

Никола Н. Крстић¹, Драган С. Тасић¹

Метода за одређивање оптималне локације и конфигурације система сачињеног од фотонапонског и система за складиштење енергије узимајући у обзир смањење губитака у дистрибутивној мрежи

¹ Електронски факултет у Нишу, Ниш, Србија*<https://doi.org/10.18485/epij.2023.1.1.1>

Категорија рада: оригинални научно-истраживачки чланак

Кључне поруке

- Овај рад разматра смањења губитака у дистрибутивној мрежи прикључењем система сачињеног од фотонапонског (PV) и система за складиштење енергије (ESS).
- Одређена је оптимална локација и оптимална снага система сачињеног од PV система и ESS уважавајући минимизацију губитака.
- Извршено је димензионисање PV система и ESS.
- Сагледан је утицај непоклапања стварних и очекиваних вредности оптерећења и сунчеве ирадијације на повећање губитака у мрежи и промену нивоа напуњености ESS.

Кратак садржај

У овом раду је представљена двостепена метода за одређивање оптималне локације и конфигурације система сачињеног од PV система и ESS узимајући у обзир смањење губитака у дистрибутивној мрежи. У првом кораку је уважавајући очекивани дневни дијаграм оптерећења дистрибутивне мреже, а коришћењем метахеуристичке оптимизационе методе роја честица (PSO), одређена оптимална локација и оптимална снага у току дана система сачињеног од PV система и ESS како би се минимизовали губици у дистрибутивној мрежи. У другом кораку процедуре, одређене су појединачне снаге PV система и ESS и извршена је њихова конфигурација (димензионисање). Ово је урађено итеративним поступком користећи вредности оптималне збирне снаге ова два система у току дана добијене у првом кораку и облика дневног дијаграма сунчеве ирадијације PV система у случају ведрога дана. Поступак конфигурације је детаљно објашњен, а у оквиру њега је одређена потребна максимална снага PV система, максимална снага ESS као и енергетски капацитет ESS. Такође, сагледан је утицај одступања стварног од очекиваног дијаграма оптерећења као и смањење сунчеве ирадијације у току дана на повећање губитака у дистрибутивној мрежи и промену нивоа напуњености ESS. У раду су разматрани случаји са различитим дијаграмима оптерећења и различитим степенима ефикасности ESS. Сви резултати су добијени коришћењем IEEE радијалне дистрибутивне мреже са 33 чвора.

Кључне речи

Фотонапонски (PV) систем, систем за складиштење енергије (ESS),
оптимизациона метода роја честица (PSO), губици у дистрибутивној мрежи

Напомена:

Чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију рада „Оптимална локација и конфигурација система сачињеног од фотонапонског и система за складиштење енергије узимајући у обзир смањење губитака у дистрибутивној мрежи“, награђеног у Стручној комисији СТК-4 Дистрибуирана производња и ефикасно коришћење електричне енергије, на 13. Саветовању CIRED Србија, Копанник, 12-16.

Примљено: 5. април 2023. Рецензирано: 25. април 2023.
Измењено: 28. април 2023. Одобрено: 4. мај 2023.

*Кореспондирајући аутор: Никола Н. Крстић
Имејл: nikola.krstic@elfak.ni.ac.rs

1. УВОД

Повећање еколошке свести је условило да побољшање ефикасности и коришћење зелених технологија постану једни од основних захтева и приоритета који се постављају приликом разматрања рада електроенергетског система. У остварењу ових захтева значајну улогу играју обновљиви извори енергије, који се на све могуће начине покушавају имплементирати у електроенергетски систем и побољшати његов рад [1]. Један посебно важан вид њихове примене је прикључење на дистрибутивну мрежу [2] где имају улогу дистрибуиране производње. Овиме обновљиви извори енергије приближавају производњу потрошњи смањујући губитке у преносу [3], али због интермитентног карактера њихове производње често нису у могућности остварити потребну снагу која би донела жељено повећање ефикасности мреже. Једно од решења овог проблема, посебно у случајевима где дистрибуирана производња и оптерећење у већој мери нису усаглашени, јесте коришћење ESS [4]-[5]. Узимајући у обзир горе наведено, у овом раду је разматрано побољшање ефикасности рада дистрибутивне мреже, односно смањење губитака у њој [6], коришћењем система који се састоји од PV система и ESS [7]. Системи од којих је састављен омогућавају му да се према дистрибутивној мрежи понаша као дистрибуирана производња са могућношћу управљања излазном снагом [8]-[9]. Овом снагом систем остварује растерећење одређених деоница дистрибутивне мреже, посебно оних напојних, смањујући губитке у њима. Токови снага у дистрибутивној мрежи и струје у њеним водовима су одређене итеративном методом за прорачун токова снага у радијалним дистрибутивним мрежама [10].

За минимизацију губитака у дистрибутивној мрежи, у овом случају, потребно је исправно лоцирати поменути систем и у сваком тренутку обезбедити адекватну вредност његове излазне снаге [8]. Оптимална локација и снага коју је потребно да у дистрибутивну мрежу ињектира систем сачињен од PV система и ESS, како би минимизовао губитке у њој, [3], [11], одређене су коришћењем PSO метахеуристичке оптимизационе методе, [12]-[15], уважавајући очекивани дневни дијаграм оптерећења. На основу добијене оптималне снаге система у току дана и дневног дијаграма сунчеве ирадијације PV система у случају ведрога дана, одређују се појединачне снаге PV система и ESS и врши се њихова оптимална конфигурација, односно димензионисање [11], [16]. Овде се одређује потребна максимална снага PV система, максимална снага ESS и потребан енергетски капацитет ESS, за различите дијаграме и типове оптерећења, користећи различите степене ефикасности ESS.

Процедура за одређивање конфигурације система сачињеног од PV система и ESS је итеративног типа код које се на основу претпостављених вредности за периоде пуњења/пражњења ESS одређује максимална снага PV система [17] на основу које се тачније одређују периоди пуњења/пражњења ESS у наредној итерацији. Почетне вредности за периоде пуњења/пражњења ESS се одређују на основу облика дневног дијаграма оптерећења дистрибутивне мреже и дневног дијаграма сунчеве ирадијације PV система. Итеративни поступак се завршава када у две суседне итерације периоди пуњења/пражњења ESS имају исту вредност. Наведена процедура за одређивање оптималне локације и конфигурације система сачињеног од PV система и ESS захтева познавање дневног дијаграма оптерећења дистрибутивне мреже и дијаграма сунчеве ирадијације PV система. Ови дијаграми се због своје стохастичке природе не могу са сигурношћу прогнозирати [18], због чега се оптимална конфигурација система врши на основу њихових највероватнијих вредности у које спадају очекивани дијаграм оптерећења и дијаграм сунчеве ирадијације PV система у ведром дану. Из овог разлога је такође сагледан утицај непоклапања стварних са очекиваним (прогнозираним) вредностима оптерећења као и утицај смањења сунчеве ирадијације PV система услед облачности у току дана, на повећање губитака у мрежи и промену нивоа напуњености ESS [19].

2. ДЕФИНИСАЊЕ ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА И КРИТЕРИЈУМСКА ФУНКЦИЈА

Смањење губитака у дистрибутивној мрежи коришћењем система сачињеног од PV система и ESS представља нелинеарни оптимизациони проблем са ограничењима. Нелинеарност произилази из нелинеарне зависности губитака дистрибутивне мреже и коришћених ограничења од снаге ињектирања поменутог система.

