši se proračun tokova snaga i snaga fotonaponskog sistema koje se mogu injektirati u distributivnu mrežu uzimajući u obzir sva pogonska ograničenja mreže. Koristeći proračunate vremenske serije injektirane električne energije u mrežu i vremenske serije cijene električne energije proračunava se prihod od prodaje električne energije. Na kraju, u bloku rezultata se sumiraju svi rezultati i proračunavaju funkcije gustine vjerovatnoće, funkcije raspodjele i vjerovatnoće prekoračenja pogonskih ograničenja mreže. U nastavku će biti detaljno izloženo kako se vrše navedeni proračuni u pojedinim cjelinama.

3.1. Ulazni podaci

Svi parametri fotonaponskog sistema i njegovih komponenti, distributivne mreže, statistike potrošnje i cijene električne energije, kao i meteorološke statistike iradijance i ambijentalne temperature predstavljaju ulazne podatke koji su objedinjeni u blok ulaznih podataka. Parametri fotonaponskog sistema uključuju sve informacije koje se odnose na fotonaponski sistem, kao što su geografska lokacija sistema, orijentacija fotonaponskih modula, karakteristike modula, snaga sistema, gubici na DC strani, karakteristike invertora, kao i podatke o sistemima koji se mogu koristiti za povećanje kapaciteta fotonaponskog sistema, kao što su baterije za skladištenje energije. Parametri mreže sadrže sve informacije o distributivnoj mreži, počevši od načina napajanja, topologije, prenosne moći vodova, pa sve do tipa i snage potrošača. Statistički podaci o potrošnji obuhvataju statističku promjenu dnevnog vršnog opterećenja u toku godine, statističku promjenu dnevnog vršnog opterećenja u toku sedmice i dnevnu promjenu potrošnje za različite tipove potrošača (komercijalni, rezidencijalni i industrijski). Podaci o cijeni električne energije se sastoje od realne mjerene vremenske serije časovne cijene električne energije, dok su meteorološki ulazni podaci 12 mjesečnih prosječnih vrijednosti globalnog horizontalnog zračenja i ambijentalne temperature.



Slika 3.1. Blok dijagram simulatora

3.2. Proračun proizvodnje fotonaponskog sistema

Generisanje časovne vremenske serije maksimalno moguće proizvodnje fotonaponskog sistema¹ se vrši u bloku PV sistema. Za procjenu proizvodnje fotonaponskog sistema potrebno je prvo estimirati vremensku seriju iradijanse u ravni fotonaponskog modula i vremensku seriju temperature fotonaponskog modula. Estimacija temperature fotonaponskog modula se vrši u posebnoj blok, a u ovom će akcenat biti na estimaciji iradijanse i proračunu snage fotonaponskog sistema.

3.2.1. Astronomski model za određivanje položaja Sunca

Za većinu proračuna u bloku PV sistema je potreban podatak o položaju Sunca u određenom trenutku dana u toku godine. Položaj Sunca se definiše kroz dvije ugaone veličine, uglom elevacije (β) i uglom azimuta (ϕ_s). Ugao elevacije predstavlja ugao između horizontalne ravni na posmatranoj lokaciju i pravca prostiranja sunčevih zraka, dok ugao azimuta definiše koliko je Sunce pomjereno u odnosu na jug. Ovdje postoje dvije ravnopravne konvencije prema kojim se može usvojiti kada je ugao azimuta pozitivan, a kada negativan [75], [76]. U ovoj disertaciji je usvojeno da je ugao azimuta pozitivan prije podne, kada se Sunce nalazi istočno, odnosno negativan kada se Sunce nalazi zapadno od posmatrane lokacije. U solarno podne, kada je Sunce na jugu, ovaj ugao je jednak nuli. Ilustracija uglova azimuta i elevacije je prikazana na slici 3.2.

Uglovi azimuta i elevacije zavise od geografske lokacije koju posmatramo. Ugao elevacije se može izračunati na sljedeći način:

¹ Proizvodnja fotonaponskog sistema koja bi se dobila praćenjem tačke maksimalne snage.

$$\sin \beta = \cos L \cos \delta \cos \omega + \sin L \sin \delta, \quad (3.1)$$

gdje su: L geografska širina posmatrane lokacije, δ ugao deklinacije Sunca i ω satni ugao. Ugao deklinacije Sunca se procjenjuje koristeći redni broj dana u godini (n):

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right]. \quad (3.2)$$

Satni ugao se definiše kao ugao potreban Zemlji da rotira da bi Sunce bilo iznad lokalnog meridijana, za proračun u stepenima koristi se sljedeća relacija:

$$\omega = 15 \cdot T_{dsp}, \quad (3.3)$$

gdje je sa T_{dsp} označeno vrijeme koje treba da protekne do solarnog podneva.

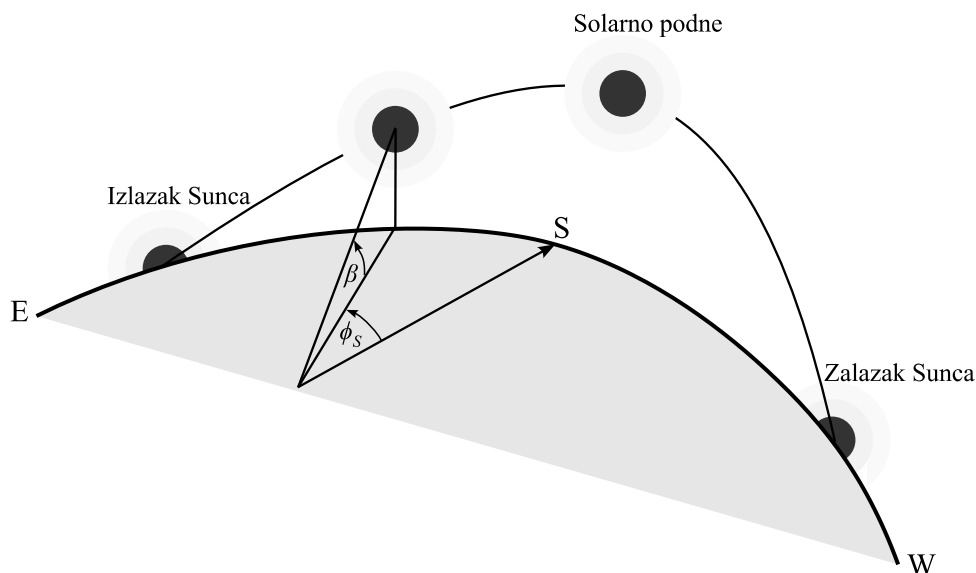
Ugao azimuta Sunca se računa iz relacije:

$$\sin \phi_s = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \beta}. \quad (3.4)$$

Za određivanje ugla azimuta koristimo funkciju arkus sinus. Ovdje treba napomenuti da proračun ugla azimuta nije jednoznačan budući da taj ugao može imati vrijednosti koje su manje od -90° i veće od 90° tokom proljeća i ljeta. Zbog toga, prilikom proračuna ugla azimuta izveden je izraz za testiranje:

$$\cos \omega \geq \frac{\tan \delta}{\tan L}. \quad (3.5)$$

Ako je navedena nejednakost tačna, ugao azimuta je $-90^\circ \leq \phi_s \leq 90^\circ$, a ako nije, onda je $\phi_s < -90^\circ$ ili $\phi_s > 90^\circ$.



Slika 3.2. Pozicija Sunca određena uglovima elevacije i azimuta [75]

3.2.2. Estimacija iradijanske horizontalne podloge

Estimacija iradijanske u ravni modula se vrši u dvije faze. Prvo se vrši generisanje vremenske serije iradijanske horizontalne podloge, a zatim se vrši preračunavanje te iradijanske u ravan fotonaponskog modula [77]. Generisanje vremenske serije iradijanske horizontalne podloge se vrši u nekoliko sukcesivnih koraka. Proces počinje učitavanjem 12 mjesečnih prosjeka dnevnog indeksa vedrine ($K_{t, sr, d}$). Prosječni dnevni indeks vedrine se definiše kao odnos srednjih dnevnih

insolacija na horizontalnu podlogu na površini Zemlje i ukupne insolacije van atmosfere Zemlje. Insolacija na horizontalnu podlogu izvan atmosfere se smatra determinističkom veličinom i može se proračunati, a srednje dnevne insolacije na površini Zemlje su dostupne na specijalizovanim aplikacijama kao što je PVGIS (engl. *Photovoltaic Geographic Information Service*) [78]. Iako se insolacija van atmosfere smatra determinističkom veličinom, zbog postojanja apsorpcije i rasijavanja u atmosferi, iradijansa koja doseže na površinu Zemlje je stohastička veličina. Nakon učitavanja prosječnih mjesečnih indeksa vedrine vrši se generisanje vremenske serije dnevnih indeksa vedrine na osnovu procedure date u [79]. Dnevni indeksi vedrine (K_t) se generišu na bazi pretpostavke da je indeks vedrine jedino u korelaciji sa vrijednošću indeksa vedrine iz prethodnog dana. Takođe, smatra se da je vjerovatnoća pojave pojedinih vrijednosti ista za sve lokacije koje imaju iste mjesečne prosjeke dnevnih indeksa vedrine. Za generisanje indeksa vedrine narednog dana na bazi indeksa vedrine prethodnog dana koristi se metoda Markovljevih matrica prelaza. Koristeći Markovljeve matrice prelaza i mjesečne prosjeke dnevnog indeksa vedrine moguće je generisati dnevne indekse vedrine za bilo koju lokaciju. Kompletan opseg mogućih vrijednosti mjesečnih prosjeka dnevnog indeksa vedrine je podijeljen u deset dijelova i za svaki dio je definisana Markovljeva matrica prelaza. Granične vrijednosti mjesečnih prosjeka dnevnog indeksa i odgovarajuće matrice prelaza su date u prilogu 1. Za svaku matricu prelaza definisana je minimalna i maksimalna vrijednost dnevnog indeksa vedrine. Element Markovljeve matrice prelaza na poziciji (i, j) definiše vjerovatnoću da se vrijednost indeksa vedrine nalazi u intervalu i pod pretpostavkom da je prethodnog dana bio u intervalu j . Izlaz ovog koraka je vještački generisana vremenska serija od 365 vrijednosti dnevnih indeksa vedrine. U narednom koraku se na osnovu dnevnih indeksa vedrine vrši generisanje časovnih indeksa.

Detaljna procedura za generisanje časovnih indeksa vedrine je data u [80], a ovdje će biti navedeni samo osnovni koraci. Procedura počinje računanjem satnih uglova u trenutku izlaska (ω_{IS}) i trenutku zalaska (ω_{ZS}) Sunca. Zatim se za tekući dan proračuna koeficijent autokorelacije prvog reda:

$$\phi_1 = 0,38 + 0,06 \cos(7,4K_t - 0,25). \quad (3.6)$$

Nakon ovoga za svaki čas u toku dana (h) po solarnom vremenu izvršavaju se sljedeći koraci:

1. Proračunava se satni ugao na početku, sredini i kraju tekućeg časa, kao i elevacioni ugao Sunca.
2. Proračunava se maksimalna vrijednost indeksa vedrine:

$$k_{cs} = 0,88 \cos\left(\pi \frac{h-12,5}{30}\right). \quad (3.7)$$

3. Proračunava se prosječni indeks vedrine:

$$k_m = \lambda + \varepsilon \cdot \exp\left(-\frac{\kappa}{\sin \beta}\right), \quad (3.8)$$

gdje je β elevacioni ugao Sunca, a pomoćne promjenljive se računaju na sljedeći način:

$$\lambda = -0,19 + 1,12K_t + 0,24e^{-8K_t}, \quad (3.9)$$

$$\varepsilon = 0,32 - 1,60(K_t - 0,5)^2, \quad (3.10)$$

$$\kappa = 0,19 + 2,27K_t^2 - 2,51K_t^3. \quad (3.11)$$

4. Proračunava se standardna devijacija pomoću izraza:

$$\sigma = A \cdot \exp\left[B(1 - \sin \beta)\right], \quad (3.12)$$

gdje su A i B pomoćne promjenljive:

$$A = 0,14 \cdot \exp\left[-20(K_t - 0,35)^2\right], \quad (3.13)$$

$$B = 3(K_t - 0,45)^2 + 0,16K_t^5. \quad (3.14)$$

5. Izvlači se slučajni broj iz normalne raspodjele čije je matematičko očekivanje jednako nuli a standardna devijacija je:

$$\sigma' = \sigma(1 - \phi_1^2)^{0,5}. \quad (3.15)$$

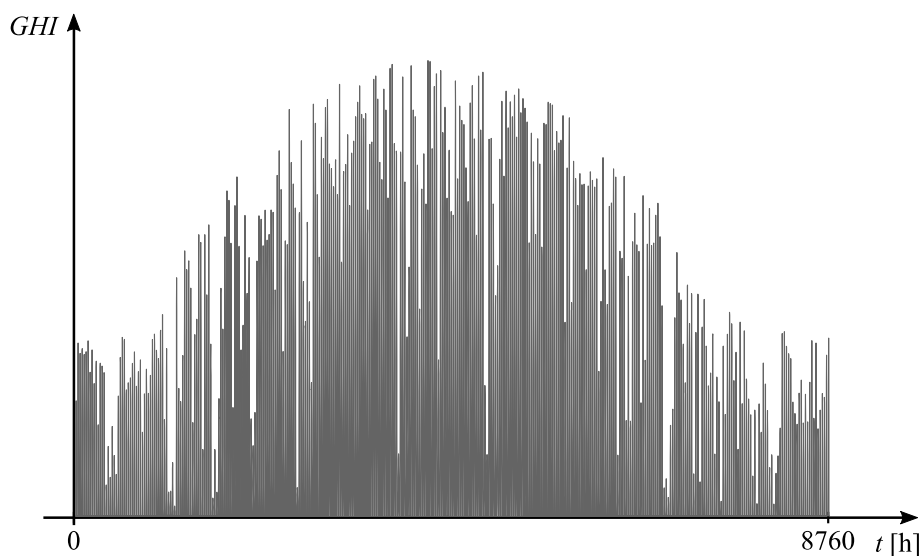
6. Proračunava se časovna vrijednost indeksa vedrine:

$$k_t = k_m + \sigma \cdot y, \quad (3.16)$$

gdje je:

$$y(h) = \phi_1 \cdot y(h-1) + R. \quad (3.17)$$

Prije prelaska na naredni čas, vrši se provjera da li je proračunata vrijednost časovnog indeksa vedrine realistična, odnosno da li je veća od nule i manja od maksimalno moguće proračunate u koraku 2. Ako se utvrdi da vrijednost indeksa vedrine nije realistična, procedura se vraća u korak 5 i ponovo se izvlači slučajni broj iz normalne raspodjele. Množenjem prosječne iradijance van atmosfere sa proračunatim indeksima vedrine dobija se vremenska serija globalne iradijance na horizontalnu podlogu (engl. *Global Horizontal Irradiance–GHI*) na površini zemlje. Primjer vremenske serije globalne iradijance na horizontalnu podlogu je prikazan na slici 3.3.



Slika 3.3. Primjer vremenske serije globalne iradijance na horizontalnu podlogu

3.2.3. Razdvajanje direktne i difuzne komponente iradijance

Iradijansa koja dopijeva na proizvoljno orijentisan fotonaponski modul računa se kao suma direktne, difuzne i reflektovane komponente. Da bi se prethodno generisana globalna iradijansa preračunala u ravan fotonaponskog modula, potrebno je prvo izvršiti dekompoziciju globalne iradijance na direktnu (G_{BH}) i difuznu (G_{DH}), a zatim svaku posebno svesti u ravan fotonaponskog modula. Dekompozicija se obično vrši tako što se procjenjuje udio difuzne komponente u globalnoj iradijansi korišćenjem analitičkih relacija. Postoji veliki broj modela za dekompoziciju direktne i difuzne iradijance [81], od svih njih model koji su razvili *Boland–Ridli–Lore* ili BRL model [82] je pokazao najbolje rezultate. Udio difuzne komponente se procjenjuje koristeći sljedeću relaciju:

$$k_d = \frac{1}{1 + \exp(-5,38 + 6,63k_t + 0,006AST - 0,007\beta + 1,75K_t + 1,31\psi)}, \quad (3.18)$$

gdje su: k_t časovni indeks vedrine, AST solarno vrijeme u minutama, β elevacioni ugao Sunca, K_t dnevni indeks vedrine i ψ indeks postojanosti indeksa vedrine definisan na sljedeći način:

$$\psi = \begin{cases} \frac{k_{t-1} + k_{t+1}}{2}, & t_{IS} < t < t_{ZS} \\ k_{t-1}, & t = t_{IS} \\ k_{t+1}, & t = t_{ZS} \end{cases}, \quad (3.19)$$

gdje su: t_{IS} trenutak izlaska Sunca, t_{ZS} trenutak zalaska Sunca, a sa -1 odnosno +1 su označeni indeksi prethodnog odnosno narednog časa. Kada se proračuna udio difuzne komponente, difuzna iradijansa se računa na sljedeći način:

$$G_{DH} = d_k \cdot GHI, \quad (3.20)$$

dok je ostatak direktna komponenta na horizontalnu podlogu:

$$G_{BH} = GHI - G_{DH}. \quad (3.21)$$

3.2.4. Proračun iradijanse u ravni fotonaponskog modula

Iradijansa koja dopijeva na površinu fotonaponskog modula se može zapisati kao zbir tri komponente:

$$G_C = G_{BC} + G_{DC} + G_{RC}, \quad (3.22)$$

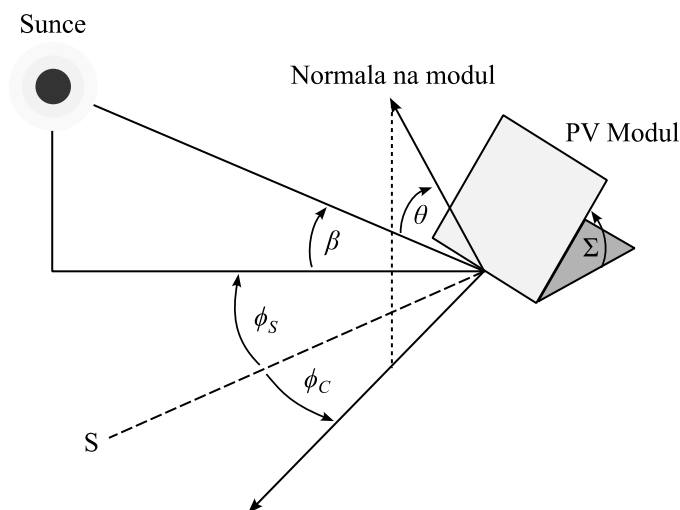
gdje su: G_{BC} direktna iradijansa, G_{DC} difuzna iradijansa i G_{RC} reflektovana iradijansa u ravni fotonaponskog modula. Direktna iradijansa u ravni fotonaponskog modula se proračunava pomoću odgovarajuće geometrijske transformacije. Na osnovu prethodno proračunate iradijanse na horizontalnu podlogu prvo se proračunava iradijansa na normalnu podlogu uvažavajući ugao elevacije Sunca, a zatim se preračunava u ravan fotonaponskog modula. Relacija koja se koristi za ova preračunavanja je:

$$G_{BC} = G_{BH} \frac{\cos \theta}{\sin \beta}, \quad (3.23)$$

gdje θ označava ugao incidencije, tj. ugao između normale fotonaponskog modula i pravca pružanja sunčevih zraka. Ugao incidencije zavisi od međusobnog položaja fotonaponskog modula i položaja Sunca:

$$\cos \theta = \cos \beta \cos(\phi_s - \phi_c) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma, \quad (3.24)$$

gdje su: ϕ_c ugao azimuta kolektora i Σ nagib kolektora u odnosu na horizontalnu podlogu. Ilustracija navedenih uglova za proizvoljno orijentisan fotonaponski modul je prikazana na slici 3.4.



Slika 3.4. Ugao zračenja na proizvoljno orijentisan fotonaponski modul [75]

Proračun difuzne komponente je nešto komplikovaniji budući da difuzno zračenje ne dolazi iz svih pravaca nebeskog svoda ravnomjerno. Veći intenzitet zračenja je prisutan iz pravca sunčevog diska i oblasti u blizini linije horizonta. Da bi se to obuhvatilo, potrebno je koristiti anizotropni model difuznog zračenja. U ovom radu je korišćen *Perez*-ov anizotropni model [83]. Difuzna komponenta u ravni fotonaponskog modula, ako je poznata difuzna komponenta na horizontalnu podlogu, računa se na sljedeći način:

$$G_{DC} = G_{DH} \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \cdot \sin \Sigma \right], \quad (3.25)$$

gdje su a , b , F_1 i F_2 koeficijenti. Koeficijenti a i b se određuju na sljedeći način:

$$a = \max(0, \cos \theta), \quad (3.26)$$

$$b = \max(\cos 85^\circ, \cos \theta_z), \quad (3.27)$$

gdje je θ_z zenitni ugao Sunca (ugao koji je komplementaran uglu elevacije Sunca). Koeficijenti F_1 i F_2 izražavaju stepen anizotropije i proračunavaju se u nekoliko koraka. Prvo se proračuna stepen vedrine definisan relacijom:

$$\varepsilon = \frac{\frac{G_{DH} + G_B}{G_{DH}} + \kappa \cdot \theta_z^3}{1 + \kappa \cdot \theta_z^3}, \quad (3.28)$$

gdje je κ konstanta koja iznosi $5,535 \times 10^{-6}$ ukoliko je zenitni ugao Sunca dat u stepenima, odnosno 1,041 ako je dat u radijanima. Stepenn vedrine je klasifikovan u osam kategorija čije su granice date u tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Kategorije stepena vedrine

Kategorija	Donja granica ε	Gornja granica ε
1	1	1,065
2	1,065	1,230
3	1,230	1,500
4	1,500	1,950
5	1,950	2,800
6	2,800	4,500
7	4,500	6,200
8	6,200	—

Nakon određivanja kategorije na osnovu stepena vedrine, iz tabele 3.2 uzimaju se pomoćne promjenljive f_{11} do f_{23} na osnovu kojih se računaju koeficijenti F_1 i F_2 .

Tabela 3.2. Vrijednosti pomoćnih *Perez*-ovih koeficijenata

Kategorija	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1	-0,008	0,588	-0,062	-0,06	0,072	-0,022
2	0,13	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
3	0,33	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
4	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
5	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
6	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
7	1,06	-1,6	-0,359	0,264	-1,127	0,131
8	0,678	-0,327	-0,25	0,156	-1,377	0,251

Koeficijenti F_1 i F_2 se računaju na sljedeći način:

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12} \cdot \Delta + \frac{\pi \cdot \theta_z}{180^\circ} f_{13} \right) \right], \quad (3.29)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22} \cdot \Delta + \frac{\pi \cdot \theta_z}{180^\circ} f_{23}, \quad (3.30)$$

pri čemu je:

$$\Delta = m \frac{G_{DH}}{G_0}, \quad (3.31)$$

gdje je sa m označen odnos vazdušne mase.

Reflektovana komponenta iradijance predstavlja zračenje koje se reflektuje od površine zemlje i dopijeva na fotonaponski modul. Stoga, reflektovana komponenta zavisi od GHI, od koeficijenta refleksije i položaja fotonaponskog modula:

$$G_{RC} = \rho \cdot GHI \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right), \quad (3.32)$$

gdje je sa ρ označen koeficijent refleksije.

3.2.5. Proračun raspoložive snage fotonaponskog sistema

Proračun raspoložive snage fotonaponskog sistema se vrši u dva koraka. Prvo se proračunava raspoloživa snaga fotonaponskog modula, a zatim se proračunava AC snaga na invertoru. Raspoloživom snagom fotonaponskog modula se smatra maksimalna snaga koja se može dobiti u određenom trenutku pod datim meteorološkim uslovima. Snaga fotonaponskog sistema prvenstveno zavisi od iradijance i temperature, pored karakteristika samog fotonaponskog sistema, i računa se na sljedeći način [85]:

$$P_{PV,DC} = P_{STC} \frac{G_C}{1000 \text{ W/m}^2} \left[1 + \frac{\gamma}{100} (T_c - 25) \right] f_{loss}, \quad (3.33)$$

gdje su: P_{STC} ukupna snaga svih modula u fotonaponskom sistemu pri standardnim uslovima ispitivanja (engl. *Standard Test Conditions*), γ [%/°C] koeficijent promjene snage fotonaponskog modula pri promjeni temperature modula, T_c je temperatura fotonaponskog modula i f_{loss} je

koeficijent gubitaka pomoću kojeg se uvažavaju gubici koji nisu detaljno modelovani, kao što su gubici usljed zaprljanosti, neusklađenosti i sjenčenja modula, kao i gubici u DC provodnicima.

Snaga na izlazu invertora, koja je raspoloživa za injektiranje u mrežu, dobija se ponderisanjem DC snage fotonaponskog sistema koeficijentom iskorišćenja invertora:

$$P_{PV} = \eta_{inv} \cdot P_{PV,DC}, \quad (3.34)$$

gdje je η_{inv} stepen iskorišćenja invertora koji zavisi od koeficijenta opterećenja invertora, odnosa DC i AC snage invertora i nominalnog stepena iskorišćenja [85].

3.3. Proračun temperature fotonaponskih modula

Vremenske serije temperature fotonaponskih modula se generišu u bloku temperature (slika 3.1). Temperatura fotonaponskih modula se procjenjuje na osnovu ambijentalne temperature i iradijance. Dakle, prvo se vrši generisanje časovne vremenske serije ambijentalne temperature, nakon čega se vrši estimacija temperature fotonaponskog modula. Generisanje vremenske serije ambijentalne temperature se vrši u dva koraka [77]. U prvom koraku se vrši generisanje vremenske serije prosječne dnevne temperature, a zatim se u drugom koraku generišu časovne vrijednosti dnevne temperature. Prilikom generisanja prosječne dnevne temperature pretpostavlja se da prosječna dnevna temperatura ima sinusni trend. Kako se ipak prosječna dnevna temperatura razlikuje od godine do godine, uvodi se da amplituda sinusoide i prosječna dnevna temperatura mijenjaju svoje vrijednosti po nezavisnim normalnim raspodjelama. Godišnji trend prosječne dnevne temperature se određuje iz sljedeće relacije:

$$\bar{T}_{i,trend} = N_1(\bar{T}_a, \sigma_T) + \frac{A_{n,i}}{A_c} N_2(A_c, \sigma_a) \sin \left[\frac{2\pi(\psi + \text{mod}(i, 365) - 0,5)}{365} \right], \quad (3.35)$$

gdje je N_1 slučajni broj izvučen iz normalne raspodjele (matematičkog očekivanja \bar{T}_a i standardne devijacije σ_T) kojim se određuje prosječna godišnja temperatura, N_2 je slučajni broj izvučen iz normalne raspodjele (matematičkog očekivanja A_c i standardne devijacije σ_a) kojim se definiše amplituda trenda prosječne dnevne temperature, $A_{n,i}$ je promjenljiva kojom se mijenja amplituda trenda (A_c se uzima tokom vedrih dana, A_o tokom oblačnih) i ψ je parametar kojim se definiše dan u godini kada je javlja maksimalna vrijednost trenda. Koristeći trend prosječne dnevne temperature i autoregresiju prvog reda računa se prosječna dnevna temperatura:

$$\bar{T}_i = \bar{T}_{i,trend} + \phi(\bar{T}_{i-1} - \bar{T}_{i-1,trend}) + N_3(0, \sigma_m), \quad (3.36)$$

gdje je ϕ autoregresivni koeficijent (uzima vrijednosti iz opsega $[0,1)$), a N_3 je slučajni broj izvučen iz normalne raspodjele (čije je matematičko očekivanje 0 i standardna devijacija σ_m) kojim se uvažava postojanje šokova dnevnih temperatura.

Minimalna i maksimalna dnevna temperatura se takođe posmatraju kao slučajne promjenljive. Generišu se tako što se od prosječne dnevne temperature oduzme odnosno doda broj izvučen iz log-normalne raspodjele:

$$\begin{aligned} T_{i,min} &= \bar{T}_i - e^{N_4(\mu_f, \sigma_{f,n})} \\ T_{i,max} &= \bar{T}_i + e^{N_4(\mu_f, \sigma_{f,n})} \end{aligned} \quad (3.37)$$

gdje su μ_f i $\sigma_{f,n}$ srednja vrijednost i standardna devijacija prirodnog logaritma fluktuacije dnevne temperature [86].

Za interpolaciju dnevne promjene temperature između prethodno generisane minimalne i maksimalne vrijednosti koristi se metodologija razvijena u [87]. Kompletan dan se podijeli na

četiri segmenta označena slovima od A do D (slika 3.5.) i za svaki segment se koristi različita funkcija za interpolaciju:

- Segment A (interval od ponoći do izlaska Sunca) se modeluje parabolom:

$$T(h) = T_{s-1} + \Delta_I (h + 24 - H_s)^z. \quad (3.38)$$

- Segment B (interval od izlaska Sunca do časa kada dnevna temperatura dostiže maksimalnu vrijednost) se modeluje sinusoidom:

$$T(h) = T_{min} + \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \left[1 + \sin \left(\frac{\pi(h - H_{min})}{H_{max} - H_{min}} - \frac{\pi}{2} \right) \right]. \quad (3.39)$$

- Segment C (interval od najtoplijeg časa do zalaska Sunca) se takođe modeluje sinusoidom:

$$T(h) = T_s + (T_{max} - T_s) \cdot \sin \left[\frac{\pi}{2} \left(1 + \frac{h - H_{max}}{H_s - H_{max}} \right) \right]. \quad (3.40)$$

- Segment D (interval od zalaska Sunca do ponoći) se modeluje parabolom:

$$T(h) = T_s + \Delta_{II} (h - H_s)^z. \quad (3.41)$$

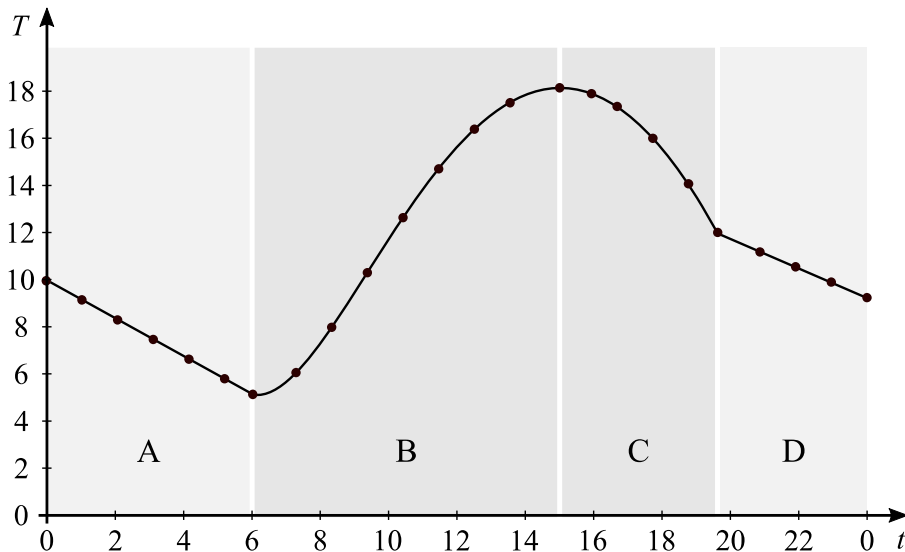
Pomoćne promjenljive korišćene u prethodnim izrazima su:

$$T_s = T_{max} - 0,39(T_{max} - T_{min+1}), \quad (3.42)$$

$$\Delta_I = \frac{T_{min} - T_{s-1}}{(H_{min} + 24 - H_s)^z}, \quad (3.43)$$

$$\Delta_{II} = \frac{T_{min+1} - T_s}{(H_{min} + 24 - H_s)^z}, \quad (3.44)$$

gdje su: H_{min} , H_{max} časovi u toku dana kada se javlja minimalna i maksimalna dnevna temperatura, H_s čas u toku dana kada Sunce izlazi, T_{min} i T_{max} su minimalna i maksimalna dnevna temperatura, T_s temperatura u času kada Sunce izlazi, z je parametar koji zavisi od toga da li je noć vedra ili ne (ako je noć vedra uzima se 0,5 a ako nije 1). Da li je noć vedra ili oblačna procjenjuje na osnovu dnevnog indeksa vedrine.



Slika 3.5. Primjer interpolacije dnevne promjene temperature

Nakon generisanja časovne vrijednosti dnevne temperature vrši se proračun temperature fotonaponskih modula koristeći NOCT model:

$$T_{module} = T + \frac{G_c}{800 \text{ W/m}^2} (NOCT - 20), \quad (3.45)$$

gdje je *NOCT* nominalna radna temperatura fotonaponske ćelije (engl. *Normal Operating Cell Temperature*) definisana za iradijansu od 800 W/m², temperaturu ambijenta od 20°C i brzinu vjetra od 1 m/s.

