

Utjecaj integracije kupaca s vlastitom proizvodnjom iz OIE na prilike u distributivnoj mreži

Katalinić, Antun

Master's thesis / Diplomski rad

2018

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

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:200:817749>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-12-26**

Repository / Repozitorij:

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



SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU

**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I
INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**

Diplomski studij

**UTJECAJ INTEGRACIJE KUPACA S VLASTITOM
PROIZVODNOM IZ OIE NA PRILIKE U
DISTRIBUTIVNOJ MREŽI**

Diplomski rad

Antun Katalinić

Osijek, 2018.

SADRŽAJ

Stranica

1	UVOD.....	1
1.1	Zadatak rada	1
2	VARIJABILNI OIE.....	2
2.1	Uporaba energije Sunca.....	2
2.2	Fotonaponska pretvorba	4
2.3	Fotonaponski sustavi	13
2.4	Mrežni fotonaponski sustavi.....	14
3	UTJECAJ INTEGRACIJE DISTRIBURIANE PROIZVODNJE IZ OIE NA DISTRIBUTIVNU MREŽU	17
3.1	Faktor snage distribuirane proizvodnje	23
3.1.1	Naponski profil izvoda	27
3.1.2	Utjecaj na tokove snaga kroz grane izvoda	32
3.2	Gubici u ovisnosti o opterećenju	37
3.3	Upravljanje potražnjom – dnevni dijagram opterećenja	41
3.3.1	Strategije upravljanja potrošnjom	46
3.4	Kupac s vlastitom proizvodnjom.....	48
3.4.1	Preuzimanje električne energije od krajnjeg kupca s vlastitom proizvodnjom.....	49
3.4.2	Odnos vlastite proizvodnje i potrošnje	50
4	UTJECAJ INTEGRACIJE KUPCA S VLASTITOM PROIZVODNjom IZ OIE NA PRILIKE U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI	52
4.1	Klasifikacija čvorišta kupca s vlastitom proizvodnjom iz OIE	52
4.2	Metoda jediničnih vrijednosti.....	53
4.3	Simulacija integracije kupca s vlastitom proizvodnjom na prilike u distributivnoj mreži 54	
4.3.1	Model testne mreže kupca s vlastitom proizvodnjom i podaci čvorišta	54
4.3.2	Skaliranje FN proizvodnje prema opterećenjima čvorišta	57
4.3.3	Sunčan dan	58
4.3.4	Promjenjiv dan	62

4.4 Vremenska simulacija u programskom paketu PowerWorld	66
4.4.1 Referentni scenarij.....	67
4.4.2 Scenarij I: Sunčan dan.....	70
4.4.3 Scenarij II: Promjenjiv dan.....	73
ZAKLJUČAK	77
POPIS LITERATURE	78
Popis slika	82
Popis tabela	84
Sažetak	85
Abstract	85
Životopis.....	86
Prilozi	87

1 UVOD

Ovaj rad razmatra utjecaj integracije kupaca s vlastitom proizvodnjom iz OIE na prilike u distributivnoj mreži. Naime, riječ je o ograničavajućim faktorima s širokom primjenom OIE koji unose dodatnu problematiku integriranjem u lokalnu mrežu. U prvom poglavlju rada opisana je fotonaponska pretvorba, $i - u$ karakteristike te mrežni fotonaponski sustavi koji će biti baza proizvodnja varijabilnih OIE. Utjecaj integracije distribuirane proizvodnje iz fotonaponskih elektrana na naponske profile, tokove snaga kroz grane izvoda i gubitke, prodiskutirano je u drugom poglavlju. Uz to, drugo poglavlje još obuhvaća dnevni dijagram opterećenja, strategije upravljanja potražnjom i krajnjeg kupca s vlastitom proizvodnjom.

Trećim poglavljem ujedno i glavnim dijelom rada, definirano je čvorište koje predstavlja kupca s vlastitom proizvodnjom. Pored toga je prikazan reducirani testni model mreže s opisom vremenske simulacije i vrijednostima baznih podataka. Analizom odnosa vlastite proizvodnje i potrošnje karakterističnih scenarija kupaca s vlastitom proizvodnjom, pridaje se važnost ekstremnim prilikama koje mogu biti od značaja u distributivnoj mreži.

1.1 Zadatak rada

U programskom paketu PowerWorld treba izvršiti analizu utjecaja vlastite proizvodnje iz OIE na okolnu distributivnu mrežu u ovisnosti o razini integracije i različitim scenarijima. Za proizvodnju električne energije iz fotonaponskih sustava koristit će se baza mjerenja u laboratoriju za OIE.

2 VARIJABILNI OIE

Zbog intermitentnosti energije iz vjetra i sunca, fotonaponske (FN) elektrane kao i vjetroelektrane spadaju u skupinu izvora s promjenjivom proizvodnjom koja je uvjetovana trenutnim vremenskim prilikama koje vladaju na mikrolokaciji na kojoj se elektrana nalazi. Osnovni problem kod integracije FN elektrana u distributivnu mrežu je ovisnost njihove trenutne proizvodnje o trenutnoj osvjetljenosti panela koja se mijenja tijekom dana zbog promjene položaja Sunca, ali i zbog zasjenjenja uzrokovanih oblacima ili pojedinim predmetima i objektima. Dnevni dijagram proizvodnje se mijenja ovisno o godišnjem dobu zbog promjene kuta pod kojim Sunčeve zrake upadaju na FN module. U stvarnosti dnevni dijagram proizvodnje samo manji broj dana u godini ima oblik glatke krivulje dok se češće susreće dijagram s fluktuacijama u proizvodnji uzrokovanih oblacima.

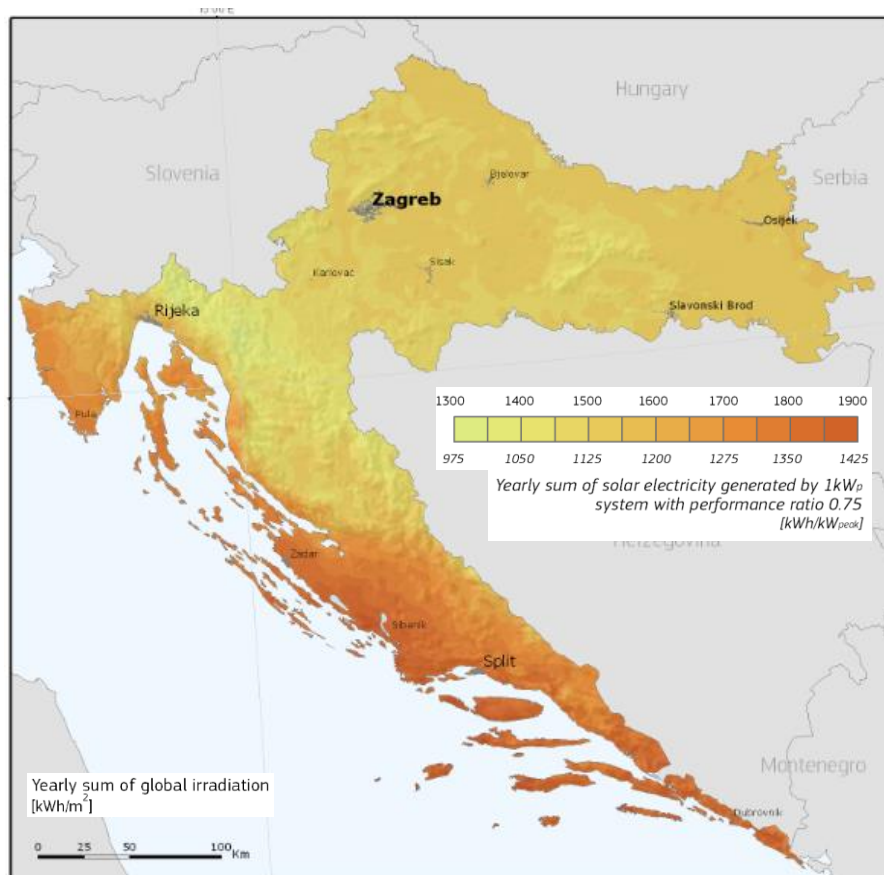
Zbog karakterističnog dnevnog dijagrama proizvodnje FN elektrana tijekom dana, mogući su periodi u kojima trenutna proizvodnja nadmašuje trenutnu potrošnju što se u mreži očituje kroz poraste napona koji u pojedinim čvorištima mogu dosegnuti i gornju granicu dozvoljenog napona. Da bi se spriječilo narušavanje kvalitete električne energije postavljaju se znatno stroži kriteriji prilikom odobravanja priključenja novih elektrana. Upravo ti kriteriji predstavljaju najveće ograničenje za priključenje većeg broja malih FN elektrana na distributivnu mrežu. Najveći porasti napona se uglavnom događaju u trenucima maksimalne dnevne proizvodnje i minimalne potrošnje. Zbog toga, uvodi se ograničavajuća isporuka djelatne snage FN elektrana kako bi se u kritičnim periodima održavao napon unutar propisanih granica. Na taj način se odgađa potreba za ulaganjem u pojačanje mreže zbog priključenja novih elektrana na distributivnu mrežu, a smanjuje se razlika između dnevnog dijagrama proizvodnje i dnevnog dijagrama potrošnje.

2.1 Uporaba energije Sunca

Prosječna mjesečna ili godišnja energija Sunčevog zračenja u nekom mjesecu dobije se kao aritmetička sredina dnevnih energija za sve dane u promatranom mjesecu ili godini. Prolaskom kroz atmosferu dolazi do gubitaka energije izravnog Sunčevog zračenja koje ovisi o zagađenosti atmosfere, atmosferskim prilikama i nadmorskoj visini. Iskorištavanje zračenja se smanjuje sa smanjenjem nadmorske visine te s povećanjem zemljopisne širine.

Maksimalni dotok energije do Zemljine površine iznosi u prosjeku dnevno 920 W/m^2 na plohu okomitu na smjer zračenja, a energija sunčeva zračenja zbog rotacije se ravnomjerno raspoređuje

površinom Zemlje i prosječno dnevno dopire 230 W/m^2 . Stoga, zavisno o trajanju insolacije i atmosferskim uvjetima dnevno se dobije oko $5,52 \text{ kWh/m}^2$ energije.



Slika 2.1: Ukupna godišnja Sunčeva ozračenost [kWh/m^2] kao potencijal za proizvodnju električne energije iz fotonaponskih sustava [$\text{kWh/kW}_{\text{peak}}$] za površinu pod kutom, [6].

Naime, provode se mjerenja i sakupljaju se relevantni podaci s analitičkom obradom za višegodišnja razdoblja. Prema slici 2.1, PVGIS podacima moguće je odrediti optimalan kut za maksimalnu godišnju energiju ili maksimalnu energiju tijekom slabijih sunčanih dana, [3]. U Republici Hrvatskoj, optimalni kut prema PVGIS se kreće od 33° na sjeveru do 37° na jugu, a najpovoljnije rješenje je ono koje prati kretanje Sunca, čime se može povećati za 25 – 40% ostvarene energije.

Problemi koji nastaju pri iskorištavanju Sunčeve energije su:

- mala gustoća energetskega toka,
- oscilacija intenziteta zračenja tijekom dana,
- ovisnost zračenja o klimatskim promjenama,
- intenzitet zračenja se ne poklapa s intenzitetom potrošnje,

- nemogućnost skladištenja.

2.2 Fotonaponska pretvorba

Fotonaponska pretvorba je izravna pretvorba Sunčevog zračenja u električnu struju. Sunčevo svjetlo se sastoji od fotona, odnosno različite količine energije koja odgovara različitim valnim duljinama solarnog spektra.

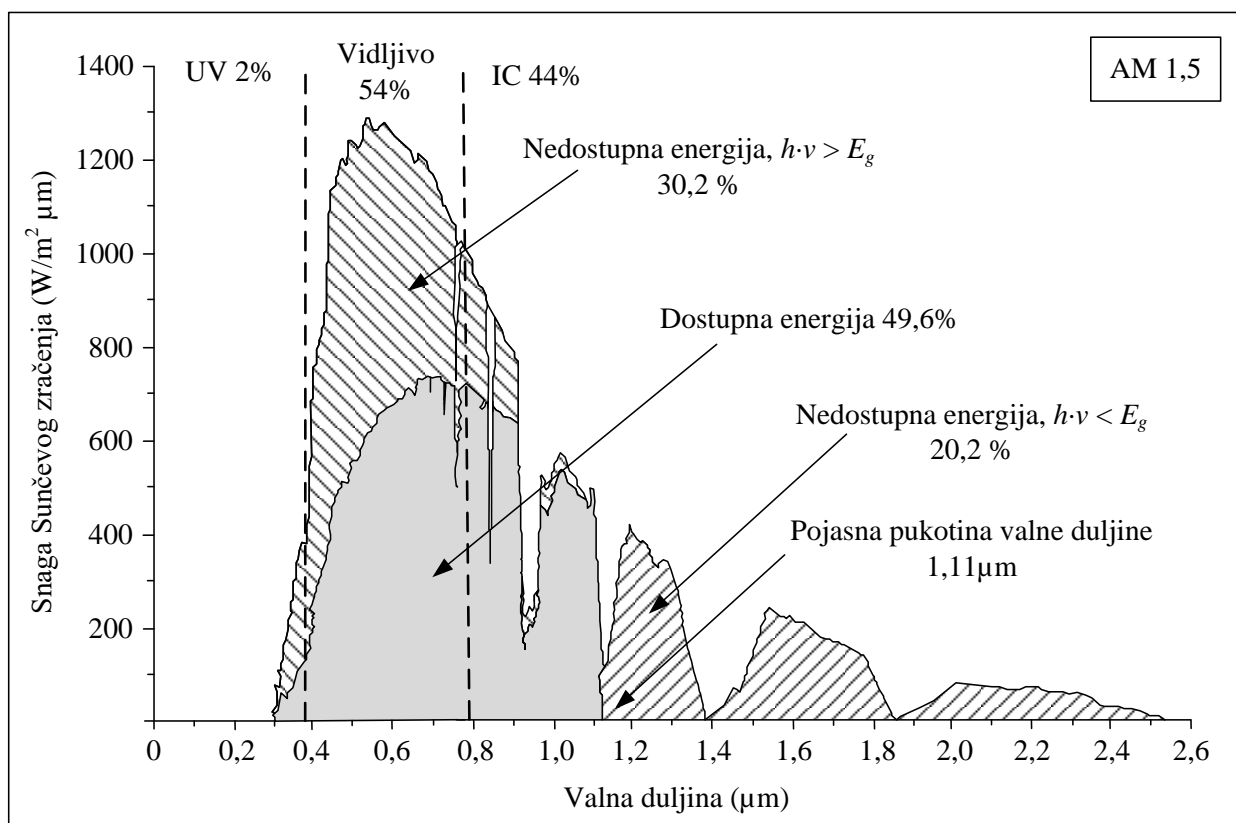
Energija fotona se može zapisati kao:

$$E = h \cdot \nu \quad (2-1)$$

gdje je:

- h Planckova konstanta koja iznosi $6,625 \cdot 10^{-34}$ Js,
- ν frekvencija fotona (obrnuto proporcionalna valnoj duljini).

Kretanjem Sunčevog zračenja prema površini Zemlje, apsorbirajuće čestice postaju nepravilnog i neravnog oblika te su određene minimalnom mogućom valnom duljinom.



Slika 2.2: Sprektralna razdioba Sunčevog zračenja, [2].

Prema [2] slici 2.2, područja ispod stvarnog solarnog spektara odgovaraju valnim duljinama unutar ultraljubičastog UV zračenja (2%), vidljivog (54%) i infracrvenog (44%) dijela spektra. Vidljivi spektar koji se nalazi između ultraljubičastog i infracrvenog kreće se od $0,38\mu\text{m}$ do $0,78\mu\text{m}$. Za pretvorbu se može iskoristiti 49,6% Sunčevog zračenja, a fotoni valne duljine dulje od $1,11\mu\text{m}$ nemaju dovoljno energije da uzbuđuju elektrone i zato ostaje neiskorišteno 20,2% energije kao i 30,2% energije koju ne mogu iskoristiti fotoćelije od Silicija.

Samo apsorbirani fotoni daju energiju za oslobađanje elektrona i proizvodnju električne struje (fotonaponski efekt), [3].

Fotoni koji su apsorbirani u ćeliji proizvode parove elektron – šupljina na način da kada poluvodič primi dovoljno sunčevog svjetla elektroni se istiskuju iz atoma materijala, a na njihovim mjestima oblikuju se šupljine. Unutrašnje električno polje će izazvati odvajanje elektrona (n tip) i šupljina (p tip), elektrone na negativnu stranu, a šupljine na pozitivnu. Zbog toga dolazi do pojave elektromotorne sile ($n \rightarrow \leftarrow p = E \rightarrow$) na krajevima solarne ćelije, tj. stvara se naponski potencijal te ako se ćelija spoji s vanjskim trošilom proteći će električna struja.

Razlikuju se dva tipa uređaja:

- fotonaponska (solarna) ćelija je pasivan fotokemijski pretvarač jer je za gibanje oslobođenih elektrona potreban vanjski izvor energije odnosno poluvodički element koji se obično pravi od silikonske legure (Silicija),
- fotočlanak ili fotoelement je zaporni sloj između poluvodičke elektrode malog izlaznog rada (Selen, Germanij, Silicij) i metalne podloge. Na metalnoj elektrodi sakupljaju se elektroni – negativni naboji, a na poluvodičkoj elektrodi pozitivni naboji pa nastaje razlika potencijala. Stupanj djelovanja je vrlo nizak (11 – 14%).

Maksimalan stupanj djelovanja fotonaponske ćelije ograničen je termodinamički, [3]:

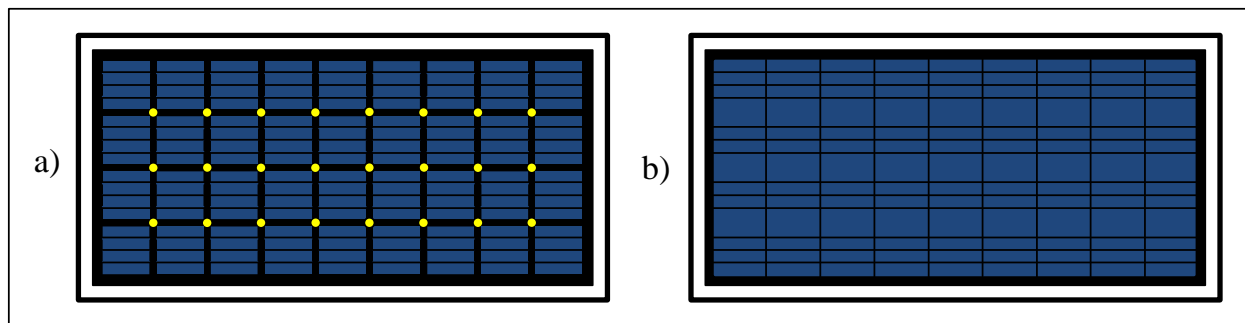
- gubici zbog poluvodičkih svojstava ćelije 23%,
- gubici energije fotona većih od zabranjenog pojasa 31%,
- gubici zbog ograničenja napona na veličinu manju od E_g/e , gdje je E_g donja granična energija, a e jedinični naboj elektrona (kod Silicija $E_g/e = 0.8\text{V}$, a gubici 12%),
- gubici iz dodatnih termodinamičkih razloga vezani uz omjer struje kratkog spoja i napona otvorenog kruga, tj. praznog hoda (za Silicij kod omjera 0,9 gubici su oko 3%).

Ukupni gubici fotonaponske pretvorbe su min. 67 %.

Glavne zapreke (razlozi protiv) šire uporabe su dakle nizak stupanj djelovanja (maksimalno teorijski 0.33, a i manje) i vrlo mali izlazni napon (do 0.7 V).

Tehnološki pravci fotonaponskih ćelija:

- monokristalni (i polikristalni) Silicij s učinkovitošću većom od 20%,
- tanki filmovi su prihvatljive cijene ali nižeg stupnja djelovanja do 15%,
- višeslojne ćelije su vrlo učinkovite od 25 do 40%,
- novi koncepti su bazirani na većoj efikasnosti i nižoj cijeni.



Slika 2.3: Fotonaponske ćelije: a) monokristalni Silicij, b) polikristalni Silicij.

U osnovi se radi o realnom strujnom izvoru jer je količina elektrona koja protječe proporcionalna Sunčevom zračenju. Izlazna struja I je jednaka struji koju proizvodi sunčeva svjetlost I_{fs} (fotostruji) umanjenoj za struju diode I_d kroz paralelni otpor I_p , [2]:

$$I = I_{fs} - I_d - I_p = I_{fs} - I_0 \left[e^{\frac{e(U+IR_s)}{mkT}} - 1 \right] - \frac{U}{R_p} \quad (2-2)$$

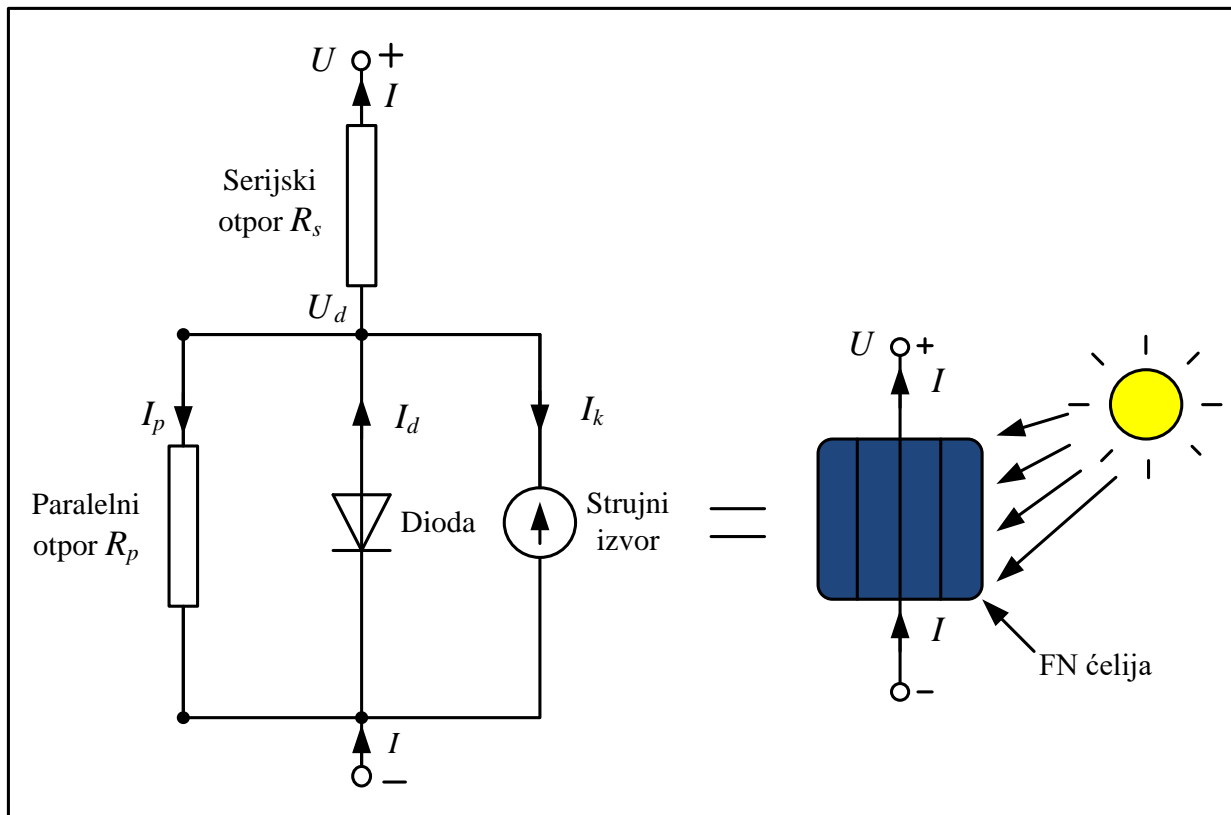
Zbog velikog otpora šanta možemo zanemariti I_p pa vrijedi:

$$I = I_{fs} - I_0 \left[e^{\frac{e(U+IR_s)}{mkT}} - 1 \right] \quad (2-3)$$

gdje je : U napon, R_p paralelni otpor FN ćelije, I_0 struja zasićenja, e elementarni naboj: $e = 1,60217646 \cdot 10^{-19}$ As, R_s serijski otpor FN ćelije, m parametar FN ćelije: $m = 1$, k Boltzmanova konstanta: $k = 1,3806 \cdot 10^{-23}$ J/K, T apsolutna temperatura u kelvinima [K]. Ako se apsolutna temperatura izrazi u voltima, tada 300 K iznosi 0,026 V.

Serijski otpor ćelije R_s je omski otpor na koji nailazi struja kroz ćeliju te kroz površinu ćelije prema omskim kontaktima do spoja s priključkom na vanjski krug. Paralelni otpor ćelije (šanta) R_{SH}

uzrokovan je okolnim defektima u PN – spoju, [3]. U običnoj visoko kvalitetnoj silicijevoj ćeliji jednog kvadratnog inča R_s je reda veličine od 0,05 do 0,10 Ω , a R_{SH} od 200 do 300 Ω .



Slika 2.4: Nadomjesna shema FN ćelije, [3].

Na slici 2.4 je prikazana nadomjesna shema fotonaopne ćelije od 4 električna elementa: serijskog otpora R_s , paralelnog otpora R_p , diode i strujnog izvora.

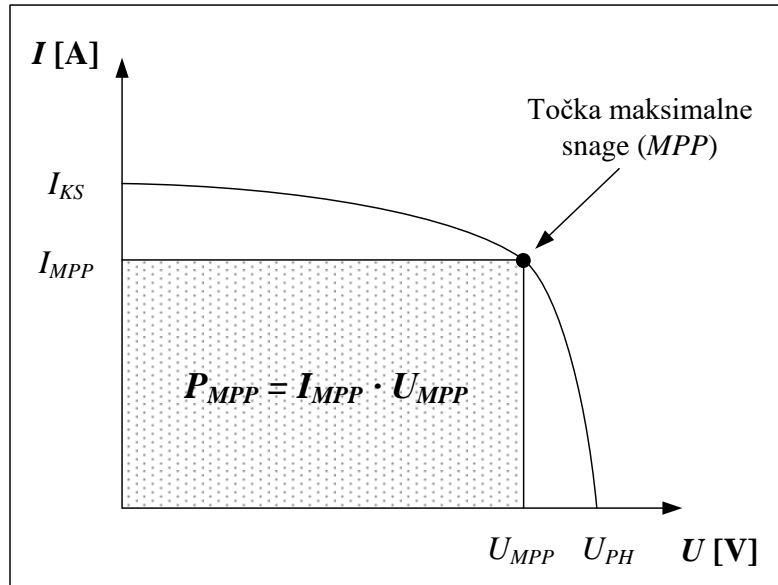
U lijevom prigušenom području ćelija radi približno kao konstantan izvor struje, stvarajući napon koji je usklađen s otporom opterećenja. U desnom prigušenom području, struja brzo pada s malim porastom u naponu. U tom području ćelija radi kao konstantan izvor napona s unutarnjim otporom. Između prigušenih područja krivulja ima pregibnu točku – točku maksimalne snage (MPP), [3].

Tri karakteristične točke na slici 2.5:

1. točka kratkog spoja: struja kratkog spoja I_{KS} je struja pri kratko spojenim stezaljkama fotonaopne ćelije. Tada je napon $U = 0$, a struja kratkog spoja je jednaka fotostruji $I_{KS} = I_{fs}$.
2. točka praznog hoda (otvorenog kruga): napon praznog hoda U_{PH} je napon otvorenih stezaljki fotonaopne ćelije:

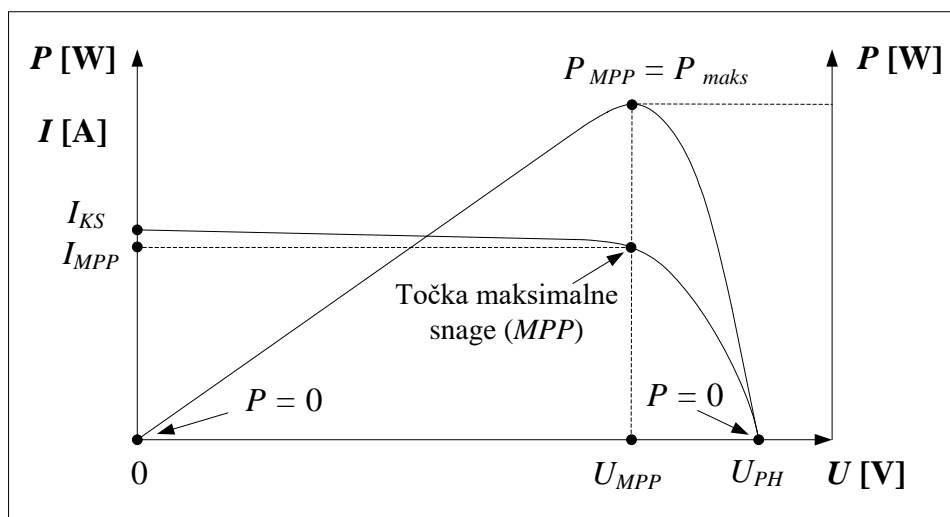
$$U_{PH} = \frac{kT}{e} \ln \left(\frac{I_{KS}}{I_0} + 1 \right) \quad (2-4)$$

3. točka maksimalne snage (MPP).



Slika 2.5: Strujno – naponska karakteristika FN ćelije pod osvjetljenjem, [2].

Naime, kako se maksimalna snaga na trošilu postiže se samo u jednoj točki „točki pregiba“, moderne instalacije uključuju uređaje za praćenje točke maksimalne snage (tragač maksimalne snage obično u izmjenjivaču *MPPT*) ovisno o promjeni opterećenja i promjeni snage Sunčevog zračenja, [28].



Slika 2.6: Karakteristika snage FN ćelije, [3].

Sa slike 2.6 se također mogu utvrditi dvije granične točke karakteristike, a to su struja kratkog spoja (I_{KS}) i napon praznog hoda (U_{PH}). Sve ostale točke dobivaju se mjerenjem. Kod karakteristike snage može se odrediti najveća struja u točki maksimalne snage (I_{MPP}) i najveći napon u točki maksimalne snage (U_{MPP}) i to tako da se točka maksimalne snage MPP preslika vertikalno na $i - u$ karakteristiku.

Učinkovitost FN ćelije ovisno o tehnologiji izvedbe, smatra se bitnim parametrom u integriranoj strukturi FN modula u procesu pretvorbe Sunčevog zračenja na DC strani elektrane.

Gustoća struje kratkog spoja J_{KS} (A/m^2) približno je jednaka gustoći fotostruje koja je proporcionalna jakosti Sunčevog zračenja G [W/m^2].

Izgled $i - u$ karakteristike FN ćelije određuju unutarnji otpori, ovisno o vrsti FN ćelije kao i vanjski utjecaji o čemu izravno ovisi učinkovitost te omjer maksimalne snage P_{MPP} i snage Sunčevog zračenja G na površinu A_{FNC} FN ćelije:

$$\eta_{FNC} = \frac{P_{MPP}}{G \cdot A_{FNC}} \cdot 100 = F \frac{U_{PH} \cdot J_{KS}}{G} \cdot 100 \quad (2-5)$$

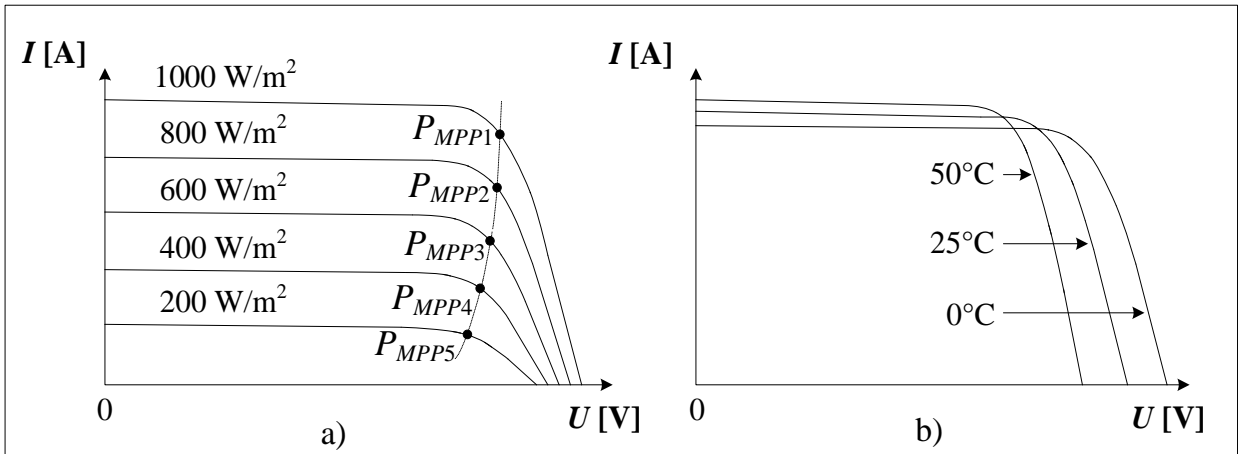
pri tome F faktor punjenja se može zapisati kao:

$$F = \frac{P_{MPP}}{U_{PH} \cdot I_{KS}} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_{PH} \cdot I_{KS}} \quad (2-6)$$

Faktor punjenja je omjer površine pravokutnika sa stranicama U_{MPP} i I_{MPP} i pravokutnika sa stranicama U_{PH} i I_{KS} . On pokazuje koliko se stvarna ćelija približuje idealnoj, a iznos mu je obično između $0,7 < F < 0,9$.

Karakteristike FN ćelije mijenjaju se promjenom temperature (Sunčeva zračenja). Promjena temperature uglavnom utječe na iznos napona otvorenog kruga, dok je promjena struje (fotostruje) gotovo zanemariva. Radna temperatura FN ćelije obično je veća od temperature okoline jer je proizvedena električna energija manja nego apsorbirana Sunčeva energija.

Prema slici 2.7 vidi se kako se prilikom promjene temperature mijenja karakteristika FN ćelije. S povećanjem temperature ćelije napon se smanjuje, a sa smanjenjem temperature ćelije napon se povećava. Serijskim povezivanjem modula povećava se napon i zato je potrebno provjeriti povećanje napona pri najhladnijim uvjetima kako nebi došlo do prevelikog napona koji bi oštetio uređaje koji su spojeni na module.



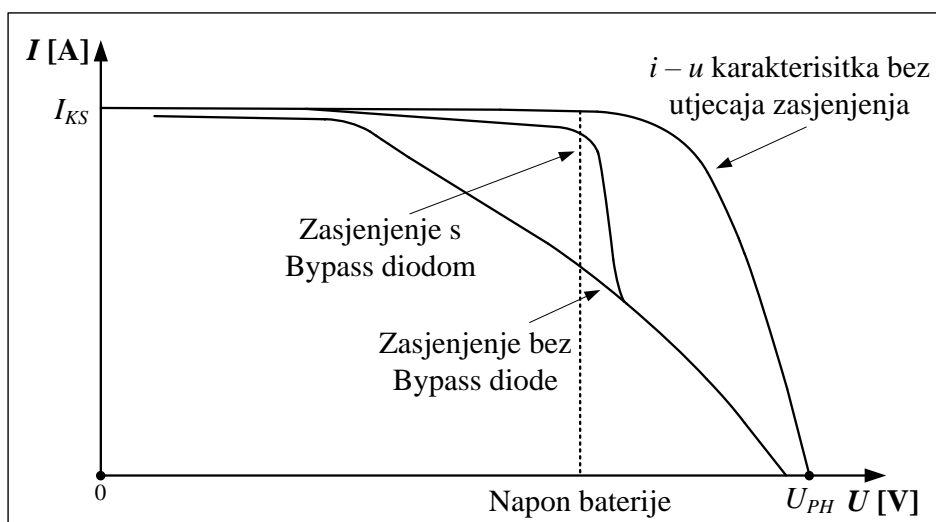
Slika 2.7: Strujno – naponska karakteristika FN ćelije u ovisnosti o: a) jakosti Sunčevog zračenja, b) radnoj temperaturi, [2].

Kod instalacije FN modula treba paziti na to da stupanj djelovanja FN ćelije pada s porastom temperature (oko 0,5% za +1°C), a time utječe na izgled $i - u$ karakteristike, slika 2.7.

$$T_{\text{ćelije}} = T_{\text{okoline}} + \left(\frac{NOCT - 20^\circ}{0,8} \right) \cdot G \quad (2-7)$$

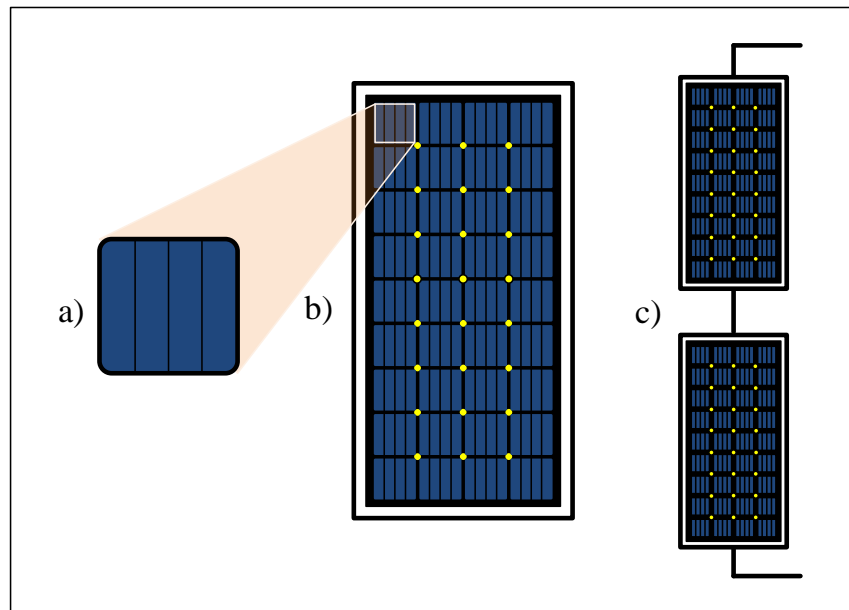
gdje je: $NOCT$ nominalna radna temperatura ćelije kada je temperatura okoline 20°C, a G Sunčevo zračenje [kW/m^2].

Prema tome se lako može zaključiti da se s povećanjem radne temperature smanjuje napon praznog hoda, neznatno povećava struja kratkog spoja i značajno opada djelotvornost ćelije. Utjecaj na izlaznu snagu FN modula (niza) može imati zasjenjenje, slika 2.8.



Slika 2.8: Utjecaj zasjenjenja na $i - u$ karakteristiku sa i bez zaobilazne diode, [3].

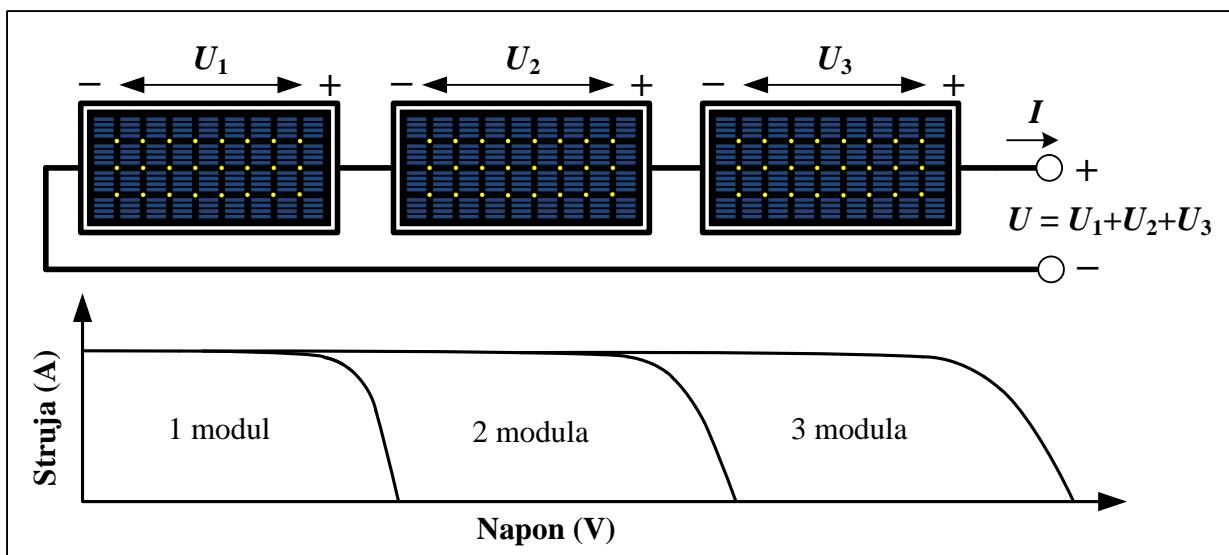
Zasjenjenje samo jedne ćelije u modulu (u seriji) može uzrokovati velike gubitke snage, tj. utjecati na $i - u$ karakteristiku. Zasjenjene ćelije ponaša se kao dioda sa suprotnim prenaponom. U njoj se sva proizvedena energija pretvara u toplinsku energiju te dolazi do pregrijavanja i zbog toga se koriste prenosne (Bypass) diode. One omogućuju struji zaobilazanje zasjenjenih modula unutar niza (bez značajnog smanjenja izlazne snage) poboljšavajući rad cijelog niza. Postoje i blokirajuće diode kada je niz modula spojen paralelno. Njezina uloga je sprječavanje povratne struje (struje mraka) kroz module koji ne funkcioniraju ispravno.



Slika 2.9: a) Fotonaponska ćelija, b) modul i c) niz, [2].

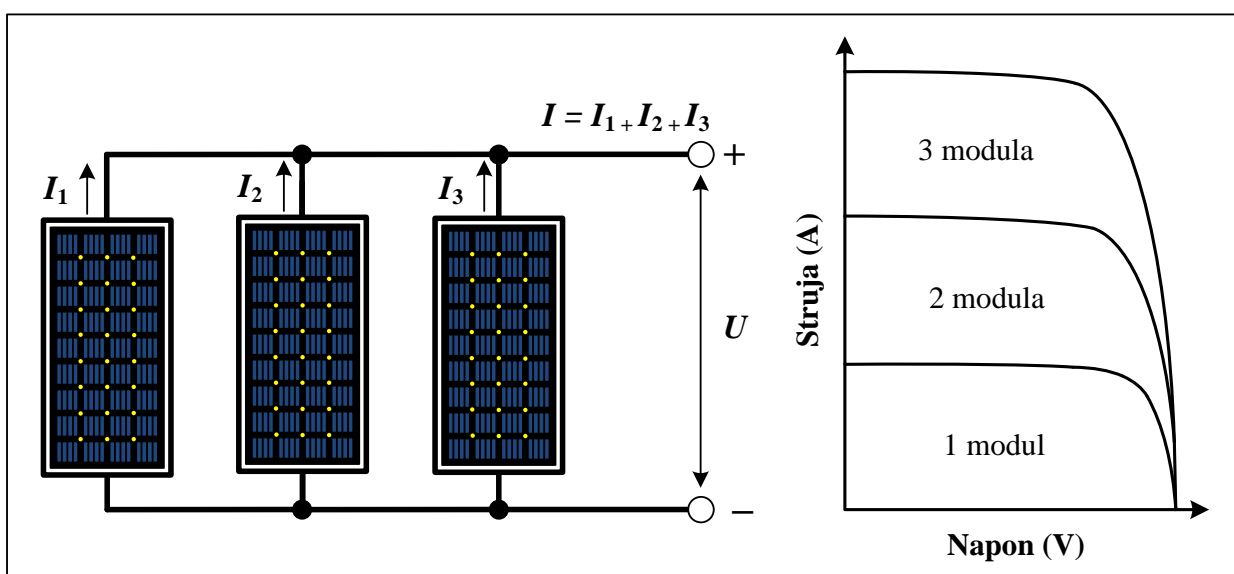
Jedna ćelija proizvodi samo 1 ili 2 W uz napon od oko 0,6 V (za FN modul od 36 ćelija, izlazni napon će biti 21,6 V), a jedan kvadratni metar fotonaponskih modula može proizvesti do 150 W bez funkcija održavanja što je premalo za većinu primjena. Zato se povezuju u modul (serijsko – paralelni spoj ćelija) zaštićen od atmosferskih utjecaja, [2]. Moduli se mogu dalje povezati da bi oblikovali niz (serijsko – paralelni spoj modula/string) sastavljen od potrebnog broja modula, tj. ovisino o potrebnoj izlaznoj snazi. Na taj način se tvori FN polje koje čini ukupno proizvodno postrojenje.

Fotonaponski moduli će raditi čak i na difuzno svjetlo, tj. kad su oblačni dani ali s manjom izlaznom snagom. Napon proizveden FN modulom ostaje približno isti bez obzira na vrijeme, dok će jakost (A) i snaga (W) varirati. Spajanje FN modula kako bi se postigla potrebna izlazna snaga, moguće je postići na dva načina. U prvom načinu svi moduli spajaju se u niz serijski, a potom paralelno. Drugim načinom moduli se spajaju prvo u paralelu, a potom se paralelna kombinacija spaja u seriju.