Управљачке величине у овом оптимизационом проблему су локација и средње једночасовне снаге система сачињеног од PV система и ESS. Ограничења управљачких величина су дата следећим релацијама:

$$i \in \{i_1, i_2, \dots, i_n\} \quad (1)$$

$$P_{min}(k) < P(k) < P_{max}(k) \quad (2)$$

где је i индекс чвора у дистрибутивној мрежи у коме је прикључен систем сачињен од PV система и ESS, док је $P(k)$ средња једночасовна снага коју овај систем ињектира у дистрибутивну мрежу у k -том сату. Скуп индекса чворова у којима је могуће прикључити систем сачињен од PV система и ESS је дат као $\{i_1, i_2, \dots, i_n\}$, а $P_{min}(k)$ и $P_{max}(k)$ су његова минимална и максимална снага у k -том сату, које су одређене минималним и максималним снагама PV система и

$$ESS \quad (P_{min}(k) = P_{PVmin}(k) + P_{ESSmin}(k), \quad P_{max}(k) = P_{PVmax}(k) + P_{ESSmax}(k)).$$

Зависне величине које се појављују у овом оптимизационом проблему су снаге PV система и ESS, ниво напуњености ESS, струја дуж водова дистрибутивне мреже и напон у њеним чворовима.

Ограничења зависних величина су одређена минималним и максималним снагама PV система и ESS, максималном радном струјом и дозвољеним опсегом напона дистрибутивних водова, као и дозвољеним опсегом нивоа напуњености ESS, што је дато релацијама (3)-(7):

$$P_{PVmin}(k) < P_{PV}(k) < P_{PVmax}(k) \quad (3)$$

$$P_{ESSmin}(k) < P_{ESS}(k) < P_{ESSmax}(k) \quad (4)$$

$$I < I_{max} \quad (5)$$

$$V_{min} < V < V_{max} \quad (6)$$

$$SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \quad (7)$$

где су I и V струја и напон у дистрибутивној мрежи, док је SOC ниво напуњености ESS.

Снаге $P_{PV}(k)$ и $P_{ESS}(k)$ представљају средње једночасовне снаге PV система и ESS у k -том сату, које као и остале величине морају бити између својих минималних ($P_{PVmin}(k)$, $P_{ESSmin}(k)$) и максималних вредности ($P_{PVmax}(k)$, $P_{ESSmax}(k)$). Граничне вредности за снаге ESS (максимална снага пуњења и максимална снага пражњења) усвојене су тако да не представљају ограничавајући фактор за добијање оптималног решења и имају исту вредност у току целог дана. За разлику од тога, горња гранична вредност снаге PV система $P_{PVmax}(k)$ зависи од редног броја сата у дану k , и прати облик дневног дијаграма сунчеве ирадијације PV система. Доња гранична вредност за снагу PV система $P_{PVmin}(k)$ је једнака нули за сваки сат у току дана.

Како би добијени радни режими ESS били одрживи у времену, приликом одређивања оптималне конфигурације система, усвојиће се да су нивои напуњености ESS на почетку (SOC_0) и крају (SOC_T) радног циклуса (дана) једнаки. У ову сврху је усвојено додатно ограничење везано за ниво напуњености ESS, уважено релацијом (8):

$$SOC_T - SOC_0 = 0 \quad (8)$$

Решење оптимизационог проблема је потребно да омогући минимизацију губитака у дистрибутивној мрежи. Из овог разлога је коришћена једнопараметарска критеријумска функција једнака средњој дневној снази губитака дистрибутивне мреже, дата релацијом (9):

$$C = \frac{1}{24} \cdot \sum_{k=1}^{24} \sum_{j=1}^m 3I_{k,j}^2 R_j \quad (9)$$

где је: C – критеријумска функција чију минимизацију је потребно извршити, $I_{k,j}$ – ефективна вредност струје у k -том сату на j -тој деоници дистрибутивне мреже,

R_j – активна отпорност j -те деонице дистрибутивне мреже, m – укупан број деоница дистрибутивне мреже.

3. РЕШАВАЊЕ ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА И ОДРЕЂИВАЊЕ ОПТИМАЛНЕ КОНФИГУРАЦИЈЕ СИСТЕМА

У циљу добијања оптималне локације и конфигурације система сачињеног од PV система и ESS потребно је прво решити постављени оптимизациони проблем. Решавање овог оптимизационог проблема се своди на налажење оптималних вредности за локацију и снагу система сачињеног од PV система и ESS тако да се оствари минимизација губитака у дистрибутивној мрежи. За добијање оптималне локације и оптималних средњих једночасовних снага у току дана система сачињеног од PV система и ESS коришћена је метахеуристичка оптимизациона метода PSO. Предност PSO и метахеуристичких оптимизационих метода уопште је њихова флексибилност и могућност примене на широком опсегу различитих оптимизационих проблема.

3.1 Решавање оптимизационог проблема

Као што је речено, PSO је коришћен за решавање постављеног оптимизационог проблема. PSO спада у популационе метахеуристичке оптимизационе методе и инспирисан је процесом тражења хране јата птица у природи. Популација се састоји од скупа јединки, од којих свака представља вектор управљачких величина и потенцијално решење оптимизационог проблема. Јединке у популацији комуницирају међусобно и крећу се према оној која је на месту са највећом количином хране, односно која има најнижу вредност критеријумске функције. У циљу боље претраге простора у којем се може наћи оптимално решење, на смер кретања јединке не утиче само локација са највећом количином хране до тада пронађена (g_{best}), већ и локација са највећом количином хране коју је та јединка до тада пронашла (p_{besti}). На овај начин у свакој следећој итерацији јединке су ближе налажењу места са највећом количином хране, а тиме и најмањом вредношћу критеријумске функције. Јединка која на крају има најмању вредност критеријумске функције уједно представља и решење оптимизационог проблема. Наведена оптимизациона метода се аналитички може описати преко релација (10) и (11):

$$v_i(t+1) = w \cdot v_i(t) + C_1 \cdot r_1 \cdot (p_{besti}(t) - x_i(t)) + C_2 \cdot r_2 \cdot (g_{best}(t) - x_i(t)) \quad (10)$$

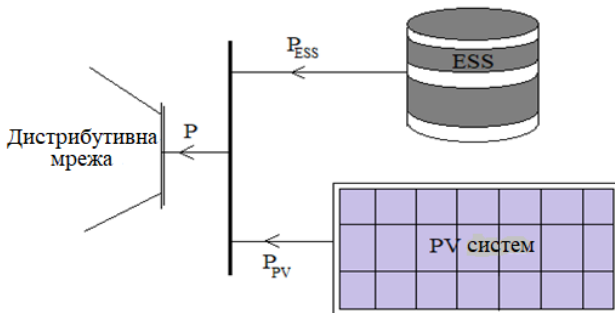
$$x_i(t+1) = x_i(t) + v_i(t+1) \quad (11)$$

где је: t – редни број итерације, x_i – локација i -те јединке, v_i – померај i -те јединке, w – коефицијент инерције, C_1, C_2 – коефицијенти убрзања, r_1, r_2 – случајни бројеви из интервала $[0,1]$.