3.4. Proračun potrošnje električne energije

Vremenska serija potrošnje električne energije se generiše u bloku potrošnje. Dijagram opterećenja potrošača varira u zavisnosti od tipa potrošača, posmatranog trenutka u toku dana, dana u toku sedmice i sedmice u toku godine. Detaljni hronološki podaci o potrošnji različitih potrošača obično nisu dostupni, pa se pribjegava vještačkom generisanju dijagrama opterećenja. Kako dijagrami opterećenja pokazuju određene obrasce ponašanja, ali i nepredviđene devijacije, jedan od načina za generisanje hronološkog dijagrama opterećenja je uvažavanje sljedećih promjena:

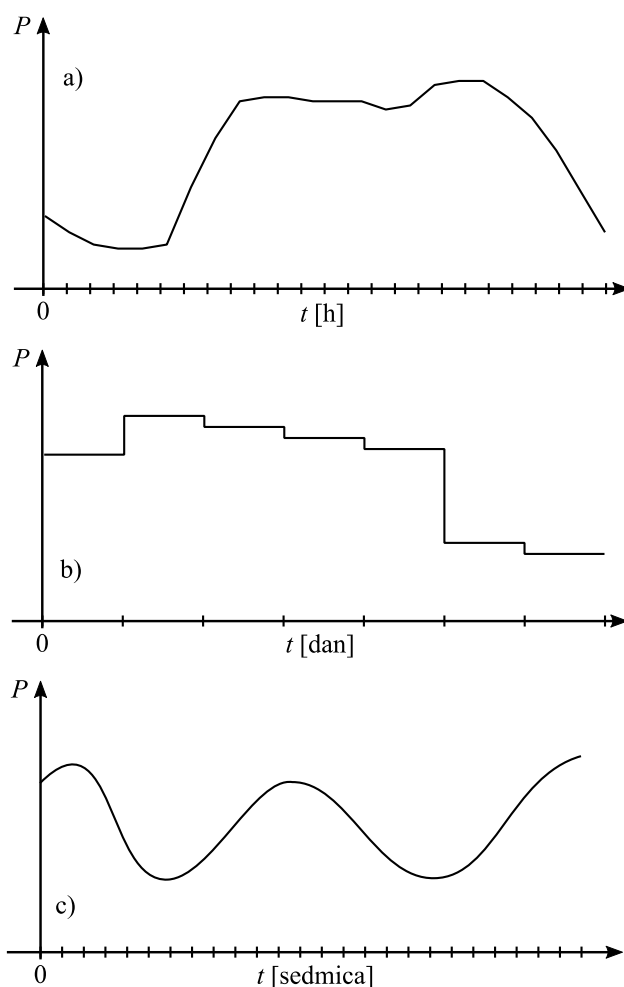
- satne promjene opterećenja u toku dana,
- vršne dnevne promjene u toku sedmice,
- vršne sedmične promjene u toku godine.

Primjeri navedenih promjena opterećenja su prikazani na slici 3.6. Dijagram satne dnevne promjene opterećenja u toku dana (slika 3.6a) se koristi za obuhvatanje dnevne promjene potrošnje koja prvenstveno zavisi od tipa potrošača koji se napaja, pa tu razlikujemo dnevne dijagrame opterećenja za rezidencijalne, komercijalne i industrijske potrošače. Vršne dnevne promjene u toku sedmice (slika 3.6b) su bitne jer uzimaju u obzir promjenu opterećenja tokom dana u sedmici, gdje je posebno izraženo odstupanje vikenda od radnih dana. Pored ovog, značajna promjena opterećenja se javlja i tokom godine zbog uticaja, prvenstveno godišnjih doba (slika 3.6c). Promjena opterećenja tokom godine se uzima u obzir posmatrajući vršne sedmične promjene opterećenja.

Jedan od pristupa za generisanje hronološkog dijagrama opterećenja zasniva se na primjeni sljedećeg izraza [88], [89]:

$$S_p(t) = S_m \cdot k_w(t_w) \cdot k_d(t_d) \cdot k_h(t_h) \cdot N(1, \sigma_L), \quad (3.46)$$

gdje je S_m prosječna vršna snaga posmatranog tipa potrošača, k_w koeficijent relativne promjene vršne sedmične snage u toku godine, k_d koeficijent relativne vršne dnevne promjene u toku sedmice, k_h koeficijent relativne satne promjene opterećenja u toku dana i $N(1, \sigma_L)$ slučajan broj izvučen iz normalne raspodjele (čije je matematičko očekivanje 1, a standardna devijacija σ_L) kojim se uzima u obzir stohastički karakter potrošača. Krive dnevne, sedmične i godišnje promjene opterećenja se mogu estimirati analizom konkretnih dijagrama opterećenja ili usvojiti tipične vrijednosti (oblici).



Slika 3.6. Primjer promjene opterećenja a) satne promjene opterećenja u toku dana, b) vršne dnevne promjene u toku sedmice i c) vršne sedmične promjene u toku godine

3.5. Proračun cijene električne energije

Vremenska serija cijene električne energije na satnom nivou treba da odrazi obrasce ponašanja koji su vođeni ponudom i potražnjom električne energije. Ti obrasci treba da uključe sezonske, sedmične i dnevne varijacije cijene električne energije na koje utiču vremenski uslovi, dani u sedmici i ljudska aktivnost [90]. Cijene takođe pokazuju trend vraćanja srednjoj vrijednosti (engl. *mean reversion*) i povremene skokove uzrokovane poremećajima u snabdijevanju i niske elastičnosti potražnje [91].

U ovoj disertaciji vremenske serije cijene električne energije generišu se na osnovu istorijskih podataka koji služe za procjenu dnevnih profila, sezonskih trendova i parametara MRJD (*Mean-Reverting Jump Diffusion*) modela. Prosječne dnevne cijene električne energije (c_d) se mogu zapisati na sljedeći način:

$$\ln(c_d(t_d)) = g(t_d) + p(t_d), \quad (3.47)$$

gdje je t_d redni broj dana u godini, $g(t_d)$ deterministička sezonska funkcija, a $p(t_d)$ je stohastički proces koji je modelovan sa MRJD [92]:

$$dp(t_d) = (\alpha - \beta p(t_d))dt_d + \sigma_p dW(t_d) + Jdq(t_d), \quad (3.48)$$

gdje je sa $W(t_d)$ označeno *Brown*-ovo kretanje koje opisuje male fluktuacije (proporcionalne σ_p) oko dugoročne srednje vrijednosti α/β , $q(t_d)$ je *Poisson*-ov proces koji predstavlja rijetke skokovite promjene ponderisane sa J (izvlači se iz normalne raspodjele čije je matematičko

očekivanje μ , a standardna devijacija γ). Koeficijenti MRJD modela su estimirani koristeći funkciju razvijenu u [92].

Deterministička sezonska promjena cijene električne energije je definisana na sljedeći način:

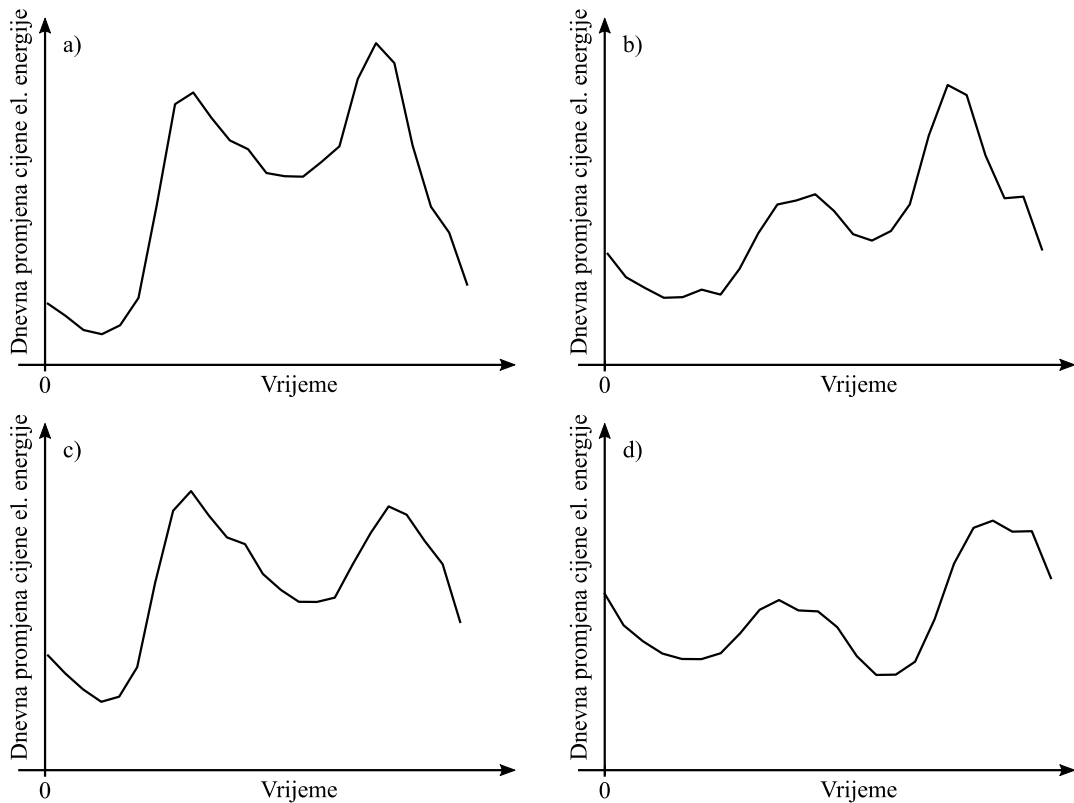
$$g(t_d) = g_y(t_d) + \sum_{j=1}^7 c_j \mathbf{1}(t_d \in \text{day}_j), \quad (3.49)$$

gdje je sa g_y označen godišnji obrazac, a sa c_j sedmični obrazac (definisan sa sedam vrijednosti – svaki dan po jedna vrijednost). Izraz $\mathbf{1}(t_d \in \text{day}_j)$ označava da se samo jedan koeficijent uzima i to onaj koji odgovara rednom boju dana u sedmici. Godišnji obrazac je definisan sljedećim izrazom:

$$g_y(t_d) = \sum_{n \in \{1,2,4\}} \left(a_n \sin\left(\frac{n \cdot \pi \cdot t_d}{365}\right) + b_n \cos\left(\frac{n \cdot \pi \cdot t_d}{365}\right) \right) + c \cdot t_d + d, \quad (3.50)$$

gdje su a_n , b_n , c i d koeficijenti.

U narednom koraku se na prosječne dnevne cijene električne energije superponiraju časovne promjene u toku dana. Da bi se obuhvatili različiti efekti koji utiču na satnu primjenu cijene električne energije, dani u toku godine su podijeljeni u četiri grupe, gdje se razlikuju satne promjene za radne dane i dane vikenda, kao i za zimske (Oktobar–Mart) i ljetne (April–Septembar) dane [92]. Primjer satnih promjena cijene električne energije u toku dana je prikazan na slici 3.7.



Slika 3.7. Primjer dnevne promjene cijene električne energije a) u toku zimskog radnog dana, b) vikenda u toku zime c) u toku ljetnog radnog dana i d) vikenda u toku ljeta.

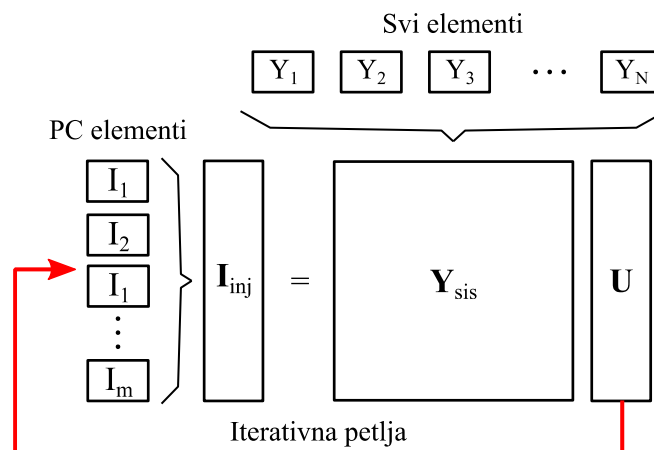
3.6. Proračun tokova snaga

Svrha ovog bloka je proračun opterećenja vodova i napona u čvorovima mreže. U simulatoru prikazanom na slici 3.1. navedeno je da se u okviru ovog bloka vrši proračun ograničenja snage distribuiranog izvora (PV sistema ili baterije) kako ne bi došlo do narušavanja pogonskih ograničenja mreže. Međutim, u ovom dijelu ćemo se zadržati samo na proračunu tokova snaga, a način proračuna ograničenja snage će biti detaljno izložen u narednim dijelovima ovog rada.

Proračun tokova snaga se može vršiti u različitim softverskim alatima. U ovom simulatoru je usvojeno da se proračun tokova snaga vrši u specijalizovanom softverskom alatu OpenDSS (*Open-Source Distribution System Simulator*) koji je razvio EPRI (*Electric Power Research Institute*) [94]. Stoga, način proračuna tokova snaga će biti prikazan na način kako se vrši proračun u navedenom programu. Za komunikaciju sa drugim programima koji se mogu koristiti za generisanje vremenskih serija i obradu podataka, tj. za slanje i primanje podataka iz OpenDSS-a obično se koristi COM interfejs.

Proračun tokova snaga se može izvršiti iterativnim ili direktnim proračunom. Pri iterativnom proračunu svi nelinearni elementi se modeluju strujnim izvorima, a pri direktnom proračunu svi elementi se modeluju linearnim pasivnim elementima. Stoga je direktni proračun manje tačan i koristi se za proračun početnog rješenja u iterativnom procesu. Iterativni proračun se može izvršiti na dva načina, korišćenjem metoda injektiranja struja i *Newton*-ovog metoda. Metod injektiranja struja je brži, dok je *Newton*-ov mnogo robusniji i koristi se za kompleksnije proračune. Metod injektiranja struja je relativno jednostavan iterativni metod fiksne tačke koji daje zadovoljavajuće rezultate za većinu proračuna u distributivnim sistemima u kojima postoji bar jedan stabilan izvor velike snage. Zbog svoje brzine ovaj metod se preporučuje za proračun tokova snaga u sekvencijalnim simulacijama [95].

U OpenDSS-u postoje dvije osnovne grupe elemenata: elementi koji prenose energiju (engl. *Power Delivery Elements*) i elementi koji vrše konverziju električne energije u neki drugi vid ili obrnuto (engl. *Power Conversion Elements*). Elementi koji prenose energiju su standardni elementi mreže koji se mogu modelovati matricom admitansi. Elementi koji vrše konverziju energije (izvori i potrošači) se tipično modeluju *Norton*-ovim ekvivalentom, tj. konstantnom admitansom i strujnim izvorom. Vrijednost admitanse se, obično, ne mijenja tokom proračuna da se ne bi matrica admitansi sistema mijenjala. Nelinearnost elementa se uvažava promjenom struje strujnog izvora (kompenzacione struje). Nakon formiranja matrica admitansi za sve elemente posebno, formira se matrica admitansi za sistem i vektor struja injektiranja, koji uključuje i kompenzacione struje te se vrši iterativni proračun. Iterativni proračun se tipično završava kada promjena napona u čvorovima u toku iteracije bude manja od 10^{-4} r.j. Principijelna šema iterativnog postupka je prikazana na slici 3.8.



Slika 3.8. Principijelna šema iterativnog postupka [95].

Početno rješenje se dobija iz direktnog proračuna $\mathbf{I}_{inj} = \mathbf{Y}_{sis} \cdot \mathbf{U}$, gdje su potrošači i generatori modelovani linearnim pasivnim ekvivalentima. Vektor struja injektiranja zavisi od napona u čvorovima i u svakoj iteraciji se mijenja. U suštini, osnovni zadatak proračuna tokova snaga se svodi na rješavanje nelinearne matrice jednačine:

$$\mathbf{I}_{inj}(\mathbf{U}) = \mathbf{Y}_{sis} \cdot \mathbf{U}, \quad (3.51)$$

gdje je \mathbf{Y}_{sis} matrica admitansi sistema, \mathbf{U} vektor napona u čvorovima i \mathbf{I}_{inj} vektor struja injektiranja. Za rješavanje matrice jednačina (3.51) koristi se metod fiksne tačke koji se može zapisati na sljedeći način:

$$\mathbf{U}_{n+1} = [\mathbf{Y}_{sis}]^{-1} \mathbf{I}_{inj}(\mathbf{U}_n), \quad (3.52)$$

gdje n označava broj iteracije.

Nakon proračuna tokova snaga za svaki čas u toku godine, proračunava se i vremenska serija injektirane električne energije u distributivnu mrežu. Množenjem sume satnog injektiranja fotonaponskih sistema (ako ih ima više) sa cijenom električne energije u posmatranom času dobija se prihod od prodaje električne energije. Ukupan prihod na nivou godine je suma prihoda pojedinih časova:

$$B_{tot} = \sum_{t=1}^{8760} c_{en}(t) \cdot \text{sum}(\mathbf{P}_{inj}(t)), \quad (3.53)$$

gdje je $c_{en}(t)$ cijena električne energije u času t , a \mathbf{P}_{inj} vektor koji je sačinjen od snaga injektiranja pojedinih PV sistema.

Na kraju se vrši generisanje talasnih oblika karakterističnih promjenljivih, funkcija gustine vjerovatnoće i empirijskih kumulativnih funkcija raspodjele. Pored toga, osnovni rezultat sekvencijalnog Monte Karlo simulatora je matematičko očekivanje godišnjeg prihoda od prodaje električne energije koje se dalje koristi kao ulazni parametar u ekonomskom proračunu. Takođe, bitan podatak je i vjerovatnoća narušavanja pogonskih ograničenja mreže ako se razmatra fotonaponski sistem u kome se prati tačka maksimalne snage.

4. OPTIMIZACIJA PV SISTEMA I SISTEMA ZA SKLADIŠTENJE ENERGIJE

U ovom poglavlju je razmatrana optimalna integracija PV sistema iz perspektive investitora u distributivnu srednjenaponsku mrežu gdje se fleksibilnost PV sistema ostvaruje kontinualnim ograničavanjem snage PV sistema i korišćenjem baterija za skladištenje energije. Takođe, kako je ovo nestandardno rješenje, rezultati su upoređeni sa konvencionalnim rješenjima koja se zasnivaju na praćenju tačke maksimalne snage PV sistema i korišćenju baterija za skladištenje energije.

4.1. Proračun snage injektiranja

U sekciji 3.6 izložen je proračun tokova snaga kada su poznate snage injektiranja pojedinih fotonaponskih sistema. Kako bismo upotpunili proračun, u ovom dijelu je data procedura za proračun snage injektiranja u mrežu u zavisnosti koja konfiguracija sistema i način regulacije se koristi kako bi se ispunila sva pogonska ograničenja. Posmatraju se sljedeći slučajevi:

- PV sistem u kome se vrši praćenje tačke maksimalne snage,
- PV sistem u kome se vrši kontinualno ograničavanje snage proizvodnje,
- PV sistem u kome se vrši praćenje tačke maksimalne snage, a fleksibilnost se ostvaruje korišćenjem baterija za skladištenje energije i
- PV sistem u kome se vrši kontinualno ograničavanje snage proizvodnje, a dodatna fleksibilnost se ostvaruje korišćenjem baterija za skladištenje energije.

4.1.1. Proračun snage injektiranja u PV sistemima sa MPPT

Ako PV sistem nema mogućnost nikakvog upravljanja, odnosno ako se samo prati tačka maksimalne snage, u mrežu se mogu priključiti samo one vrijednosti snaga PV sistema pri kojima su u svakom razmatranom scenariju Monte Karlo simulacije ispunjeni svi pogonski uslovi. Osnovni uslovi koji moraju biti zadovoljeni se odnose na prenosnu moć vodova i napone u čvorovima mreže. Što se tiče prenosne moći vodova, tu je ograničenje jasno (snaga koja se prenosi vodom mora biti manja ili jednaka maksimalnoj snazi), a što se tiče napona u čvorovima, tu može biti različitih zahtjeva. Ograničenja se mogu odnositi na maksimalnu vrijednost napona u svakom trenutku ili samo u određenim trenucima. Na primjer, norma EN50160 definiše da napon u srednjenaponskoj mreži mora biti u opsegu $\pm 10\%$ u odnosu na nominalnu vrijednost 95% vremena u toku sedmice [99]. U većini ostalih standarda zahtijeva se nešto viši procenat ili čak kompletan interval vremena u toku sedmice da napon bude u definisanim granicama. Primjeri ograničenja napona u različitim standardima i državama su prikazani u tabeli 4.1. Ograničenja koja se posmatraju u ovoj disertaciji su:

$$\mathbf{I}(t) \leq \mathbf{I}_{max} \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, 8760\}, \quad (4.1)$$

$$\|\mathbf{U}(t)\|_{\infty} \leq U_{max} \quad 95\% \text{ vremena u toku sedmice}, \quad (4.2)$$

gdje je $\mathbf{I}(t)$ vektor struja po granama mreže u trenutku t , \mathbf{I}_{max} maksimalne struje po granama mreže, $\mathbf{U}(t)$ je vektor napona u čvorovima mreže u trenutku t , a U_{max} je maksimalna dozvoljena vrijednost napona po standardu EN50160. Dakle, snaga injektiranja fotonaponskih sistema koja se dalje

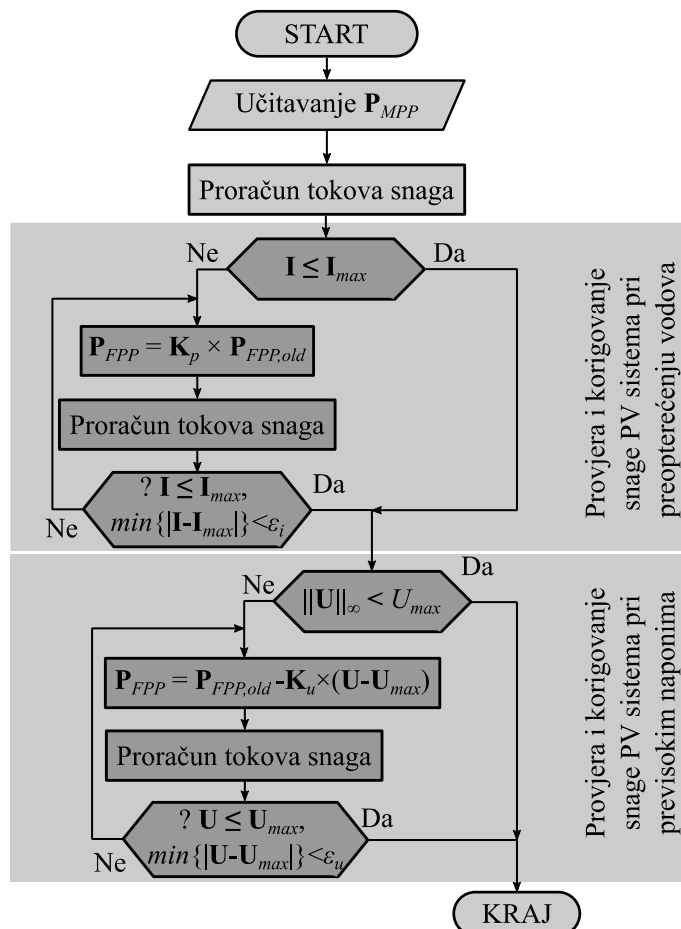
koristi za ekonomsku analizu se proračunava samo ako su zadovoljeni uslovi dati relacijama (4.1) i (4.2), a ako nisu, prelazi se na proračun novog seta ulaznih podataka.

Tabela 4.1. Dozvoljena odstupanja napona od nominalne vrijednosti [53]

Standard / država	Odstupanje napona	Procenat vremena u toku sedmice
EN 50160 [99]	±10%	≥ 95%
Australija [100]	+10 / -6%	≥ 98%
Srbija [101]	±10%	100%
Danska	±5%	100%
Brazil	+5/-7%	≥ 95%
Kanada	±6%	100%
Amerika	±5%	100%

4.1.2. Proračun snage injektiranja u PV sistemima sa FPPT

Ako se fotonaponskim sistemom može fleksibilno upravljati, onda se u suštini bilo koji sistem može priključiti u mrežu jer se snaga injektiranja u mrežu može ograničiti prema radnim režimima i ograničenjima mreže. Da bi se ovo moglo realizovati, potrebno je u određenim slučajevima ograničiti maksimalnu snagu fotonaponskih sistema. Nakon proračuna tokova snaga za određeni čas u toku godine, provjeravaju se ograničenja (4.1) i (4.2). Ako ograničenja nisu narušena, proračunata snaga fotonaponskih sistema se injektira u mrežu, a ako su narušena ograničenja, onda se vrši redukovanje snaga fotonaponskih sistema prema algoritmu prikazanom na slici 4.1.



Slika 4.1. Dijagram toka proračuna ograničenja snage PV sistema

U opštem slučaju ograničenja koja mogu biti narušena se mogu odnositi na prenosnu moć vodova ili na napone u čvorovima. U algoritmu za proračun ograničenja snage PV sistema prvo se vrši provjera prenosne moći vodova, a zatim se provjerava da li su naponi u dozvoljenim granicama. Dakle, ako se utvrdi da su struje po vodovima veće od maksimalno dozvoljenih, vrši se redukovanje snage PV sistema:

$$\mathbf{P}_{FPP}(t) = \mathbf{K}_p(t) \times \mathbf{P}_{FPP,old}(t), \quad (4.3)$$

gdje su: \mathbf{P}_{FPP} vektor snaga PV sistema pri fleksibilnom upravljanju, $\mathbf{P}_{FPP,old}$ je vektor snaga PV sistema pri fleksibilnom upravljanju proračunat u prethodnoj iteraciji (u prvoj iteraciji je jednak vektoru koji se dobija za MPPT način upravljanja \mathbf{P}_{MPP}), t je vrijeme u časovima, a vektor koeficijenata je:

$$\mathbf{K}_p = \mathbf{I}_{max} \div \mathbf{I}, \quad (4.4)$$

gdje je \div označeno dijeljenje vektora, a \times množenje vektora element po element. Vektor \mathbf{P}_{FPP} se iterativno proračunava sve dok se ne ispune sljedeći uslovi:

$$\mathbf{I}(t) < \mathbf{I}_{max} \quad \wedge \quad \min\{|\mathbf{I}(t) - \mathbf{I}_{max}|\} < \varepsilon_i, \quad (4.5)$$

gdje je ε_i maksimalno odstupanje struje kritičnog voda od maksimalne vrijednosti struje. Prvi dio uslova (4.5) se odnosi na to da struja kritičnog voda / vodova mora biti manja od maksimalno dozvoljene, a drugi uslov se odnosi na to može biti samo za ε_i manja od maksimalne vrijednosti kako bi se iskoristio prenosni kapacitet voda.

Nakon zadovoljenja svih ograničenja koja se odnose na prenosne kapacitete vodova, vrši se provjera da li su naponi u dozvoljenim granicama (drugi dio dijagrama toka sa slike 4.1). Ako se utvrdi da nije ispunjen uslov (4.2) vrši se proračun novih vrijednosti vektora \mathbf{P}_{FPP} takođe iterativnim postupkom:

$$\mathbf{P}_{FPP}(t) = \mathbf{P}_{FPP,old}(t) - \mathbf{K}_u(t) \times (\mathbf{U}(t) - \mathbf{U}_{max}), \quad (4.6)$$

gdje je \mathbf{U}_{max} vektor maksimalnih vrijednosti napona u čvorovima, a vektor koeficijenata se računa na sljedeći način:

$$\mathbf{K}_u(t) = \frac{\partial \mathbf{P}_{FPP}(t)}{\partial \mathbf{U}(t)}. \quad (4.7)$$

Iterativni postupak se završava kada budu ispunjeni sljedeći uslovi:

$$\mathbf{U}(t) < \mathbf{U}_{max} \quad \wedge \quad \min\{|\mathbf{U}(t) - \mathbf{U}_{max}|\} < \varepsilon_u. \quad (4.8)$$

gdje je ε_u maksimalno odstupanje napona u kritičnom čvoru od dozvoljene maksimalne vrijednosti.

Razlika između dostupne snage PV sistema (snage pri MPP) i snage koja se injektira u mrežu (snage pri FPP) se nepovratno gubi i predstavlja neiskorišćenu snagu:

$$\mathbf{P}_u(t) = \mathbf{P}_{MPP}(t) - \mathbf{P}_{FPP}(t), \quad (4.9)$$

gdje je \mathbf{P}_u vektor neiskorišćene snage PV sistema.

4.1.3. Proračun snage injektiranja u PV sistemima sa MPPT i baterijama

Integracija baterija za skladištenje energije sa PV sistemima nudi ograničenu fleksibilnost sistema jer u svakom trenutku mora biti ispunjen sljedeći uslov:

$$\mathbf{P}_{MPP}(t) \leq \mathbf{P}_{FPP}(t) + \mathbf{P}_{B,r}, \quad t \in \{1, 2, \dots, 8760\}, \quad (4.10)$$

gdje je $\mathbf{P}_{B,r}$ vektor nominalnih snaga baterija za skladištenje energije. Naime, baterije omogućavaju ograničenu fleksibilnost sistema jer u svakom trenutku zbir nominalne snage baterije i snage koja se može injektirati u mrežu mora biti veći od snage PV sistema pri MPP. Baterije omogućavaju da se bez regulacije snage PV sistema fleksibilno upravlja kompletnim sistemom tako što se u periodu velike proizvodnje PV sistema energija skladišti, a tokom noći, kada nema proizvodnje PV sistema, energija injektira u mrežu. Pored snage baterija, još jedno ograničenje upotrebe ovakvih sistema je kapacitet baterija. Stanje napunjenosti baterija se mijenja u vremenu u zavisnosti od načina rada. Pri punjenju je:

$$\mathbf{SOC}(t) = \mathbf{SOC}(t-1) \cdot (1 - \sigma_B) + (\mathbf{P}_{B,c}(t) \cdot \eta_c \cdot \Delta t) \div \mathbf{W}_{B,r}, \quad (4.11)$$

dok je pri pražnjenju:

$$\mathbf{SOC}(t) = \mathbf{SOC}(t-1) \cdot (1 - \sigma_B) + (\mathbf{P}_{B,d}(t) \cdot \Delta t) \div (\mathbf{W}_{B,r} \cdot \eta_d), \quad (4.12)$$

gdje je $\mathbf{SOC}(t)$ stanje napunjenosti baterija u trenutku t , $\mathbf{P}_{B,d}$ vektor snaga pražnjenja baterija, σ_B je koeficijent samopražnjenja, η_c stepen iskorišćenja pri punjenju, a η_d pri pražnjenju i $\mathbf{W}_{B,r}$ vektor kapaciteta baterija za skladištenje energije. Punjenje i pražnjenje baterija se zaustavlja kada \mathbf{SOC} dostigne svoje limite:

$$\mathbf{SOC}_{min} \leq \mathbf{SOC}(t) \leq \mathbf{SOC}_{max} \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, 8760\}, \quad (4.13)$$

gdje su vektori \mathbf{SOC}_{min} minimalnih, a \mathbf{SOC}_{max} maksimalnih vrijednosti napunjenosti baterija.

4.1.4. Proračun snage injektiranja u PV sistemima sa FPPT i baterijama

Postojanjem fleksibilnog upravljanja PV sistemom, pored baterija za skladištenje energije, postiže se još veća fleksibilnost kontrole snage. Za razliku od prethodnog slučaja, gdje snaga i kapacitet baterija ograničavaju fleksibilnost sistema, u ovom slučaju se dodatna fleksibilnost postiže na račun smanjenja stepena iskorišćenja fotonaponske konverzije. Kao i u prethodnim slučajevima, ako se naruše ograničenja mreže (4.1) i (4.2) vrši se redukovanje snage PV sistema prema (4.3) – (4.8). Višak dostupne snage PV sistema se koristi za punjenje baterija. Međutim, ako snaga punjenja baterija:

$$\mathbf{P}_{B,c}(t) = \mathbf{P}_{MPP}(t) - \mathbf{P}_{FPP}(t), \quad (4.14)$$

dostigne nominalnu snagu baterija, snaga se ograničava na nominalnu vrijednost, a razlika snage ostaje neiskorišćena:

$$\mathbf{P}_u(t) = \mathbf{P}_{MPP}(t) - \mathbf{P}_{FPP}(t) - \mathbf{P}_{B,r}(t). \quad (4.15)$$

4.2. Ekonomski proračun

Razvojem Monte Karlo simulatora moguće je testirati ponašanje bilo koje konfiguracije PV sistema sa unaprijed definisanim parametrima i dobiti dugoročne vremenske serije i vjerovatnoće određenih scenarija. U narednom koraku se simulator integriše u algoritam optimizacije u kome se iz skupa mogućih rješenja odabira ono koje donosi najveći godišnji profit. Matematički problem je definisan na sljedeći način:

$$\max(C_{ann,tot}(\mathbf{X})), \quad x_j^{min} < x_j < x_j^{max}, \quad j = 1, 2, \dots, 3M, \quad (4.16)$$

gdje je $C_{ann,tot}$ godišnji profit, a \mathbf{X} je vektor optimizacionih promjenljivih:

$$\mathbf{X} = [P_{PVr,1} \quad \dots \quad P_{PVr,M} \quad P_{Br,1} \quad \dots \quad P_{Br,M} \quad W_{Br,1} \quad \dots \quad W_{Br,M}], \quad (4.17)$$

gdje je $P_{PVr,i}$ nominalna snaga i -tog PV sistema, $P_{Br,i}$ nominalna snaga, a $W_{Br,i}$ nominalni kapacitet i -te baterije za skladištenje energije i M je broj posmatranih PV sistema. Godišnji profit se proračunava kao razlika godišnjeg prihoda i rashoda:

$$C_{am,tot} = B_{tot} - C_{tot}, \quad (4.18)$$

gdje su C_{tot} godišnji troškovi koji zavise od investicionih troškova (C_{inv}) i troškova održavanja ($C_{O\&M}$):

$$C_{tot} = C_{inv} + C_{O\&M}. \quad (4.19)$$

Investicioni troškovi su prvenstveno povezani sa izgradnjom sistema i dominantno nastaju u prvoj godini, dok su troškovi održavanja obično konstantni tokom godina. Da bi se procijenila godišnja dobit, potrebno je troškove investicije svesti na godišnji nivo [102]:

$$C_{inv} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \sum_{n=1}^N \left[\frac{1}{(1+i)^n} (C_{cap,n} + C_{rep,n} - C_{sal,n}) \right], \quad (4.20)$$

gdje je i stvarna interesna stopa sa uvaženom inflacijom, N trajanje životnog vijeka u godinama, C_{cap} ukupni investicioni troškovi, C_{rep} troškovi zamjene elemenata sistema i C_{sal} preostala vrijednost sistema na kraju životnog vijeka za svaku n -tu godinu. Ukupni investicioni troškovi predstavljaju sumu troškova PV sistema i baterija:

$$C_{cap} = \sum_{i=1}^M C_{PVcap,i} + \sum_{i=1}^M C_{Bcap,i}. \quad (4.21)$$

Investicioni troškovi PV sistema su obično linearno zavisni od snage:

$$C_{PVcap,i} = k_{PVcap} \cdot P_{PVr,i}, \quad (4.22)$$

gdje je k_{PVcap} jedinična cijena PV sistema, dok investicioni troškovi baterija zavise od snage, ali i od kapaciteta sistema:

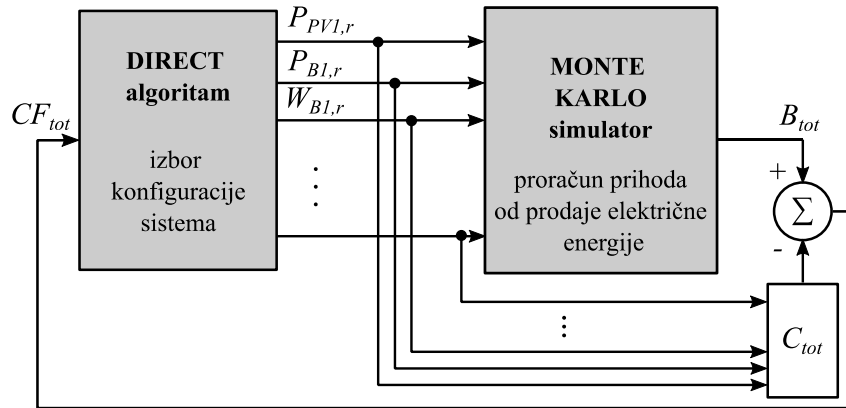
$$C_{Bcap,i} = \alpha_B + \beta_B \cdot P_{Br,i} + \gamma_B \cdot W_{Br,i}, \quad (4.23)$$

gdje su α_B fiksni troškovi, β_B jedinična cijena troškova snage i γ_B jedinična cijena troškova energije.