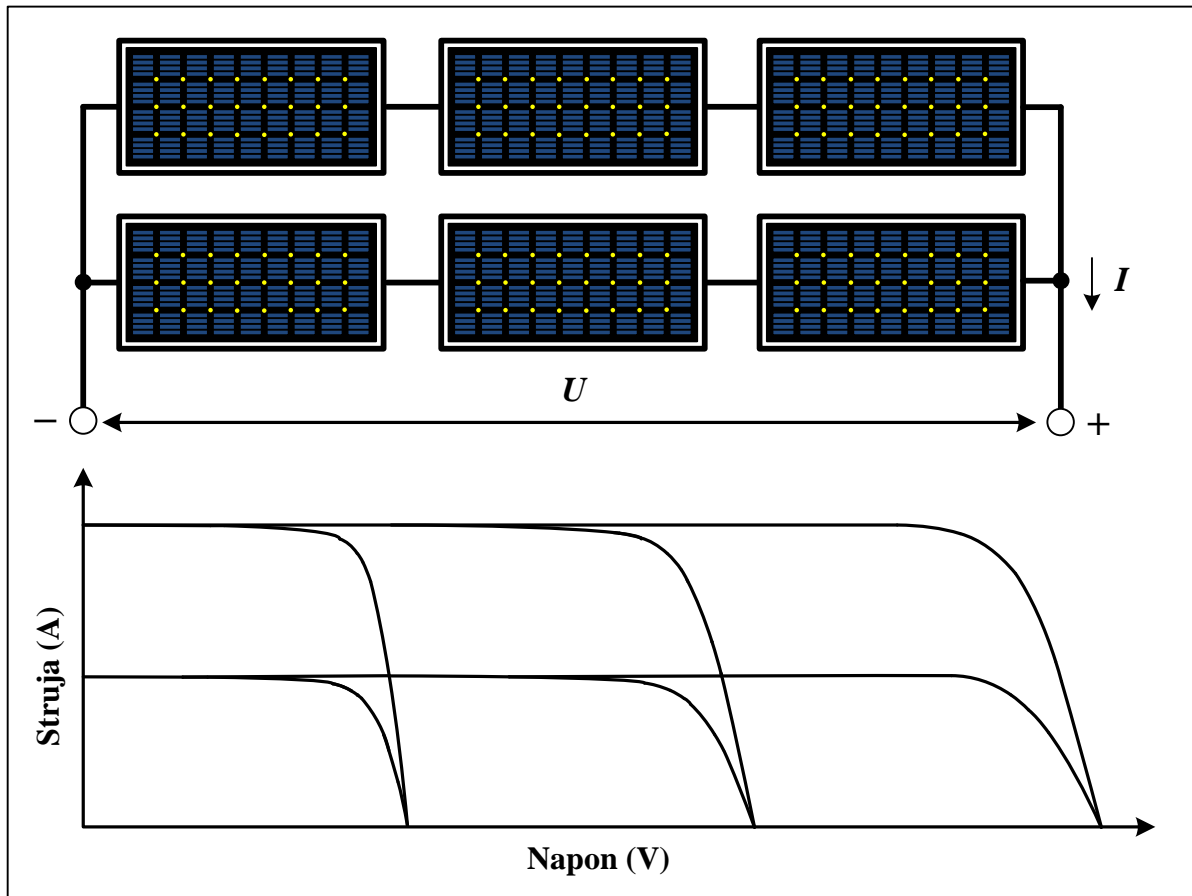
Slika 2.10: Serijska veza povećava napon FN modula, [2].

Slika 2.10, za module spojene serijski, $i - u$ karakteristike se povećavaju (zbrajaju) na naponskoj osi. Za bilo koju struju (koja teče svakim modulom), ukupni napon je zbroj pojedinačnih napona.



Slika 2.11: Paralelna veza povećava struju FN modula, [2].

Kod modula spojenih paralelno, napon je isti za svaki modul, a ukupna struja je zbroj pojedinačnih struja. Za bilo koji napon, $i - u$ karakteristika paralelne veze modula je zbroj pojedinačnih struja modula na tom naponu, slika 2.11.



Slika 2.12: $i - u$ karakteristike kombinirane veze FN modula, [3].

FN elektrana se modelira serijsko – paralelnom vezom modula kako bi se ostvarila odgovarajuća vrijednost napona i struje, odnosno snage na izlazu. Slika 2.12 prikazuje povezivanje niza s tri modula u seriji i dva u paraleli. Kada je potrebno dobiti veliku snagu, niz se povezuje serijsko – paralelnom vezom modula gdje je ukupna $i - u$ karakteristika zbroj pojedinačnih $i - u$ karakteristika.

2.3 Fotonaponski sustavi

Fotonaponski sustavi (elektrane) predstavljaju integriran skup fotonaponskih modula i ostalih komponenata, projektirani tako da primarnu Sunčevu energiju izravno pretvaraju u konačnu električnu energiju kojom se osigurava rad određenog broja istosmjernih i/ili izmjeničnih trošila, samostalno ili zajedno s pričuvnim izvorom.

Ovisno o načinu rada, fotonaponski sustavi se mogu podijeliti:

- samostojeći ili otočni fotonaponski sustavi (*Off – grid*),
- mrežni ili umreženi fotonaponski sustavi (*On – grid*).

Autonomni sustavi su oni u kojima proizvedena električna energija služi za pokrivanje vlastitih potreba potrošača koji nisu spojeni na javnu elektroenergetsku mrežu. Naime, bez distributivne mreže kao sekundarnog izvora električne energije zahtijevaju dobro planiranje. Takvi FN sustavi su obično predimenzionirani kako bi mogli pokriti maksimume, a pohrana energije je bitna u pokrivanju potreba za energijom kada nema Sunca ili kada je iz nekog razloga veća potreba za električnom energijom.

Analiza opterećenja izračunava potrošnju energije svakog uređaja s krajnjim ciljem određivanja ukupne prosječne dnevne energije potrošene od svih opterećenja. Ova vrijednost dnevne potrošnje se zatim koristi za dizajniranje baterije koja je dovoljno velika da pohranjuje tu energiju svaki dan i FN veličine dovoljno velikom da proizvodi tu energiju. Takvi sustavi zahtijevaju: regulator punjenja, baterije i izmjenjivač ukoliko trošila rade na izmjeničnu struju.

2.4 Mrežni fotonaponski sustavi

Mrežni FN sustavi su elektrane koje su spojene u paralelnom pogonu s elektroenergetskom mrežom preko izmjenjivača.

Spoj na lokalnu distributivnu mrežu razlikuje dva izbora:

- mrežni FN sustavi priključeni izravno na mrežu,
- mrežni FN sustavi priključeni na mrežu preko kućne instalacije.

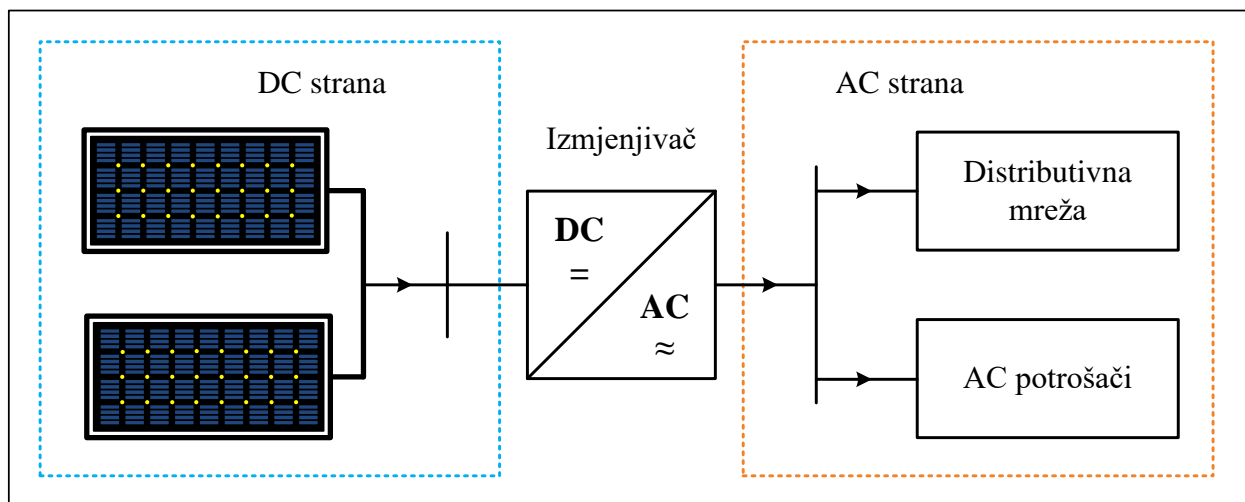
Mrežni sustavi koji su izravno priključeni na javnu mrežu su FN sustavi koji se nakon izmjenjivača i mjernog brojila spajaju direktno na javnu mrežu. U tom slučaju sva proizvedena električna energija se predaje u mrežu dok se napajanje odvija preko drugog voda koje ima svoje brojilo. FN izmjenjivači pretvaraju istosmjernu struju FN modula u izmjenični napon reguliranog iznosa i frekvencije za sinkronizaciju s mrežom.

Fotonaponski sustavi priključeni na javnu mrežu preko kućne instalacije namijenjeni su za vlastitu potrošnju u kućanstvima, a višak proizvedene energije predaju u elektroenergetsku mrežu. Ukoliko dođe do potrebe za napajanje objekta, a nema proizvodnje što je karakteristično u noćnim satima, potrebna količina električne energije se uzima iz mreže.

Fotonaponski sustavi priključeni na javnu mrežu preko kućne instalacije pripadaju distribuiranoj proizvodnji električne energije. Dakle, oni omogućuju povezivanje distribuiranih sustava na centralizirane sustave, odnosno sustave priključene uglavnom na niskonaponsku razinu elektroenergetskog sustava. Temeljne komponente fotonaponskog sustava priključenog na javnu

elektroenergetsku mrežu preko kućne instalacije su: FN moduli, glavna sklopka za odvajanje, izmjenjivač DC/AC, brojila predane i preuzete električne energije.

S obzirom na to da instalirani FN sustavi priključeni na javnu mrežu preko kućne instalacije proizvode najviše električne energije sredinom dana, oni podmiruju vlastite potrebe i dobrim dijelom rasterećuju EES, što može biti od velike važnosti u područjima gdje je slaba EEM, [4].



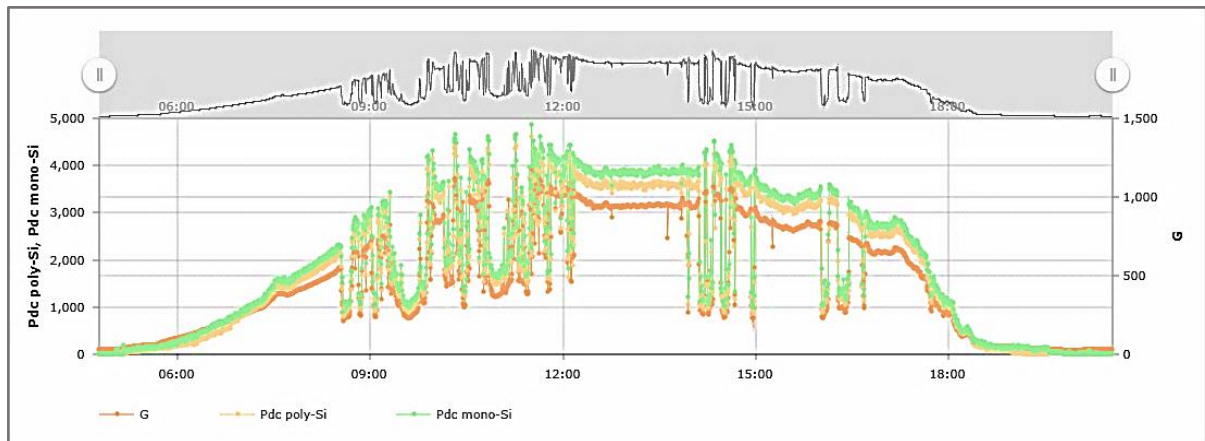
Slika 2.13: Potpuno neizravni priključak FN putem izmjenjivača, [3].

Kod primjene umreženih sustava postoje određeni problemi, posebno u vezi pretvorbe istosmjerne u izmjeničnu struju, npr. usklađivanje frekvencija, faza i napona na izlazu iz izmjenjivača s vrijednostima iz mreže što zahtjeva posebnu pozornost kod odabira izmjenjivača, slika 2.13.

Izmjenjivač ovisi o impedanciji mreže te ukoliko je impedancija mreže koja se može regulirati veća od postavljene, izmjenjivač neće predavati električnu energiju u mrežu, [2]. Funkcije zaštite su ugrađene u izmjenjivač koji vrši isklop ili automatsko odvajanje FN elektrane od distributivne mreže ako se pojavi odstupanje od napona (prenapon ili podnapon) ili frekvencije (nadfrekvencija ili podfrekvencija).

Ograničenje proizvodnje u FN elektranama s izmjenične (AC) strane određuje izmjenjivač, a kako s istosmjerne (DC) strane ovisi o Sunčevu zračenju koje postiže vrh samo u podne i tijekom nekoliko sati prije ili poslije ovisno o klimatskim uvjetima i nazivnoj snazi FN niza (polja), povećava se snaga na DC strani najmanje 10% u odnosu na instaliranu snagu izmjenjivača na AC strani. Takav omjer se zove omjer opterećenja izmjenjivača DC/AC. FN elektrane s višim DC/AC omjerom mogu raditi dulje sa instaliranom snagom i više energije proizvode tijekom izlaska i zalaska Sunca [3]. Optimalan DC/AC omjer ovisi o tehničkim uvjetima prema mrežnim pravilima, omjeru troškova modula i izmjenjivača cijene priključka te prodajne cijene električne energije.

Budući da se satna proizvodnja dan unaprijed planira na temelju satnih prosjeka prognoze potrošnje, uloga udjela elektrana također prati navedeni obrazac. Naime, nagli skokovi i padovi na počecima sati s visokom promjenom potrošnje upravo su posljedica karakteristika frekvencije. Povećana FN proizvodnja i njezin plasman djeluju na sniženje satne cijene električne energije. Prema sniženju cijena električne energije vršne potrošnje u jutarnjim satima, rastom instalirane snage može se očekivati daljnje sniženje cijene u podnevnim satima.



Slika 2.14: Satna proizvodnja FN ETFOS1 na dan 17.06.2018., [reslab.ferit.hr].

Prema slici 2.14, vremenske oscilacije utjecati će na ozračenje i temperaturu tijekom dana što će odrediti satnu FN proizvodnju na izmjenjivaču koji traga za maksimalnom snagom, podešavanjem napona i struje istosmjerne strane FN elektrane.

Izlazni napon izmjenjivača mora biti u skladu s pravilnikom o normalnim pogonima za distributivne niskonaponske mreže i mrežnu opremu. Nominalna veličina izlaznog napona iznosi 230 V između faznog i neutralnog vodiča, a 400 V između faznih vodiča za četverožilne trofazne mreže nazivne frekvencije 50 Hz te u normalnim pogonskim uvjetima mora biti u granicama dopuštenog odstupanja napona $\pm 10\%$.

3 UTJECAJ INTEGRACIJE DISTRIBURIANE PROIZVODNJE IZ OIE NA DISTRIBUTIVNU MREŽU

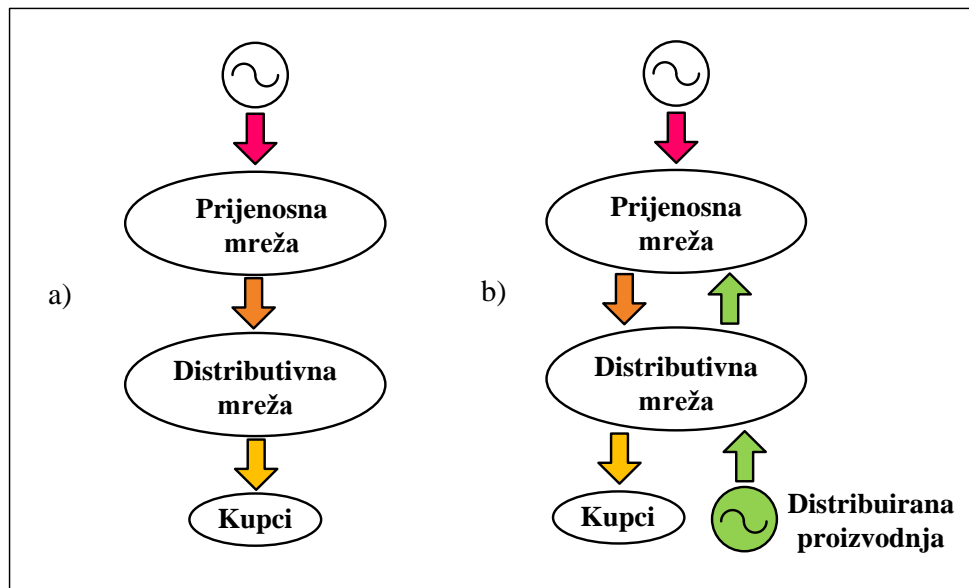
Distribuirana proizvodnja (*eng. distributed or dispersed generation*) su elektrane manjim snaga u pravilu se priključuju na distributivnu mrežu na srednjenaponskoj (SN), a najmanji sustavi na niskonaponskoj (NN) strani. Kakva će razina napona biti u točki spoja distribuirane proizvodnje (DP), hoće li rasti ili padati ovisi o brojnim prilikama kao i X/R omjeru impedancije sustava (u prijenosnoj $R \ll X$, a u niskonaponskoj $R \sim X$), karakteristikama distributivne mreže, te profilima opterećenja, [32].

Postupak uvođenja OIE u distributivnu mrežu u postupku planiranja i rasporeda DP nije centraliziran. Zbog tog izostanka, utječe se na dvije temeljne varijable EES: frekvenciju (globalni pokazatelj) i napon (lokalni pokazatelj). Trenutno se na DI gleda gotovo isključivo kao na proizvođače energije (kWh) koji ne doprinose ostalim funkcijama EES (regulaciji napona, pouzdanosti mreže, snazi pričuve i dr.). Iako je to djelomično posljedica tehničkih svojstava distribuiranih izvora, ograničena uloga DP najvećim je dijelom stvorena na temelju administrativnih i komercijalnih uvjeta pod kojima su trenutno u pogonu, [34]. Uvjeti primjene takvih izvora ovise o: naponskoj razini priključenja, troškovima priključenja, broju sati pogona, učinkovitosti, vlastitoj potrošnji i sl. Poseban je izazov procijeniti tip OIE proizvođača (tip korištenog OIE) koji će se pojaviti, kao i udio svakog izvora u ukupnoj lokalnoj proizvodnji, tj. utjecaj na dnevni dijagram opterećenja analiziranog dijela mreže.

Naime, uvođenje DP omogućilo je da proizvodne jedinice budu smještene neposredno u blizini potrošača. Ovisno o relativnom odnosu između proizvodnje i potrošnje u lokalnoj mreži tijekom dana, promjena funkcije distributivne mreže može biti trajna ili se može mijenjati, čak i više puta tijekom istog dana. Uobičajena stopa rasta potrošnje više nije mjerodavna za planiranje tokova snaga u distributivnoj mreži. Dok je proizvodnja manja od potrošnje, lokalna distributivna mreža će imati svoju originalnu funkciju tereta na prijenosnoj mreži, a kada potrošnja postane manja od proizvodnje, lokalna distributivna mreža će se ponašati kao elektrana priključena na prijenosnu mrežu, [12].

Sukladno tome, mjenjanju se naponske okolnosti u mreži koje više ne stvaraju problem u smislu preniskog napona (dopušteni pad napona), uvođenje DP dovodi do previsokih napona (uvodi se pojam dopušteni porast napona). Takvi postupci integracije imaju najčešće svoja tehnička

ograničenja poput: gustoće instalirane snage, promjenjivost i nepredvidivost proizvodnje te mogućnosti regulacije (napona) pogona u distributivnoj mreži, [9].



Slika 3.1: Principijelni blok dijagram: a) pasivne mreže (prije integracije), b) aktivne mreže (nakon integracije), [9].

Prije integracije DP iz OIE, EES je imao ulogu transformacije električne energije s viših naponskih razina na niže, što je značilo jednosmjernan tok energije koja je putem postojeće infrastrukture isporučivana potrošačima. Iz razloga sve primjenjenije DP, jednosmjernan tok pasivne mreže zamjenio je dvosmjernan tok energije koji je mrežu učinio aktivnom, slika 3.1.

Ulazak DP pruža prednosti:

- smanjenje gubitaka,
- poboljšanje naponskih prilika u mreži i kvalitete električne energije,
- rasterećenje postojećih prijenosnih i distributivnih transformatora i vodova,
- kraće vrijeme izgradnje,
- mogućnost proizvodnje na svim naponskim razinama.

Načelno, distributivna mreža ima izvjesnu zalihnost. Prvi izvor koji se integrira u lokalnu mrežu uklopio bi se u marginu sigurnosti uobičajenog planiranja razvoja distributivne mreže. DI su u principu poželjni jer svaki izvor električne energije načelno doprinosi ukupnoj proizvodnji električne energije, nezavisno u koji se dio mreže DP integrira niti koliko problema lokalno uzrokuje.

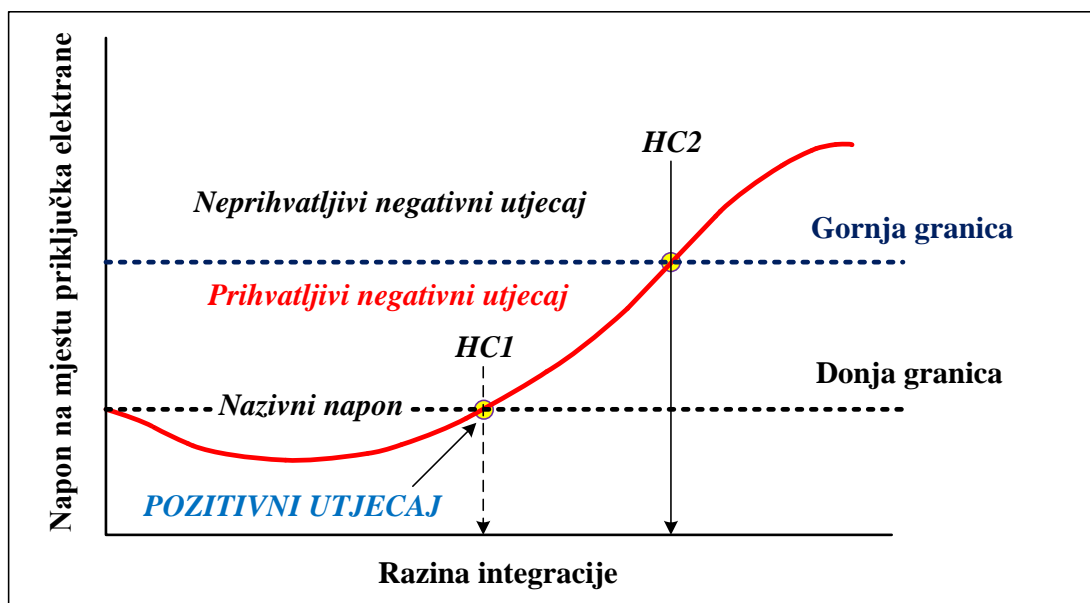
Operator distributivnog sustava (ODS) se ne može osloniti na pouzdanost koju bi DI mogao pružiti jer je po važećim propisima, DI oslobođen je svake odgovornosti za posljedice koje može uzrokovati, dok svu odgovornost mora ponijeti Operator.

Distribuirane izvore moguće je relativno jednostavno podijeliti prema utjecaju na mrežu na: korisne i štetne.

Korisni distribuirani izvori svojim radom doprinose stabilnosti naponskih okolnosti u mreži (smanjuju fluktuiranje napona) te smanjuju gubitke u mreži, skraćujući put energiji od izvora do krajnjeg korisnika. Štetni distribuirani izvori svojim djelovanjem povećavaju raspon u kojem fluktuiraju napon u mreži te povećavaju gubitke radi produžavanja puta energiji od izvora do krajnjeg korisnika, [20].

Razlika između korisnih i štetnih izvora je u relativnoj razlici između proizvodnje i potrošnje u promatranom dijelu mreže u promatranom vremenskom razdoblju. Drugim riječima, štetni izvori su oni koji daju energiju na pogrešnom mjestu u mreži i/ili u pogrešno vrijeme, tj. većinom daju energiju gdje nije potrebna ili onda kada nije potrebna.

Razina integracije (*eng. hosting capacity*) označava vrijednost proizvodnje koju je moguće priključiti u određeni sustav, a da ne dođe do pojave strujnih/termičkih opterećenja i naponskih nestabilnosti, stoga integracija ovisi o naponskim prilikama i opterećenju mreže, odnosno porastu napona DP koji dovodi gotovo do naponskog limita.



Slika 3.2: Načelni prikaz mogućeg pozitivnog i negativnog utjecaja povećanja razine integracije elektrana/DP na OIE na pogonske prilike/pokazatelje u mreži, [1].

Utjecaj DP na mrežu ovisno o početnim uvjetima i razini integracije elektrana može biti pozitivan ili negativan, slika 3.2. Ukoliko je napon na mjestu priključka i u okolnoj mreži niži od nazivnog, priključenjem određene količine elektrana na OIE rezultira povišenjem napona do nazivnog (do točke *HC1*) koji se smatra pozitivnim utjecajem na mrežu. Ukoliko integracija dovodi do povišenja napona (od točke *HC1* do točke *HC2*) ali on ostaje zadržan u granicama, smatra se prihvatljivim negativnim utjecajem. Ako se količina proizvodnje iz OIE poveća na način da se prekorači dozvoljena gornja granica (točka *HC2*) napona dolazi do neprihvatljivog negativnog utjecaja, [3]. Iz razloga utjecaja DP, daljnja integracija OIE u mrežu može rezultirati ograničenjima ili potrebom poduzimanja dodatnih tehničkih mjera poput regulacijom u mreži, upravljanje potrošnjom i sl.

Problem priključenja DI na distributivnu mrežu moguće je riješiti na dva načina pristupa u stvaranju uvjeta/prilika u mreži, a to su konzervativan i nekonzervativan pristup.

Konzervativni pristup temelji se na pretpostavci da su ostvareni uvjeti u mreži za svu nužnu proizvodnju, a pri tome strujno – naponske okolnosti ne smiju biti u ekstremnom stanju redovitog (normalnog) pogona sustava izvan dopuštenih granica. To znači da mrežu treba dimenzionirati za ekstremna stanja najnepovoljnijih odnosa proizvodnje i potrošnje (maksimum proizvodnje u minimumu potrošnje i bez proizvodnje u maksimumu potrošnje), što zahtjeva stvaranje uvjeta u mreži s dodatnim ulaganjima za rubna stanja, učestalost i trajanja ekstremnih stanja.

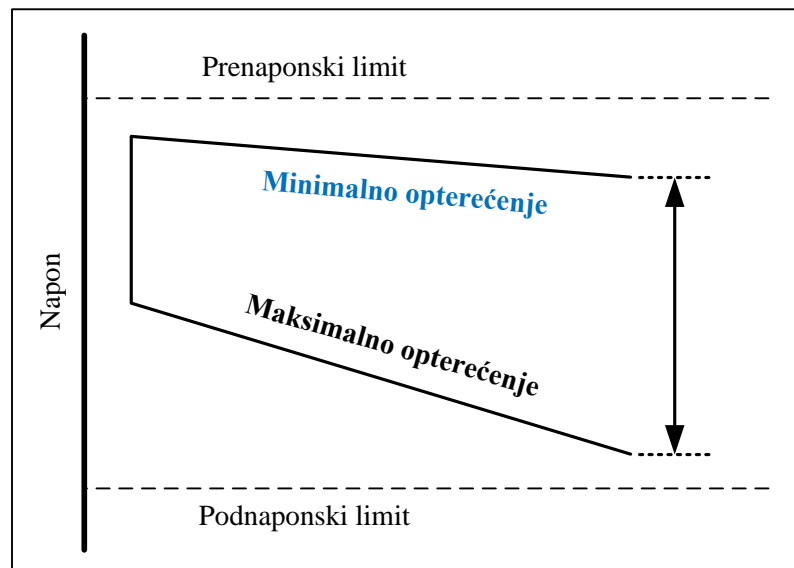
Nekonzervativan (hrabri) pristup je iskorak koji nudi mogućnost elektrani da donese odluku želi li sama stvoriti uvjete u mreži ili će se elektrana prilagoditi zatečenim stanjima mreže. Ako se radi o nepostojanju adekvatnih uvjeta u mreži za ekstremna stanja paralelnog pogona s mrežom, treba ostaviti mogućnost elektrani da se kroz njene mogućnosti prilagodi uvjetima mreže, regulacijom napona, regulacijom faktora snage ili redukcijom radne snage, [12]. Ovaj pristup daje mogućnost za maksimalno iskorištenje postojećih resursa, sužavajući pri tome marginu sigurnosti sustava.

Stoga se u mreži javljaju dva ekstremna stanja:

- pri maksimalnom opterećenju, na kraju voda javlja se maksimalni pad napona,
- pri minimalnom opterećenju, napon na kraju voda je relativno najviši.

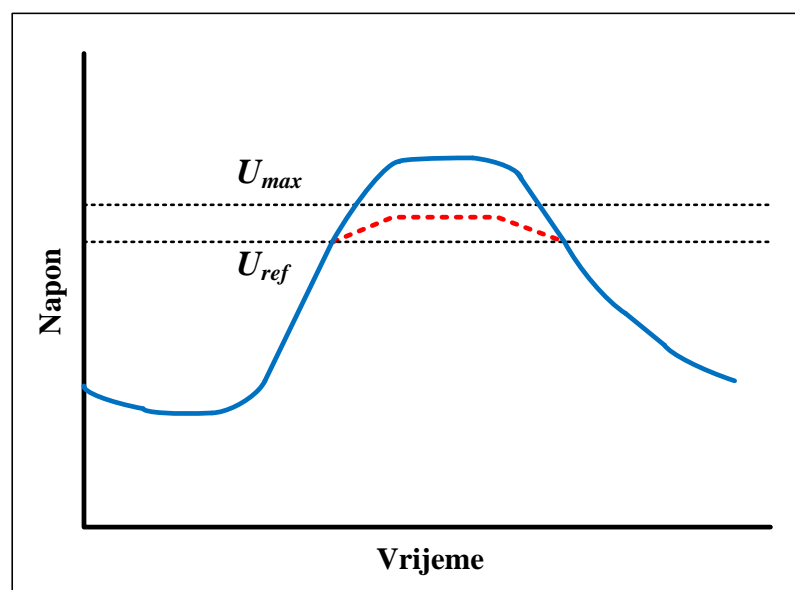
Prema slici 3.3 maksimalan napon doseže svoju najveću vrijednost za vrijeme minimalnog opterećenja, u kombinaciji s najvećim naponom u SN mreži. Minimalni napon je postignut za vrijeme maksimalnog (vršnog) opterećenja s minimalnim naponom u SN mreži. Da bi mogli odrediti razinu integracije niskonaponskog voda, zanima nas najveći napon. NN mreže se značajno razlikuju od SN mreža, jer se na NN mreže spaja veći broj potrošača. Zbog toga će biti i veća

razlika minimalnog i maksimalnog napona u NN mreži. Maksimalan napon u NN mreži javlja se u vremenu maksimalnog napona u SN mreži, [1].



Slika 3.3: Naponski profil niskonaponskog voda, [1].

Naponska margina je razlika u naponu između gornjeg naponskog limita i napona promatranog mjesta. Potrebno ju je poznavati kako bi se odredila integracija količine proizvodnje koja utječe na promjene napona. Relativno povećanje razine integracije postaje sve manje pri širim prenaponskim marginama. Ključno ograničenje DP događa se pri uskim prenaponskim marginama. Svaki potrošač ima drukčiju naponsku granicu. Spajanje DP na distributivnu mrežu stvara jednak relativan porast napona za sve potrošače spojene na tu naponsku razinu.



Slika 3.4: Utjecaj prenaponskog ograničenja na vrijednost napona – bez ograničenja (puna linija) i s ograničenjem (iscrtkana linija), [3].

Na slici 3.4 prikazano je punom (plavom) linijom napon bez ograničenja proizvodnje te iscrtkanom (crvenom) linijom napon s ograničenjem maksimalne injektirane proizvodnje. Maksimalnu vrijednost proizvodnje nužno je postaviti na onu vrijednost na kojoj rezultatni napon je jednak naponskom limitu. Neupravljivi DI koji su priključeni na SN ili NN mrežu povećavaju neophodne investicije u mreži. Njihova primjena uzrokuje potrebu za proširenjem očekivanih raspona napona čime se smanjuje mrežna moć koja je potrebna za napajanje dodatnih potrošača.

Pri spajanju DP, odabir naponskog limita direktno određuje razinu integracije izvoda. Što je manji prenaponski limit, manja je naponska margina. Kako je razina integracije direktno proporcionalna prenaponskoj margini, važan je odabir prenaponskog limita. Prenaponska margina je obično veća za nekoliko posto od nazivnog napona. Smanjenje prenaponskog limita za 1%, može lako smanjiti razinu integracije dva puta. Veća duljina voda biti će kod nižeg podnaponskog limita, [1].

Razina integracije može se odrediti prema iznosu:

$$P_{max} = \frac{U^2}{R} \cdot \delta_{max} \quad (3-1)$$

gdje je: $\delta_{max} = \Delta_{max}/U$ relativna naponska margina izražena u postocima, Δ_{max} apsolutna naponska margina. Nadalje, ako se želi izraziti utjecaj otpora vodiča R i njegovog poprečnog presjeka A i ukupne duljine l , tada vrijedi:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{A} \quad (3-2)$$

Prema tome, ako se uvrste prethodne jednačbe (3 – 1) i (3 – 2) dobiju se sljedeći odnosi:

- odnos razine integracije je proporcionaln s kvadratom napona,
- odnos razine integracije je linearan u odnosu na presjek kabela,
- odnos razine integracije je linearan s prenaponskom granicom,
- odnos razine integracije je obrnuto proporcionalan s udaljenošću između DP i transformatora – što je DI udaljeniji, biti će manji kapacitet.

Promjenom jednog parametra utječe se na sve ostale. Ako je primjenjen kabel s većim presjekom, smanjit će se otpor vodiča i povećati će se prijenosni kapacitet. Nadzemni vodovi se uglavnom koriste za napajanje udaljenih potrošača te je njihova duljina samo ograničena sa padovima napona. Kabelima se napajaju potrošači koji su blizu trafostanice (TS), duljina im je obično

određena teretom na koji su spojeni. Ukoliko je riječ o prenaponskim problemima, oni se javljaju najčešće kod nadzemnih vodova.

3.1 Faktor snage distribuirane proizvodnje

„Penetracija“ je odnos snage iz DI na ukupan udio proizvodnje ili odnos nazivne snage DP i maksimalnog opterećenja na promatranom distributivnom izvodu. Postoje dvije vrste penetracija, a to su instalirana i operativna.

Instalirana penetracija je instalirana snaga DP u ukupnom udjelu snage jedinične instalirane proizvodnje. Mijenja se kada je uklonjena ili instalirana nova jedinična proizvodnja.

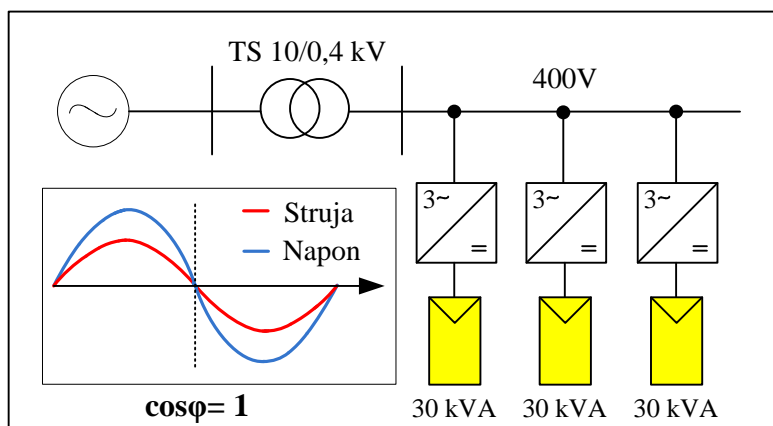
Operativna penetracija je instalirana snaga iz DP, npr. FN (trenutne proizvodnje) u ukupnom udjelu snage u definiranom vremenskom periodu proizvodnje. Mijenja se kontinuirano s promjenama opterećenja i Sunčevog zračenja. Razina penetracije na mjestu gdje proizvodnja iz FN postaje značajna, takvi sustavi ne mogu se smatrati zasebnim jedinicama ali njihov zajednički udio ima utjecaj na mreži. Za vrijeme promjenjivog dana izlaz snage FN sustava ovisi o nepredvidivim vremenskim prilikama, [17].

Prema tome, penetracijska ograničenja ovise o faktorima:

- opterećenja,
- ponašanju potrošača,
- vremenskim prilikama.

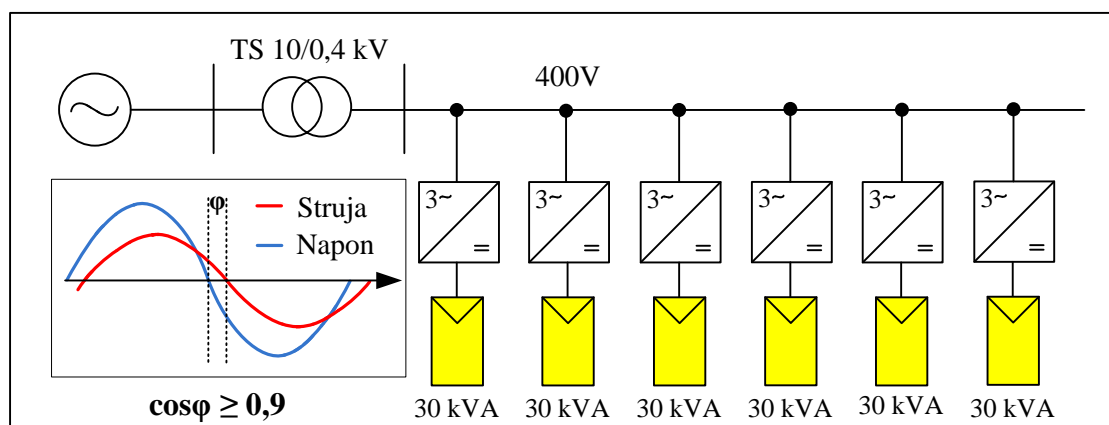
Faktor snage ϕ je omjer djelatne P i prividne S snage, a njegovim povećanjem smanjuje se prividna snaga. Ispravljanjem faktora snage smanjuje se potreba potrošača za jalovom snagom. Faktor snage $\cos\phi = 1$ znači da su valni oblici struja i napona međusobno u fazi (0°). Ako je $\cos\phi = 0,9$ znači da stvarnu snagu P čini 90% prividne snage S (VA).

Faktor snage induktivnog karaktera rezultirati će s manjim porastom napona u odnosu na jedinični faktor snage. S druge strane kapacitivni faktor snage mogao bi stvarati probleme s prenaponima te samim time smanjuje razinu integracije. Odabirom induktivnog faktora snage $\alpha=R/X$ može se smanjiti porast napona, a s pravilnim odabirom α porast napona se može smanjiti na 0 V. Kad je DI opremljen sustavom za korekciju faktora snage, može se postaviti takav faktor snage da je porast napona nula, neovisno o snazi koju DI proizvodi. Negativna strana ovoga je rizik od pojave prenapona te gubici koji se povećavaju. Kada je povećanje napona limitirajući faktor za razinu integracije, to ne smanjuje količinu DP koja se može spojiti na mrežu, [1].



Slika 3.5: Feed – in FN proizvodnja s $\cos\varphi = 1$, „čiste“ djelatne snage , [17].

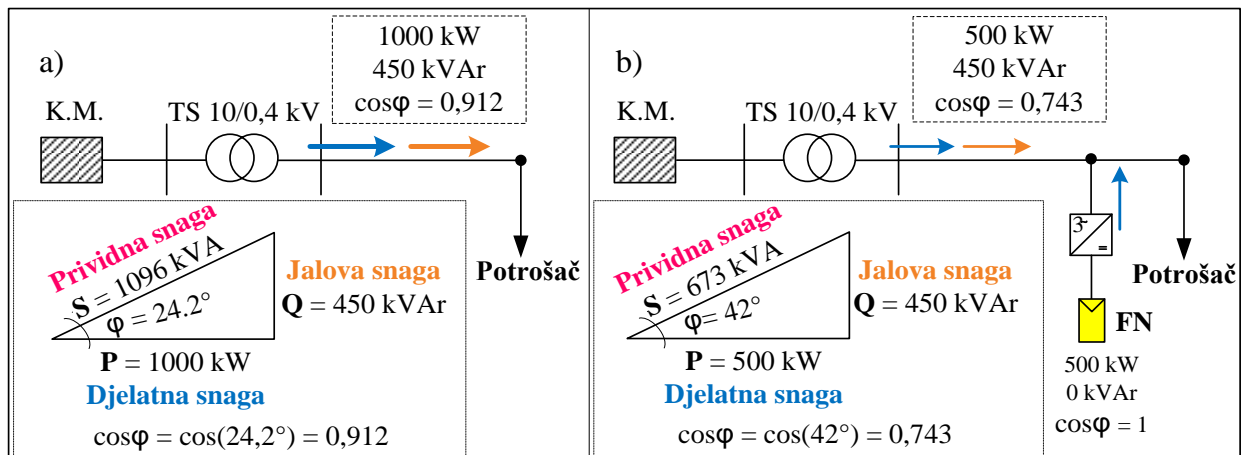
Prema slici 3.5, moguća integracija FN nazivne snage 30 kVA zbog proizvodnje „čiste“ djelatne snage ako rade s $\cos\varphi = 1$. Izvlačenje maksimalne snage s $\cos\varphi = 1$ obično je bez regulacije (male proizvodne jedinice ne moraju sudjelovati u regulaciji jalove snage) radi povećanja učinkovitosti proizvodnje. Zbog penetracije jediničnog faktora snage, količina integracije FN jedinica trofaznog priključka u NN 0,4 kV mreži je ograničena.



Slika 3.6: Feed-in FN proizvodnja s $\cos\varphi \geq 0,9$ djelatne snage uključujući optimizaciju feed – in jalove snage kao podrške naponu, [17].

Moguće povećanje FN penetracije smanjenjem faktora snage prema slici 3.6, količina integriranih FN sustava koji rade s $\cos\varphi \geq 0,9$ može se približno udvostručiti, od 90 kW do 163 kW maksimalne djelatne snage što je povećanje proizvodnje za oko 80 %.

Faktor snage DI nije nužno postaviti na konstantnu vrijednost ($\cos\varphi = 1$) već dozvoliti određeni stupanj slobode u svrhu zadovoljavanja lokalnih zahtjeva, [34]. Ukoliko to već nije ograničeno prihvatljivim rasponom napona, priključenje DI bilo bi ograničeno sa strujnom opterećivosti opreme koja je određena termičkim naprezanjem.



Slika 3.7: Utjecaj na faktor snage kod distributivnog transformatora, a) bez FN, b) s FN [17].

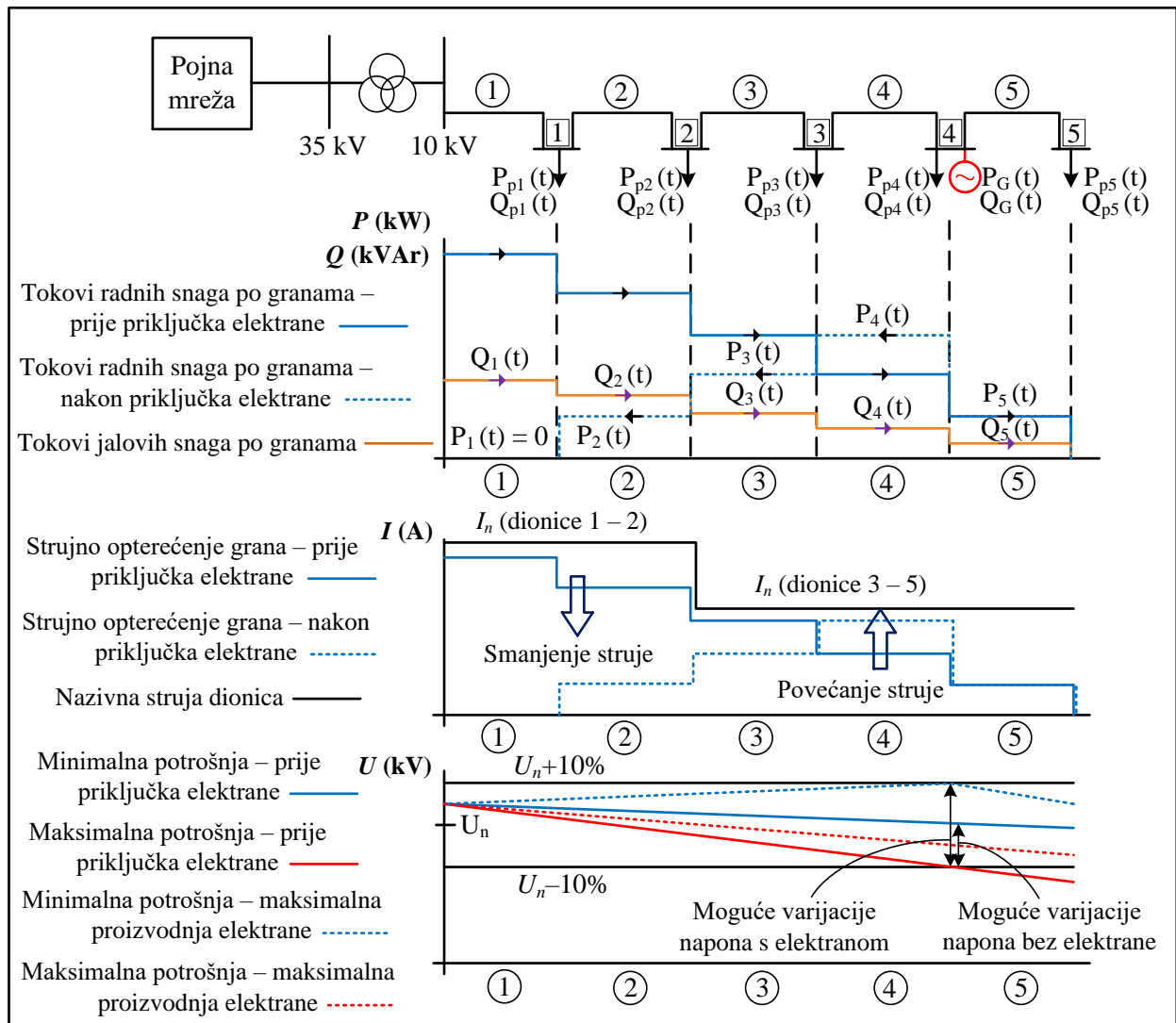
Na slici 3.7 prikazan je rad FN izmjenjivača koji pri visokoj razini isporuke djelatne snage ostvaruje potporu transformatoru samo kada je transformator preopterećen u suprotnom, podopterećeni transformator pridonosi povećanju gubitaka. Iz razloga FN proizvodnje djelatnog (aktivnog) strujnog opterećenja na lokalnoj razini, ukupno jalovo (reaktivno) strujno opterećenje isporučeno se od strane krute mreže (K.M.) rezultira većim odnosom aktivnog i reaktivnog strujnog opterećenja koje povećava fazni pomak, odnosno spušta faktor snage distributivnog transformatora pri prolasku kroz njega.

