

ODREĐIVANJE OPTIMALNOG BROJA I LOKACIJA DISTRIBUIRANIH IZVORA ENERGIJE ZA POBOLJŠANJE POKAZATELJA POUZDANOSTI U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

OPTIMAL NUMBER AND PLACEMENT OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES FOR IMPROVEMENT OF RELIABILITY INDICATORS IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Kristina DŽODIĆ, Elektrotehnički fakultet, Srbija
Jelisaveta KRSTIVOJEVIĆ, Elektrotehnički fakultet, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Tokom poslednjih decenija uvođenje obnovljivih izvora energije u distributivne mreže, u vidu distribuiranih jedinica relativno male snage, je postavilo niz izazova u upravljanju, projektovanju i planiranju distributivnih sistema. Procena pouzdanosti distributivnih sistema je složen tehničko-ekonomski problem, na koji utiče veliki broj faktora među kojima su intenzitet kvarova, vreme popravke ili zamene komponente, konfiguracija sistema, stepen i promenljivost opterećenja. Priključenje distribuiranih izvora može potencijalno smanjiti vreme trajanja prekida napajanja određenom broju potrošača nakon kvara u mreži i time poboljšati pouzdanost mreže. To će se desiti ukoliko distribuirani izvor ima tehničke karakteristike koje mu omogućavaju da može da radi u ostrvskom radu, da to dozvoljava stepen automatizacije distributivne mreže, kao i da važeća tehnička regulativa zemlje dozvoljava ostrvski rad. U kojoj meri priklučenje distribuiranog izvora može doprineti poboljšanju pouzdanosti zavisi kako od broja priključenih distribuiranih izvora, njihove snage i vrste, tako i od tačke njihovog priključenja u mreži. U radu je predložen algoritam za određivanje optimalnog broja i lokacija jedinica distribuirane proizvodnje, tako da se postigne najveće unapređenje pouzdanosti sistema. Prilikom donošenja odluke o optimalnom broju i optimalnim lokacijama distribuiranih izvora posmatrane su vrednosti pokazatelja pouzdanosti distributivnih sistema i analiziran je i uticaj distribuiranih izvora na novčani iznos štete nastale usled prekida napajanja. Tokom proračuna pokazatelja pouzdanosti uvažena je neizvesnost u proceni proizvodnje distribuiranih izvora i snage potrošnje primenom Monte Carlo simulacija (MSC).

Ključne reči: Distribuirani izvori, pokazatelji pouzdanosti, Monte Carlo simulacija

ABSTRACT

In recent decades, the introduction of renewable energy resources in distribution networks, in the form of distributed units of relatively small power, has posed many challenges in the distribution system operation, design and planning. Assessing the reliability of distribution systems is a complex technical and economic problem, which is influenced by a number of factors, including failure rate, component repair or replacement times, system configuration, degree and load variability. Integration of a distributed generation unit can potentially reduce the duration of power outage for a certain number of consumers after a network failure, and thus improve network reliability. This could happen if a distributed source has the technical characteristics that enable its island operation, if the degree of automation of the distribution network allows it, and if it is in accordance with the current technical regulations of the country. The extent to which integration of distributed sources can improve reliability depends on the number of connected distributed sources, their power and type, and the point of common coupling. This paper proposes an algorithm for determining the optimal number and location of distributed generation units to achieve the greatest improvement in system reliability. The optimal number and optimal locations of distributed sources were determined based on the values of the reliability indicators of distribution systems and the impact of distributed sources on the total interruption damage cost was analyzed. The uncertainty in the estimation of production of distributed sources and power consumption was taken into account by using Monte Carlo simulations (MSC) for the calculation of the reliability indicators.

Key words: Distributed energy resources, reliability indicators, Monte Carlo Simulation

UVOD

Tokom poslednjih decenija, zabeleženo je sve veće prisustvo obnovljivih izvora energije koji se u vidu distribuiranih jedinica priključuju na distributivnu mrežu. Između ostalih uslova koje distribuirana jedinica mora da ispuni pre priključenja je i uslov koji se odnosi na ostrvski rad. Ostrvski režim rada nastupa kada dođe do prekida napajanja iz mreže, a distribuirani izvor (ili grupa njih) nastavi da napaja deo sistema koji je od mreže odvojen. Važeća tehnička regulativa u većini zemalja, uključujući Srbiju [1], zabranjuje ostrvski rad. Osnovni razlozi za to su sledeći: operator sistema ne može garantovati zadovoljavajući kvalitet električne energije u ostrvu (mogu se pojaviti abnormalne promene napona i frekvencije), problem bezbednosti za stručno osoblje i komplikovano ponovno povezivanje na mrežu.