Код решавања наведеног оптимизационог проблема јединку представља вектор управљачких величина са 25 координата, од којих је прва локација (индекс чвора у дистрибутивној мрежи у којем се врши прикључење система), а остале 24 координате представљају средње једночасовне снаге посматраног система у току дана. Након сваке итерације мењају се координате јединки у циљу смањења вредности њихових критеријумских функција, што после одговарајућег броја итерација (када је промена критеријумске функције најбољег решења занемарљива) даје решење оптимизационог проблема. Као део решења оптимизационог проблема, директно је добијена оптимална локација система сачињеног од PV система и ESS, док су добијене оптималне снаге искоришћене за одређивање оптималне конфигурације система.

3.2 Одређивање оптималне конфигурације система сачињеног од PV система и ESS

У овом раду је за оптималну конфигурацију система сачињеног од PV система и ESS, чија је принципијелна шема приказана на слици 1, усвојена она конфигурација која може да обезбеди минимизацију губитака у дистрибутивној мрежи уз минимално димензионисање PV система и ESS.



Слика 1. Принципијелна шема система сачињеног од PV система и ESS

За одређивање оптималне конфигурације искоришћена је добијена оптимална снага, коју поменути систем треба ињектирати у дистрибутивну мрежу у току дана како би минимизовао губитке у њој, као и дневни дијаграм сунчеве ирадијације PV система. У коришћеном приступу први корак у одређивању оптималне конфигурације система сачињеног од PV система и ESS је димензионисање PV система, односно одређивање његове максималне снаге. Како би ово било могуће, потребно је изразити снагу PV система за сваки сат у току дана преко његове максималне снаге (P_{PVmax}) и сунчеве ирадијације у току дана:

$$P_{PV}(h) = P_{PVmax} \frac{I_C(h)}{I_{Cmax}} \quad (12)$$

где су $P_{PV}(h)$ и $I_C(h)$ снага и сунчева ирадијација PV система у h -том сату, док је I_{Cmax} максимална сунчева ирадијација PV система у току дана. Снага PV система прати дневни дијаграм сунчеве ирадијације његових панела, због чега најчешће овај систем није у стању да сам испуни тражену оптималну снагу. За решавање овог проблема искоришћен је ESS који у складу са потребама може имати улогу потрошње (период пуњења) или производње (период пражњења) чиме обезбеђује да снага која се ињектира у дистрибутивну мрежу буде једнака оптималној (P_{opt}).

$$P_{ESS} = P_{opt} - P_{PV} \quad (13)$$

Узимајући у обзир да су у овом раду коришћене средње једночасовне снаге, ниво напуњености ESS на крају k -тог сата, за време пуњења и пражњења се може одредити из релација (14) и (15) респективно:

$$SOC_k = SOC_{k-1} - \frac{\eta}{Q_{ESS}} P_{ESS}(k) \quad (14)$$

$$SOC_k = SOC_{k-1} - \frac{1}{\eta Q_{ESS}} P_{ESS}(k) \quad (15)$$

где је: SOC_k – ниво напуњености ESS на крају k -тог сата, SOC_{k-1} – ниво напуњености ESS на крају $k-1$ -ог сата, $P_{ESS}(k)$ – средња једночасовна снага ESS у k -том сату (има вредност мању од нуле за време пуњења, а већу од нуле за време пражњења ESS), Q_{ESS} – укупни, рачунски енергетски капацитет ESS, η – степен ефикасности процеса пуњења и пражњења ESS.

Заменом израза (12) у (13), а затим израза (13) у (14) и (15), разлика између нивоа напуњености ESS на крају и почетку посматраног периода (ΔSOC) се може одредити као:

$$\Delta SOC = \sum_j^m \left(P_{PVmax} \frac{I_C(j)}{I_{Cmax}} - P_{opt}(j) \right) \frac{\eta}{Q_{ESS}} - \sum_i^n \left(P_{opt}(i) - P_{PVmax} \frac{I_C(i)}{I_{Cmax}} \right) \frac{1}{\eta Q_{ESS}} \quad (16)$$

где је i редни број сати, а n укупан број сати када долази до пражњења ESS, док је j редни број сати, а m укупан број сати када долази до пуњења ESS у посматраном радном циклусу.

Периоди пуњења ESS настају када је тражена оптимална снага система сачињеног од PV система и ESS мања, а периоди пражњења када је она већа од снаге PV система. Како унапред није позната максимална снага PV система, ови периоди се морају претпоставити сагледавањем облика дијаграма оптималне снаге и дијаграма сунчеве ирадијације. Користећи претпостављене вредности за периоде пуњења и пражњења, за задати степен ефикасности и нулту разлику између нивоа напуњености ESS на крају и почетку, максимална снага PV система на основу израза (16) је:

$$P_{PVmax} = \frac{\sum_j^m P_{opt}(j)\eta + \sum_i^n P_{opt}(i)\frac{1}{\eta}}{\sum_j^m \frac{I_C(j)}{I_{Cmax}} \cdot \eta + \sum_i^n \frac{I_C(i)}{I_{Cmax}} \cdot \frac{1}{\eta}} \quad (17)$$

Након одређивања максималне снаге PV система на основу израза (17), потребно је проверити тачност начињене претпоставке о периодима пуњења и пражњења ESS. Ово се врши упоређивањем оптималне снаге система сачињеног од PV система и ESS са снагом PV система одређеном на основу његове максималне снаге користећи израз (12). Уколико се испостави да претпоставка није тачна потребно је поновити наведени поступак користећи нове, боље процењене периоде пуњења и пражњења. Потребно је истаћи да уколико је степен ефикасности ESS једнак јединици, ситуација је знатно једноставнија јер није потребно претпостављати периоде пуњења и пражњења, па се максимална снага PV система добија директно.

Када је позната максимална снага PV система, користећи изразе (12) и (13) могуће је одредити снагу ESS за сваки сат посматраног периода. Највећа једночасовна снага ESS по апсолутној вредности у току периода рада (T) представља снагу према којој је потребно димензионисати ESS:

$$P_{ESSmax} = \max\{|P_{ESS}(k)|\}, k = \{1, 2, \dots, T\} \quad (18)$$

Након тога, помоћу израза (14) и (15), одређују се нивои напуњености ESS на крају сваког сата у посматраном периоду рада. На основу добијених вредности за нивое напуњености ESS врши се његово димензионисање, односно одређивање потребног енергетског капацитета. Минимални потребни енергетски капацитет (ΔQ_{ESS}) који би омогућио наведени режим рада ESS се одређује помоћу израза (19):

$$\Delta Q_{ESS} = Q_{ESS} \cdot (SOC_{Max} - SOC_{Min}) \quad (19)$$

где су SOC_{Max} и SOC_{Min} максимални и минимални ниво напуњености ESS у посматраном периоду рада.

Поред потребног енергетског капацитета ESS, за остваривање жељеног (оптималног са аспекта смањења губитака у мрежи) режима рада, неопходно је одредити и дозвољени опсег у коме се може наћи почетни ниво напуњености ESS, како би ниво напуњености у току дана био у оквиру дозвољених вредности. Максимални и минимални ниво напуњености ESS се могу изразити преко почетног нивоа напуњености (SOC_0) и снаге пуњења/пражњења ESS (P'_{ESS}) као:

$$SOC_{Max} = SOC_0 - \frac{1}{Q_{ESS}} \sum_{k=1}^{kmax} P'_{ESS}(k) \quad (20)$$

$$SOC_{Min} = SOC_0 - \frac{1}{Q_{ESS}} \sum_{k=1}^{kmin} P'_{ESS}(k) \quad (21)$$

где су k_{min} и k_{max} редни број сати у којима се јавља минимални односно максимални ниво напуњености ESS, при чему за време пуњења ESS важи да је $P'_{ESS} = \eta P_{ESS}$, а за време пражњења $P'_{ESS} = P_{ESS}/\eta$.