Ovisno o tipu DI, potrebno je ispitati mogućnost alokacije DI u distributivnoj mreži. Na taj način moći će se odrediti dva krajnja slučaja. Prvi u kojem DI daje samo djelatnu snagu u mrežu i drugi pri kojemu DI daje i jalovu snagu mrežu, čime se dodatno smanjuju gubici u mreži ali zbog rasterećenja izvoda indirektno djeluje na dodatno povišenje napona u mreži.

Za razliku od djelatne snage, jalovu snagu nije moguće prenositi na velikim udaljenostima pa je treba lokalno regulirati zbog previsokih napona, prijenosa djelatne snage i održavanja odgovarajuće kvalitete napona u čvorištu priključenja korisnika, [14]. Veći iznos jalove snage podrazumjeva i veće gubitke, stoga je u cilju minimiziranja gubitaka tokova jalove snage po granama jer bi u protivnom došlo do naponskog sloma. Ukoliko je napon u mreži prenizak zbog velikog opterećenja mreže, DI s regulacijom napona u priključnoj točki daje jalovu snagu u mrežu u cilju rasterećenja izvoda i podizanja napona u čvorištima mreže. Ukoliko je napon u mreži previsok zbog malog opterećenja mreže, DI s regulacijom napona u priključnoj točki uzima jalovu snagu iz mreže u cilju opterećenja izvoda i rušenja napona u čvorištima mreže.

Kod priključenja potrošača na distributivnu mrežu, dolazi do povećanja struje od napojne TS prema potrošačima. Napon proporcionalno opada porastom impedancije vodova i snage koja teče

kroz njih. No, za razliku od priključenja potrošača, priključenjem elektrana u pravilu dolazi do rasterećenja distributivne mreže. Pritom se rasterećuju dionice neposredno uz napojne TS, a dodatno opterećuju dionice uz DI.



Slika 3.8: Primjer utjecaja distribuirane proizvodnje na tokove djelatnih i jalovih snaga, strujne i naponske prilike na izvodu SN mreže, [14].

Integracija DI u distributivnu mrežu jedna je od mjera smanjenja padova napona i varijacija napona u mreži. Priključak DI na razdjelnu mrežu dovodi do promjene tokova snaga u mreži te samim time i do promjene naponskih profila izvoda na koji je DI jedinica priključena. Na slici 3.8 prikazan je primjer promjene naponskog profila i varijacije napona u svim čvorištima distributivne mreže, prije i nakon priključenja DI. Povećavanjem raspršenih manjih DI smanjuju se tokovi radnih i jalovih snaga kroz elemente mreže te gubici djelatne i jalove snage.

Bez obzira na regulaciju, DI utječe na iznos napona ovisno o načinu upravljanja, proizvedenoj snazi, opterećenju i parametrima voda. Utjecaj DI na napon je manji ako DI proizvodi samo djelatnu snagu.

3.1.1 Naponski profil izvoda

Opskrba od TS do razmještenih distribuiranih priključnih točaka se obično obavljaju radijalnim mrežnim izvodima (*eng. feeder*). Vodovi izlaze radijalno iz TS i nisu međusobno povezani, a to znači da jedan drugom ne mogu poslužiti kao rezerva. Ako dođe do prekida jednog voda u slučaju kvara na istom, sve NN mreže napajane preko tog voda ostaju bez opskrbe električnom energijom, [21]. Ako se vodom prenosi snaga manja od prirodne, vod se ponaša kao kapacitet, a ako je opterećenje veće od prirodne snage voda, tada se vod ponaša kao induktivitet.

Nazivna snaga transformatora odrediti će duljinu pojnog voda niskog napona u ruralnim i gradskim kabelskim mrežama. U ruralnim područjima duljina izvoda može biti veća od 2 km s vrijednosnim omjerom $X/R > 1$, [23], a mogućnost od prenapona zbog njihove dužine povećava vrijednost impedancije, [32]. Samo na kratkim vodovima potrošnja može stvoriti limit za količinu proizvodnje koja se može spojiti.

Sposobnost opterećenja izvoda se povećava ukoliko je temperatura samog vodiča (okoline) manja, naime korištenjem većeg presjeka biti će moguće postići veći prijenosni kapacitet sa smanjenjem gubitkaka. Gubici u vodu rastu s termičkim naprezanjima za vrijeme strujnih (minimalnih) opterećenja. Izgradnja novih veza, kabela i vodova (s većim presjekom) moguće je rasteretiti opterećene dionice mreže ali to sa sobom povlači i veće investicijske troškove.

Spajanje DP na distributivnu mrežu rezultirat će povećanjem napona na mjestu priključenja. Vrijednost porasta napona ΔU na točki spoja DP jedinice na radijalnom izvodu može se aproksimirati sljedećim izrazom:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P_{DP}}{U^2} \quad (3-3)$$

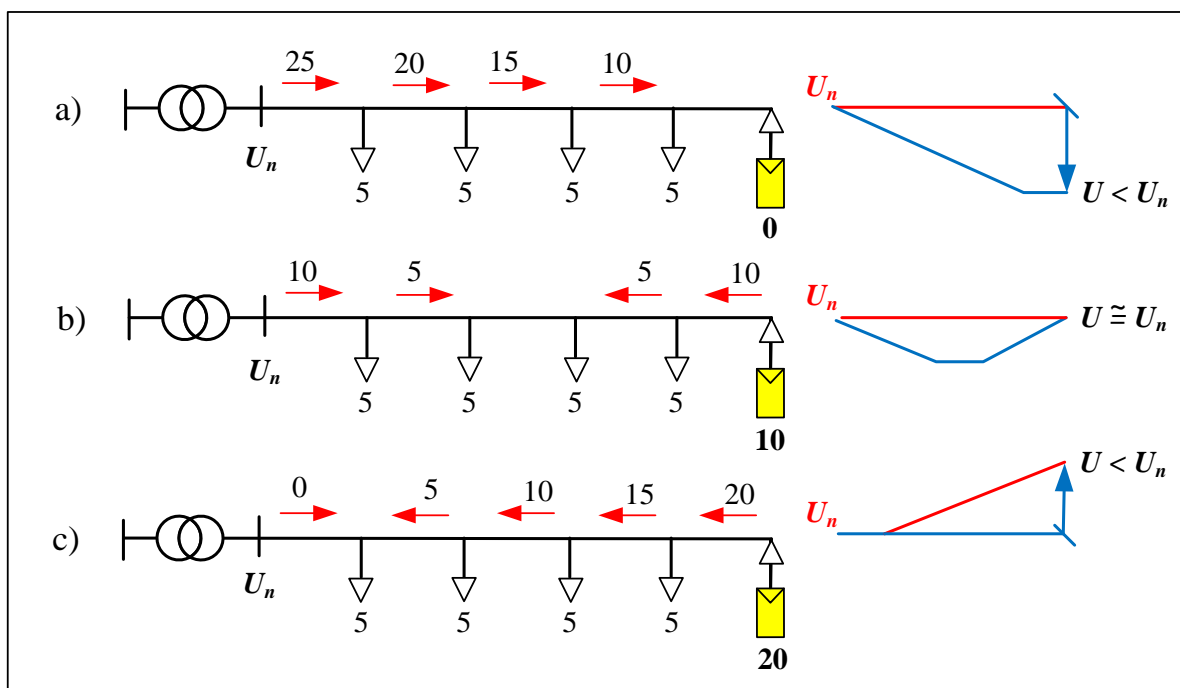
gdje je: R otpor izvora na mjestu spoja s mrežom, P_{DP} utisnuta radna snaga u mrežu i U nazivni napon.

Ovdje se aproksimira da DP utiskuje u mrežu samo djelatnu snagu, odnosno da radi sa jediničnim faktorom snage. Relativni porast napona će primijetiti svi potrošači spojeni niz izvod. Porast napona uslijed utiskivanja radne snage u mrežu, proporcionalan je omskom dijelu impedancije izvora na mjestu spajanja na mrežu.

Porast napona u praksi često predstavlja ograničenja veća od tokova snaga, odnosno iskorištavanja termičkih mogućnosti vodova, a najveći problem s porastom (umjesto padom) napona očekuju se upravo tijekom minimalnih (umjesto maksimalnih) opterećenja, [3]. Dakle, razina integracije koju je moguće priključiti na određenoj lokaciji u distributivnoj mreži ovisna je o minimalnoj potrošnji na tom pojnom vodu.

Kod procjene minimalne potrošnje električne energije u obzir se uzima naponska razina mreže. Za minimalnu potrošnju u NN mreži može se uzeti nula ili pak vrijednost blizu nule dok to kod SN mreže nije moguće jer bi takva procjena rezultirala krivom, ispod stvarne. Rezultat istog je izbjegavanje propterećenja bez potrebe velikog proizvodnog kapaciteta koji je većinu vremena izvan pogona.

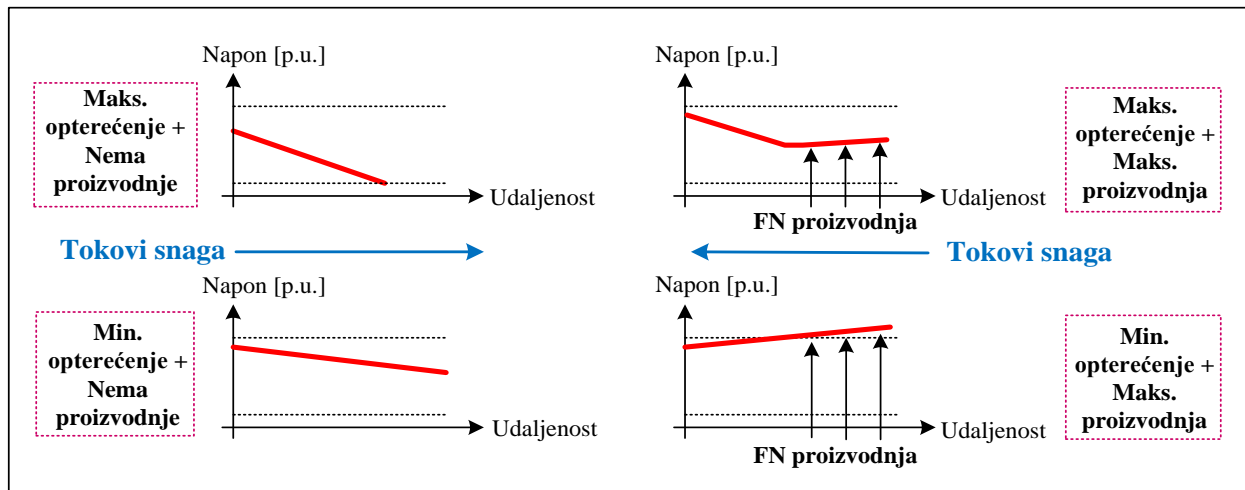
Kako bi se smanjilo preopterećenje moguće je smanjiti proizvodnju, povećati potrošnju ili skladištiti višak proizvedene energije. Proizvodnja se može ograničiti isključivanjem nekih elektrana, no to nije baš jednostavno, npr. FN elektrane koje imaju maksimalnu proizvodnju u podne, a tada je potražnja za električnom energijom minimalna što je čest slučaj u praksi. Maksimalna proizvodnja iz OIE, posebno iz FN koja ovisi o godišnjem dobu, dobu dana i vremenskim uvjetima, pri određivanju integracije koja neće rezultirati preopterećenjem, vrlo je bitan odnos između minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje, [3].



Slika 3.9: Variranje napona duž voda kao posljedica promjene relativnog odnosa lokalne proizvodnje iz FN i potrošnje: a) nema sunca, b) oblačno, c) sunčano, [9].

Na slici 3.9 prikazan je odnos između lokalne FN proizvodnje i potrošnje a) kada nema Sunca, tokovi snaga idu iz nadređene mreže prema zadnjem potrošaču b) pojava oblaka rezultira smanjenjem proizvodnje iz FN, nakon čega se tokovi snaga kroz grane smanjuju c) u uvjetima maksimalne proizvodnje iz FN, tokovi snaga idu povratno prema TS. Na slici razmatrana je samo promjena proizvodnje uz pretpostavku nepromjenjenog konzuma. Situacija je još drastičnija kada se uvaži i promjena konzuma sa suprotnim trendom promjene u odnosu na proizvodnju, što uzrokuje bitno veće relativne razlike u promjeni odnosa proizvodnje i potrošnje.

Naponi duž voda postaju fluktuirajuće veličine koje osciliraju oko srednje vrijednosti u prenaponsko i podnaponsko područje te fiksna regulacija nije primjenjiva. Problem postaje još izraženiji kada se na istoj pojnoj točki nađu izvodi različitih karaktera i različitih naponskih profila, npr. jedan vod je priključeno više DI duž kojega je prisutan porast napona, a drugi bez DI trpi pad napona duž voda, [12]. Nadalje, ovakav slučaj se može promijeniti tijekom dana, npr. izvod bogat FN sustavima koji u podnevnim satima bilježi veliki porast napona duž voda, karakter izvora na pojnoj točki može trpjeti veliki pad napona duž voda u večernjim satima u tipičnom dnevnom maksimumu potrošnje jer tada nema proizvodnje (Sunce je zašlo) i imati karakter tipičnog tereta na pojnoj točki.

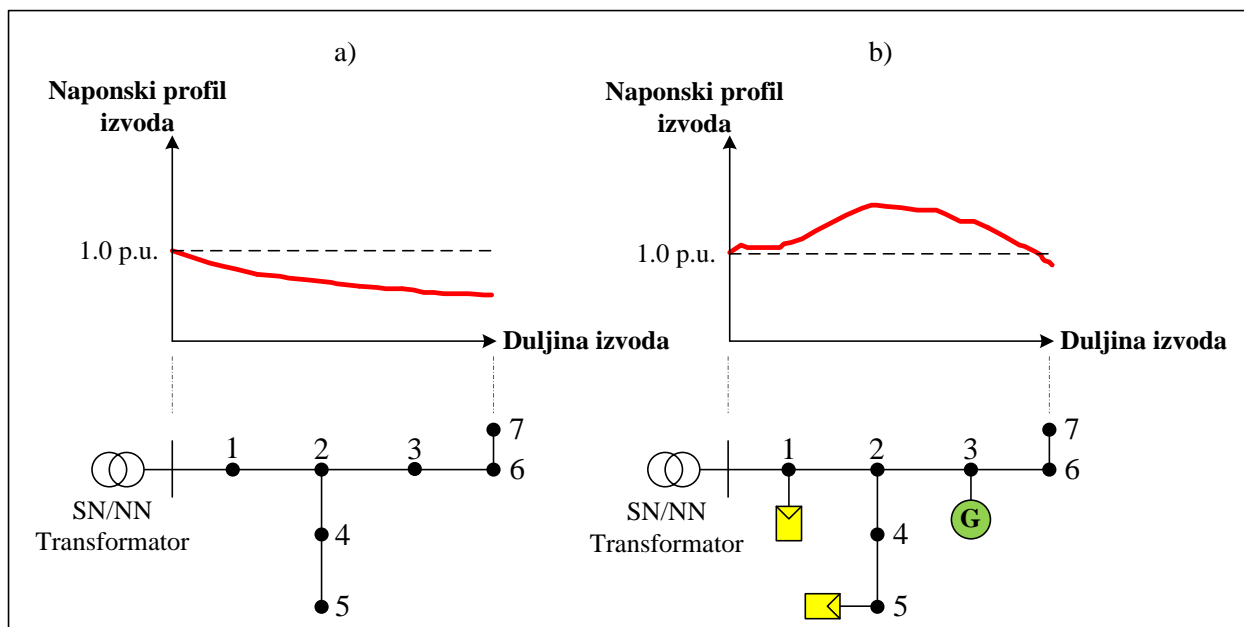


Slika 3.10: Tipični naponski profil izvoda u niskonaponskoj distributivnoj mreži pri minimalnom i maksimalnom opterećenju bez (lijevo) i s FN proizvodnjom (desno), [10].

Naponski profil voda s DI, ponaša se drugačije od voda bez DI. Problem fluktuiranja napona na kraju voda s DI ne može se riješiti mehanizmima naponske regulacije raspoloživima u pojnoj TS. Kao što se može vidjeti na slici 3.10, ekstremne prilike na izvodu nastupaju pri maksimalnom opterećenju bez FN proizvodnje kada nastupa najveći pad napona zatim s FN proizvodnjom, ekstremni slučaj pri minimalnom opterećenju podiže napon iznad gornjeg naponskog limita.

Regulacijom prijenosnog omjera na transformatorima 35/10 kV i 10/0,4 kV može se u određenoj mjeri popraviti prosječni naponski profil, ali ne i varijacije napona, tj. raspon naponskih prilika za vrijeme minimalnog i maksimalnog opterećenja mreže. Priključak DI na razdjelnu mrežu dovodi do dodatnih statičkih varijacija mrežnog napona, tj. varijacije napona zbog minimalne i maksimalne potrošnje izvoda moraju se superponirati i varijacije napona uslijed minimalne i maksimalne proizvodnje DI jedinica. Varijacije napona su veliki problem u "slabim" mrežama, tj. u slučaju priključka DI u čvorištu s niskom snagom kratkog spoja.

Zbog neupravljivosti primarnih izvora pojedinih DI tehnologija (FN sustavi, vjetroelektrane) ukupne promjene napona tijekom nekog vremenskog perioda moraju se promatrati kao unija promjena napona mreže bez i s DI. Naime, dovoljno je promatrati samo jedan dan, tj. periode kada ima/nema sunčeva zračenja/vjetra da se zaključi kako će profil napona u mreži znatno varirati s priključenjem DI jedinice. Problem se znatno usložnjava kada je priključeno više DI na nekom dijelu mreže (npr. na jednom izvodu), [14]. Rješenje problema se nadzire u minimizaciji utjecaja DI na profil napona mreže, tj. odabiru one snage i lokacije DI koja će najpovoljnije djelovati na promjene napona u mreži. Najpovoljniji profil napona u mreži je svakako jednak konstantnoj funkciji, niti linearno padajućoj niti linearno rastućoj. Dakle, idealno bi bilo održati napone svih čvorišta u mreži na razini nazivnog napona mreže (pad napona bi u idealnom slučaju bio jednak nuli).



Slika 3.11: Naponski profil za niskonaponski izvod opskrbljen sedam potrošača: a) izvod bez DP, b) izvod s DP, [36].

Prisutnost DP mijenja naponski profil izvoda, prema slici 3.11 a) napon se smanjuje duž izvoda zbog prisutnosti opterećenja spojenih na izvode, b) napon se povećava na mjestu priključka na NN izvodu i može premašiti maksimalno dopuštene granice kada je snaga DP veća od potražnje, [36].

U idealnom slučaju, napon svakog čvorišta mreže bi trebao biti jednak nazivnom naponu mreže. Pretpostavka da bilo koji porast napona povoljno djeluje na mrežu nije u potpunosti točna, zato što na taj način instalirani DI odgovaraju ograničenju unutar naponskih granica, a za ostale DI koji se priključuju na mrežu to je negativno povrano djelovanje, [26].

Nazivni napon može se definirati kao napon za koji je određeni element mreže projektiran i pri kojem je predviđeno da bude najčešće u pogonu. U tablici 3.1 prikazana su dopuštena odstupanja napona za distributivnu mrežu.

Tabela 3.1: Dopusštena odstupanja napona za distributivnu mrežu prema HRN 50160, [3].

	Nazivni napon [kW]	Dopusšteno postotno odstupanje [%]	Dopusšteni naponski raspon [kW]
Distributivna mreža	35	±10	31,5 – 38,5
	20	±10	18 – 22
	10	±10	9 – 11
	0,4	±10	0,36 – 0,44

Kako bi se moglo postići odgovarajući napon kod potrošača, nužno je održavati napon u zadanim granicama odstupanja od 90 do 110 % nazivne vrijednosti. Zbog toga, svaki novi DI za posljedicu će morati prilagoditi svoju lokaciju i izlaznu snagu u odnosu na već postojeći DI. DP će smanjiti padove napona uvijek kad DI utiskuje djelatnu snagu u mrežu. Međutim, zbog smanjenja prenaponske margine može doći do prekoračenja maksimalnog napona. U tome slučaju, sustav više nije u dopuštenim naponskim granicama već je prekoračen maksimalni kapacitet.

U SN i NN mrežama potrebno je pažljivije razmatrati napone u stacionarnim i prijelaznim stanjima. Osnovno obilježje neupravljivih DI odnosi se na fluktuaciju izlazne snage koja nije u izravnoj vezi s električnim teretom. Rezultirajuća fluktuacija napona u mreži superponira se na već postojeću fluktuaciju uzrokovanu promjenama električnih tereta. Superponiranje fluktuacija može dovesti do potrebe za proširenjem raspona napona u normalnom pogonu. Eventualnim proširenjem raspona napona troši se pričuva u mreži i povećava neraspoloživost mreže za dodatne potrošače, [34].

3.1.2 Utjecaj na tokove snaga kroz grane izvoda

Tokovi snaga zbog relativnog odnosa trenutne proizvodnje i potrošnje promjenjivi su po iznosu i po smjeru. Tokovi djelatnih snaga kW (MW) i jalovih snaga kVAr (MVar) su pozitivne vrijednosti ako tokovi idu iz čvorišta, a ako tokovi idu prema promatranom čvorištu tada su negativne vrijednosti. Ako jalova snaga ima negativan predznak, to znači da je injekcija induktivne jalove snage u čvorište, a ako je predznak pozitivan to znači kapacitivnu jalovu snagu. Tokovi snaga i gubici u pojedinim elementima su smanjeni ukoliko je proizvodnja manja od potrošnje, odnosno ako postoji odgovarajuća potrošnja. Kada proizvodnja u nekom karakterističnom trenutku postane značajno veća od potrošnje („negativan teret“), tada će tokovi snaga promijeniti smjer. S daljnim porastom proizvodnje značiti će povećanje tokova snaga i/ili smanjenje potrošnje. Promjene karaktera opterećenja i tokova snaga se odvijaju i više puta u jednom danu na različitim lokacijama u mreži.

Postavljaju se uvjeti za moguće ishode u mreži:

- proizvodnja ne smije prerasti lokalnu potrošnju,
- ako proizvodnja preraste lokalnu potrošnju, distributivna mreža treba postići složenost opreme, uvijeta pristupu mreži i pogonskih uvijeta barem kao u prijenosnoj mreži.

S obzirom da je preopterećenje jedan od ograničavajućih faktora integracije DI na distributivnu mrežu, a kako se nebi premašila sposobnost opterećenja određenog mrežnog čvorišta, ograničava se količina integracije DI. Na iznos vršnog opterećenja utječu DP koji određeno opterećenje pokrivaju lokalno, stoga dio konzuma vršnog opterećenja nije vidljiv pri povećanju vršnog opterećenja transformacije određene pojne točke. Za svaku pojedinu lokaciju u mreži potrebno je odrediti dozvoljenu količinu snage koja se može priključiti, a da ne uzrokuje preopterećenja. Maksimalna proizvodnja iz DI koja neće rezultirati neprihvatljivim preopterećenjem (uzlaznim tokom snaga kroz izvod) mora biti manja od zbroja snage minimalne potrošnje i maksimalno dozvoljene snage (toka snaga kroz izvode).

Kako bi se smanjilo opterećenje određenog izvoda, razlikuju se dva stupnja kod kojih nastupa preopterećenje:

- ukoliko je postignuta granica između dozvoljene strujne opterećenosti dijela izvoda i maksimalne potrošnje (maksimalna proizvodnja premašuje sumu maksimalnog i minimalnog opterećenja), smanjenjem opterećenja nema potrebe za poduzimanjem bilo kakvih mjera,

- smanjenjem (reduciranjem) opterećenja, npr. vremenskim usklađivanjem proizvodnje i potrošnje, kada su proizvodnja i minimalno opterećenje manji od strujno dozvoljene opterećenosti izvoda dolazi do premašivanja dozvoljene razine integracije.

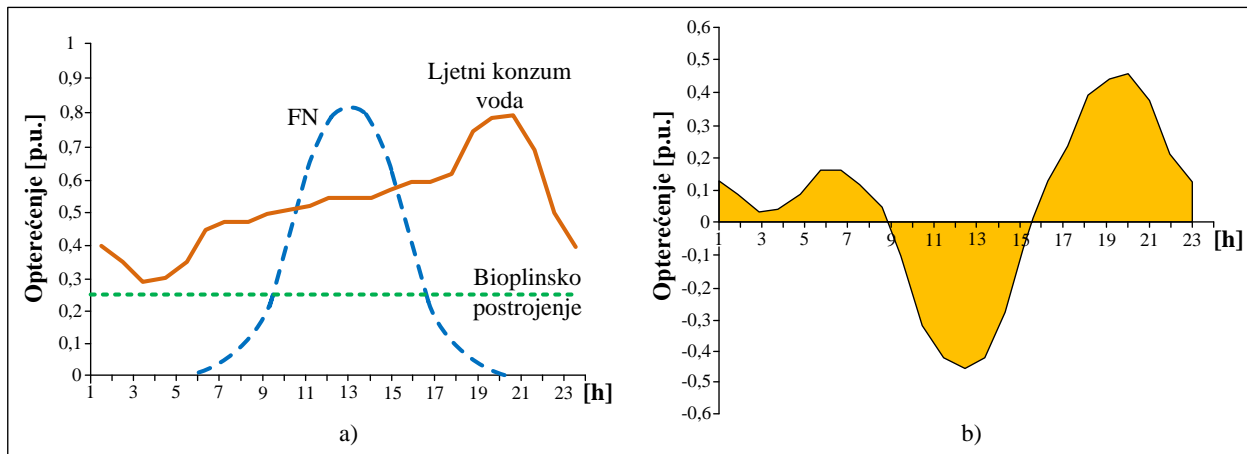
Pojam „značajni distribuirani izvor“ se uvodi kako bi se objasnio poseban problem „jake“ elektrane na „slaboj“ mreži. „Značajni distribuirani izvor“ je elektrana koja značajno utječe na strujno – naponske okolnosti u lokalnoj mreži, tj. uzrokuje tokove snaga više puta veće od tokova snaga prije priključenja elektrane ili čak uzrokuje promjenu smjera energije kroz energetski transformator u pojnoj TS s niže na višu naponsku razinu.

Radi značajnog udjela proizvodnje u odnosu na lokalnu potrošnju, strujno – naponski uvjeti mogu varirati u svakom vodu i nije moguće temeljem analize jednog voda prepoznati trendove za drugi vod, [34]. Strujno – naponske okolnosti u mreži su jednostavne i predvidive, najopterećenija dionica je ona najbliža pojnoj TS, a ekstremne naponske okolnosti su na kraju voda. Svaka promjena opterećenja vidljiva je na početku voda u pojnoj TS, [13].

Značajni DI bi mogao posebno u minimumu potrošnje podići napon na mjestu predaje energije do gornje dopuštene granice ($110\% U_n$). U slučaju da je između elektrane i kraja voda, duga neopterećena nadzemna dionica voda ili nesimetrični NN vod u kojem elektrana uzrokuje različite smjerove energije u pojedinim fazama, napon na kraju voda može biti i viši nego napon na mjestu predaje energije. Na kraju istog voda u maksimumu potrošnje, posebno ako se maksimum potrošnje podudara s minimumom proizvodnje (što je čest slučaj kod FN elektrana), pad napona može biti značajan i može doseći donju dopuštenu granicu ($90\% U_n$). Dakle, čak i ako je napon održavan unutar dopuštenih granica na obračunskom mjernom mjestu, napon tijekom istog dana da istom mjestu u mreži može varirati u opsegu širem od $20\%U_n$ dok bi bez elektrane raspon promjene napona bio bitno uži. Trenutno nema raspoloživog mehanizma za kontrolu prekoračenja naponskih granica, pogotovo na kraju voda.

Prema [20], nesimetrija opterećenja tipična za NN mreže, poseban je problem kojem simetričan DI daje sasvim novu dimenziju, mijenjajući često smjer energije samo u jednoj od faza u odnosu na druge dvije, što otvara niz novih problema. Zatečeni nesimetrični napon pod utjecajem simetrične elektrane, simetrično se nadograđuje čime može nesimetrično prerasti dopuštenu granicu, a u slučaju različitih smjerova tokova snaga u pojedinim fazama, napon u fazi s promjenom smjera energije dodatno raste od elektrane prema kraju voda.

U slučaju integracije DI u dio mreže udaljen od pojne TS (uz krajnju dionicu podopterećenog radijalnog voda), kraj voda odjednom postaje opterećen ukupnom proizvodnjom DI. Kraj radijalnog voda originalno dimenzioniran za napajanje samo nekolicine „malih“ udaljenih kupaca, odjednom postaje najopterećenija prva dionica do nove pojne točke (DI). Pri tom je proizvodnja (a time i opterećenje) više desetaka puta veća od lokalne potrošnje. Kako su te krajnje dionice redovito malog presjeka (što je i primjereno očekivanom malom opterećenju), pojavom DI dolazi do njihovog preopterećenja, [12].



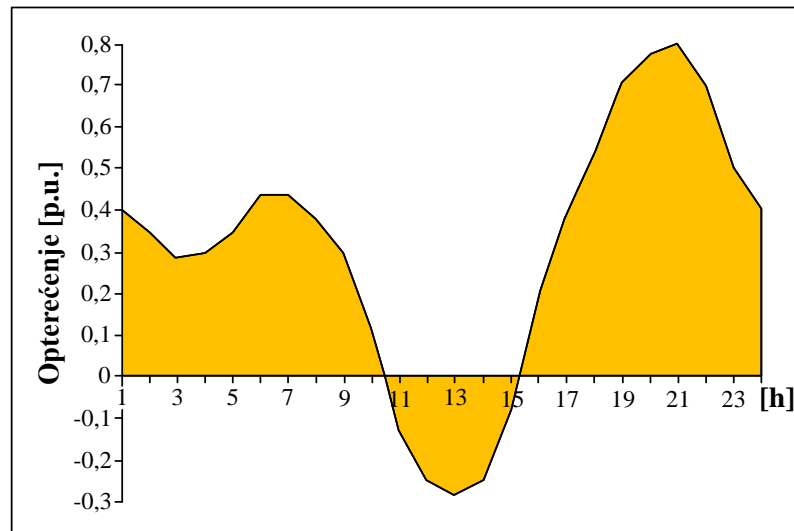
Slika 3.12: Dnevni dijagram opterećenja ruralnog voda, a) s ljetnim konzumom, b) s FN i bioplinskom elektranom– promjena smjera tokova snaga dva puta dnevno, [13].

Slika 3.12 a) prikazuje dnevni dijagram opterećenja voda i zasebne dnevne dijagrame proizvodnje FN i bioplinske elektrane, b) prikazuje utjecaj dva različita DI (FN i bioplinske elektrane) priključena na isti vod. Zbog značajnog odnosa proizvodnje i lokalne potrošnje, nadodavanjem (karakteristično za maksimum FN na bioplinsko postrojenje) proizvodnje tokovi snaga mijenjaju smjer. Naime, moguće je pronaći primjerenu ravnotežu lokalne proizvodnje i potrošnje te minimizirati probleme uzrokovane DP i bez ograničavanja integracije DI.

Povećanje udjela neupravljivih jedinica koje su obilježene stohastičkim ponašanjem povećava neizvjesnost u skupnim predviđanjima opterećenja i proizvodnje, [34]. S mogućim ishodima postavlja se tarifni sustav kao jedan od najefikasnijih mehanizama balansiranja opterećenja u mreži. [9], Tarifni sustav preuzima odgovornost za uravnoteženje, posebno za prilagođavanje proizvodnje DI tijekom dana s osjetljivošću na naponsku razinu, potrošnju tijekom dana i proizvodnju na mjestu potrošnje.

Promjene opterećenja uzrokovane priključenjem DI daleko od pripadajućeg konzuma, u najvećem broju slučajeva dugoročno povećava tehničke gubitke u mreži. To dovodi Operatora u poziciju da

se bori s tehničkim gubitcima koji nisu mogli biti predviđeni razvojem mreže te nisu mogli biti spriječeni jer je Operator zakonski obavezan priključiti DI na mrežu i preuzeti energiju u mrežu gdje god se DI pojavio i kad god energiju proizvede.

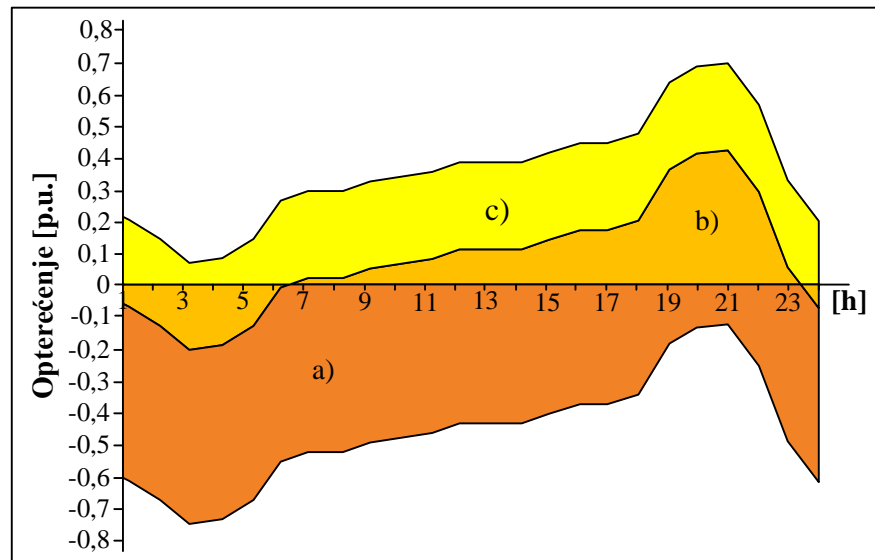


Slika 3.13: Ljetno opterećenje ruralnog voda s fotonaponskom elektranom, raspon je širi nego bez elektrane, [9].

Slika 3.13 prikazuje utjecaj FN elektrane na dnevni dijagram opterećenja, vršno opterećenje koje nastupa u večernjim satima kada nema proizvodnje iz FN elektrane i dalje ostaje visoko kao i prije priključenja DI. Značajna proizvodnja veća od potrošnje (što se najčešće dešava tijekom vršne proizvodnje u podnevnim satima), dolazi do promjene smjera energije i izvod postaje izvor nadređenoj TS. U tom slučaju opterećenje tijekom dana varira u širem rasponu nego prije priključenja elektrane, [20].

Poseban se problem pojavljuje u slučaju TS na koju su priključeni i izvodi s DI i izvodi bez njih. Predmetnu problematiku najlakše je opisati primjerom: neka je pri kraju jednog izvoda priključena bioplinska elektrana priključne snage približno 50% maksimalnog konzuma izvoda. Ova elektrana smanjuje pad napona duž voda, što je posebno dobrodošlo tijekom maksimuma potrošnje izvoda. Međutim, tijekom minimalne potrošnje izvoda (koja iznosi oko 30% maksimalne potrošnje) zbog utjecaja elektrane dolazi do porasta napona. U drugom izvodu iste trafostanice neka je priključena FN elektrana (jedna ili više njih) s vršnom proizvodnjom čiji je iznos približno jednak maksimalnom opterećenju izvoda. U tom izvodu dolazi do značajnog smanjenja opterećenja u podnevnim satima (ali samo za sunčana vremena), dok se dnevni maksimum opterećenja pojavljuje u večernjim satima i ostaje nepromijenjen (elektrana ne utječe na njega). Ovaj izvod nema novih problema s porastom napona jer tokom minimuma potrošnje (koji nastupa u noćnim

satima kada sunčana elektrana ne proizvodi energiju) nema utjecaja elektrane na povišenje napona, ali na izvodu i dalje ostaje uobičajeni problem pada napona duž voda radi opterećenja u maksimumu potrošnje, [12].



Slika 3.14: Ljetni dijagram opterećenja ruralnog voda s tri slučaja; a), b) i c) dnevnog dijagrama proizvodnje bioplinske elektrane, [13].

Slika 3.14 prikazuje dnevni dijagram opterećenja karakterističnog distributivnog ruralnog voda za tipični ljetni dan s bioplinskom elektranom za tri slučaja priključne snage elektrane: a) 100%, b) 50% i c) 25% ljetnog maksimuma potrošnje izvoda. U slučaju a) energija teče u suprotnom smjeru duž voda, dakle vod se ponaša kao izvor nadređenoj trafostanici tijekom čitavog dana. U slučaju b) smjer energije u vodu mijenja se dvaput dnevno, a u slučaju c) DI doprinosi smanjenju vršnog opterećenja. Prema tome, u sva tri slučaja tokovi energije variraju u jednako širokom opsegu.

Problem jake elektrane na slaboj mreži izazvati će naponske promjene što će zahtjevati regulaciju u mreži. Čak i kada bi postojala automatska naponska regulacija u pojnoj TS, ostaje pitanje kako regulirati napon kada se naponski profili pojedinih izvoda značajno razlikuju, pa su i iznosi napona na kraju izvoda bitno različiti iako su svi priključeni na istu pojnu TS. Automatska regulacija napona temelji se na kontroli sekundarnog napona transformatora, dakle napona na sabirnicama TS, tj. na početku voda. Regulator preklopke na transformatoru ne može detektirati promjenu napona na udaljenim krajevima voda te stoga neće reagirati sve dok je napon na sekundaru transformatora (na početku voda) unutar zadanih granica.

Ukoliko je poznat položaj elektrana duž voda te vrsta svake od elektrana, podaci na početku voda ne mogu ni približno ukazivati na tokove snaga duž voda, čak niti smjer energije u vodu i njegovim

dionicama, niti na naponski profil voda koji su u potpunosti uvjetovani trenutnim relativnim odnosom lokalne proizvodnje i potrošnje duž voda.

Iako Operator nema izravni nadzor nad NN mrežom u stvarnom vremenu, svjestan je nekontroliranih stalnih promjena tokova snaga u udaljenim dijelovima NN mreže kao posljedice priključenja DI. DI je oslobođen svake odgovornosti za posljedice u mreži izazvane vlastitim ispadom, [9]. Operator mreže zakonski je dužan preuzimati proizvedenu energiju od povlaštenih proizvođača, iako nije dobio niti vrijeme niti sredstva kako bi se prilagodio promjeni karaktera mreže i dinamičnih stalnih promjena tokova snaga.

3.2 Gubici u ovisnosti o opterećenju

Tehnički gubitak električne energije u distributivnoj mreži je projektirani gubitak za mrežu koju čine ispravni elementi u uvjetima tipičnog dijagrama opterećenja, a izražava se u kWh za promatrano vremensko razdoblje. Najčešći tehnički gubici (u nadzemnim vodovima, kabelima, transformatorima, kondenzatorima i sl.) mreže su: mali presjek voda/veliki otpor voda, velika duljina voda, gustoća priključenih potrošača, intenzitet potražnje za snagom pojedinih potrošača/velike razlike vršnih opterećenja, koeficijent simetrije u mreži i sl.

Najjednostavniji način utvrđivanja odnosa između iznosa tehničkih gubitaka i opterećenosti distributivne mreže je u usporedbi dnevnih dijagrama opterećenja i pripadnih gubitaka za dva karakteristična dana u godini s minimalnim i maksimalnim opterećenjem. Na osnovi te usporedbe može se odrediti njihova međusobna ovisnost, potom granične vrijednosti unutar kojih se kreću iznosi gubitaka te porast gubitaka ovisno o porastu potrošnje, tj. veličina gubitaka u bilo kojem elementu mreže.

Osnovna je sljedeća podjela tehničkih gubitaka:

- gubici električne energije koji postoje samo kada postoji potrošnja električne energije, odnosno opterećenje distributivne mreže, a to su ujedno strujno ovisni gubici ili gubici ovisni o opterećenju mreže: $P_{gI} = f(I^2) \approx f(1/U^2)$ gdje su P_{gI} gubici radne snage uzrokovani protjecanjem struje na dionici voda između dvaju čvorišta,
- gubici električne energije koji postoje neovisno o količini potrošene električne energije, odnosno veličini opterećenja distributivne mreže, a to su ujedno naponsko ovisni gubici ili stalni gubici električne energije, npr. dielektrični gubici u kablovima i kondenzatorima, gubici praznog hoda transformatora (gubici magnetiziranja u jezgri transformatora mogu biti 20% kod većeg i 50% kod manjeg opterećenja mreže): $P_{gU} = f(U^2)$ gdje su P_{gU} gubici

radne snage uzrokovani narintim pogonskim naponom u promatranom elementu mreže između dionica kabela dvaju čvorišta.

Zadržavanje opterećenja elemenata/prijenosne moći distributivne mreže predstavljena je ograničenjem:

$$S_{elem,i} \leq S_{n,elem,i} \quad (3-4)$$

gdje je: $S_{elem,i}$ prividna snaga koja teče kroz element mreže, $S_{n,elem,i}$ nazivna prividna snaga za koju je element i dimenzioniran. Uvjet mora biti zadovoljen za svaki element promatrane mreže, neovisno o integraciji DI u distributivnu mrežu. Ukoliko tokovi snaga $S_{elem,i}$ koji nastaju zbog potrošačkih tereta pojedinačno nisu opasni sa stajališta termičke opteretivosti bilo kojeg spojnog elementa, najopasniji slučaj preopterećenja može se javiti u situaciji gdje su potrošački tereti na minimumu opterećenja, a snaga iz DI na maksimumu. Najveći iznos DP snage instalirane u potrebno je vezati uz prienosnu moć spojnog elementa na putanji između DP i strane kV mreže koji ima najmanje dozvoljeno trajno opterećenje u postojećoj distributivnoj mreži.

Tabela 3.2: Dopušteno opterećenje vodova i transformatora u postupku planiranja distributivne mreže, [5].

Element mreže	Trajno dopušteno opterećenje	Dopušteno opterećenje za vrijeme trajanja neplaniranog poremećaja
Nadzemni vod	maksimalno dopuštena struja u normalnom pogonu u stanju vršnog opterećenja (100%)	maksimalno dopuštena struja u poremećenom pogonu u stanju vršnog opterećenja (120% zimi, 110% ljeti)
Kabel	maksimalno dopuštena struja u normalnom pogonu (100%)	
Transformator	maksimalno dopušteno opterećenje u normalnom pogonu u stanju vršnog opterećenja (100%)	maksimalno dopušteno opterećenje u poremećenom pogonu u stanju vršnog opterećenja (120% zimi, 110% ljeti)

Prema tabeli 3.2 preopterećenje se javlja u slučaju narušavanja dopuštenog termičkog opterećenja distributivnog nadzemnog voda, kabela ili transformatora. Naime, kod nadzemnog voda to je definirano fizičkom konstrukcijom, a promjenjivo je s obzirom na ekstremne uvjete, dok kod kabela ovisno je samo o njegovoj fizičkoj izvedbi, [14]. Dopušteno termičko opterećenje transformatora ovisno je o njegovoj fizičkoj konstrukciji, hlađenju te o trajanju i visini prethodnog opterećenja.

