

Rekonfiguracija i otočna kompenzacija u prisustvu distribuiranih izvora u razgranatoj distributivnoj mreži

Distribution Network Reconfiguration and Capacitor Switching in the Presence of Distributed Resources in Large Scale Distribution System

Branko Stojanović*, Tomislav Rajić**, Darko Šošić**

* Tehnički opitni centar, Beograd, Srbija

** Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija

Rezime - Distributivna preduzeća su svedoci mnogih promena u današnje vreme. Kada je potrebno da naponi čvorova mreže budu unutar tolerancija 0.9-1,1 r.j. a da ulazni faktor snage bude veći od 0,85 sve tri moderne strategije pametne mreže kao što su rekonfiguracija, otočna kompenzacija i prisustvo distribuirane proizvodnje (DG) moraju biti angažovane. Čak i u tom slučaju prisustvo teretne naponske sklopke (OLTC) u napojnom čvoru je neophodno. U ovom radu prikazana je tehnička analiza 21 realnih operativnih slučajeva hibridnim algoritmom simuliranog kaljenja (SA) i minimalno razgranatog stabla (MST). MST je primenjen na rekonfiguraciju a SA naknadno na kompenzaciju. Transparentna grafička metoda Monte Carlo za lokaciju distribuiranih generatora i kondenzatorskih baterija je prosta i jedinstvena. Pretpostavka je da su distribuirane jedinice već prisutne na samom početku. Gauss-ova i Weibull-ova raspodela za promenu potrošnje i izlazne snage vetro generatora kao i dnevni dijagrami potrošnje za radni i neradni dan i insolacija solarnih jedinica je uključena u analizu. Minimizira se funkcija cilja koju sačinjavaju gubici aktivne snage, cena kondenzatora i neisporučene električne energije. Primer mreža je IEEE mreža sa 118 čvorova i 132 grane (15 spojnih grana) koje sve mogu da komutuju koja je razgranata s obzirom na svoju veličinu. Uniformna raspodela vetro generatora i postavljanje kondenzatorskih baterija u skladu sa funkcijom cilja, koje variraju iz sata u sat je nerealistična. Predložena je realnija sa fiksnim čvorovima za lokaciju vetro generatora, solarnih panela i kondenzatora, koji su najčešće posećeni. Krajnja funkcija cilja obuhvata cenu gubitaka vršne snage, ugrađenih kondenzatora, isporučene električne energije, komutacija i neisporučene električne energije za period od mesec ipo dana (1008 sati rada mreže).

Ključne reči - rekonfiguracija, kondenzatorske baterije, distribuirani izvori, simulirano kaljenje, minimalno razgranato stablo

Abstract - Distribution utilities witness many changes nowadays. If the network voltages must be in 0.9-1.1 p.u. limits and grid input power factor greater than 0.85 all three modern strategies of smart distribution network as reconfiguration, capacitors switching and presence of distribution generation (DG) ought to

be applied. Even in this case On Load Tap Changer (OLTC) in the supplying substation has to be used. In this paper, detailed technical analysis of 21 realistic operation cases is presented by hybrid algorithm of Minimum spanning tree (MST) plus Simulated Annealing (SA). MST is used for tackling reconfiguration first and SA for capacitor switching afterwards. Implemented transparent graphical Monte Carlo method for locating of distributed generators and capacitor banks is unique and simple. Assumption is that DG is already present. Gauss and Weibull changing nodal loads and wind generators output, respectively as well as daily load curves for working and weekend day with insolation of solar panels are included in analysis. The objective function comprising of the cost of power losses, price of capacitors and undelivered energy is minimized. IEEE 118 bus network is analyzed which has 118 nodes and 132 branches (15 ties), all of which can commute, that is considered to be large scale. The basic switching logic of uniform distribution of wind generators to the nodes and capacitors in accordance with objective function, that changes every hour is unrealistic. More realistic one was issued with fixed nodes for allocation of DG and capacitors (the most frequently visited nodes). The programme final objective function indicates the price of peak power losses, losses of delivered electrical energy, of the banks, of undelivered electrical energy and commutations for the period of month and a half (1008 network operating hours).

Index Terms - Reconfiguration, Capacitor banks, Distributed resources, Simulated annealing, Minimum spanning tree

I UVOĐ

Rekonfiguraciji distributivne mreže već duže vremena se posvećuje naročita pažnja. U iznalaženju optimalne konfiguracije potrebno je definisati funkciju cilja i ograničenja. Zbog širokog opsega u kome se kreće odnos R/X vodova poseban je naglasak na gubicima aktivne snage. Zbog koordinacije relejne zaštite i velikih struja kratkih spojeva poželjno je da je mreža radijalna. U literaturi se sreću različiti pristupi ovom problemu. Neki su heuristični [1, 2], drugi metaheuristični [3, 4] zasnovani na veštačkim [5, 6] ili matematičkim metodama [7, 8]. Pristupi su jednokriterijumski ili višekriterijumski što je bolje. Mešovito celobrojno nelinearno

programiranje koje uzima u obzir različite nivoe potrošnje tokom dana [9], metaheuristični pčelinji algoritam [10] ili višekriterijumsko fuzzy programiranje [11] su neki od njih.

Ovaj rad prikazuje novu hibridnu metodu iznalaženja rešenja bliskog optimalnom za problem rekonfiguracije distributivne mreže i otočne kompenzacije uz prisustvo distribiranih generatora (DG) u samom startu proračuna, metodom minimalno razgranatog stabla (MST) i simuliranog kaljenja (SA) na primeru razgranate mreže kod koje je najveći problem određivanje fiksnog položaja kondenzatorskih baterija za širok radni period. U ovom slučaju Monte Carlo grafička metoda nije lako primenljiva zbog složenijih dijagrama uključenosti za kondenzatorske baterije, pa se one moraju sukcesivno dodavati (videti različite scenarije) sve dok ušteda raste.

U proračun je uključen i dozvoljeni broj komutacija za rasklopnu opremu u toku jednog dana što je retko analizirano u literaturi [8]. Poznato je da se sa velikim brojem komutacija ona lakše kviri i smanjuje joj se radni vek tako da se mora ranije zameniti.

U radu se definiše optimalni položaj za postavljanje kondenzatorskih baterija radi popravke ulaznog faktora snage mreže kao i smanjenje gubitaka aktivne snage uz minimizaciju troška na neisporučenu električnu energiju što je sve sadržano u pojedinačnoj funkciji cilja.

Većina članaka koja uključuje DG tretira samo vetru ili solarne generatore a retko oba tipa što je urađeno u ovom radu.

Rekonfiguracija distributivne mreže rešavana je velikim brojem heurističnih i metaheurističnih algoritama kao što su genetski algoritam, tabu pretraživanje, mravlji algoritam, metoda delimičnog roja, diferencijalna evolucija, itd. Za problem rekonfiguracije koji se rešava na početku proračuna (pre kompenzacije), u ovom radu, upotrebljena je MST metoda zbog izuzetne brzine proračuna. U literaturi se navodi da je za mrežu od 10476 čvorova vreme proračuna 1.4 sekundi [12]. MST metoda iznalazi gubitke aktivne snage koji su bliski minimalnim i jedna je od retkih koja se može primeniti za razgranate distributivne mreže. Kompenzacija se rešava metodom simuliranog kaljenja koja je za nju vrlo pogodna i zbog odsustva, kod nje, ograničenja radikalnosti mreže mnogo brža nego kod rešavanja problema rekonfiguracije istom metodom (SA). Usvojeni broj iteracija od 3000 kod primenjenog nehomogenog algoritma SA je umeren i sličan bi bio za napred navedene heuristične i metaheuristične metode tako da se njihovom primenom ne bi dobila neka veća ušteda u vremenu proračuna niti bolji kvalitet rešenja.