Минимални и максимални ниво напуњености који се појављују у раду ESS морају бити у дозвољеним границама ($SOC_{Max} \leq SOC_{max}$ и $SOC_{Min} \geq SOC_{min}$), тако да се за дозвољени опсег у коме се може наћи почетни ниво напуњености ESS добија:

$$SOC_{min} + \frac{1}{Q_{ESS}} \sum_{k=1}^{kmin} P'_{ESS}(k) \leq SOC_0 \leq SOC_{max} + \frac{1}{Q_{ESS}} \sum_{k=1}^{kmax} P'_{ESS}(k) \quad (22)$$

4. УТИЦАЈ НЕПОКЛАПАЊА СТВАРНИХ И ОЧЕКИВАНИХ ВРЕДНОСТИ ОПТЕРЕЂЕЊА И СУНЧЕВЕ ИРАДИЈАЦИЈЕ

Као што се може видети у поглављу 3, изложена метода користи очекивани дијаграм оптерећења дистрибутивне мреже како би одредила оптималну снагу коју систем сачињен од PV система и ESS треба да ињектира у мрежу. Такође, код одређивања оптималне конфигурације система метода захтева познавање облика дневног дијаграма сунчеве ирадијације PV система за случај ведрога дана. Уважавајући наведено, јасно је да оптималност конфигурације система, па тиме и смањење нивоа губитака у дистрибутивној мрежи, у великој мери зависи од тачности прогнозе дијаграма оптерећења и дијаграма сунчеве ирадијације PV система. Као што се може претпоставити могућа су три различита случаја:

1. непоклапање стварног и прогнозираног дијаграма оптерећења,
2. непоклапање стварног и прогнозираног дијаграма сунчеве ирадијације PV система,
3. непоклапање стварних и прогнозираних вредности оба разматрана дијаграма.

Како би се квантификовао утицај непоклапања стварних са очекиваним вредностима оптерећења и сунчеве ирадијације на повећање губитака у мрежи, у оквиру сваког од наведена три случаја размотриће се примери у којима долази до промене сатних карактеристика у односу на оне које се прогнозирају очекиваним дијаграмом оптерећења и дијаграмом сунчеве ирадијације PV система за случај ведрога дана.

У зависности од начина решавања поменутог проблема размотрена су два приступа. Код оба приступа, у циљу што већег искоришћења сунчеве енергије, усвојено је да PV систем ради са максималном могућом снагом у датом тренутку, која је директно пропорционална интензитету сунчеве ирадијације на његове панеле. Са друге стране, начин одређивања снаге ESS зависи од коришћеног приступа. Наиме, у првом приступу једнакост нивоа напуњености ESS на почетку и крају радног циклуса мора бити очувана, док у другом приступу то није случај, већ се као једини приоритет поставља

минимизација губитака у мрежи. Због тога је снага ESS у првом приступу (P_{ESS}^I) једнака снази ESS која је добијена у процесу конфигурације система (P_{ESS}), где је био задовољен услов једнакости нивоа напуњености ESS на почетку и крају радног циклуса.

$$P_{ESS}^I = P_{ESS} \quad (23)$$

Имајући у виду да снага PV система зависи од сунчеве ирадијације на коју се не може утицати, а да је снага ESS унапред одређена, ињектирана снага система сачињеног од PV система и ESS у првом приступу може у великој мери одступати од оптималне вредности, што би за последицу могло има знатно увећање губитака у мрежи. Ово може бити посебно изражено у периодима са већом облачношћу и оптерећењем изнад очекиваног, када снага PV система буде тек толика да обезбеди адекватну допуну ESS.

За разлику од првог, у другом приступу се врши мерење оптерећења и на основу те информације коришћењем PSO одређује оптимална снага коју систем у датом тренутку треба ињектирати у мрежу како би минимизовао губитке. Снага ESS у другом приступу (P_{ESS}^II) се подешава тако да се у сваком тренутку, независно од тренутне снаге PV система (P_{PV}), у мрежу ињектира оптимална вредност снаге са аспекта минимизације губитака (P_{opt}).

$$P_{ESS}^II = P_{opt} - P_{PV} \quad (24)$$

Јасно је да се на овај начин врши успешно минимизација губитака у мрежи, али се такође може јавити и велика разлика између нивоа напуњености ESS на крају и оног на почетку, због чега је употреба овог приступа ограничена на специјалне ситуације. Мора се напоменути да независно од коришћеног приступа ограничења у виду потребне максималне снаге (P_{ESSmax}) и потребног енергетског капацитета ESS (ΔQ_{ESS}), добијених у процесу конфигурације система, морају бити задовољена. Ова ограничења за k -ти сат су дата изразима (25) и (26), респективно:

$$P_{ESS}^{II}(k) < P_{ESSmax} \quad (25)$$

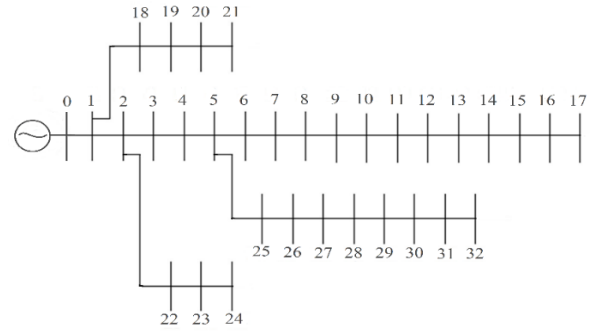
$$P_{ESS}^{II}(k) < \Delta Q_{ESS} - \sum_i^{k-1} P_{ESS}^{II}(i) \quad (26)$$

5. ПРИКАЗ И АНАЛИЗА РЕЗУЛТАТА

Сви резултати добијени у овом раду се односе на IEEE радијалну дистрибутивну мрежу са 33 чвора, приказану на слици 2. Усвојено је исто растојање између свака два суседна чвора и оно износи 250 m. Ово је урађено ради једноставности извођења општих закључака. Напонски ниво дистрибутивне мреже је 10 kV, док вредности подужне активне отпорности и реактансе износе $r = 0,414 \Omega/km$ и $x = 0,365 \Omega/km$.

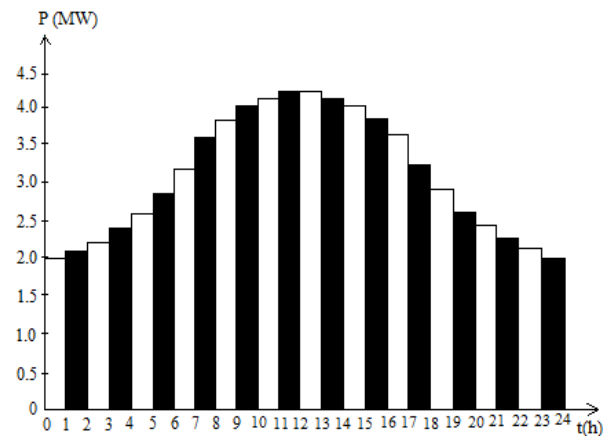
PSO оптимизациона метода је реализована тако да је оптимално решење добијено после 100 итерација коришћењем популације од 200 јединки. На основу већег броја извршених симулација усвојене су

вредности коефицијента инерције и коефицијената убрзања које дају најбоље резултате, а оне су: $w = 0,85$, $C_1 = 0,5$ и $C_2 = 0,6$.