Gubici ovisni o opterećenju mreže jednaki su nuli ako mreža nije opterećena. Ukoliko nastupi opterećenje, gubici se mijenjaju sa kvadratom jakosti struje i kod vodova su to čisto toplinski

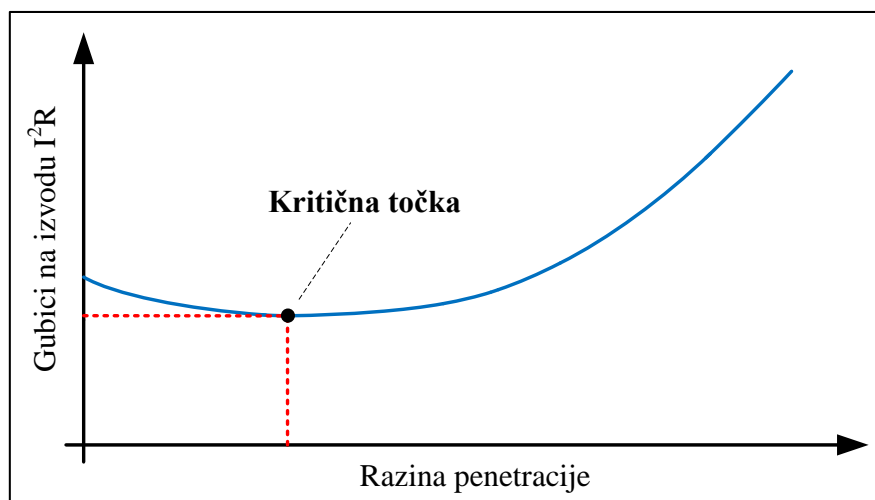
gubici, a kod transformatora gubici kratkog spoja (koji pored čisto toplinskih strujom uzrokovanih, obuhvaćaju i dodatne gubitke ovisne o intenzitetu struje).

U vodovima trofaznog sustava javljaju se gubici radne snage predstavljeni izrazom:

$$P_g = 3 \cdot I^2 R = \frac{R}{U^2} \cdot S^2 \quad (3-5)$$

gdje je: P_g gubitak djelatne snage uvodu (kW), I jakost struje kroz element (A), R radni otpor vodiča (Ω), U linijski napon (kV) i S prividna snaga (kVA).

Ove gubitke prouzrokuju struje opterećenja i trenutna veličina ovih gubitaka zavisi od odgovarajućih trenutnih vrijednosti ovih struja. S obzirom da gubici rastu s kvadratom struje, dvostruko veća struja kroz vodič uzrokuje četiri puta veće gubitke. Dakle, uz povećanje napona i odgovarajuće smanjenje struje moguće je penijeti istu snagu uz manje gubitke. Kod većih iznosa opterećenja optimalniji je veći pogonski napon i suprotno, kod manjih opterećenja optimalniji je viši pogonski napon.



Slika 3.15: Gubici mreže s povećanjem razine FN penetracije, [18].

Prema slici 3.15 nelinearna karakterika prikazuje gubitke u mreži koji su smanjeni s nižom razinom FN penetracije sve dok razina penetracije ne dosegne kritičnu točku. Nakon toga će se mrežni gubici naglo povećavati kako se i penetracija bude povećavala.

Utjecaj DI na gubitke u mreži jedan je od najbitnijih faktora prilikom njihovog planiranja. DP bi trebala rasteretiti prijenosnu mrežu te na taj način smanjiti gubitke, ali nažalost to nije uvijek istinito i ovisi o mnogo faktora, a najviše o lokaciji DP i promjeni tokova snaga kroz mrežu.

Utjecaj na gubitke zbog priključenja elektrane može biti sljedeći, [5]:

- ukupni gubici se smanjuju ako na ili blizu mjesta priključenja elektrane postoji potrošnja koja se vremenski podudara s proizvodnjom (smanjuju se tokovi snaga kroz mrežu),
- ukupni gubici se povećavaju ako na ili blizu mjesta priključenja elektrane ne postoji potrošnja ili se potrošnja vremenski ne podudara s proizvodnjom (povećavaju se tokovi snaga kroz mrežu),
- nema utjecaja na gubitke jer je ukupni utjecaj kombinacija dva prethodno navedena.

Promjene tokova snaga praćene su promjenama gubitaka u mreži. Uz malo napajanje, gubici u mreži se smanjuju kako se period korištenja opreme (a time i faktor gubitaka) smanjuje, ali kada DP uvelike premašuje iznos opterećenja tada se gubici povećavaju. Kada je faktor snage u distribuiranoj pojnoj točki potrebno udesiti s izrazitim induktivnim karakterom kako bi se osiguralo postojanje prihvatljivih pogonskih uvjeta u mreži (posebice dozvoljeni raspon napona), tada se gubici povećavaju.

Poznato je da su NN izvodi opterećeni nesimetričnim tokovima snaga zbog velikog broja jednofaznih trošila te se javljaju dodatni gubici u faznim i u povratnom vodiču u odnosu na idealnu situaciju simetričnog trofaznog opterećenja izvoda, [16]. U povratnom vodiču gubici se javljaju zbog samog protjecanja povratne struje koja je vektorska suma tri fazne struje, dodatno opterećena i trostrukim vrijednostima $3n$ harmonika.

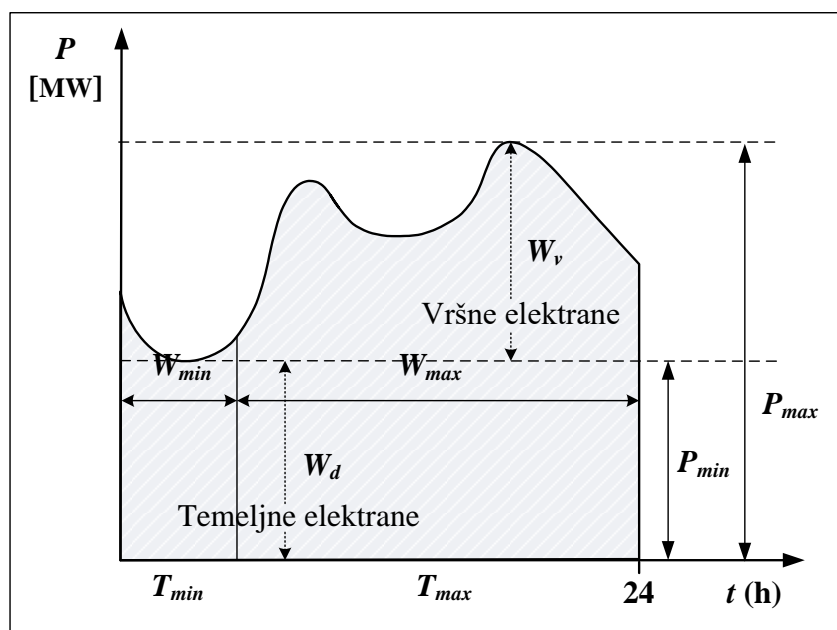
Mjere za smanjenje tehničkih gubitaka, [8]:

- Mjere koje zahtjevaju financijska ulaganja:
 - povećanje broja izvoda iz TS s ciljem rasterećenja preopterećenih vodova,
 - zamjena stare opreme novom – sa smanjenim gubicima,
 - kompenzacija reaktivne snage,
 - povećanje presjeka vodiča kod preopterećenih izvoda,
 - korištenje trofaznih vodova,
- Mjere za koje nisu potrebna investicijska ulaganja:
 - kontrola dijagrama opterećenja radi ravnomjernog korištenja distributivnog sustava,
 - poboljšanje naponskih prilika,
 - simetriranje opterećenja i praćenje rasporeda opterećenja po fazama,
 - kontrola optimalnih snaga transformatora – najbolja lokacija za izgradnju TS,
 - praćenje opterećenja i što ravnomjernije opterećivati vodove i TS,
 - nadzor paralelnog rada transformatora i u periodu malih opterećenja – predvidjeti isključenje jednog.

3.3 Upravljanje potražnjom – dnevni dijagram opterećenja

Osnovna zadaća EES je osiguravanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije, te njihova vremenska usklađenost. Zahtjevi potrošača, odnosno ukupna potražnja mijenja se više puta tijekom dana, zbog toga zahtjev koji je pred EES je uzvratiti odgovarajućom proizvodnjom. Dnevni dijagram opterećenja predstavlja promjene potrošnje električne energije tijekom dana, a oblik je ovisan o nepredvidivoj strukturi pojedinih potrošača.

Stalne promjene opterećenja nepovoljno utječu na raspoloživost i rad elektrane. Za kratke periode rada od nekoliko sati u danu, mora postojati instalirana snaga elektrana koja je na raspolaganju cijele godine. Zbog toga, Operatori odlučuju koje će elektrane raditi kao temeljne, a koje kao vršne. Kao temeljne se uglavnom uzimaju elektrane s najjeftinijem energentom i predstavljaju konstantnu energiju proporcionalnu opterećenju P_{min} . Temeljne elektrane pokrivaju zapravo konstantni dio opterećenja u razdoblju velikih opterećenja, dok vršne elektrane s varijabilnim dijelom proizvodnje i predstavljaju razliku između ukupnog P_{max} i konstantnog P_{min} opterećenja.



Slika 3.16: Dnevni dijagram opterećenja, [1].

Prema slici 3.16 dnevni dijagram karakteriziraju tri osnovna pokazatelja: maksimalno P_{max} , minimalno dnevno opterećenje P_{min} i ukupna potrošnja energije $W = W_v + W_d$ koja je prikazana površinom sa slike dnevnog dijagrama opterećenja.

Budući da u normalnom pogonu uvijek postoje odstupanja predviđene i stvarne potrošnje, u sustavu postoje regulacijske elektrane koje mogu brzo reagirati, prema potrebi povećati ili smanjiti

proizvodnju. Zbog mogućnosti brze promjene proizvodnje, hidroelektrane s velikim akumulacijskim jezerima i reverzibilne hidroelektrane popunjavaju vrh dnevnog dijagrama opterećenja. Termoelektranama trebaju sati za upuštanje u pogon pa se one smještaju na dno dnevnog dijagrama opterećenja s protočnim hidroelektranama, a ispod njih nalaze se jedino nuklearne elektrane koje su stalno u pogonu zbog vrlo jeftine cijene proizvodnje električne energije. Što se tiče intermitentnih izvora, vjetroelektrane mogu povećati dnevna ili tjedna opterećenja i nalaze se iznad temeljnih elektrana, a FN sustavi su vršna proizvodnja. Vršne elektrane daju relativno malo energije u sustav, a ključne su za održavanje pouzdanosti.

Dnevni dijagram opterećenja se može podijeliti na dva načina:

- po trajanju opterećenja,
- po opterećenjima.

Dnevni dijagram $P_P = f(t)$ se formira prema trenutnim, ili prema nekim usrednjenim snagama u intervalima od 15 min, pola sata ili jedan sat i za potrebe eksploatacije se najčešće prikazuju za opterećenja sustava na pragu elektrane, ili za neto potrošnju.

Karakteristike opterećenja su, [30]:

- godišnje,
- očekivane sezonske,
- tjedne,
- dnevne,
- unutarodnevnih varijacije opterećenja.

Za analizu opterećenja EES najbolje je koristiti tjednu krivulju trajanja opterećenja, jer su svi tjedni u godini jednakog trajanja i tu se događaju najmanje pogreške. Dijagrami za duže vremenske periode od 24 h dobivaju se kronološkim slaganjem odgovarajućih dnevnih dijagrama za promatrani vremenski period onoliko puta koliki je sadržaj dana u njima: 7 puta za tjedni dijagram, 30 (28, 29 ili 31) puta za mjesečni dijagram i 365 (366) puta za godišnji dijagram opterećenja.

Dnevni dijagram opterećenja razlikuje se po iznosu ukupne potrebne energije, maksimalnom opterećenju i trajanju varijabilnog opterećenja za radni i neradni dan. Sve te veličine su veće u radnom danu jer najveći potrošači energije su tvornice koje ne rade neradnim danima. Kod određivanja konstantnog opterećenja u neradnom danu uzima se da je ono jednako konstantnom opterećenju u radnom danu. To nam pojednostavljuje proračune, a ne utječe na tjednu krivulju trajanja. Krivulja trajanja opterećenja dobiva se na taj način da se opterećenja koja su se pojavila

u promatranom vremenskom intervalu/periodu poredaju po padajućim vrijednostima od maksimalnog do minimalnog opterećenja.

Granica između razdoblja maksimalnog i minimalnog opterećenja ovise o karakteristikama potrošnje u EES, a razdoblje i trajanje nisu točno definirani. Faktor opterećenja izračunava se kao omjer stvarne potrošnje i energije potrebne da bi EES bio opterećen u cijelom vremenskom intervalu maksimalnim opterećenjem prema izrazu:

$$m = \frac{W_d}{24P_{max}} \quad (3-6)$$

Stoga, faktor opterećenja može poslužiti kao pokazatelj iskoristivosti postrojenja u EES.

Ako se dnevni dijagram opterećenja podijeli prema opterećenjima s pretpostavkom jednog konstantnog dnevnog opterećenja W_d , ostalo opterećenje varira od konstantnog do maksimalnog, tada je konstantno opterećenje (energija):

$$W_k = 24P_k \quad (3-7)$$

Razliku konstantne W_k i potrebne W_d dnevne energije jest varijabilna energija koja se može zaspisati kao:

$$W_v = W_d - W_k \quad (3-8)$$

Analogno računanjem varijabilne energije, računa se i varijabilna snaga:

$$P_v = P_{max} - P_k \quad (3-9)$$

Ako je dnevno trajanje maksimalnih opterećenja (t_{max}), trajanje minimalnih opterećenja je:

$$T_{min} = T - T_{max} \quad (3-10)$$

gdje je: $T = 24h$. Obično se polazi od pretpostavke da je konstantno opterećenje dnevno P_k isto za radne dane i neradne dane i određuje se relacijom:

$$P_k = \frac{W_d - W_{max}}{T_{min}} \quad (3-11)$$

Prognoza vršnih i minimalnih opterećenja provodi se nezavisno od prognoze potrošnje električne energije, primjenom u osnovi istih postupaka i modela koji se koriste i za prognozu potrošnje. Pri

primjeni nezavisnih modela za ovu prognozu moraju se koristiti što duži intervali promatranja iz prošlosti jer su varijacije vršnih i minimalnih opterećenja neravnomjernije od varijacija potrošnje. Zbog toga je pogodnije da se ovaj postupak koristi za kraće vremenske periode od godine, čime se u osnovi prelazi na metode svojstvene kategoriji srednjoročnih prognoza. Ovaj nezavisan koncept prognoza vršnih minimalnih opterećenja pogodan je pri planiranju gdje nije potrebno poznavati prognoze potrošnje električne energije već samo prognozirane snage injektiranja u čvorovima mreže.

Tradicionalna strategija održavanja balansa prilagođavanjem proizvodnje potrošnji se proširuje s paradigmom „prilagođavanje potrošnje proizvodnji“.

Integrirano planiranje distributivnih mreža s vrlo visokom razinom penetracije DP te cjenovni odziv na upravljanje potražnjom:

- tehnike predviđanja opterećenja i proizvodnje uz razmatranje lokalnih razlika u penetraciji OIE i cjenovnom odzivu na upravljanje potražnjom,
- kriteriji planiranja: novi kriteriji uz razmatranje neizvjesnosti s obzirom na lokaciju i veličinu izgradnje DI te odziva potražnje.

Pogon s velikim brojem DI može dovesti do situacija u kojima velike središnje proizvodne jedinice ne mogu slijediti promjene opterećenja. Uspostavljena je stoga vremenski promjenjiva cijena električne energije isporučene iz DI kako bi se promovirala veća proizvodnja tijekom perioda većeg opterećenja i motivirali DI da slijede krivulju opterećenja.

Tarifni sustav je jedan od najefikasnijih mehanizama optimiranja tokova snaga u mreži. On preuzima odgovornost za uravnoteženje s prilagodbom dnevnog dijagrama proizvodnje dnevnom dijagramu potrošnje.

Takvi sustavi i sustav pomoćnih usluga treba poticati, [20]:

- priključenje DI na optimalnu naponsku razinu,
- potrošnju na mjestu proizvodnje (posebno poticajne tarife),
- utjecaj DI na tokove snaga u distributivnoj mreži,
- optimalan utjecaj DI na stabilnost napona u distributivnoj mreži,
- optimalan utjecaj DI na dnevni dijagram opterećenja,
- optimalan raspored DI i kupaca u lokalnoj mreži,
- optimalan doprinos DI stabilnosti sustava.

Cilj tarifnog sustava i sustava pomoćnih usluga je učiniti proizvodnju električne energije neprofitabilnom dok u sustavu nema potrebe za dodatnom energijom (izvorom) te proizvodnju učiniti profitabilnom kada za njom postoji potreba u sustavu, odnosno u odgovarajućoj lokalnoj mreži.

Odziv potražnje se može definirati kao promjena korištenja električne energije od strane krajnjih korisnika s obrascem potrošnje kao odgovor na promjene u cijeni električne energije tijekom vremena. Isto tako, odziv potražnje se može definirati i kao financijski poticaji namjenjeni da induciraju smanjenje korištenja električne energije tijekom visoke tržišne cijene ili kada je pouzdanost sustava ugrožena.

Odziv potražnje može se podijeliti na tarifne i poticajne programe. Tarifni programi ili tarifni modeli se baziraju na potrošačevom korištenju električne energije sukladno kretanju maloprodajnih cijena na tržištu električne energije uključujući:

- više – tarifni sustav: prilagođenjem profila potrošnje kupca, kroz dugoročno planiranje, profil zadanog ili izabranog tarifnog sustava dolazi do izražaja ako se kombinira s preraspodjelom vršnog opterećenja. U RH uvriježen dvo – tarifni sustav: niža (noćna) i viša (dnevna) tarifa.
- cijene u realnom vremenu nazivaju se još dinamičke tarife: Kupci dobivaju informaciju o satnoj vrijednosti cijena za dan unaprijed ili pak sat unaprijed kako bi mogli prilagoditi svoj profil potrošnje. Ovaj sustav uključuje napredna brojila.
- cijene vršnog opterećenja: kombinacija statičkog i dinamičkog tarifnog modela. Većim dijelom godine ovaj model ima isti profil kao više – tarifni, osim u danima ekstremno visoke cijene električne energije kada se primjenjuju dinamičke tarife.

Poticajni programi ili programi temeljeni na pouzdanosti su programi koje provode Operatori mreže s ciljem da potaknu smanjenje potrošnje električne energije nudeći korisniku razne financijske poticaje koji su nezavisni od maloprodajnih cijena. Ovaj program uključuje sporazumne odnose prema kojima se kupca nagrađuje za provedene mjere smanjenja potrošnje ali i kažnjava ukoliko propusti izvršiti preuzete obveze. Program se provodi metodama:

- direktna kontrola potrošnje: upravljanje organizira i provodi Operator mreže u svrhu izbjegavanja/smanjenja vršne potrošnje,
- usluge smanjenja potrošnje na zahtjev: kupci sami smanjuju ili isključuju vlastitu potrošnju, neispunjenje preuzetih obveza može sa sobom povući financijske kazne,

- licitacija potražnjom odnosno smanjenjem potrošnje: kupac licitira svoju spremnost za smanjenjem potrošnje tijekom idućeg dana. Ukoliko kupac ne ispuni prihvaćenu ponudu, riskira troškovne penale,
- odziv na hitnu potražnju za smanjenjem potrošnje: isključenje potrošnje u slučaju nužde radi sprječavanja raspada sustava,
- ekonomske metode: motiviraju krajnjeg korisnika za smanjenje potrošnje kad god je cijena električne energije visoka na spot tržištu. Smanjenje snage potrošnje u definiranom budućem razdoblju ima tržišni ekvivalent povećanju raspoložive snage proizvodnih kapaciteta. Sudionici unaprijed primaju naknadu za rezervaciju kapaciteta ili penale za neuspjelu preuzetu obvezu,
- program pomoćnih usluga odziva potražnje: Operator sustava ugovara pomoćne usluge kojima osigurava stabilnost pogona (održavanje frekvencije) s obzirom da su promjene snage potrošnje veće od brzih promjena snage proizvodnje.

3.3.1 Strategije upravljanja potrošnjom

Upravljanje potrošnjom (*eng. Demand Side Management*) predstavlja skup mjera s ciljem smanjenja potražnje za električnom energijom, a samim time i potrošnju električne energije na mjestu korištenja. Pojam potražnja je ekvivalentan sa snagom opterećenja trošila koje opterećuju EES. Cilj upravljanja potražnjom su aktivnosti s utjecajem i mjenjanjem načina korištenja električne energije kako bi se oblikovao zadovoljavajući profil potrošnje električne energije kod krajnjeg korisnika. S druge strane, upravljanje potrošnjom se može promatrati kroz utjecaj Operatora mreže da kontrolira potražnju radi smanjenja ili potpunog uklanjanja vršnog opterećenja kod krajnjeg korisnika s kontroliranim izravnavanjem krivulje potrošnje, [35] tj. postizanjem željene promjene u obliku dijagrama opterećenja.

Uobičajene metode koje se primjenju su: kombinacija visoke učinkovite proizvodnje, smanjenja vršnog opterećenja, preraspodjela vršnog opterećenja i operativni postupci koji olakšavaju učinkovito korištenje električne energije. Osnovna dva načina upravljanja su indirektni, direktni.

Indirektno upravljanje se ostvaruje poticajnom politikom, različitim tarifama, popustima itd. Ovakve metode imaju za cilj smanjenje potrošnje u periodima vršnog opterećenja tako što će potrošači premjestiti vlastitu potrošnju u drugi period. Mana ovih metoda je nesigurno ponašanje potrošača i željene promjene u dijagramu se ne moraju dogoditi.

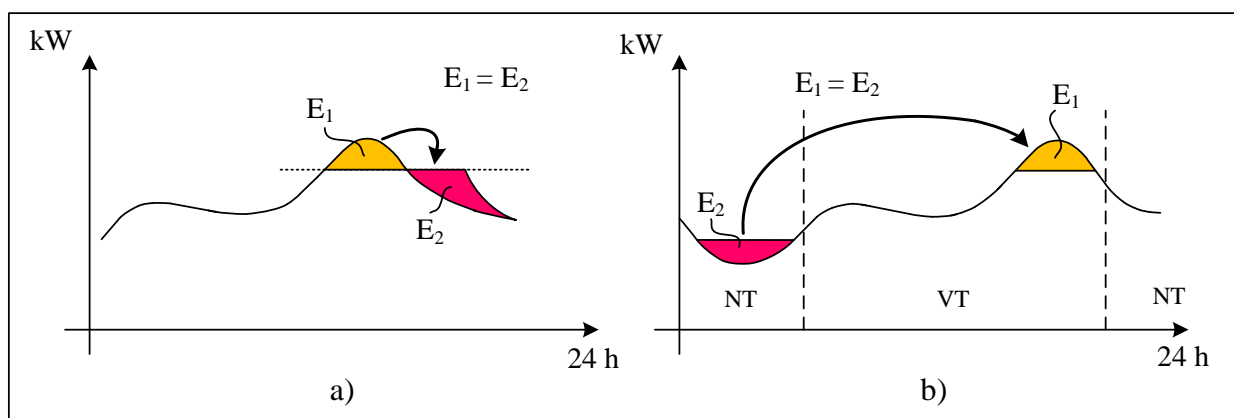
Kod direktnog načina upravljanja potrošnjom postoji upravljački sustav koji upravlja svim uređajima i regulira njihov rad. Ovakve metode daju pouzdanije rezultate, ali zahtevaju primjenu skuplje infrastrukture i uređaja.

Strategije odziva potražnje su mjere koje korisnik pogona poduzima kod upravljanja potražnjom. Tri su temeljne strategije odnosno pristupa korisnika na vanjske ili unutrašnje poticaje.

Prva strategija bazirana je na smanjenju potrošnje snage tijekom perioda vršnog opterećenja u mreži odnosno tijekom trajanja visoke cijene električne energije. Ova strategija znači gubitak učinka, svjesno žrtvujući dio potrošnje. Strategija se još naziva „Peak shedding“ ili „Load shedding“, slika 3.17 a). Smanjenje potrošnje rijetko prolazi bez smanjenja učinka, stoga popis prioriteta određuje redosljed isključivanja ili smanjenja snage potrošnje.

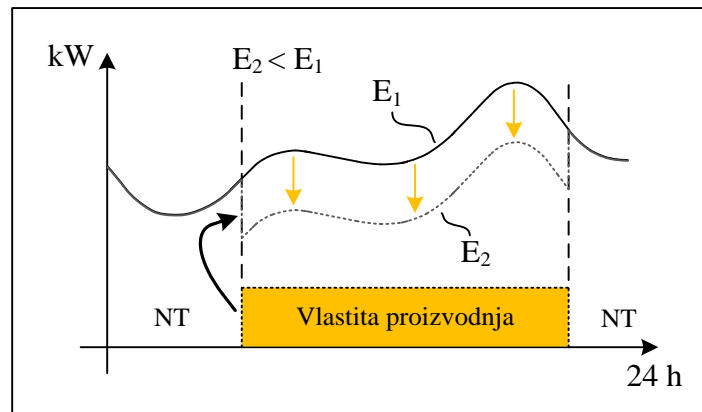
U praksi postoje namjenski sustavi za upravljanje potražnjom/snagom potrošnje:

1. Brzo upravljanje potrošnjom („Fast Load Management“) se koristi u mikromrežama zbog iznenadnog kvara ili prorade vanjske zaštite. Mikromreža prelazi u otočni pogon i potrebno je održati radnu frekvenciju.
2. Sporo upravljanje potrošnjom („Slow Load Management“) koji se koristi za smanjenje vršnog opterećenja. U ovu strategiju spada i primjena energetske učinkovitosti. Strategija smanjenja potrošnje se može koristiti i bez negativnog utjecaja na ukupni učinak, na način da se tijekom visoke tarife smanji snaga potrošnje, a tijekom niske tarife potrošnja poveća preko nominalne kako bi se „nadoknadio“ propušteni učinak (količina korisnog rada). Ovakva promjena u dinamici vrlo često podrazumijeva postojanje skladišta koja će preuzeti viškove proizvodnje ili nadoknaditi proizvodnju.



Slika 3.17: Strategija upravljanja, pokrivanja vršne potrošnje, [35].

Druga strategija je preraspodjela/premještanje potrošnje izvan perioda visoke tarife (vršne potrošnje) u period niske tarife, ali po mogućnosti bez utjecaja na sumarni učinak. U industriji ova strategija se posebno razmatra i primjenjiva je samo na dio procesa koji se odvijaju neovisno od drugih, odnosno neosjetljivi su na određeno vrijeme provođenja. Ova metoda se naziva i „Peak shaving“ odnosno „Load shifting“, slika 3.17 b).



Slika 3.18: Smanjenje vršnog opterećenja vlastitom proizvodnjom, [35].

Treća strategija je vlastita proizvodnja električne energije u vremenu visoke tarife, slika 3.18. Ova strategija je posebno interesantna za industriju. Kao izvori energije koriste se konvencionalna goriva kao što su prirodni plin ili dizel gorivo te nekonvencionalna kao što su sunčeva energija, energija vjetrova, bioplin, biomasa ili otpad koji je nastao iz procesa proizvodnje.

3.4 Kupac s vlastitom proizvodnjom

Krajnji kupac s vlastitom proizvodnjom (*eng. Prosumer*) je definiran kao kupac s vlastitom proizvodnjom (K_{DP}) električne energije na čiju je instalaciju priključeno proizvodno postrojenje za proizvodnju električne energije iz OIE ili visokoučinkovite kogeneracije kojom se podmiruju potrebe krajnjeg kupca (korisnika) i s mogućnošću isporuke viška električne energije u prijenosnu ili distributivnu mrežu. Neto isporučena električna energija je količina električne energije koju je proizvodno postrojenje ili proizvodna jedinica predala u EEM, proizvedena u proizvodnom postrojenju ili proizvodnoj jedinici koja koristi OIE ili kogeneracijsko postrojenje i umanjena je za vlastitu potrošnju proizvodnog postrojenja, a u slučaju K_{DP} umanjena za svu potrošnju krajnjeg kupca. Status povlaštenog proizvođača može steći i krajnji K_{DP} , čije proizvodno postrojenje ispunjava uvjete, [7].

Specifičnosti utjecaja na mrežu – Status povlaštenog proizvođača električne energije, [9]:

- mora se preuzeti sva energija u mrežu (OIE),

- elektrana mora imati prioritetan pristup mreži,
- elektrana nema nikakve odgovornosti prema Operatoru u smislu raspoloživosti elektrane, redovite isporuke niti iznosa snage/isporučene energije.

3.4.1 *Preuzimanje električne energije od krajnjeg kupca s vlastitom proizvodnjom*

Opskrbljivači električne energije dužni su preuzimati viškove električne energije od krajnjih kupaca s vlastitom proizvodnjom električne energije koji kumulativno zadovoljavaju sljedeće uvjete:

1. Imaju status povlaštenog proizvođača električne energije,
2. Da su ostvarili pravo na trajno priključenje na EEM, za proizvodna postrojenja koja se smatraju jednostavnim građevinama,
3. Ukupna priključna snaga svih proizvodnih postrojenja na jednom obračunskom mjernom mjestu ne prelazi 500 kW,
4. Priključena snaga krajnjeg K_{DP} u smjeru isporuke električne energije u mrežu ne prelazi priključnu snagu krajnjeg K_{DP} u smjeru preuzimanja električne energije iz mreže,
5. Krajnji K_{DP} isporučuje električnu energiju preko istog obračunskog mjesta preko kojeg kupuje električnu energiju od opskrbljivača.

Preuzimanje električne energije od krajnjeg K_{DP} uređuje se ugovorom o opskrbi krajnjeg K_{DP} koji sklapaju opskrbljivač električne energije i krajnji K_{DP} , a koji sadržava „odredbe o preuzimanju viškova električne energije“. Krajnji K_{DP} dužan je, na zahtjev opskrbljivača s kojim je sklopio ugovor, dostaviti podatke o svom proizvodnom postrojenju. Opskrbljivači električne energije obvezni su, na zahtjev krajnjih K_{DP} kojima isporučuju električnu energiju, u roku od 30 dana od podnošenja zahtjeva, sklopiti ugovor o opskrbi koji sadržava odredbe o preuzimanju viškova proizvedene električne energije iz proizvodnog postrojenja. Za preuzetu električnu energiju od strane opskrbljivača električne energije utvrđuje se vrijednost električne energije preuzete od krajnjeg K_{DP} C_i u obračunskom razdoblju i na sljedeći način, [7]:

1. $C_i = 0,9 \cdot PKC_i$, ako za obračunsko razdoblje i vrijedi: $E_{pi} \geq E_{ii}$,
2. $C_i = 0,9 \cdot PKC_i \cdot E_{pi}/E_{ii}$, ako za obračunsko razdoblje i vrijedi: $E_{pi} < E_{ii}$,

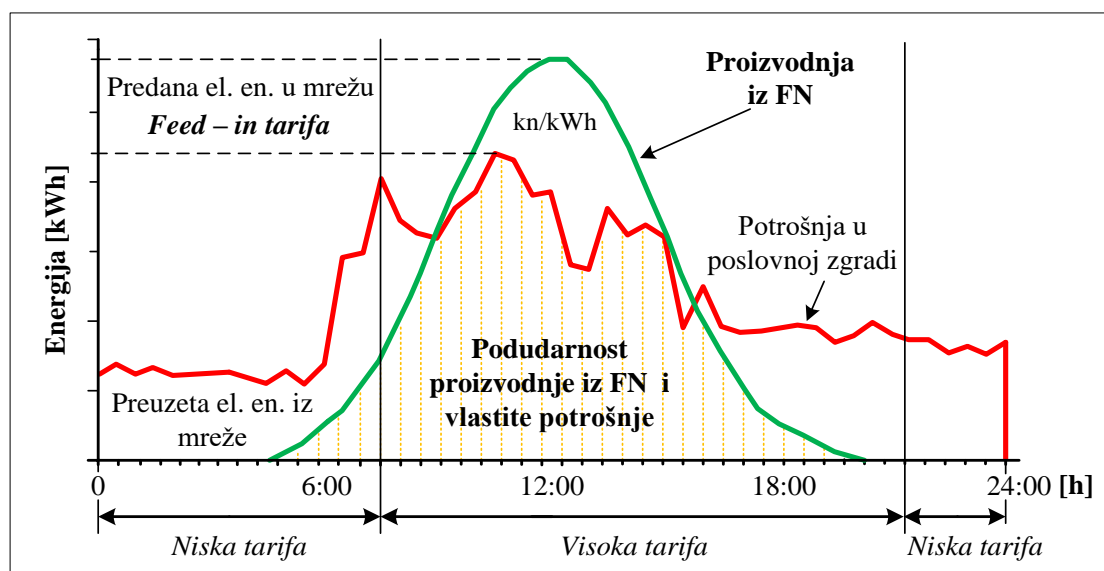
gdje je:

- E_{pi} je ukupna električna energija preuzeta iz mreže od strane kupca unutar obračunskog razdoblja i , izražena u kn/kWh,
- E_{ii} je ukupna električna energija isporučena u mrežu od strane proizvodnog postrojenja u vlasništvu kupca, unutar obračunskog razdoblja i , izražena u kn/kWh,

- $PKCi$ je prosječna jedinična cijena električne energije koju kupac plaća opskrbljivaču za prodanu električnu energiju, bez naknada za korištenje mreže te drugih naknada i poreza, unutar obračunskog razdoblja i , izražena u kn/kWh.

3.4.2 Odnos vlastite proizvodnje i potrošnje

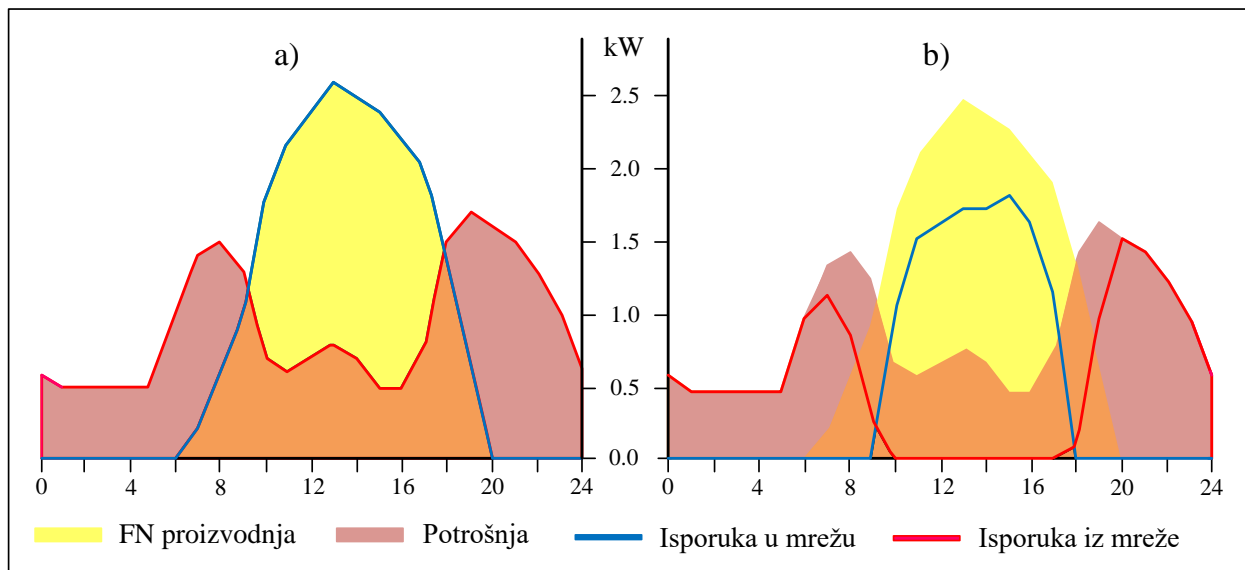
Najčešće se koristi sustav zajamčenih cijena (*eng. Feed – in Tariff System*) prema kojem ODS mora priključiti povlaštenog proizvođača na mrežu, otkupiti električnu energiju iz OIE te se mora primjenjivati tarifni sustav za proizvodnju iz OIE. ODS ne postavlja uvjete na granične faktore, ali prilikom obračuna isporučene energije računa samo djelatnu energiju. Stoga je K_{DP} najisplativije raditi u ovakvom režimu rada.



Slika 3.19: Podudarnost FN proizvodnje i potreba za električnom energijom, [25].

Prema slici 3.19 K_{DP} smanjenje vlastitu vršnu proizvodnju u periodu visoke tarife s ciljem balansiranja opterećenja u mreži. Naime, on izvlači maksimalnu djelatnu snagu iz FN s $\cos\varphi = 1$ jer su poticaji u kn/kWh samo za djelatnu snagu (ne sudjeluje u bilo kakvoj regulaciji).

Direktno upravljanje potrošnjom posebno je značajno sa aspekta integracije intermitentne proizvodnje iz OIE u EES jer se na taj način omogućava bolja korelacija dijagrama proizvodnje s potrošnjom. Dosadašnja iskustva zasnivaju se na podacima o potrošnji električne energije korisnika, trenutnoj proizvodnji iz FN sustava i ukoliko postoje baterije za skladištenje energije o trenutnom stanju punjenja baterije. U instalaciji koja je povezana na distributivnu mrežu, baterije skladište energiju tokom sunčanih sati da bi je koristile u satima kada nema proizvodnje iz FN sustava.



Slika 3.20: Podudaranost FN proizvodnje i potrošnje u poslovnom objektu: a) bez vlastite potrošnje, b) s vlastitom potrošnjom, [17].

Prema slici 3.20 podudarnost FN proizvodnje i potrošnje: a) cjelokupna isporuka proizvodnje u mrežu, a vlastite potrebe za potražnjom se preuzimaju iz mreže, b) u mrežu se predaje samo razlika vlastite proizvodnje i potrošnje, tj. proizvodnja umanjena za vlastitu potrošnju.

Sva isporučena energija iz FN umanjena za vlastitu potrošnju često je u vremenu minimalnih opterećenja (više tarife). K_{DP} vlastitom profilom potrošnje može utjecati na odnos minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje (npr. sunčan dan). Zato maksimalna proizvodnja koja neće rezultirati preopterećenjem, mora biti manja od zbroja minimalne potrošnje i maksimalne proizvodnje. Problemi nepodudarnosti nastaju prilikom razlike proizvodnje i potrošnje u trenucima pri povećanoj penetraciji u mreži.

4 UTJECAJ INTEGRACIJE KUPCA S VLASTITOM PROIZVODNjom IZ OIE NA PRILIKE U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

4.1 Klasifikacija čvorišta kupca s vlastitom proizvodnjom iz OIE

Izbor varijabli koje se unaprijed određuju ovise o elementima mreže priključenima u čvorištu, odnosno o vrsti čvorišta, [22]. Čvorište je element mreže u kojemu je spojeno više grana a fizički se prikazuje kao sabirnica. Sabirnica je mjesto na koje se preko prekidača i rastavljača spajaju svi osnovni elementi EEM. Prva grupa povezuje najmanje dva različita električna čvorišta, a to su vodovi i transformatori. Druga grupa je priključena na jedno električno čvorište, a to su: tereti, generatori, prigušnice i kondenzatori.

Čvorišta mreže, svrstavaju se u tri grupe:

1. referentni čvor ili SL čvorište,
2. čvor s opterećenjem ili PQ čvorište,
3. generatorski čvor ili PV čvorište.

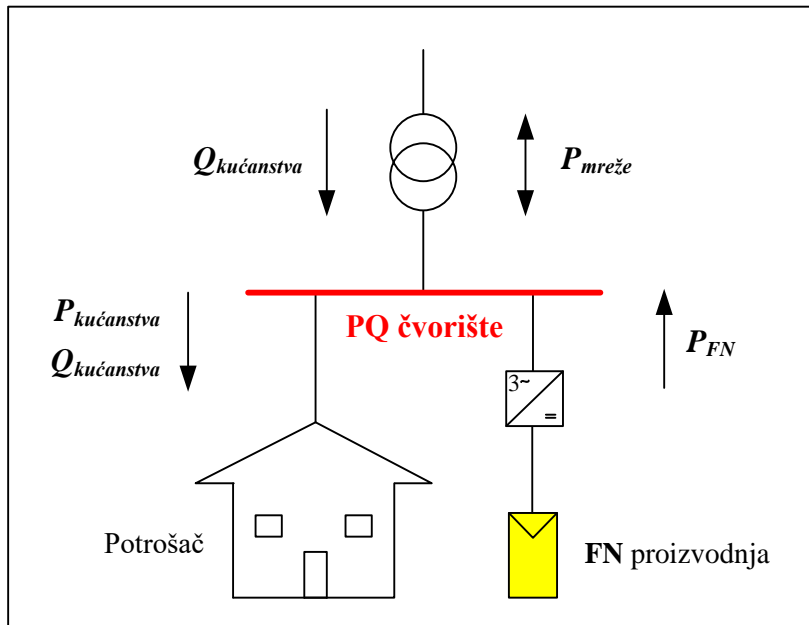
Tabela 4.1: Klasifikacija čvorišta mreže, [22].

Snaga generatora	Snaga opterećenja	Napon
P_{Gi}	P_{Li}	V_i
Q_{Gi}	Q_{Li}	δ_i

Prema tablici 4.1, pri analizi tokova snaga, svako čvorište se sastoji od dvije poznate i dvije nepoznate varijable. Čvorište se definira prema poznatim veličinama.

Referentno čvorište je čvorište u mreži kojemu su poznate vrijednosti napona V_i i kuta δ_i a nepoznate veličine radne i jalove snage. U generatorskom čvorištu poznata je vrijednost napona i injekcija radne snage te mora imati proizvodnju jalove snage takvu da održi vrijednost napona konstantnom (naponska regulacija). Tip čvorišta se računa na način da se prvo provjeri je li spojen barem jedan generator s regulacijom napona, ako nije spojen tada je riječ o čvorištu s opterećenjem ili PQ čvorištu. Kada DP dolazi iz generatora termoelektrana na biomasu i bioplin, ona se modelira kao standardno PV čvorište.

Za modeliranje kupca s vlastitom proizvodnjom iz FN, s obzirom da on ne sudjeluje u regulaciji napona, uzima se čvorište s rezultatnim opterećenjem (PQ) koji je razlika između potrošnje kupca i proizvodnje (FN) elektrane.



Slika 4.1: Čvorište za modeliranje K_{DP} , [15].

U čvorištu s opterećenjem ne postoje 'klasični' izvori odnosno generatori pa se pretpostavlja da je $P_{Gi} = 0$ i $Q_{Gi} = 0$. Nadalje, kako su snage opterećenja P_{Li} i Q_{Li} poznate, u takvim čvorištima se moraju odrediti kompleksni naponi po iznosu V_i i kutu δ_i .

4.2 Metoda jediničnih vrijednosti

Svi naponi (U) i padovi napona (ΔU) svedeni na jedinične vrijednosti p.u. (*eng. per unit*). Pomoću parametara mrežnih elemenata, njihove nazivne vrijednosti se nalaze u ograničenom pojasu [0,9 p.u. – 1,1 p.u.], pri normalnom stanju iznose 1,0 p.u. (teži se ka tome). Nužno je održavati napon u zadanim granicama odstupanja od 90 do 110 % nazivne vrijednosti [$0,9U_n - 1,1U_n$].

Bazna veličina ima istu jedinicu kao stvarna veličina pa je p.u. vrijednost bez jedinice tj. relativna veličina. Isto tako, bazna veličina je uvijek realan broj, a promatrana veličina može biti kompleksan broj pa s dijeljenjem s bazom dobiva p.u. veličina s istim kutom. Bazna snaga (S_B) je jednaka za čitavu mrežu i odabire se najčešće kao vrijednost koja je najbliža nazivnoj snazi što većeg broja elemenata, a za bazni napon najčešće se uzima nazivna vrijednost $U_B = U_n$ (kV). S_B je definirana na razini testne mreže.

4.3 Simulacija integracije kupaca s vlastitom proizvodnjom na prilike u distributivnoj mreži

Simulacija integracije kupca s vlastitom proizvodnjom iz OIE u distributivnoj mreži je u programskoj podršci PowerWorld „Simulator GOS Education 19“.

4.3.1 Model testne mreže kupaca s vlastitom proizvodnjom i podaci čvorišta

Nadomjesni model testne mreže obuhvaća tri naponske razine: 35, 10 i 0,4 kV, frekvencije 50 Hz. Sabirnice (Sab_n) su označene brojevima od 1 do 25, temeljem kojih se označavaju ostali mrežni elementi: elektrane, potrošači, vodovi i transformatori. Prema prethodno definiranom čvorištu (PQ) kupca s vlastitom proizvodnjom, za potrebe simulacije radijalna mreža je reducirana tako što je na svaku potrošačku sabirnicu K_{DPn} potrošača ($n = 10, 13, 16, 19, 22$ i 25) priključena proizvodnja iz FN na 0,4 kV strani mreže. Potrošač na sabirnici 6 je vlastita potrošnja bioplinskog postrojenja (P_{BP}) te u simulacijskim scenarijima neće predstavljati K_{DP} .

Bioplinsko postrojenje s proizvodnjom 356 kW djelatne i 210 kVAr jalove snage sinkronog generatora u grupi spoja Yn5 na 0,4 kV strani je generatorsko čvorište, a K.M. na 35 kV strani je referentno čvorište. Bioplinsko postrojenje za razliku od potrošnje K_{DP} ima fiksnu potrošnju (ista je tijekom cijele simulacije). K_{DP} čvorišta nisu fiksne vrijednosti, jer odnos proizvodnje i potrošnje varira tokom jednog dana (24 sata).

FN elektrane su nazivne/vršne snage skalirane prema pojedinom K_{DPn} profilu opterećenja pojedinog čvorišta. Osnovni tehnički podaci su:

- instalirana snaga: 10 kW_p – skalirana proizvodnja,
- nazivni napon: 3 x 230 / 400 V,
- nazivna frekvencija: 50 Hz,
- nazivni faktor snage: 1,
- način pogona: paralelno s distributivnom mrežom,
- K_{DP} : vlastita potrebe opskrbom (potrošnjom), prodaja/predaja viška proizvedene energije po tržišnoj cijeni kn/kWh.