Za rješavanje optimizacionog problema (4.16) u ovoj disertaciji korišćen je DIRECT (*DI*viding *RE*CTangles) algoritam [103]. DIRECT algoritam je razvijen za pronalaženje globalnog minimuma funkcije više promjenljivih. Algoritam se inicijalizuje normalizacijom prostora rješenja da bi se dobio jedinični prostor. Zatim se dobijeni prostor korak po korak dijeli na manje hiperpravougaonike, gdje se u centrima tih pravougaonika proračunava funkcija cilja. Potencijalno optimalni pravougaonici se identifikuju i prosljeđuju u narednu iteraciju na dalje dijeljenje i procjenu. Pravougaonici koji idu u narednu iteraciju biraju se na osnovu niske vrijednosti funkcije i veličine pravougaonika. Dijeljenjem pravougaonika na manje obezbjeđuje se konvergencija algoritma, a izborom velikih pravougaonika pretražuje se veliki neistraženi prostor kako bi se otkrili potencijalno skriveni optimumi. Na ovaj način se garantuje konvergencija algoritma ka globalnom optimumu.

Originalni DIRECT algoritam je razvijen za optimizaciju determinističkih problema, ali se može primijeniti i na optimizaciju stohastičkih problema. Kada se primjenjuje za optimizaciju stohastičkih problema, funkcija cilja se izračunava izvođenjem fiksnog broja Monte Karlo simulacija i usvajajući matematičko očekivanje kao tačnu vrijednost. Iako je ovo takozvana naivna (*naïve*) primjena DIRECT algoritma, pokazala se dobra za većinu stohastičkih optimizacionih problema [104].

Ilustracija korišćenja DIRECT algoritma i Monte Karlo simulatora za rješavanje problema optimizacije PV sistema sa baterijama je ilustrovana na slici 4.2. DIRECT algoritam se koristi za variranje promjenljivih (snaga PV sistema i snaga i kapaciteta baterija), a Monte Karlo metod se koristi za procjenu prihoda od prodaje električne energije. Oduzimanjem vrijednosti matematičkog očekivanja prihoda i godišnjih troškova dobija se godišnji profit koji se vodi u DIRECT algoritam čime se zatvara petlja. Matematičko očekivanje prihoda od prodaje električne energije se procjenjuje na bazi 100 pokretanja Monte Karlo simulacije kao kompromis između tačnosti i računarske zahtjevnosti.



Slika 4.2. Procedura maksimizacije profita

4.3. Primjena na test mreži

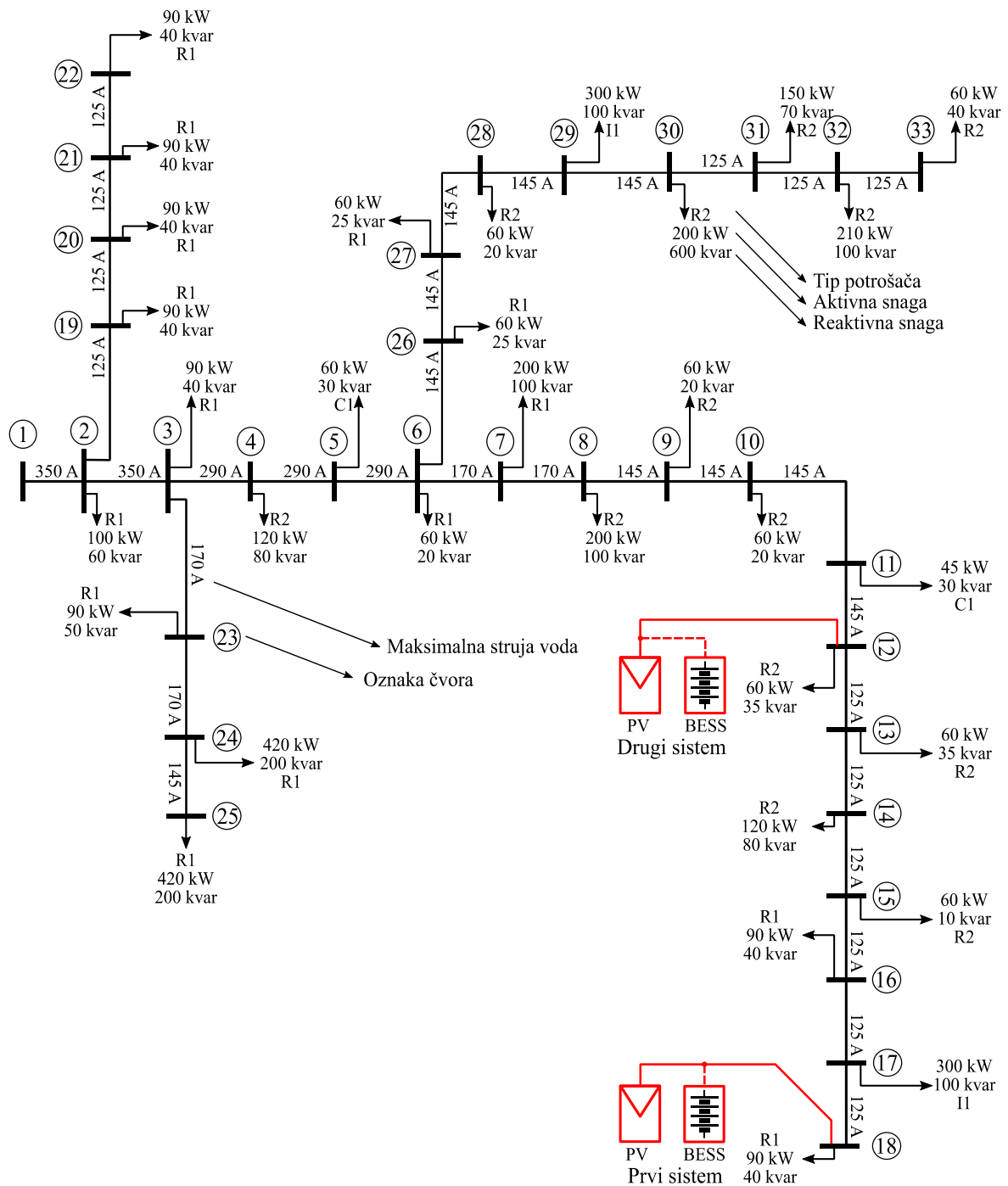
Razvijena metodologija je primijenjena za određivanje optimalnih konfiguracija dva sistema koja su povezana u čvorove 12 i 18 modifikovane IEEE test mreže sa 33 čvora. Modifikovana mreža sa unesenim lokacijama sistema prikazana je na slici 4.3. Na slici su unesene maksimalne struje po vodovima kao i tipovi potrošača koji su priključeni u čvorove mreže. Napajanje mreže se vrši preko transformatora koji je spojen u čvor 1. Ulazni podaci koji se odnose na meteorološke parametre usvojeni su prema pretpostavci da se mreža nalazi u blizini Trebinja u Bosni i Hercegovini (42,72 N; 18,32 E). Kompletni parametri modifikovane IEEE mreže sa 33 čvora su prikazani u prilogu 2.

4.3.1. Ulazni podaci

Meteorološki podaci za izabranu lokaciju PV sistema su preuzeti iz PVGIS baze podataka [78] i dati su u tabeli 4.2. Podaci uključuju prosječne dnevne vrijednosti indeksa vedrine i temperature ambijenta.

Tabela 4.2. Meteorološki ulazni podaci

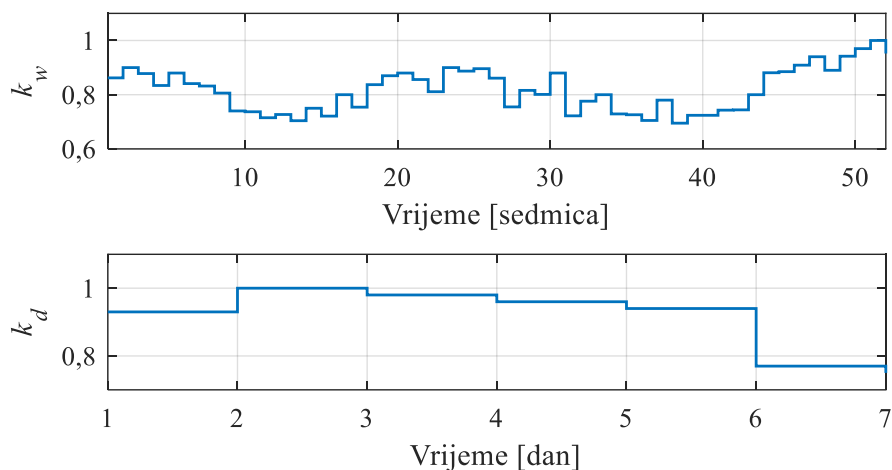
Mjesec	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Indeks vedrine	0,44	0,44	0,48	0,53	0,56	0,61	0,65	0,66	0,60	0,55	0,49	0,47
Prosječna temperatura [°C]	8,60	8,70	10,4	13,1	16,7	20,6	23,5	23,6	20,5	16,6	13,4	9,60



Slika 4.3. Modifikovana IEEE test mreža sa 33 čvora

Časovni dijagrami opterećenja se generišu prema metodologiji izloženoj u sekciji 3.4 korišćenjem vršne dnevne promjene u toku sedmice, vršne sedmične promjene u toku godine i satne promjene u toku dana. Koeficijenti vršne dnevne i vršne sedmične promjene opterećenja su preuzeti iz [105] i prikazani na slici 4.4. Koeficijenti satne promjene u toku dana se razlikuju za različite tipove potrošača. U ovoj analizi je usvojeno da postoje dva tipa rezidencijalnih potrošača (R1, R2), jedan komercijalni (C1) i jedan industrijski (I2). Koeficijenti su preuzeti iz [105] i prikazani na slici 4.5. Za generisanje vremenske serije cijene električne energije prema metodologiji datoj u sekciji 3.5, korišćeni su podaci o časovnoj cijeni električne energije u 2023. i 2024. godini preuzeti sa [107]. Podaci o investicionim troškovima PV sistema i baterija, očekivani životni vijek kao i troškovi održavanja su dati u tabeli 4.3. Prosječna nominalna kamatna stopa za Bosnu i Hercegovinu iznosi 4,42%, a stopa inflacije 1,68% [108]. Razmatran

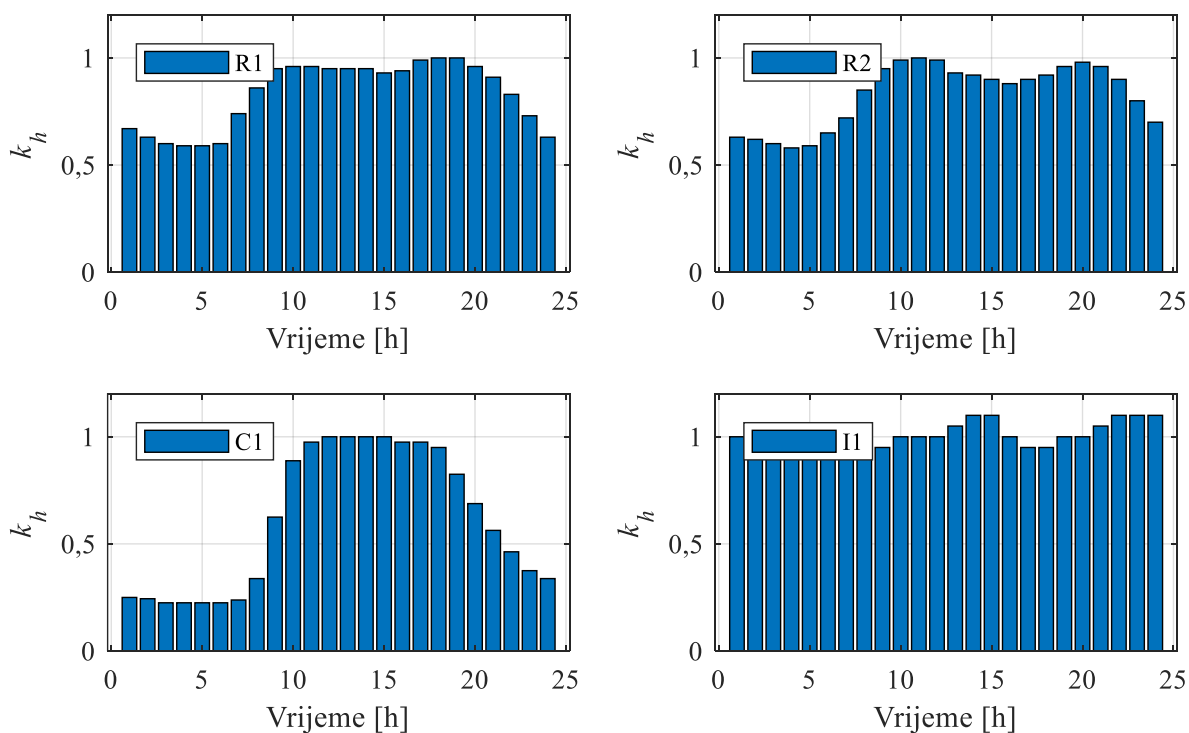
je vijek trajanja sistema od 20 godina, s obzirom na to da baterijski sistem obično ima kraći životni vijek u odnosu na PV sistem.



Slika 4.4. Koeficijenti sedmične i dnevne promjene opterećenja

Tabela 4.3. Podaci o troškovima i životni vijek komponenti

Komponenta	Investicioni troškovi	Troškovi održavanja	Životni vijek
PV sistem	700.000 €/MW	8,5 €/kW/godini	25 godina
Baterije	$\alpha_B = 341.878 \text{ €}$ $\beta_B = 273.000 \text{ €/MW}$ $\gamma_B = 190.000 \text{ €/MWh}$	10 €/kW/godini	20 godina



Slika 4.5. Koeficijenti časovne promjene opterećenja u toku dana za različite tipove potrošača: R1 – rezidencijalni tip 1, R2 – rezidencijalni tip 2, C1– komercijalni i I1 – industrijski

Ostali relevantni podaci koji se koriste u simulaciji su dati u tabeli 4.4.

Tabela 4.4. Osnovni podaci o sistemu

Promjenljiva	Parametar	Vrijednost
/	Ugao nagiba PV modula	35°
/	Ugao azimuta PV modula	0° (jug)
/	Koeficijent refleksije podloge	0,2
σ_B	Koeficijent samopražnjenja baterija	0,8 %/day
σ_L	Standardna devijacija normalne raspodjele – stohastička promjena potrošnje	5%
SOC_{min}	Minimalna vrijednost napunjenosti baterija	0,2
SOC_{max}	Maksimalna vrijednost napunjenosti baterija	1
η_c / η_d	Stepen iskorišćenja pri punjenju / pražnjenju baterija	0,922
/	Broj pokretanja Monte Karlo simulatora	100
/	Broj iteracija optimizacionog algoritma (DIRECT)	40

4.3.2. Rezultati simulacija

U ovoj sekciji su dati rezultati simulacija za različite konfiguracije sistema. Proračunate nominalne vrijednosti PV sistema i baterijskog sistema odražavaju kompromis između troškova komponenti i prihoda od injektirane energije u mrežu. Razmatraju se sljedeći sistemi:

- Opcija 1M: PV sistem sa MPPT povezan u čvor 18,
- Opcija 1MB: PV sistem sa MPPT i baterijama povezan u čvor 18,
- Opcija 1F: PV sistem sa FPPT povezan u čvor 18,
- Opcija 1FB: PV sistem sa FPPT i baterijama povezan u čvor 18,
- Opcija 2M: PV sistem sa MPPT povezan u čvor 12,
- Opcija 2MB: PV sistem sa MPPT i baterijama povezan u čvor 12,
- Opcija 2F: PV sistem sa FPPT povezan u čvor 12,
- Opcija 2FB: PV sistem sa FPPT i baterijama povezan u čvor 12,
- Opcija 12M: Oba PV sistema priključena u mrežu sa MPPT,
- Opcija 12MB: Oba PV sistema priključena u mrežu sa MPPT i baterijama,
- Opcija 12F: Oba PV sistema priključena u mrežu sa FPPT,
- Opcija 12FB: Oba PV sistema priključena u mrežu sa FPPT i baterijama.

Rezultati optimizacije su prikazani u tabeli 4.5. Kao što se može vidjeti, kada je jedan PV sistem priključen u čvoru 18 sa MPPT opcijom (Slučaj 1M), optimalna snaga PV sistema iznosi 3,51 MW, pri čemu se u mrežu isporučuje 4,56 GWh električne energije, što rezultuje godišnjim profitom od 124.940 €. U slučaju jednog PV sistema sa MPPT opcijom i baterijama (Slučaj 1MB), instalisana snaga se blago povećava na 3,58 MW, ali profit opada na 75.520 €. Ovo ukazuje na to da su troškovi baterija relativno visoki u poređenju sa benefitom koji donose. Treba napomenuti da baterije kompenzuju pikove proizvodnje koji se ne mogu trenutno isporučiti u mrežu, što rezultuje malim povećanjem isporučene energije (4,56 GWh u slučaju 1M prema 4,66 GWh u slučaju 1MB). Ako je priključen PV sistem sa FPPT opcijom (Slučaj 1F), optimalna snaga raste na 5,83 MW, pri čemu se u mrežu isporučuje 6,53 GWh električne energije, a godišnji profit iznosi 161.660 €. Uvođenje fleksibilnog upravljanja dovodi do značajnog povećanja snage PV sistema koji se može priključiti u čvor 18. Iako se ne može sva proizvedena energija isporučiti u

mrežu, profit se značajno povećava. U slučaju PV sistema sa FPPT opcijom i baterijama za skladištenje energije (Slučaj 1FB), optimalna snaga PV sistema dodatno raste na 7,92 MW, a isporučena energija na 8,78 GWh, iako se profit blago smanjuje zbog visokih troškova baterija (143.980 €). Poređenjem slučajeva 1MB i 1FB može se vidjeti uticaj baterija na injektiranu energiju i profit. U slučaju 1MB, baterije se koriste samo tokom kritičnih perioda, ostvarujući umjereno povećanje injektirane energije u odnosu na slučaj 1M, dok se u slučaju 1FB baterije koriste znatno intenzivnije, što rezultuje značajnim povećanjem isporučene energije i profita. Istovremeno, FPPT obezbjeđuje da se ni u kritičnim uslovima ne naruše pogonska ograničenja sistema.

Priključenjem jednog PV sistema sa MPPT opcijom u čvoru 12 (Slučaj 2M), optimalna snaga PV sistema (4,97 MW) i isporučena energija povećavaju se u odnosu na instalaciju u čvoru 18 (Slučaj 1M). Ovo povećanje je posljedica činjenice da se čvor 12 nalazi bliže početku izvoda, gdje je veća prenosna moć mreže. Dodavanjem baterija (Slučaj 2MB) snaga PV sistema se blago povećava na 5,08 MW, s obzirom na to da se baterije ponovo koriste samo tokom kritičnih pogonskih uslova, međutim profit se smanjuje sa 178.150 € (Slučaj 2M) na 140.520 € (Slučaj 2MB). Kada je PV sistem opremljen FPPT upravljanjem (Slučaj 2F), optimalna snaga raste na 7,55 MW, što dovodi do značajnog povećanja isporučene energije i profita, uprkos tome što 0,89 GWh električne energije ostaje neiskorišćeno. Primjenom fleksibilnog upravljanja i baterija (Slučaj 2FB), snaga PV sistema se dodatno povećava jer se dio energije može uskladištiti. Ipak, iako se baterije često koriste, profit (221.450 €) je blago niži nego u slučaju 2F (231.980 €). Generalno, uvođenje FPPT-a donosi značajno povećanje isporučene energije i profita, dok udio neiskorištene energije ostaje na približno 10%.

Tabela 4.5. Rezultati proračuna za različite konfiguracije

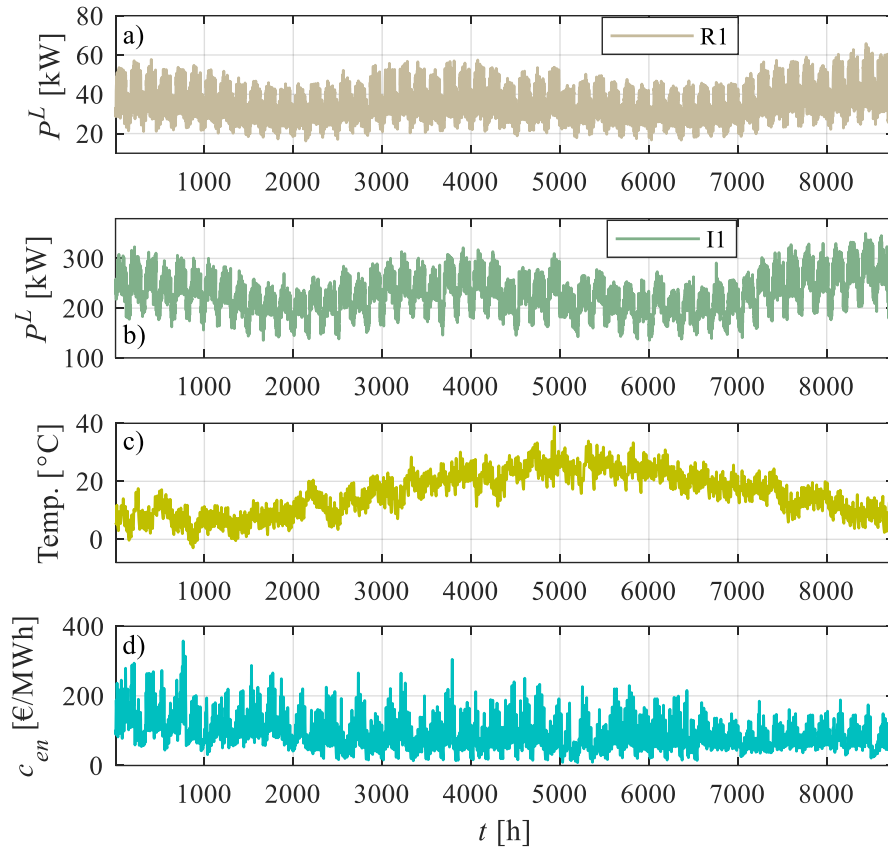
Promjenljiva	Opcija 1M	Opcija 1MB	Opcija 1F	Opcija 1FB	Opcija 2M	Opcija 2MB
$P_{PV,r1}$ [MW]	3,51	3,58	5,83	7,92	–	–
$P_{B,r1}$ [MW]	–	0,59	–	1,33	–	–
$W_{B,r1}$ [MWh]	–	1,06	–	8,35	–	–
$P_{PV,r2}$ [MW]	–	–	–	–	4,97	5,08
$P_{B,r2}$ [MW]	–	–	–	–	–	0,53
$W_{B,r2}$ [MWh]	–	–	–	–	–	0,40
$W_{ann,inj}$ [GWh]	4,56	4,66	6,53	8,78	6,48	6,62
$W_{ann,u}$ [GWh]	0	0	1,06	1,33	0	0
$C_{ann,tot}$ [10^3 €]	124,94	75,52	161,66	143,98	178,15	140,52
Promjenljiva	Opcija 2F	Opcija 2FB	Opcija 12M	Opcija 12MB	Opcija 12F	Opcija 12FB
$P_{PV,r1}$ [MW]	–	–	1,55	1,75	3,07	3,67
$P_{B,r1}$ [MW]	–	–	–	0,42	–	0,98
$W_{B,r1}$ [MWh]	–	–	–	0,50	–	5,47
$P_{PV,r2}$ [MW]	7,55	10,42	3,33	3,45	5,15	6,79
$P_{B,r2}$ [MW]	–	1,89	–	0,42	–	1,06
$W_{B,r2}$ [MWh]	–	9,45	–	0,45	–	5,83
$^2W_{ann,inj}$ [GWh]	8,96	11,92	6,36	6,74	9,17	11,99
$^3W_{ann,u}$ [GWh]	0,89	1,40	0	0	1,53	1,37
$C_{ann,tot}$ [10^3 €]	231,98	221,45	174,99	108,30	221,71	193,38

² Godišnja energija koja se injektira u mrežu.

³ Godišnja energija koja se ne iskoristi.

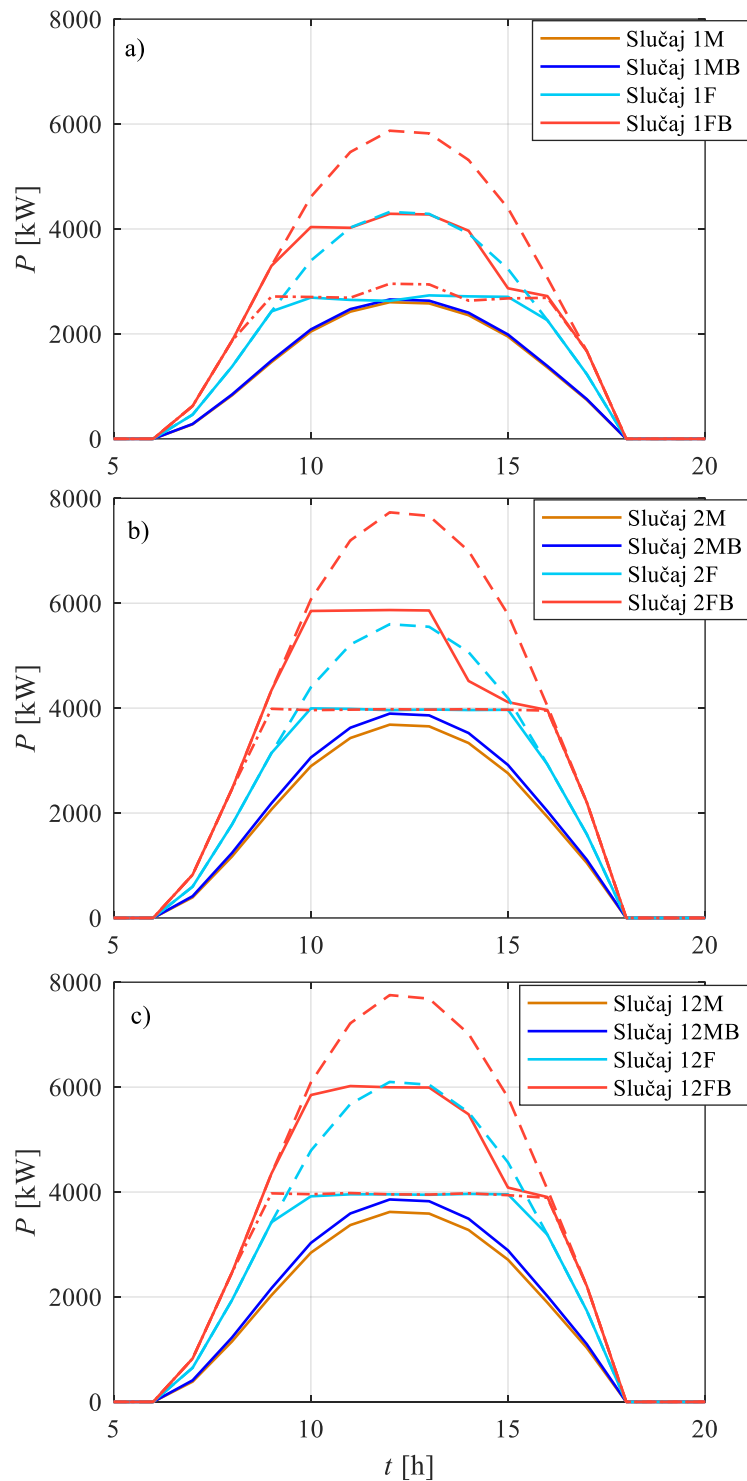
Kada su oba PV sistema priključena bez FPPT opcije i bez baterija (Slučaj 12M), optimalne instalirane snage iznose 1,55 MW za prvi sistem i 3,33 MW za drugi PV sistem. Zbog prostorne raspodjele priključnih tačaka, ukupna snaga od 4,88 MW značajno je veća nego u slučaju 1M i uporediva sa slučajem 2M. To se može objasniti različitim uticajima geografski razdvojenih PV sistema na naponske prilike, iako oba sistema doprinose kritičnom opterećenju vodova. Prvi i drugi PV sistem u mrežu isporučuju 2,02 GWh i 4,34 GWh električne energije, respektivno, što rezultuje ukupnim godišnjim profitom od 174.990 €. Kada se dodaju baterije (Slučaj 12MB), uočava se blago povećanje snage PV sistema, na 3,45 MW za prvi i 1,75 MW za drugi sistem. Međutim, s obzirom na to da se baterija koristi samo u kritičnim pogonskim uslovima, njen kapacitet je približno dovoljan za skladištenje energije tokom jednog časa pri nazivnoj snazi. Posljedično, ne dolazi do značajnog povećanja isporučene energije, dok se ukupni profit značajno smanjuje na 108.300 €. U slučaju 12F, kada su oba PV sistema opremljena FPPT-om, optimalne snage značajno rastu na 3,07 MW i 5,15 MW. Ukupna isporučena energija se povećava na 9,17 GWh, uz godišnji profit od 221.710 €. U slučaju 12FB, kada su oba PV sistema opremljena i FPPT-om i baterijama, optimalne snage iznose 3,67 MW za prvi i 6,79 MW za drugi PV sistem. Nazivne snage baterija su slične (0,98 MW i 1,06 MW), sa kapacitetima od 5,47 MWh i 5,83 MWh, respektivno. To omogućava isporuku uskladištene energije u mrežu duže od 5 časova pri nominalnoj snazi. Budući da se energija isporučuje nakon što proizvodnja PV sistema padne na nulu, ona se plasira u večernjim satima, kada su cijene električne energije najviše. U ovom slučaju ukupna energija isporučena u mrežu iznosi 11,99 GWh, uz godišnji profit od 193.380 €, što je manje u odnosu na profit u slučaju 12F. Ovo ukazuje na to da, pri pretpostavljenim troškovima opreme, primjena invertora sa FPPT opcijom ima znatno povoljniji uticaj na profit u odnosu na instalaciju baterija za skladištenje energije. Međutim, poređenjem slučajeva 12F i 12FB uočava se da prisustvo baterija dovodi do blagog smanjenja količine neiskorišćene energije. U slučaju 12F neiskorištena energija iznosi 1,53 GWh (14,3%), dok u slučaju 12FB iznosi 1,37 GWh (10,25%).

U nastavku su prikazani reprezentativni rezultati različitih sistema koji pružaju sveobuhvatnu demonstraciju mogućnosti algoritma i ključnih ograničenja koja utiču na optimalno rješenje. Vremenske serije potrošnje rezidencijalnog i industrijskog potrošača, ambijentalne temperature i cijena električne energije za reprezentativnu godinu su prikazane na slici 4.6. Opterećenje rezidencijalnog potrošača (slika 4.6a) ima izražene dnevne varijacije, dok industrijsko opterećenje (slika 4.6b) ima naglašene razlike između radnih dana i vikenda. Ambijentalna temperatura (slika 4.6c) tokom većeg dijela godine ostaje iznad nule, pri čemu se negativne vrijednosti javljaju samo početkom godine. Na slici 4.6d je prikazana vremenska serija cijene električne energije.



Slika 4.6. Vremenska serija a) rezidencijalnog opterećenja, b) industrijskog opterećenja, c) ambijentalne temperature i d) cijene električne energije za jednu reprezentativnu godinu

Na slici 4.7 prikazani su proizvodnja PV sistema, snaga baterijskog sistema i snaga injektirana u mrežu za jedan reprezentativni dan. Na slici 4.7a su prikazani rezultati za konfiguracije priključene u čvor 18 (Slučajevi 1x), na slici 4.7b rezultati za konfiguracije priključene u čvor 12 (Slučajevi 2x), dok slika 4.7c prikazuje rezultate za konfiguracije priključene istovremeno u čvorovima 12 i 18 (Slučajevi 12x). Narandžasta kriva predstavlja rezultate za PV sistem koji radi u MPPT režimu, tamnoplava kriva odgovara PV sistemu sa baterijama, svijetloplava kriva predstavlja PV sistem sa FPPT opcijom, dok crvena kriva odgovara PV sistemu sa FPPT-om i baterijama za skladištenje energije. Puna linija označava energiju isporučenu u mrežu, isprekidana linija predstavlja potencijalnu proizvodnju, dok linija crta-tačka-crta označava energiju direktno isporučenu u mrežu bez skladištenja u baterije. Sa slike 4.7a može se vidjeti da se u slučajevima 1M i 1MB sva proizvedena energija PV sistema isporučuje u mrežu. Mala razlika u isporuci energije je posljedica veće instalisane snage PV sistema u slučaju 1MB u odnosu na 1M. Tokom posmatranog dana ne javljaju se kritični režimi, pa se baterija u slučaju 1MB ne koristi. U slučaju 1F, svijetloplava isprekidana linija predstavlja potencijalnu proizvodnju PV sistema pri MPPT, dok puna svijetloplava linija prikazuje snagu dobijenu primjenom FPPT-a (snagu isporučenu u mrežu). Razlika između ove dvije linije predstavlja energiju koja tokom dana ostaje neiskorišćena. Tri crvene krive odnose se na slučaj 1FB. Isprekidana crvena linija predstavlja snagu pri MPPT (potencijalnu proizvodnju), puna crvena linija predstavlja snagu pri FPPT, dok crvena linija crta-tačka-crta razdvaja energiju direktno isporučenu u mrežu (površina ispod linije) od energije uskladištene u baterijama i naknadno isporučene u mrežu (površina iznad linije).