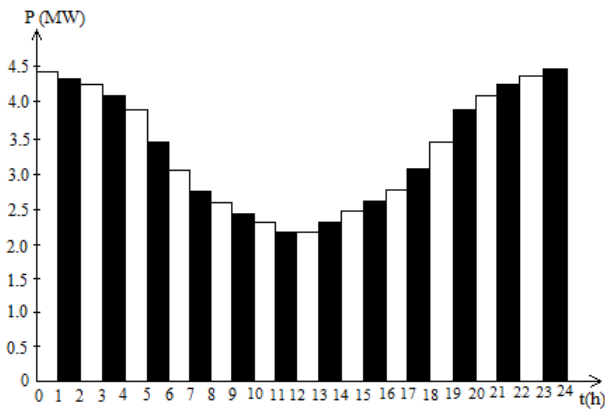


Слика 2. IEEE 33 дистрибутивна мрежа

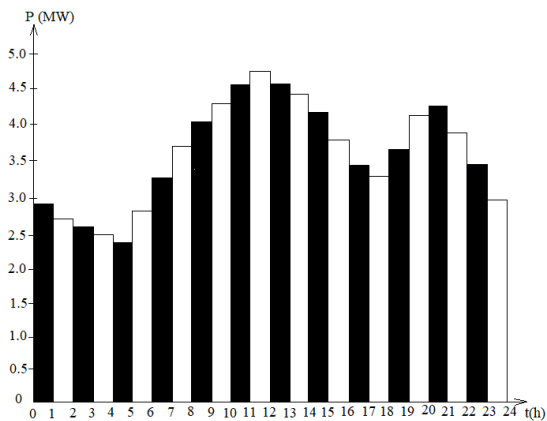
Разматрана су три различита дијаграма оптерећења дистрибутивне мреже, приказана на сликама 3, 4 и 5. Облици прва два дијаграма оптерећења имају више теоријски карактер и одабрани су као примери оптерећења које се у већој или мањој мери поклапа са дневним дијаграмом сунчеве ирадијације PV система. Као што се може видети са слика 3 и 4, први и други дијаграм оптерећења дистрибутивне мреже имају различите расподеле снаге оптерећења у времену, али исту максималну ($P_{max1,2} = 4,462MW$) и средњу снагу ($P_{sr1,2} = 3,285MW$). За разлику од њих, облик трећег дијаграма оптерећења, приказаног на слици 5, боље описује оптерећење које се може наћи у пракси и има нешто већу максималну ($P_{max3} = 4,75MW$) и средњу снагу ($P_{sr3} = 3,398MW$). У свим разматраним случајевима је коришћена униформна расподела оптерећења по чворовима дистрибутивне мреже. Такође, за сваки дијаграм оптерећења сагледана су два случаја, у првом је оптерећење типа константне снаге (индустријско оптерећење), а у другом је оно типа константне импедансе (резистивно оптерећење), при чему су за назначени напон дистрибутивне мреже (10 kV) активне снаге код оба типа оптерећења исте и једнаке онима са дијаграма оптерећења.



Слика 3. Први дијаграм оптерећења дистрибутивне мреже



Слика 4. Други дијаграм оптерећења дистрибутивне мреже



Слика 5. Трећи дијаграм оптерећења дистрибутивне мреже

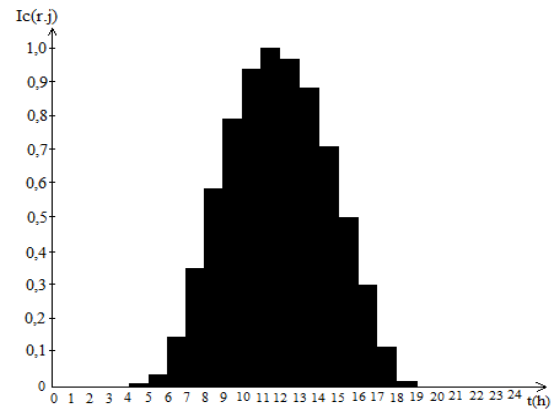
Важно је напоменути да је у сваком разматраном случају временска расподела оптерећења сваког чвора иста и прати коришћени дијаграм оптерећења дистрибутивне мреже. Такође, фактор снаге оптерећења је исти у току целог дана и јединствен на целој дистрибутивној мрежи, при чему му вредност износи $\cos\varphi = 1$ и $\cos\varphi = 0,89$ за резистивни и индустријски тип оптерећења, респективно.

Дневни дијаграм сунчеве ирадијације панела PV система, коришћен при одређивању снаге PV система, изражен у релативним јединицама, је дат на слици 6.

У табели I су приказане вредности средње дневне снаге губитака у дистрибутивној мрежи пре прикључења система сачињеног од PV система и ESS, за сва три дијаграма оптерећења, при чему се вредности у заградама односе на случај оптерећења константне импедансе, а вредности које у њима нису – на случај оптерећења константне снаге.

Резултати из табеле I су очекивани, с обзиром да су снаге првог и другог дијаграма оптерећења, иако временски различито распоређене, исте по вредностима и нешто мање него у случају трећег дијаграма оптерећења. Такође, чињеница да су напони

чворова мреже нешто мањи од назначеног, као и постојање токова реактивних снага у мрежи у случају оптерећења константне снаге, за последицу има појаву већих губитака за тај тип оптерећења.



Слика 6. Дневни дијаграм сунчеве ирадијације PV система

Табела I Средња дневна снага губитака пре прикључења система сачињеног од PV система и ESS

| Дијаграм оптерећења | I | II | III |
|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| $P_{gsr} [kW]$ | 63,037 (46,001) | 63,037 (46,001) | 68,097 (49,498) |

Узимајући у обзир добијене оптималне локације и снаге система сачињеног од PV система и ESS, табела II садржи резултате добијене након његовог прикључења на дистрибутивну мрежу. Ови резултати, поред средње дневне снаге губитака (P_{gsr}), садрже оптималну локацију (индекс чвора дистрибутивне мреже) у којој је систем сачињен од PV система и ESS прикључен (i), као и потребну максималну снагу PV система (P_{PVmax}), потребну максималну снагу ESS (P_{ESS}) и потребан енергетски капацитет ESS (ΔQ_{ESS}) за различите степене ефикасности ESS ($\eta=1$, $\eta=0,9$ и $\eta=0,8$). Важно је истаћи да у изложеном поступку степен ефикасности ESS не утиче на локацију и снагу система сачињеног од PV система и ESS, већ само на његову конфигурацију (максималну снагу PV система, максималну снагу ESS и енергетски капацитет ESS).