Djelatno opterećenje potrošača preuzeto je iz baze vlastite potrošnje objekta. Temeljem djelatnog opterećenja proračunato je jalovo opterećenje potrošača pomoću faktora snage 0,95 induktivno.

Zbog velike količine podataka navedene proizvodnje i potrošnje K_{DPn} čvorišta koji se unose u vremensku simulaciju programske podrške PowerWorld, u prilogima su priložene vrijednosti.

Tabela 4.2: Podaci distributivnih transformatora.

	Tr₁₋₂	Tr₁₋₂	Tr₅₋₆	Tr₉₋₁₀	Tr₁₂₋₁₃	Tr₁₅₋₁₆	Tr₁₈₋₁₉	Tr₂₁₋₂₂	Tr₂₄₋₂₅
S_n (MVA)	4	4	0,4	0,1	0,16	0,16	0,16	0,16	0,05
Grupa spoja	Yd5	Yd5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5

Preklopke trofaznih distributivnih transformatora (Tr) su u početnom 0 položaju (od mogućih: –2, –1, 0, 1, 2 od po 2,5%). Prema početnom neutralnom položaju preklopki transformatora, prijenosni omjeri će ostati isti za sve scenarije jer K_{DP} ne sudjeluje u regulaciji napona.

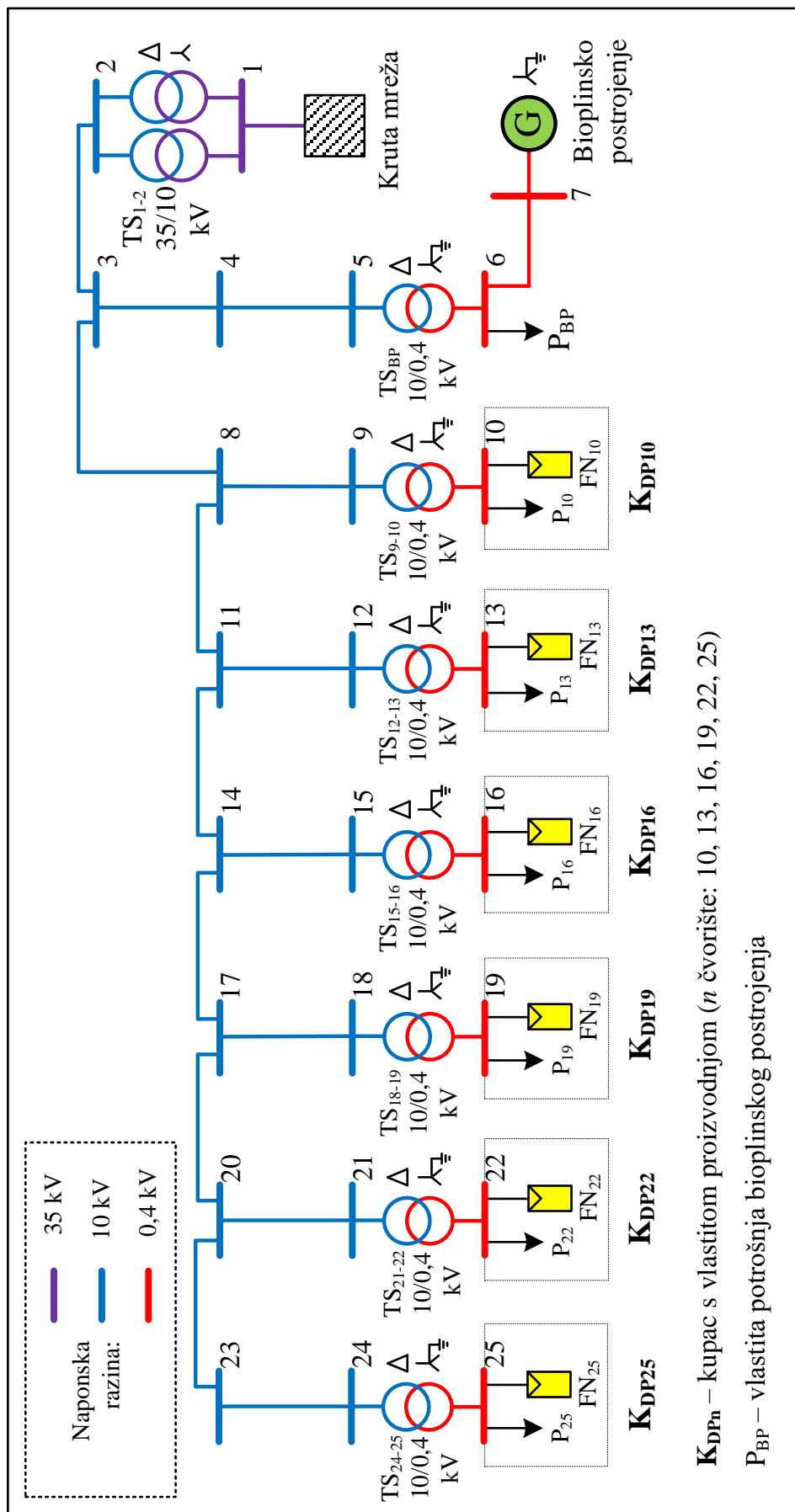
Tr₁₋₂ imaju uvjete za paralelan rad, a to što znači da imaju jednake prijenosne omjere, nazivnu snagu i grupu spoja. Fazor istoimene faze nižeg napona kasni za fazorom višeg napona za fazni pomak $\varphi = 5 \cdot 30^\circ = 180^\circ$ gdje je 5 satni broj koji je višekratnik kuta 30° . Prema grupi spoja iz tabele 4.2, Y/y je spoj zvijezda, D/d spoj trokut, a „n“ uzemljeno zvjezdite spoja zvijezda.

Tabela 4.3: Podaci elektroenergetskih vodova.

Vod	S (MVA)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	l (km)	Vrsta
2 – 3	8,141	0,43	0,345	3,45	nadzemni
3 – 4	8,141	0,43	0,345	4,4	nadzemni
4 – 5	12,47	0,206	0,122	0,55	kabel
6 – 7	2,182	0,155	0,072	0,0045	kabel
3 – 8	5,023	0,86	0,365	0,15	nadzemni
8 – 9	5,023	0,86	0,365	0,45	nadzemni
8 – 11	5,023	0,86	0,365	0,855	nadzemni
11 – 12	5,023	0,86	0,365	0,205	nadzemni
11 – 14	5,023	0,86	0,365	3,071	nadzemni
14 – 15	5,023	0,86	0,365	0,205	nadzemni
14 – 17	5,023	0,86	0,365	0,055	nadzemni
17 – 18	5,023	0,86	0,365	0,505	nadzemni
17 – 20	5,023	0,86	0,365	0,995	nadzemni
20 – 21	5,023	0,86	0,365	0,144	nadzemni
20 – 23	5,023	0,86	0,365	1,296	nadzemni
23 – 24	5,023	0,86	0,365	0,035	nadzemni

Prema tabeli 4.3, kabelski vod 4 – 5 je položen u zemlju, a 6 – 7 je kabelski razvod sinkronog generatora. Svi vodovi su aluminijski osim 6 – 7 koji je od bakra. Podaci transformatora (TS) i vodova jesu fiksne vrijednosti kroz 24 – satnu simulaciju.

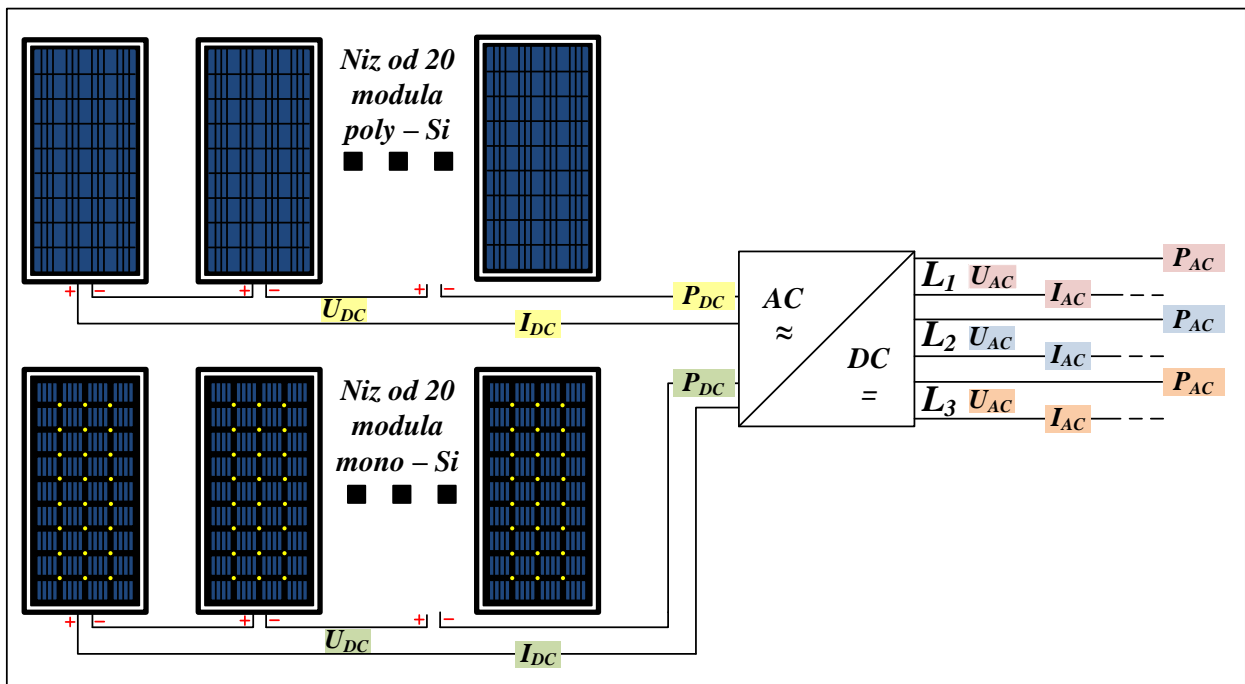
Na slici 4.2, može se vidjeti model testne mreže koja je prethodno reducirana za potrebe vremenske simulacije K_{DP} s detaljnijim prikazom.



Slika 4.2: Model radijalne mreže kupca s vlastitom FN proizvodnjom.

4.3.2 Skaliranje FN proizvodnje prema opterećenjima čvorišta

Podaci preuzeti iz baze mjerenja laboratorija za OIE obuhvaćaju proizvodnju iz FN s različitim profilima opterećenja (potrošnje) za svaki pojedini čvor K_{DP} . S obzirom na preuzete podatke proizvodnje na DC strani, elektrana se sastoji od modula Bisol BMO polikristalnog Silicija (poly – Si) snage jednog modula 240W s učinkovitošću $\eta_{mod,m} = 19\%$ te Bisol BMO monokristalnog Silicija (mono – Si) snage jednog modula 250W s učinkovitošću $\eta_{mod,p} = 15,3\%$. Snaga na AC strani dobivena je s učinkovitošću trofaznog izmjenjivača „Kaco“ $\eta_{inv} = 97,5\%$ bez transformatora, nazivne snage od 10,2 kW. Ima ugrađen tragač točke maksimalne snage (MPPT), a radi razdvajajući dvije MPP točke, simetričnog i asimetričnog opterećenja. Brojilo električne energije je trofazno, dvosmjerno s intervalnim izravnim mjerenjem energije i pohranjivanjem krivulje opterećenja.



Slika 4.3: FN elektrana ETFOS1 [reslab.ferit.hr].

Slika 4.3, prikazuje FN elektranu ETFOS1 s dva niza (poly – Si: 5 kW + mono – Si: 5 kW = 10 kW) spojena na izmjenjivač od koje su preuzeta mjerenja proizvodnje (za oba karakteristična ljetna dana), dok su mjerenja svih opterećenja preuzeta iz baze vlastite potrošnje objekta „FERIT Osijek“.

Scenariji FN proizvodnje za simulaciju K_{DP} su:

- Sunčan dan (FN_S),
- Promjenjiv dan (FN_P).

Dobivena snaga elektrane P_n je snaga svih modula P_{mod} FN polja skalirana prema pojedinom maksimalnom opterećenju i pomnožena s faktorom skaliranja za svako pojedino opterećenje K_{DPn} .

Tabela 4.4: Faktori skaliranja proizvodnje za sunčan i promjenjiv dan za svako K_{DPn} čvorište .

Opterećenje	Sunčan dan	Promjenjiv dan
P_{10}	265,64	215,39
P_{13}	876,36	768,47
P_{16}	608,61	533,68
P_{19}	861,05	755,04
P_{22}	370,92	325,25
P_{25}	578,85	507,58

Prema tabeli 4.4 FN proizvodnja je skalirana tako da u jednom trenutku u danu maksimum proizvodnje odgovara maksimumu potrošnje, bez obzira da li je potrošnja u vremenu proizvodnje ili nije (može i ne mora biti).

Tabela 4.5: Maksimalna vrijednost opterećenja i skalirana FN proizvodnja pojedinog čvorišta.

	P_{10}	P_{13}	P_{16}	P_{19}	P_{22}	P_{25}
FN proizvodnja (MW)	0,33324	1,18888	0,82565	1,1681	0,50319	0,78527

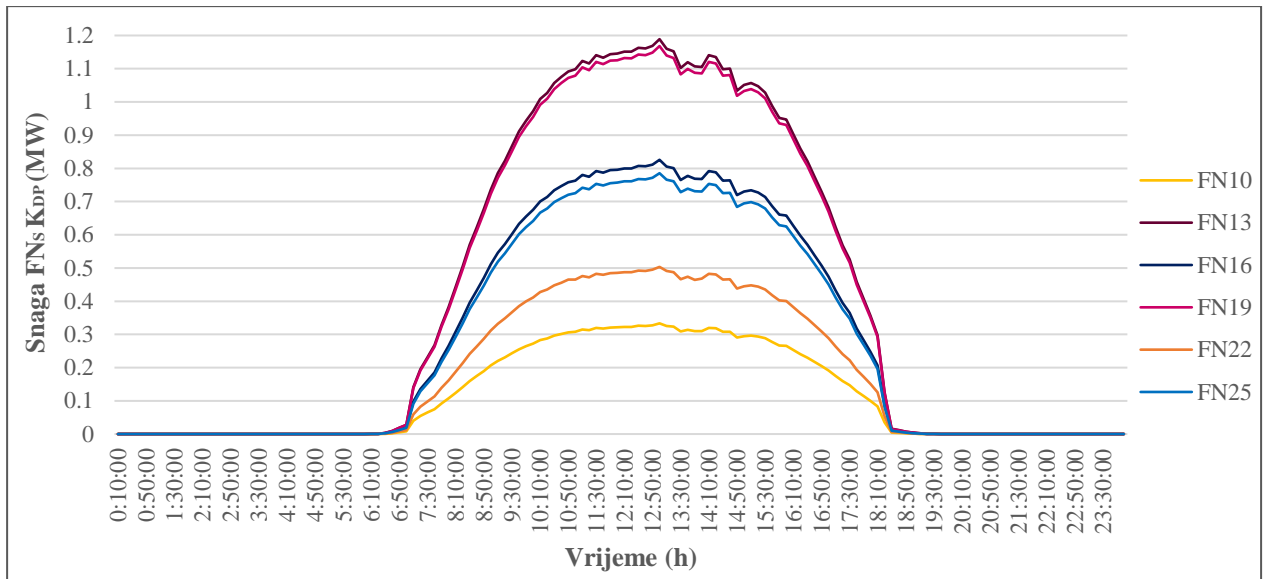
Iz tabele 4.5 mogu se vidjeti maksimalne vrijednosti opterećenja prema kojima je skalirana FN proizvodnja svakog K_{DPn} ($n = 10, 13, 16, 19, 22$ i 25) čvorišta. Svaka skalirana proizvodnja, uvećana/umanjena prema maksimalnoj vrijednosti profila potrošnje dobivena je od istog baznog dijagrama proizvodnje (istih mjerenja za svaki od karakterističnih dana).

Grafički prikazi scenarija *I.* sunčanog i *II.* promjenjivog dana skalirane FN proizvodnje prema opterećenju daju uvid u razliku proizvodnje i potrošnje pojedinog čvorišta K_{DP} . Profili opterećenja čvorišta su jednaki za oba scenarija. Razlika u proizvodnji za karakteristične dane proizvodnje prikazana je usporednim dnevnim dijagramima s profilima opterećenja.

Utjecaj K_{DP} mogao će biti značajan ukoliko postoji razlika zadanih profila potrošnje u odnosu na FN penetraciju svakog čvorišta karakterističnog dana.

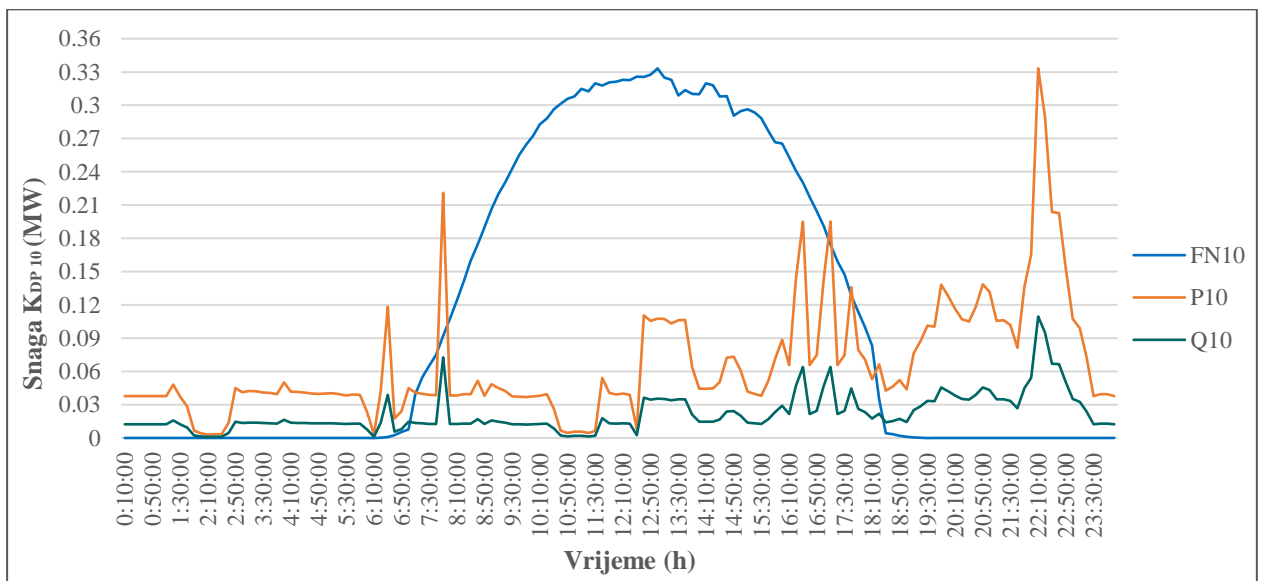
4.3.3 Sunčan dan

Proizvodnja FN elektrane na sunčan dan okarakterizirana je s maksimiziranom neprekidnom krivuljom trajanja tijekom vršne (unutar) satne proizvodnje.



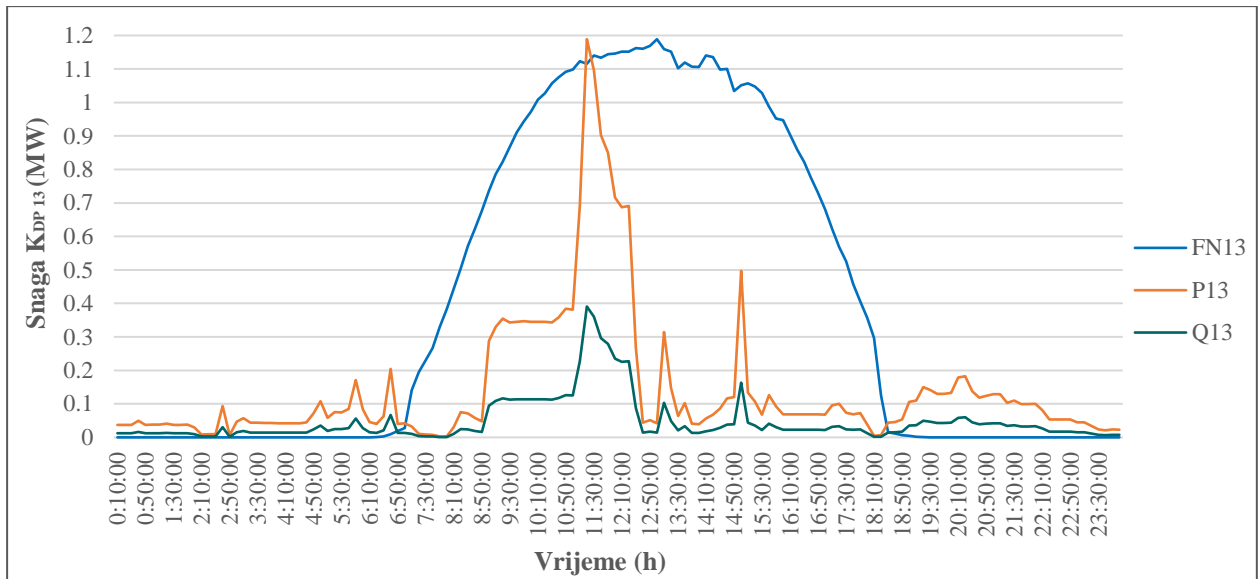
Slika 4.4: Skalirana FN_s proizvodnja prema čvorištu opterećenja K_{DPn}.

Sa slike 4.4 može se vidjeti da je FN_s proizvodnja K_{DP} skalirana prema y – osi. FN proizvodnja na sunčan dan je u vremenu od 06:10:00 do 19:40:00h, a maksimalnu vrijednost doseže u 13:00:00h.



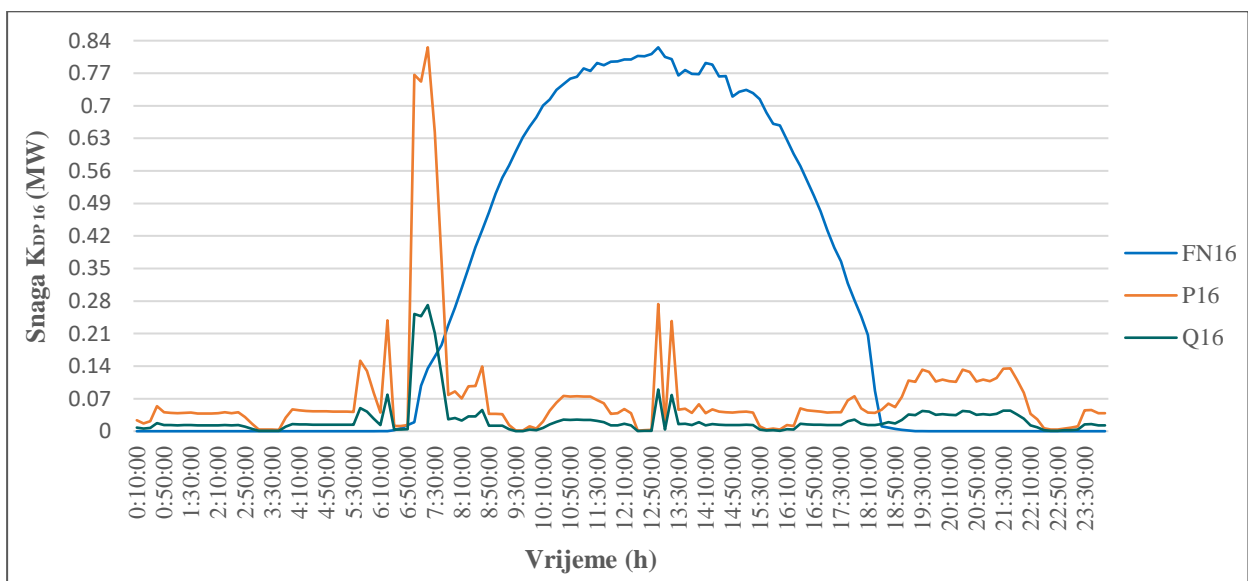
Slika 4.5: Profil opterećenja i FN_s proizvodnje čvorišta K_{DP10}.

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP10}; $P_{10max} = 0,3332385$ MW i $Q_{10max} = 0,109531$ MVar nastupilo je u vremenu 21:30:00h, a minimalno opterećenje; $P_{10min} = 0,0029403$ MW i $Q_{10min} = 0,000966$ MVar, u vremenu 02:00:00h.



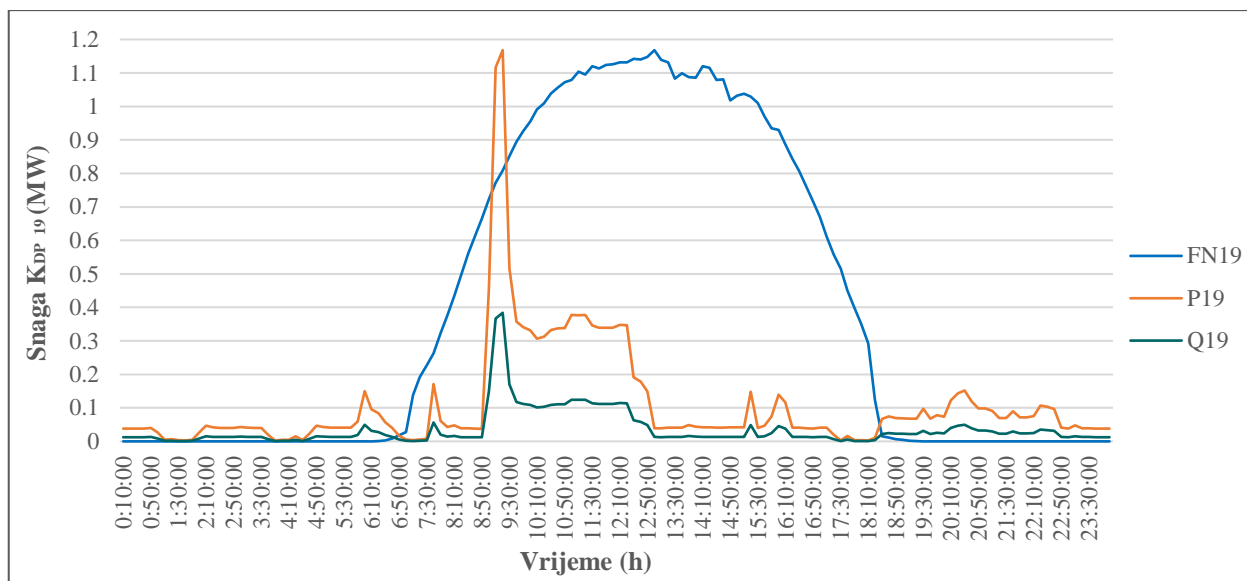
Slika 4.6: Profil opterećenja i FN_s proizvodnje čvorišta K_{DP13}.

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP13}; $P_{13max} = 1,18888$ MW i $Q_{13max} = 0,390766$ MVar nastupilo je u vremenu 11:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{13min} = 0,00275$ MW i $Q_{13min} = 0,000904$ MVar nastupilo je u trenucima 08:10:00 i 08:20:00h.



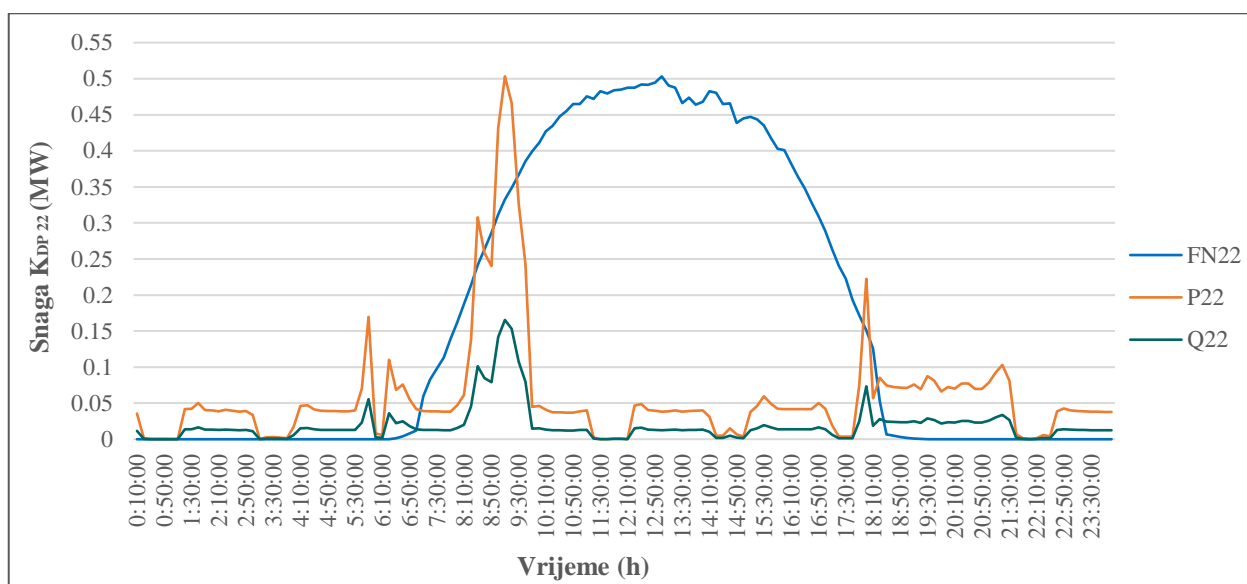
Slika 4.7: Profil opterećenja i FN_s proizvodnje čvorišta K_{DP16}.

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP16}; $P_{16max} = 0,82565$ MW i $Q_{16max} = 0,271378$ MVar nastupilo je u vremenu 07:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{16min} = 0,001176$ MW i $Q_{16min} = 0,000388$ MVar u vremenu 12:30:00h.



Slika 4.8: Profil opterećenja i FNs proizvodnje čvorišta K_{DP19} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP19} ; $P_{19max} = 1,168099$ MW i $Q_{19max} = 0,383936$ MVar nastupilo je u vremenu 09:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{19min} = 0,002156$ MW i $Q_{19min} = 0,00071$ MVar u vremenu 03:50:00h.

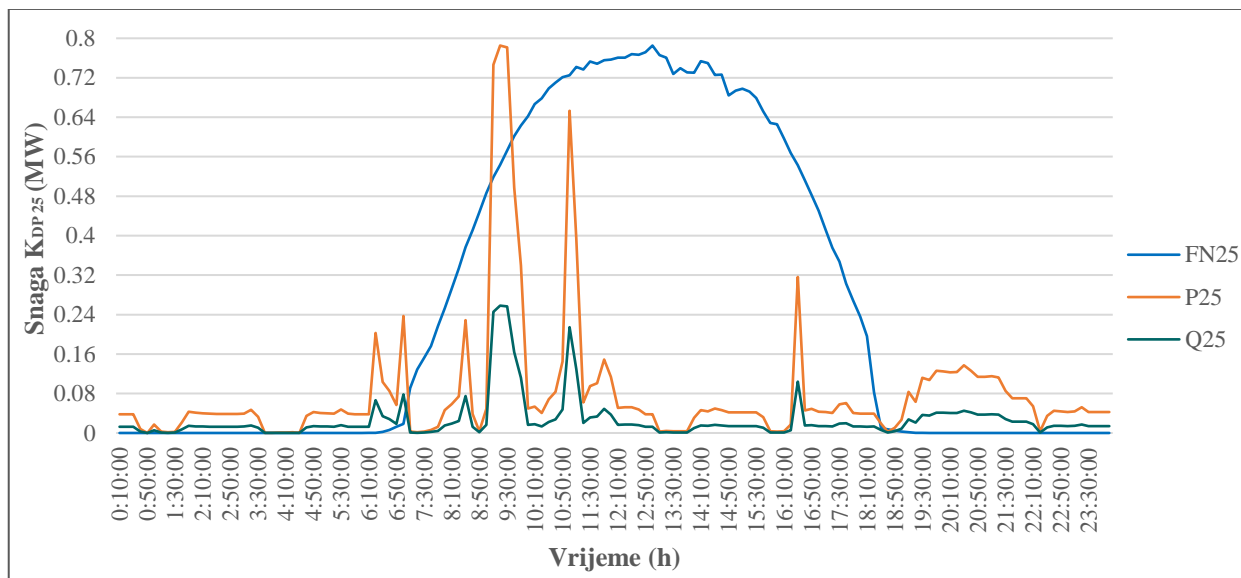


Slika 4.9: Profil opterećenja i FNs proizvodnje čvorišta K_{DP22} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP22} ; $P_{22max} = 0,50319$ MW i $Q_{22max} = 0,165391$ MVar nastupilo je u vremenu 09:10:00h, a minimalno opterećenje K_{DP22} ; P_{22min} i Q_{22min} profila potrošnje je nastupilo u pet mjerenih vrijednosti, tabela 4.6.

Tabela 4.6: Minimalno opterećenje čvorišta K_{DP22} .

P_{22min} (MW)	0,000196
Q_{22min} (MVar)	0,000066
Vrijeme (h)	01:00:00 03:10:00 11:30:00 11:40:00 12:10:00

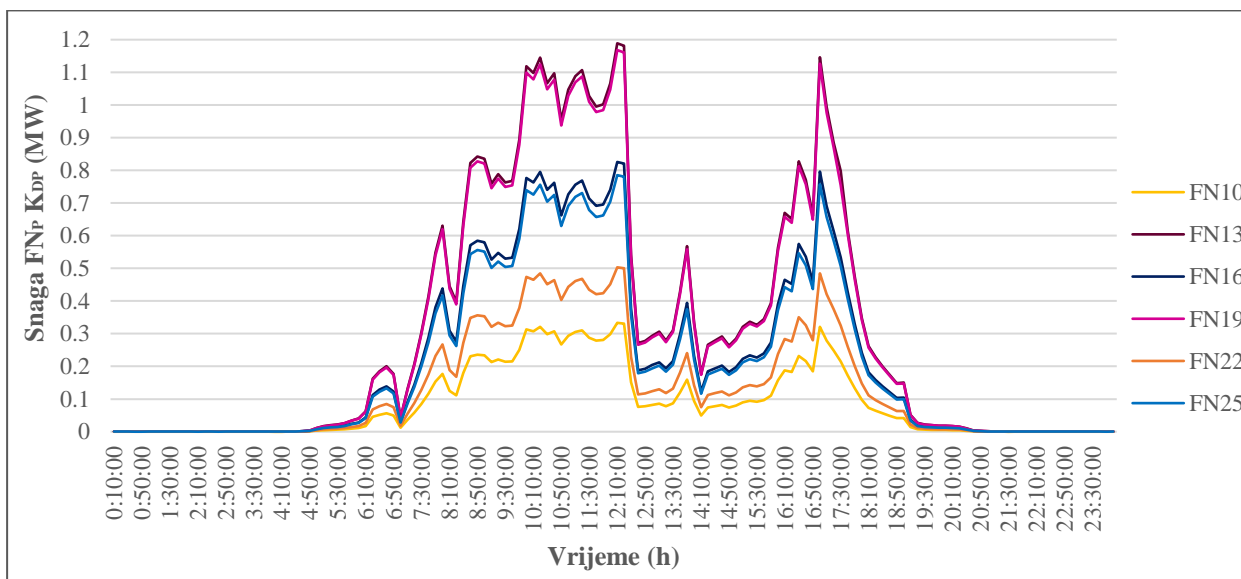


Slika 4.10: Profil opterećenja i FN_s proizvodnje čvorišta K_{DP25}.

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP25}; $P_{25max} = 0,785267$ MW i $Q_{25max} = 0,258106$ MVar nastupilo je u vremenu 09:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{25min} = 0$ MW i $Q_{25min} = 0$ MVar u vremenu 00:50:00h.

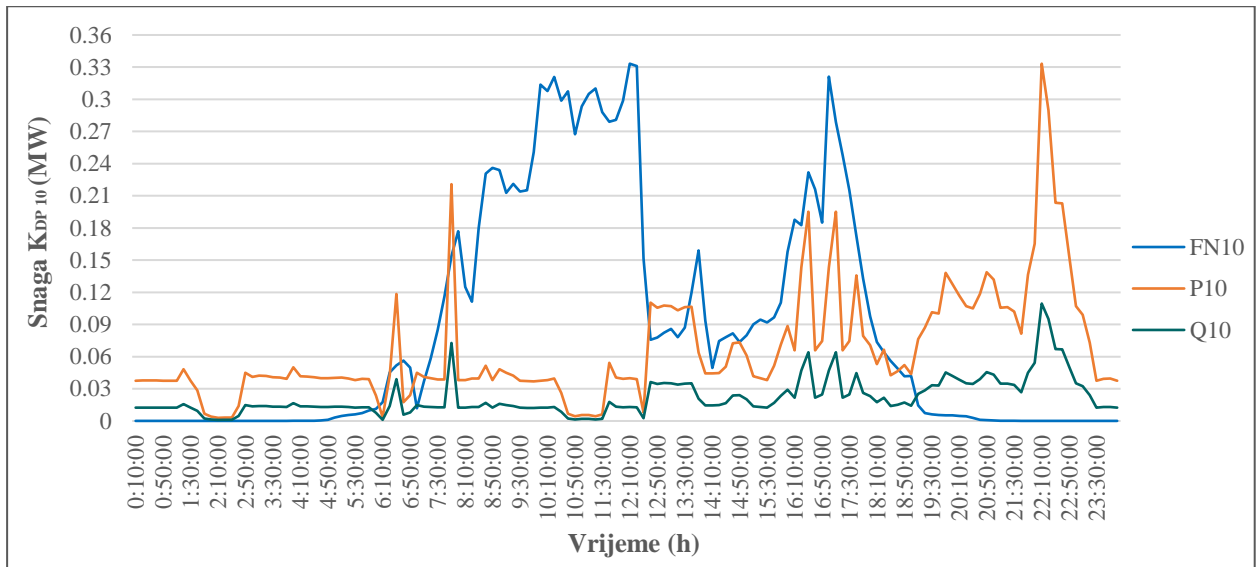
4.3.4 Promjenjiv dan

Intermitentni vremenski odziv u FN_P (promjenjivoj) proizvodnji nastaje uslijed utjecaja oblaka. Stalne su fluktuacije izlazne snage karakteristične za ovaj slučaj.



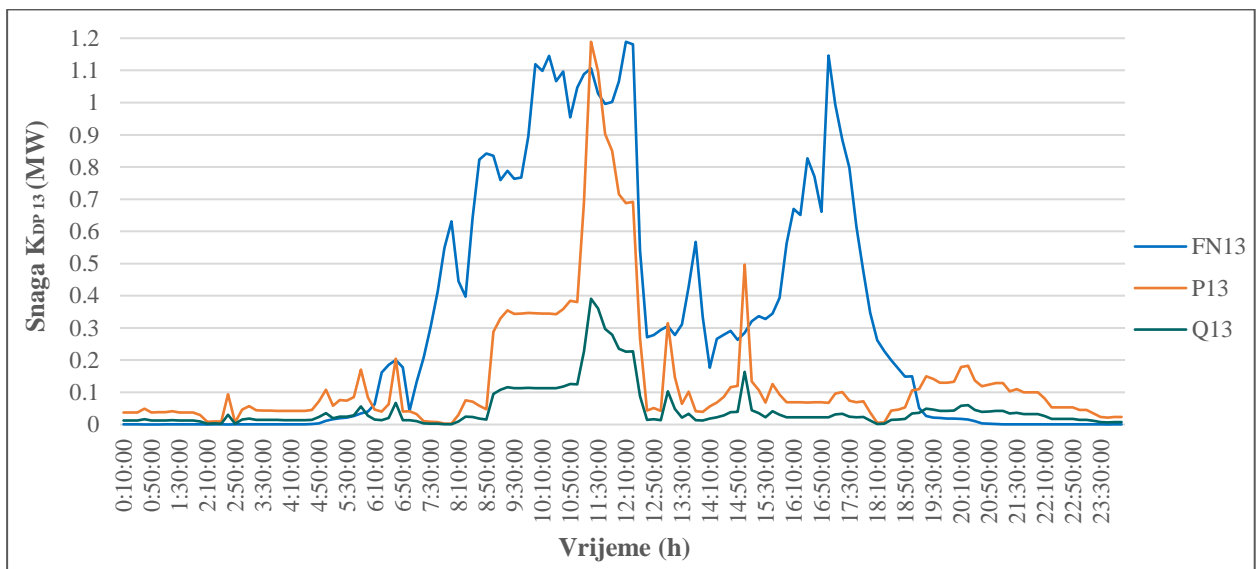
Slika 4.11: Skalirana FN_P proizvodnja prema čvorištu opterećenja K_{DPn}.

Sa slike 4.11 može se vidjeti da je FN_P proizvodnja K_{DP} skalirana prema y – osi. Proizvodnja na promjenjiv dan je u vremenu od 04:20:00 do 21:20:00h, a maksimalna vrijednost je u 12:10:00h.



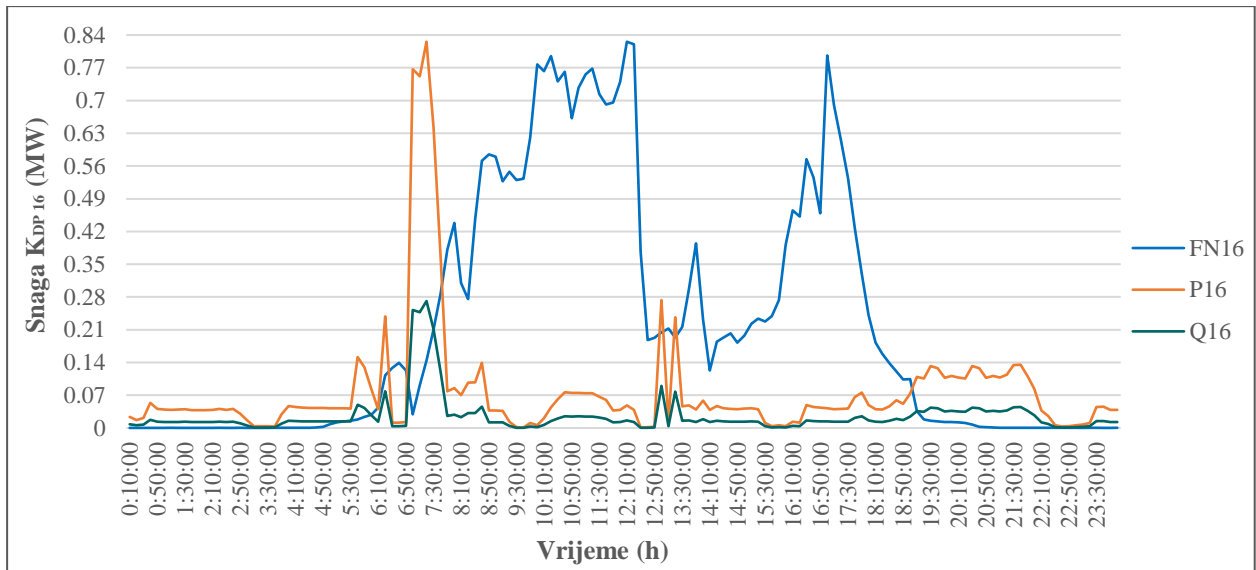
Slika 4.12: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP10} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP10} ; $P_{10max} = 0,3332385$ MW i $Q_{10max} = 0,109531$ MVar nastupilo je u vremenu 21:30:00h, a minimalno opterećenje; $P_{10min} = 0,0029403$ MW i $Q_{10min} = 0,000966$ MVar, u vremenu 02:00:00h.



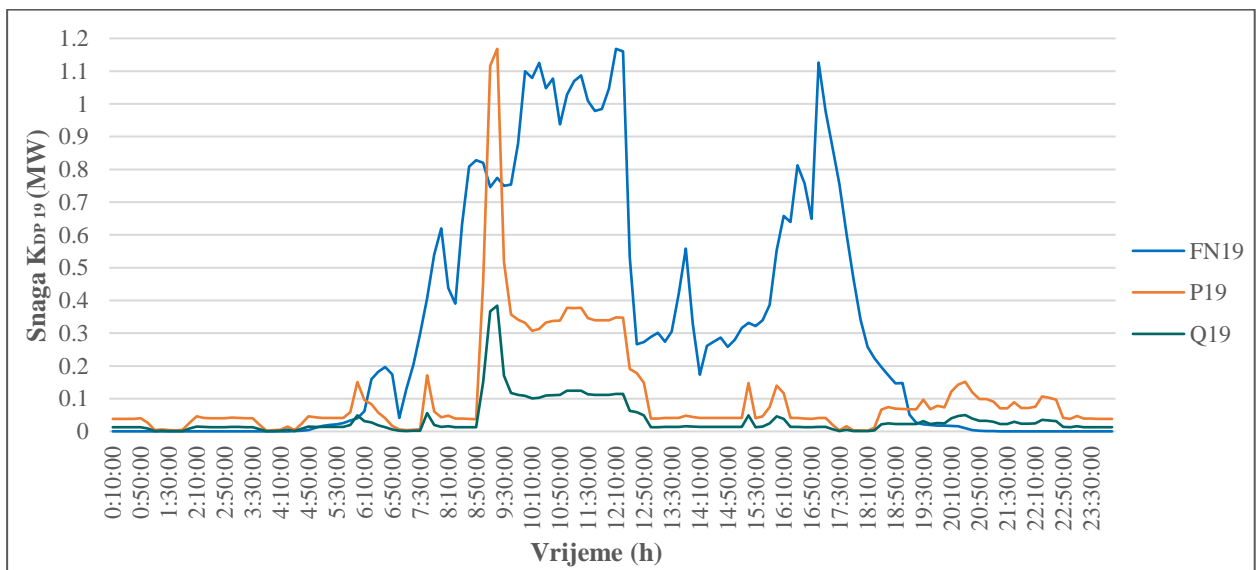
Slika 4.13: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP13} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP13} ; $P_{13max} = 1,18888$ MW i $Q_{13max} = 0,390766$ MVar nastupilo je u vremenu 11:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{13min} = 0,00275$ MW i $Q_{13min} = 0,000904$ MVar u vremenu 08:10:00 i 08:20:00h.