Slika 4.7. Vremenska serija snaga: a) PV sistema priključenog u čvor 18, b) PV sistema priključenog u čvor 12 i c) PV sistema povezanih u čvorove 12 i 18 za jedan reprezentativan dan

U ovom slučaju jasno se vidi da se tokom jutarnjih i večernjih časova, kada je proizvodnja ispod kritične granice, sva energija isporučuje u mrežu (odnosno MPPT je jednako FPPT), dok je tokom sredine dana snaga pri FPPT manja od snage pri MPPT. Bez obzira na to da li se posmatra slučaj 1F ili 1FB, snaga direktno isporučena u mrežu tokom sredine dana treba da bude ista (puna plava i crvena crta-tačka-crta linija). Manje odstupanje se javlja zbog naponskog ograničenja definisanog standardom EN 50160, koje dozvoljava prekoračenje napona tokom određenog dijela sedmice. Ovo odstupanje se ne javlja u slučaju 1F jer kritični uslov nije unaprijed definisan. Umjesto toga algoritam ga automatski određuje i dozvoljava blago viši napon što omogućava

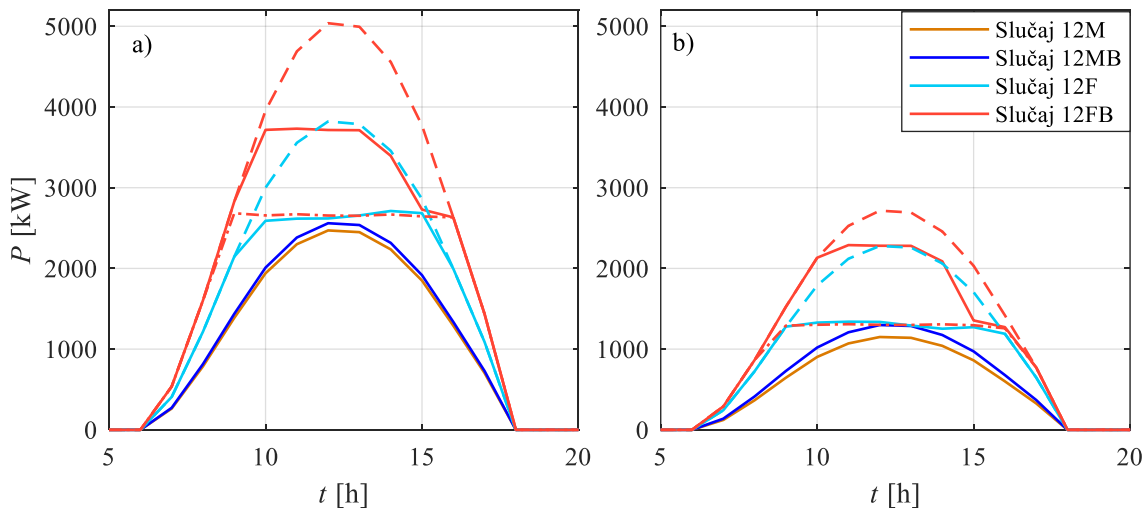
veću isporuku snage. Posmatrajući pune linije, jasno je da se isporučena energija povećava kako konfiguracija sistema prelazi iz slučaja 1M ka slučaju 1FB.

Na slici 4.7b prikazani su rezultati za različite konfiguracije PV sistema priključene u čvoru 12. I ovdje se jasno uočava da se uvođenje FPPT-a i baterija za skladištenje energije povećava količinu energije injektirane u mrežu. Pored toga, zbog činjenice da se lokacija PV sistema nalazi bliže početku mreže, u mrežu se može isporučiti veća snaga (približno 4 MW u poređenju sa približno 2,7 MW u slučaju sistema priključenog u čvor 18). Površina između isprekidane linije i odgovarajuće pune linije predstavlja neiskorištenu energiju. U slučaju 2F ta površina je simetrična, dok u slučaju 2FB nije. Asimetrija, odnosno blago smanjenje snage vidljivo prije i oko 15.00 časova, posljedica je činjenice da stanje napunjenosti baterija dostiže svoju maksimalnu vrijednost, nakon čega se koristi samo snaga koja se može direktno injektirati u mrežu, dok preostala snaga ostaje neiskorištena.

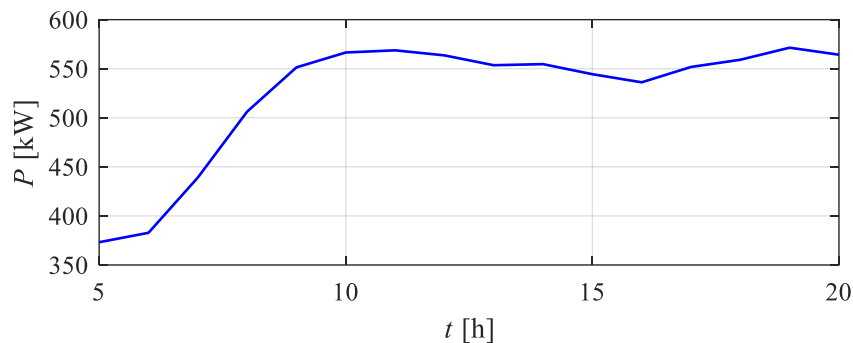
Rezultati proračuna za različite konfiguracije u kojima su PV sistemi priključeni u čvorovima 12 i 18 su prikazani na slici 4.7c. Kao i u prethodnim slučajevima, najmanja količina energije se isporučuje u mrežu kada su priključeni samo PV sistemi sa MPPT (slučaj 12M), dok se dodavanjem baterija povećava isporučena energija (slučaj 12MB). Budući da se tokom posmatranog dana ne javljaju kritični radni režimi, narandžasta i tamnoplava kriva razlikuju se samo zbog različitih nominalnih snaga PV sistema. Prelaskom sa MPPT na FPPT (slučaj 12F) dodatno se povećava energija isporučena u mrežu. Konačno, dodavanjem baterija za skladištenje energije (slučaj 12FB) ostvaruje se dodatno povećanje injektirane energije, što je jasno vidljivo jer crvena kriva obuhvata sve prethodne krive.

Poređenjem energija isporučenih u mrežu sa slike 4.7 jasno se uočava da, pored konfiguracije sistema, značajnu ulogu ima i lokacija sistema. Sve četiri krive koje predstavljaju isporučenu energiju (pune linije) na slici 4.7b obuhvataju veću površinu u odnosu na odgovarajuće krive na slici 4.7a. PV sistem priključen bliže početku izvoda može isporučiti više energije zbog manje Tevenenove ekvivalentne impedanse u poređenju sa lokacijom pri kraju izvoda. Slično tome, poređenje krivih datih na slikama 4.7b i 4.7c pokazuje uticaj broja sistema na količinu isporučene energije. Za PV sisteme sa ili bez baterija (slučaj 2M u odnosu na slučaj 12M, odnosno slučaj 2MB u odnosu na slučaj 12MB), u mrežu se isporučuje približno ista količina energije, što se može vidjeti u tabeli 4.5. U takvim slučajevima do toga dolazi zato što je snaga koja se može prenijeti ograničena istim vodom, odnosno dostizanjem prenosne moći voda 11–12. Međutim, kada se koristi FPPT, sa ili bez baterija, dva PV sistema priključena u mrežu isporučuju više energije nego jedan sistem priključen u čvoru 12, što je direktna posljedica veće instalisane snage PV sistema i kapaciteta baterija.

Raspodjela isporučene energije kada su oba sistema priključena u mrežu prikazana je na slici 4.8. Energija koja se injektira u mrežu zavisi od lokacije sistema. Za bilo koju konfiguraciju, sistem priključen u čvoru 12 isporučuje više energije nego sistem priključen u čvoru 18. Varijacije isporučene snage koje se javljaju u periodu dostizanja kritične granice (tipično između 10.00 i 15.00 časova, kao što je prikazano na slici 5.8) posljedica su promjena opterećenja u kritičnom dijelu mreže, odnosno na vodu 10–11. Budući da su promjene opterećenja u tom području (slika 4.9) relativno male u poređenju sa snagom PV sistema, odgovarajuće promjene u isporučenoj snazi nisu značajne.

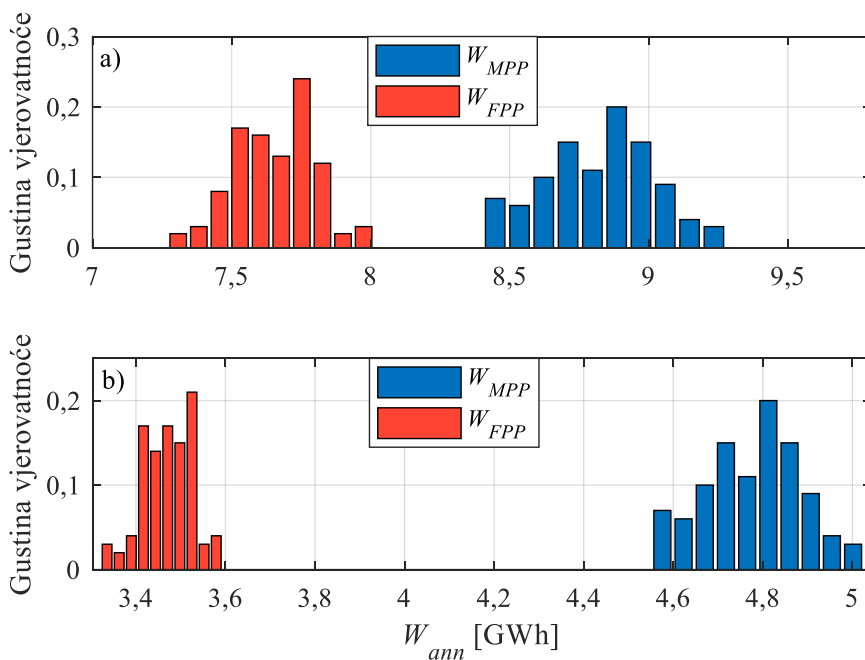


Slika 4.8. Vremenska serija snaga dva PV sistema priključena u mrežu: a) PV sistem priključen u čvor 12, b) PV sistem priključen u čvor 18

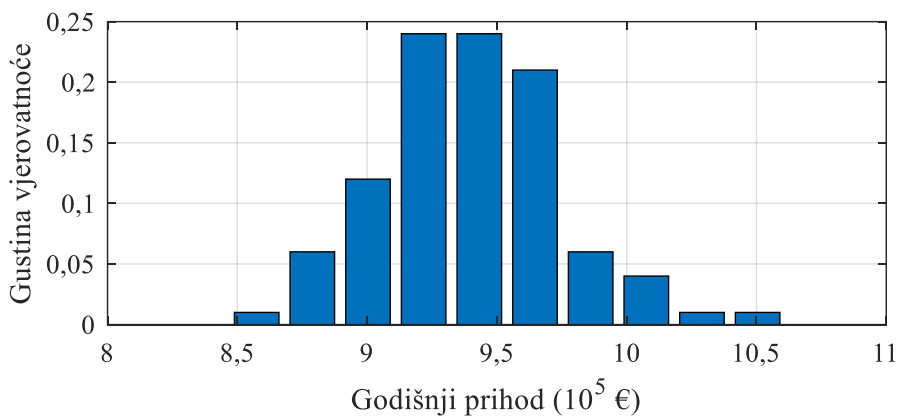


Slika 4.9. Vremenska serija opterećenja potrošača koji su priključeni u čvorove 12 do 18 za jedan reprezentativan dan

Funkcije gustine maksimalno moguće proizvodnje PV sistema i energije injektirane u mrežu za oba sistema (Slučaj 12FB) prikazane su na slici 4.10. Matematičko očekivanje godišnje proizvodnje prvog PV sistema je 8,82 GWh električne energije, od čega se 7,65 GWh injektira u mrežu, dok matematičko očekivanje proizvodnje drugog PV sistema 4,78 GWh, a u mrežu se injektira 3,47 GWh. Gustina vjerovatnoće godišnjeg prihoda od prodaje električne energije prikazana je na slici 4.11. Očekivani godišnji profit iznosi 941.400 €, standardna devijacija 34.750 €, što odgovara standardnoj grešci od 0,37% srednje vrijednosti. Konvergencija Monte Karlo simulacije prikazana je na slici 4.12. U ovoj analizi izvršeno je 300 pokretanja Monte Karlo simulacije više puta uzastopno kako bi se dobila realistična procjena konvergencije budući da se rezultati mogu razlikovati između pojedinačnih simulacija. Očekivani godišnji prihod izračunat na osnovu 300 pokretanja Monte Karlo simulacija predstavljen je crvenom isprekidanom linijom, dok preostale linije odgovaraju pojedinačnim Monte Karlo simulacijama. Kao što se može uočiti sa slike, nakon približno 80 pokretanja Monte Karlo simulacije, procijenjeni očekivani godišnji prihod je približno isti kao i pri 300 pokretanja. Ovim se zaključak da je usvojenih 100 pokretanja Monte Karlo simulacija dovoljno za dobijanje pouzdanih procjena prihoda i stabilnu konvergenciju ekonomskog proračuna.



Slika 4.10. Raspodjela vjerovatnoće godišnje proizvodnje i energije injektirane u mrežu za a) PV sistem priključen u čvor 12, b) PV sistema priključen u čvor 18

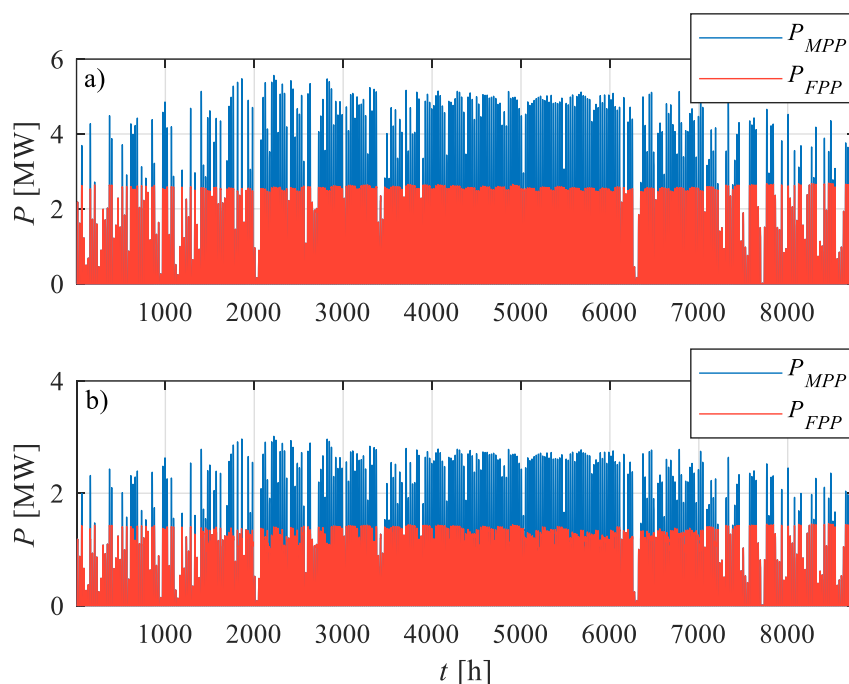


Slika 4.11. Raspodjela vjerovatnoće godišnjeg prihoda



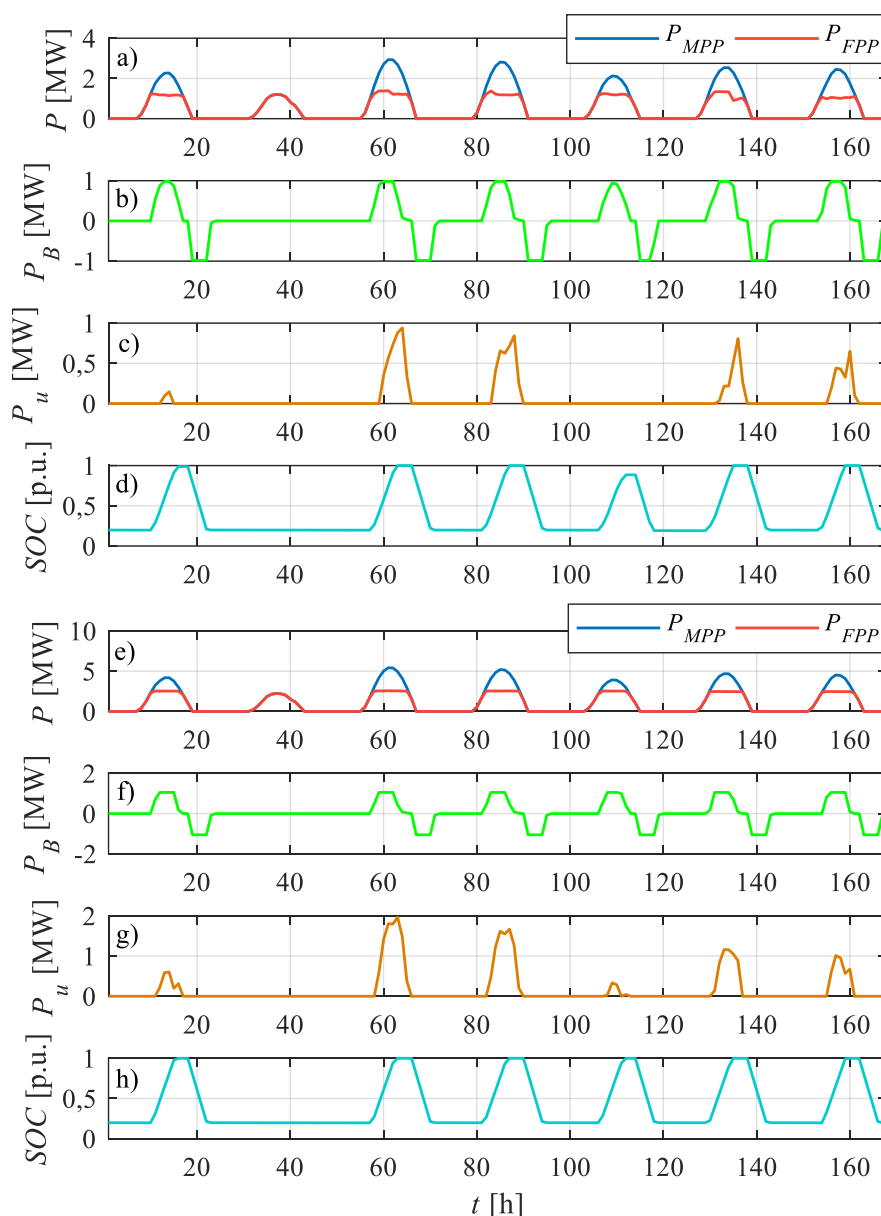
Slika 4.12. Konvergencija Monte Karlo simulacije

Na slikama 4.13–4.15 prikazani su talasni oblici karakterističnih promjenljivih za dva PV sistema priključena u mrežu, pri čemu oba sistema uključuju FPPT i baterije za skladištenje energije. Na slici 4.13 prikazane su maksimalno moguće proizvodnje PV sistema (plava linija) i energija injektirana u mrežu (crvena linija) tokom jedne reprezentativne godine. Za proračunate optimalne snage PV sistema potencijalna snaga proizvodnje je veća od snage koja se može injektirati u mrežu, naročito tokom sredine godine. Zbog različitih lokacija priključenja, maksimalna snaga koju injektira prvi PV sistem je 1,45 MW, a drugi 2,68 MW. Ograničenje snage se vrši dinamički u zavisnosti od radnog režima u mreži. Na slikama se jasno može uočiti razlika opterećenja tokom radnih dana i dana vikenda koja dovodi do različitih snaga injektiranja PV sistema. Takođe, i zavisnost promjene injektiranja koje je posljedica godišnjih doba je blago vidljiva. Razlog zašto se relativno malo mijenja snaga injektiranja sa promjenom godišnjih doba je značajna razlika u snazi opterećenja potrošača u kritičnoj oblasti (oblast iza voda na kome se javlja zagušenje) i snage PV sistema.



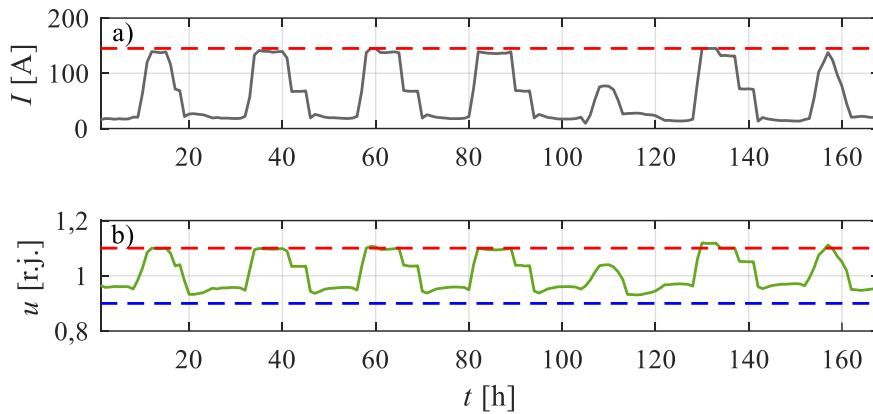
Slika 4.13. Vremenska serija proizvodnje PV sistema i energije injektirane u mrežu za a) PV sistema priključen u čvor 12, i b) PV sistema priključen u čvor 18

Vremenske serije glavnih promjenljivih za reprezentativnu sedmicu su prikazane na slici 4.14. Na slici 4.14a prikazana je moguća proizvodnja i snaga injektirana u mrežu za prvi PV sistem. Tokom oblačnog dana sva proizvedena energija se injektira u mrežu, dok se tokom sunčanih dana injektiranje ograničava. Višak energije se koristi za punjenje baterija (slika 4.14b). Ukoliko su baterije potpuno napunjene ili višak snage premašuje nominalnu snagu baterija, dio energije ostaje neiskorišćen (slika 4.14c). Stanje napunjenosti baterija tokom posmatrane sedmice prikazano je na slici 4.14d. Na sličan način, slika 4.14e prikazuje moguću proizvodnju i snagu injektiranu u mrežu za drugi PV sistem. Višak energije se koristi za punjenje baterija (slika 4.14f), dok je neiskorišćena energija prikazana na slici 4.14g. Stanje napunjenosti baterija drugog sistema prikazano je na slici 4.14h.



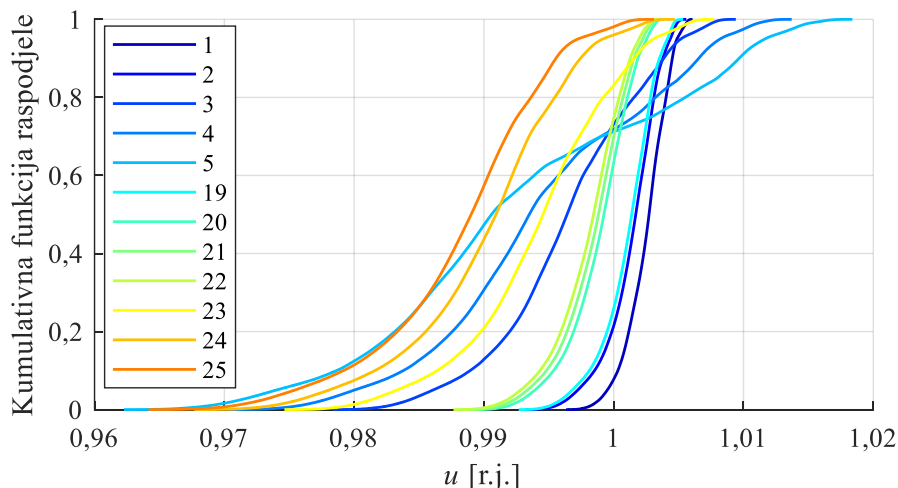
Slika 4.14. Vremenska serija za karakterističnu sedmicu: a) potencijalna proizvodnja (P_{MPP}) i snaga injektirana u mrežu za prvi PV sistem (P_{FPP}), b) punjenje ($P_B > 0$) / pražnjenje ($P_B < 0$) baterije, c) neiskorišćena energija i d) stanje napunjenosti baterije prvog sistema, e) potencijalna proizvodnja (P_{MPP}) i snaga injektirana u mrežu za drugi PV sistem (P_{FPP}), f) punjenje ($P_B > 0$) / pražnjenje ($P_B < 0$) baterije, g) neiskorišćena energija i h) stanje napunjenosti baterije drugog sistema.

Kritična ograničenja za reprezentativnu sedmicu prikazana su na slici 4.15. Opterećenje voda 11–12, koji se nalazi neposredno ispred drugog PV sistema, prikazano je na slici 4.15a (crvena linija označava gornju granicu opterećenja od 145 A). Zagušenje se javlja tokom sunčanih dana, kada je proizvodnja PV sistema visoka, kao što je prikazano na slikama 4.14 i 4.15. Napon u čvoru 18 prikazan je na slici 4.15b, pri čemu horizontalne isprekidane linije označavaju donju (plava) i gornju (crvena) granicu. Iako napon prelazi 1,1 r.j. 7 časova u sedmici, on ostaje ispod ove granice 161 čas (95,83% vremena u sedmici), čime je ispunjen zahtjev standarda EN 50160, prema kojem napon mora ostati unutar $\pm 10\%$ nominalne vrijednosti tokom 95% vremena u sedmici. Slike 4.14 i 4.15 jasno ilustruju korelaciju između opterećenja voda, napona u čvorovima, punjenja baterija, promjene stanja napunjenosti baterija i neiskorištene energije.

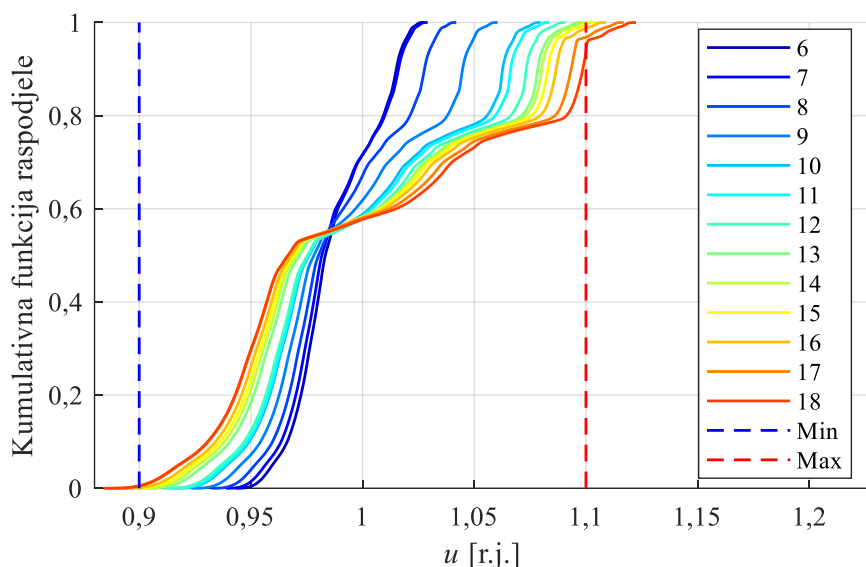


Slika 4.15. Vremenska serija: a) opterećenja voda 11–12 i b) napona u čvoru 18

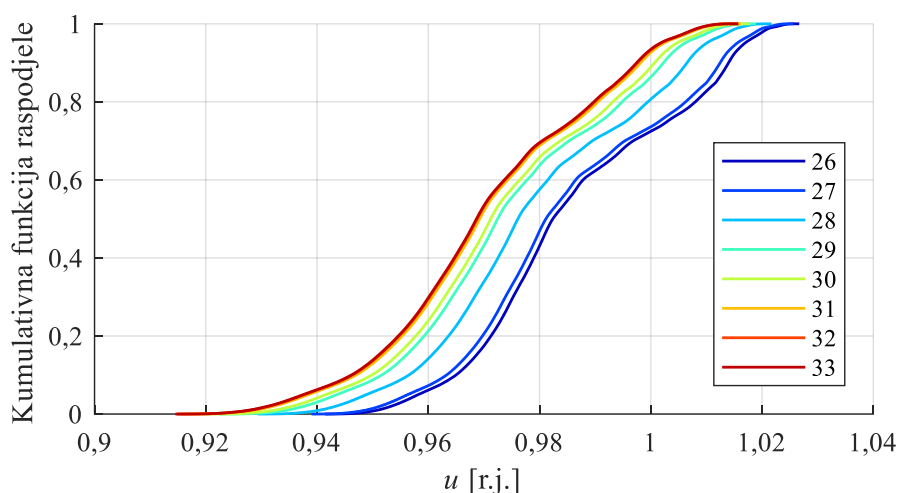
Na slikama 4.16–4.18 prikazane su kumulativne funkcije raspodjele napona u čvorovima mreže. Čvorovi u mreži su podijeljeni u tri grupe. Prva slika 4.16 ilustruje očekivanje napona na početku mreže u čvorovima koji su locirani blizu tačke napajanja (čvorovi 1–5 i 19–25). Sa slike se može vidjeti da će naponi u svim čvorovima biti viši od 0,96 r.j, a niži od 1,02 r.j. Blizina tačke napajanja mreže ne dozvoljava značajniju promjenu napona u čvorovima. Na slici 4.17 prikazane su kumulativne funkcije raspodjele napona u čvorovima 6–18, čvorovima koji se nalaze u blizini i u kojima su priključeni PV sistemi. Vertikalnim isprekidanim linijama su prikazane minimalne (plava isprekidana linija) i maksimalne (crvena isprekidana linija) vrijednosti napona prema normi EN50160. Sa slike se može vidjeti da naponi u čvorovima 15–18 mogu biti viši od maksimalne vrijednosti. Najviši napon se javlja u čvoru 18 u kome je priključen PV sistem. Pored čvora 18, PV sistem je priključen i u čvor 12, ali se u tom čvoru ne javlja previsok napon jer je on bliži izvornoj tački napajanja, pa je i mreža jača (manja je Tevenenova impedansa). Međutim, vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j. je 0,9591 što je dozvoljeno prema normi EN50160. Najviši napon u čvoru 18 je 1,122 r.j. Raspodjela napona u čvorovima 26–33 prikazana je na slici 4.18. Navedeni čvorovi su locirani na ogranku na kome nema PV sistema, stoga se i napon ne mijenja značajno. Maksimalna očekivana vrijednost napona je nešto viša od 1,02 r.j. Promjena napona je posljedica promjenljivog opterećenja, ali i snaga koje injektiraju PV sistemi jer ona utiče na promjenu napona u čvoru 6 sa koga se napaja posmatrani ogranak.



Slika 4.16. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 1–5, 19–25

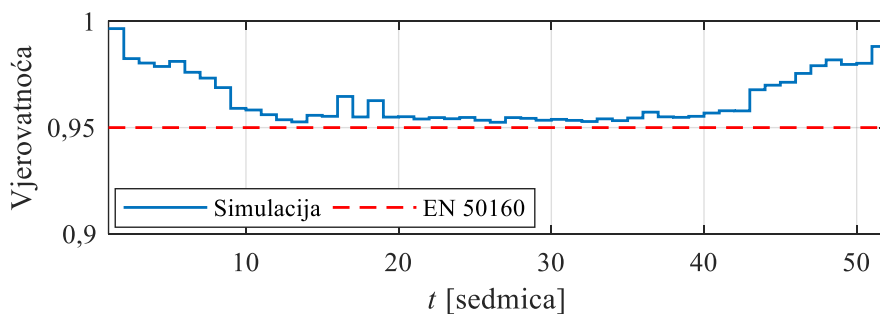


Slika 4.17. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18



Slika 4.18. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 26–33

Kako je normom EN50160 definisano odstupanje napona u čvorovima sredjenaponske mreže na nivou sedmice, na slici 4.19 je prikazana vjerovatnoća da će napon biti manji od 1,1 r.j. Vjerovatnoća je prikazana za čvor 18 jer je on najkritičniji u pogledu previsokih napona. Crvenom isprekidanom linijom je prikazana granična vrijednost prema normi EN50160. Sa slike se uočava da je vjerovatnoća da će napon tokom godine biti ispod 1,1 r.j. veća od 0,95 što je zahtijevano normom. Tokom početka i kraja godine vjerovatnoća je približno jednaka jedinici jer je proizvodnja PV sistema mala (slika 4.13), dok je tokom sredine godine vjerovatnoća nešto viša od 0,95 jer je tada proizvodnja PV sistema dosta veća i viši su naponi u čvorovima mreže.



Slika 4.19. Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j.