II PROMENLJIVOST POTROŠNJE, BRZINA VETRA I SOLARNA IRADIJACIJA

U ovom radu razmatraju se dnevni dijagrami potrošnje za radni i neradni dan bazirani na jednogodišnjem merenju u jednom napojnom razvodnom postrojenju u Beogradu (Slika 1 i 2).

Kako ne postoji 8760 merenja za godinu dana generatorom slučajnih brojeva simulirana je stohastičnost potrošnje. Korišćenjem Gauss-Laplace raspodele predstavljena je slučajnost potrošnje svakog sata. Relativne vrednosti osciluju oko srednje vrednosti u skladu sa ovom distribucijom. Verovatnoća je predstavljena formulom (1):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

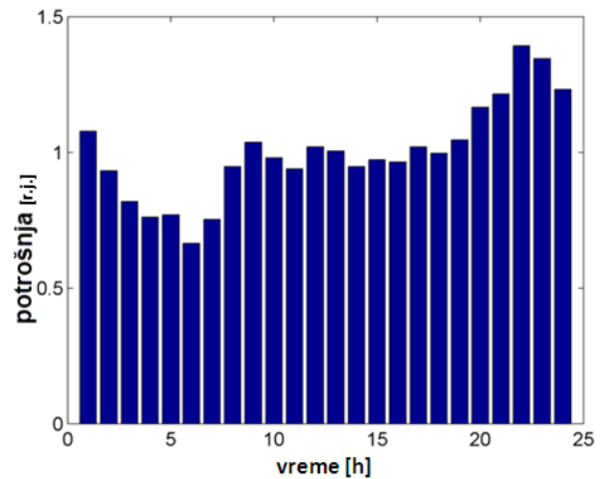
gde su:

$f(x)$ - funkcija gustine raspodele verovatnoća,

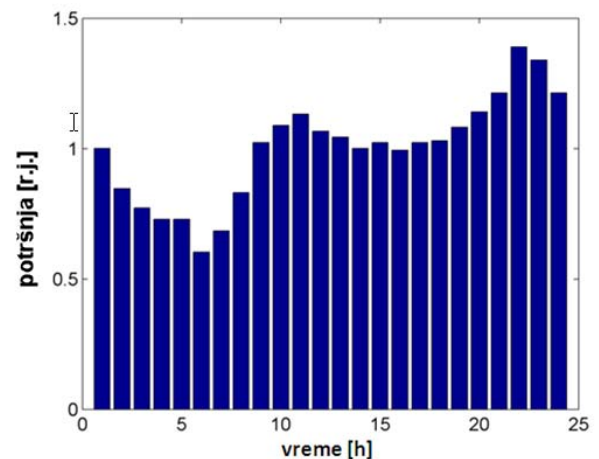
m - očekivana vrednost potrošnje u jednom čvoru i

σ - standardna devijacija, odstupanje od očekivane vrednosti.

Za σ je usvojeno 10%.



Slika 1. Tipična kriva potrošnje za radni dan



Slika 2. Tipična kriva potrošnje za neradni dan

Korišćena je IEEE 118 test mreža (118 čvorova i 132 grane). Ukupna aktivna i reaktivna potrošnja iznose 22,7097 MW i 17,0411 MVar respektivno. Nominalne potrošnje čvorova date su u apsolutnim vrednostima. Merenja su u relativnim jedinicama. Proizvod relativne vrednosti i nominalne potrošnje ulaze u proračun tako da se dobija realno stanje pri čemu je nesigurnost potrošnje uzeta u obzir.

Upotrebljena je Weibull raspodela za simulaciju vetru turbine čija snaga zavisi od brzine vetra. Formira se funkcija gustine raspodele verovatnoće sa dva parametra [13], jednakost (2).

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2)$$

gde su:

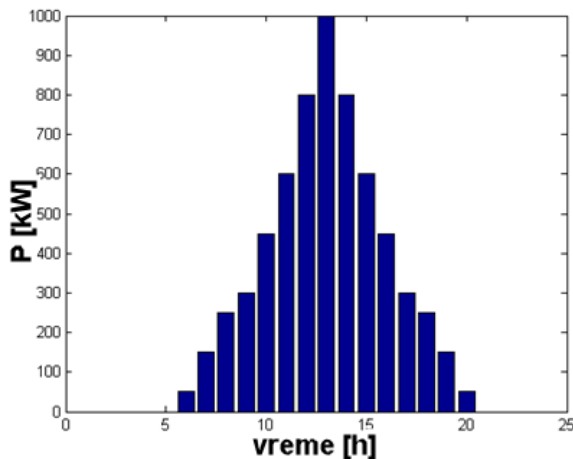
v - brzina vetra [m/s],

A - parametar Weibull-ove skale u m/s, mera za karakterističnu brzinu vetra. A je proporcionalno srednjoj brzini vetra i

k - parametar Weibull-ove formule. Određuje oblik Weibull-ove raspodele i obično ima vrednost između 1 i 3. Mala vrednost za k označava vrlo promenljive vetrove.

Za nominalnu snagu vetro turbine usvojeno 1 MW i ima ih dve koje se uniformno raspoređuju po čvorovima mreže u prvoj fazi proračuna, ovo čini 10% aktivne potrošnje (22,7097 MW).

Idealna solarna iradijacija za jedan dan podrazumeva simetričan dijagram. Oblačnost je prisutna u realnosti tako da dijagrami nisu isti za svaki dan. Insolacija tokom dana maksimalna je u 13 sati. Ona odstupa od simetrične krive u opsegu od 1 do 10 % svakog sata zbog oblačnosti. Tokom noći proizvodnja iz solarnih panela je nula.



Slika 3. Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 50

Pretpostavljeno je da su distribuirani generatori prisutni u samom startu (na početku) proračuna i da se tek naknadno (posle toga) vrši optimizacija. Dobro je poznato da adekvatno postavljeni i projektovani DG mogu doprineti smanjenju gubitaka, poboljšanju napona i pouzdanosti i odlaganju u znavljanju sistema. S druge strane loše postavljanje ovih jedinica može dovesti do prenapona, reverzibilnih tokova snaga i povećanih gubitaka u vodovima. Za različite lokacije DG-a u mreži dobile bi se različite optimalne konfiguracije i različite vrednosti za mesta i veličine postavljanja kondenzatorskih baterija (dijagrami na Slikama 5-9). Cilj optimizacione metode bio je da se za postavljene DG-e (uniformna raspodela po čvorovima za vetro generatore) dobiju konfiguracije mreže i lokacije i vrednosti kondenzatorskih baterija za minimiziranu funkciju cilja (3) za svaki sat rada. U drugoj fazi proračuna vrši se realistično postavljanje sa fiksnim čvorovima i vrednostima za ove jedinice za 1008 sati rada mreže. Usvojena su dva vetro generatora i dva solarna panela u samom startu. Pretpostavljeno je da su svi oni u istom geografskom području tako da su brzine vetra i solarna

iradijacija iste za obe jedinice. Za postavljanje vetro generatora biraju se najposećeniji čvorovi nakon njihove uniformne raspodele za 1008 sati rada mreže (Monte Carlo grafička metoda). Solarni paneli raspoređeni su u dva najopterećenija čvora aktivnom snagom (čvor 50. 918,37 kW i čvor 111. 918,03 kW), snage 1 MW, Slika 3.