На основу резултата из табеле II може се закључити да се прикључењем система сачињеног од PV система и ESS могу знатно смањити губици у дистрибутивној мрежи. Како је средња снага губитака након прикључења иста за први и други дијаграм оптерећења, а нешто већа код трећег, констатује се да на висину губитака након прикључења утиче вредност снаге оптерећења, а не њен распоред у времену. Такође, из табеле II да се приметити да оптимална локација система сачињеног од PV система и ESS не зависи од дијаграма оптерећења, и да је за сва три дијаграма оптерећења, независно од типа оптерећења,

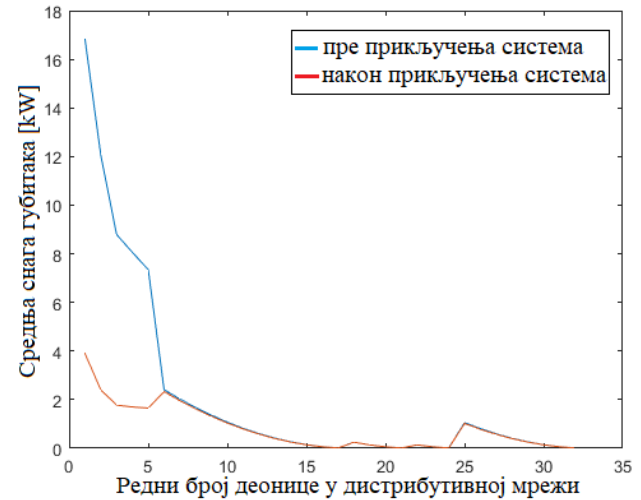
то чвор 5. Поред тога, табела II показује да вредност максималне снаге PV система расте са повећањем средње дневне снаге оптерећења, док је утицај облика дијаграма оптерећења већи уколико је ефикасност ESS мања (за јединичну ефикасност не постоји). За енергетски капацитет и максималну снагу ESS од највећег значаја је поклапање дијаграма оптерећења са дијаграмом производње PV система, што се показује далеко већим енергетским капацитетом и максималном снагом ESS у случају другог него у случају првог дијаграма оптерећења. Као и максимална снага PV система и потребан енергетски капацитет и максимална снага ESS се повећавају са смањењем ефикасности ESS. Ово произилази из чињенице да је за исту ињектирану снагу потребна већа снага пражњења ESS, као и да је за исту снагу пуњења ESS потребна већа снага која долази из PV система, уколико дође до смањења ефикасности ESS. Наведена запажања важе за оба типа оптерећења, при чему су нешто веће вредности максималних снага PV система и ESS, као и енергетских капацитета ESS, код оптерећења константне снаге последица нешто већег оптерећења у том случају.

Табела II Средња дневна снага губитака након прикључења система сачињеног од PV система и ESS, локација прикључења и параметри конфигурације система за различите степене ефикасности ESS

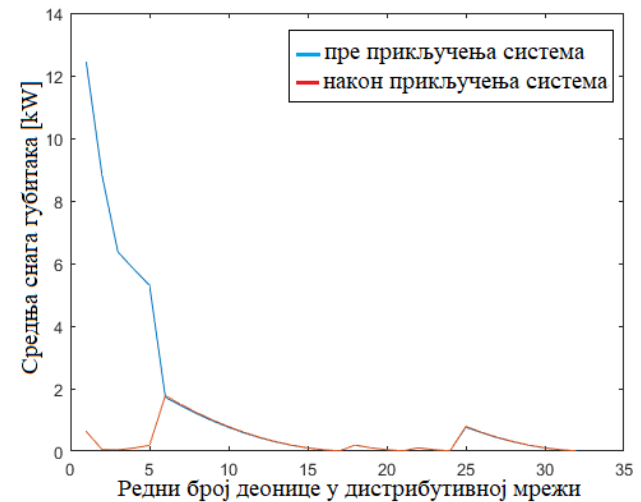
| Дијаграм оптерећења | I | II | III |
|---------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| $P_{gsr} [kW]$ | 24,047 (11,257) | 24,047 (11,257) | 25,970 (12,125) |
| i | 5 (5) | 5 (5) | 5 (5) |
| $P_{PVmax1} [MW]$ | 8,530 (8,354) | 8,529 (8,354) | 8,830 (8,640) |
| $P_{ESS1} [MW]$ | 4,988 (4,905) | 6,855 (6,702) | 5,056 (4,972) |
| $\Delta Q_{ESS1} [MWh]$ | 27,115 (26,680) | 40,783 (39,827) | 29,219 (28,701) |
| $P_{PVmax0,9} [MW]$ | 9,382 (9,192) | 9,825 (9,619) | 9,758 (9,551) |
| $P_{ESS0,9} [MW]$ | 5,841 (5,744) | 8,154 (7,968) | 5,984 (5,884) |
| $\Delta Q_{ESS0,9} [MWh]$ | 29,508 (29,045) | 44,861 (43,817) | 32,131 (31,554) |
| $P_{PVmax0,8} [MW]$ | 10,522 (10,316) | 11,594 (11,347) | 11,026 (10,796) |
| $P_{ESS0,8} [MW]$ | 6,981 (6,867) | 9,923 (9,695) | 7,252 (7,128) |
| $\Delta Q_{ESS0,8} [MWh]$ | 32,370 (31,872) | 49,784 (48,624) | 35,657 (35,017) |

На сликама 7 и 8 су приказане средње једночасовне снаге губитака на деоницама дистрибутивне мреже пре

и након прикључења система сачињеног од PV система и ESS, за оба разматрана типа оптерећења која прате трећи дијаграм оптерећења. Индекси (редни бројеви) деоница су једнаки индексима чворова на њиховим крајевима.



Слика 7. Средња снага губитака на деоницама дистрибутивне мреже за оптерећење константне снаге

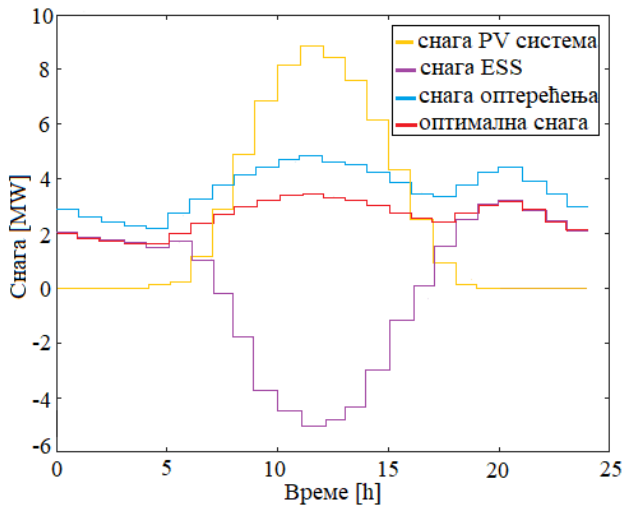


Слика 8. Средња снага губитака на деоницама дистрибутивне мреже за оптерећење константне импедансе

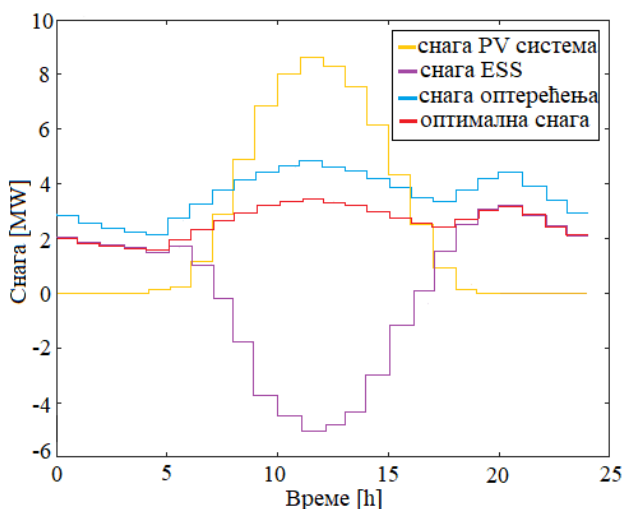
На основу слика 7 и 8 може се закључити да се прикључењем једног система сачињеног од PV система и ESS највеће смањење губитака остварује на напојним деоницама дистрибутивне мреже одакле се гранају више њених огранака и где су губици снаге највећи. Такође, може се уочити да су због постојања токова реактивних снага на које се значајније није могло утицати, губици у напојним деоницама већи у случају оптерећења константне снаге.