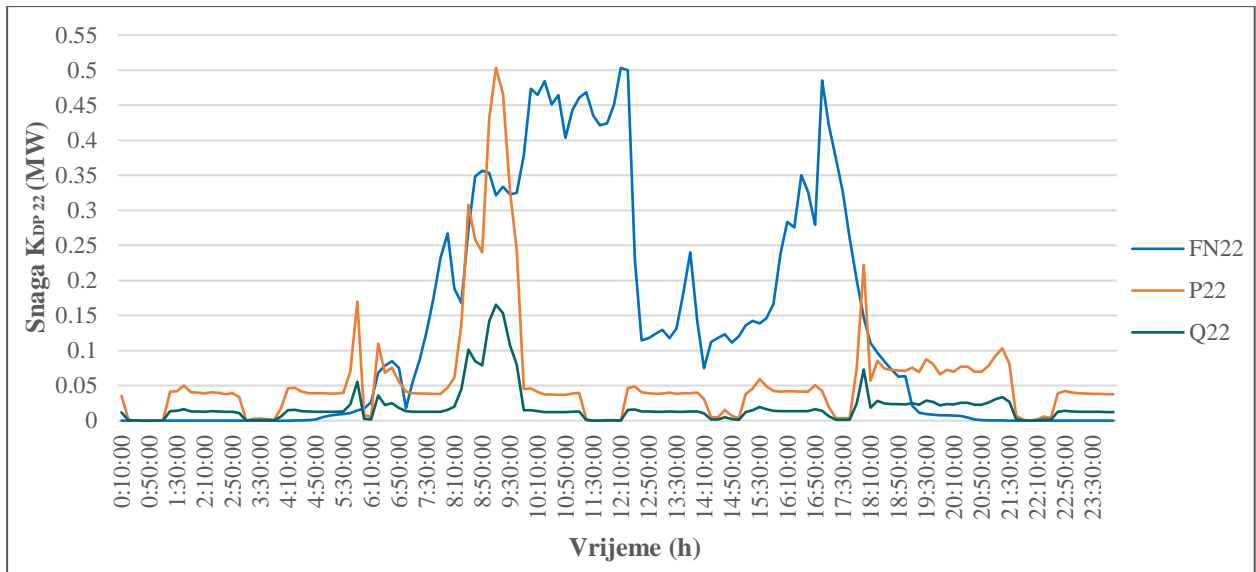
Slika 4.14: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP16} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP16} ; $P_{16max} = 0,82565$ MW i $Q_{16max} = 0,271378$ MVar nastupilo je u vremenu 07:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{16min} = 0,001176$ MW i $Q_{16min} = 0,000388$ MVar u vremenu 12:30:00h.



Slika 4.15: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP19} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP19} ; $P_{19max} = 1,168099$ MW i $Q_{19max} = 0,383936$ MVar nastupilo je u vremenu 09:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{19min} = 0,002156$ MW i $Q_{19min} = 0,00071$ MVar u vremenu 03:50:00h.

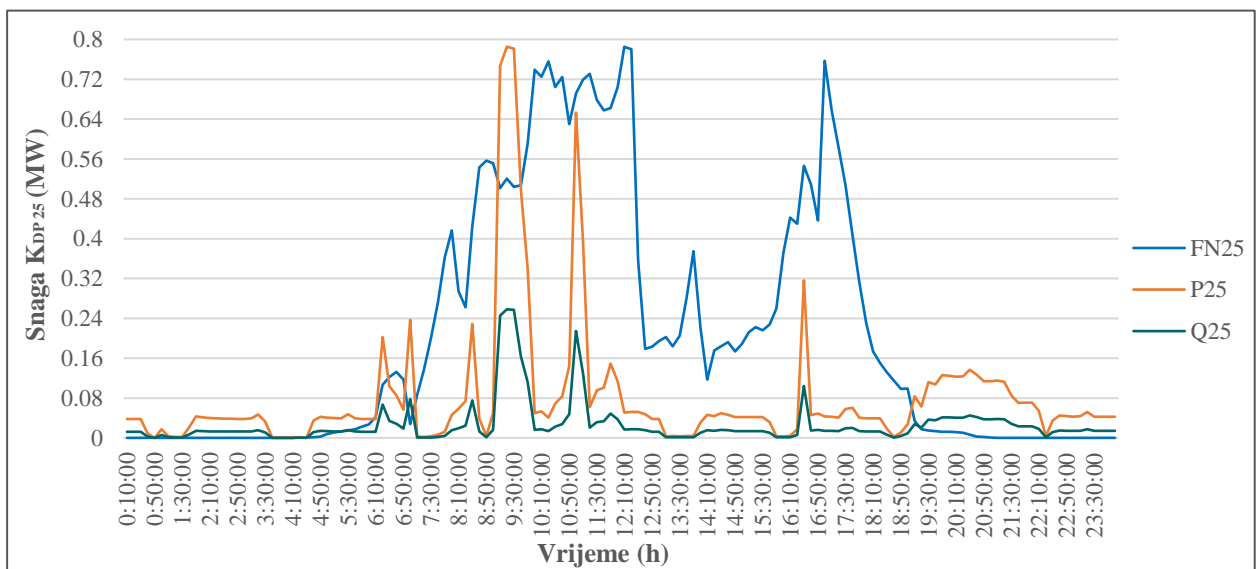


Slika 4.16: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP22} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP22} ; $P_{22max} = 0,50319$ MW i $Q_{22max} = 0,165391$ MVar nastupilo je u vremenu 09:10:00h, a minimalno opterećenje K_{DP22} ; P_{22min} i Q_{22min} profila potrošnje je nastupilo u pet 10 – min. vrijednosti, tabela 4.7.

Tabela 4.7: Vrijeme u kojemu je nastupilo minimalno opterećenje čvorišta K_{DP22} .

P_{22min} (MW)	0,000196
Q_{22min} (MVar)	0,000066
Vrijeme (h)	01:00:00 03:10:00 11:30:00 11:40:00 12:10:00



Slika 4.17: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP25} .

Maksimalno opterećenje čvorišta K_{DP25} ; $P_{25max} = 0,785267$ MW i $Q_{25max} = 0,258106$ MVA_r nastupilo je u vremenu 09:20:00h, a minimalno opterećenje; $P_{25min} = 0$ MW i $Q_{25min} = 0$ MVA_r u vremenu 00:50:00h.

Naime, zbog skaliranja veličina proizvodnje karakterističnih dana i opterećenja prema maksimalnim vrijednostima, iznosi pojedinih čvorišta ne mijenjaju iznose. Štoviše, vrijednosti opterećenja su iste s različitim vrijednostima proizvodnje karakterističnih dana u tabeli 4.5.

4.4 Vremenska simulacija u programskom paketu PowerWorld

Vremenska simulacija (*Time step simulation*) se primjenjuje kod procjene stanja EEM za dnevne (po satu) ili unutar dnevne (po minutama u satu) promjene opterećenja, proizvodnje i sl. Ulazni podaci putem skripte se unose za specifični scenarij koji se promatra. Također, omogućene su modelne radnje koje će se dogoditi u specifičnom vremenu kao i u periodičkom trenutku odvijanja.

U radu, ulazni podaci su početne periodičke vrijednosti definirane vremenom izvođenja, a nakon toga unosi podataka baznih mjerenja (opterećenje i FN). Svi unosi (Input pages) su matični, svaki red odgovara vremenskoj točki, a svaki stupac specifičnom objektu za koji su podaci predviđeni.

Prema modelu kupaca s vlastitom proizvodnjom, utjecaj na mrežu definiran je 10 minutnim (10 – min.) srednjim vrijednostima u jednom danu (kroz 24 sata). Simulacija započinje u vremenu 00:10:00h na dan 01.10.2018., a završava u 00:00:00h na dan 02.10.2018. gdje jedan interval vremenske simulacije 10 – min. srednjih vrijednosti sadrži ukupno 144 vremenske točke (144 x 6 stupaca K_{DP} čvorišta).

S obzirom da je svako čvorište potrošača skalirano prema proizvodnji za svaki od scenarija, 24 – satna vremenska simulacija se promatra unosom vrijednosti djelatne i jalove snage potrošača (iste za oba dana) i djelatne snage FN proizvodnje (različite za karakteristične dane). Ostali elementi imaju fiksnu vrijednost od početka do kraja simulacije, podaci se ne unose putem skripte već su definirani testnim modelom mreže.

Programsko sučelje PowerWorld koristi Mega (10^6) SI prefiks. S obzirom na radno područje osjetljivosti programskog sučelja PowerWorld koji je predviđen za analiziranje visokonaponske mreže, simulacijske vrijednosti koje se unose su iz toga razloga povećane za dva decimalna mjesta (100 puta) svake 10 – min. vrijednosti proizvodnje i potrošnje K_{DP} čvorišta. Vremenska simulacija za svaki od scenarija sadrži unose:

- proizvodnje:
 - FN_S i FN_P : MW_p proizvodnja.
- potrošnje:
 - P_n : MWh opterećenja,
 - Q_n : MVarh opterećenja.

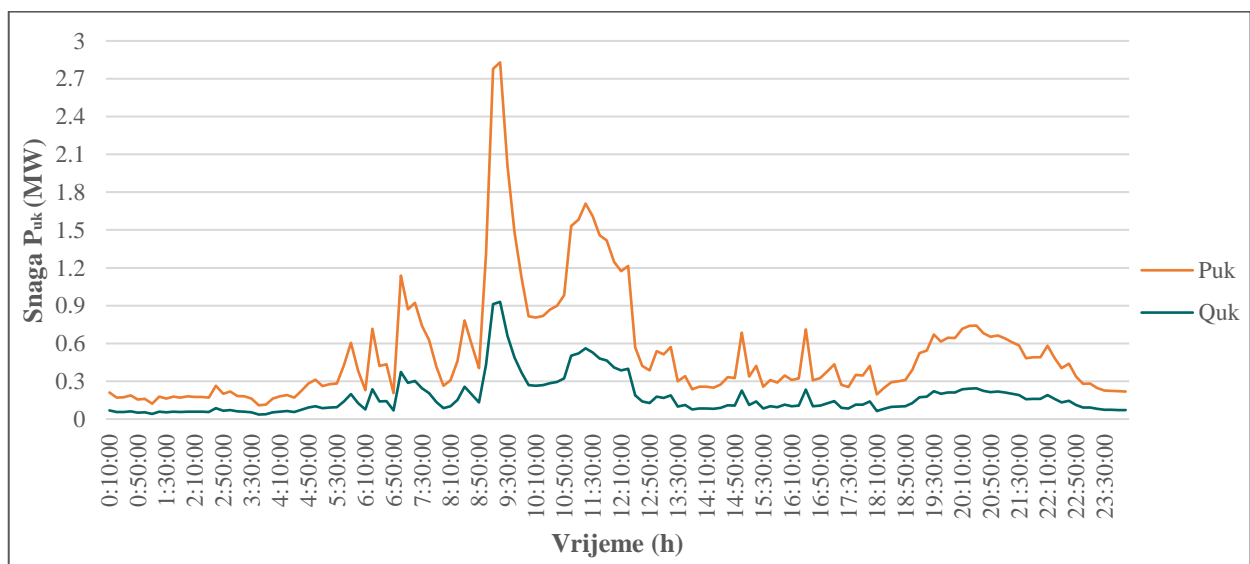
Rezultati definirani PowerWorld Simulatorom za pojedini objekt promatranja:

- napon (*Voltage Per Unit Magnitude*) – p.u. (Sab: 2, 3, 8, 10, 13, 16, 19, 22 i 25),
- tokovi snaga (*at to Bus*) – MW i MVar (najopterećenija dionica/ključni izvod 3 – 8),
- gubici mreže (*Area 1 Loss*) – MWh i MVarh.

Prema pretpostavljenim ishodima simulacije s obzirom na odnos proizvodnje i potrošnje čvorišta K_{DP} , utjecaji na napon i tokove snaga će se razmatrati samo na dijelu mreže, a gubici u reduciranoj distributivnoj mreži.

4.4.1 Referentni scenarij

S obzirom da je ovaj rad baziran na utjecaju K_{DP} na prilike u distributivnoj mreži, analiza bez K_{DP} FN integracije/penetracije razmotriti će se zbog prilika početnog/pogonskog stanja mreže.

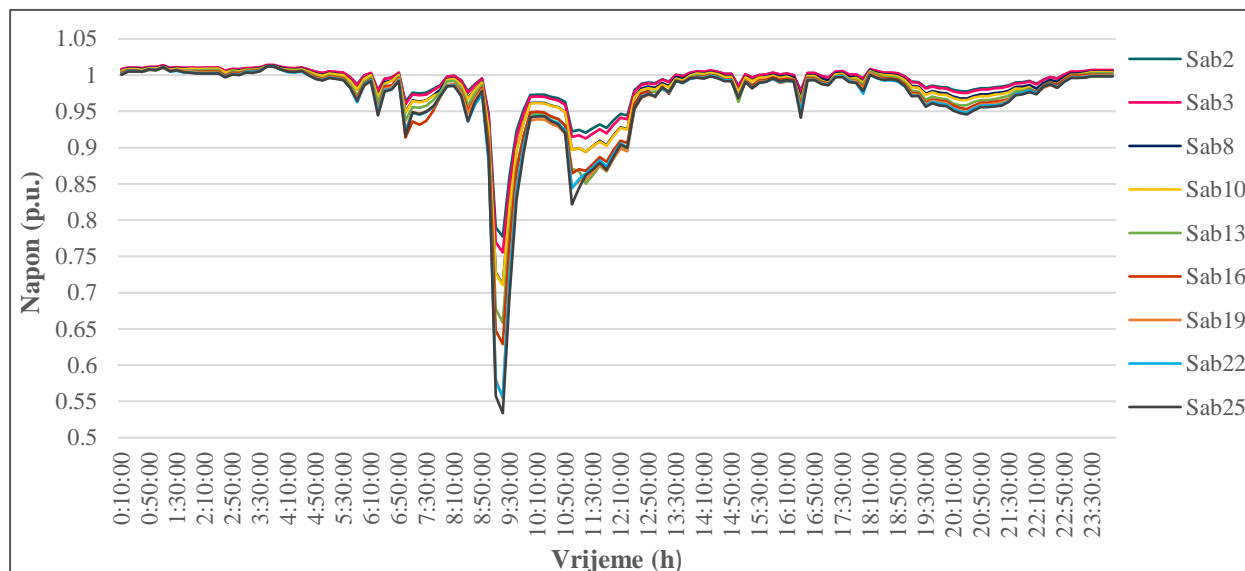


Slika 4.18: Ukupno opterećenje djelatne i jalove snage bez K_{DP} FN.

Za svaki od scenarija, opterećenja pojedinih čvorišta mreže mogu se predstaviti jednim ukupnim opterećenjem K_{DP} (bez bioplinskog postrojenja). Sa slike 4.18 minimalne i maksimalne vrijednosti opterećenja P i Q su u tablici 4.8.

Tabela 4.8: Maksimalne i minimalne vrijednosti opterećenja bez K_{DP} FN.

	Maksimalno opterećenje	Minimalno opterećenje
Djelatna snaga (MW)	2,82979	0,10958
Jalova snaga (MVar)	0,93011	0,03602
Vrijeme (h)	09:20:00	03:40:00



Slika 4.19: Napon na sabirnicama bez FN proizvodnje K_{DP} .

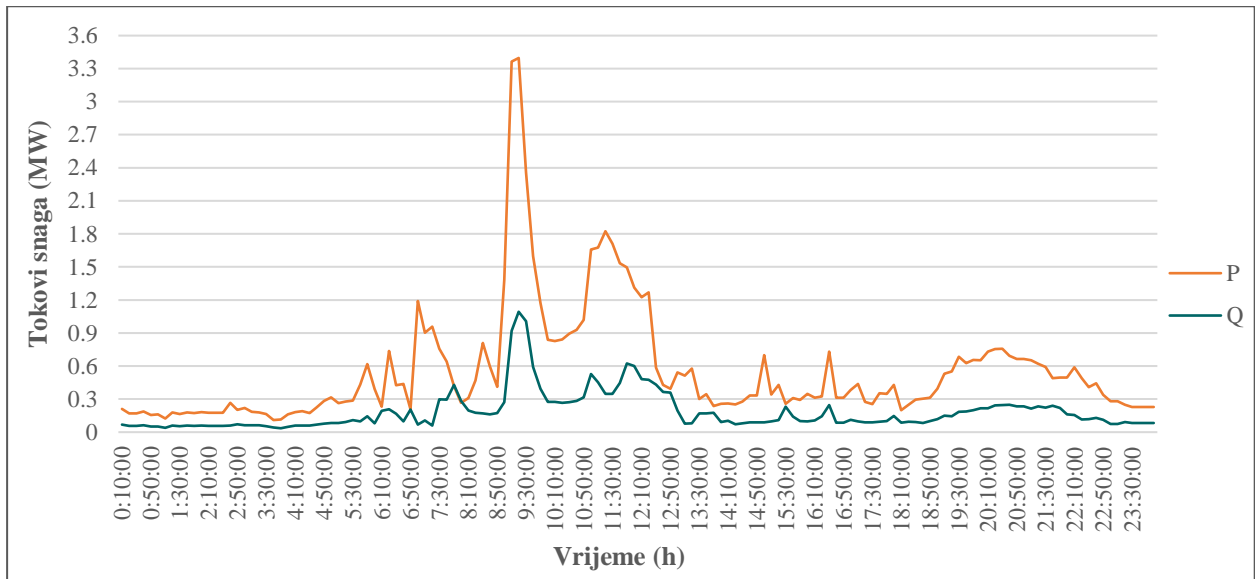
Prema slici 4.19 padovi napona zbog izostanka DP su očekivani. Zbog naglog povećanja opterećenja i slabe NN i SN (10 kV) mreže, struja je napravila velike napove napona na uzdužnim impedancijama elemenata mreže. Iako bi mreža bez integracije/penetracije DP zahtjevala prilagodbu uvjetima potrošnje, nepredvidiva potražnja zahtjevala bi povećanje proizvodnje iz nadređene (prijenosne) mreže. Pored toga, prethodno definirana čvorišta kupaca s vlastitom proizvodnjom u ovom scenariju su čvorišta klasičnih potrošača. Naponski slom je posljedica značajnih potrošača (ukupnog opterećenja), a nastao je u trenutku 09:20:00h. Minimalne i maksimalne vrijednosti napona na promatranim čvorištima/sabirnicama nalaze se u tabeli 4.9.

Tabela 4.9: Minimalne i maksimalne vrijednosti napona bez K_{DP} FN.

	Sab2	Sab3	Sab8	Sab10	Sab13	Sab16	Sab19	Sab22	Sab25
U_{max} (p.u.)	1,012	1,014	1,013	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012	1,012
U_{min} (p.u.)	0,777	0,755	0,713	0,710	0,659	0,629	0,554	0,557	0,534
Vrijeme (h)	09:20:00								

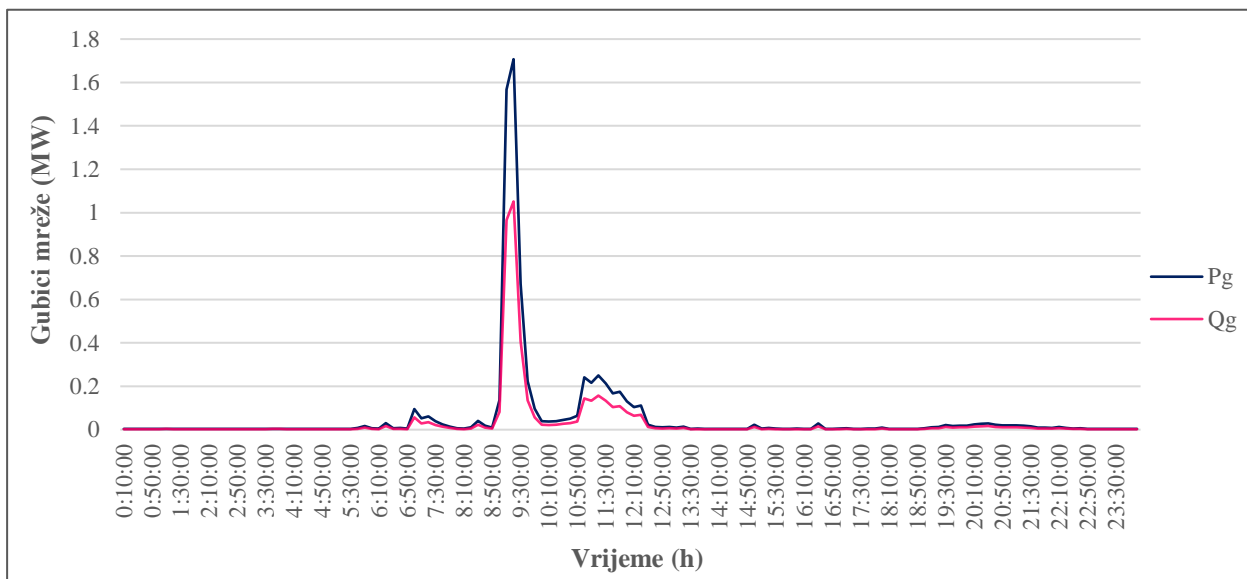
Najudaljeniji potrošač P_{25} osjetio je najveće padove napona kao i naponski propad. Iako ostali potrošači nisu u znatno boljim prilikama u odnosu na zadnjeg potrošača, prekoračena je donja granica dopuštenog odstupanja napona $U < 0,9$ p.u. mada je najveća vrijednost napona iznosila 1,014 p.u. u vremenu 03:50:00h na Sab3. Zbog nedostatne udaljene proizvodnje iz nadređene

mreže koja nije mogla odgovoriti velikoj trenutnoj potražnji, ovaj scenarij zahtjevao bi efekt povišenja pogonskog napona.



Slika 4.20: Tokovi djelatne i jalove snage bez penetracije K_{DP} na distributivnom izvodu 3 – 8.

Prema slici 4.20, tokovi djelatne i jalove snage na izvodu 3 – 8 su pozitivne vrijednosti zbog jednosmjernih tokova koji dolaze od strane nadređene mreže, ako se u obzir uzme i bioplinsko postrojenje za krajnjeg potrošača. Trenutak maksimalne potražnje u vremenu 09:20:00h je povećao tokove djelatne snage na iznos 3,396678 MW te jalove na 1,092944 MVar dok su tokovi snaga pri minimalnom opterećenju iznosili 0,10986 MW i 0,03534 MVar. Uz to se može zaključiti, s uzastopnim povećanjem opterećenja mreže povećavaju se tokovi snaga kroz grane.

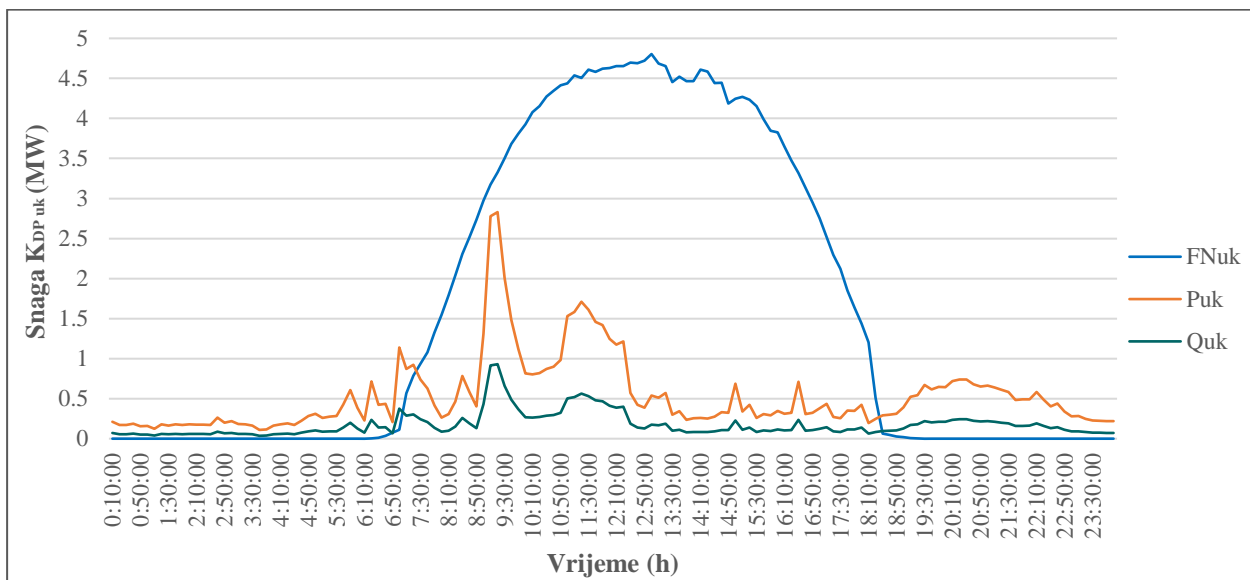


Slika 4.21: Mrežni gubici djelatne i jalove snage bez penetracije K_{DP} .

Budući da rastu opterećenja definiranih potrošačkih čvorišta za djelatnom i jalovom snagom, mrežni gubici povećavaju, slika 4.21. Najveći gubici su nastupili u vremenu kada je nastupio naponski slom u 09:20:00h, a iznosili su 1,707328 MW te 1,051502 MVar. Minimalne vrijednosti gubitaka nastaju u trenutku minimalnog opterećenja u 03:40:00h iznosa 0,004077 MW i 0,002137 MVar. Istom što 10 – min. srednje vrijednosti gubitaka slijede opterećenja pojedinih potrošača, ukupni tehnički gubici testne mreže iznose 3,82532 MWh djelatne i 1,8286 MVarh jalove snage. Zaključno tome, gubici rastu kako raste opterećenje mreže pa potom maksimalno opterećenje u čvorištima uzrokuje veće gubitke usporedno s minimalnim.

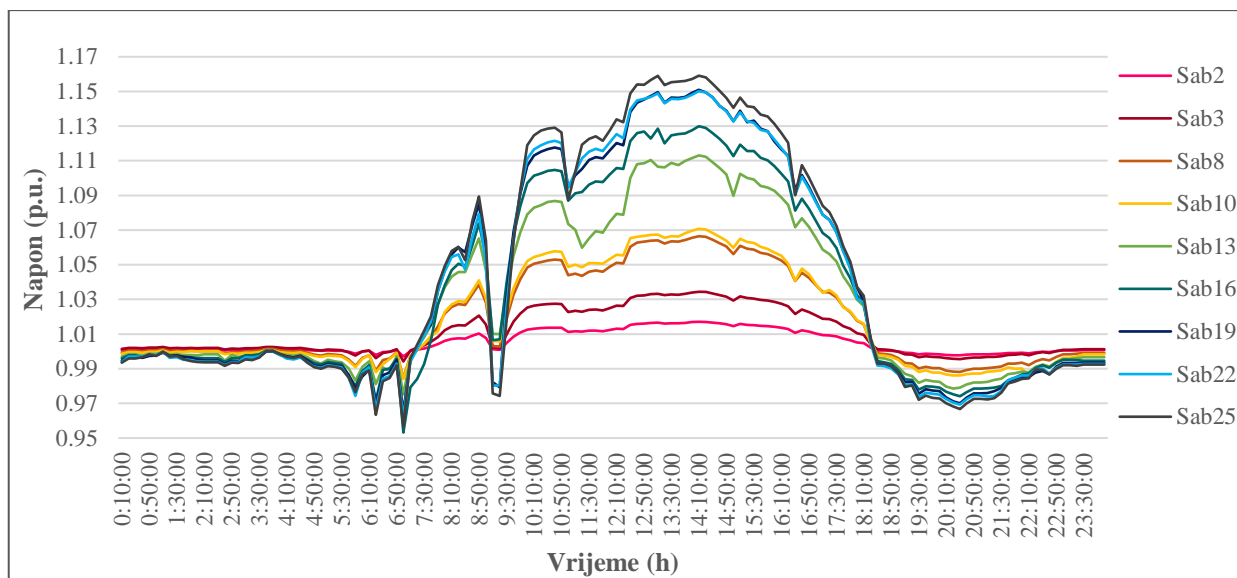
4.4.2 Scenarij I: Sunčan dan

Scenarij I. daje za primjer prilike u distributivnoj mreži s K_{DP} koji uključuje vlastitu FN proizvodnju na sunčan dan i potrošnju. Iako bi DP trebala pružiti bolje prilike u mreži, profil potrošnje s velikom snagom penetracije proizvodnje vodi do prekoračenja naponskog limita gornje granice. Iz razloga jer K_{DP} zadovoljava vlastite potrebe potrošnje, višak njegove proizvodnje isporučuje se u mrežu neovisno o tome kakav će njegov utjecaj biti na mreži s naglaskom na međusoban odnos između vlastite proizvodnje i potrošnje. Na slici 4.22 prikazana je ukupna proizvodnja i potrošnja čvorišta koja predstavlja K_{DP} .



Slika 4.22: Ukupna F_N s proizvodnja i potrošnja djelatne i jalove snage K_{DP} .

Prema skaliranim vrijednostima pojedine F_N s proizvodnje, ukupna proizvodnja je superponiranje pojedinih F_N s čvorišta K_{DP} u SN mreži. Maksimalna vrijednost ukupne F_N s proizvodnje iznosi 4,80433 MW u vremenu 13:00:00h, pored toga opterećenje čvorišta je 0,53887 MW i 0,177118 MVar.



Slika 4.23: Napon na sabirnicama pri scenariju K_{DP} penetracije FN_s.

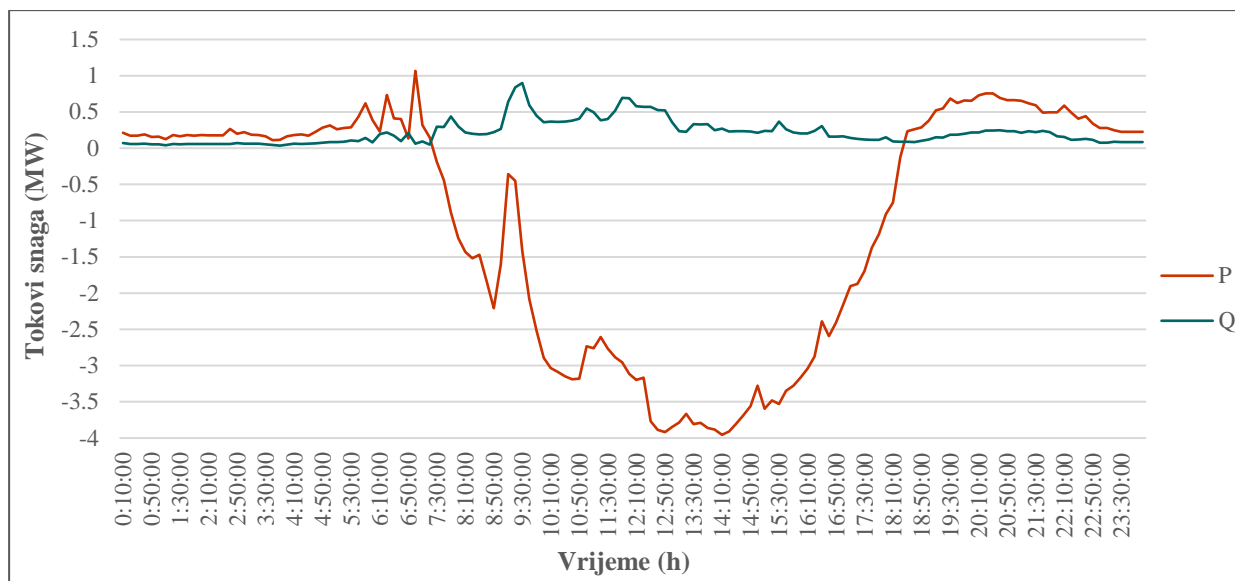
Prema slici 4.23 porast napona je rezultat međusobnog odnosa K_{DP} proizvodnje i potrošnje. Maksimalna vrijednost napona nastupila je u vremenu 14:20:00h, a minimalna u vremenu 07:00:00h, tabela 4.10.

Tabela 4.10: Minimalne i maksimalne vrijednosti napona K_{DP} penetracije FN_s.

	Sab2	Sab3	Sab8	Sab10	Sab13	Sab16	Sab19	Sab22	Sab25
U_{max} (p.u.)	1,02	1,03	1,07	1,07	1,11	1,13	1,15	1,15	1,16
U_{min} (p.u.)	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,95	0,96	0,96	0,96

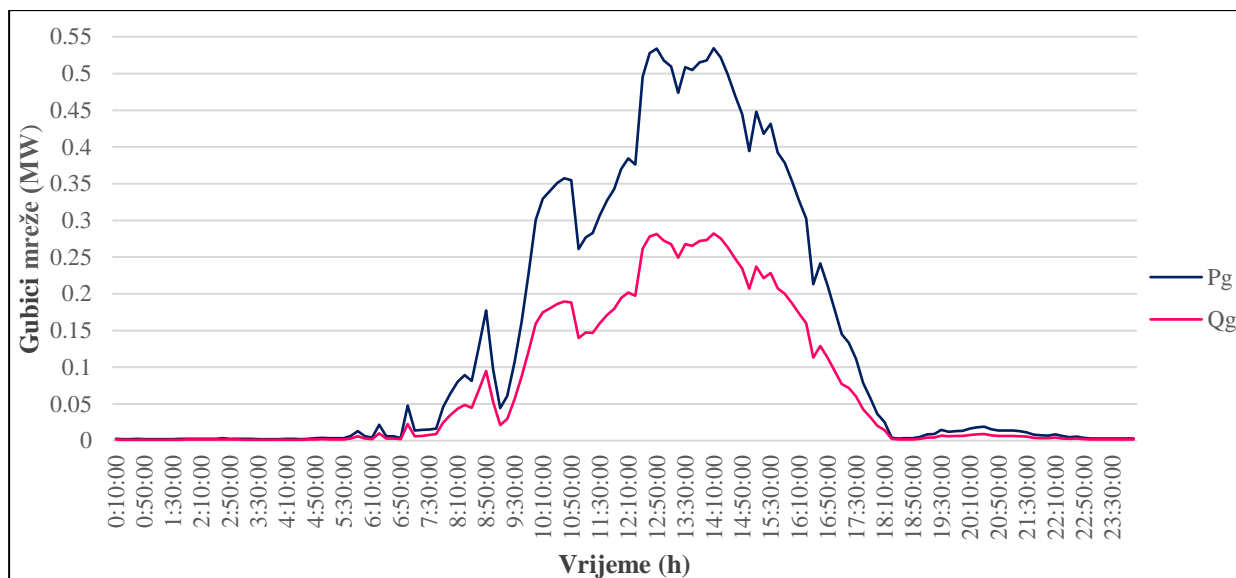
Ekstremne prilike u distributivnoj mreži zbog velike penetracije (nakon priključenja) FN_s proizvodnje K_{DP} su prenaponi uočeni na sabirnicama; 13, 16, 19, 22 i najveći u čvorištu 25 kod zadnjeg potrošača, dok ostatak sabirnicama; 2, 3, 8 i 10 nije bio u prilikama prekoračenja gornje granice napona. Maksimalno opterećenje koje je nastupilo u vremenu 09:20:00h prouzrokovalo je nagli pad, a zatim naponski prebačaj s 0,97 na 1,01 p.u. Budući da je minimalno opterećenje nastupilo u 03:40:00h, naponi čvorišta zadržavaju iznose unutar dopuštenih ograničenja od 0,99 do 1,0 p.u. (minimalno opterećenje čvorišta K_{DP} nije nastupilo u vremenskom intervalu FN proizvodnje). Mogu se uočiti povremeni naponski prebačaji u ostatku krivulje zbog velike injekcije ($\cos\varphi = 1$) djelatne snage u mrežu.

Naime, premda je FN_s penetracija realizirana pri maksimalnom injektiranju djelatne snage koja je dovela do pojava prenapona, maksimalna vrijednost napona gornje granice $U > 1.1$ p.u. je prekoračena dok je minimalna vrijednost napona ostala unutar granica dopuštenog odstupanja $1,1$ p.u. $> U > 0.9$ p.u.



Slika 4.24: Tokovi djelatne i jalove snage na distributivnom izvodu 3 – 8 pri scenariju K_{DP} penetracije FN_s.

Tokovi snaga na izvodu 3 – 8 su dva puta u jednom danu (24 sata) promjenili smjer, slika 4.24. Prije prve promjene dolazili su iz nadređene mreže, zatim u vremenu 07:30:00h mjenjaju smjer s iznosom $-0,18836$ MW jer ukupna proizvodnja premašuje ukupno opterećenje. Druga promjena tokova snaga nastupa u vremenu 18:30:00h s iznosom $0,231921$ MW istom što FN elektrane prestaju s proizvodnjom. Niti u jednom trenutku profil opterećenja K_{DP} nije mogao utjecati na smanjenje napona/tokova snaga zbog nesrazmjera odnosa proizvodnje i potrošnje. Maksimalna proizvodnja od $-3,96186$ MW povratne djelatne snage nastupila je u vremenu 14:10:00h kada je opterećenje čvorišta iznosilo $0,25798$ MW i $0,084794$ MVar. U 12:50:00h uočava se maksimalno strujno opterećenje izvoda od 76,7% s prenosnom djelatnom snagom od 4,07 MW i induktivnom $-0,47$ MVar te gubicima od 0,12 MW i 0,05 MVar. U vremenu minimalnog opterećenja 03:40:00h kako nije bilo FN proizvodnje, djelatna snaga iznosa $0,109856$ MW bila je pozitivna vrijednost. Zbog vlastitih potreba za jalovom snagom, a K_{DP} proizvodnja je ($\cos\varphi = 1$) čiste djelatne snage, tokom cijelog dana jalova snaga bila je pozitivna (od 10 kV mreže). Maksimalna vrijednost opterećenja jalove snage od $0,899689$ MVar nastupla je u vremenu 09:30:00h dok je minimalna od $0,035344$ MVar u 03:50:00h. Slabi odzivi opterećenja potrošačkih čvorišta i injektiranje značajne djelatne snage potaknuli su reverzne tokove snaga prema SN mreži pri tome su nastupila preopterećenja TS 10/0,4 kV čvorišta K_{DP} dok je TS 35/10 kV pri maksimalnoj FN_s proizvodnji imala opterećenje od 105%. Mada je najopterećenija dionica 3 – 8 bilježila najveće struje, nije premašeno strujno opterećenje izvoda, pa se može reći da su distributivni SN vodovi predimenzionirani, tj. dostatne prijenosne moći (tipa i presjeka) u okviru analiziranog scenarija.

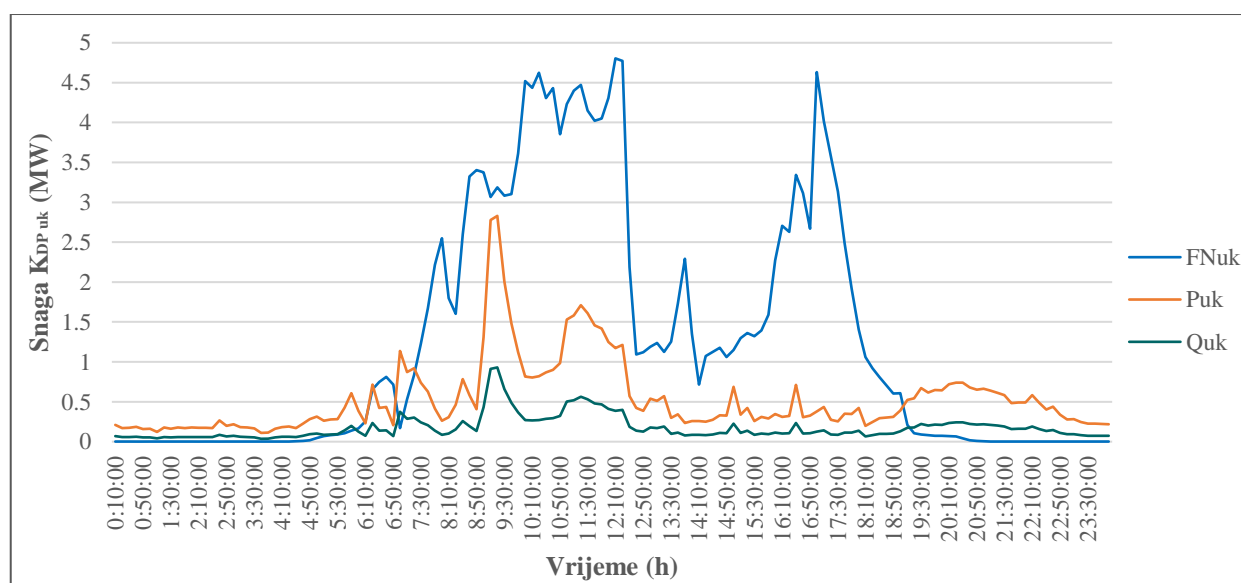


Slika 4.25: Mrežni gubici pri scenariju K_{DP} penetracije FN_s.

Prema slici 4.25 mrežni gubici su se povećavali proporcionalno s K_{DP} penetracijom FN_s. Najveći gubici iznosili su 0,54225 MW i 0,28563 MVar u vremenu 12:50:00h, a minimalne od 0,00204 MW i 0,00134 MVar u 03:40:00h. Ukupni tehnički gubici iznose 19,5682 MWh djelatne i 10,3259 MVarh jalove snage u 24 sata. Djelatni i jalovi gubici su iznimno ovisili o opterećenju čvorišta mreže, a rasli su sa smanjenjem potrošnje i povećanjem FN_s penetracije proizvodnje.

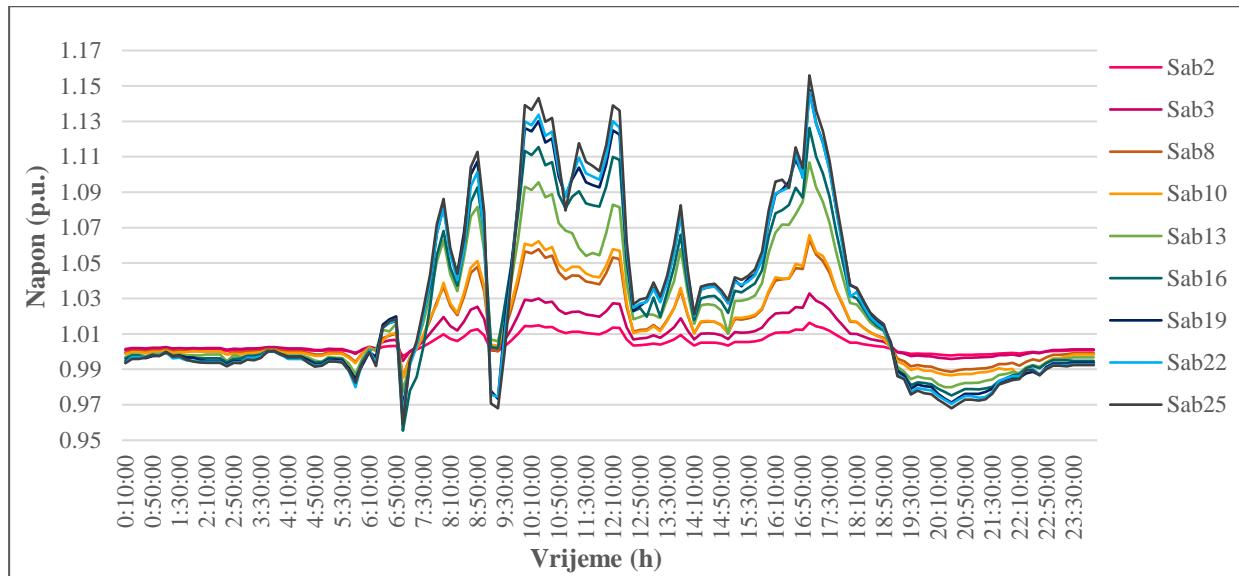
4.4.3 Scenarij II: Promjenjiv dan

Scenarij II. uključuje FN proizvodnju na promjenjiv (oblačan) dan i potrošnju K_{DP} . Na slici 4.26 prikazana je ukupna proizvodnja i potrošnja čvorišta koja predstavlja K_{DP} .



Slika 4.26: Ukupna FN_P proizvodnja i potrošnja djelatne i jalove snage K_{DP} čvorišta.

Maksimalna vrijednost ukupne FN_P proizvodnje iznosi 4,80433 MW u vremenu 12:10:00h s opterećenjem čvorišta od 0,53887 MW i 0,177118 MVar.