Uzeto je da je nivo penetracije (ukupna maksimalna snaga DG-a) 4 MW što je približno 20% od aktivne nazivne potrošnje (22,7097 MW). Snage DG-a se menjaju po Weibull-ovoj raspodeli i u skladu sa dijagramom insolacije. Za scenario 13 dobijeni su minimalni gubici aktivne snage oko 200 kW što govori u prilog tome da je nivo penetracije DG-a dobro izabran. Baš zbog stohastičnosti potrošnje veće snage DG-a dovele bi do reverzibilnih tokova snaga i oscilovanja usvojenog Newton-Raphson-ovog algoritma tokova snaga u nekim od 1008 sati rada mreže što su autori iskusili na primeru reference [14]. Jasno je da bi se za snage DG-a drugačije od usvojenih dobile različite optimalne konfiguracije mreže i različite vrednosti i mesta za ugradnju kondenzatorskih baterija zbog promene injektiranih snaga u čvorovima mreže. Ovo bi bio još jedan primer zametne metode probaj i odbaci kojom bi se dobila najbolja varijanta.

III PRIMENJENI OPTIMIZACIONI ALGORITMI

Prvo se posmatra rekonfiguracija za koju je primenjen MST algoritam. Njime se postižu minimalni gubici aktivne snage bliski globalnom optimumu. Nakon toga vrši se kompenzacija SA metodom [13] koja je mnogo vremenski zahtevnija (reda nekoliko sati) pa se ne primenjuje simultano za razgranatu mrežu. Efikasni algoritam tokova snaga je u MATPOWER okruženju (tačni Newton-ov iterativni postupak [15]). Kod MST-a dobija se radijalna mreža a algoritam tokova snaga primenjuje samo jedanput što je razlog njegove skalabilnosti. Usvojeni su sledeći parametri nehomogene SA metode: početna temperatura ($T_{početno}$) 5000 °C, dužina Markov-ljevog lanca 3000, pravilo snižavanja temperature $T=0,95 \cdot T$ i stopa prihvatanja 0,001. Posmatra se 1008 sati rada mreže (broj sati rada mora biti deljiv sa 24, tako je koncipiran program proračuna). Algoritam MST se može ukratko opisati:

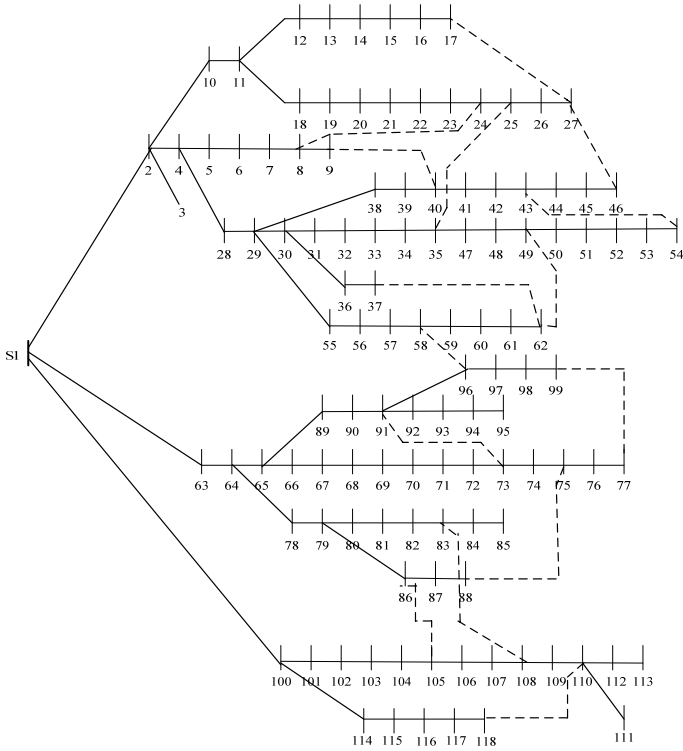
- za potpuno upetljanu mrežu odrede se efektivne struje grana koje postaju težinski koeficijenti za svaku granu grafa mreže,
- kreće se od balansnog čvora koji se označava sa brojem 1,
- zatvara se grana sa najvećim težinskim koeficijentom a da pri tome ne nastane petlja,
- novodobijeni čvor se ubeležava u skup čvorova,
- ako su pređeni svi čvorovi mreže algoritam se zaustavlja,
- ako nisu nastavlja se istom logikom dok se ne pređu svi čvorovi mreže.

Za mrežu primer [16] vreme proračuna je gotovo trenutno ($O(\log N)$), gde je N broj čvorova.

IV PODACI O TEST MREŽI

Testirana mreža je razgranata, simetrična, nazivnog napona 11 kV (Slika 4) i ima 118 čvorova, 117 sekcionih (puna linija) i 15 spojnih grana (isprekidana linija) od kojih svaka može da komutuje. Podaci o IEEE 118 mreži dati su u [16]. Ukupni gubici snage nazivnog režima su 1298,1 kW. Mreža nije dobro kompenzovana, ulazni faktor snage $\cos\phi$ is 0,7998 (< 0,85).

Pretpostavljeno je da su maksimalne tolerancije za napone čvorova $\pm 10\%$ (od 11 kV). Najniži napon mreže je 0,869 r.j. u čvoru 77. Kondenzatorske baterije snage 300 kVAr dodeljuju se svim čvorovima mreže sem balansasnom u skladu sa funkcijom cilja. Dozvoljene efektivne struje grana su: 1 (1,9 kA), 2 (0,9 kA), 3 (1,85 kA), 4-7 (0,95 kA), 8-26 (0,9 kA), 27 i 28 (1,45 kA), 29-34 (1,25 kA), 35-45 (0,9 kA), 46-53 (1,25 kA), 54-61 (0,9 kA), 62 i 63 (1,45 kA), 64-76 (1,25 kA), 77-98 (0,9 kA), 99-109 (1,25 kA), 110 (0,9 kA), 111 i 112 (1,25 kA) i 113-132 (0,9 kA), cifre izvan zagrada označavaju redni broj grane.



Slika 4. Test mreža IEEE 118

V FUNKCIJE CILJA, OGRANIČENJA, OPERACIONI INDEKSI I DOZVOLJENI BROJ KOMUTACIJA PO GRANI

Funkcija cilja za svaki sat rada:

$$EOLDD_{i,j}[\$] = E1_{i,j} \cdot 0,15 + 120 \cdot P_{loss,i,j} + C_{int,i,j} = FINALCOST_{i,j}^T \quad (3)$$

gde su:

- $E1_{i,j}$ [\\$] - cena kondenzatorskih baterija,
- 0,15 - godišnja stopa cene kondenzatorskih baterija [17],
- 120 [\$/kW] - cena gubitaka aktivne snage,
- $P_{loss,i,j}$ [kW] - gubici aktivne snage,
- $C_{int,i,j}$ [\\$] - trošak na neisporučenu električnu energiju [18],
- j - oznaka koja se odnosi na tekući sat i
- i - oznaka koja se odnosi na redni broj scenarija.

Uštede svakog sata se sračunavaju po:

$$SAVINGS_{i,j} = INITIAL_{i,j} - FINALCOST_{i,j} \quad (4)$$

$INITIAL_{i,j}$ - inicijalna funkcija cilja za polaznu konfiguraciju (bez komutacija i bez kondenzatorskih baterija).