4.4. Analiza osjetljivosti

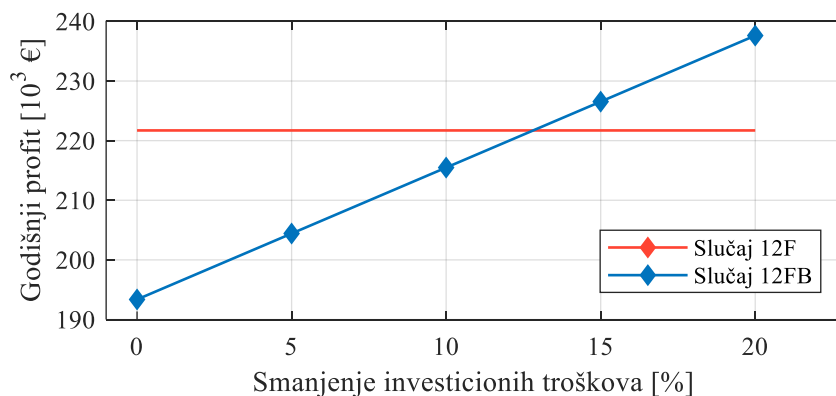
Razvijena metodologija za optimizaciju PV sistema i baterijskog sistema, kao i dobijeni rezultati, zasnovani su na određenim pretpostavkama i ulaznim podacima. Odstupanja od ovih pretpostavki mogu dovesti do promjena ukupnih rezultata. Stoga je u ovom poglavlju prikazana analiza osjetljivosti na promjene strategije upravljanja baterijama, investicionih troškova baterija, cijenu električne energije i načina prodaje električne energije. Analiza je sprovedena za slučajeve 12F i 12FB.

4.4.1. Promjena strategije upravljanja baterijama

Kako bi se povećala ekonomska isplativost baterijskog sistema i koristi koje on pruža, rad baterijskog sistema se obično zasniva na arbitraži cijene električne energije [109]–[111]. Baterijski sistem se puni kada je cijena električne energije niska, a prazni (vraća energiju u mrežu) kada su cijene visoke. U prethodnoj analizi je pretpostavljeno je da se baterije pune korišćenjem viška energije, koji se uglavnom podudara sa periodima niskih cijena električne energije, a da se prazni kada proizvodnja PV sistema padne na nulu. Budući da ova strategija nije striktno zasnovana na arbitraži cijene električne energije, sprovedena je analiza osjetljivosti profita na primjenu strategije upravljanja baterijama. Primjenom strategije arbitraže cijene profit se povećava sa 193.360 € na 198.870 € (slučaj 12FB). Relativno mala razlika može se objasniti činjenicom da se, prema predloženoj strategiji, baterijski sistem prvenstveno prazni tokom večernjih časova, kada su cijene električne energije najviše. Ovo potvrđuje da se u ovom planerskom zadatku može primijeniti relativno jednostavna strategija pražnjenja baterija. Međutim, prisustvo dodatnih ograničenja moglo bi dovesti do većih odstupanja rezultata, što bi zahtijevalo daljnju analizu.

4.4.2. Promjene investicionih troškova baterija

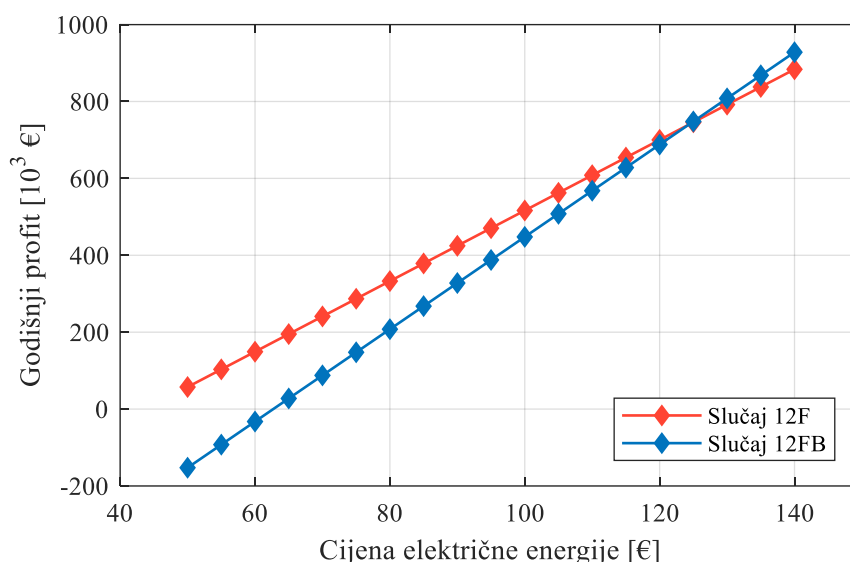
Relativno mala razlika u profitu između slučajeva 12F i 12FB, kao i očekivano smanjenje troškova instalacije baterija [59], motivisali su sprovođenje analize osjetljivosti rezultata na promjenu investicionih troškova baterija. Razmatrano je smanjenje investicionih troškova baterija do 20%, u koracima od po 5%. Rezultati simulacija prikazani su na slici 4.20. Očekivano, profit raste kako se investicioni troškovi smanjuju. Pored promjene profita usljed smanjenja investicionih troškova baterija, radi poređenja prikazan je i profit sistema bez baterija (slučaj 12F). U trenutnim uslovima, investicija u sistem bez baterija je povoljnija za investitora. Međutim, kada se investicioni troškovi baterija smanje za 12,8%, profiti postaju jednaki (obje investicije su podjednako atraktivne), dok za smanjenje troškova veće od 12,8% investicija u sistem sa baterijama postaje isplativija za investitora.



Slika 4.20. Promjena profita pri promjeni investicionih troškova baterijskog sistema

4.4.3. Promjena načina prodaje električne energije

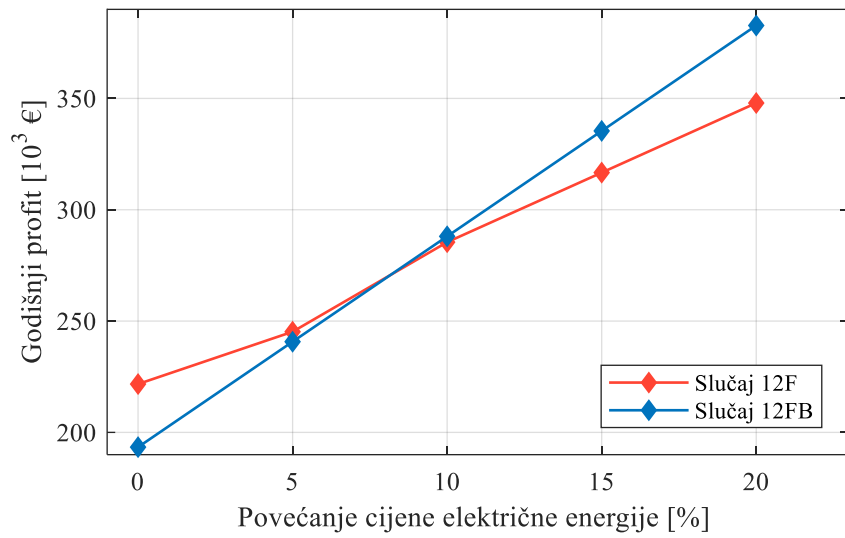
Pored prodaje električne energije na berzi, proizvođači se često odlučuju da prodaju električnu energiju posrednicima kao što su elektroprivrede ili specijalizovani trgovci električnom energijom. U ovim slučajevima je obično cijena električne energije fiksna i određuje se kao dio prosječne cijene energije u nekom periodu. Na primjer u [112] cijena iznosi 80% prosječne mjesečne cijene ostvarene na berzi električne energije. U svrhu analize uticaja fiksne cijene električne energije i njenog iznosa na profit u ovom dijelu je analizirano kako se mijenja godišnji profit kada se električna energija prodaje po fiksnoj cijeni za slučajeve 12F i 12FB. Na slici 4.21 prikazana je promjena godišnjeg profita za slučajeve 12F i 12FB u zavisnosti od cijene električne energije. Sa slike možemo vidjeti da za najnižu posmatranu cijenu od 50 €/MWh godišnji prihod u slučaju kada se priključe dva PV sistema sa FPPT opcijom (Slučaj 12F) iznosi 57.340 €, dok u slučaju kada se dodaju i baterije (Slučaj 12FB) on postaje negativan. Dakle, pri niskoj cijeni električne energije ugradnja baterija je skuplja od benefita koji one donose. Porastom cijene električne energije razlika prihoda između slučajeva 12F i 12FB je sve manja, da bi se pri cijeni energije od 124,25 €/MWh prihod izjednačio. Povećanjem cijene električne energije iznad 124,25 €/MWh prihod postaje veći ako se koriste baterije za skladištenje energije.



Slika 4.21. Promjena profita pri promjeni fiksne cijene električne energije

4.4.4. Promjena cijene električne energije

Još jedan faktor koji značajno utiče na ekonomsku isplativost baterijskog sistema jeste cijena električne energije. Sa porastom cijene električne energije prisustvo baterija postaje znatno korisnije. Promjena profita PV sistema sa baterijama (slučaj 12FB) prikazana je na slici 4.21. Radi poređenja prikazana je i promjena profita sistema bez baterija (slučaj 12F). Sa slike se može uočiti da kako cijene električne energije rastu profit sistema sa baterijama raste brže. Kada cijena električne energije poraste za 8,16%, profiti postaju jednaki, dok za povećanja veća od 8,16% sistem sa baterijama za skladištenje energije postaje isplativiji za investitora.



Slika 4.22. Promjena profita pri promjeni cijene električne energije

5. PRORAČUNI OPTIMALNIH SNAGA U SLUČAJU INTEGRACIJE VELIKOG BROJA DISTRIBUIRANIH PV SISTEMA

U ovom poglavlju je razmatrana optimalna integracija velikog broja PV sistema u distributivnu sredjenaponsku mrežu iz perspektive investitora gdje se fleksibilnost PV sistema ostvaruje kontinualnim ograničavanjem snage PV sistema. Za sagledavanje benefita koje nosi fleksibilno upravljanje PV sistemima, rezultati su upoređeni sa opcijom da se na iste lokacije priključe PV sistemi koji rade u režimu MPPT-a. Poređenje rezultata će biti izvršeno kroz instalisani kapacitet PV sistema, injektiranu energiju u mrežu i profit.

5.1. Proračun snage injektiranja

U sekciji 3.6 izložen je proračun tokova snaga kada su poznate snage injektiranja pojedinih PV sistema. Kako bismo upotpunili proračun, u ovom dijelu je data procedura za proračun snage injektiranja u mrežu u zavisnosti od načina regulacije koji se koristi kako bi se ispunila sva pogonska ograničenja. Posmatraju se sljedeći slučajevi:

- PV sistemi u kojima se vrši praćenje tačke maksimalne snage (MPPT),
- PV sistemi u kojima se vrši ograničavanje snage proizvodnje (FPPT).

5.1.1. Proračun snage injektiranja PV sistema sa MPPT

Ako se PV sistemima upravlja tako da se prati tačka maksimalne snage, samo ona kombinacija nominalnih snaga PV sistema pri kojoj su u svakom razmatranom scenariju Monte Karlo simulacije ispunjeni svi pogonski uslovi, može se priključiti u mrežu. Osnovna ograničenja se odnose na prenosni kapacitet vodova i napone u čvorovima mreže. Ta ograničenja su data relacijama (4.1) i (4.2).

5.1.2. Proračun snage injektiranja PV sistema sa FPPT

Ako PV sistemi uključuju FPPT opciju, snaga injektirana u mrežu može se fleksibilno regulisati kako bi se zadovoljila sva ograničenja mreže. Ograničenja mreže se mogu podijeliti u dvije grupe: ograničenja koja se odnose na prenosni kapacitet vodova i ograničenja koja su posljedica previsokih napona u čvorovima mreže. Stoga i proračun ograničavanja snage proizvodnje PV sistema je podijeljen u dva dijela. U prvom dijelu se vrši provjera i redukovanje snaga proizvodnje PV sistema usljed narušavanja prenosnog kapaciteta, a u drugom usljed previsokih napona u čvorovima. Kompletna procedura proračuna ograničavanja snage PV sistema je prikazana na slici 5.1.

Kada prenosni kapacitet distributivne mreže nije prekoračen, PV sistem radi u tački maksimalne snage. U suprotnom injektirana snaga se smanjuje. U opštem slučaju, prenosni kapacitet mreže može biti prekoračen na više lokacija. Zbog toga analiza u ovoj studiji započinje od kraja mreže, a vodovi kod kojih je prekoračen prenosni kapacitet se provjeravaju sekvencijalno. Kada se identifikuje vod kod kojeg je prenosni kapacitet prekoračen, trenutna

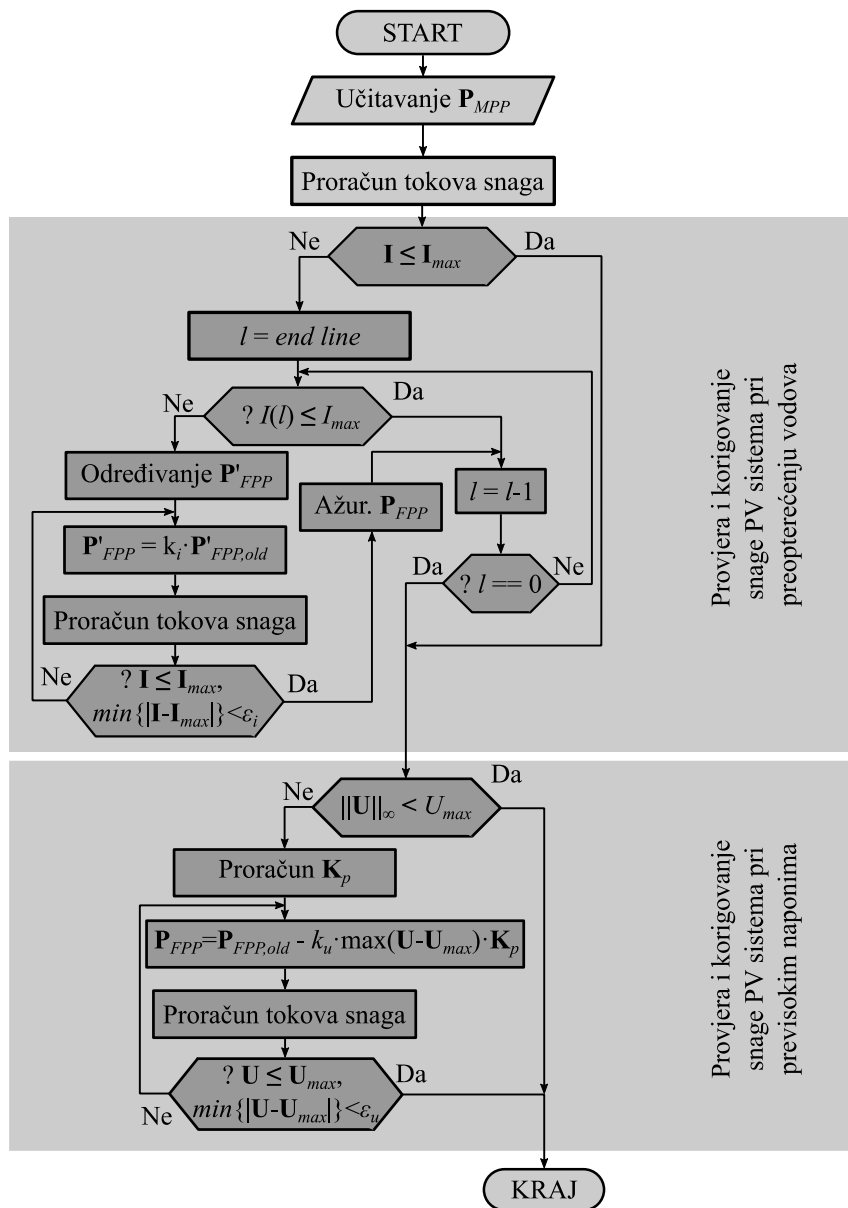
snaga PV sistema odgovornih za zagušenje (PV sistemi koji su u električnom smislu locirani iza zagušenog voda) iterativno se smanjuje prema sljedećem izrazu:

$$\mathbf{P}'_{FPP}(t) = k_p(t) \cdot \mathbf{P}'_{FPP,old}(t), \quad (5.1)$$

gdje je \mathbf{P}_{FPP} je vektor snaga PV sistema u fleksibilnim radnim tačkama u času t , $\mathbf{P}_{FPP,old}$ je vektor snaga PV sistema u fleksibilnim radnim tačkama izračunat u prethodnoj iteraciji (u prvoj iteraciji je jednak \mathbf{P}_{MPP}), $k_p(t) = \min(\mathbf{I}_{max} \div \mathbf{I})$, dok je \div označeno dijeljenje vektora element po element. Indeks ' označava redukovani vektor snaga PV sistema, tj. PV sistema čija se snaga proizvodnje ograničava. Vektor \mathbf{P}'_{FPP} se iterativno proračunava dok se ne ispuni sljedeći uslov:

$$\mathbf{I}(t) < \mathbf{I}_{max} \wedge \min\{\|\mathbf{I}(t) - \mathbf{I}_{max}\|\} < \varepsilon_i, \quad (5.2)$$

gdje je ε_i maksimalno odstupanje struje kritičnog voda od maksimalne vrijednosti struje. Na kraju, kada se iterativni proces završi, vrijednosti trenutnih snaga PV sistema se ažuriraju u vektoru \mathbf{P}_{FPP} .



Slika 5.1. Blok dijagram proračuna \mathbf{P}_{FPP}

Ako se naruše ograničenja maksimalnih napona u čvorovima mreže, vektor trenutnih snaga PV sistema se takođe iterativno koriguje:

$$\mathbf{P}_{FPP}(t) = \mathbf{P}_{FPP,old}(t) - k_u \cdot \max(\mathbf{U}(t) - \mathbf{U}_{max}) \cdot \mathbf{K}_p(t), \quad (5.3)$$

gdje je \mathbf{U}_{max} vektor maksimalnih vrijednosti napona u čvorovima, a:

$$k_u = \frac{\partial(\sum \mathbf{P}_{FPP}(t))}{\partial U_{cr}(t)}, \quad (5.4)$$

gdje je U_{cr} napon najkritičnijeg čvora. Vektor koeficijenta $\mathbf{K}_p(t)$ se proračunava na sljedeći način:

$$\mathbf{K}_p(t) = \frac{d(U_{cr}(t))/d\mathbf{P}_{FPP}(t)}{\sum(d(U_{cr}(t))/d\mathbf{P}_{FPP}(t))}, \quad (5.5)$$

Na ovaj način k_u predstavlja osjetljivost promjene ukupne snage PV sistema na napon u kritičnom čvoru na osnovu koga se proračunava koliko je potrebno smanjiti ukupnu snagu injektiranja, a vektor koeficijenata \mathbf{K}_p predstavlja osjetljivost promjene snage injektiranja pojedinih PV sistema na napon u kritičnom čvoru, a samim tim i raspodjelu ukupnog smanjenja snage na pojedine PV sisteme. Iterativni proces se završava kada se ispuni sljedeći uslov:

$$\mathbf{U}(t) < \mathbf{U}_{max} \quad \wedge \quad \min\{|\mathbf{U}(t) - \mathbf{U}_{max}|\} < \varepsilon_u. \quad (5.6)$$

gdje je ε_u maksimalno odstupanje napona u kritičnom čvoru od maksimalne vrijednosti. Takođe, na kraju iterativnog procesa ažuriraju se vrijednosti vektora \mathbf{P}_{FPP} .

Razlika između dostupne snage PV sistema (snage pri MPP) i snage koja se injektira u mrežu (snage pri FPP) se nepovratno gubi i predstavlja neiskorišćenu snagu:

$$\mathbf{P}_u(t) = \mathbf{P}_{MPP}(t) - \mathbf{P}_{FPP}(t), \quad (5.7)$$

gdje je \mathbf{P}_u vektor neiskorišćene snage PV sistema.

5.2. Ekonomski proračun

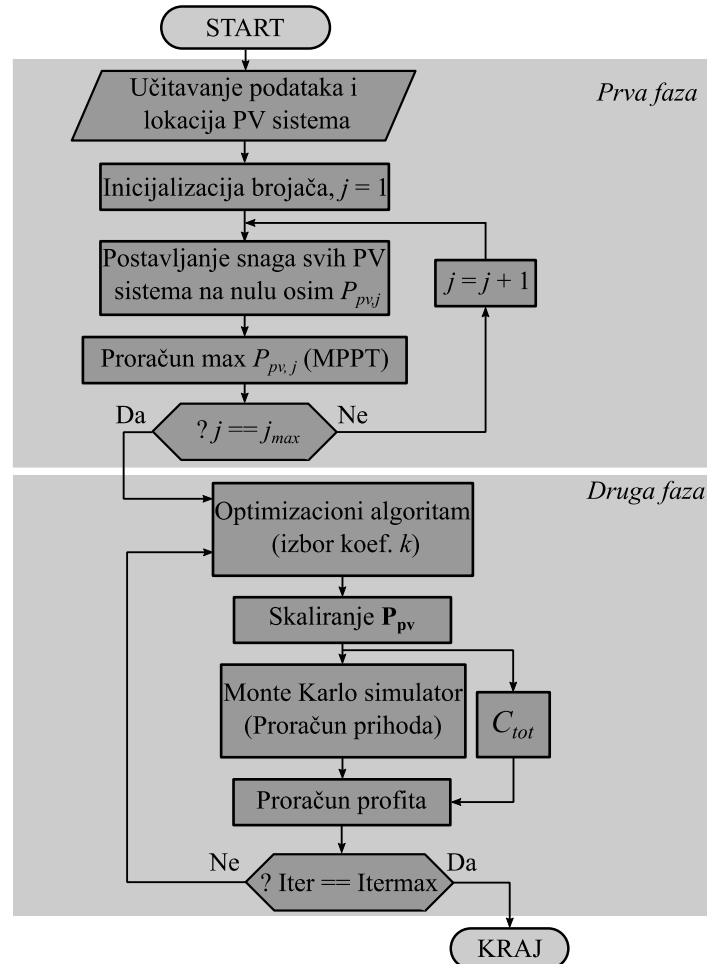
U ovoj sekciji, na osnovu razvijenog Monte Karlo simulatora u 3. poglavlju i metodologija za proračun snage injektiranja datih u sekciji 5.1, izložena je procedura za proračun optimalnih snaga PV sistema na unaprijed definisanim lokacijama. Procedura se zasniva na analizi vremenskih serija kako bi se obuhvatilo ponašanje sistema i procijenile vjerovatnoće različitih scenarija u dovoljno dugom vremenskom intervalu. Procedura se sprovodi u dvije faze, kao što je prikazano na slici 5.2.

U prvoj fazi proračunavaju se maksimalne snage PV sistema za različite unaprijed definisane lokacije. Tokom ovog proračuna pretpostavlja se da je u datom trenutku na samo određenoj (jednoj) lokaciji instaliran PV sistem i da PV sistem radi u režimu MPPT-a. Na taj način dobija se vektor maksimalnih snaga PV sistema (\mathbf{P}_{PV}) za izabrane lokacije. Snage se proračunavaju koristeći Monte Karlo simulator, pri čemu se snaga PV sistema maksimizuje uz uslov da su ograničenja (4.2) i (4.3) zadovoljena.

U drugoj fazi snage PV sistema se optimizuju kako bi se maksimizirao ukupni profit uz očuvanje relativnih odnosa snaga prethodno određenih vektorom \mathbf{P}_{PV} . Održavanjem međusobne zavisnosti između snaga pojedinačnih PV sistema, problem se svodi na optimizaciju koeficijenta skaliranja k kojim se množi vektor \mathbf{P}_{PV} . Ovo se može matematički izraziti na sljedeći način:

$$\max(C_{ann,tot}(k \cdot \mathbf{P}_{PV})), \quad k^{min} < k < k^{max}, \quad (5.8)$$

gdje je $C_{ann,tot}$ ukupni godišnji profit, a k koeficijent skaliranja vektora \mathbf{P}_{pv} . Profit se proračunava kao razlika prihoda od prodaje električne energije (B_{tot}) i ukupnih godišnjih troškova (C_{tot}) prema (4.18). Ukupni godišnji troškovi zavise od troškova održavanja i investicije, životnog vijeka PV sistema, kao i od interesne stope i stope inflacije. Proračun ukupnih godišnjih troškova je dat relacijama (4.19)–(4.22), uz korekciju relacije (4.21) tako da se samo troškovi PV sistema uzimaju u obzir.

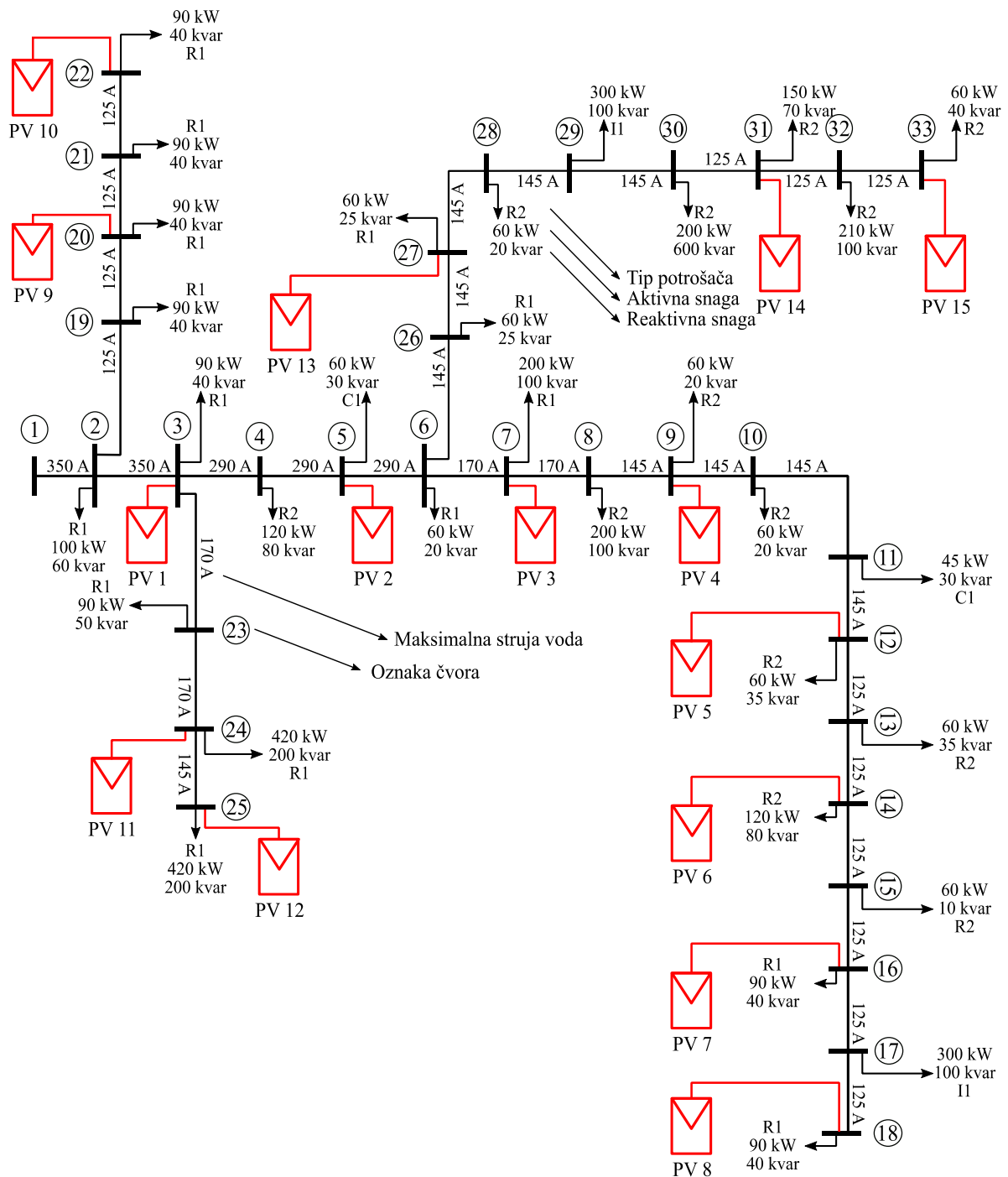


Slika 5.2. Procedura za procjenu optimalnih snaga PV sistema

Optimizacioni problem (5.8) je riješen DIRECT metodom [103], kojom se optimizuje koeficijent skaliranja k tako da se maksimizuje ukupni profit $C_{ann,tot}$, kao što je prikazano na slici 5.2. Profit $C_{ann,tot}$ se računa kao razlika između prihoda od prodaje električne energije i ukupnih troškova C_{tot} . Prihodi zavise od energije injektirane u mrežu i procjenjuju se Monte Karlo simulatorom (slika 3.1), dok ukupni troškovi uključuju godišnje investicione i troškove održavanja, koji takođe zavise od koeficijenta k . Radi postizanja ravnoteže između računске efikasnosti i tačnosti, koristi se srednji godišnji profit dobijen na osnovu 100 pokretanja Monte Karlo simulacije. Optimizacioni proces se završava kada se dostigne maksimalan broj iteracija.

5.3. Primjena na test mreži

Prethodno razvijena optimizaciona metoda primijenjena je za određivanje optimalnog kapaciteta PV sistema u modifikovanoj IEEE test mreži sa 33 čvora. U navedenoj mreži izabrano je 15 ravnomjerno raspoređenih lokacija za priključenje PV sistema. Modifikovana mreža sa unesenim lokacijama 15 PV sistema, podacima o opterećenju, tipovima potrošača i maksimalno dozvoljenim strujama vodova, prikazana je na slici 5.3. Granice napona definisane su u skladu sa standardom EN50160. Ostali podaci potrebni za simulaciju su isti kao u primjeru 4.3.



Slika 5.3. Modifikovana IEEE 33 test mreža sa unesenim lokacijama 15 PV sistema

5.3.1. Rezultati simulacija

U ovoj sekciji prikazani su rezultati optimizacije PV sistema priključenih na unaprijed definisanim lokacijama, sa ciljem maksimizacije profita investitora uz korišćenje FPPT-a kako bi se zadovoljila sva pogonska ograničenja mreže. Izabrani kapaciteti PV sistema predstavljaju kompromis između investicionih troškova i energije injektirane u mrežu. Dobijeni optimalni instalisani kapacitet se upoređuje sa onim dobijenim korišćenjem tradicionalnog upravljanja PV sistemom zasnovanog na MPPT-u. Prema proceduri sa slike 5.2 prvo su proračunate maksimalne snage PV sistema koje se mogu priključiti u pojedine čvorove mreže kada je samo jedan PV sistem priključen u mrežu. Rezultati proračuna, kao i ograničenje koje limitira snagu PV sistema, prikazani su u tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Rezultati proračuna maksimalnih snaga pojedinačnih PV sistema

PV sistem	1	2	3	4	5	6	7	8
Lokacija	3	5	7	9	12	14	16	18
Nominalna snaga PV sistema [MW]	11,60	9,63	5,35	4,64	4,60	3,84	3,29	2,75
Ograničenje	I	I	I	I	I	I, U	U	U
PV sistem	9	10	11	12	13	14	15	
Lokacija	20	22	24	25	27	31	33	
Nominalna snaga pri MPPT [MW]	3,56	3,50	5,15	3,66	4,48	3,77	3,53	
Ograničenje	I	I	I	I	I	I	I	

I – Ograničenje prenosne moći voda, U – ograničenje napona u čvoru

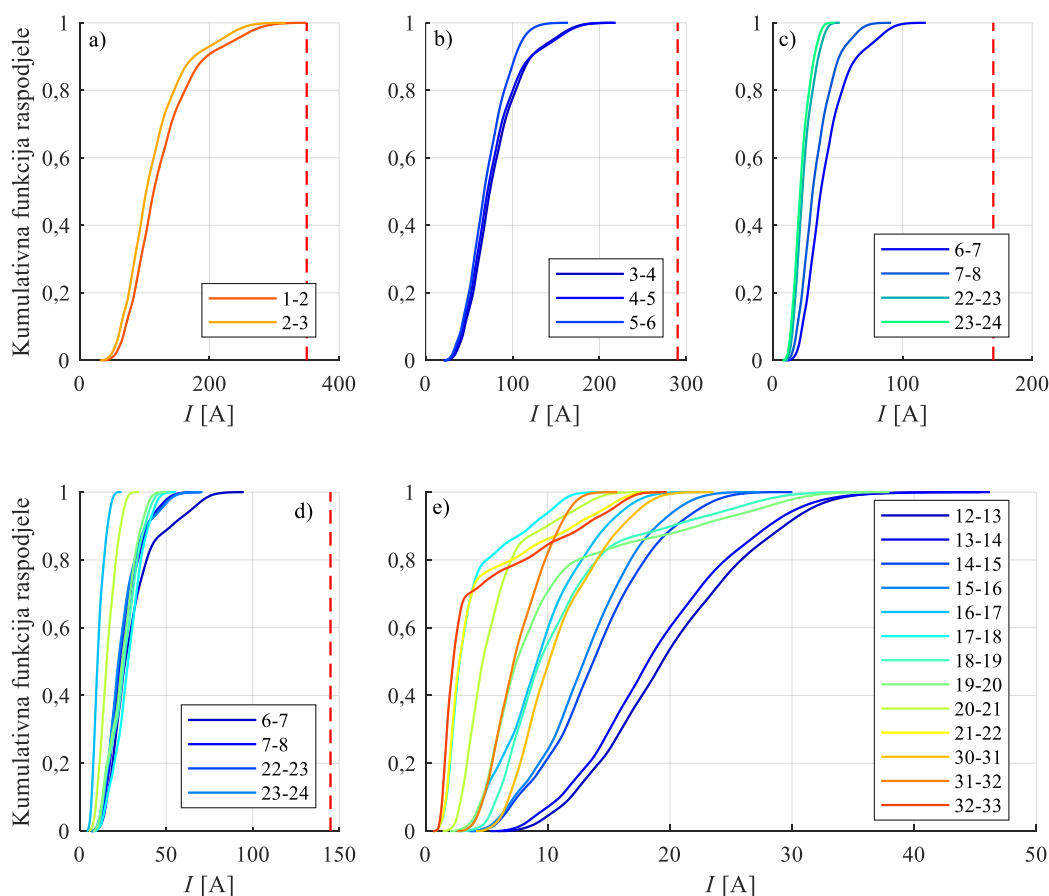
Snaga koja se može priključiti u pojedine čvorove mreže prvenstveno zavisi od lokacije čvora. U čvorove koji su locirani na početku mreže, gdje je veći prenosni kapacitet vodova ali i manja ekvivalentna impedansa do napojnog čvora mreže, može da se priključi PV sistem veće snage u odnosu na ostale čvorove u mreži. Stoga nominalna snaga PV sistema opada kako se čvorovi mijenjaju od 3 (na početku mreže) do 18 (na kraju ogranka). Isto tako snagu PV sistema na početku mreže ograničava prenosni kapacitet vodova (označeno sa I), dok snagu sistema na kraju ogranka obično ograničava porast napona (označeno sa U). Na lokaciji između ove dvije krajnje vrijednosti, kao što je lokacija 6. PV sistema u ovom slučaju (čvor 14 u mreži), snagu ograničava i prenosni kapacitet voda i porast napona u čvoru priključenja PV sistema.