Слике 9 и 10 приказују активну снагу оптерећења, оптималну (радну) снагу система сачињеног од PV система и ESS, као и снаге PV система и ESS

појединачно за јединични степен ефикасности ESS и трећи дијаграм оптерећења.



Слика 9. Снага оптерећења, оптимална (радна) снага система сачињеног од PV система и ESS, снага PV система и снага ESS за оптерећење константне снаге



Слика 10. Снага оптерећења, оптимална (укупна) снага система сачињеног од PV система и ESS, снага PV система и снага ESS за оптерећење константне импедансе

На сликама 9 и 10 се може видети да оптимална (радна) снага система сачињеног од PV система и ESS прати облик снаге оптерећења, и у периодима велике сунчеве ирадијације је обезбеђена из PV система, док ноћу и у периодима са малом сунчевом ирадијацијом њу генерише ESS. Као што је и очекивано, у периодима велике сунчеве ирадијације врши се допуна ESS, док се у периодима са малом сунчевом ирадијацијом одвија његово пражњење.

У табели III је дата минимална средња дневна снага губитака, средња дневна снага губитака добијена првим и другим приступом и промена енергетског нивоа ESS добијена у другом приступу, за различита

одступања снаге оптерећења и сунчеве ирадијације од очекиваних вредности. Важно је напоменути да је усвојено одступање снаге оптерећења (ΔP) процентуално исто за сваки сат у току дана, што такође важи и за одступање сунчеве ирадијације (ΔI_c). Минимална средња дневна снага губитака је добијена за случај када систем сачињен од PV система и ESS у сваком сату ињектира оптималну снагу са аспекта смањења губитака, уважавајући стварну вредност оптерећења у мрежи, а занемарујући ограничења одређена конфигурацијом система. Ова снага губитака има теоријски карактер и служи као референца на основу које се оцењује ефикасност првог и другог приступа. Поменути два приступа су детаљно објашњена у четвртом поглављу.

Табела III Минимална средња дневна снага губитака, средња дневна снага губитака добијена првим и другим приступом и промена енергетског нивоа ESS добијена у другом приступу, за различита одступања снаге оптерећења и сунчеве ирадијације од очекиваних вредности.

| ΔP (%), ΔI_c (%) | $P_{gssr,min}[kW]$ | $P_{gssr}^I[kW]$ | $P_{gssr}^{II}[kW]$ | $\Delta W_{ESS}^{II}[MWh]$ |
|-------------------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|----------------------------|
| 30, 0 | 44,339 (20,414) | 48,202 (23,564) | 44,340 (20,414) | -19,365 (-18,949) |
| 20, 0 | 37,651 (17,416) | 39,355 (18,823) | 37,652 (17,416) | -12,910 (-12,632) |
| 10, 0 | 31,530 (14,653) | 31,953 (15,006) | 31,530 (14,653) | -6,454 (-6,316) |
| -10, 0 | 20,951 (9,837) | 21,367 (10,190) | 21,839 (10,625) | 3,207 (3,154) |
| -20, 0 | 16,501 (7,780) | 18,152 (9,214) | 18,885 (9,904) | 6,401 (6,290) |
| -30, 0 | 12,593 (5,963) | 16,282 (9,206) | 17,402 (10,284) | 9,596 (9,426) |
| 0, -10 | 25,970 (12,125) | 26,921 (12,963) | 25,970 (12,125) | -6,455 (-6,316) |
| 0, -20 | 25,970 (12,125) | 29,807 (15,505) | 25,970 (12,125) | -12,910 (-12,632) |
| 0, -30 | 25,970 (12,125) | 34,674 (19,790) | 25,970 (12,125) | -19,365 (-18,948) |
| 30, -30 | 44,339 (20,414) | 66,161 (38,681) | 51,240 (26,270) | -29,219 (-28,701) |
| 20, -30 | 37,651 (17,416) | 54,174 (31,468) | 39,322 (18,903) | -29,219 (-28,701) |
| 10, -30 | 31,530 (14,653) | 43,689 (25,167) | 31,530 (14,653) | -25,819 (-25,264) |
| -30, -20 | 12,593 (5,963) | 14,349 (7,565) | 12,593 (5,963) | 6,454 (6,316) |
| -30, -10 | 12,593 (5,963) | 14,385 (7,545) | 13,657 (6,911) | 9,324 (9,159) |
| -20, -20 | 16,501 (7,780) | 18,110 (9,255) | 16,501 (7,780) | 0 (0) |

На основу резултата из табеле III може се закључити да су у највећем броју случаја губици добијени у другом приступу знатно мањи од оних добијених коришћењем првог приступа. Разлика између губитака добијених другим приступом и минималних губитака је последица ограничења везаних за максималну снагу и енергетски капацитет ESS одређених конфигурацијом система, која онемогућавају да се у сваком часу оствари оптимална ињектирана снага. Такође, резултати из табеле III показују да се коришћењем другог приступа ESS допуњује ($\Delta W_{ESS} > 0$) у случају када је смањење оптерећења значајније од смањења сунчеве ирадијације, док се у супротном ESS празни ($\Delta W_{ESS} < 0$). Пражњење ESS након радног циклуса је посебно изражено када истовремено дође до повећања оптерећења и смањења сунчеве ирадијације у односу на њихове очекиване вредности току дана.

Упоредивањем вредности минималне снаге губитака и снаге губитака добијене коришћењем првог приступа, може се констатовати да занемаривање одступања стварних од очекиваних вредности оптерећења и сунчеве ирадијације приликом одређивања снаге PV система и ESS доводи до увећања губитака у мрежи. Са друге стране, велика пражњења ESS код другог приступа указују да се уважавање одступања и прилагођавање снаге ињектирања у мрежу не би требало вршити само на рачун снаге ESS већ и повећањем снаге PV система у фази конфигурације.

6. ЗАКЉУЧАК

У овом раду је представљена метода за одређивање оптималне локације и конфигурације система сачињеног од PV система и ESS у циљу смањења губитака у дистрибутивној мрежи. Добијени резултати су показали да се прикључењем оваквог система могу значајно смањити губици у дистрибутивној мрежи, независно од облика дијаграма оптерећења и његовог типа и да је оптимална локација за прикључење чвор близу центра мреже (оптерећења). Такође, на основу резултата се може закључити да највећи утицај на димензионисање PV система, односно на његову максималну снагу има средња дневна снага оптерећења, док максимална снага и енергетски капацитет ESS у највећој мери зависе од поклапања дијаграма оптерећења са дијаграмом сунчеве ирадијације PV система. Упоредивањем резултата за различите степене ефикасности ESS може се установити, да смањење ефикасности ESS доводи до повећања максималне снаге PV система и ESS, као и до повећања енергетског капацитета ESS за исти ниво смањења губитака у мрежи. На крају, потребно је истаћи да непклапање стварних и очекиваних вредности снаге оптерећења и смањење сунчеве