Funkcija cilja uštede za ceo posmatani period od 1008 sati:

$$\begin{aligned} ENERYSAVINGS_i [\$] = & 120 \cdot \max(P_{loss,initial,i,j}) + \\ & + 0,03 \cdot \sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,initial,i,j} + \sum_{j=1}^{N^{hours}} C_{int,initial,i,j} - \\ & + [0,15 \cdot E1_{i,j} + 120 \cdot \max(P_{loss,i,j}) + \\ & + 0,03 \cdot \sum_{j=1}^{N^{hours}} P_{loss,i,j} + \sum_{j=1}^{N^{hours}} C_{int,i,j} + C_{com,i}] \quad (5) \end{aligned}$$

gde su:

- 0,03 [\$/kWh] – cena gubitaka na isporučenu električnu energiju i
- $C_{com,i}$ - cena komutacija (cena jedne komutacije je 1\$ ili 50\$).

Ograničenja:

$$V^{\min} \leq V_{k,i,j} \leq V^{\max} \quad \forall k \in N, i \in I, j \in J \quad (6)$$

gde su:

- V^{\min}, V^{\max} [V] - dozvoljena minimalna i maksimalna vrednost napona mreže,
- V_k [V] - napon čvora k u r.j.,
- N - ukupan broj čvorova mreže,
- I - skup svih scenarija,
- J - skup svih sati rada mreže.

$$I_{k,i,j} \leq I_{k,i,j}^{\max} \quad \forall k \in N_b, i \in I, j \in J \quad (7)$$

I_k^{\max} [A] - maksimalna dozvoljena struja grane k ,

I_k [A] - vrednost struje grane k ,

N_b - ukupan broj grana mreže.

$$Q_{bmin,i,j} \leq Q_{b,i,j} \leq Q_{bmax,i,j} \quad i = 4, -14, 16, 18, 20 \quad \forall j \in J \quad (8)$$

$$Q_{bmax,i,j} = Q_{initial,i,j} + Q_{dem,i,j} \quad i = 4, -14, 16, 18, 20 \quad \forall j \in J \quad (9)$$

Jednačina (9) pretpostavlja da mreža ne bude prekompenzovana.

$$Q_{bmin,i,j} = Q_{initial,i,j} + Q_{dem,i,j} - P_{00,i,j} \cdot \frac{\sqrt{1-0,85^2}}{0,85} \quad i = 4, -14, 16, 18, 20 \quad \forall j \in J \quad (10)$$

Da bi se imao ulazni faktor snage veći od 0,85 primenjuje se jednačina (10) [19]. U jednačinama (9) i (10) zanemarene su dozodne admitanse mreže, što je validno za test mrežu. U jednačinama (8-10) upotrebljene su sledeće oznake:

- Q_b - ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,
- Q_{bmax} - maksimalna ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,
- $Q_{initial}$ - reaktivna snaga za polaznu konfiguraciju bez instaliranih kondenzatora,
- Q_{dem} - potrošnja reaktivne snage mreže,
- Q_{bmin} - minimalna ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,

P_{00} - injektirana aktivna snaga u balansni čvor mreže.

Jednačine balansa snaga u čvorovima mreže (11) - (14):

$$P_{ij} = \text{tap}^2 V_i^2 G_{ij} - \text{tap}^2 V_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (11)$$

$$Q_{ij} = -\text{tap}^2 V_i^2 B_{ij} - \text{tap}^2 V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (12)$$

$$P_{slack} + \sum_{d=1}^{NDG} P_{DG}(d) = \sum_{i=1}^{N-slack} P_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} P_{loss}(ij) \quad (13)$$

$$Q_{slack} + \sum_{k=1}^{NCB} Q_{CB}(k) = \sum_{i=1}^{N-slack} Q_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} Q_{loss}(ij) \quad (14)$$

U jednačinama (11-14) upotrebljene su sledeće oznake:

- i, j - predajni i prijemni čvor grane ij ,
- P_{ij} - aktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,
- Q_{ij} - reaktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,
- tap - položaj teretne naponske sklopke u r.j. (1 ili 1,025 r.j.),
- V_i - napon čvora i kada nije primenjena regulacija,
- G_{ij} - konduktansa grane ij ,
- B_{ij} - susceptansa grane ij ,
- δ_i - fazni stav napona u čvoru i ,
- P_{slack} - aktivna snaga injektirana u balansni čvor,
- Q_{slack} - reaktivna snaga injektirana u balansni čvor,
- NDG - broj distribuiranih generatora,
- P_{DG} - snaga distribuiranog generatora,
- NCB - broj kondenzatorskih baterija,
- Q_{CB} - snaga kondenzatorske baterije,
- P_{dem} - aktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),
- Q_{dem} - reaktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),
- N_{br} - ukupan broj uključenih grana,
- $P_{loss}(ij)$ - gubitak aktivne snage grane ij ,
- $Q_{loss}(ij)$ - gubitak reaktivne snage grane ij .

Broj otepa teretne naponske sklopke je standardizovan. Analizirane su vrednosti u koracima od 2,5% nazivnog napona (-5%, -2,5%, 0%, 2,5% i 5%). U normalnom radnom režimu bira se otepa u nultom položaju (nazivni napon). Dozvoljene su tolerancije napona od 0,9 do 1,1 r.j. Ove granice su zadovoljene u slučaju da je položaj teretne sklopke 2,5%. Položaj od 1,05 r.j. doveo bi mrežu u radni režim kada je V_{max} mreže veće od 1,05 r.j. tako da se uži opseg napona za rad mreže od 0,95-1,05 r.j. nije mogao usvojiti.

Cena kondenzatorskih baterija data je tabelarno (stepenastom funkcijom, Tabela 1) po koracima reaktivnih snaga baterije:

Tabela 1. Cena kondenzatorske baterije (\$)

snaga baterije	> 0, ≤ 300 kVAr	> 300, ≤ 600 kVAr	> 600, ≤ 900 kVAr	> 900, ≤ 1200 kVAr	> 1200 kVAr
cena	1900\$	3200\$	4500\$	5400\$	6000\$
Cena održavanja i montaže uključena je u fiksni deo cene kondenzatorske baterije					

Ukupni indeks naponske slike je:

$$TVPI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N_{hours}} VPI_{i,j}}{N_{hours}} \quad (15)$$

Pojedinačni indeks naponske slike je :

$$VPI_{i,j} = \sum_{k=1}^N |1 - V_{k,i,j}| \quad (16)$$

N - broj čvorova mreže,

$V_{k,i,j}$ - napon čvora k u relativnim jedinicama (r.j.) i

$VPI_{i,j}^n$ - pojedinačni indeks naponske slike za polaznu konfiguraciju.

Ukupni indeks gubitaka aktivne snage je:

$$TPLI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N_{hours}} PLI_{i,j}}{N_{hours}} \quad (17)$$

$$PLI_{i,j} = \sum_{b=1}^{N_b} r_b \cdot I_{b,i,j}^2 \quad (18)$$

N_b - ukupan broj grana,

r_b - aktivna otpornost grane b i

$I_{b,i,j}$ - vrednost struje grane b .