Međutim, zahtevi za stalno unapređenje pouzdanosti isporuke električne energije bi mogli navesti operatora distributivnog sistema da se nameran ostrvski rad uvede sa ciljem povećanja pouzdanosti isporuke energije kupcima. U tom slučaju pri prekidu napajanja iz distributivne mreže usled pojave kvara, zdrav deo mreže bi mogao da se izoluje i da nastavi da radi kao mikromreža do otklanjanja kvara i ponovnog povezivanja na distributivnu mrežu.

Razmatranje ovakve strategije podrazumeva da se ispita koliki bi bio njen uticaj na povećanje pouzdanosti distributivnog sistema, za šta se tradicionalni pristup za procenu pouzdanosti, koji podrazumeva da je ostrvski rad zabranjen, mora modifikovati i prilagoditi mogućnosti da deo mreže može da funkcioniše u ostrvskom radu. Uticaj obnovljivih izvora na pouzdanost distributivnih sistema je analiziran u naučnim radovima [2-5] na osnovu kojih se može zaključiti u kojoj meri će prisustvo distribuiranih proizvodnih jedinica (u daljem tekstu DG, eng. *Distributed Generation*) uticati na pouzdanost i da to zavisi od brojnih faktora među kojima su najuticajnije: mesto priključenja DG jedinice, stohastička priroda primarnog energenta i stepen automatizacije distributivne mreže. Od interesa može biti i socio-ekonomska dobit koju bi ovo donelo. Naučni radovi [6,7] analiziraju kako se priključenjem DG jedinica može smanjiti šteta potrošača koja nastaje usled prekida napajanja.

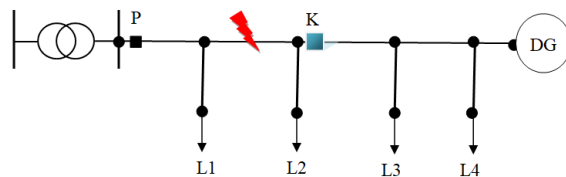
U ovom radu je predložena metodologija koja daje odgovor na pitanje koji su optimalni čvorovi priključenja vetroagregata u sredjenaponskoj radijalnoj distributivnoj mreži u kojoj postoji više tipova potrošača. U analizi se ispituje koji su čvorovi u kojima bi priključenje vetroagregata dovelo do najvećeg poboljšanja pokazatelja pouzdanosti i minimizacije štete potrošača nastale usled prekida. Analizom je obuhvaćena neizvesnost u proizvodnji iz obnovljivih izvora, i u proceni snage potrošnje. Predložen pristup je primenjen na distributivnoj test mreži, uz razmatranje različitih stepena razvijenosti komunikacione infrastrukture i automatizacije mreže, kao i različit broj priključenih vetroagregata.

FORMULACIJA PROBLEMA

Distributivne mreže projektovane su za jednosmerne tokove snaga i dimenzionisane prema potrebama potrošača. Ekološki i tehnički izazovi koji stoje pred postojećim distributivnim sistemima nameću potrebu za njegovom modernizacijom. Koncept pametne mreže (eng. *Smart Grid*) predstavlja naprednu elektronergetsku mrežu koja primenjuje informacione tehnologije, alate i tehnike koji mrežu čine efikasnijom i fleksibilnijom. Pametne distributivne mreže se temelje na integraciji obnovljivih izvora energije, skladištenju električne energije, automatizaciji distributivne mreže, integraciji dvosmernih komunikacionih tehnologija itd. Njihova važna osobina je i visok nivo pouzdanosti isporuke električne energije kupcima. Osnovna sredstva koja će ovo obezbediti su sposobnost obnavljanja sistema i mogućnost formiranja mikromreža. Mikromreža je grupa međusobno povezanih potrošača i distribuirane proizvodnje sa jasno definisanim električnim granicama, koja se ponaša kao jedinstven entitet u odnosu na mrežu. Mikromreža može raditi povezana sa mrežom ili u izolovanom radu, a siguran i pouzdan rad se mora obezbediti u oba radna režima [8].