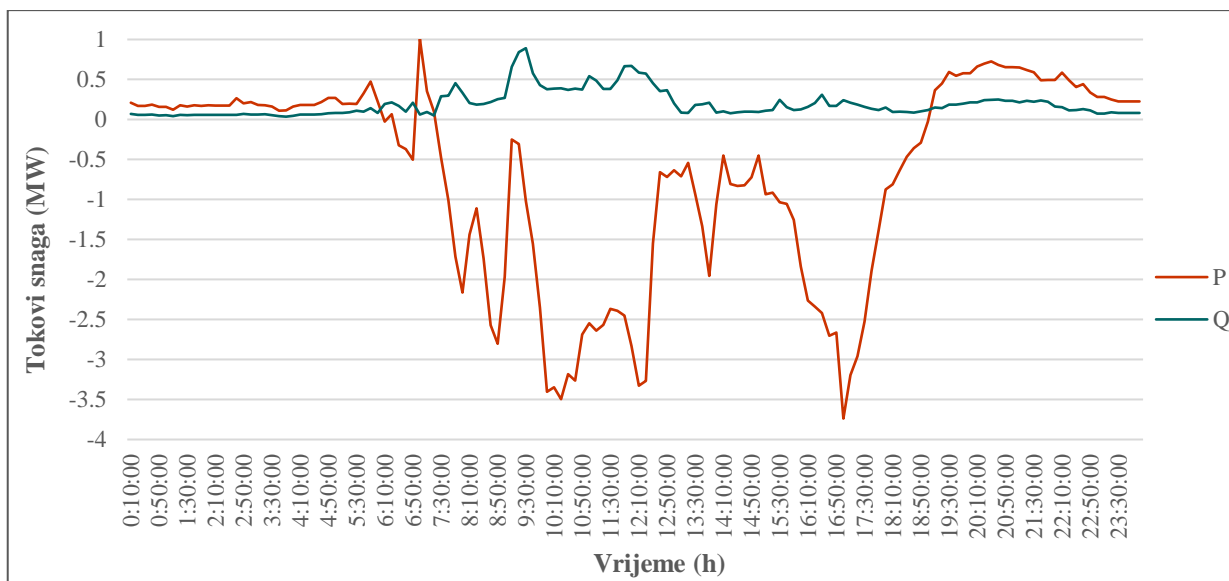
Slika 4.27: Napon na sabirnicama pri scenariju K_{DP} penetracije FN_P .

Fluktacije izlazne snage koje su rezultat pojava oblaka rezultiraju prenaponima zbog odnosa K_{DP} vlastite proizvodnje i potrošnje, slika 4.27. Prema tabeli 4.11 maksimalna vrijednost napona nastupila je u vremenu 17:00:00h, a minimalna u 07:00:00h.

Tabela 4.11: Minimalne i maksimalne vrijednosti napona K_{DP} penetracije FN_P .

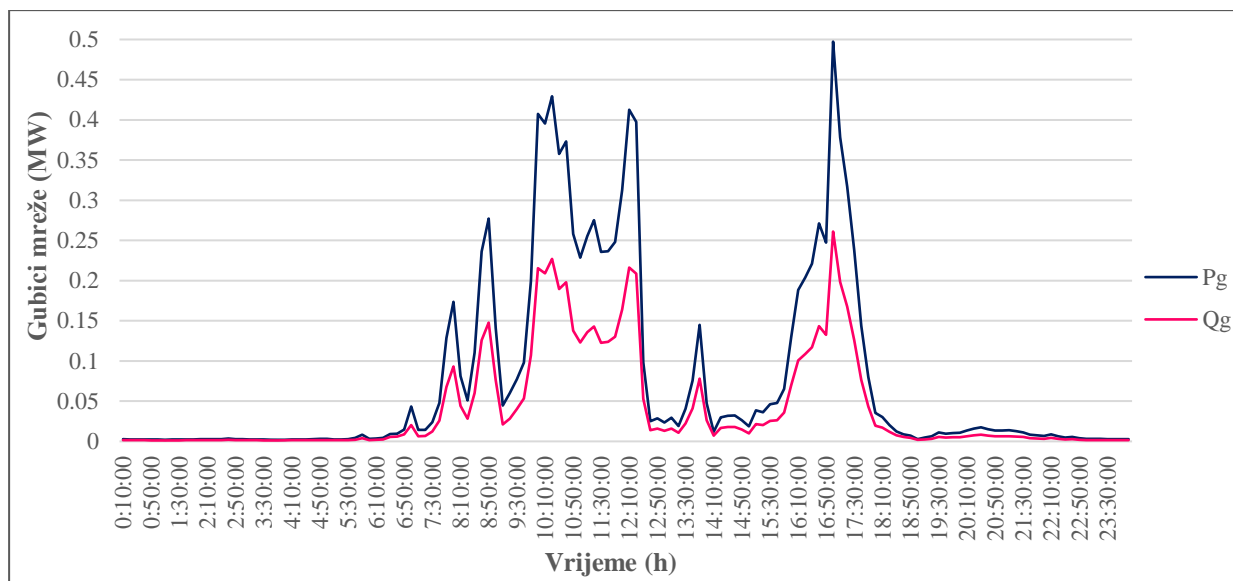
	Sab2	Sab3	Sab8	Sab10	Sab13	Sab16	Sab19	Sab22	Sab25
U_{max} (p.u.)	1,02	1,03	1,07	1,07	1,11	1,13	1,15	1,15	1,16
U_{min} (p.u.)	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,96	0,97	0,96	0,96

Znatna prekoračenja napona dogodila su se na sabirnicama: 13, 16, 19, 22 i najviša na sabirnici 25 kod zadnjeg potrošača, dok ostatak sabirnica: 2, 3, 8 i 10, nije bio u prilikama prekoračenja gornje granice napona od 1.1 p.u. Naponi čvorišta su najpovoljniji (Sab₂), a najekstremniji (Sab₂₅) jer s udaljenošću od penetracije proizvodnje napon pada po svakom čvorištu. Maksimalno opterećenje koje je nastupilo u vremenu 09:20:00h prouzrokovalo je nagli propad, a zatim je nastupio naponski skok s 0,97 na 1,0 p.u. U ostatku krivulje, također su vidljive fluktacije napona uslijed utjecaja oblaka na FN_P proizvodnju. Izuzetak ove simulacije donosi puno izraženije skokove napona mada su vremenski kraće trajali. Zbog penetracije FN_P , maksimalna vrijednost napona gornje granice $U > 1.1$ p.u. je prekoračena u dijelu mreže dok je minimalna vrijednost napona ostala održana unutar granica $1,1 \text{ p.u.} > U > 0,9 \text{ p.u.}$ kao u prethodnom scenariju iste penetracije snage ali drugih vremenskih prilika.



Slika 4.28: Tokovi djelatne i jalove snage na distributivnom izvodu 3 – 8 pri scenariju K_{DP} penetracije FN_P .

Prema slici 4.28, tokovi snaga na izvodu 3 – 8 su šest puta u jednom danu promjenili smjer. Naime, prije prve promjene tokovi su dolazili iz nadređene mreže, zatim u vremenu 06:10:00h mjenjaju smjer s iznosom $-0,02439$ MW. Nedugo potom uslijedila je druga promjena u vremenu 06:20:00h iznosa $0,63879$ MW i odmah (za 10 – min. vrijednost) treća iznosa $-0,32293$ MW sve do 07:00:00h. Potom, tokovi mjenjaju smjer kroz izvod po četvrti puta, ali kratkotrajno s iznosom $1,00446$ MW. U 07:30:00h s $-0,47558$ MW tokovi snaga mjenju smjer peti puta te zbog značajne penetracije proizvodnje zadržavaju isti smjer do 17:10:00h, a tada po prestanku FN_P proizvodnje šestom promjenom postaju pozitivne vrijednosti $0,317017$ MW. Maksimalna proizvodnja od $-3,86924$ MW povratne djelatne snage nastupila je u vremenu 17:00:00h, kada je opterećenje iznosilo $0,37911$ MW i $0,124607$ MVar. U vremenu minimalnog opterećenja 03:40:00h kada nije bilo FN_P proizvodnje, djelatna snaga $0,108993$ MW bila je pozitivna vrijednost. Maksimalna pozitivna vrijednost jalove od $0,891308$ MVar nastupa u vremenu 09:30:00h, a minimalna od $0,035342$ MVar u 03:50:00h. U 17:00:00h nastupilo je najveće strujno opterećenje izvoda od 72,2% s prenesenom djelatnom $3,85$ MW i induktivnom $-0,21$ MVar snagom te gubicima od $0,11$ MW djelatne i $0,05$ MVar. Zbog nesrazmjera međusobnog odnosa opterećenja i proizvodnje čvorišta K_{DP} kao i u prethodnom scenariju, tokovi snaga mjenjaju smjer, ali zbog izraženijih skokova intermitentne proizvodnje i trenutnog odziva opterećenja karakterističnih trenutaka, učestalije su promjene kroz mrežne elemente. Uza sve to, distributivni transformatori s fiksnim prijenosnim omjerom bilježili su dugotrajna strujna opterećenja i velike gubitke.



Slika 4.29: Mrežni gubici pri scenariju K_{DP} penetracije FN_P .

Mrežni gubici se povećavaju proporcionalno s K_{DP} penetracijom FN_P , slika 4.29. Najveći gubici iznose 0,524841 MW i 0,27595 MVar u vremenu 17:00:00h, a minimalne vrijednosti od 0,00204 MW i 0,00134 MVar u vremenu 03:40:00h. Ukupni tehnički gubici iznose 11,0097 MWh djelatne i 5,84208 MVarh jalove snage u 24h. U odnosu na prethodni scenarij, gubici intermitentne proizvodnje su znatno manji od proizvodnje na sunčan dan. Injektiranje većih tokova snaga u vodu s manjom lokanom potrošnjom znači veće mrežne gubitke.

ZAKLJUČAK

Analiziranjem prilika u distributivnoj mreži na temelju baznih podataka i reducirane testne mreže dati je uvid utjecaja kupca s vlastitom proizvodnjom na napon, tokove snaga i gubitke. Gledano s aspekta distribuirane proizvodnje smještene bliskim potrošačima navodi se smanjenje gubitaka i poboljšanje naponskih prilika u mreži zbog lokacije bliskim potrošačima makar to u ovom radu nije slučaj. Naime, distribuirana proizvodnja smanjuje gubitke u distributivnoj i prijenosnoj mreži ako svojim injektiranjem u lokalnu potrošnju smanjuje tokove snaga uzduž voda koji povezuje potrošačko čvorište sa transformatorskom stanicom. Iako Operator određuje snagu elektrane koja se može priključiti na nekom čvorištu mreže, on ne može utjecati na vremenske odzive potrošača. Prema tome, pozornost treba usmjeriti na nesrazmjer odnosa vlastite proizvodnje i potrošnje čvorišta pored toga što kupac s vlastitom proizvodnjom radi s jediničnim faktorom snage. Služeći se vršnom FN proizvodnjom, nije lako predvidjeti izlaznu snagu koja je pod utjecajem trenutnih vremenskih prilika mada bi se trebala uzeti u obzir integrirana snaga na lokaciji prema kojoj bi vlastita potrošnja trebala biti temeljena.

Budući da distribuirana proizvodnja radi neovisno od opterećenja, što je čest slučaj stohastičkih izvora kao što je FN, promjene napona mogu značajno varirati i uzrokovati preopterećenja pri velikom injektiranju djelatne snage u mrežu. S daljnjim smanjenjem potrošnje ili povećanjem proizvodnje napon će premašiti zadana ograničenja, a tokovi snaga će promijeniti smjer. Analiziranjem prilika mreže, naponski prebačaji su razlog velike injekcije djelatne snage u mrežu, a naponski propadi trenuci u kojima je uzvratilo maksimalno opterećenje. Ekstremne prilike s najvećim padovima napona i prenaponima bilježi zadnji potrošač. Iako scenariji sunčan i promjenjiv dan djeluju isto na povišenje napona zbog maksimuma proizvodnje, ta povišenja ne traju isto, tj. nisu u istim vremenskim intervalima. To je kod sunčanog dana značajnije i tokovi snaga mijenjaju smjer dva puta dok je to kod promjenjivog dana istom što se pojave oblaci tokovi snaga mijenjaju smjer. Tokovi kod promjenjivog dana su izraženiji i mijenjaju smjer čak šet puta od kojih su četiri bile kratkotrajne, pored toga na sunčan dan promjenjene vrijednosti su samo u trenucima koji su ograničeni izlaskom i zalaskom Sunca. Premda je jalova snaga dolazila iz nadređene mreže, prilično je jasno da su pozitivne vrijednosti, no to nije moglo izbjeći jalove gubitke. Ukupni tehnički gubici koji su izuzetno zavisni od opterećenja su bili izraženiji na sučan dan u odnosu na promjenjiv, a sva energija izgubljena je u nadređenoj mreži. Dakle, penetracijska ograničenja kupaca s vlastitom proizvodnjom ovisiti će o trenutnoj vlastitoj potrošnji čvorišta u koje se on integrira.

POPIS LITERATURE

- [1] M. Bollen, F. Hassan: Integration of Distributed Generation in the Power System, Wiley – IEEE, 2011.
- [2] Gilbert M. Masters: Renewable and Efficient Electric Power Systems, Stanford University, Hoboken, New Jersey, Wiley – IEEE, 2004.
- [3] D. Šljivac, D. Topić: Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora, udžbenik (u izradi), 2016.
- [4] Lj. Majdandžić: Fotonaponski sustavi, Priručnik, IPA-OIE, HSUSE- Hrvatska stručna udruga za sunčevu energiju, 2010.
- [5] HEP – Operator distribucijskog sustava: Desetogodišnji (2018. – 2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP – ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, Zagreb, Prosinac 2017.
http://www.hep.hr/ods/UserDocsImages/dokumenti/Planovi_razvoja/10g_2018_2027.pdf (pristup ostvaren 05.06.2018.)
- [6] European Commission, Institute for Energy, Renewable Energy Unit, Italy,
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (pristup ostvaren 07.06.2018.)
- [7] Hrvatski sabor: Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji, NN100/2015, Rujan 2015.
- [8] D. Jakus, Z. Kovačić, D. Mučić, M. Čurković: Tehnički i komercijalni gubici distribucijske mreže, HO CIRED, SO5–11, 4.(10.) savjetovanje, Trogir/Seget Donji, Svibanj 2014.
- [9] M. Čavlović: Izazovi optimiranja utjecaja obnovljivih izvora na distribucijsku mrežu, HEP - Sektor za tehničke poslove, IEEE, 2015.
- [10] M. Aghahassani: Voltage regulation by means of storage device in LV feeder OpenDSS interfacing by MATLAB, 2017.
https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/133132/5/2017_4_Aghahassani.pdf (pristup ostvaren 10.06.2018.)

- [11] N. Hatziargyriou: Microgrids: Architectures and Control, National Technical University of Athens, IEEE press, Wiley, Greece, 2014.
- [12] M. Čavlović: Izazovi u distribucijskoj mreži koje donosi distribuirana proizvodnja, 3. (9.) savjetovanje, SO4 – 08, HO CIRED, Svibanj 2012. <http://www.ho-cired.hr/3savjetovanje/SO4-08.pdf> (pristup ostvaren 12.06.2018.)
- [13] M. Čavlović: Izazovi u distribucijskoj mreži koje donosi distribuirana proizvodnja, 3. (9.) savjetovanje, SO4 – 07, HO CIRED, Svibanj 2012. <http://www.ho-cired.hr/3savjetovanje/SO4-07.pdf> (pristup ostvaren 13.06.2018.)
- [14] R. Prenc, V. Komen: Odabir optimalne lokacije i priključne snage distribuiranih izvora sa ciljem smanjenja tehničkih gubitaka u srednjenaponskoj distribucijskoj mreži, 4.(10.) savjetovanje, HO CIRED, SO5 – 10, Trogir/Seget Donji, 2014.
- [15] M. Usman: Impact of Increased Penetration of Photovoltaics on Power Systems, M – Tech Power Ssystems, Roll no: 6, 07EE6264 Seminar, 2016.
- [16] A. Pavić, K. Trupinić: Gubici električne energije u distribucijskoj mreži, Energija, vol. 56, br. 2, str. 182 – 215, 2007.
- [17] K. Jadeja: Major Technical issues with increased PV penetration on the existing electrical grid, Murdoch University, Master of Science of Renewable Energy, PEC624 Renewble Energy Dissertation, May 2012.
- [18] P.– J. Alet, F. Baccaro, M. De – Felice, V. Efthymiou, C. Mayr, G. Graditi, M. Juel, D. Mosser, M. Petitta, S. Tselepis, G. Yang: Quantification, challenges and outlook of PV integration in the power system: a review by the European PV Technology Platform, Technical University of Denmark, EU PVSEC, 2015.
- [19] Distribuirana proizvodnja, FER, 2017.
https://www.fer.unizg.hr/_download/repository/06_Distribuirana_proizvodnja_-_2017.pdf (pristup ostvaren 24.06.2018.)
- [20] M. Čavlović: Izazovi u distribucijskoj mreži koje donosi distribuirana proizvodnja, 3. (9.) savjetovanje, SO4 – 09, HO CIRED, Svibanj 2012. <http://www.ho-cired.hr/3savjetovanje/SO4-09.pdf> (pristup ostvaren 02.07.2018.)

- [21] R. Goić, D. Jakus, I. Penović: Distribucija električne energije, Interna skripta, FESB, Split, 2008.
- [22] L. Jozsa: Tokovi snaga u mreži, skripta, Elektrotehnički fakultet Osijek, Osijek, 1993.
- [23] A. Ilo, D. – L. Schultis, C. Schirmer: Effectiveness of Distributed vs. Concentrated Volt/Var Local Control Strategies in Low-Voltage Grids, Institute of Energy Systems and Electrical Drives , TU Wien, Vienna 1040, Austria, 16. August 2018.
- [24] D. Sabolić: Kako varijabilni obnovljivi izvori mijenjaju ekonomiku elektroenergetskog sustava u dugom roku, IEEE, FER, 2013.
- [25] Z. Šimić: Energija sunca, Korištenje energije sunca za proizvodnju električne energije (i grijanje), FER, 2010.
- [26] E. Ghiani, F. Pilo: Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems, State Grid Electric Power Research Institute, J. Mod. Power Syst. Clean Energy (2015) 3(4):504–511, 31 October 2015.
- [27] I. Kuzle: Mikromreže i fleksibilna trošila, FER, Zavod za napon i energetiku, Zagreb, 2015.
- [28] N. Jenkins, J. B. Ekanayake, G. Strbac: Distributed Generation, Renewable Energy Series 1, The institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2010.
- [29] M. Perez-Donsion, S. Vergura, G. Vitale: Renewable Energy, Selected Issues Volume 1, Cambridge Scholars, UK, 2016.
- [30] D. Petranović: Priključak proizvođača na distribucijsku mrežu, Tehničko veleučilište u Zagrebu, Zagreb, 2011.
- [31] E. Rikos: RES: Microgrids, Theoretical aspects and applications, dept. of PV and Distributed generation, KANE CRES, http://www.cres.gr/kape/publications/pdf/mare_2016/04_Rikos.pdf (pristup ostvaren 05.09.2018.)
- [32] I. Baghini: A. Handbook of Power Quality, John Wiley & Sons Ltd, 2008.

- [33] N. Haghdadi, A. Bruce, J. K Copper, I. Macgill: A method to estimate the location and orientation of distributed photovoltaic systems from their generation output data, School of Photovoltaic and Renewable Energy Engineering, UNSW Australia, Sydney 2052, Australia, 2017.
- [34] N. Dizdarević, M. Majstorović, S. Žutobradić: Distribuirana proizvodnja električne energije, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2003.
https://www.eihp.hr/~ndizdar/CIGRE2003_01.pdf (pristup ostvaren 10.09.2018.)
- [35] M. Perić, T. Plavšić, T. Tomiša: Primjena upravljanja energijom u industrijskim mikromrežama u uvjetima slobodnog tržišta, BH K CIGRE, 13. savjetovanje, STK C6, Neum, 2017.
https://bib.irb.hr/datoteka/900781.2017_Upravljanje_potronjom_BH_K_CIGRE.pdf (pristup ostvaren 11.09.2018.)
- [36] E. Namanya: Voltage Calculation on Low Voltage Feeders with Distribution Generation, Department of Electrical Engineering, University of Cape Town, South Africa, May 2014.

Popis slika

Stranica

Slika 2.1: Ukupna godišnja Sunčeva ozračenost [kWh/m^2] kao potencijal za proizvodnju električne energije iz fotonaponskih sustava [$\text{kWh/kW}_{\text{peak}}$] za površinu pod kutom, [6].....	3
Slika 2.2: Sprektralna razdioba Sunčevog zračenja, [2].....	4
Slika 2.3: Fotonaponke ćelije: a) monokristalni Silicij, b) polikristalni Silicij.	6
Slika 2.4: Nadomjesna shema FN ćelije, [3].	7
Slika 2.5: Strujno – naponska karakteristika FN ćelije pod osvjetljenjem, [2].	8
Slika 2.6: Karakteristika snage FN ćelije, [3].....	8
Slika 2.7: Strujno – naponska karakteristika FN ćelije u ovisnosti o: a) jakosti Sunčevog zračenja, b) radnoj temperaturi, [2].....	10
Slika 2.8: Utjecaj zasjenjenja na $i - u$ karakteristiku sa i bez zaobilazne diode, [3].	10
Slika 2.9: a) Fotonaponska ćelija, b) modul i c) niz, [2].	11
Slika 2.10: Serijska veza povećava napon FN modula, [2].	12
Slika 2.11: Paralelna veza povećava struju FN modula, [2].....	12
Slika 2.12: $i - u$ karakteristike kombinirane veze FN modula, [3].....	13
Slika 2.13: Potpuno neizravni priključak FN putem izmjenjivača, [3].	15
Slika 2.14: Satna proizvodnja FN ETFOS1 na dan 17.06.2018., [reslab.ferit.hr].....	16
Slika 3.1: Principijelni blok dijagram: a) pasivne mreže (prije integracije), b) aktivne mreže (nakon integracije), [9].	18
Slika 3.2: Načelni prikaz mogućeg pozitivnog i negativnog utjecaja povećanja razine integracije elektrana/DP na OIE na pogonske prilike/pokazatelje u mreži, [1].	19
Slika 3.3: Naponski profil niskonaponskog voda, [1].	21
Slika 3.4: Utjecaj prenaponskog ograničenja na vrijednost napona – bez ograničenja (puna linija) i s ograničenjem (iscrtkana linija), [3].	21
Slika 3.5: Feed – in FN proizvodnja s $\cos\varphi = 1$, „čiste“ djelatne snage , [17].	24
Slika 3.6: Feed-in FN proizvodnja s $\cos\varphi \geq 0,9$ djelatne snage uključujući optimizaciju feed – in jalove snage kao podrške naponu, [17].	24
Slika 3.7: Utjecaj na faktor snage kod distributivnog transformatora, a) bez FN, b) s FN [17].	25
Slika 3.8: Primjer utjecaja distribuirane proizvodnje na tokove djelatnih i jalovih snaga, strujne i naponske prilike na izvodu SN mreže, [14].	26
Slika 3.9: Variranje napona duž voda kao posljedica promjene relativnog odnosa lokalne proizvodnje iz FN i potrošnje: a) nema sunca, b) oblačno, c) sunčano, [9].	28
Slika 3.10: Tipični naponski profil izvoda u niskonaponskoj distributivnoj mreži pri minimalnom i maksimalnom opterećenju bez (lijevo) i s FN proizvodnjom (desno), [10].	29
Slika 3.11: Naponski profil za niskonaponski izvod opskrbom sedam potrošača: a) izvod bez DP, b) izvod s DP, [36].	30

Slika 3.12: Dnevni dijagram opterećenja ruralnog voda, a) s ljetnim konzumom, b) s FN i bioplinskom elektranom– promjena smjera tokova snaga dva puta dnevno, [13].	34
Slika 3.13: Ljetno opterećenje ruralnog voda s fotonaponskom elektranom, raspon je širi nego bez elektrane, [9].	35
Slika 3.14: Ljetni dijagram opterećenja ruralnog voda s tri slučaja; a), b) i c) dnevnog dijagrama proizvodnje bioplinske elektrane, [13].	36
Slika 3.15: Gubici mreže s povećanjem razine FN penetracije, [18].	39
Slika 3.16: Dnevni dijagram opterećenja, [1].	41
Slika 3.17: Strategija upravljanja, pokrivanja vršne potrošnje, [35].	47
Slika 3.18: Smanjenje vršnog opterećenja vlastitom proizvodnjom, [35].	48
Slika 3.19: Podudarnost FN proizvodnje i potreba za električnom energijom, [25].	50
Slika 3.20: Podudaranost FN proizvodnje i potrošnje u poslovnom objektu: a) bez vlastite potrošnje, b) s vlastitom potrošnjom, [17].	51
Slika 4.1: Čvorište za modeliranje K_{DP} , [15].	53
Slika 4.2: Model radialne mreže kupca s vlastitom FN proizvodnjom.	56
Slika 4.3: FN elektrana ETFOS1 [reslab.ferit.hr].	57
Slika 4.4: Skalirana FN_S proizvodnja prema čvorištu opterećenja K_{DPn} .	59
Slika 4.5: Profil opterećenja i FN_S proizvodnje čvorišta K_{DP10} .	59
Slika 4.6: Profil opterećenja i FN_S proizvodnje čvorišta K_{DP13} .	60
Slika 4.7: Profil opterećenja i FN_S proizvodnje čvorišta K_{DP16} .	60
Slika 4.8: Profil opterećenja i FN_S proizvodnje čvorišta K_{DP19} .	61
Slika 4.9: Profil opterećenja i FN_S proizvodnje čvorišta K_{DP22} .	61
Slika 4.10: Profil opterećenja i FN_S proizvodnje čvorišta K_{DP25} .	62
Slika 4.11: Skalirana FN_P proizvodnja prema čvorištu opterećenja K_{DPn} .	62
Slika 4.12: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP10} .	63
Slika 4.13: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP13} .	63
Slika 4.14: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP16} .	64
Slika 4.15: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP19} .	64
Slika 4.16: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP22} .	65
Slika 4.17: Profil opterećenja i skalirane FN_P proizvodnje čvorišta K_{DP25} .	65
Slika 4.18: Ukupno opterećenje djelatne i jalove snage bez K_{DP} FN.	67
Slika 4.19: Napon na sabirnicama bez FN proizvodnje K_{DP} .	68
Slika 4.20: Tokovi djelatne i jalove snage bez penetracije K_{DP} na distributivnom izvodu 3 – 8.	69
Slika 4.21: Mrežni gubici djelatne i jalove snage bez penetracije K_{DP} .	69
Slika 4.22: Ukupna FN_S proizvodnja i potrošnja djelatne i jalove snage K_{DP} .	70
Slika 4.23: Napon na sabirnicama pri scenariju K_{DP} penetracije FN_S .	71

Slika 4.24: Tokovi djelatne i jalove snage na distributivnom izvodu 3 – 8 pri scenariju K_{DP} penetracije FN_S	72
Slika 4.25: Mrežni gubici pri scenariju K_{DP} penetracije FN_S	73
Slika 4.26: Ukupna FN_P proizvodnja i potrošnja djelatne i jalove snage K_{DP} čvorišta.	73
Slika 4.27: Napon na sabirnicama pri scenariju K_{DP} penetracije FN_P	74
Slika 4.28: Tokovi djelatne i jalove snage na distributivnom izvodu 3 – 8 pri scenariju K_{DP} penetracije FN_P	75
Slika 4.29: Mrežni gubici pri scenariju K_{DP} penetracije FN_P	76

Popis tabela

Stranica

Tabela 3.1: Dopuštena odstupanja napona za distributivnu mrežu prema HRN 50160, [3]... 31	
Tabela 3.2: Dopušteno opterećenje vodova i transformatora u postupku planiranja distributivne mreže, [5].	38
Tabela 4.1: Klasifikacija čvorišta mreže, [22].	52
Tabela 4.2: Podaci distributivnih transformatora.	55
Tabela 4.3: Podaci elektroenergetskih vodova.....	55
Tabela 4.4: Faktori skaliranja proizvodnje za sunčan i promjenjiv dan za svako K_{DPn} čvorište	58
Tabela 4.5: Maksimalna vrijednost opterećenja i sklairana FN proizvodnja pojedinog čvorišta.	58
Tabela 4.6: Minimalno opterećenje čvorišta K_{DP22}	61
Tabela 4.7: Vrijeme u kojemu je nastupilo minimalno opterećenje čvorišta K_{DP22}	65
Tabela 4.8: Maksimalne i minimalne vrijednosti opterećenja bez K_{DP} FN.	68
Tabela 4.9: Minimalne i maksimalne vrijednosti napona bez K_{DP} FN.	68
Tabela 4.10: Minimalne i maksimalne vrijednosti napona K_{DP} penetracije FN_S	71
Tabela 4.11: Minimalne i maksimalne vrijednosti napona K_{DP} penetracije FN_P	74

Sažetak

Uvođenjem distribuirane proizvodnje, radijana distributivna mreža mijenja se u aktivnu. Povećanim integriranjem značajnih varijabilnih distribuiranih izvora dolazi do promjena u elektroenergetskom sustavu. Povratni tokovi snaga generirani značajnom distribuiranom proizvodnjom donijeti će velike probleme u distributivnoj mreži, predstavljeno ovim radom: „utjecaj integracije kupca s vlastitom fotonaponskom proizvodnjom na prilike u distributivnoj mreži“. Naime, testnom mrežom analizira se proizvodnja na sunčan i promjenjiv dan s kritičnim točkama penetracije u ekstremnim scenarijima, a vremenska simulacija usmjerena je na odnos vlastite proizvodnje i potrošnje i kako taj odnos utječe na mrežni napon, gubitke i opterećenje izvoda.

Ključne riječi: distributivna proizvodnja, tokovi snaga, fotonaponska elektrana, kupac s vlastitom proizvodnjom, opterećenje.

Abstract

By introducing dispersed generation, the radial distribution network is changing into active. Increased integration of variable renewable energy sources leads to changes in the power system. Reverse power flows generated by significant photovoltaic generation will bring big issues as this paper shows: "What is the influence of the prosumer with his own photovoltaic production on the different situations that occur in the distribution network". In addition, the test network analyze production on a sunny and cloudy day with critical points of penetration in the extreme cases. Time step simulation is focused on the ratio of production and consumption and how that ratio changes the network voltages, losses and feeder loading.

Key words: dispersed generation, power flow, photovoltaic, prosumer, load.

Životopis

Antun Katalinić rođen je u Slavonskom Brodu, 07.06.1991. godine. Osnovnu školu završava u Oprisavcima, nakon koje upisuje srednju Tehničku školu u Slavonskom Brodu zanimanja Elektrotehničar. Po završetku srednje škole upisuje se na Stručni studij elektrotehnike, smjera Elektroenergetika na Elektrotehničkom fakultetu u Osijeku, 2011. godine. Odlučuje se po završetku stručnog studija upisati Razlikovne obveze a zatim i Diplomski studij 2016. godine s odabirom usmjerenja Održiva energetika.

U Osijeku, 12.12.2018.

Antun Katalinić

(Vlastoručni potpis)

Prilozi

Prilog 1: Djelatno opterećenje 24 – satne simulacije u programskom paketu PowerWorld.

PWOPFTimePoint								
Date	Time	Total MW Load	Bus 10 MW	Bus 13 MW	Bus 16 MW	Bus 19 MW	Bus 22 MW	Bus 25 MW
1.10.2018.	0:10:00	0,2111	0,03764	0,03764	0,02391	0,0384	0,03568	0,03783
1.10.2018.	0:20:00	0,16976	0,03783	0,03764	0,01705	0,03823	0,00137	0,03764
1.10.2018.	0:30:00	0,17309	0,03783	0,03744	0,02156	0,03803	0,00059	0,03764
1.10.2018.	0:40:00	0,1876	0,03783	0,0494	0,05391	0,03803	0,00039	0,00804
1.10.2018.	0:50:00	0,15622	0,03763	0,03764	0,04077	0,03979	0,00039	0
1.10.2018.	1:00:00	0,15991	0,03763	0,03862	0,0396	0,02646	0,0002	0,0174
1.10.2018.	1:10:00	0,1233	0,03763	0,03862	0,03901	0,00431	0,00059	0,00314
1.10.2018.	1:20:00	0,17838	0,04822	0,04097	0,0396	0,00627	0,04156	0,00176
1.10.2018.	1:30:00	0,16289	0,03744	0,03744	0,03999	0,00392	0,04214	0,00196
1.10.2018.	1:40:00	0,17897	0,02842	0,03744	0,03823	0,00294	0,05018	0,02176
1.10.2018.	1:50:00	0,17093	0,00667	0,03783	0,03803	0,0047	0,04038	0,04332
1.10.2018.	2:00:00	0,17937	0,00412	0,02921	0,03803	0,02666	0,04019	0,04116
1.10.2018.	2:10:00	0,17487	0,00294	0,00825	0,03881	0,04646	0,03862	0,03979
1.10.2018.	2:20:00	0,17485	0,00333	0,0096	0,04058	0,04156	0,04077	0,03901
1.10.2018.	2:30:00	0,16976	0,00333	0,00941	0,03842	0,04038	0,0396	0,03862
1.10.2018.	2:40:00	0,26483	0,01392	0,09409	0,04058	0,03979	0,03803	0,03842
1.10.2018.	2:50:00	0,19976	0,04489	0,00667	0,03058	0,04038	0,03901	0,03823
1.10.2018.	3:00:00	0,21857	0,04116	0,04665	0,01627	0,04254	0,03372	0,03823
1.10.2018.	3:10:00	0,18348	0,04234	0,05685	0,00372	0,04097	0,0002	0,0394
1.10.2018.	3:20:00	0,17935	0,04195	0,0443	0,00372	0,03999	0,00274	0,04665
1.10.2018.	3:30:00	0,16387	0,04077	0,04351	0,00372	0,03999	0,00314	0,03274
1.10.2018.	3:40:00	0,10958	0,04057	0,04313	0,00314	0,02019	0,00216	0,00039
1.10.2018.	3:50:00	0,1147	0,0394	0,04274	0,02902	0,00216	0,00118	0,0002
1.10.2018.	4:00:00	0,16211	0,05018	0,04234	0,04724	0,00451	0,01725	0,00059
1.10.2018.	4:10:00	0,18092	0,04175	0,04234	0,04469	0,0049	0,04626	0,00098
1.10.2018.	4:20:00	0,1908	0,04136	0,04214	0,04371	0,01509	0,04693	0,00157
1.10.2018.	4:30:00	0,17132	0,04077	0,04214	0,04313	0,00372	0,04136	0,0002
1.10.2018.	4:40:00	0,22445	0,03999	0,04489	0,04273	0,02294	0,0394	0,0345
1.10.2018.	4:50:00	0,28209	0,03979	0,07175	0,04254	0,04646	0,03901	0,04254
1.10.2018.	5:00:00	0,31306	0,04019	0,10801	0,04234	0,04313	0,03901	0,04038
1.10.2018.	5:10:00	0,26109	0,04038	0,05861	0,04214	0,04136	0,03881	0,03979
1.10.2018.	5:20:00	0,2762	0,0396	0,07586	0,04195	0,04097	0,03881	0,03901
1.10.2018.	5:30:00	0,28305	0,03823	0,07468	0,04175	0,04097	0,03979	0,04763
1.10.2018.	5:40:00	0,42673	0,0392	0,08507	0,15192	0,04116	0,07037	0,03901
1.10.2018.	5:50:00	0,60591	0,03901	0,17074	0,12937	0,0592	0,16956	0,03803
1.10.2018.	6:00:00	0,38675	0,02371	0,08429	0,08253	0,15035	0,00784	0,03803
1.10.2018.	6:10:00	0,22915	0,00353	0,04626	0,03999	0,09586	0,00568	0,03783
1.10.2018.	6:20:00	0,71685	0,04234	0,03999	0,23836	0,0837	0,10997	0,20249

1.10.2018.	6:30:00	0,42224	0,1184	0,06331	0,01098	0,05763	0,06822	0,1037
1.10.2018.	6:40:00	0,4344	0,01764	0,20426	0,01098	0,04019	0,07586	0,08547
1.10.2018.	6:50:00	0,20622	0,02411	0,03999	0,01294	0,01705	0,05548	0,05665
1.10.2018.	7:00:00	1,13792	0,04489	0,04156	0,76665	0,00588	0,04156	0,23738
1.10.2018.	7:10:00	0,87092	0,04097	0,03215	0,75194	0,00392	0,0392	0,00274
1.10.2018.	7:20:00	0,92209	0,03979	0,01078	0,82565	0,00549	0,03862	0,00176
1.10.2018.	7:30:00	0,7388	0,03881	0,00843	0,64256	0,00725	0,03881	0,00294
1.10.2018.	7:40:00	0,62728	0,03862	0,00725	0,36617	0,17074	0,03823	0,00627
1.10.2018.	7:50:00	0,41362	0,22092	0,00275	0,07821	0,06116	0,03823	0,01235
1.10.2018.	8:00:00	0,26327	0,03822	0,00275	0,08547	0,04313	0,04724	0,04646
1.10.2018.	8:10:00	0,30718	0,03823	0,03058	0,07037	0,04803	0,06116	0,05881
1.10.2018.	8:20:00	0,46183	0,0396	0,07527	0,09664	0,03881	0,13741	0,0741
1.10.2018.	8:30:00	0,7835	0,0396	0,07155	0,09723	0,03881	0,30755	0,22876
1.10.2018.	8:40:00	0,58436	0,05157	0,05783	0,13957	0,03803	0,25855	0,03881
1.10.2018.	8:50:00	0,40466	0,03802	0,04783	0,03724	0,03764	0,24013	0,0038
1.10.2018.	9:00:00	1,3108	0,04841	0,28776	0,03705	0,45693	0,43145	0,0492
1.10.2018.	9:10:00	2,77803	0,04489	0,3301	0,03685	1,11635	0,50319	0,74665
1.10.2018.	9:20:00	2,82979	0,04234	0,35421	0,01353	1,1681	0,46634	0,78527
1.10.2018.	9:30:00	2,00786	0,03744	0,34343	0,00157	0,5173	0,32677	0,78135
1.10.2018.	9:40:00	1,48133	0,03724	0,3448	0,00137	0,35715	0,24326	0,49751
1.10.2018.	9:50:00	1,11967	0,03685	0,34657	0,01039	0,34088	0,04508	0,3399
1.10.2018.	10:00:00	0,81604	0,03744	0,3452	0,00588	0,33167	0,04626	0,04959
1.10.2018.	10:10:00	0,80448	0,03803	0,34461	0,02058	0,30678	0,04097	0,05351
1.10.2018.	10:20:00	0,81898	0,0396	0,345	0,0441	0,31246	0,03724	0,04058
1.10.2018.	10:30:00	0,86917	0,02627	0,34304	0,06136	0,33265	0,03724	0,06861
1.10.2018.	10:40:00	0,89916	0,00667	0,35813	0,07625	0,33775	0,03705	0,08331
1.10.2018.	10:50:00	0,98423	0,00451	0,3844	0,07488	0,33853	0,03705	0,14486
1.10.2018.	11:00:00	1,53074	0,00568	0,38087	0,07508	0,37715	0,03881	0,65315
1.10.2018.	11:10:00	1,5819	0,00568	0,69196	0,07449	0,37676	0,03979	0,39322
1.10.2018.	11:20:00	1,70944	0,00451	1,18888	0,07429	0,37766	0,00216	0,06194
1.10.2018.	11:30:00	1,61033	0,00627	1,09636	0,06684	0,34578	0,0002	0,09488
1.10.2018.	11:40:00	1,45743	0,0541	0,90249	0,05979	0,3397	0,0002	0,10115
1.10.2018.	11:50:00	1,41744	0,04058	0,85015	0,03744	0,33932	0,00078	0,14917
1.10.2018.	12:00:00	1,24768	0,0392	0,71588	0,03862	0,33951	0,00078	0,11369
1.10.2018.	12:10:00	1,17419	0,03999	0,68726	0,04803	0,34774	0,0002	0,05097
1.10.2018.	12:20:00	1,21437	0,03901	0,69137	0,03862	0,34696	0,04646	0,05195
1.10.2018.	12:30:00	0,56957	0,00796	0,26855	0,00118	0,19112	0,04881	0,05195
1.10.2018.	12:40:00	0,42282	0,11036	0,04371	0,00196	0,17838	0,04058	0,04783
1.10.2018.	12:50:00	0,38615	0,10546	0,05155	0,00274	0,14917	0,0394	0,03783
1.10.2018.	13:00:00	0,53887	0,10762	0,04234	0,27326	0,0392	0,03842	0,03803
1.10.2018.	13:10:00	0,51281	0,10723	0,31442	0,01059	0,03881	0,03862	0,00314
1.10.2018.	13:20:00	0,57219	0,1033	0,14702	0,23679	0,04077	0,04019	0,00412
1.10.2018.	13:30:00	0,29934	0,10605	0,0643	0,04607	0,04097	0,03842	0,00353
1.10.2018.	13:40:00	0,34126	0,10644	0,10193	0,04861	0,04136	0,0392	0,00372
1.10.2018.	13:50:00	0,2358	0,0637	0,04116	0,0396	0,04822	0,0394	0,00372

1.10.2018.	14:00:00	0,25699	0,0445	0,0394	0,05822	0,0443	0,03999	0,03058
1.10.2018.	14:10:00	0,25798	0,0445	0,05587	0,03881	0,04156	0,03117	0,04607
1.10.2018.	14:20:00	0,25012	0,04469	0,06782	0,04704	0,04156	0,0051	0,04391
1.10.2018.	14:30:00	0,27502	0,05057	0,08645	0,04195	0,04136	0,0051	0,04959
1.10.2018.	14:40:00	0,33187	0,07233	0,11624	0,04097	0,04097	0,01529	0,04607
1.10.2018.	14:50:00	0,32423	0,07331	0,12036	0,04038	0,04156	0,00667	0,04195
1.10.2018.	15:00:00	0,68655	0,06124	0,49692	0,04136	0,04156	0,00372	0,04175
1.10.2018.	15:10:00	0,33903	0,04167	0,13408	0,04214	0,04156	0,03783	0,04175
1.10.2018.	15:20:00	0,42263	0,03979	0,10703	0,04019	0,1478	0,04607	0,04175
1.10.2018.	15:30:00	0,25796	0,03803	0,06782	0,01078	0,04038	0,05939	0,04156
1.10.2018.	15:40:00	0,30894	0,05155	0,12585	0,00392	0,04646	0,0494	0,03176
1.10.2018.	15:50:00	0,29012	0,07116	0,09272	0,00588	0,07449	0,04234	0,00353
1.10.2018.	16:00:00	0,34558	0,0886	0,0688	0,00372	0,13976	0,04156	0,00314
1.10.2018.	16:10:00	0,31029	0,06586	0,0688	0,01313	0,11683	0,04195	0,00372
1.10.2018.	16:20:00	0,32342	0,14329	0,0688	0,01117	0,04136	0,04175	0,01705
1.10.2018.	16:30:00	0,71098	0,19504	0,06861	0,04881	0,04077	0,04156	0,31619
1.10.2018.	16:40:00	0,30687	0,06586	0,0689	0,04508	0,0396	0,04156	0,04587
1.10.2018.	16:50:00	0,32422	0,07468	0,069	0,04352	0,03783	0,05038	0,04881
1.10.2018.	17:00:00	0,37911	0,14329	0,06763	0,04195	0,04077	0,04234	0,04313
1.10.2018.	17:10:00	0,43379	0,19504	0,09566	0,04038	0,04097	0,0196	0,04214
1.10.2018.	17:20:00	0,27207	0,06586	0,10076	0,04077	0,02019	0,00372	0,04077
1.10.2018.	17:30:00	0,25403	0,07468	0,0737	0,04116	0,00294	0,00372	0,05783
1.10.2018.	17:40:00	0,35146	0,13584	0,0692	0,06606	0,01607	0,00372	0,06057
1.10.2018.	17:50:00	0,3462	0,07939	0,07214	0,07531	0,00332	0,07527	0,04077
1.10.2018.	18:00:00	0,42281	0,07076	0,03783	0,0492	0,00333	0,22229	0,0394
1.10.2018.	18:10:00	0,19643	0,05293	0,0051	0,03999	0,00255	0,05685	0,03901
1.10.2018.	18:20:00	0,24778	0,06645	0,00647	0,0394	0,01059	0,08547	0,0394
1.10.2018.	18:30:00	0,29267	0,04254	0,04352	0,04646	0,06684	0,07449	0,01882
1.10.2018.	18:40:00	0,30051	0,04646	0,04587	0,05939	0,0741	0,07253	0,00216
1.10.2018.	18:50:00	0,30951	0,05214	0,05351	0,05155	0,06998	0,07155	0,01078
1.10.2018.	19:00:00	0,39047	0,04371	0,10605	0,0739	0,0688	0,07116	0,02685
1.10.2018.	19:10:00	0,52259	0,07645	0,10997	0,10899	0,06801	0,07586	0,08331
1.10.2018.	19:20:00	0,54376	0,08703	0,15015	0,10605	0,06802	0,06939	0,06312
1.10.2018.	19:30:00	0,67109	0,10134	0,14153	0,13222	0,09703	0,08743	0,11154
1.10.2018.	19:40:00	0,61471	0,10036	0,13035	0,12741	0,06802	0,08115	0,10742
1.10.2018.	19:50:00	0,64569	0,1382	0,12996	0,10683	0,0786	0,06606	0,12604
1.10.2018.	20:00:00	0,64257	0,12781	0,13271	0,11095	0,0739	0,07233	0,12487
1.10.2018.	20:10:00	0,71764	0,11663	0,17858	0,10762	0,12212	0,06998	0,12271
1.10.2018.	20:20:00	0,73863	0,10703	0,1821	0,10605	0,1429	0,07725	0,1233
1.10.2018.	20:30:00	0,74097	0,10507	0,13722	0,13212	0,15211	0,07723	0,13722
1.10.2018.	20:40:00	0,68058	0,1184	0,11879	0,12741	0,11977	0,06978	0,12643
1.10.2018.	20:50:00	0,65218	0,13862	0,12408	0,10683	0,09879	0,06978	0,11408
1.10.2018.	21:00:00	0,66315	0,13173	0,12899	0,11095	0,09879	0,07861	0,11408
1.10.2018.	21:10:00	0,64059	0,10565	0,12898	0,10762	0,09095	0,09233	0,11506
1.10.2018.	21:20:00	0,60982	0,10624	0,1033	0,11428	0,07018	0,10311	0,11271

1.10.2018.	21:30:00	0,58337	0,10193	0,10997	0,13467	0,07018	0,08115	0,08547
1.10.2018.	21:40:00	0,48359	0,08135	0,09978	0,13545	0,08939	0,00725	0,07037
1.10.2018.	21:50:00	0,48987	0,13643	0,09978	0,11056	0,07135	0,00118	0,07057
1.10.2018.	22:00:00	0,49085	0,16525	0,10017	0,08292	0,07155	0,00039	0,07057
1.10.2018.	22:10:00	0,58239	0,33324	0,08115	0,03744	0,07508	0,00157	0,05391
1.10.2018.	22:20:00	0,48554	0,28992	0,05351	0,02568	0,10703	0,00568	0,00372
1.10.2018.	22:30:00	0,4044	0,20367	0,05312	0,00608	0,10291	0,00412	0,0345
1.10.2018.	22:40:00	0,43986	0,20288	0,05312	0,00333	0,09683	0,03862	0,04508
1.10.2018.	22:50:00	0,33755	0,15329	0,05312	0,00372	0,04136	0,04254	0,04352
1.10.2018.	23:00:00	0,27894	0,10723	0,04508	0,00588	0,03842	0,03999	0,04234
1.10.2018.	23:10:00	0,2818	0,09899	0,045	0,00745	0,04744	0,03901	0,04391
1.10.2018.	23:20:00	0,24784	0,07292	0,03421	0,01075	0,0392	0,03862	0,05214
1.10.2018.	23:30:00	0,22602	0,03764	0,02352	0,04489	0,0392	0,03823	0,04254
1.10.2018.	23:40:00	0,22458	0,0394	0,02111	0,04587	0,03783	0,03823	0,04214
1.10.2018.	23:50:00	0,22033	0,0396	0,02372	0,03901	0,03803	0,03783	0,04214
2.10.2018.	0:00:00	0,21803	0,03764	0,02318	0,03862	0,03862	0,03783	0,04214

Prilog 2: Jalovo opterećenje 24 – satne simulacije u programskom paketu PowerWorld.