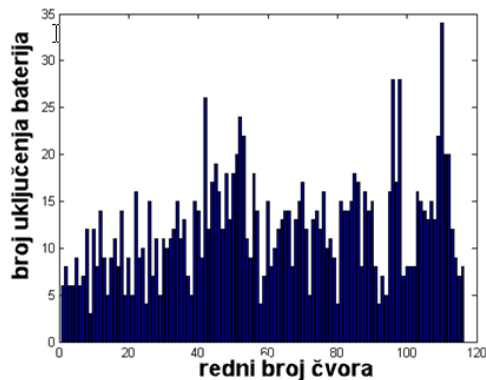
Za cenu komutacija uzeta je vrednost od 1\$ i posebno 50\$ (boldovana vrednost iz Tabele 2). Ona je zanemarena u funkciji cilja (3) jer je u najgorem slučaju vrednost komutacija u jednom satu (15·2·50\$)=1,500\$ što se može zanemariti u odnosu na vrednost gubitaka aktivne snage pomnožene sa penalizacionim faktorom 120\$/kW čime se dobija vrednost veća za red veličine (reda 104\$). Da bi se uvažila cena komutacija za svih 1008 sati rada mreže ona je uključena u izraz za funkciju cilja uštede za ceo posmatrani period (5). Uvedeno je ograničenje maksimalnog broja komutacija po jednom komutujućem elementu tokom 24 sata rada mreže. Usvojeno je da je on isti za sve komutujuće elemente i da iznosi 6. Za rad mreže od 24 sata i prekidač koji treba da radi 15 godina predviđa se maksimalni broj komutacija od 6, 4 za rekonfiguraciju i 2 za eventualnu restauraciju. Očigledno je da porastom cene jedne komutacije opada funkcija cilja (5) i da je poželjno da cena komutacija bude što manja.

VI PRIBLIŽAVANJE PODOBNOM REŠENJU

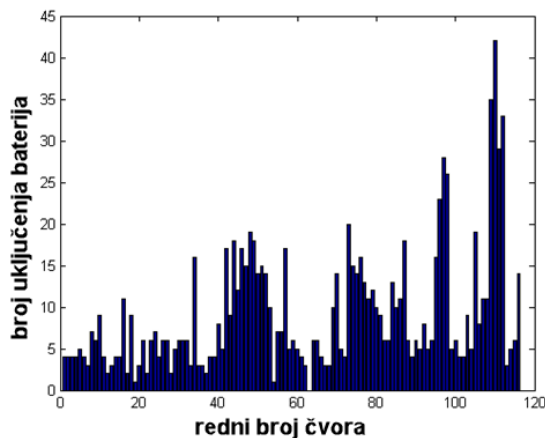
Pre rekonfiguracije i kompenzacije u mreži su instalisana dva vetrogeneratora maksimalne snage od po 1 MW svaki, što čini oko 10% aktivne potrošnje (22,7097 MW) i solarni paneli maksimalne snage od po 1 MW svaki i to u najopterećenijim čvorovima mreže, čvor 50 (0,91837 MW, 1,2015 MVar) i čvor 111 (0,91803 MW i 0,89855 MVar), što je bio kriterijum za

izbor obnovljivih izvora. Pri simuliranju rekonfiguracije i kompenzacije, kada se uniformno raspodeljuju vetrogeneratori po čvorovima mreže dobijeno je da su najčešće posećivani čvorovi (vetrogeneratorima) 27 i 102. U ovom slučaju minimalni gubici aktivne snage mreže iznosili su oko $P_{loss}=200$ kW što govori u prilog tome da su maksimalne snage distribuiranih izvora dobro procenjene.

Simulacija je izvršena za položaj teretne naponske sklopke (OLTC) u napojnom čvoru mreže 1,00 i 1,025 r.j. Pri položaju 1,00 r.j. za 1008 sati rada mreže dobilo se da je $V_{min}=0,8995$ r.j. što nije u opsegu 0,9-1,1 r.j. koji je usvojen za važeći pa je simulacija nastavljena sa otcepom od 1,025 r.j. kada je $V_{min}=0,9238$ r.j. što je zadovoljilo. Maksimalna struja je za 26,0423 A bila manja od deklarisanе pa su se najčešće posećivani čvorovi vetrogeneratorima odredili u ovom radnom režimu (položaj otcepa 1,025 r.j.).



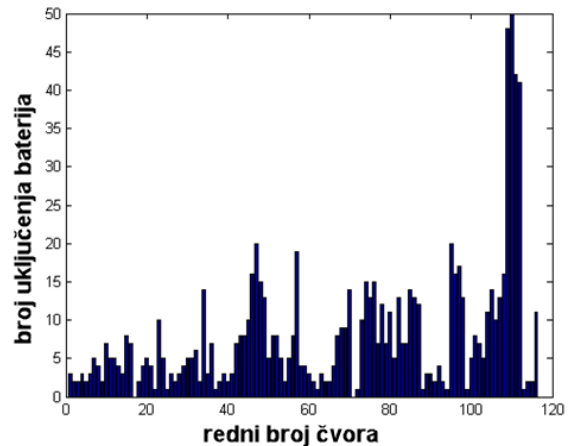
Slika 5. Broj uključjenja kondenzatorske baterije od 300 kVAr-a za 1008 sati rada mreže



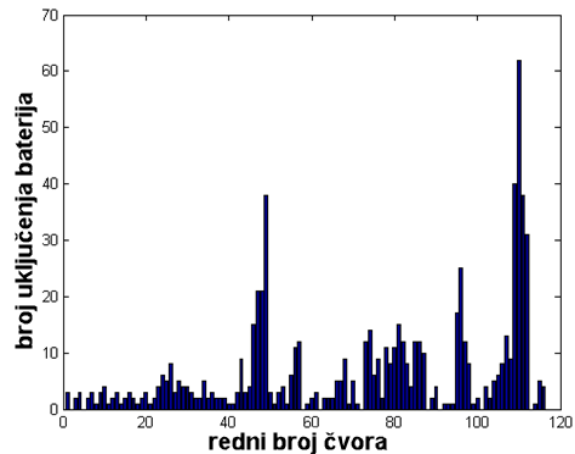
Slika 6. Broj uključjenja kondenzatorske baterije od 600 kVAr-a za 1008 sati rada mreže

Simulacija sa fiksnim kondenzatorskim baterijama i fiksnim čvorovima za njihovo instaliranje izvršena je sukcesivno, postepenim dodavanjem sve većeg broja baterija u čvorovima mreže koji su najposećeniji sa njihovog aspekta pri čemu se je krenulo od kondenzatorskih baterija snage 1200 kVAr-a, pa 600 kVAr-a i na kraju 300 kVAr-a. Sve dok je rasla funkcija cilja

(ENERGYSAVINGS, (5)) dodavane su baterije, da bi se sa ovim prekinulo čim je ona počela da opada. U Tabeli 2 su navedeni čvorovi za postavljanje baterija kada balansni (multi) čvor nije uzet u obzir. Ovaj algoritam nazvan je Monte Carlo grafička metoda (Slike 5 – 9).



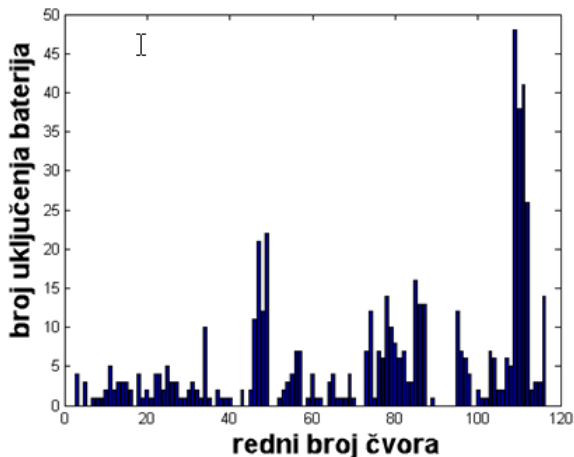
Slika 7. Broj uključjenja kondenzatorske baterije od 900 kVAr-a za 1008 sati rada mreže



Slika 8. Broj uključjenja kondenzatorske baterije od 1200 kVAr-a za 1008 sati rada mreže