ирадијације испод очекиване вредности може довести до увећања губитака у мрежи или у великој мери променити ниво напуњености ЕЕС.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Anaza O. S, Haruna S. Y, Amoo L. A, Sadiq A. A, Yisah A. Y, "Potential of renewable energy sources for distributed generations: An overview", *International Journal of Scientific Advances*, Vol. 4, No. 1, pp. 107-117, 2023.
- [2] Рајаковић Н, Тасић Д., "Дистрибутивне и индустријске мреже", Академска мисао, Београд, 2008.
- [3] Alam A, Gupta A, Bindal P, Siddiqui A, Zaid M., "Power loss minimization in a radial distribution system with distributed generation", *International Conference on Power, Energy, Control and Transmission Systems*, Chennai, India, pp. 21-25, 2018.
- [4] Das C. K, Bass O, Kothapalli G, Mahmoud T.S, Habibi D, "Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 91, pp. 1205-1230, 2018.
- [5] Tang X, Deng K, Wu Q, Feng Y., "Optimal location and capacity of the distributed energy storage system in a distribution network", *IEEE Access*, Vol. 8, pp. 15576-15585, 2020.
- [6] Das S, Fosso O, Marafioti G., "Efficient distribution network loss minimization with optimal DG placement and operation", *IEEE 12th Energy Conversion Congress and Exposition – Asia*, Singapore, 2021.
- [7] Ortiz J, Kasmaei M, Lehtonen M, Mantovani J, "Optimal location-allocation of storage devices and renewable-based DG in distributed systems", *Electric Power System Research*, Vol. 172, pp. 11-21, 2019.
- [8] Adetunji K, Hofsaier I, Abu-Mahfouz A, Cheng L., "A review of metaheuristic techniques for optimal integration of electrical units in distribution network", *IEEE Access*, Vol. 9, pp. 5046-5068, 2020.
- [9] Mahesh K, AL Nallagownden P, AL Elamvazuthi I., "Optimal placement and sizing od DG in distribution system using accelerated PSO for power loss minimization", *IEEE Conference on Energy Conversion*, Johor Bahru, Malaysia, 2015.
- [10] Michline J, Ganesh S., "Power flow analysis for radial distribution system using backward/forward sweep method", *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, Vol. 8, No. 10, pp. 1628-1632, 2014.
- [11] Wong L, Shareef H, Mohamed A, Ibrahim A., "Optimal placement and sizing of energy storage system in distributed network with photovoltaic based distributed generation using improved firefly algorithms", *International Journal of Energy and Power Engineering*, Vol. 11, No. 9, pp. 895-903, 2017.

- [12] Radosavljević J., “Metaheuristic optimization in power engineering”, Institution of Engineering and Technology, London, 2018.
- [13] Elattar E. E, Elsayed S.K, “Optimal location and sizing of distributed generators based on renewable energy sources using modified moth flame optimization technique”, *IEEE Access*, Vol. 8, pp. 109625–109638, 2020.
- [14] Das C. K, Bass O, Kothapalli G, Mahmoud T. S, Habibi D, “Optimal placement of distributed energy storage systems in distribution networks using artificial bee colony algorithm”, *Applied Energy*, Vol. 232, pp. 212–228, 2018.
- [15] Goli P, Yelem S, Jasthi K, Gampa S. R, Das D, “Optimum placement of battery energy storage systems and solar PV units in distribution networks using gravitational search algorithm” *In: Proceedings of the International Conference on Artificial Intelligence Techniques for Electrical Engineering Systems (AITEES)*, pp. 113–123, 2022.
- [16] Duong M. Q, Pham T. D, Nguyen T. T, Doan A. T, Tran H. V, “Determination of optimal location and sizing of solar photovoltaic distribution generation units in radial distribution systems”, *Energies*, Vol. 12, No. 1, pp. 174 2019.
- [17] Mansouri N, Lashab A, Guerrero J. M, Cherif A, “Photovoltaic power plants in electrical distribution networks: a review on their impact and solutions”, *IET Renewable Power Generation*, Vol. 14, No. 12, pp. 2114–2125, 2020.
- [18] Parihar S. S, Malik N, “Possibilistic uncertainty assessment in the presence of optimally integrated solar PV-DG and probabilistic load model in distribution network”, *Facta Universitatis Series: Electronics and Energetics*, Vol. 35, No.1, pp. 71-92, 2022.
- [19] Wang J, Wang J, Guo J, Wang L, Zhang C, Liu B, “Research progress of complex network modeling methods based on uncertainty theory”, *Mathematics*, Vol.11, No. 5, 1212, 2023.

БИОГРАФИЈЕ



Никола Крстић је рођен 24. фебруара 1995. године у Нишу. Дипломирао је 2018. и завршио мастер академске студије 2019. године на Електронском факултету у Нишу.

Његове главне области интересовања укључују анализу дистрибутивних мрежа,

оптимизацију електроенергетских система применом метахеуристичких оптимизационих метода и фотонапонске системе.

Тренутно је студент докторских академских студија и ради као асистент на катедри за Енергетику Електронског факултета у Нишу.



Драган Тасић је рођен 22. септембра 1961. у Губеревцу, општина Лесковац. Дипломирао је 1986. на Електротехничком факултету у Београду, а докторирао 1997. године на Електронском факултету у Нишу.

Његове главне области интересовања укључују анализу електроенергетских система, електроенергетску кабловску технику и методе оптимизације у електроенергетици.

Редовни је професор на катедри за Енергетику Електронског факултета у Нишу.

Nikola N. Krstić¹, Dragan S. Tasić¹

Method for determining the optimal location and configuration of the system consisting of photovoltaic and energy storage system considering the reduction of losses in the distribution network

¹ Faculty of Electronic Engineering in Niš, Niš, Serbia*

Category of article: Original scientific research article

Highlights

- This paper considers the reduction of losses in the distribution network by connecting the system consisting of photovoltaic (PV) and energy storage system (ESS).
- The optimal location and optimal power of the system consisting of PV system and ESS is determined, taking into account the minimization of losses in the distribution network.
- Sizing of the PV system and ESS is carried out.
- The influence of the discrepancy between the actual and expected values of load and solar irradiation on the increase of losses in the distribution network and the change in the state of charge of ESS.

Abstract

In this paper two-step method for determining the optimal location and configuration of the system consisting of PV system and ESS, considering the reduction of losses in distribution network, is presented. First step takes into account the daily load diagram and uses the metaheuristic particle swarm optimization method (PSO) to determine the optimal location and optimal power during the day of the system consisting of PV system and ESS in order to minimize the losses in distribution network. In the second step of the procedure, the individual powers of PV system and ESS are obtained and their configuration (sizing) determined. This is done by iterative procedure using the optimal values of combined power of these two systems during the day, obtained in the first step, and the shape of daily solar irradiation diagram of the PV system for the clear day. The configuration procedure is explained in detail, determining the maximum power of PV system, maximum power of ESS and energy capacity of ESS. In addition, the impact of the difference between the actual and the expected load diagram and the influence of the reduction of solar irradiation during the day on the increase of losses in the distribution network and the change in the state of charge of the ESS are considered. The paper considers cases with different load diagrams and different levels of ESS efficiency. All results are obtained using IEEE radial distribution network with 33 nodes.

Keywords

Photovoltaic (PV) System, Energy Storage System (ESS), Particle Swarm Optimization Method (PSO), Losses in the Distribution Network

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper "Optimal location and configuration of the system consisting of photovoltaic and energy storage system considering the reduction of losses in distribution network", awarded by Expert Committee EC-4 Distributed Generation and Efficient Use of Electricity at the 13th CIRED Serbia Conference, Kopaonik, September 12-16, 2022

Received: April 5th, 2023 Reviewed: April 25th, 2023
 Modified: April 28th, 2023 Accepted: May 4th, 2023
 *Corresponding author: Nikola N. Krstić
 E - mail: nikola.krstic@elfak.ni.ac.rs