Proračunom maksimalnih snaga PV sistema koji se mogu priključiti u pojedine čvorove mreže završava se prva faza proračuna prikazana na slici 5.2. U drugoj fazi se vrši skaliranje snaga tj. kompletnog vektora \mathbf{P}_{PV} tako da se maksimizuje profit. Tokom ovog proračuna PV sistemima se upravlja na dva načina (MPPT i FPPT) kako bi se mogao procijeniti uticaj načina upravljanja na instalisanu snagu i profit. Rezultati proračuna instalisanog kapaciteta i injektirane energije u mrežu u slučaju MPPT-a su prikazani u tabeli 5.2. Optimizacijom je dobijen koeficijent $k = 0,1683$. Instalisanu snagu, kao što je proračunato u tabeli 5.1, opadaju kako se tačke priključenja udaljavaju od napojne tačke mreže. Tako se na početku mreže, u čvor 3 može priključiti 1,95 MW, a u čvor 18, na kraju ogranka 0,59 MW. Ukupna snaga svih PV sistema iznosi 12,34 MW, a očekivana godišnja proizvodnja električne energije je 16,06 GWh, dok je očekivani godišnji profit 449.250 €.

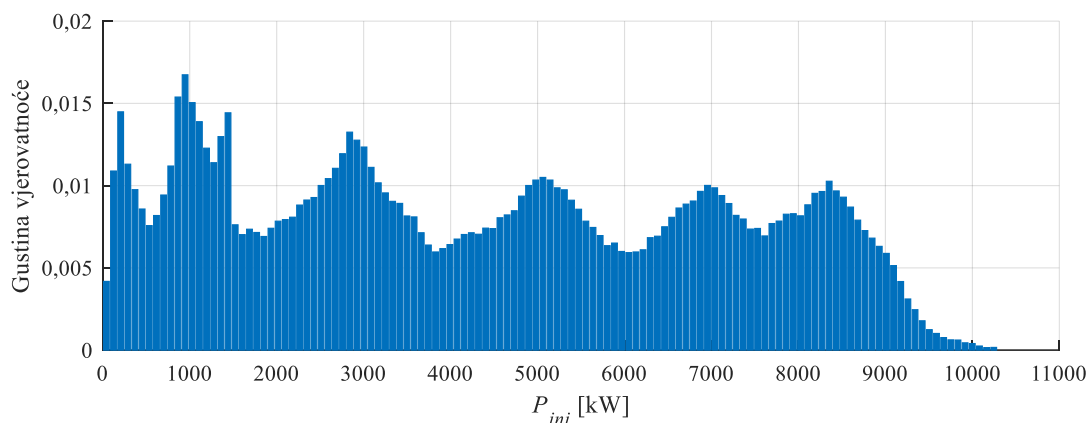
Tabela 5.2. Rezultati proračuna pri MPPT upravljanju

PV sistem	1	2	3	4	5	6	7	8
Lokacija	3	5	7	9	12	14	16	18
Nominalna snaga pri MPPT [MW]	1,95	1,62	0,90	0,78	0,77	0,65	0,55	0,46
$W_{ann,inj}$ [GWh]	2,54	2,11	1,17	1,01	1,00	0,85	0,72	0,60
PV sistem	9	10	11	12	13	14	15	Σ
Lokacija	20	22	24	25	27	31	33	
Nominalna snaga pri MPPT [MW]	0,60	0,59	0,87	0,62	0,75	0,63	0,59	12,34
$W_{ann,inj}$ [GWh]	0,78	0,77	1,13	0,80	0,98	0,82	0,77	16,06

MPPT opcija ne pruža nikakvu fleksibilnost sistema, stoga se u svim razmatranim Monte Karlo simulacijama moraju ispuniti ograničenja koja nameće mreža. Jedno od tih ograničenja je i prenosni kapacitet vodova. Kumulativne funkcije raspodjela opterećenja vodova prikazane su na slici 5.4. Funkcije su grupisane po vodovima koji su istog prenosnog kapaciteta. Na slici 5.4a su date kumulativne funkcije raspodjela opterećenja vodova 1–2 i 2–3, gdje se može vidjeti da je samo mali period vremena vod 1–2 maksimalno opterećen. Vjerovatnoća da će opterećenje voda 1–2 biti manje od 300 A je 0,9958, dok je maksimalno dozvoljeno opterećenje 350 A. Opterećenja ostalih vodova prikazana na slikama 5.4a–5.4e su manja od maksimalno dozvoljenih opterećenja. Dakle, maksimalan instalisani kapacitet određuje najkritičniji režim koji traje jako kratko. Koliko kratko traje kritični režim ilustrirano je na slici 5.5, gdje je prikazan histogram časovne snage injektiranja u mrežu (bez noćnih režima). Sa slike se može vidjeti da se snaga injektiranja mijenja od svega nekoliko kW u jutarnjim časovima do nekoliko hiljada kW tokom vedrih dana. Promjene gustine vjerovatnoće između minimalne i maksimalne snage injektiranja su posljedica vedrih i oblačnih dana, te časovne promjene injektiranja tokom dana. Vjerovatnoća da će PV sistemi injektirati maksimalnu snagu od 1025 kW je 0,0001664. Takođe, vjerovatnoća nije značajno veća da će ukupna injektirana snaga biti 9505 kW (0,00124), što daje povod da se razmotri ograničavanje snage proizvodnje čime bi se omogućio veći instalisani kapacitet, a neiskorišćena energija ne bi bila značajna. Optimalni odnos neiskorišćene energije i povećanja kapaciteta PV sistema analiziran je u nastavku.



Slika 5.4. Empirijske funkcije raspodjele opterećenja vodova u mreži

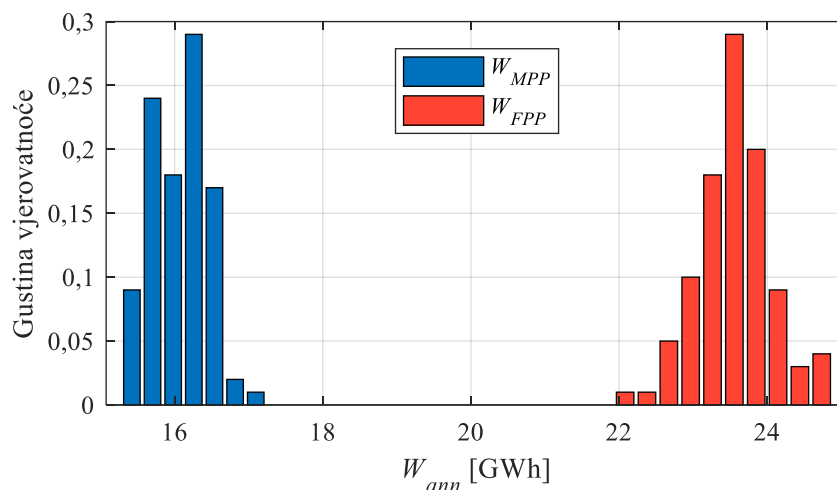


Slika 5.5. Gustina vjerovatnoće ukupne snage injektiranja

Uvođenjem fleksibilnog praćenja radne tačke omogućava se veća integracija PV sistema budući da se ne mora sva energija injektirati u mrežu. Optimalna snaga integracije se dobija kao kompromis između povećanja troškova izgradnje sistema i smanjenja prihoda usljed neiskorišćene energije. Rezultati proračuna optimalne snage PV sistema pri FPPT opciji prikazani su u tabeli 5.3. Skaliranjem vektora snaga \mathbf{P}_{PV} sa $k = 0,2704$ dobijene su optimalne snage PV sistema. U čvor 3 (PV1) optimalno je priključiti 3,14 MW PV sistema, koji će u mrežu injektirati 3,73 GWh električne energije, dok neiskorišćena energija iznosi 0,36 GWh (8,80% maksimalno moguće proizvodnje). U svim narednim čvorovima je optimalno priključiti manju snagu od 3,73 MW jer je manja i maksimalna snaga koja se može priključiti u te čvorove (data u tabeli 5.1). U čvor 18, koji je na kraju ogranka, optimalno je priključiti 0,74 MW PV sistema, dok je ukupna snaga svih PV sistema 19,83 MW. Uvođenjem fleksibilnog upravljanja povećava se snaga PV sistema sa 12,34 MW na 19,83 MW što je povećanje za čak 60%. Takođe, i injektirana energija se povećava sa 16,06 GWh na 23,56 GWh, što dovodi do rasta profita sa 449.250 € na 610.040 €, ili za 35,79%. Raspodjela vjerovatnoće godišnje energije injektirane u mrežu prikazana je na slici 5.6.

Tabela 5.3. Rezultati proračuna pri FPPT opciji

PV sistem	1	2	3	4	5	6	7	8
Lokacija	3	5	7	9	12	14	16	18
Nominalna snaga pri FPPT [MW]	3,14	2,60	1,45	1,25	1,24	1,04	0,89	0,74
$W_{ann,inj}$ [GWh]	3,73	3,07	1,71	1,47	1,45	1,21	1,04	0,87
$W_{ann,u}$ [GWh]	0,36	0,32	0,18	0,15	0,16	0,14	0,12	0,09
PV sistem	9	10	11	12	13	14	15	Σ
Lokacija	20	22	24	25	27	31	33	
Nominalna snaga pri FPPT [MW]	0,96	0,95	1,39	0,99	1,21	1,02	0,95	19,83
$W_{ann,inj}$ [GWh]	1,20	1,19	1,17	1,18	1,43	1,21	1,13	23,56
$W_{ann,u}$ [GWh]	0,04	0,05	0,15	0,11	0,14	0,12	0,11	2,28



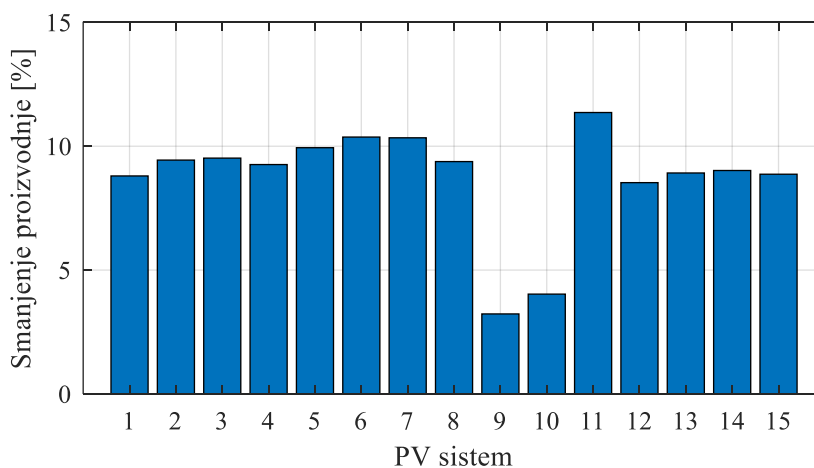
Slika 5.6. Raspodjela vjerovatnoće godišnje energije injektirane u mrežu pri MPPT i FPPT

Energija koja se ne iskoristi zbog ograničavanja proizvodnje PV sistema iznosi 2,28 GWh, što je 8,82% maksimalno moguće proizvodnje PV sistema. Smanjenje proizvodnje pojedinih PV sistema usljed ograničavanja snage je prikazano na slici 5.7. Smanjenje proizvodnje se kreće od 3,23% koje se ima za 9. PV sistem do 11,36% za 11. PV sistem, dok se za većinu PV sistema kreće oko 10% ili nešto manje.

Kao indikator kvaliteta predloženog pristupa za izbor optimalnih snaga PV sistema i ograničavanja proizvodnje, koristi se *Jain Fairness Index* (JFI) za kvantifikaciju pravičnosti [113]. JFI kvantifikuje pravičnost raspodjele ograničavanja snage PV sistema u kritičnim radnim uslovima i teorijski može imati vrijednosti u opsegu od 0 do 1. Računa se na sljedeći način:

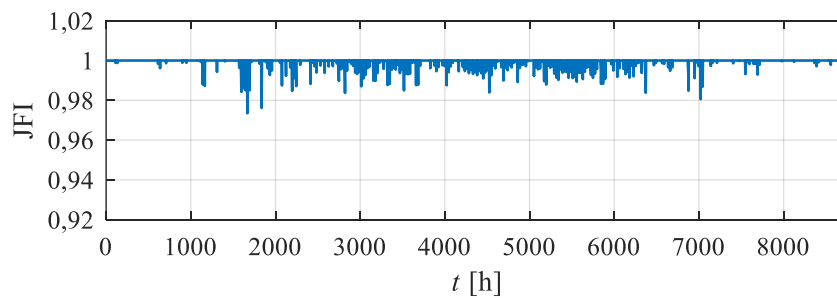
$$JFI = \frac{\left| \sum_{i=1}^n x_i \right|^2}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2}, \quad x_i \geq 0, \quad (5.9)$$

gdje je x_i smanjenje snage proizvodnje PV sistema, a n ukupan broj PV sistema. Ako bi smanjenje snage svih PV sistema bilo isto, onda bi to bilo u potpunosti pravično i $JFI = 1$, a ako bi smanjenje bilo nejednako, JFI bi se smanjivao. Proračun JFI za posmatrani primjer, samo u slučajevima kada se vrši ograničavanje proizvodnje, prikazan je na slici 5.8. Sa slike se vidi da je predloženim pristupom dobija jako visok JFI indeks što ukazuje na dobar pristup proračuna snaga PV sistema. Promjena JFI tokom godine je posljedica proizvodnje PV sistema koja se mijenja (slika 5.9).

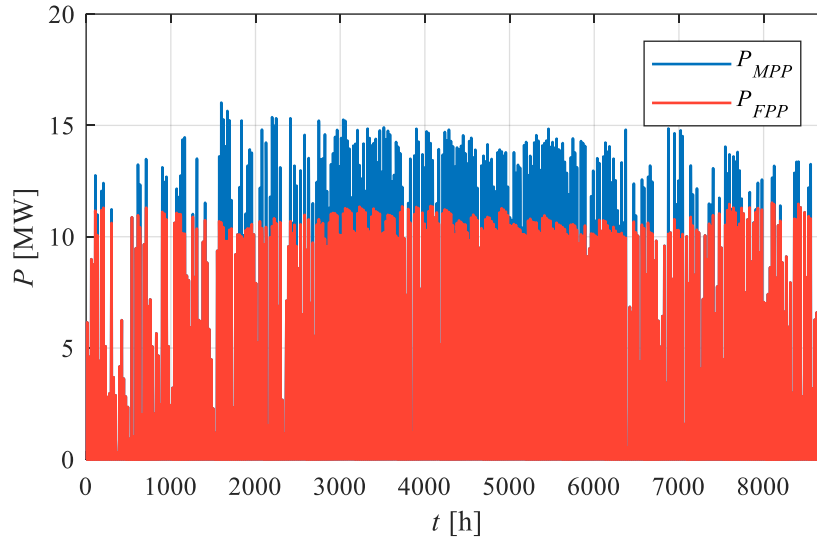


Slika 5.7. Smanjenje proizvodnje PV sistema usljed ograničavanja proizvodnje

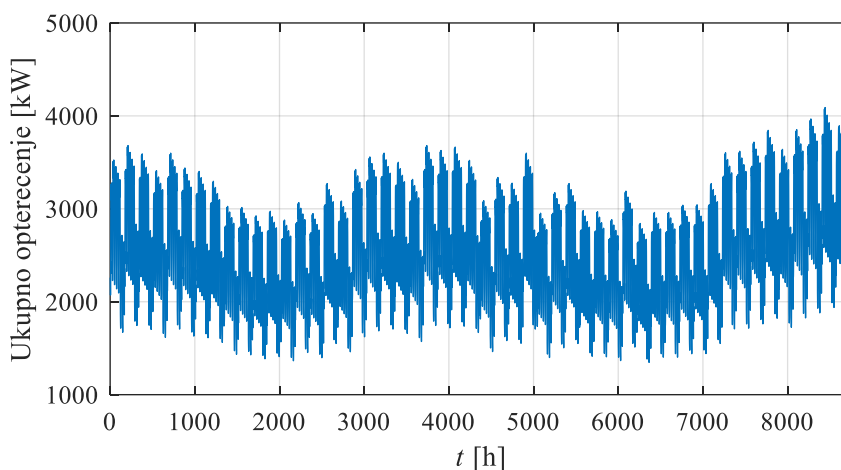
Tokom početka i kraja godine kada je proizvodnja PV sistema manja i potrebe za ograničavanjem snage proizvodnje PV sistema su manje, dok je tokom sredine godine proizvodnja značajnija i ograničavanje snage se češće primjenjuje. Najmanja vrijednost JFI indeksa je dobijena 1668 čas u toku godine i iznosi 0,9735. Moguća snaga PV sistema (P_{MPP}) i snaga injektirana u mrežu (P_{FPP}) u toku jedne godine su prikazane na slici 5.9. Sa slike se može vidjeti da je upravo 1668. čas u toku godine najveća moguća proizvodnja PV sistema, što dovodi do najvećeg ograničavanja snage proizvodnje PV sistema i najmanjeg JFI. Snaga injektiranja u mrežu zavisi od prenosnih kapaciteta mreže, ali i od opterećenja mreže, jer lokalna potrošnja igra značajnu ulogu u potrebi da se energija dalje prenosi. Snaga potrošnje u mreži tokom jedne reprezentativne godine je prikazana na slici 5.10. Usljed uticaja godišnjih doba prosječna snaga opterećenja se mijenja tokom godine, ali i usljed različitih potreba potrošača snaga se mijenja u toku sedmice. Jasno je vidljiva promjena opterećenja tokom radnih dana i dana vikenda. Takođe, i promjena maksimalnog opterećenja iz dana u dan tokom radnih dana je uočljiva. Sve ovo utiče na promjenu snage injektiranja PV sistema.



Slika 5.8. JFI za reprezentativnu godinu

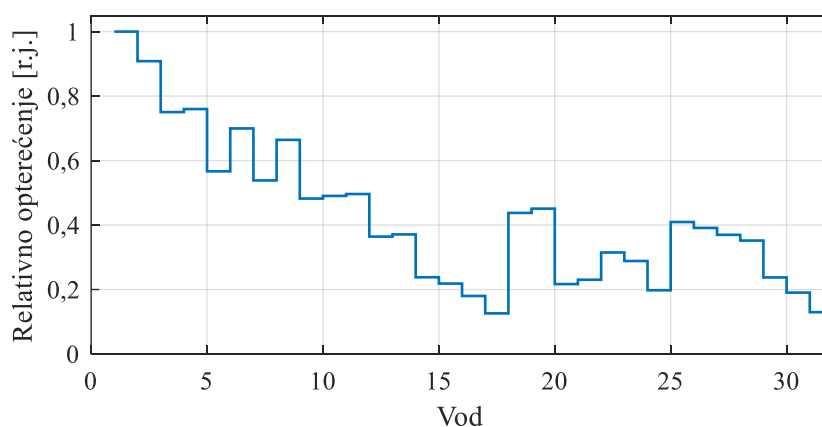


Slika 5.9. Vremenska serija maksimalno moguće proizvodnje (P_{MPP}) i snage injektiranja (P_{FPP}) u mrežu

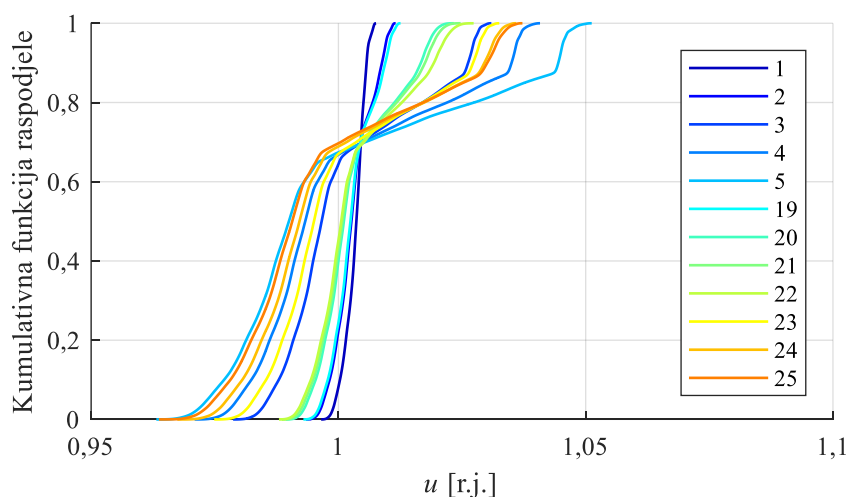


Slika 5.10. Ukupno opterećenje mreže

Relativno opterećenje vodova je prikazano na slici 5.11. Sa slike se može vidjeti da relativno opterećenje vodova opada udaljavajući se od početka mreže. Najveće opterećenje se javlja na vodu 1. Svi ostali vodovi su opterećeni manje od maksimalne vrijednosti. Kumulativne funkcije raspodjele napona u čvorovima na početku mreže prikazane su na slici 5.12. Naponi u čvorovima na početku mreže 1–5, 19–25 se mijenja u uskom opsegu oko nominalne vrijednosti što je posljedice blizine napojne tačke mreže. Najveća promjena se javlja u čvoru 5 koji je najudaljeniji od napojne tačke mreže na najdužem ogranku.

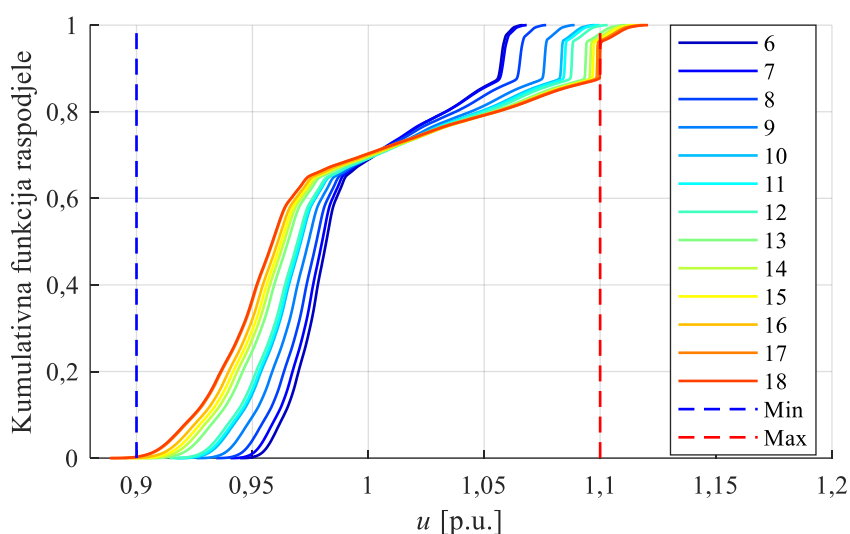


Slika 5.11. Relativno opterećenje vodova

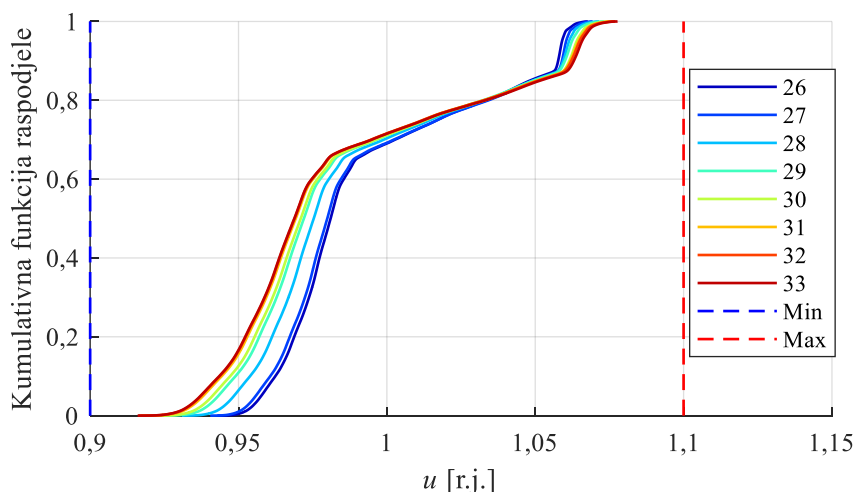


Slika 5.12. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 1–5, 19–25

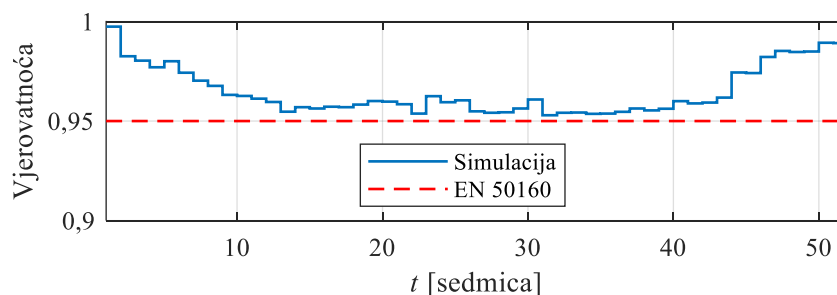
Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18 na ogranku mreže je prikazana na slici 5.13. Minimalne i maksimalne vrijednosti napona su prikazane plavom i crvenom isprekidanom linijom. Diskontinuitet krivih vidljiv na slici je direktna posljedica ograničavanja snage proizvodnje PV sistema kako bi se napon zadržao u dozvoljenim granicama. Napon u čvorovima (6–11) je manji od 1,1 r.j. dok je u ostalim čvorovima veći. Najveći napon se javlja u čvoru 18 i iznosi 1,12 r.j. Vjerovatnoća da će napon biti niži od 1,1 r.j. je najmanja za čvor 18 i iznosi 0,9596 što je dozvoljeno prema EN50160 standardu. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 26–33 na drugom ogranku je prikazana na slici 5.14. Ovaj ogranak je nešto kraći i ekvivalentna impedansa vodova je manja te ne dolazi do pojave kritičnih napona u čvorovima. Najviša vrijednost napona se javlja u čvoru 33 na kraju ogranaka i iznosi 1,078 r.j. Promjena vjerovatnoće da će napon u čvoru 18, koji je najkritičniji, biti niža od 1,1 r.j. prikazana je na slici 5.15. Takođe, granica definisana prema normi EN50160 je prikazana isprekidanom crvenom linijom. Sa slike se može vidjeti da je uslov ispunjen i da su najniže vrijednosti vjerovatnoće tokom sredine godine kada je najveća proizvodnja PV sistema.



Slika 5.13. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18



Slika 5.14. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 26–33

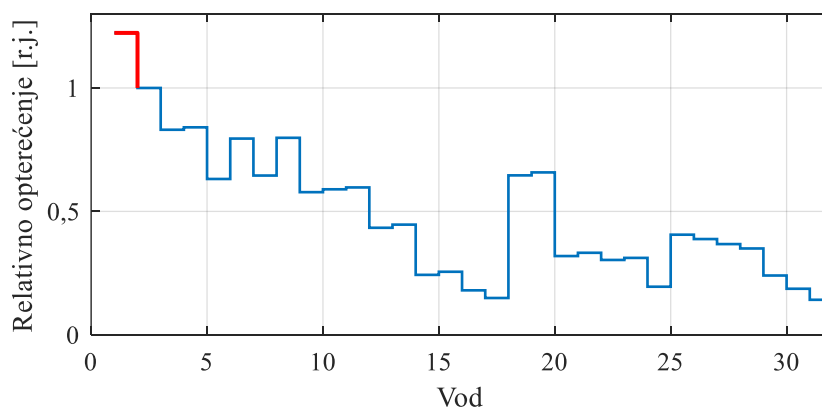


Slika 5.15. Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j.

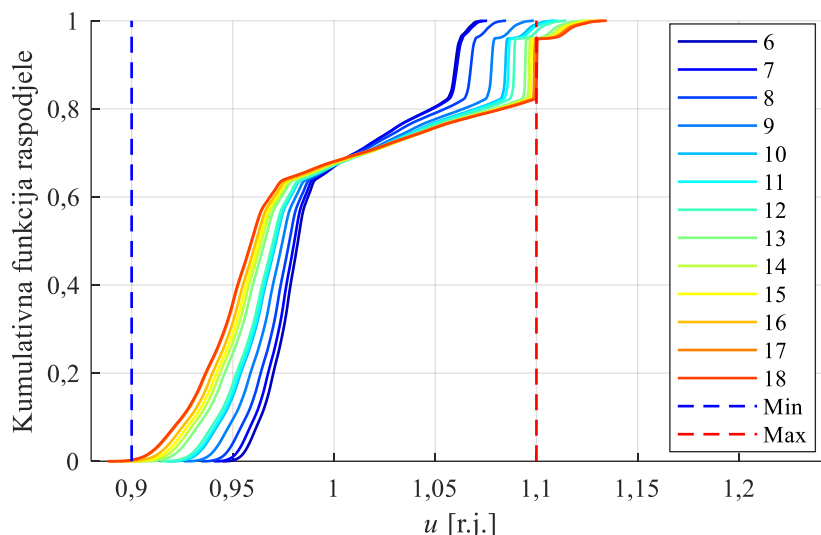
5.3.2. Ojačanje voda 1–2

Ojačanje kompletne mreže u cilju povećanja kapaciteta integracije PV sistema obično nije opravdano jer iziskuje velika investiciona sredstva. Međutim, ojačavanje kritičnih dijelova mreže zahtijeva manja investiciona sredstva, a može dovesti do povećanja integracije PV sistema i energije injektirane u mrežu. U ovom dijelu će biti analizirana mogućnost ojačavanja mreže u cilju povećanja instalisanog kapaciteta.

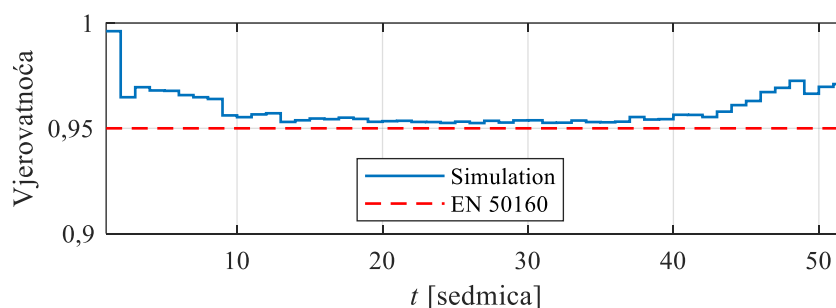
U dijelu 5.3.1 je pokazano da se značajno može povećati instalisani kapacitet ako se sa MPPT opcije pređe na FPPT. Isto tako sa slike 5.11 se može vidjeti da jedino vod 1–2 ograničava prenos energije budući da je jedino on nominalno opterećen. Stoga se nameće zaključak da bi vod 1–2 trebalo ojačati u cilju dodatnog povećanja instalisanog kapaciteta. Rezultati simulacije pokazuju da bi povećanje prenosnog kapaciteta voda 1–2 za 22,3% omogućilo da se instalisani kapacitet povećava sa 19,83 MW na 24,83 MW. Povećanje integracije PV sistema bi donijelo dodatni profit koji bi porastao sa 610.040 € na 646.420 €. Procentualno opterećenje vodova u mreži je prikazano na slici 5.16. Plavom linijom su označena relativna opterećenja vodova, a crvenom bojom relativno opterećenje voda koji je ojačan. Sa slike se može vidjeti da je vod 2 sljedeći koji ograničava instalisani kapacitet PV sistema. Povećanjem instalisanog kapaciteta PV sistema povećavaju se naponi u čvorovima mreže te se češće javlja potreba da se zbog previsokih napona snaga proizvodnje PV sistema ograniči. Očekivane vrijednosti napona u čvorovima na kritičnom ogranku su prikazane na slici 5.17. Sa slike se može vidjeti da je vjerovatnoća da će napon u svim čvorovima biti niži od 1,1 r.j. bez potrebe da se vrši ograničavanje proizvodnje PV sistema 0,82 i maksimalna vrijednost napona u čvoru 18 je 1,135 r.j. Bez obzira na veću potrebu za ograničavanjem snage proizvodnje PV sistema, napon u najkritičnijem čvoru ostaje u granicama propisanim normom EN 50160, kao što je prikazano na slici 5.18.