Osnovna ideja pri simulaciji je bila da se prvo vrši rekonfiguracija sa prisutnim distribuiranim izvorima primenom metode minimalno razgranatog stabla a tek onda kompenzacija kondenzatorskim baterijama. Primena algoritma simuliranog kaljenja za simultanu metodu je otpala jer za ovu mrežu rekonfiguracija za jedan nivo potrošnje traje 17 dana i ne daje zadovoljavajuće rezultate. Usvojeno je da u mreži primeru postoji dovoljno rasprezanje između optimalne rekonfiguracije i kompenzacije zbog čega se ove dve metode mogu primeniti odvojeno u procesu dodezanja optimuma što ne mora biti slučaj u sistemima sa kompleksnijom petljastom strukturom [20]. Za početni, vremenski najzahtevniji program (kada „šetaju“ vetrogeneratori i kondenzatorske baterije, kompenzacija vrši metodom simuliranog kaljenja, ICOUNT 3000) program u MATLAB-u R2010a sa MATPOWER algoritmom za proračun

tokova snaga na računaru PRIME LIDER BAYONET PC; AMD Ryzen5 2600 3,4 do 3,9 GHz; 2x32 GB RAM traje oko 15 sati i 36 min (1008 iteracija) a svaka simulacija pri fiksnim čvorovima za vetrogeneratore i kondenzatorske baterije traje 1 min CPU vremena (takođe 1008 iteracija) zbog skalabilnosti algoritma minimalno razgranatog stabla.

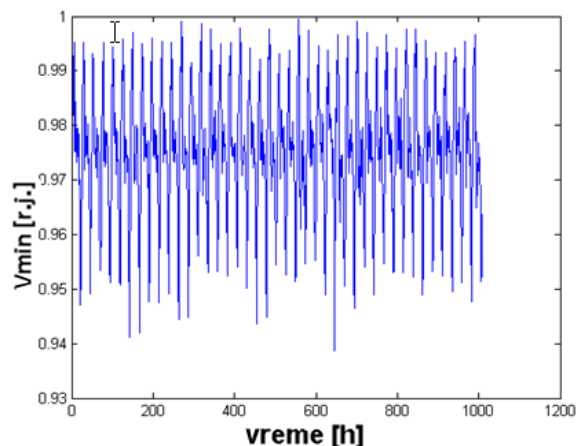


Slika 9. Broj uključena kondenzatorske baterije od 1500 kVAr-a za 1008 sati rada mreže

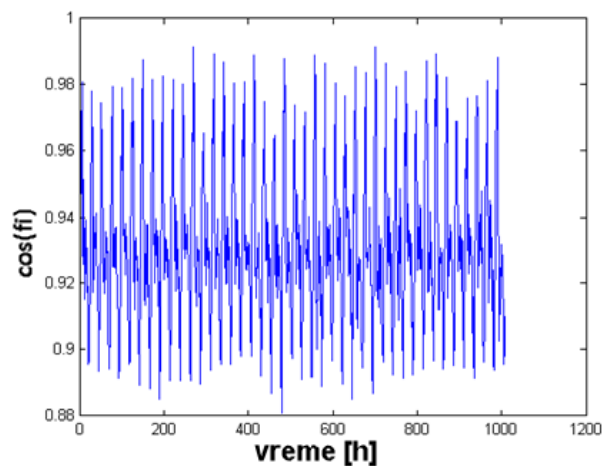
VII REZULTATI I DISKUSIJA

Iz Tabele 2 očigledno je da je najbolji scenario 13 (zasenčen žuto). On zadovoljava sve tehničke zahteve u pogledu dozvoljenih napona u čvorovima mreže (usvojeno je da napon može da varira u opsegu 0,9-1,1 r.j.), Slika 10. Takođe zadovoljene su vrednosti i za maksimalnim dozvoljenim strujama, minimalno odstupanje struje je 15,7131 A (toliko je manja od dozvoljene efektivne vrednosti). Mreža ima i dobar ulazni faktor snage ($>0,85$ koliko je usvojeno za minimalnu dozvoljenu vrednost) i nije prekompenzovana (Slika 11 i 12). Sa ekonomskog aspekta ovo je i najjeftiniji scenario sa cenom od 7,039,300\$ odnosno 7,090,015\$ (cena komutacija 50\$ boldovano) i maksimalnom uštedom od 869,180\$ i najmanjim troškovima na neisporučenu energiju (6,816,900\$). Kod ove analize cena teretne naponske sklopke nije uzeta u obzir. Treba uočiti da je razlika u ceni scenarija 21 i 17, 250 100\$ što treba usvojiti za faktor korekcije (uvećanja) uštede za scenarije 13, 15, 16 i 17 kao i svih scenarija u kojima se vrši rekonfiguracija i kompenzacija a položaj teretne sklopke je 1.025 r.j. Rekonfiguracija je u svim scenarijima ista (vrši se na početku za iste vrednosti polaznih konfiguracija). Napominjemo da je rekonfiguracija odvojena od kompenzacije koja se izvršava nakon rekonfiguracije. Postepenim dodavanjem kondenzatorskih baterija polako rastu i naponi mreže, popravljaju se faktor snage i povećavaju se minimalne razlike u odnosu na usvojene nazivne struje mreže.

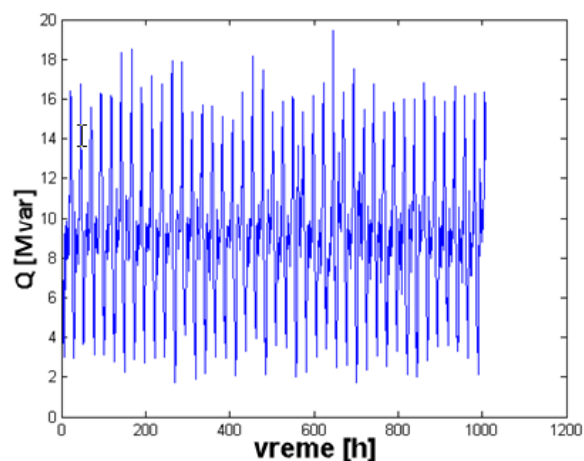
Važna napomena u vezi sa slikama 10-12 je da promenljive na njima osciluju oko očekivanih srednjih vrednosti što je uzrokovano Gauss-ovm rapodelom potrošnje u čvorovima mreže. Treba uočiti da se određene grane nikad ne otvaraju (scenariji 1-15, 18, 19) tako da na njima prekidači nisu potrebni što daje dodatne uštede.



Slika 10. Minimalni napon mreže u funkciji od sati - scenario 13



Slika 11. $\cos\phi$ u funkciji od sati - scenario 13



Slika 12. Ulazna reaktivna snaga u funkciji od sati – scenario 13

Iz Tabele 2 vidi se da kompenzacija novim kondenzatorskim baterijama ima i određeno ograničenje u dodavanju baterija iste snage. Kad cena počne da raste treba poslednju kondenzatorsku bateriju određene snage zameniti sa baterijom manje snage i time postići precizniju regulaciju kako tehničkih tako i ekonomskih parametara sve dok je ovo dodavanje ekonomski opravdano (ovo se vidi na primerima scenarija 4, 5 i 6).