Formiranje mikromreže doprinosi pouzdanosti u situacijama kada se u distributivnoj mreži ili napojnoj transformatorskoj stanici desi kvar. Tada se zdrav deo mreže koji ostane bez napajanja i u kome postoje proizvodne jedinice može izolovati od ostatka mreže i nadomestiti nedostatak napajanja onim potrošačima koji se nalaze u istom delu mreže, sve dok se kvar ne otkloni. Ukoliko se DG zasniva na obnovljivim izvorima, onda će formiranje ostrva zavisiti i od toga da li je na raspolaganju dovoljna količina primarnog energenta tako da se mogu napojiti svi potrošači u mikromreži. Treba napomenuti da je formiranje mikromreže usko povezano sa grupom *FLISR (Fault Location Isolation and Service Restoration)* aktivnosti. *FLISR* aktivnosti se sastoje od izolovanja dela mreže pogođenog kvarom korišćenjem raspoloživih resursa u mreži, ili po potrebi ekipa na terenu i određivanje optimalnog plana manipulacija za obnavljanje napajanja na zdravom delu izvoda koji je ostao bez napajanja nakon izolacije.

Mogućnost formiranja ostrva za vreme kvarova u distributivnoj mreži, u velikoj meri zavisi od stepena automatizacije mreže. Na primeru pojednostavljenog izvoda koji je prikazan na Sl. 1 biće pokazan uticaj različitih rasklopnih uređaja na mogućnost formiranja ostrva nakon nastanka kvara.

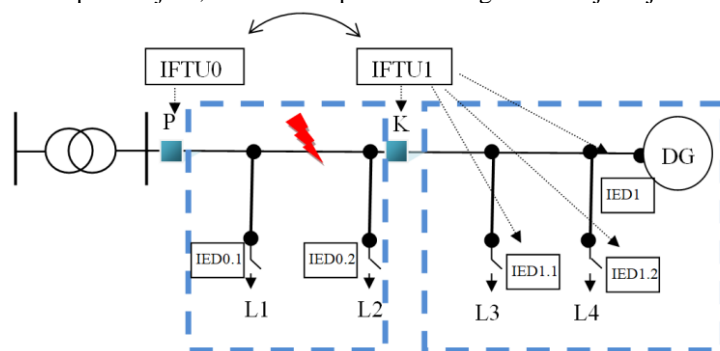


SLIKA 1 POKAZNI IZVOD

Na početku izvoda nalazi se prekidač i nema drugih rasklopnih uređaja na ostatku izvoda. U poslednjem čvoru je priključena DG jedinica. Razmatra se slučaj kada je dozvoljen ostrvski rad. Neka se na vodu desi kvar na mestu prikazanom na Sl. 1. Ukoliko je uređaj koji je na slici označen sa K rastavljivač za čije je otvaranje potrebna ručna manipulacija, redosled događaja po nastanku kratkog spoja je sledeći. Nakon detekovanja struje kvara u mreži, otvara se prekidač P i istovremeno se i DG isključuje sa mreže, a svi potrošači L1-L4 ostaju bez napajanja. Deo koji je u kvaru izoluje nakon što terenska ekipa dođe do rastavljivača K i otvori ga. Kada je kvar izolovan, može se formirati mikromreža u kojoj će DG napajati potrošnju L3 i L4, ukoliko je primarni energent dostupan u dovoljnoj meri. Pretpostavlja se da je DG takav da može da pokrene proizvodnju kada nema mrežnog napajanja (eng. *black start*). Ukoliko je snaga proizvodnje veća od potrošnje u mikromreži, moguće je da se formira ostrvo, uz odgovarajuće smanjenje proizvodnje i ovakav rad će trajati dokle god se kvar ne otkloni. Nakon otklanjanja kvara DG se isključuje, zatvara se rastavljivač, i vraća se napajanje iz mreže, nakon čega DG ponovo može da se sinhronizuje i da se nastavi rad u normalnim uslovima. Potrošači L3 i L4 će ostati bez napajanja onoliko vremena koliko je potrebno za otvaranje rastavljivača i pokretanje DG jedinice, ako je moguće formirati ostrvo, dok u suprotnom i oni ostaju bez napajanja onoliko vremena koliko je potrebno da se otkloni kvar [9].

S obzirom na analiziranu infrastrukturu, ovakav način formiranja ostrva integriše rad ekipa na terenu, upravljačkog centra i operatore DG jedinica, obično putem telefonske komunikacije. Da bi formiranje ostrva moglo da se ostvari za kraće vreme, zahteva se kontinualno praćenje mernih podataka, složeniji nivo automatizacije i komunikacione infrastrukture.