Slika 5.16. Relativno opterećenje vodova nakon ojačanja voda 1–2

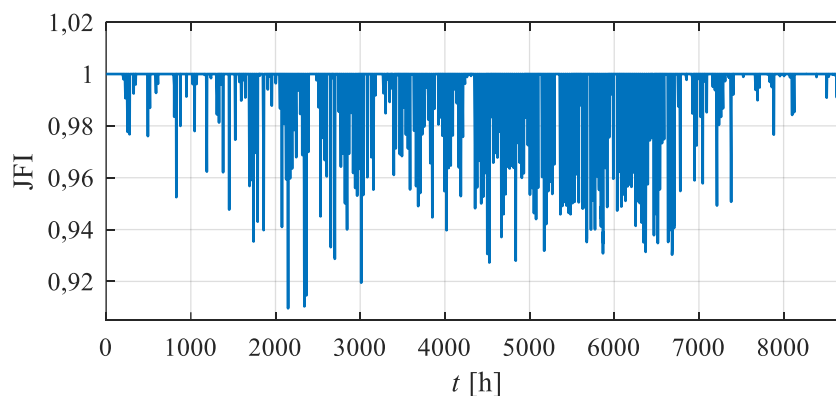


Slika 5.17. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18 nakon ojačanja voda 1–2



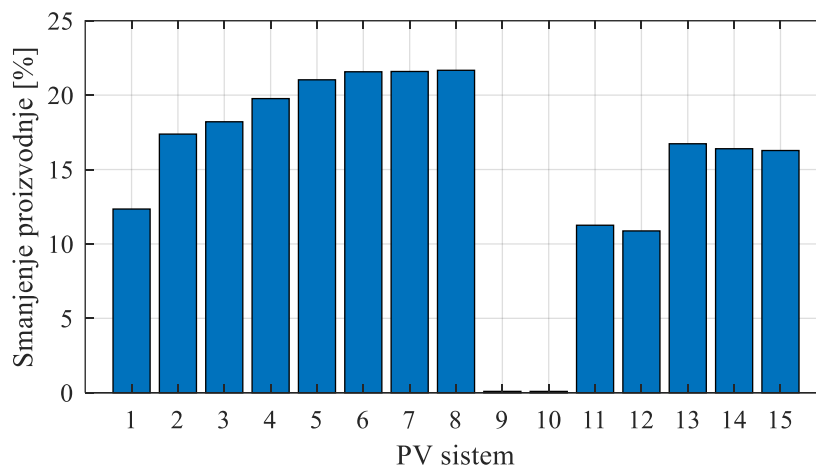
Slika 5.18. Vjerovatnoća da će napon u čvoru 18 biti niži od 1,1 r.j. nakon ojačanja voda 1–2

Ojačanjem voda 1–2 povećava se injektirana energija u mrežu sa 23,56 GWh na 27,45 GWh. Povećanje injektirane energije iznosi 16,51% dok je instalisani kapacitet povećan za 25%. Energija koja se ne iskoristi zbog ograničavanja proizvodnje snage PV sistema iznosi 4,87 GWh, što je 15,07%, dok je u slučaju FPPT-a bez ojačanja voda 1–2 bila 8,82%. Povećanje ograničavanja snage proizvodnje dovodi do nešto lošije pravičnosti u raspodjeli smanjenja. Na slici 5.19 se može vidjeti da se znatno ranije u toku godine počinje javljati potreba za ograničavanjem proizvodnje PV sistema i da je pravičnost manja, što je kvantifikovano manjim JFI indeksom. U ovom slučaju najniža vrijednost indeksa JFI je 0,91 dok je bila 0,9735 (slika 5.8).



Slika 5.19. JFI za reprezentativnu godinu nakon ojačanja voda 1–2

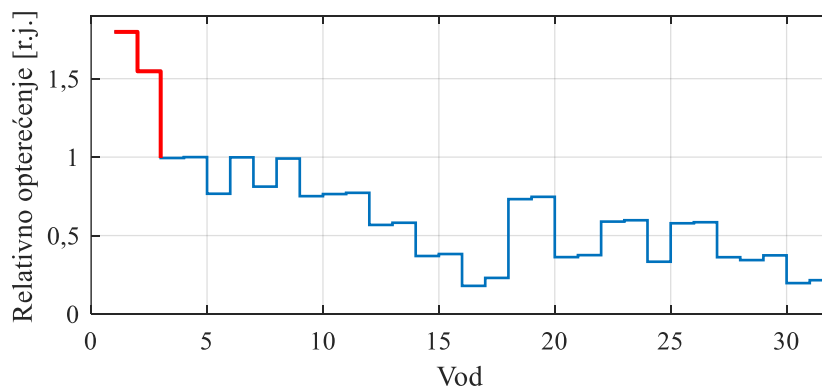
Raspodjela energije po PV sistemima koja se ne injektira u mrežu zbog ograničavanja snage proizvodnje PV sistema prikazan je na slici 5.20. Sa slike se može vidjeti da je najveće smanjenje injektirane energije PV sistema 6, 7 i 8, dok možemo reći da se snaga PV sistema 9 i 10 ne ograničava. Ovaj rezultat je posljedica ojačavanja mreže čime se mijenja prenosni kapacitet voda 1–2, a sa tim bi se promijenile i maksimalne snage PV sistema koje se mogu priključiti u pojedine čvorove mreže (tabela 5.1), odnosno došlo bi do promjene maksimalnih snaga u pojedinim čvorovima mreže. PV sistemi 6, 7 i 8 su priključeni u čvorove 14, 16 i 18, koji se nalaze na kraju ogranka. Kako je kraj ogranka najkritičniji u pogledu porasta napona, i snaga proizvodnje PV sistemima koji su priključeni u navedenim čvorovima se češće ograničava u odnosu na druge PV sisteme. Takođe, i iznos ograničenja je niži. Za razliku od navedenih PV sistema, PV sistemi priključeni u čvorove 9 i 10 ne ograničavaju svoju snagu jer je ogranak gdje su oni priključeni direktno povezan na vod 1–2.



Slika 5.20. Smanjenje proizvodnje PV sistema usljed ograničavanja proizvodnje nakon ojačanja voda 1–2

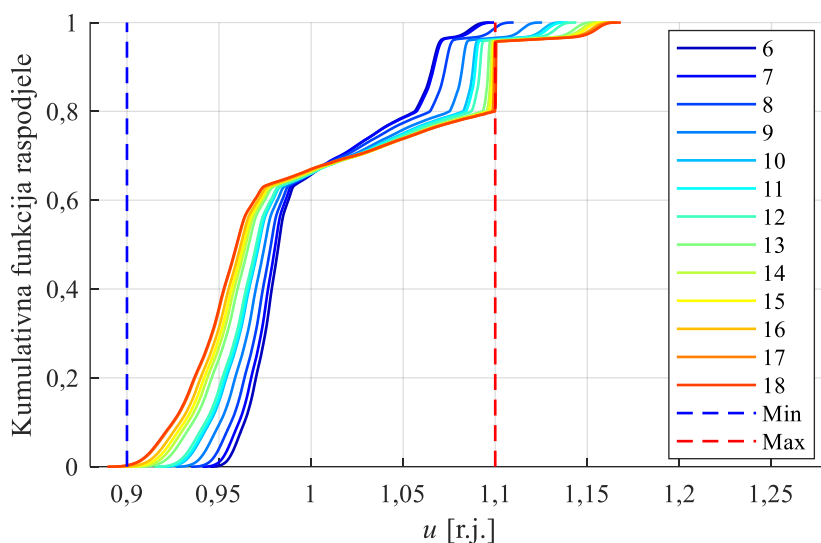
5.3.3. Ojačanje vodova 1–2 i 2–3

Da bi se dodatno povećao instalisani kapacitet PV sistema trebalo bi ojačati vodove 1–2 i 2–3. Vod 1–2 bi trebalo ojačati za 79,8%, a vod 2–3 za 54,7% i time bi se omogućila dodatna integracija PV sistema. Relativno opterećenje vodova u ovom slučaju je prikazano na slici 5.21. Crvenom bojom je prikazano relativno opterećenje vodova koji su ojačani u odnosu na nominalnu snagu prije ojačavanja, a plavom bojom je prikazano relativno opterećenje ostalih vodova u mreži. Sa slike se može vidjeti da se u ovom slučaju ostvaruje maksimalno povećanje instalisanog kapaciteta pri ojačavanju vodova 1–2 i 2–3. Za dodatno povećanje instalisanih kapaciteta trebalo bi ojačati više vodova 3–4, 4–5, 6–7, 8–9 što je već značajniji dio mreže.

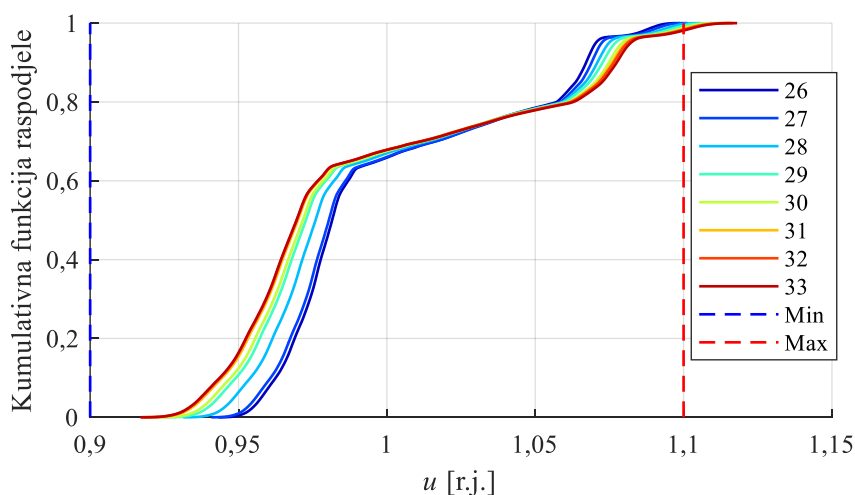


Slika 5.21. Relativno opterećenje vodova nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3

Ojačavanje vodova 1–2 i 2–3 omogućava da se instalisani kapacitet poveća sa prethodnih 24,83 MW (kada se vrši ojačavanje samo voda 1–2) na 27,92 MW. Povećanjem instalisanog kapaciteta i energija injektirana u mrežu se povećava sa 27,45 GWh na 31,10 GWh, a godišnji profit sa 646.420 € na 739.850 €. Energija koja se ne iskoristi u ovom slučaju iznosi 5,23 GWh što je 14,4% maksimalno moguće proizvodnje. Takođe, i u ovom slučaju dolazi do izražaja ograničavanje snage proizvodnje PV sistema koje se javlja zbog previsokog napona u čvorovima. Na slikama 5.22 i 5.23 prikazani su naponi na ograncima. Sa slike 5.22 se može vidjeti da je napon u dozvoljenim granicama prema normi EN50160 i da je maksimalan napon u čvoru 18 (1,168 r.j.) Takođe, vidi se da je vjerovatnoća da će napon biti manji od 1,1 r.j. bez ograničavanja snage proizvodnje PV sistema 0,8 što je manje od svih prethodnih slučajeva. Pored ovoga, napon na drugom ogranku (slika 5.23) premašuje vrijednost od 1,1 r.j. Najviša vrijednost napona se javlja na kraju ogranka, čvor 33 i iznosi 1,118 r.j.



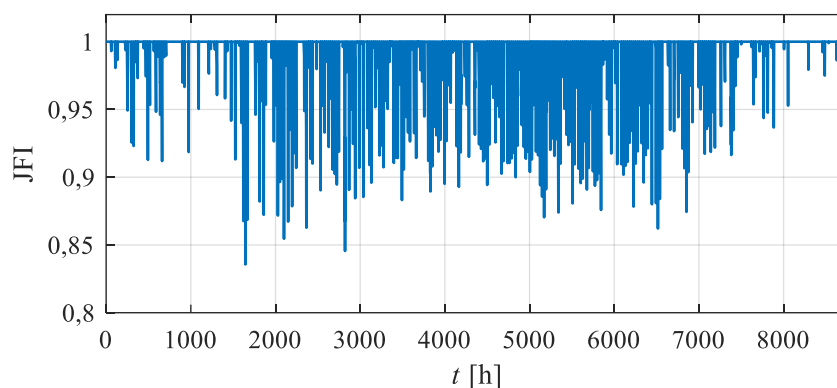
Slika 5.22. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 6–18 nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3



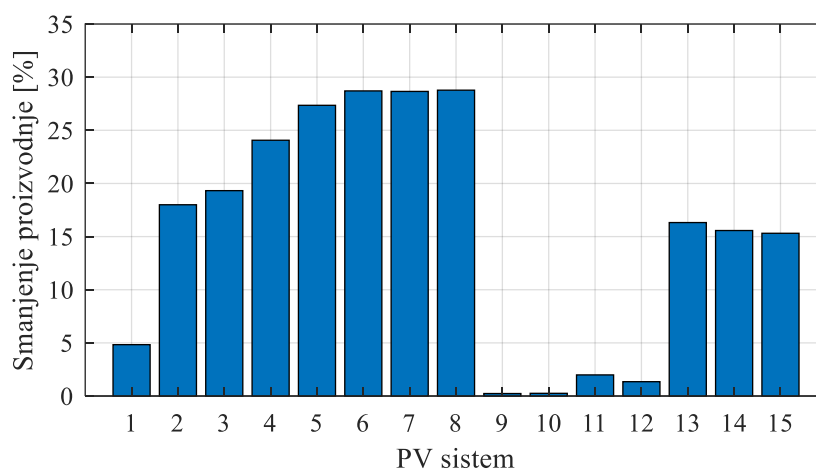
Slika 5.23. Empirijska funkcija raspodjele napona u čvorovima 26–33 nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3

Dodatnim povećanjem integracije PV sistema, češće se javlja potreba za ograničavanjem snage proizvodnje PV sistema. Proračun JFI u ovom slučaju je prikazana na slici 5.3, gdje se može vidjeti da se, u odnosu na prethodni slučaj, ranije i češće javlja potreba za ograničavanjem snage proizvodnje PV sistema. Takođe, dobija se nešto lošija pravičnost u ograničenjima snage proizvodnje (najniža vrijednost JFI je 0,8356 dok je u prethodnom slučaju bio 0,91). Razlog se

opet krije u ojačavanju mreže koja utiče na to da se maksimalne snage koje se mogu priključiti u pojedine čvorove mreže promijene. Isti razlog dovodi do toga da je značajno različita neisporučena energija pojedinih PV sistema, kako je prikazano na slici 5.25. Najveći iznos neisporučene energije je na fotonaponskom sistemu priključenom na kraju ogranka (PV8), dok je najmanja vrijednost PV sistema na početku mreže (PV9 i PV10).



Slika 5.24. JFI za reprezentativnu godinu nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3



Slika 5.25. Smanjenje proizvodnje PV sistema usljed ograničavanja proizvodnje nakon ojačanja vodova 1–2 i 2–3

5.3.4. Zaključna razmatranja

Na kraju ovog poglavlja, sumirani su rezultati proračuna maksimalnih instaliranih kapaciteta pri različitim načinima upravljanja PV sistemima te promjena instaliranih kapaciteta pri ojačavanju kritičnih dionica, kao što je prikazano u tabeli 5.4. Ako bi se PV sistemima upravljalo tako da se prati tačka maksimalne snage (MPPT), ukupna snaga PV sistema koji se mogu priključiti bez narušavanja pogonskih ograničenja mreže je 12,34 MW. Uvođenjem fleksibilnog upravljanja (FPPT) instalirani kapacitet se povećava na 19,38 MW, a injektirana energija sa 16,06 na 23,56 GWh. Povećanje isporučene energije dovodi do povećanja profita koji se povećava sa 449.250 € na 610.040 €. Dakle, instalirani kapacitet se povećava za 57,05% dok se profit poveća za 35,79%. Ojačanjem voda 1–2 dodatno se povećava instalirani kapacitet na 24,83 MW ili za 28,12% u odnosu na instalirani kapacitet koji se ima pri FPPT-u. Instalirani kapacitet dovodi do povećanja injektirane energije za 16,51%, a profita za 5,96%. U ovom slučaju se samo povećava prenosni kapacitet jednog voda, te to ne utiče značajno na napone u čvorovima mreže i češće se javlja potreba za ograničavanjem snage proizvodnje PV sistema, što dovodi do udvostručavanja neiskorišćene energije (raste sa 2,28 na 4,87 GWh). Dodatnim ojačavanjem

voda 1–2, ali i voda 2–3, instalisani kapacitet PV sistema se znatno povećava (za 44,07%) u odnosu na FPPT. Povećanje instalisanog kapaciteta dovodi do rasta injektirane energije u mrežu za 32%, a profita za 21,28%. Ovdje treba napomenuti da prilikom proračuna profita kada se ojačava mreža, nisu uzeti u obzir troškovi ojačavanja mreže što znači da bi stvarni profit bio nešto niži kada se uzmu u obzir i ti troškovi.

Tabela 5.4. Promjena HC u različitim situacijama

PV sistem	MPPT	FPPT	FPPT i ojačanje voda 1–2	FPPT i ojačanje vodova 1–2 i 2–3
Koeficijent k	0,1683	0,2704	0,3386	0,3806
Nominalna snaga PV sistema [MW]	12,34	19,38	24,83	27,92
Godišnja injektirana energija [GWh]	16,06	23,56	27,45	31,10
Neiskorišćena energija [GWh]	0	2,28	4,87	5,23
Godišnji profit [€]	449.250	610.040	646.420	739.850

6. ZAKLJUČAK

Globalno zagrijavanje i zagađenje životne sredine dovode do sve većeg udaljavanja od proizvodnje električne energije korišćenjem fosilnih goriva i okretanja ka obnovljivim izvorima energije. Najveći rast instaliranih kapaciteta obnovljivih izvora energije bilježe fotonaponski sistemi. Sve veća integracija fotonaponskih sistema u distributivne mreže dovodi do pojave zagušenja vodova i do previsokih napona u čvorovima mreže što ograničava dalju integraciju. Da bi se omogućila dodatna integracija fotonaponskih sistema i da bi se povećao udio obnovljivih izvora energije u energetsom miks savremenih elektroenergetskih sistema, traga se za metodama koje će omogućiti dodatno povećanje instaliranih kapaciteta. Postojeće konvencionalne metode se obično zasnivaju na ugradnji baterija za skladištenje električne energije. Međutim, cijena baterija je i dalje relativno visoka te se traga za alternativnim metodama koje bi mogle povećati integraciju fotonaponskih sistema, ali i profit investitora.

U ovoj disertaciji je predstavljena nova metoda za planiranje optimalnog kapaciteta fotonaponskih sistema i strategija ograničavanja snage proizvodnje s ciljem maksimizacije profita od prodaje električne energije. Metoda se zasniva na sekvencijalnoj Monte Karlo simulaciji, pri čemu se promjenljive kao što su proizvodnja fotonaponskog sistema, potrošnja i cijena električne energije modeluju kao stohastički procesi, uz uvažavanje autokorelacija i međusobnih korelacija, kako bi se što realističnije procijenilo ponašanje sistema. Monte Karlo simulacija se koristi za procjenu prihoda od energije injektirane u mrežu za datu snagu fotonaponskog sistema. Monte Karlo simulacija je integrisana u optimizacionu metodu koja se koristi za proračun optimalne snage fotonaponskog sistema.

Metoda je primijenjena za optimizaciju dva fotonaponska sistema priključena na unaprijed odabrane lokacije u modifikovanoj IEEE mreži sa 33 čvora. Analizirano je više reprezentativnih konfiguracija sistema uključujući fotonaponske sisteme sa i bez strategije ograničavanja snage na bazi fleksibilnog praćenja radne tačke, sa i bez baterija za skladištenje energije, kao i njihove kombinacije.

Rezultati simulacija pokazuju da priključenje dva fotonaponska sistema, uprkos njihovom međusobnom uticaju, donosi veći prihod u odnosu na priključenje jednog sistema. Takođe, uvođenjem dinamičkog ograničavanja snage dodatno se povećava prihod u oba slučaja. Uočeno je da fotonaponski sistemi rade nazivnom snagom relativno mali broj sati tokom godine, što dovodi do značajno većih optimalnih kapaciteta kada se koristi ograničavanje snage proizvodnje. Iako dodavanje baterija uz dinamičko ograničavanje snage fotonaponskih sistema dodatno povećava optimalnu instaliranu snagu i energiju injektiranu u mrežu, ostvareni profit ne raste proporcionalno. Razlog za to je što trenutni investicioni troškovi baterija nadmašuju finansijske koristi koje njihova primjena donosi zbog čega su fotonaponski sistemi sa samo ograničavanjem snage proizvodnje atraktivniji za investitore. Međutim, ukoliko se investicioni troškovi baterija smanje za više od 12,8% ili cijene električne energije porastu za više od 8,16%, konfiguracija koja uključuje baterije postaje isplativija za investitore.

Metoda je primijenjena za proračun optimalnih snaga u slučaju integracije velikog broja distribuiranih fotonaponskih sistema u distributivnoj mreži. Analiziran je uticaj ograničavanja snage proizvodnje na optimalnu integraciju. Rezultati su upoređeni sa rezultatima koji se dobijaju za konvencionalni način rada fotonaponskih sistema praćenjem tačke maksimalne snage. Prilikom ograničavanja snaga proizvodnje fotonaponskih sistema često dolazi do neravnomjernog ograničavanja snage pojedinih sistema. U radu je, pored toga, predložen pristup

proračuna snaga fotonaponskih sistema i strategije ograničavanja snage tako da se postigne pravična raspodjela ograničavanja.

Metoda je primijenjena za proračun optimalne integracije fotonaponskih sistema u modifikovanu IEEE mrežu sa 33 čvora. Rezultati simulacije pokazuju da se instalisani kapacitet fotonaponskih sistema može povećati sa 12,34 MW na 19,38 prelaskom sa metode praćenja maksimalne snage na metodu ograničavanja snage proizvodnje fleksibilnim praćenjem radne tačke. Povećanjem instalisanog kapaciteta povećava se i energija injektirana u mrežu sa 16 GWh na 23,5 GWh, što dovodi do povećanja profita sa 449.250 na 610.040 €. Prilikom simulacije rada sistema uočeno je da zagušenje dva voda ograničava dalje povećanje integracije fotonaponskih sistema te je analizirano povećanje integracije fotonaponskih sistema ojačanjem navedenih vodova. Ojačanjem voda 1–2 dodatno se instalisani kapacitet može povećati na 27,45 MW i profit na 646.420 €. Povećanje instalisanog kapaciteta dovodi do toga da se nešto više ograničava snaga proizvodnje fotonaponskih sistema zbog previsokih napona, što dovodi do udvostručavanja neisporučene električne energije. Dodatnim ojačanjem voda 1–2 i voda 2–3 instalisani kapacitet fotonaponskih sistema se može povećati na 31,10 MW i profit na 739.850 €, dok se neisporučena električna energija blago poveća.

Sveobuhvatna evaluacija rješenja predloženih u ovom radu za određivanje optimalnih kapaciteta fotonaponskih sistema sa i bez baterija i/ili ograničavanja snage proizvodnje od ključnog je značaja za obezbjeđenje sigurnog rada sistema. S obzirom na očekivani dalji rast integracije fotonaponskih sistema, rezultati predloženog algoritma mogu operatorima sistema pružiti vrijedne smjernice za definisanje maksimalnih kapaciteta fotonaponskih sistema koji se mogu priključiti na određenim lokacijama ili dijelovima mreže bez potrebe za dodatnim ojačanjem mreže. Dodatno, pokazuje se da ograničavanje snage proizvodnje može povećati profitabilnost fotonaponskih sistema uz istovremeno omogućavanje obezbjeđenja sistemskih rezervi koje su ključne za sigurnost rada i unapređenje ukupne fleksibilnosti elektroenergetskog sistema.

Za neprekidan rad cijelog sistema neophodna je stalna komunikacija između operatora distributivnog sistema, potrošača i proizvođača. U praksi se mogu javiti izazovi u pogledu interoperabilnosti različitih komunikacionih uređaja koji moraju razmjenjivati podatke, kao i u projektovanju arhitektura sistema koje obezbjeđuju pouzdanu komunikaciju. Pored toga, sajber bezbjednost predstavlja izuzetno važan aspekt koji se mora uzeti u obzir. Ovi faktori predstavljaju potencijalne izazove i pravce za buduća istraživanja.

LITERATURA

- [1] International Energy Agency (IEA), “Global Energy Review 2025,” [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025>.
- [2] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2025,” [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>.
- [3] M. Mejbaul Haque, P. Wolfs, “A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 1195-1208, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.04.025.
- [4] S. Krauter, “Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system,” *Solar Energy*, vol. 159, pp. 768-776, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2017.11.039.
- [5] Bollen, M., Hassan, F. *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Wiley – IEEE Press, Hoboken, USA, 2011.
- [6] T. T. de Oliveira, M. Bollen, N. Etherden, S. Bhattacharyya, S. Bahramirad, “20 years of hosting capacity studies, 2004–2024,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 19, no.1, Sep. 2025, Art. no. 70112, doi: 10.1049/gtd2.70112.
- [7] J. Sterling, C. Stearn, T. Davidovich, P. Quinlan, J. Pang, C. Vlahoplus, *Proactive Solutions to Curtailment Risk: Identifying New Contract Structures for Utility-Scale Renewables*, Smart Electric Power Alliance, 2017.
- [8] M. Laimon, “Renewable energy curtailment: a problem or an opportunity?, ” *Results in Engineering*, vol. 26, Jun. 2025, Art. no. 104925, doi: 10.1016/j.rineng.2025.104925.
- [9] E. O’Shaughnessy, J. R. Cruce, K. Xu, “Too much of a good thing? Global trends in the curtailment of solar PV,” *Solar Energy*, vol. 208, pp. 1068-1077, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.08.075.
- [10] L. Bird, D. Lew, M. Milligan, E. M. Carlini, A. Estanqueiro, D. Flynn, E. Gomez-Lazaro, H. Holttinen, N. Menemenlis, A. Orths, P. B. Eriksen, J. C. Smith, L. Soder, P. Sorensen, A. Altiparmakis, Y. Yasudam, J. Miller, “Wind and solar energy curtailment: A review of international experience,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp.577-586, Nov. 2016, doi:10.1016/j.rser.2016.06.082.
- [11] J. McLaren, and F. Flores-Espino, “Advanced Inverter Functions to Support High Levels of Distributed Solar,” National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [12] M. Emmanuel, and R. Rayudu, “The impact of single-phase grid connected distributed photovoltaic systems on the distribution network using P-Q and P-V models,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 91, pp. 20-33, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.03.001.
- [13] B. Aydin, R. Holt, and M. R. Almassalkhi, “Fairness-aware dynamic hosting capacity and the impacts of strategic solar PV curtailment,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 43, Sep. 2025, Art. no. 101869, doi: 10.1016/j.segan.2025.101869.
- [14] S. Munikoti, M. Abujubbeh, K. Jhala, B. Natarajan, “A novel framework for hosting capacity analysis with spatio-temporal probabilistic voltage sensitivity analysis,”

- International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 134, Jan. 2022, Art. no. 107426, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107426.
- [15] M. T. Islam, M. J. Hossain, “Artificial Intelligence for Hosting Capacity Analysis: A Systematic Literature Review,” *Energies*, vol. 16, Feb. 2023, Art. no. 1864, doi: 10.3390/en16041864.
- [16] R. Lliuyacc-Blas, M. L. Kolhe, P. Kepplinger, “Enhanced violation-mitigation-based method using voltage/current sensitivities for PV hosting capacity quantification in low-voltage grids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 232, Jul. 2024, Art. no. 110430, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110430.
- [17] E. Mulenga, M. H.J. Bollen, N. Etherden, “Solar PV stochastic hosting capacity in distribution networks considering aleatory and epistemic uncertainties,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 130, Sep. 2021, Art. no. 106928, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106928.
- [18] E. Mulenga, N. Etherden, “Multiple distribution networks hosting capacity assessment using a stochastic approach,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, Dec. 2023, Art. no. 101170, doi: 10.1016/j.segan.2023.101170.
- [19] M. S. Ayaz, M. Malekpour, R. Azizipanah-Abarghooee, M. Karimi, V. Terzija, “Probabilistic photovoltaic generation and load demand uncertainties modelling for active distribution networks hosting capacity calculations,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 159, Aug. 2024, Art. no. 110016, doi: 10.1016/j.ijepes.2024.110016.
- [20] E. Mulenga, M H.J. Bollen, and N. Etherden, “A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115, Feb. 2020, Art. no. 105445, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105445.
- [21] M. Z. U. Abideen, O. Ellabban, F. Ahmad, L. Al-Fagih, “An Enhanced Approach for Solar PV Hosting Capacity Analysis in Distribution Networks,” *IEEE Access*, vol. 10. pp. 120563-77, Nov. 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3221944.
- [22] N. Qammar, A. Arshad, R. J. Miller, K. Mahmoud, and M. Lehtonen, “Probabilistic hosting capacity assessment towards efficient PV-rich low-voltage distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 226, Jan. 2024, Art. no. 109940, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109940.
- [23] T. T. de Oliveira, M. H. J. Bollen, and N. Etherden, “A hosting capacity based approach toward distribution system planning for high PV penetration,” *Electric Power Systems Research*, vol. 238, Jan. 2025, Art. no. 111138, doi: 10.1016/j.epsr.2024.111138.
- [24] F. Vallée, V. Klonari, T. Lisiecki, O. Durieux, F. Moïny, J. Lobry, “Development of a probabilistic tool using Monte Carlo simulation and smart meters measurements for the long term analysis of low voltage distribution grids with photovoltaic generation,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol 53 pp. 468-477, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.05.029.
- [25] M. I. B. Setyonegoro, R. Irnawan, L. M. Putranto, E. Firmansyah, W. Y. Atmaja, N. Adi, Z. Arifin, R. Gusti, D. Prastianto, Sarjiya, “Study of rooftop PV hosting capacity in 20 kV systems in facing distributed generation penetration,” *Results in Engineering*, vol. 23, Sep. 2024, Art. no. 102517, doi: 10.1016/j.rineng.2024.102517.
- [26] R. Torquato, D. Salles, C. O. Pereira, P. C. M. Meira, W. Freitas, “A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems,” *IEEE*

- Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp.1002-12, Apr. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2798707.
- [27] L. Herding, L. Carvalho, R. Cossent, and M. Rivier, "A security-aware dynamic hosting capacity approach to enhance the integration of renewable generation in distribution networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 161, Oct. 2024, Art. no. 110210, doi: 10.1016/j.ijepes.2024.110210.
- [28] Fraunhofer ISE, "Recent facts about photovoltaics in Germany," Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Germany, May 2014, <http://www.pv-fakten.de/>.
- [29] Z. Liu, Y. Du, "Evolution towards dispatchable PV using forecasting, storage, and curtailment: A review," *Electric Power Systems Research*, vol. 223, Oct. 2023, Art. no. 109554, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109554.
- [30] B. L. M. Santos, L. S. Barros, F. A. Moreira, D. Barbosa, "Coordinated Multi-Objective Optimization to Increase Distributed Energy Resources Hosting Capacity in Active Distribution Systems," *IEEE Access*, vol. 14, pp. 3143-60, Dec. 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3649443.
- [31] V. Püvi, M. Lehtonen, "Evaluating distribution network optimal structure with respect to solar hosting capacity," *Electric Power Systems Research*, vol. 216, Mar. 2023, Art. no. 109019, doi: 10.1016/j.epsr.2022.109019.
- [32] T. P. Abud, E. Cataldo, R. S. Maciel, B. S.M.C. Borba, "A modified Bass model to calculate PVDG hosting capacity in LV networks," *Electric Power Systems Research*, vol. 209, Aug. 2022, Art. no. 107966, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107966.
- [33] S. Ly, A. Singh, P. Vorobev, Y. C. Soh, H. D. Nguyen, "Chance-constrained solar PV hosting capacity assessment for distribution grids using Gaussian Process and Logit learning," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 170, Sep. 2025, Art. no. 110783, doi: 10.1016/j.ijepes.2025.110783.
- [34] P-H. Trinh, I-Y. Chung, "Integrated Active and Reactive Power Control Methods for Distributed Energy Resources in Distribution Systems for Enhancing Hosting Capacity," *Energies*, vol. 17, no. 7, Mar. 2024, Art. no. 1642, doi: 10.3390/en17071642.
- [35] W. Y. Atmaja, F. F. da Silva, Sarjiya, "Stochastic enhancement of distribution network to increase hosting capacity and reduce voltage deviation," *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 13, Sep. 2025. Art. no. 101073, doi: 10.1016/j.prime.2025.101073.
- [36] M. S. Ayaz, M. Malekpour, R. Azizipanah-Abarghooee, V. Terzija, "Local photovoltaic reactive power controller for increasing active distribution networks hosting capacity," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 22, pp. 5152-62, Sep. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2020.0649.
- [37] K. Christakou, Real-Time Optimal Controls for Active Distribution Networks: From Concepts to Applications, EPFL thesis, p. 212, 2015. [Online]. Available: <http://infoscience.epfl.ch/record/214543>.
- [38] F. R. S. Sevilla, D. Parra, N. Wyrsc, M. K. Patel, F. Kienzle, and P. Korba, "Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration," *Journal of Energy Storage*, vol. 17, pp. 73-83, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.est.2018.02.001.
- [39] R. Bolgaryn, Z. Wang, A. Scheidler, M. Braun, "Active Power Curtailment in Power System Planning," *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 8, pp. 399 – 408, Oct. 2021, doi: 10.1109/OAJPE.2021.3118445.