Tabela 2. Rezultati za 1008 puta puštan program za različite scenarije

Scenario/ baterija kVAr/ (čvor bez nultog)	Ulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena nije uključena	TVPI	TPLI	Komutacije	Δ Polazno	Δ Krajnje	Umax polazno	Umax krajnje	Umin krajnje	cos ϕ	Qulazno	Trosak na neisporučenu električnu energiju
Redni broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.		prekompenzovana	\$
1 1200(49) 1200 (110)	1,025	7 157 400 7 208 115	751 120 700 405	-	-	1035 51 750	-21,1647	- 154,7816	1,0293	1,0250	0,9249	<0,85	nije	6 895 700
2 1200(49) 1200(110) 1200(96)	1,025	7 124 800 7 175 515	783 720 733 005	-	-	1035 51 750	-21,1647	-87,1631	1,0293	1,0250	0,9293	<0,85	nije	6 874 400
3 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81)	1,025	7 105 500 7 156 215	803 000 752 285	-	-	1035 51 750	-21,1647	-87,1631	1,0293	1,0250	0,9330	<0,85	nije	6 864 700
4 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74)	1,025	7 092 600 7 143 315	815 970 765 255	-	-	1035 51 750	-21,1647	-87,1631	1,0293	1,0250	0,9330	>0,85	nije	6 858 600
5 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 1200(57)	1,025	093 600 144 315	814 890 764 175	-	-	1035 51 750	-21,1647	-30,0800	1,0293	1,0250	0,9332	>0,85	nije	6 861 600
6 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48)	1,025	7 086 300 7 137 015	822 270 771 555	-	-	1035 51 750	-21,1647	-56,6923	1,0293	1,0250	0,9331	>0,85	nije	6 855 000
7 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57)	1,025	084 100 134 815	824 410 773 695	-	-	1035 51 750	-21,1647	-28,0560	1,0293	1,0250	0,9332	>0,85	nije	6 854 600
8 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 600(34)	1,025	7 098 300 7 149 015	810 210 759 495	-	-	1035 51 750	-21,1647	-1,0316	1,0293	1,0250	0,9333	>0,85	nije	6 870 000
9 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(34)	1,025	7 089 000 7 139 715	819 570 768 855	-	-	1035 51 750	-21,1647	-14,2943	1,0293	1,0250	0,9332	>0,85	nije	6 860 100

10 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42)	1,025	7 060 900 7 111 615	847 650 796 935	-	-	1035 51 750	-21,1647	-12,5887	1,0293	1,0250	0,9386	>0,85	nije	6 834 300
11 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42) 300(52)	1,025	7 041 300 7 092 015	867 180 816 465	-	-	1035 51 750	-21,1647	2,2059	1,0293	1,0250	0,9386	>0,85	nije	6 817 200
12 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42) 300(52) 300(45)	1,025	7 040 400 7 091 115	868 100 817 385	-	-	1035 51 750	-21,1647	15,7131	1,0293	1,0250	0,9386	>0,85	nije	6 817 400
13 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42) 300(52) 300(45) 300(85)	1,025	7 039 300 7 090 015	869 180 818 465	-	-	1035 51 750	-21,1647	15,7131	1,0293	1,0250	0,9386	>0,85	nije	6 816 900
14 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42) 300(52) 300(45) 300(85) 300(22)	1,025	7 040 000 7 090 715	868 550 817 835	-	-	1035 51 750	-21,1647	28,3938	1,0293	1,0250	0,9386	>0,85	nije	6 818 100
15	1,025	7 297 900 7 348 615	610 600 559 885	-	-	1035 51 750	-21,1647	- 227,0822	1,0293	1,0250	0,9177	<0,85	nije	7 007 700
16 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42) 300(52) 300(45) 300(85)	1,025	7 639 185	269 385	-	-	-	-21,1647	180,0811	1,0293	1,0297	0,8487	>0,85	nije	7 314 900
17	1,025	7 908 485	-	-	-	-	-21,1647	-21,1647	1,0293	1,0293	0,8078	<0,85	nije	7 467 500

18 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42) 300(52) 300(45) 300(85)	1,000	7 234 400 7 285 115	924 160 873 445	0,5519	0,4969	1035 51 750	-76,9871	-35,9142	1,0044	1,000	0,9110	>0,85	nije	6 999 700
19	1,000	7 508 100 7 558 815	650 480 599 765	0,7508	0,6793	1035 51 750	-76,9871	- 286,7567	1,0044	1,000	0,8893	<0,85	nije	7 200 700
20 1200(49) 1200(110) 1200(96) 1200(81) 1200(74) 600(48) 600(57) 300(42) 300(52) 300(45) 300(85)	1,000	7 864 185	294 365	0,7366	0,6835	-	-76,9871	132,0758	1,0044	1,0048	0,8173	>0,85	nije	7 519 300
21	1,000	8 158 585	-	1	1	-	-76,9871	-76,9871	1,0044	1,0044	0,7741	<0,85	nije	7 686 700

Napomena: Energy je izraz u srednjoj zagradi jednačine (5).

Konačan zaključak na osnovu Tabele 2 je da novo dodavanje kondenzatorske baterije od 300 kVAr-a nakon scenarija 13 (scenario 14) dovodi do povećavanja u ceni i da tu treba stati, odnosno da je optimalan scenario 13. Na ovaj način dobija se rešenje blisko globalnom optimumu za širok dijapazon (1008 sati) realnog rada mreže. Optimizacija je tako zamišljena da se minimizira funkcija cilja (3) za svaki sat rada mreže (uzeto da ih ima 1008). Minimizacijom svakog sata dobija se globalni optimum koji je nerealan jer se vetro generatori „šetaju“ (uniformna raspodela po čvorovima mreže) kao i kondenzatorske baterije. Usvajanjem fiksnih čvorova za lociranje vetro generatora i baterija kao i njihovih veličina na osnovu najveće posećenosti čvorova mreže, Monte Carlo grafičkom metodom koja je logična mada ne i sasvim precizna dobija se rešenje blisko globalnom optimumu za širok period realnog rada mreže.

U narednoj analizi biće upoređeno osam scenarija (13, 15-21), Tabela 2. Ovo su scenariji kod kojih je uključena rekonfiguracija, kompenzacija, distribuirana proizvodnja u samom startu, kao i teretna naponska sklopka u napojnom razvodnom postrojenju i odsustvo pojedinih od navedenih strategija radi njihove procene. U pogledu dozvoljenog odstupanja napona zadovoljavaju scenariji 13, 15 i 18 i najbolji je napon mreže za scenario 13 (minimalna vrednost napona čvora je 0.9386 r.j.). U pogledu dobre dimenzionisanosti provodnika grana sa aspekta maksimalno dozvoljenih struja zadovoljavaju scenariji 13, 16 i 20, pri čemu najveća rezerva postoji kod scenarija 16, što bi značilo da bi u pogledu maksimalnih razlika u odnosu na dozvoljene struje grana ovaj scenario bio najbolji. U pogledu dobrog ulaznog faktora snage ($\cos\phi$) zadovoljavaju scenariji 13, 16, 18 i 20 čime je potvrđena činjenica da se kompenzacijom mreže uvek može popraviti ulazni faktor snage. Indeksi TVPI i TPLI se tačno mogu odrediti samo za scenarije 18, 19, 20 i 21 i najbolji su za scenario 18.