Naprednije opremljena mreža podrazumeva da je formiranje mikromreže moguće izvesti automatski, prekidačima ili reklozerima [10]. Pretpostavimo sada da je uređaj K sa Sl. 1 prekidač. Svaki od prekidača (i izvodni P i prekidač K) ima svoju inteligentnu terminalnu jedinicu (*Intelligent Feeder Terminal Unit, IFTU*) koja kontroliše njegove upravljačke aktivnosti i komunicira sa jedinicom drugog prekidača (Sl. 2). Nakon formiranja mikromreže, svaka *IFTU* je nadležna za upravljanje i obezbeđivanje balansa snaga u svojoj oblasti. Oblasti su oivičene plavom isprekidanom linijom na Sl. 2. Ukoliko je snaga proizvodnje manja od ukupne potrošnje *IFTU* šalje naredbe za isključenje potrošnje podređenim inteligentnim jedinicama (*Intelligent Electronic Devices, IED*) kojim se realizuje uključenje i isključenje potrošača. Mogućnost isključenja potrošača obezbeđuje da je formiranje ostrva ostrvarivo uvek, osim kad DG ne proizvodi uopšte. Pretpostavlja se da se na mestima prekidača koji razdvajaju mikromrežu od ostatka distributivne mreže može ostvariti sinhronizacija te se ponovno priključenje na mrežu obavlja bez ukidanja napajanja potrošačima u mikromreži. Ovakvo automatsko upravljanje ostrvskim radom omogućava da se prelazak na ostrvski rad izvede bez prekida napajanja. Za primer kvara sa Sl. 2, komunikacija omogućava da se utvrdi u čijoj je oblasti došlo do kvara, da odreguju oba prekidača, i P i K, čime se kvar izoluje i da dalje *IFTU1* nastavi da upravlja radom formirane mikromreže. U ovom slučaju, potrošači L1 i L2 ponovo dobijaju napajanje tek nakon što je kvar otklonjen, a L3 i L4 neće osetiti prekid napajanja. Izuzetak je slučaj kada DG nema dovoljno proizvodnje za svu potrošnju u mikromreži i tada se mora isključiti jedan od čvorova sa potrošnjom, tako da neisporučena snaga bude najmanja.



SLIKA 2 PRINCIPIJELNA ŠEMA SISTEMA ZA AUTOMATSKO FORMIRANJE OSTRVA

Da bi se po nastanku kvara izvršilo automatsko formiranje ostrva, u normalnom radnom režimu se mora nadgledati radno stanje mreže, odnosno mora se znati da li je u takvim uslovima izvodivo formiranje ostrva i u kojim granicama ono može biti. Važno je da se ova aktivnost obavlja periodično u normalnom radnom režimu,

jer će sistem za automatsko formiranje mikromreže nakon detektovanja kvara iskoristiti poslednju procenu izvršenu pre nastanka kvara i na osnovu nje preduzeti potrebne akcije, čime se ostvaruje ušteda u vremenu [11]. Da bi DG jedinice doprinele poboljšanju pouzdanosti distributivnog sistema, trebalo bi odabrati strateški dobre pozicije za njihovo priključenje na mrežu. Koja je lokacija najbolja zavisi od topologije mreže, tipa potrošača i njihove snage, kao i odnosa snage priključene proizvodnje i potrošnje u ostrvu u trenutku nastanka kvara.

ALGORITAM ZA NALAŽENJE OPTIMALNIH LOKACIJA ZA PRIKLJUČENJE VETROAGREGATA

Do sada razvijene metode za analizu pouzdanosti distributivnih sistema generalno se mogu podeliti u tri grupe [12]:

1. analitičke
2. simulacione
3. kombinovane

Glavna prednost analitičkih u odnosu na simulacione metode je kraće računarsko vreme potrebno za proračun očekivanih vrednosti pokazatelja pouzdanosti, ali su one primenljive onda kada ne postoji intermitentna proizvodnja. Najčešće korišćena simulaciona metoda je Monte Karlo simulacija (*Monte Carlo Simulation, MCS*) koja pokazatelje pouzdanosti procenjuje generišući veliki broj nasumičnih stanja sistema. Na ovaj način može se uvažiti neizvesnost u snazi proizvodnje iz obnovljivih izvora i neizvesnost u proceni snage potrošnje ili raspoloživosti komponenti sistema. Treću grupu metoda čine one koje kombinuju jednostavnost analitičkih sa mogućnošću uvažavanja stohastičkih pojava što obezbeđuju simulacione.