- [40] K. S. A. Sedzro, K. Horowitz, A. K. Jain, F. Ding, B. Palmintier, B. Mather, “Evaluating the Curtailment Risk of Non-Firm Utility-Scale Solar Photovoltaic Plants under a Novel Last-In First-Out Principle of Access Interconnection Agreement,” *Energies*, vol. 14, no. 5, Mar. 2021, Art. no. 1463, doi: 10.3390/en14051463.
- [41] M. Perez, R. Perez, K. R. Rábago, M. Putnam, “Overbuilding & curtailment: The cost-effective enablers of firm PV generation,” *Solar Energy*, vol. 180, pp. 412-422, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.12.074.
- [42] T. R. Ricciardi, K. Petrou, J. F. Franco, L. F. Ochoa, “Defining Customer Export Limits in PV-Rich Low Voltage Networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2853740.
- [43] T. T. de Oliveira, M. H.J. Bollen, “Relation between hosting capacity of MV and LV networks and a joint hosting capacity assessment,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 174, Jan. 2026, Art. no. 111448, doi: 10.1016/j.ijepes.2025.111448.
- [44] M. Z. Liu, A. T. Procopiou, K. Petrou, L. F. Ochoa, T. Langstaff, J. Harding, “On the Fairness of PV Curtailment Schemes in Residential Distribution Networks,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 5, pp. 4502-12, Sep. 2020, doi: 10.1109/TSG.2020.2983771.
- [45] D. Gebbran, S. Mhanna, Y Ma, A.C. Chapman, G. Verbič, “Fair coordination of distributed energy resources with Volt-Var control and PV curtailment,” *Applied Energy*, vol. 286, Mar. 2021, Art. no. 116545, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116546.
- [46] Y.Z. Gerdroodbari, R. Razzaghi, F. Shahnian, “Decentralized control strategy to improve fairness in active power curtailment of PV inverters in low-voltage distribution networks,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 12, no. 4, pp. 2282-92, Oct. 2021, doi: 10.1109/TSTE.2021.3088873.
- [47] S. Poudel, M. Mukherjee, R. Sadnan, A. P. Reiman, “Fairness-aware distributed energy coordination for voltage regulation in power distribution systems,” *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 14, no. 3, pp. 1866-1880, Mar. 2023, doi: 10.1109/TSTE.2023.3252944.
- [48] F. M. Itote, R. Shigenobu, A. Takahashi, M. Ito, G. A. Faggianelli, “An Adaptive Fairness-Based PV Curtailment Strategy: Simulation and Experimental Validation,” *Energies*, vol. 18, no. 21, Oct. 2025, Art. no. 5676, doi: 10.3390/en18215676.
- [49] R. K. Gupta, D. K. Molzahn, “Improving fairness in photovoltaic curtailment via feedback-driven daily topology reconfiguration in power distribution networks,” *Applied Energy*, vol. 400, Dec. 2025, Art. no.126543, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.126543.
- [50] A. da Costa Lopes, L. E. S. e Silva, J. P. A. Vieira, R. L. P. de Medeiros, W. D. de Oliveira, “An Enhanced Voltage Control Method for Fair Active Power Curtailment of Rooftop PV Systems in LV Distribution Networks,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 39, Sep. 2024, Art. no. 101409, doi: 10.1016/j.segan.2024.101409.
- [51] B. K. Malika, V. Pattanaik, S. Panda, P. K. Rout, B. K. Sahu, M. Bajaj, V. Blazek, L. Prokop, “A critical review of distribution system planning: Optimal placement and sizing of distributed generation and energy storage devices in microgrids,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 62, Nov. 2025, Art. no. 101947, doi:10.1016/j.esr.2025.101947.
- [52] A. Emrani, Y. Achour, M. J. Sanjari, and A. Berrada, “Adaptive energy management strategy for optimal integration of wind/PV system with hybrid gravity/battery energy storage using forecast models,” *Journal of Energy Storage*, vol. 96, Aug. 2024, Art. no. 112613, doi: 10.1016/j.est.2024.112613.

- [53] H. Abdel-Mawgoud, S. Kamel, M. Khasanov, and T. Khurshaid, “A strategy for PV and BESS allocation considering uncertainty based on a modified Henry gas solubility optimizer,” *Electric Power Systems Research*, vol. 191, Feb. 2021, Art. no. 106886, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106886.
- [54] H-R. Anny, I-R. Agustin, and C-H. Ricardo, “Increasing photovoltaic hosting capacity in distribution networks in Puerto Rico: Seasonal and technical characteristics analysis and solutions,” *Energy Reports*, vol. 14, pp. 867–885, Dec. 2025, doi: 10.1016/j.egyr.2025.06.034.
- [55] L. E. S. e Silva, and J. P. A. Vieira, “Combined PV-PEV Hosting Capacity Analysis in Low-Voltage Distribution Networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 206, May. 2022, Art. no. 107829, doi: 10.1016/j.epsr.2022. 107829.
- [56] H. Farzin, M. R. Zahmati, and M. Joorabian, “Photovoltaic hosting capacity evaluation of distribution grid integrated with two modes of battery swap stations,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 44, Dec. 2025, Art. no. 101951, doi: 10.1016/j.segan.2025.101951.
- [57] G. Carpinelli, C. Noce, A. Russo, P. Varilone, and P. Verde, “Optimal siting and sizing of battery energy storage systems in unbalanced distribution systems: A multi objective problem under uncertainty,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 162, Nov. 2024, Art. no. 110316, doi: 10.1016/j.ijepes.2024. 110316.
- [58] H. Niaz, M. Zarei, M. H. Shams, W. Won, J. J. Liu, “Curtailement to cashflow: Exploring BESS and hydrogen for renewable energy profitability,” *Journal of Energy Storage*, vol. 77, Jan. 2024, Art. no.109990, doi: 10.1016/j.est.2023.109990.
- [59] B. Mirlletz, et al. “Annual Technology Baseline: The 2024 Electricity Update” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/PR-7A40-89960, Jul. 2024, <https://www.osti.gov/biblio/2425927>.
- [60] R. Luthander, D. Lingfors, and J. Widén, “Large-scale integration of photovoltaic power in a distribution grid using power curtailment and energy storage,” *Solar Energy*, vol. 15, pp. 1319–1325, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.solener. 2017.07.083.
- [61] R. Gupta, and F. Sossan, “Optimal sizing and siting of energy storage systems considering curtailable photovoltaic generation in power distribution networks,” *Applied Energy*, vol. 339, Jun. 2023, Art. no. 120955, doi: 10.1016/ j.apenergy.2023.120955.
- [62] V. Sharma, M. H. Haque, S. M. Aziz, T. Kauschke, “Smart inverter and battery storage controls to reduce financial loss due to overvoltage-induced PV curtailment in distribution feeders,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 34, Jun. 2023, Art. no. 101030, doi: 10.1016/j.segan.2023.101030.
- [63] J. Yumbla, J. M. Home-Ortiz, T. Pinto, J. R. S. Mantovani, “Maximizing PV Hosting Capacity in Unbalanced and Active Distribution Systems With EVs and Demand Response,” *IEEE Access*, vol. 13, pp. 152800–811, Aug. 2025, doi: 10.1109/ACCESS.2025.3603855.
- [64] S. Freeman, E. Agar, “Flexible hosting capacity: Integrating electric vehicles, photovoltaics, and battery energy storage into distribution grid planning in New England,” *Next Energy*, vol. 10, Jan. 2026, Art. no. 100495, doi: 10.1016/j.nxener.2025.100495.
- [65] X. Xu, J. Li, Z. Xu, J. Zhao, C. S. Lai, “Enhancing photovoltaic hosting capacity—A stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks,” *Applied Energy*, vol. 238, pp. 952–962, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.135.

- [66] R. de Oliveira, L. W. de Oliveira, E. J. de Oliveira, "Optimization Approach for Planning Soft Open Points in a MV-Distribution System to Maximize the Hosting Capacity," *Energies*, vol. 16, no. 3, Jan. 2023, Art. no. 1035, doi: 10.3390/en16031035.
- [67] A. K. Karmaker, Y. Du, J. Yang, M. Jacob, "Challenges and applications of hosting capacity analysis in DER-rich power systems," *Applied Energy*, vol. 407, Mar. 2026, Art. no. 127323, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.127323.
- [68] Energinet.dk, "Technical regulation 3.2.2 for PV power plants with a power output above 11 kW," Tech. Rep. Doc. 14/17997-39, 2016.
- [69] E. Troester, "New German grid codes for connecting PV systems to the medium voltage power grid," in *Proc. 2nd International Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design, Production, Grid Connection*, 2009.
- [70] V. Gevorgian and S. Booth, "Review of PREPA technical requirements for interconnecting wind and solar generation," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep. NREL/TP-5D00-57089, Nov. 2013.
- [71] European Network of Transmission System Operators for Electricity, "Network code for requirements for grid connection applicable to all generators," Tech. Rep, Mar. 2013.
- [72] Y. Yang, K. A. Kim, F. Blaabjerg, and A. Sangwongwanich, "Flexible active power control of PV systems," in *Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems*, 1st ed. Cambridge, MA 02139, USA: Woodhead Publishing, 2019, pp. 153-186.
- [73] P. Stefanov, K. Džodić, Đ. Lazović, *Regulacija elektroenergetskih sistema sa obnovljivim izvorima energije*, Akademska Misao / Academic Mind, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Beograd 2023.
- [74] J. M. Riquelme-Dominguez, S. Martinez, "A Photovoltaic Power Curtailment Method for Operation on Both Sides of the Power-Voltage Curve," *Energies*, vol.13, no. 13, Jul. 2020, Art. no. 3906, doi: 10.3390/en13153906.
- [75] Č. Zeljković, *Obnovljivi izvori energije: Solarna energetika*, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, Banja Luka i Akademska misao, Beograd 2018.
- [76] J. Mikulović, Ž. Đurišić, *Solarna energetika*, Akademska misao, Beograd 2019.
- [77] Č. Zeljković, *Primjena Monte Karlo simulacija u elektroenergetici*, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, Banja Luka 2024.
- [78] European Commission Joint Research Centre, PVGIS Solar radiation tool, Dostupno na: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [79] R. J. Aguiar, M. Collares-Pereira J. P. Conde, "Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices," *Solar Energy*, vol. 40, no.3, pp. 269-279, doi: 10.1016/0038-092X(88)90049-7.
- [80] R. Aguiar, M. Collares-Pereira, "TAG: a time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation," *Solar energy*, vol. 49, no. 3, pp.167-174, Sep. 1992, doi: 10.1016/0038-092X(92)90068-L.
- [81] J. L. Torres, M. De Blas, A. García, A. de Francisco, "Comparative study of various models in estimating hourly diffuse solar irradiance," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 1325–1332, Jun. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.11.025.
- [82] B. Ridley, J. Boland, P. Lauret, "Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 478–483, Feb. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.07.018.

- [83] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart, "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance," *Solar Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271-289, 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
- [84] R. Dufo-López, I. R. Cristóbal-Monreal, J. M. Yusta, "Optimisation of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation," *Renewable Energy*, vol. 94, pp. 280–293, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.03.065.
- [85] A. P. Dobos, PVWatts version 5 manual, National Renewable Energy Laboratory, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-62641, September 2014.
- [86] G. H. de Rooij, "A simple weather generator for applications with limited data availability: TEmpotRain 1.0 for temperatures, extra-terrestrial radiation, and potential evapotranspiration," *Geosci. Model Dev. Discuss.* [preprint], doi: 10.5194/gmd-2018-97, 2018.
- [87] E. Eccel, "What we can ask to hourly temperature recording. Part II: Hourly interpolation of temperatures for climatology and modelling," *Italian Journal of Agrometeorology*, vol. 15, no. 2, pp. 45–50, Aug. 2010.
- [88] P. Wang, R. Billinton, "Time sequential distribution system reliability worth analysis considering time varying load and cost models," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 1046-51, Jul. 1999, doi: 10.1109/61.772352.
- [89] I.-S. Bae, J.-O. Kim, J.-C. Kim, C. Singh, "Optimal operating strategy for distributed generation considering hourly reliability worth," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 287-292, Feb. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2003.818738.
- [90] M. Hildmann, G. Andersson, G. Caro, D. Daly, S. Rossi, "What makes a good hourly price forward curve?," In proc: *10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Stockholm, Sweden, 2013, doi: 10.1109/EEM.2013.6607349.
- [91] A. Cartea, M. G. Figueroa, "Pricing in Electricity Markets: A Mean Reverting Jump Diffusion Model with Seasonality," *Applied Mathematical Finance*, vol. 12, no. 4, pp. 313-335, Feb. 2007, doi: 10.1080/13504860500117503.
- [92] R. Weron, A. Misiorek, "Forecasting spot electricity prices: A comparison of parametric and semiparametric time series models," *International Journal of Forecasting*, vol. 24, no.4, pp.744-63, Oct-Dec. 2008, doi:10.1016/j.ijforecast.2008.08.004.
- [93] R. Caldana, G. Fusai, and A. Roncoroni, "Electricity forward curves with thin granularity: Theory and empirical evidence in the hourly EPEXspot market," *European Journal of Operational Research*, vol. 261, no. 2, pp. 715–734, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.ejor.2017.02.016.
- [94] Electric Power Research Institute, Distribution system simulator (OpenDSS), Version 10.0.0.2 [software]. <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.
- [95] R.C. Dugan, D. Montenegro, Reference Guide, The Open Distribution System Simulator, Electric Power Research Institute, Inc., 2022.
- [96] P. Mršić, Č. Zeljković, P. Stefanov, "Procjena mogućnosti priključenja fotonaponskog sistema na srednjenaponsku distributivnu mrežu primjenom sekvencijalne Monte Carlo simulacije," *Energija, ekonomija, ekologija*, vol. XXVI, no. 2, 2024, doi: 10.46793/EEE24-2.15M.
- [97] P. Mršić, Č. Zeljković, P. Stefanov, "Probabilistic techno-economic assessment of integrating a PV system with the possibility of flexible power point tracking applications,"

- in *Proc. 2025 IEEE Kiel PowerTech*, Kiel, Germany, pp. 1-7, Jun–Jul. 2025, doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180665.
- [98] P. Mršić, Č. Zeljković, P. Stefanov, "Optimal Sizing of Photovoltaic Systems with Flexible Curtailment Strategy," *IEEE Access*, vol. 14, pp. 37115-130, Mar. 2026, doi: 10.1109/ACCESS.2026.3671161.
- [99] *Voltage Disturbance Standard EN 50160*, EN 50160, H. Markiewicz, and A. Klajn, Wroclaw University of Technology, Poland, Jul. 2004.
- [100] Ausgrid. Electricity Network Operation Standards, October 2011.
- [101] Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom, "Službeni glasnik RS", br. 84/2023 od 5.10.2023. godine, stupila je na snagu 13.10.2023, Član 24.
- [102] G.M. Masters, *Renewable and efficient electric power systems*, 2nd ed., New York:Wiley Interscience, 2004.
- [103] D. R. Jones, C. D. Perttunen, B. E. Stuckman, "Lipschitzian optimization without the Lipschitz constant," *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 79, pp. 157-181, Oct. 1993, doi: 10.1007/BF00941892.
- [104] P. Nicholas, A dividing rectangles algorithm for stochastic simulation optimization, in *Proc: 14th INFORMS computing society conference*, Richmond, Virginia, Jan. 11-13, 2015.
- [105] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton et al., "The IEEE Reliability Test System-1996, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp 1010-1020, Aug. 1999, doi: 10.1109/59.780914.
- [106] M. S. ElNozahy, and M. M. A. Salama, "A Comprehensive Study of the Impacts of PHEVs on Residential Distribution Networks," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 332-342, Jan. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2013.2284573.
- [107] HUPX Hungarian Power Exchange, [Online]. Available: <https://hupx.hu/en/>.
- [108] Agency for Statistics of Bosnia and Herzegovina. [Online]. Available: <https://bhas.gov.ba>.
- [109] A. Grimaldi, F. D. Minuto, J. Brouwer, and A. Lanzini, "Profitability of energy arbitrage net profit for grid-scale battery energy storage considering dynamic efficiency and degradation using a linear, mixed-integer linear, and mixed-integer non-linear optimization approach," *Journal of Energy Storage*, vol. 95, Aug. 2024, Art. no. 112380, doi: 10.1016/j.est.2024.112380.
- [110] L. Feng et al., "Optimization analysis of energy storage application based on electricity price arbitrage and ancillary services," *Journal of Energy Storage*, vol. 55, no. B, Nov. 2022, Art. no. 105508, doi: 10.1016/j.est.2022.105508.
- [111] X. Zhang, C. Qin, E. Loth, Y. X. X. Zhou, H. Chen, "Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8198-206, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.09.009.
- [112] Otkup električne energije od proizvođača električne energije iz OIE priključenih na distribucijsku mrežu JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, [Online]. Available: <https://ephzhb.ba/otkup-elektricne-energije-od-proizvodaca-elektricne-energije-iz-oie-prikljucenih-na-distribucijsku-mrezu-jp-elektroprivreda-hz-hb-d-d-mostar-2/>.
- [113] R. K. Jain, D-M. W. Chiu, W. R. Hawe, "A quantitative measure of fairness and discrimination for Resource Allocation in Shared Computer Systems," Eastern research laboratory, Digital Equipment Corporation, Hudson, MA, Sep. 1984.

PRILOG 1

Tabela P1.1. Minimalne i maksimalne vrijednosti dnevnog indeksa vedrine za različite Markovljeve matrice prelaza

Matrica	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10
$K_{t,min}$	0,031	0,058	0,051	0,052	0,028	0,053	0,044	0,085	0,01	0,319
$K_{t,max}$	0,705	0,694	0,753	0,753	0,807	0,856	0,818	0,846	0,842	0,865

Tabela P1.2. Markovljeva matrica prelaza (M1) za $K_{t,sr,d} \leq 0,30$

0,229	0,333	0,208	0,042	0,083	0,042	0,042	0,021	0	0
0,167	0,319	0,194	0,139	0,097	0,028	0,042	0	0,014	0
0,250	0,250	0,091	0,136	0,091	0,046	0,046	0,023	0,068	0
0,158	0,237	0,158	0,263	0,026	0,053	0,079	0,026	0	0
0,211	0,053	0,211	0,158	0,053	0,053	0,158	0,105	0	0
0,125	0,125	0,25	0,188	0,063	0,125	0	0,125	0	0
0,04	0,24	0,08	0,12	0,08	0,08	0,12	0,12	0,08	0,04
0	0,250	0	0,125	0	0,125	0,125	0,25	0,063	0,063
0	0,250	0	0,125	0,250	0	0,250	0	0	0,125
0	0	0	0	0	0	0,5	0,250	0	0,250

Tabela P1.3. Markovljeva matrica prelaza (M2) za $0,30 < K_{t,sr,d} \leq 0,35$

0	0	0,091	0	0,364	0,091	0,182	0	0,273	0
0,118	0,118	0,176	0,118	0,059	0,118	0,176	0,059	0,059	0
0,067	0,267	0,067	0,2	0,067	0	0,133	0,133	0	0,067
0,118	0,235	0	0,235	0,059	0,176	0,118	0	0,059	0
0,077	0,154	0,308	0,077	0,154	0,077	0	0,077	0,077	0
0,083	0	0,167	0,25	0,083	0,167	0	0,083	0,167	0
0,222	0,222	0	0,111	0,111	0	0,111	0,222	0	0
0,091	0,182	0,273	0	0,091	0,273	0	0,091	0	0
0,111	0,111	0,111	0,222	0	0	0	0,222	0,111	0,111
0	0	0	0	0	0	0,5	0	0	0,5

Tabela P1.4. Markovljeva matrica prelaza (M3) za $0,35 < K_{t,sr,d} \leq 0,40$

0,206	0,088	0,176	0,176	0,088	0,029	0,176	0,029	0,029	0
0,12	0,1	0,14	0,16	0,12	0,22	0,1	0	0,02	0,02
0,077	0,123	0,185	0,123	0,077	0,139	0,092	0,123	0,061	0
0,048	0,111	0,095	0,206	0,206	0,19	0,095	0,048	0	0
0,059	0,137	0,118	0,137	0,098	0,118	0,118	0,157	0,059	0
0,014	0,097	0,139	0,153	0,125	0,139	0,208	0,056	0,042	0,028
0,073	0,101	0,116	0,145	0,087	0,159	0,203	0,087	0,029	0

0,019	0,037	0,111	0,056	0,074	0,111	0,185	0,296	0,074	0,037
0,035	0,069	0,035	0	0,035	0,103	0,172	0,138	0,379	0,035
0	0,167	0,167	0	0,167	0	0	0,333	0	0,167

Tabela P1.5. Markovljeva matrica prelaza (M4) za $0,40 < K_{t,sr,d} \leq 0,45$

0,167	0,167	0,167	0	0,083	0,125	0	0,167	0,125	0
0,117	0,117	0,15	0,117	0,083	0,117	0,2	0,067	0,017	0,017
0,049	0,085	0,134	0,158	0,098	0,11	0,134	0,134	0,061	0,037
0,039	0,09	0,141	0,141	0,167	0,141	0,09	0,141	0,039	0,013
0,009	0,139	0,074	0,093	0,194	0,139	0,167	0,093	0,074	0,019
0,036	0,018	0,117	0,099	0,144	0,18	0,18	0,117	0,072	0,036
0	0,046	0,061	0,061	0,136	0,159	0,273	0,167	0,098	0
0,016	0,056	0,08	0,128	0,104	0,08	0,16	0,208	0,136	0,032
0,011	0,053	0,021	0,043	0,128	0,096	0,074	0,223	0,277	0,074
0	0,074	0,037	0	0,074	0,074	0,074	0,074	0,333	0,259

Tabela P1.6. Markovljeva matrica prelaza (M5) za $0,45 < K_{t,sr,d} \leq 0,50$

0,12	0,2	0,16	0,12	0,12	0,12	0,08	0	0,04	0,04
0,1	0,08	0,12	0,14	0,14	0,2	0,18	0,04	0	0
0,046	0,114	0,068	0,171	0,125	0,171	0,08	0,159	0,057	0,011
0,015	0,061	0,084	0,099	0,191	0,153	0,153	0,115	0,115	0,015
0,024	0,03	0,098	0,098	0,165	0,195	0,195	0,14	0,043	0,012
0,015	0,026	0,062	0,124	0,144	0,17	0,17	0,222	0,062	0,005
0	0,013	0,045	0,108	0,112	0,175	0,188	0,224	0,117	0,018
0,008	0,023	0,054	0,066	0,093	0,125	0,191	0,253	0,183	0,004
0,006	0,022	0,061	0,033	0,067	0,083	0,139	0,222	0,322	0,044
0	0,046	0,091	0,091	0,046	0,046	0,136	0,091	0,273	0,182

Tabela P1.7. Markovljeva matrica prelaza (M6) za $0,50 < K_{t,sr,d} \leq 0,55$

0,25	0,179	0,107	0,107	0,143	0,071	0,107	0,036	0	0
0,133	0,022	0,089	0,111	0,156	0,178	0,111	0,133	0,067	0
0,064	0,048	0,143	0,048	0,175	0,143	0,206	0,095	0,079	0
0	0,022	0,078	0,111	0,156	0,156	0,244	0,167	0,044	0,022
0,016	0,027	0,037	0,069	0,16	0,219	0,23	0,16	0,075	0,005
0,013	0,025	0,03	0,093	0,144	0,202	0,215	0,219	0,055	0,004
0,006	0,041	0,035	0,064	0,09	0,18	0,337	0,192	0,049	0,006
0,012	0,021	0,029	0,035	0,132	0,123	0,184	0,371	0,082	0,012
0,008	0,016	0,016	0,024	0,071	0,103	0,159	0,27	0,309	0,024
0	0	0	0	0,059	0	0,059	0,294	0,412	0,176

Tabela P1.8. Markovljeva matrica prelaza (M7) za $0,55 < K_{t,sr,d} \leq 0,60$

0,217	0,087	0	0,174	0,13	0,087	0,087	0,13	0,087	0
0,026	0,079	0,132	0,079	0,026	0,158	0,158	0,132	0,158	0,053
0,02	0,02	0,02	0,04	0,16	0,18	0,16	0,2	0,1	0,1
0,025	0,013	0,038	0,076	0,076	0,139	0,139	0,266	0,215	0,013

0,03	0,03	0,05	0,02	0,091	0,131	0,162	0,283	0,131	0,071
0,006	0,006	0,013	0,057	0,057	0,121	0,204	0,287	0,185	0,064
0,004	0,026	0,037	0,03	0,093	0,107	0,193	0,307	0,167	0,037
0,011	0,009	0,014	0,042	0,041	0,071	0,152	0,418	0,203	0,041
0,012	0,022	0,022	0,038	0,019	0,05	0,113	0,281	0,36	0,084
0,008	0,024	0,039	0,039	0,063	0,039	0,118	0,118	0,284	0,268

Tabela P1.9. Markovljeva matrica prelaza (M8) za $0,60 < K_{t,sr,d} \leq 0,65$

0,067	0,133	0,133	0,067	0,067	0,2	0,133	0,133	0,067	0
0,118	0,059	0,059	0,059	0,059	0,118	0,118	0,235	0,118	0,059
0	0,024	0,024	0,049	0,146	0,073	0,195	0,244	0,195	0,049
0,026	0	0,026	0,026	0,053	0,184	0,263	0,184	0,237	0
0,014	0	0,042	0,056	0,069	0,097	0,139	0,306	0,278	0
0,009	0,009	0,052	0,069	0,052	0,112	0,215	0,285	0,138	0,06
0,009	0,009	0,026	0,017	0,094	0,099	0,232	0,283	0,21	0,021
0,01	0,014	0,016	0,019	0,027	0,062	0,163	0,467	0,202	0,019
0,004	0,007	0,031	0,017	0,033	0,05	0,086	0,252	0,469	0,05
0	0	0,015	0,046	0,031	0,046	0,077	0,123	0,446	0,215

Tabela P1.10. Markovljeva matrica prelaza (M9) za $0,65 < K_{t,sr,d} \leq 0,70$

0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	0	0,25	0,25	0,5	0
0	0	0	0	0,25	0	0	0,375	0,25	0,125
0	0	0	0,083	0	0,167	0,167	0,25	0,333	0
0	0	0,042	0,042	0,042	0,083	0,083	0,292	0,292	0,125
0	0	0,032	0	0	0,032	0,129	0,387	0,355	0,065
0	0	0	0,038	0,038	0,075	0,047	0,34	0,415	0,047
0,004	0,004	0,007	0,007	0,011	0,03	0,052	0,141	0,654	0,089
0	0	0	0	0,061	0,061	0,03	0,03	0,349	0,47

Tabela P1.11. Markovljeva matrica prelaza (M10) za $K_{t,sr,d} > 0,70$

0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
0	0	0	0,25	0	0	0	0,5	0,25	0
0	0	0,143	0,143	0	0,143	0,143	0,429	0	0
0	0	0	0,2	0	0	0,2	0,4	0,2	0
0	0	0	0	0	0	0,222	0,444	0,333	0
0	0	0	0	0,08	0,08	0,08	0,48	0,24	0,04
0	0	0,027	0,009	0,027	0,018	0,135	0,523	0,252	0,009
0	0	0	0,022	0	0,043	0,043	0,326	0,511	0,054
0	0	0	0,143	0	0	0	0,143	0,714	0

PRILOG 2

Tabela P2.1. Parametri modifikovane IEEE mreže sa 33 čvora

Čvor i	Čvor j	R [Ω]	X [Ω]	I_{max} [A]	P_j [kW]	Q_j [kW]	Tip
1	2	0,0922	0,0470	350	100	60	R1
2	3	0,4930	0,2511	350	90	40	R1
3	4	0,3660	0,1864	290	120	80	R2
4	5	0,3811	0,1941	290	60	30	C1
5	6	0,8190	0,7070	290	60	20	R1
6	7	0,1872	0,6188	170	200	100	R1
7	8	0,7114	0,2351	170	200	100	R2
8	9	1,0300	0,7400	145	60	20	R2
9	10	1,0440	0,7400	145	60	20	R2
10	11	0,1966	0,0650	145	45	30	C1
11	12	0,3744	0,1238	145	60	35	R2
12	13	1,4680	1,1550	125	60	35	R2
13	14	0,5416	0,7129	125	120	80	R2
14	15	0,5910	0,5260	125	60	10	R2
15	16	0,7463	0,5450	125	90	40	R1
16	17	1,2890	1,7210	125	300	100	I1
17	18	0,7320	0,5740	125	90	40	R1
2	19	0,1640	0,1565	125	90	40	R1
19	20	1,5042	1,3554	125	90	40	R1
20	21	0,4095	0,4784	125	90	40	R1
21	22	0,7089	0,9373	125	90	40	R1
3	23	0,4512	0,3083	170	90	40	R1
23	24	0,8980	0,7091	170	420	200	R1
24	25	0,8960	0,7011	145	420	200	R1
6	26	0,2030	0,1034	145	60	25	R1
26	27	0,2842	0,1447	145	60	25	R1
27	28	1,0590	0,9337	145	60	25	R2
28	29	0,8042	0,7006	145	300	100	I1
29	30	0,5075	0,2585	145	200	60	R2
30	31	0,9744	0,9630	125	150	70	R2
31	32	0,3105	0,3619	125	210	100	R2
32	33	0,3410	0,5302	125	60	40	R2

R1 – rezidencijalni tip 1, R2 – rezidencijalni tip 2, C1 – komercijalni, I1 – industrijski

Tabela P2.2. Sedmično vršno opterećenje kao procenat godišnjeg vršnog opterećenja

Sedmica	1	2	3	4	5	6	7
Koeficijent	86,20	90,00	87,80	83,40	88,00	84,10	83,20
Sedmica	8	9	10	11	12	13	14
Koeficijent	80,60	74,00	73,70	71,50	72,70	70,40	75,00
Sedmica	15	16	17	18	19	20	21
Koeficijent	72,10	80,00	75,40	83,70	87,00	88,00	85,60
Sedmica	22	23	24	25	26	27	28
Koeficijent	81,10	90,00	88,70	89,60	86,10	75,50	81,60
Sedmica	29	30	31	32	33	34	35
Koeficijent	80,10	88,00	72,20	77,60	80,00	72,90	72,60
Sedmica	36	37	38	39	40	41	42
Koeficijent	70,50	78,00	69,50	72,40	72,40	74,30	74,40
Sedmica	43	44	45	46	47	48	49
Koeficijent	80,00	88,10	88,50	90,90	94,00	89,00	94,20
Sedmica	50	51	52				
Koeficijent	97,00	100,00	95,20				

Tabela P2.3. Dnevno vršno opterećenje kao procenat sedmičnog vršnog opterećenja

Dan	1	2	3	4	5	6	7
Koeficijent	93	100	98	96	94	77	75

Tabela P2.4. Satno vršno opterećenje kao procenat dnevnog vršnog opterećenja

Čas	1	2	3	4	5	6	7	8
R1	67	63	60	59	59	60	74	86
R2	63	62	60	58	59	65	72	85
C1	25	24	22	22	22	22	23	33
I1	100	100	105	105	105	105	95	95
Čas	9	10	11	12	13	14	15	16
R1	95	96	96	95	95	95	93	94
R2	95	99	100	99	93	92	90	88
C1	62	88	97	100	100	100	100	97
I1	100	95	100	100	100	105	110	110
Čas	17	18	19	21	21	22	23	24
R1	99	100	100	96	91	83	73	63
R2	90	92	96	98	96	90	80	70
C1	97	95	82	68	56	46	37	34
I1	100	95	95	100	100	105	110	110

BIOGRAFIJA AUTORA

Predrag Mršić je rođen 11. novembra 1990. godine u Odžaku. Osnovnu školu je završio 2005. godine, a srednju školu 2009. godine u Modriči, Republika Srpska, Bosna i Hercegovina. Studije na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Banjoj Luci započeo je školske 2009/2010. godine na odsjeku za Elektroenergetske i industrijske sisteme. Diplomirao je 18. novembra 2013. godine na temu „Razvoj regulisanog elektromotornog pogona sa asinhronim motorom” sa prosječnom ocjenom 8,43.

Nakon završetka osnovnih studija 2013. godine, školovanje je nastavio na master studijama, takođe na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Banjoj Luci na odsjeku za Elektroenergetske i industrijske sisteme. Master studije je završio 21. aprila 2017. godine odbranivši master rad na temu „Pozicioniranje indikatora kvarova u srednjenaponskim mrežama” sa prosječnom ocjenom 10.

Školovanje nastavlja 2017. godine na doktorskim akademskim studijama Elektrotehničkog fakulteta Univerziteta u Beogradu na modulu za Elektroenergetske mreže i sisteme. Položio je sve ispite predviđene planom studija sa prosječnom ocjenom 10.

Od 2014. godine je zaposlen na Katedri za elektroenergetiku Elektrotehničkog fakulteta Univerziteta u Banjoj Luci, gdje je trenutno angažovan kao viši asistent na predmetima: Obnovljivi izvori energije, Distributivne i industrijske mreže, Zaštita u elektroenergetskim sistemima, Eksploatacija elektroenergetskih sistema, Projekat iz elektroenergetike, Kvalitet električne energije, Obnovljivi izvori energije (viši kurs), Regulacija elektroenergetskih sistema i Zaštita distributivnih i industrijskih mreža.

Bio je stipendista Fonda dr Milan Jelić Republike Srpske kao student doktorskih studija u 2018/2019. godini. Član je društava IEEE i ETRAN. Govori i piše engleski jezik.

Изјава о ауторству

Име и презиме аутора Предраг Мршић

Број индекса 5008/2017

Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом

Оптимална интеграција флексибилно управљаних фотонапонских система
у дистрибутивне електроенергетске мреже

- резултат сопственог истраживачког рада;
- да дисертација у целини ни у деловима није била предложена за стицање друге дипломе према студијским програмима других високошколских установа;
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршио/ла ауторска права и користио/ла интелектуалну својину других лица.

Потпис аутора

У Београду, 27.3.2026. године

Предраг Мршић

Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора Предраг Мршић

Број индекса 5008/2017

Студијски програм Електротехника и рачунарство

Оптимална интеграција флексибилно управљаних фотонапонских
Наслов рада система у дистрибутивне електроенергетске мреже

Ментор др Предраг Стефанов, редовни професор

Изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предао/ла ради похрањивања у **Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду**.

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци везани за добијање академског назива доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране рада.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Београду.

Потпис аутора

У Београду, 27.3.2026. године

Предраг Мршић

Изјава о коришћењу

Овлашћујем Универзитетску библиотеку „Светозар Марковић“ да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду унесе моју докторску дисертацију под насловом:

Оптимална интеграција флексибилно управљаних фотонапонских

система у дистрибутивне електроенергетске мреже

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предао/ла сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

Моју докторску дисертацију похрањену у Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду и доступну у отвореном приступу могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (Creative Commons) за коју сам се одлучио/ла.

1. Ауторство (CC BY)

2. Ауторство – некомерцијално (CC BY-NC)

3. Ауторство – некомерцијално – без прерада (CC BY-NC-ND)

4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима (CC BY-NC-SA)

5. Ауторство – без прерада (CC BY-ND)

6. Ауторство – делити под истим условима (CC BY-SA)

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци.

Кратак опис лиценци је саставни део ове изјаве).

Потпис аутора

У Београду, 27.3.2026. године

Тредрај Марковић

1. **Ауторство.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце, чак и у комерцијалне сврхе. Ово је најслободнија од свих лиценци.

2. **Ауторство – некомерцијално.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела.

3. **Ауторство – некомерцијално – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.

4. **Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада.

5. **Ауторство – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела.

6. **Ауторство – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада. Слична је софтверским лиценцама, односно лиценцама отвореног кода.