VIII ZAKLJUČAK

U ovom članku razmatra se rekonfiguracija distributivne mreže sa otočnom kompenzacijom uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela (u samome startu) pomoću MST algoritma na primeru razgranate distributivne mreže IEEE sa 118 čvorova. Izvršena analiza pokazuje da se znatne uštede mogu postići pri čemu se u analizu uključuje i dnevni dijagram potrošnje. Monte Carlo grafička metoda za postavljanje kondenzatorskih baterija kod razgranate mreže mora se primenjivati sukcesivno dok funkcija cilja raste što je jedna varijanta dinamičkog programiranja [21]. Krajnji $\cos\phi$ za najbolje scenarije je veći od 0,85 dok je polazni manji. Mreža nije prekompenzovana. Krajnji naponski profil je bolji od polaznog. Za scenarije 13, 15 i 18 najmanji napon mreže je veći od 0,9 r.j. Krajnji gubici su mnogo bolji od polaznih. Postignuta je značajna ušteda u isporučenoj električnoj energiji. Sa trajanjem programa od 15,5 sati (simulacija rada za 1008 sati) razvijeni algoritam se može upotrebiti u fazi planiranja. Neke grane se nikada ne otvaraju tako da na njima nisu neophodni prekidači što donosi dodatne uštede. Može se zaključiti da dobijeni rezultati prezentovani slikama i tabelama potvrđuju validnost Monte Carlo grafičke metode sprovedene pomoću MST algoritma. Pri izvršenim analizama cena teretne naponske sklopke nije uzeta u obzir. Glavni doprinosi ovog rada su:

- stohastički prikaz promene potrošnje u čvorovima mreže (Gauss-ova raspodela),
- stohastički prikaz promene snage vetro generatora u čvorovima mreže (Weibull-ova raspodela),
- uniformna raspodela vetro generatora po čvorovima mreže pre izbora čvorova gde se oni stalno, za ceo period (1008 sati) rada mreže postavljaju,

- uključenje teretne naponske sklopke u napojnom čvoru mreže,
- postizanje ulaznog faktora snage mreže iznad 0,85 primenom kondenzatorskih baterija,
- primena višestruke funkcije cilja koja pored gubitaka vršne snage i cene kondenzatorskih baterija uključuje i cenu gubitaka na električnu energiju, cenu na neisporučenu električnu energiju i cenu komutacija,
- ograničenje broja komutacija na maksimalno 6 u toku 24 sata po jednom komutujućem elementu,
- transparentnost primenjene grafičke Monte Carlo metode za postavljanje vetro generatora i kondenzatorskih baterija u čvorovima mreže,
- primena metode minimalno razgranatog stabla, MST (Kruskal i Prim) na problem rekonfiguracije uz naknadnu primenu metode simuliranog kaljenja na problem kompenzacije mreže,
- uključenje dnevnog dijagrama potrošnje sa neradnim i radnim danima pri analizi potrošnje mreže,
- uključenje solarnih panela sa dijagramom insolacije u najopterećenijim čvorovima mreže i
- široki vremenski dijapazon analize rada mreže (1008 sati) uz zadovoljenje svih tehničkih ograničenja (minimalnih napona čvorova, maksimalnih dozvoljenih vrednosti struja grana i neprekompensovanosti mreže).

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Civanlar, S. Grainger, J.J., Yin, H., Lee, S.S.H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, pp. 1217-1223, 1988. <https://doi.org/10.1109/61.193906>
- Shirmohammadi, D., Hong, H.W. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, pp. 1492-1498, 1989. <https://doi.org/10.1109/61.25637>
- [2] Xu, X., Wang, C., Feng, X. A taboo search approach for distribution network reconfiguration based on GIS, in Proc. 2009 International Workshop on Intelligent Systems and Applications, Wuhan, China, pp. 1-4, 23-24 May 2009. <https://doi.org/10.1109/IWISA.2009.5072681>
- [3] Asrari, A., Lotfifard, S., Payam, M.S. Pareto dominance-based multiobjective optimization method for distribution network reconfiguration, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 7, No. 3, pp. 1401-1410, 2016. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2468683>
- [4] Salehi, J., Oskuee, M.R.J., Amini, A. Stochastics multi-objective modeling of simultaneous reconfiguration of power distribution network and allocation of DG's and capacitors, International Journal of Ambient Energy, Vol. 39, No. 6, pp.1-15, 2017. <https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1280084>
- [5] Souza, S.S.F., Romero, R., Franco, J.F. Artificial immune networks Copt-aiNet and Opt-aiNet applied to the reconfiguration problem of radial electrical distribution systems, Electric Power Systems Research, Vol. 119, pp. 304-312, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.012>
- [6] Taylor, J.A., Hover, F.S. Convex models of distribution system reconfiguration, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, No. 3, pp. 1407-1413, 2012. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2184307>
- [7] Kovački, N., Vidović, P., Sarić, A. Scalable algorithm for the dynamic reconfiguration of the distribution network using the Lagrange relaxation approach, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 94, pp. 188-202, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.07.005>
- [8] De Oliveira, L.W., Carneiro, Jr.S., de Oliveira, E.J., Pereira, J.L.R., Silva, Jr.I.C., Costa, J.S. Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy loss minimization, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 32, No. 8, pp. 840-848, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.01.030>
- [9] Sayadi, F., Esmaeli, S., Keynia, F. Feeder reconfiguration and capacitor allocation in the presence of non-linear loads using new P-PSO algorithm, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 10, No. 10, pp. 2316-2326, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0936>
- [10] Syahputra, R., Robandi, I., Ashari, M. Optimal distribution network reconfiguration with penetration of distributed energy resources, in Proc. 1st International Conference on Information Technology, Grids and Networks and Electrical Engineering (ICITACEE), Semarang, Indonesia, pp. 388-393, 8 November 2014. <https://doi.org/10.1109/ICITACEE.2014.7065777>
- [11] Ahmadi, H., Marti, J.R. Minimum-loss network reconfiguration: A minimum spanning tree problem, Sustainable Energy, Grids and Networks, Vol. 1, pp. 1-9, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2014.10.001>
- [12] Stojanović, B., Rajić, T. Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 23, No. 4, pp. 45-52, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-4.45S>
- [13] Stojanović, B., Rajić, T., Šošić, D. Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 24, No. 4, pp. 12-21, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-4.12S>
- [14] Zimmerman, R.D., Murillo-Sanchez, C.E. MATPOWER 6.0 User's Manual, 2016. <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-6.0.pdf> [pristupljeno 05.03.2023]
- [15] Zhang, D., Fu, Z., Zhang, L. An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems, Electric Power Systems Research, Vol. 77, No. 5-6, pp. 685-694, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.06.005>
- [16] Stojanović, B. Primena metode „simuliranog kaljenja“ na problem kompenzacije reaktivne snage u simetričnim radijalnim razgranatim distributivnim mrežama, Elektroprivreda, No. 3, pp. 35-49, 2004.
- [17] Nahman, J., Perić, D. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 2, pp. 790-795, 2008. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.920047>
- [18] Stojanović, B. Simulated annealing method and its application to capacitor placement problem in radial distribution networks, University of electrical engineering, Belgrade, 1997.
- [19] Jiang, D., Baldick, R. Optimal electric distribution system switch reconfiguration and capacitor control, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, pp. 890-897, 1996. <https://doi.org/10.1109/59.496171>
- [20] Sarić, A. Primena metode veštačke inteligencije za rešavanje problema kompenzacije reaktivne snage i regulacije napona u distributivnim sistemima, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 1997.

AUTORI/AUTHORS

mr Branko Stojanović - magistar elektrotehnike, Tehnički opitni centar, Beograd, stojanovic.branko@rocketmail.com, ORCID [0000-0002-9846-4684](https://orcid.org/0000-0002-9846-4684)

dr Tomislav Rajić - docent, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, rajic@etf.rs, ORCID [0000-0003-4796-4117](https://orcid.org/0000-0003-4796-4117)

dr Darko Šošić - vanredni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, sosic@etf.rs, ORCID [0000-0001-9029-8979](https://orcid.org/0000-0001-9029-8979)