PWOPFTimePoint								
Date	Time	Total MVar Load	Bus 10 MVar	Bus 13 MVar	Bus 16 MVar	Bus 19 MVar	Bus 22 MVar	Bus 25 MVar
1.10.2018.	0:10:00	0,069385	0,012372	0,012372	0,007859	0,012621	0,011727	0,012434
1.10.2018.	0:20:00	0,055797	0,012434	0,012372	0,005604	0,012566	0,00045	0,012372
1.10.2018.	0:30:00	0,056892	0,012434	0,012306	0,007086	0,0125	0,000194	0,012372
1.10.2018.	0:40:00	0,061661	0,012434	0,016237	0,017719	0,0125	0,000128	0,002643
1.10.2018.	0:50:00	0,051347	0,012368	0,012372	0,0134	0,013078	0,000128	0
1.10.2018.	1:00:00	0,05256	0,012368	0,012694	0,013016	0,008697	0,000066	0,005719
1.10.2018.	1:10:00	0,040527	0,012368	0,012694	0,012822	0,001417	0,000194	0,001032
1.10.2018.	1:20:00	0,058631	0,015849	0,013466	0,013016	0,002061	0,01366	0,000578
1.10.2018.	1:30:00	0,053539	0,012306	0,012306	0,013144	0,001288	0,013851	0,000644
1.10.2018.	1:40:00	0,058825	0,009341	0,012306	0,012566	0,000966	0,016493	0,007152
1.10.2018.	1:50:00	0,056182	0,002192	0,012434	0,0125	0,001545	0,013272	0,014239
1.10.2018.	2:00:00	0,058956	0,001354	0,009601	0,0125	0,008763	0,01321	0,013529
1.10.2018.	2:10:00	0,057477	0,000966	0,002712	0,012756	0,015271	0,012694	0,013078
1.10.2018.	2:20:00	0,05747	0,001095	0,003155	0,013338	0,01366	0,0134	0,012822
1.10.2018.	2:30:00	0,055797	0,001095	0,003093	0,012628	0,013272	0,013016	0,012694
1.10.2018.	2:40:00	0,087045	0,004575	0,030926	0,013338	0,013078	0,0125	0,012628
1.10.2018.	2:50:00	0,065658	0,014755	0,002192	0,010051	0,013272	0,012822	0,012566
1.10.2018.	3:00:00	0,07184	0,013529	0,015333	0,005348	0,013982	0,011083	0,012566
1.10.2018.	3:10:00	0,060307	0,013916	0,018686	0,001223	0,013466	0,000066	0,01295
1.10.2018.	3:20:00	0,058949	0,013788	0,014561	0,001223	0,013144	0,000901	0,015333
1.10.2018.	3:30:00	0,053861	0,0134	0,014301	0,001223	0,013144	0,001032	0,010761
1.10.2018.	3:40:00	0,036017	0,013335	0,014176	0,001032	0,006636	0,00071	0,000128

1.10.2018.	3:50:00	0,0377	0,01295	0,014048	0,009538	0,00071	0,000388	0,000066
1.10.2018.	4:00:00	0,053283	0,016493	0,013916	0,015527	0,001482	0,00567	0,000194
1.10.2018.	4:10:00	0,059466	0,013723	0,013916	0,014689	0,001611	0,015205	0,000322
1.10.2018.	4:20:00	0,062713	0,013594	0,013851	0,014367	0,00496	0,015425	0,000516
1.10.2018.	4:30:00	0,05631	0,0134	0,013851	0,014176	0,001223	0,013594	0,000066
1.10.2018.	4:40:00	0,073773	0,013144	0,014755	0,014045	0,00754	0,01295	0,01134
1.10.2018.	4:50:00	0,092718	0,013078	0,023583	0,013982	0,015271	0,012822	0,013982
1.10.2018.	5:00:00	0,102898	0,01321	0,035501	0,013916	0,014176	0,012822	0,013272
1.10.2018.	5:10:00	0,085816	0,013272	0,019264	0,013851	0,013594	0,012756	0,013078
1.10.2018.	5:20:00	0,090783	0,013016	0,024934	0,013788	0,013466	0,012756	0,012822
1.10.2018.	5:30:00	0,093034	0,012566	0,024546	0,013723	0,013466	0,013078	0,015655
1.10.2018.	5:40:00	0,140259	0,012884	0,027961	0,049934	0,013529	0,02313	0,012822
1.10.2018.	5:50:00	0,199153	0,012822	0,05612	0,042522	0,019458	0,055732	0,0125
1.10.2018.	6:00:00	0,127119	0,007793	0,027705	0,027126	0,049418	0,002577	0,0125
1.10.2018.	6:10:00	0,075318	0,00116	0,015205	0,013144	0,031508	0,001867	0,012434
1.10.2018.	6:20:00	0,235617	0,013916	0,013144	0,078345	0,027511	0,036145	0,066555
1.10.2018.	6:30:00	0,138784	0,038916	0,020809	0,003609	0,018942	0,022423	0,034085
1.10.2018.	6:40:00	0,14278	0,005798	0,067137	0,003609	0,01321	0,024934	0,028093
1.10.2018.	6:50:00	0,067781	0,007925	0,013144	0,004253	0,005604	0,018235	0,01862
1.10.2018.	7:00:00	0,374016	0,014755	0,01366	0,251986	0,001933	0,01366	0,078023
1.10.2018.	7:10:00	0,286258	0,013466	0,010567	0,247151	0,001288	0,012884	0,000901
1.10.2018.	7:20:00	0,303076	0,013078	0,003543	0,271378	0,001804	0,012694	0,000578
1.10.2018.	7:30:00	0,242832	0,012756	0,002771	0,211199	0,002383	0,012756	0,000966
1.10.2018.	7:40:00	0,206177	0,012694	0,002383	0,120354	0,05612	0,012566	0,002061
1.10.2018.	7:50:00	0,13595	0,072613	0,000904	0,025706	0,020102	0,012566	0,004059
1.10.2018.	8:00:00	0,086533	0,012562	0,000904	0,028093	0,014176	0,015527	0,015271
1.10.2018.	8:10:00	0,100965	0,012566	0,010051	0,02313	0,015787	0,020102	0,01933
1.10.2018.	8:20:00	0,151796	0,013016	0,02474	0,031764	0,012756	0,045164	0,024355
1.10.2018.	8:30:00	0,257524	0,013016	0,023517	0,031958	0,012756	0,101087	0,07519
1.10.2018.	8:40:00	0,19207	0,01695	0,019008	0,045874	0,0125	0,084981	0,012756
1.10.2018.	8:50:00	0,133005	0,012497	0,015721	0,01224	0,012372	0,078927	0,001249
1.10.2018.	9:00:00	0,430839	0,015912	0,094582	0,012178	0,150186	0,141811	0,016171
1.10.2018.	9:10:00	0,913094	0,014755	0,108499	0,012112	0,366927	0,165391	0,245412
1.10.2018.	9:20:00	0,930107	0,013916	0,116423	0,004447	0,383936	0,153279	0,258106
1.10.2018.	9:30:00	0,659952	0,012306	0,11288	0,000516	0,170028	0,107404	0,256817
1.10.2018.	9:40:00	0,48689	0,01224	0,11333	0,00045	0,11739	0,079956	0,163524
1.10.2018.	9:50:00	0,368018	0,012112	0,113912	0,003415	0,112042	0,014817	0,11172
1.10.2018.	10:00:00	0,268219	0,012306	0,113462	0,001933	0,109015	0,015205	0,016299
1.10.2018.	10:10:00	0,26442	0,0125	0,113268	0,006764	0,100834	0,013466	0,017588
1.10.2018.	10:20:00	0,269186	0,013016	0,113396	0,014495	0,102701	0,01224	0,013338
1.10.2018.	10:30:00	0,285682	0,008635	0,112752	0,020168	0,109337	0,01224	0,022551
1.10.2018.	10:40:00	0,29554	0,002192	0,117712	0,025062	0,111013	0,012178	0,027383
1.10.2018.	10:50:00	0,323501	0,001482	0,126346	0,024612	0,111269	0,012178	0,047613
1.10.2018.	11:00:00	0,50313	0,001867	0,125186	0,024678	0,123963	0,012756	0,21468
1.10.2018.	11:10:00	0,519945	0,001867	0,227436	0,024484	0,123835	0,013078	0,129245

1.10.2018.	11:20:00	0,561866	0,001482	0,390766	0,024418	0,124131	0,00071	0,020359
1.10.2018.	11:30:00	0,52929	0,002061	0,360356	0,021969	0,113652	0,000066	0,031186
1.10.2018.	11:40:00	0,479034	0,017782	0,296634	0,019652	0,111654	0,000066	0,033246
1.10.2018.	11:50:00	0,46589	0,013338	0,279431	0,012306	0,111529	0,000256	0,04903
1.10.2018.	12:00:00	0,410093	0,012884	0,235298	0,012694	0,111592	0,000256	0,037368
1.10.2018.	12:10:00	0,385938	0,013144	0,225891	0,015787	0,114297	0,000066	0,016753
1.10.2018.	12:20:00	0,399144	0,012822	0,227242	0,012694	0,11404	0,015271	0,017075
1.10.2018.	12:30:00	0,187209	0,002616	0,088268	0,000388	0,062818	0,016043	0,017075
1.10.2018.	12:40:00	0,138974	0,036274	0,014367	0,000644	0,058631	0,013338	0,015721
1.10.2018.	12:50:00	0,126921	0,034663	0,016944	0,000901	0,04903	0,01295	0,012434
1.10.2018.	13:00:00	0,177118	0,035373	0,013916	0,089816	0,012884	0,012628	0,0125
1.10.2018.	13:10:00	0,168552	0,035245	0,103345	0,003481	0,012756	0,012694	0,001032
1.10.2018.	13:20:00	0,18807	0,033953	0,048323	0,077829	0,0134	0,01321	0,001354
1.10.2018.	13:30:00	0,098388	0,034857	0,021134	0,015142	0,013466	0,012628	0,00116
1.10.2018.	13:40:00	0,112167	0,034985	0,033503	0,015977	0,013594	0,012884	0,001223
1.10.2018.	13:50:00	0,077504	0,020937	0,013529	0,013016	0,015849	0,01295	0,001223
1.10.2018.	14:00:00	0,084469	0,014626	0,01295	0,019136	0,014561	0,013144	0,010051
1.10.2018.	14:10:00	0,084794	0,014626	0,018364	0,012756	0,01366	0,010245	0,015142
1.10.2018.	14:20:00	0,08221	0,014689	0,022291	0,015461	0,01366	0,001676	0,014433
1.10.2018.	14:30:00	0,090395	0,016622	0,028415	0,013788	0,013594	0,001676	0,016299
1.10.2018.	14:40:00	0,10908	0,023774	0,038206	0,013466	0,013466	0,005026	0,015142
1.10.2018.	14:50:00	0,106569	0,024096	0,03956	0,013272	0,01366	0,002192	0,013788
1.10.2018.	15:00:00	0,225658	0,020129	0,16333	0,013594	0,01366	0,001223	0,013723
1.10.2018.	15:10:00	0,111434	0,013696	0,04407	0,013851	0,01366	0,012434	0,013723
1.10.2018.	15:20:00	0,138912	0,013078	0,035179	0,01321	0,04858	0,015142	0,013723
1.10.2018.	15:30:00	0,084787	0,0125	0,022291	0,003543	0,013272	0,019521	0,01366
1.10.2018.	15:40:00	0,101544	0,016944	0,041365	0,001288	0,015271	0,016237	0,010439
1.10.2018.	15:50:00	0,095358	0,023389	0,030476	0,001933	0,024484	0,013916	0,00116
1.10.2018.	16:00:00	0,113587	0,029121	0,022613	0,001223	0,045937	0,01366	0,001032
1.10.2018.	16:10:00	0,101987	0,021647	0,022613	0,004316	0,0384	0,013788	0,001223
1.10.2018.	16:20:00	0,106303	0,047097	0,022613	0,003671	0,013594	0,013723	0,005604
1.10.2018.	16:30:00	0,233688	0,064107	0,022551	0,016043	0,0134	0,01366	0,103927
1.10.2018.	16:40:00	0,100863	0,021647	0,022646	0,014817	0,013016	0,01366	0,015077
1.10.2018.	16:50:00	0,106566	0,024546	0,022679	0,014304	0,012434	0,016559	0,016043
1.10.2018.	17:00:00	0,124607	0,047097	0,022229	0,013788	0,0134	0,013916	0,014176
1.10.2018.	17:10:00	0,14258	0,064107	0,031442	0,013272	0,013466	0,006442	0,013851
1.10.2018.	17:20:00	0,089425	0,021647	0,033118	0,0134	0,006636	0,001223	0,0134
1.10.2018.	17:30:00	0,083496	0,024546	0,024224	0,013529	0,000966	0,001223	0,019008
1.10.2018.	17:40:00	0,115519	0,044648	0,022745	0,021713	0,005282	0,001223	0,019908
1.10.2018.	17:50:00	0,11379	0,026094	0,023711	0,024753	0,001091	0,02474	0,0134
1.10.2018.	18:00:00	0,138971	0,023258	0,012434	0,016171	0,001095	0,073063	0,01295
1.10.2018.	18:10:00	0,064563	0,017397	0,001676	0,013144	0,000838	0,018686	0,012822
1.10.2018.	18:20:00	0,081441	0,021841	0,002127	0,01295	0,003481	0,028093	0,01295
1.10.2018.	18:30:00	0,096196	0,013982	0,014304	0,015271	0,021969	0,024484	0,006186
1.10.2018.	18:40:00	0,098773	0,015271	0,015077	0,019521	0,024355	0,023839	0,00071

1.10.2018.	18:50:00	0,101731	0,017138	0,017588	0,016944	0,023001	0,023517	0,003543
1.10.2018.	19:00:00	0,128341	0,014367	0,034857	0,02429	0,022613	0,023389	0,008825
1.10.2018.	19:10:00	0,171767	0,025128	0,036145	0,035823	0,022354	0,024934	0,027383
1.10.2018.	19:20:00	0,178725	0,028605	0,049352	0,034857	0,022357	0,022807	0,020747
1.10.2018.	19:30:00	0,220577	0,033309	0,046519	0,043459	0,031892	0,028737	0,036661
1.10.2018.	19:40:00	0,202045	0,032987	0,042844	0,041878	0,022357	0,026673	0,035307
1.10.2018.	19:50:00	0,212228	0,045424	0,042716	0,035113	0,025835	0,021713	0,041427
1.10.2018.	20:00:00	0,211203	0,042009	0,04362	0,036468	0,02429	0,023774	0,041043
1.10.2018.	20:10:00	0,235877	0,038334	0,058696	0,035373	0,040139	0,023001	0,040333
1.10.2018.	20:20:00	0,242776	0,035179	0,059853	0,034857	0,046969	0,025391	0,040527
1.10.2018.	20:30:00	0,243545	0,034535	0,045102	0,043426	0,049996	0,025384	0,045102
1.10.2018.	20:40:00	0,223696	0,038916	0,039044	0,041878	0,039366	0,022936	0,041556
1.10.2018.	20:50:00	0,214361	0,045562	0,040783	0,035113	0,032471	0,022936	0,037496
1.10.2018.	21:00:00	0,217967	0,043298	0,042397	0,036468	0,032471	0,025838	0,037496
1.10.2018.	21:10:00	0,210552	0,034725	0,042394	0,035373	0,029894	0,030347	0,037818
1.10.2018.	21:20:00	0,200438	0,034919	0,033953	0,037562	0,023067	0,033891	0,037046
1.10.2018.	21:30:00	0,191744	0,033503	0,036145	0,044264	0,023067	0,026673	0,028093
1.10.2018.	21:40:00	0,158948	0,026738	0,032796	0,04452	0,029381	0,002383	0,02313
1.10.2018.	21:50:00	0,161012	0,044842	0,032796	0,036339	0,023452	0,000388	0,023195
1.10.2018.	22:00:00	0,161335	0,054315	0,032924	0,027254	0,023517	0,000128	0,023195
1.10.2018.	22:10:00	0,191422	0,109531	0,026673	0,012306	0,024678	0,000516	0,017719
1.10.2018.	22:20:00	0,159589	0,095292	0,017588	0,008441	0,035179	0,001867	0,001223
1.10.2018.	22:30:00	0,13292	0,066943	0,01746	0,001998	0,033825	0,001354	0,01134
1.10.2018.	22:40:00	0,144575	0,066683	0,01746	0,001095	0,031826	0,012694	0,014817
1.10.2018.	22:50:00	0,110947	0,050384	0,01746	0,001223	0,013594	0,013982	0,014304
1.10.2018.	23:00:00	0,091683	0,035245	0,014817	0,001933	0,012628	0,013144	0,013916
1.10.2018.	23:10:00	0,092623	0,032536	0,014791	0,002449	0,015593	0,012822	0,014433
1.10.2018.	23:20:00	0,081461	0,023968	0,011244	0,003533	0,012884	0,012694	0,017138
1.10.2018.	23:30:00	0,074289	0,012372	0,007731	0,014755	0,012884	0,012566	0,013982
1.10.2018.	23:40:00	0,073816	0,01295	0,006939	0,015077	0,012434	0,012566	0,013851
1.10.2018.	23:50:00	0,072419	0,013016	0,007796	0,012822	0,0125	0,012434	0,013851
2.10.2018.	0:00:00	0,071663	0,012372	0,007619	0,012694	0,012694	0,012434	0,013851

Prilog 3: FN proizvodnja na sunčan dan 24 – satne simulacije u programskom paketu PowerWorld.

PWOPFTimePoint								
Date	Time	Total MW Gen	Gen 10 MW	Gen 13 MW	Gen 16 MW	Gen 19 MW	Gen 22 MW	Gen 25 MW
1.10.2018.	0:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	0:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	0:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	0:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	0:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	1:00:00	0	0	0	0	0	0	0

1.10.2018.	1:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	1:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	1:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	1:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	1:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	2:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	2:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	2:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	2:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	2:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	2:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	3:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	3:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	3:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	3:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	3:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	3:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	4:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	4:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	4:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	4:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	4:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	4:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	5:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	5:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	5:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	5:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	5:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	5:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	6:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	6:10:00	0,00025	0,00001	0,00006	0,00004	0,00006	0,00003	0,00005
1.10.2018.	6:20:00	0,00207	0,00014	0,00052	0,00035	0,0005	0,00022	0,00034
1.10.2018.	6:30:00	0,0131	0,00091	0,00324	0,00225	0,00319	0,00137	0,00214
1.10.2018.	6:40:00	0,03659	0,00254	0,00905	0,00629	0,0089	0,00383	0,00598
1.10.2018.	6:50:00	0,07629	0,00529	0,01888	0,01311	0,01855	0,00799	0,01247
1.10.2018.	7:00:00	0,11263	0,00784	0,0276	0,01942	0,02747	0,01183	0,01847
1.10.2018.	7:10:00	0,56835	0,03955	0,14109	0,09798	0,13862	0,05972	0,09139
1.10.2018.	7:20:00	0,78826	0,05468	0,19506	0,13547	0,19165	0,08256	0,12884
1.10.2018.	7:30:00	0,93435	0,06481	0,23122	0,16057	0,22717	0,09786	0,15272
1.10.2018.	7:40:00	1,0793	0,07486	0,26709	0,18548	0,26242	0,11304	0,17641
1.10.2018.	7:50:00	1,32812	0,09212	0,32866	0,22825	0,32291	0,1391	0,21708
1.10.2018.	8:00:00	1,5461	0,10724	0,3826	0,26571	0,37591	0,16193	0,25271
1.10.2018.	8:10:00	1,79043	0,12419	0,44306	0,30769	0,43532	0,18752	0,29265
1.10.2018.	8:20:00	2,04023	0,14152	0,50487	0,35062	0,49605	0,21369	0,33348
1.10.2018.	8:30:00	2,30506	0,15988	0,57041	0,39614	0,56044	0,24143	0,37676

1.10.2018.	8:40:00	2,51544	0,17448	0,62247	0,43229	0,61159	0,26346	0,41115
1.10.2018.	8:50:00	2,7358	0,18976	0,677	0,47016	0,66517	0,28654	0,44717
1.10.2018.	9:00:00	2,97441	0,2063	0,736	0,51114	0,72314	0,31151	0,48632
1.10.2018.	9:10:00	3,17501	0,2202	0,78599	0,54557	0,77186	0,3325	0,51889
1.10.2018.	9:20:00	3,32618	0,23071	0,8231	0,57162	0,80871	0,34837	0,54367
1.10.2018.	9:30:00	3,5034	0,243	0,86695	0,60208	0,8518	0,36694	0,57263
1.10.2018.	9:40:00	3,68084	0,25531	0,91086	0,63257	0,89494	0,38552	0,60164
1.10.2018.	9:50:00	3,81074	0,26432	0,94301	0,65489	0,92652	0,39913	0,62287
1.10.2018.	10:00:00	3,92683	0,27237	0,97173	0,67485	0,95475	0,41129	0,64184
1.10.2018.	10:10:00	4,07714	0,28281	1,00879	0,70071	0,99134	0,42705	0,66644
1.10.2018.	10:20:00	4,15182	0,28798	1,02741	0,71351	1,00945	0,43485	0,67862
1.10.2018.	10:30:00	4,27184	0,2963	1,05711	0,73414	1,03864	0,44742	0,69823
1.10.2018.	10:40:00	4,34508	0,30139	1,07523	0,74673	1,05644	0,45509	0,7102
1.10.2018.	10:50:00	4,41316	0,30591	1,09137	0,75794	1,0723	0,46477	0,72087
1.10.2018.	11:00:00	4,43755	0,3078	1,09812	0,76262	1,07892	0,46477	0,72532
1.10.2018.	11:10:00	4,53917	0,31485	1,12326	0,78008	1,10363	0,47542	0,74193
1.10.2018.	11:20:00	4,50691	0,31261	1,11528	0,77454	1,09579	0,47204	0,73665
1.10.2018.	11:30:00	4,6084	0,31965	1,1404	0,79198	1,12046	0,48267	0,75324
1.10.2018.	11:40:00	4,57978	0,31766	1,13331	0,78706	1,11351	0,47967	0,74857
1.10.2018.	11:50:00	4,62262	0,32064	1,14391	0,79442	1,12392	0,48416	0,75557
1.10.2018.	12:00:00	4,63023	0,32116	1,1458	0,79573	1,12577	0,48496	0,75681
1.10.2018.	12:10:00	4,6545	0,32285	1,1518	0,7999	1,13167	0,4875	0,76078
1.10.2018.	12:20:00	4,65296	0,32274	1,15142	0,79963	1,1313	0,48734	0,76053
1.10.2018.	12:30:00	4,69801	0,32586	1,16257	0,80738	1,14225	0,49206	0,76789
1.10.2018.	12:40:00	4,69113	0,32564	1,1608	0,80615	1,14051	0,49131	0,76672
1.10.2018.	12:50:00	4,72234	0,32755	1,16859	0,81156	1,14817	0,4946	0,77187
1.10.2018.	13:00:00	4,80433	0,33324	1,18888	0,82565	1,1681	0,50319	0,78527
1.10.2018.	13:10:00	4,686152	0,32504	1,15964	0,80534	1,13937	0,49081	0,765952
1.10.2018.	13:20:00	4,6554	0,32291	1,15203	0,80005	1,13189	0,48759	0,76093
1.10.2018.	13:30:00	4,45219	0,3088	1,1017	0,7651	1,08244	0,46629	0,72786
1.10.2018.	13:40:00	4,5223	0,31368	1,11909	0,77718	1,09953	0,47365	0,73917
1.10.2018.	13:50:00	4,46745	0,31019	1,10664	0,76854	1,0873	0,46383	0,73095
1.10.2018.	14:00:00	4,46742	0,30987	1,10551	0,76775	1,08619	0,4679	0,7302
1.10.2018.	14:10:00	4,60881	0,31968	1,1405	0,79205	1,12056	0,48271	0,75331
1.10.2018.	14:20:00	4,58674	0,31815	1,13503	0,78826	1,1152	0,4804	0,7497
1.10.2018.	14:30:00	4,43984	0,30796	1,09868	0,76301	1,07948	0,46502	0,72569
1.10.2018.	14:40:00	4,44499	0,30832	1,09996	0,76389	1,08073	0,46556	0,72653
1.10.2018.	14:50:00	4,1847	0,29073	1,03395	0,71944	1,01785	0,43847	0,68426
1.10.2018.	15:00:00	4,24682	0,29457	1,05092	0,72984	1,03255	0,4448	0,69414
1.10.2018.	15:10:00	4,27087	0,29624	1,05687	0,73397	1,0384	0,44732	0,69807
1.10.2018.	15:20:00	4,23348	0,29364	1,04762	0,72755	1,02931	0,4434	0,69196
1.10.2018.	15:30:00	4,15565	0,28825	1,02836	0,71417	1,01038	0,43525	0,67924
1.10.2018.	15:40:00	3,98873	0,27667	0,98705	0,68548	0,9698	0,41777	0,65196
1.10.2018.	15:50:00	3,84616	0,26678	0,95177	0,66098	0,93514	0,40283	0,62866
1.10.2018.	16:00:00	3,82655	0,26542	0,94692	0,65761	0,93037	0,40078	0,62545

1.10.2018.	16:10:00	3,6485	0,25307	0,90286	0,62701	0,88708	0,38213	0,59635
1.10.2018.	16:20:00	3,47207	0,24083	0,8592	0,59669	0,84418	0,36366	0,56751
1.10.2018.	16:30:00	3,31996	0,23028	0,82156	0,57055	0,8072	0,34772	0,54265
1.10.2018.	16:40:00	3,134	0,21738	0,77554	0,53859	0,76199	0,32825	0,51225
1.10.2018.	16:50:00	2,9511	0,20469	0,73028	0,50716	0,71752	0,30909	0,48236
1.10.2018.	17:00:00	2,75478	0,19108	0,6817	0,47342	0,66978	0,28853	0,45027
1.10.2018.	17:10:00	2,5169	0,17458	0,62283	0,43254	0,61195	0,26361	0,41139
1.10.2018.	17:20:00	2,2963	0,15928	0,56824	0,39463	0,55831	0,24051	0,37533
1.10.2018.	17:30:00	2,12409	0,14733	0,52563	0,36504	0,51644	0,22247	0,34718
1.10.2018.	17:40:00	1,85007	0,12836	0,45795	0,31804	0,44995	0,19329	0,30248
1.10.2018.	17:50:00	1,64023	0,11377	0,40589	0,28188	0,3988	0,17179	0,2681
1.10.2018.	18:00:00	1,44065	0,09993	0,3565	0,24758	0,35027	0,15089	0,23548
1.10.2018.	18:10:00	1,20181	0,08336	0,2974	0,20654	0,2922	0,12587	0,19644
1.10.2018.	18:20:00	0,50659	0,03514	0,12536	0,08706	0,12317	0,05306	0,0828
1.10.2018.	18:30:00	0,062281	0,00434	0,01548	0,01048	0,01521	0,006551	0,01022
1.10.2018.	18:40:00	0,047027	0,00326	0,01164	0,00808	0,01144	0,004927	0,00768
1.10.2018.	18:50:00	0,02874	0,00199	0,00711	0,00494	0,00699	0,00301	0,0047
1.10.2018.	19:00:00	0,017614	0,00122	0,00436	0,00303	0,00428	0,001844	0,00288
1.10.2018.	19:10:00	0,009058	0,00063	0,00224	0,00156	0,0022	0,000948	0,00148
1.10.2018.	19:20:00	0,002871	0,0002	0,00071	0,00049	0,0007	0,000301	0,00047
1.10.2018.	19:30:00	0,000325	0,00002	0,00008	0,00006	0,00008	0,000035	0,00005
1.10.2018.	19:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	19:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	20:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	20:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	20:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	20:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	20:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	20:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	21:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	21:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	21:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	21:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	21:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	21:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	22:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	22:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	22:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	22:30:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	22:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	22:50:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	23:00:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	23:10:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	23:20:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	23:30:00	0	0	0	0	0	0	0

1.10.2018.	23:40:00	0	0	0	0	0	0	0
1.10.2018.	23:50:00	0	0	0	0	0	0	0
2.10.2018.	0:00:00	0	0	0	0	0	0	0

Prilog 4: FN proizvodnja na promjenjiv dan 24 – satne simulacije u programskom paketu PowerWorld.

PWOPFTimePoint								
Date	Time	Total MW Gen	Gen 10 MW	Gen 13 MW	Gen 16 MW	Gen 19 MW	Gen 22 MW	Gen 25 MW
1.10.2018.	0:10:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	0:20:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	0:30:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	0:40:00	0,00082	0,00006	0,0002	0,00014	0,0002	0,00009	0,00013
1.10.2018.	0:50:00	0,00082	0,00006	0,0002	0,00014	0,0002	0,00009	0,00013
1.10.2018.	1:00:00	0,00083	0,00006	0,0002	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	1:10:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	1:20:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	1:30:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	1:40:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	1:50:00	0,00085	0,00006	0,00021	0,00014	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	2:00:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	2:10:00	0,00082	0,00006	0,0002	0,00014	0,0002	0,00009	0,00013
1.10.2018.	2:20:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	2:30:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	2:40:00	0,00082	0,00006	0,0002	0,00014	0,0002	0,00009	0,00013
1.10.2018.	2:50:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	3:00:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	3:10:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	3:20:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	3:30:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	3:40:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	3:50:00	0,00087	0,00006	0,00022	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	4:00:00	0,00094	0,00007	0,00023	0,00016	0,00023	0,0001	0,00015
1.10.2018.	4:10:00	0,00115	0,00008	0,00029	0,0002	0,00028	0,00011	0,00019
1.10.2018.	4:20:00	0,00214	0,00015	0,00053	0,00037	0,00052	0,00022	0,00035
1.10.2018.	4:30:00	0,00391	0,00027	0,00097	0,00067	0,00095	0,00041	0,00064
1.10.2018.	4:40:00	0,00773	0,00054	0,00191	0,00133	0,00188	0,00081	0,00126
1.10.2018.	4:50:00	0,01591	0,0011	0,00394	0,00273	0,00387	0,00167	0,0026
1.10.2018.	5:00:00	0,04551	0,00316	0,01126	0,00782	0,01106	0,00477	0,00744
1.10.2018.	5:10:00	0,06873	0,00477	0,01701	0,01181	0,01671	0,0072	0,01123
1.10.2018.	5:20:00	0,07992	0,00554	0,01978	0,01374	0,01943	0,00837	0,01306
1.10.2018.	5:30:00	0,08885	0,00616	0,02199	0,01527	0,0216	0,00931	0,01452
1.10.2018.	5:40:00	0,10528	0,0073	0,02605	0,01809	0,0256	0,01103	0,01721
1.10.2018.	5:50:00	0,13857	0,00961	0,03429	0,02382	0,03369	0,01451	0,02265

1.10.2018.	6:00:00	0,16405	0,01138	0,0406	0,02819	0,03989	0,01718	0,02681
1.10.2018.	6:10:00	0,2537	0,0176	0,06278	0,0436	0,06168	0,02657	0,04147
1.10.2018.	6:20:00	0,65424	0,04538	0,1619	0,11243	0,15907	0,06852	0,10694
1.10.2018.	6:30:00	0,7486	0,05192	0,18525	0,12865	0,18201	0,07841	0,12236
1.10.2018.	6:40:00	0,81011	0,05619	0,20047	0,13922	0,19697	0,08485	0,13241
1.10.2018.	6:50:00	0,71653	0,0497	0,17731	0,12314	0,17421	0,07505	0,11712
1.10.2018.	7:00:00	0,17101	0,01186	0,04232	0,02939	0,04158	0,01791	0,02795
1.10.2018.	7:10:00	0,53221	0,03692	0,1317	0,09146	0,1294	0,05574	0,08699
1.10.2018.	7:20:00	0,83745	0,05809	0,20724	0,14392	0,20361	0,08771	0,13688
1.10.2018.	7:30:00	1,22611	0,08505	0,30341	0,21071	0,29811	0,12842	0,20041
1.10.2018.	7:40:00	1,67166	0,11595	0,41367	0,28728	0,40644	0,17509	0,27323
1.10.2018.	7:50:00	2,21767	0,15382	0,54879	0,38112	0,53919	0,23227	0,36248
1.10.2018.	8:00:00	2,54951	0,17684	0,6309	0,43815	0,61987	0,26703	0,41672
1.10.2018.	8:10:00	1,8006	0,12489	0,44558	0,30944	0,43779	0,18859	0,29431
1.10.2018.	8:20:00	1,6043	0,11128	0,397	0,27571	0,39006	0,16803	0,26222
1.10.2018.	8:30:00	2,59581	0,18005	0,64236	0,4461	0,63113	0,27188	0,42429
1.10.2018.	8:40:00	3,32462	0,2306	0,82271	0,57135	0,80834	0,34821	0,54341
1.10.2018.	8:50:00	3,40369	0,23609	0,84228	0,58494	0,82756	0,35649	0,55633
1.10.2018.	9:00:00	3,3753	0,23412	0,83525	0,58006	0,82066	0,35352	0,55169
1.10.2018.	9:10:00	3,06708	0,21274	0,75898	0,52709	0,74572	0,32124	0,50131
1.10.2018.	9:20:00	3,18612	0,221	0,78844	0,54755	0,77466	0,3337	0,52077
1.10.2018.	9:30:00	3,08322	0,21386	0,76297	0,52987	0,74964	0,32293	0,50395
1.10.2018.	9:40:00	3,10144	0,21512	0,76748	0,533	0,75407	0,32484	0,50693
1.10.2018.	9:50:00	3,61461	0,25072	0,89447	0,62119	0,87884	0,37858	0,59081
1.10.2018.	10:00:00	4,52134	0,31361	1,11885	0,77702	1,0993	0,47355	0,73901
1.10.2018.	10:10:00	4,43712	0,30777	1,09801	0,76254	1,07882	0,46473	0,72525
1.10.2018.	10:20:00	4,62576	0,32085	1,14469	0,79496	1,12469	0,48449	0,75608
1.10.2018.	10:30:00	4,30876	0,29886	1,06625	0,74048	1,04761	0,45129	0,70427
1.10.2018.	10:40:00	4,43175	0,3074	1,09668	0,76162	1,07751	0,46417	0,72437
1.10.2018.	10:50:00	3,85435	0,26735	0,9538	0,66239	0,93713	0,40369	0,62999
1.10.2018.	11:00:00	4,23095	0,29347	1,04699	0,72711	1,02869	0,44314	0,69155
1.10.2018.	11:10:00	4,39927	0,30514	1,08864	0,75604	1,06962	0,46077	0,71906
1.10.2018.	11:20:00	4,47135	0,31014	1,10648	0,76843	1,08714	0,46832	0,73084
1.10.2018.	11:30:00	4,15198	0,28799	1,02745	0,71354	1,00949	0,43487	0,67864
1.10.2018.	11:40:00	4,02292	0,27904	0,99551	0,69136	0,97811	0,42135	0,65755
1.10.2018.	11:50:00	4,04845	0,28081	1,00183	0,69575	0,98432	0,42402	0,66172
1.10.2018.	12:00:00	4,30711	0,29875	1,06584	0,7402	1,04721	0,45111	0,704
1.10.2018.	12:10:00	4,80433	0,33324	1,18888	0,82565	1,1681	0,50319	0,78527
1.10.2018.	12:20:00	4,77334	0,33109	1,18121	0,82032	1,16057	0,49995	0,7802
1.10.2018.	12:30:00	2,18691	0,15169	0,54112	0,37585	0,53173	0,22906	0,35746
1.10.2018.	12:40:00	1,09402	0,07588	0,27073	0,18801	0,266	0,11458	0,17882
1.10.2018.	12:50:00	1,12163	0,07781	0,2776	0,19279	0,27257	0,1175	0,18336
1.10.2018.	13:00:00	1,18715	0,08234	0,29377	0,20402	0,28864	0,12434	0,19404
1.10.2018.	13:10:00	1,23745	0,08583	0,30622	0,21266	0,30087	0,12961	0,20226
1.10.2018.	13:20:00	1,12527	0,07805	0,27846	0,19338	0,27359	0,11786	0,18393

1.10.2018.	13:30:00	1,25508	0,08706	0,31058	0,21569	0,30516	0,13145	0,20514
1.10.2018.	13:40:00	1,72958	0,11997	0,428	0,29724	0,42052	0,18115	0,2827
1.10.2018.	13:50:00	2,29415	0,15913	0,56771	0,39426	0,55779	0,24028	0,37498
1.10.2018.	14:00:00	1,34891	0,09356	0,3338	0,23182	0,32797	0,14128	0,22048
1.10.2018.	14:10:00	0,71378	0,04951	0,17663	0,12267	0,17354	0,07476	0,11667
1.10.2018.	14:20:00	1,07356	0,07447	0,26566	0,1845	0,26102	0,11244	0,17547
1.10.2018.	14:30:00	1,12665	0,07815	0,2788	0,19362	0,27393	0,118	0,18415
1.10.2018.	14:40:00	1,17649	0,0816	0,29113	0,20219	0,28605	0,12322	0,1923
1.10.2018.	14:50:00	1,06183	0,07365	0,26276	0,18248	0,25817	0,11121	0,17356
1.10.2018.	15:00:00	1,15046	0,0798	0,28469	0,19771	0,27972	0,1205	0,18804
1.10.2018.	15:10:00	1,29769	0,09001	0,32113	0,22301	0,31551	0,13592	0,21211
1.10.2018.	15:20:00	1,36139	0,09443	0,33689	0,23396	0,331	0,14259	0,22252
1.10.2018.	15:30:00	1,32252	0,09173	0,32727	0,22728	0,32155	0,13852	0,21617
1.10.2018.	15:40:00	1,39361	0,09666	0,34486	0,2395	0,33884	0,14596	0,22779
1.10.2018.	15:50:00	1,59046	0,11032	0,39358	0,27333	0,3867	0,16658	0,25995
1.10.2018.	16:00:00	2,27431	0,15775	0,5628	0,39085	0,55297	0,2382	0,37174
1.10.2018.	16:10:00	2,70714	0,18777	0,66991	0,46524	0,6582	0,28354	0,44248
1.10.2018.	16:20:00	2,80732	0,18251	0,82723	0,45219	0,63974	0,27558	0,43007
1.10.2018.	16:30:00	3,28635	0,23187	0,77071	0,57449	0,81277	0,35012	0,54639
1.10.2018.	16:40:00	3,20431	0,21603	0,66054	0,53524	0,75724	0,5262	0,50906
1.10.2018.	16:50:00	3,15494	0,18515	1,1462	0,45873	0,649	0,27957	0,43629
1.10.2018.	17:00:00	4,47991	0,32128	0,99426	0,79601	1,12616	0,48512	0,75708
1.10.2018.	17:10:00	3,9084	0,27869	0,88479	0,69049	0,97689	0,42082	0,65672
1.10.2018.	17:20:00	3,45868	0,24801	0,76796	0,61447	0,86933	0,37449	0,58442
1.10.2018.	17:30:00	2,95051	0,21526	0,61509	0,53333	0,75454	0,32504	0,50725
1.10.2018.	17:40:00	2,34416	0,17241	0,47362	0,42717	0,60434	0,26034	0,40628
1.10.2018.	17:50:00	1,7879	0,13275	0,34761	0,32891	0,46534	0,20046	0,31283
1.10.2018.	18:00:00	1,31936	0,09743	0,26227	0,24141	0,34153	0,14712	0,2296
1.10.2018.	18:10:00	1,02483	0,07351	0,22816	0,18214	0,25769	0,11101	0,17232
1.10.2018.	18:20:00	0,89354	0,06395	0,1997	0,15845	0,22417	0,09657	0,1507
1.10.2018.	18:30:00	0,76418	0,05598	0,17391	0,13869	0,19621	0,08452	0,11487
1.10.2018.	18:40:00	0,66135	0,04875	0,14896	0,12077	0,17087	0,07361	0,09839
1.10.2018.	18:50:00	0,60437	0,0421	0,1502	0,10345	0,14636	0,06305	0,09921
1.10.2018.	19:00:00	0,41572	0,01448	0,05166	0,10431	0,14758	0,06357	0,03412
1.10.2018.	19:10:00	0,16014	0,00746	0,0266	0,03588	0,05076	0,02187	0,01757
1.10.2018.	19:20:00	0,09852	0,00616	0,02197	0,01848	0,02614	0,01126	0,01451
1.10.2018.	19:30:00	0,08526	0,00565	0,02015	0,01526	0,02159	0,0093	0,01331
1.10.2018.	19:40:00	0,07813	0,00517	0,01845	0,01399	0,0198	0,00853	0,01219
1.10.2018.	19:50:00	0,07453	0,00517	0,01843	0,01282	0,01813	0,00781	0,01217
1.10.2018.	20:00:00	0,07203	0,00481	0,01717	0,0128	0,01811	0,0078	0,01134
1.10.2018.	20:10:00	0,06653	0,0044	0,0157	0,01192	0,01687	0,00727	0,01037
1.10.2018.	20:20:00	0,0525	0,00282	0,01007	0,0109	0,01542	0,00664	0,00665
1.10.2018.	20:30:00	0,02861	0,00108	0,00385	0,00699	0,00989	0,00426	0,00254
1.10.2018.	20:40:00	0,01284	0,00069	0,00245	0,00267	0,00378	0,00163	0,00162
1.10.2018.	20:50:00	0,00774	0,00037	0,00133	0,00171	0,00241	0,00104	0,00088

1.10.2018.	21:00:00	0,00423	0,00021	0,00075	0,00092	0,0013	0,00056	0,00049
1.10.2018.	21:10:00	0,0024	0,00012	0,00042	0,00052	0,00074	0,00032	0,00028
1.10.2018.	21:20:00	0,00138	0,00007	0,00026	0,00029	0,00041	0,00018	0,00017
1.10.2018.	21:30:00	0,00098	0,00006	0,00022	0,00018	0,00026	0,00011	0,00015
1.10.2018.	21:40:00	0,00087	0,00006	0,00021	0,00015	0,00022	0,00009	0,00014
1.10.2018.	21:50:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	22:00:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	22:10:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	22:20:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	22:30:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	22:40:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	22:50:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	23:00:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	23:10:00	0,00084	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	23:20:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	23:30:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014
1.10.2018.	23:40:00	0,00083	0,00006	0,0002	0,00014	0,0002	0,00009	0,00014
1.10.2018.	23:50:00	0,00083	0,00006	0,00021	0,00014	0,0002	0,00009	0,00013
2.10.2018.	0:00:00	0,00086	0,00006	0,00021	0,00015	0,00021	0,00009	0,00014