Pokazatelji pouzdanosti su kvantitativna mera performansi distributivnog sistema. Za analizu pouzdanosti sistema koristi se veliki broj različitih pokazatelja pouzdanosti [13]. U ovom radu, kao merodavni kriterijumi u problemu koji se rešava, posmatrani su:

- (1) indeks prosečnog trajanja otkaza sistema (*System Average Interruption Duration Index, SAIDI*),
- (2) očekivana neisporučena energija (*Expected Energy Not Supply, EENS*) i
- (3) očekivana šteta prekida napajanja (*Expected Interruption Cost, ECOST*), koji se definišu na sledeći način [14]:

$$SAIDI = \sum_{i=1}^{N_p} N_i \sum_{j=1}^{N_l} \lambda_j r_{ij} / \sum_{i=1}^{N_p} N_i \quad (1)$$

$$EENS = \sum_{i=1}^{N_p} P_i \sum_{j=1}^{N_l} \lambda_j r_{ij} \quad (2)$$

$$ECOST = \sum_{i=1}^{N_p} P_i \sum_{j=1}^{N_l} \lambda_j c_{ij} \quad (3)$$

gde su N_p i N_l ukupan broj čvorova sa potrošnjom u mreži i komponenti na kojima se može desiti kvar, respektivno, P_i i N_i su snaga potrošnje i broj potrošača u čvoru i , respektivno, λ_{ij} je intenzitet kvara na j -toj komponenti, r_{ij} je vreme trajanja prekida napajanja u čvoru i u slučaju kvara na komponenti j , a c_{ij} je novčana vrednost štete nastale prekidom napajanja potrošnje u čvoru i za slučaj kvara na j -toj komponenti. Vrednost c_{ij} zavisi od vrste potrošnje u čvoru i i od vremena prekida napajanja r_{ij} . *SAIDI* pokazuje koliko je prosečno trajanje prekida napajanja krajnjih korisnika na nivou sistema, ali ne nosi informaciju o veličini ispada. Za razliku od njega, *EENS* je pokazatelj koji ukazuje na performanse celokupne distributivne mreže po pitanju pouzdanosti, a dobija se kao očekivana vrednost neisporučene električne energije na nivou mreže. *ECOST* je pokazatelj koji daje informaciju o ukupnom negativnom ekonomskom uticaju prekida napajanja na potrošače. Ovako odabrani pokazatelji će omogućiti da se pored poboljšanja pouzdanosti sistema razmatra i socio-ekonomska dobit koju donosi priključenje DG jedinica.

Za primer DG jedinice čije se optimalne lokacije priključenja traže uzimaju se vetroagregati. Zbog stohastičnosti njihove proizvodnje, kao i neizvesnosti u proceni snage potrošnje, primenjuje se kombinovana metoda u analizi pouzdanosti da bi se odredilo koji su čvorovi optimalni za priključenje vetroagregata. Slučajna stanja sistema simuliraju se slučajnim određivanjem snaga proizvodnje i potrošnje, saglasno funkcijama raspodele verovatnoće koje su im dodeljene.

Metoda koja se primenjuje je u osnovi simulaciona metoda koja se izvodi kroz sledeće korake [15]:

1. U svakoj iteraciji se, na osnovu funkcija raspodela verovatnoće koje su dodeljene proizvodnji DG jedinica i potrošnji u svakom čvoru mreže, generišu vrednosti ovih veličina.
2. Sa diskretnim vrednostima dobijenim u koraku 1 se analitičkom metodom proračunavaju pokazatelji pouzdanosti koji su od interesa.
3. Koraci 1 i 2 se ponavljaju dok se ne dostigne maksimalni broj iteracija, za koji je usvojeno da bude 1000.

4. Na kraju se proračunaju srednje vrednosti pokazatelja pouzdanosti.

Kako bi se odredio optimalan broj i lokacije priključenja vetroagregata prethodno opisana procedura se primenjuje za različit broj vetroagregata i sve moguće kombinacije njihovih položaja u mreži. Najveći broj vetroagregata koji se ispituje je takav da njihova ukupna instalisana snaga ne bude veća od maksimalne snage potrošnje u mreži.

Analizom dobijenih rezultata, i detektovanjem najmanjih srednjih vrednosti pokazatelja pouzdanosti zaključuje se koji položaji vetroagregata najviše doprinose poboljšanju posmatranih pokazatelja pouzdanosti.

Jedna od najviše zastupljenih tehnologija obnovljivih izvora energije su vetroagregati. Njihovom najvećom manom se smatra intermitentnost snage proizvodnje, koja je posledica naglih promena u brzini vetra, tako da energija koja se može iskoristiti varirara značajno na dnevnom, mesečnom, sezonskom i godišnjem nivou. Osim toga, potencijal vetra je različit za svaku lokaciju i oblik terena. Statističke analize brzina vetra pokazuju da je dvoparameterska Weibull-ova funkcija raspodele verovatnoće odgovarajuća za karakterizaciju statistike brzine vetra. Ona ima sledeći oblik:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

gde su k faktor oblika, a c faktor skaliranja. Sa ova dva parametra je u potpunosti opisan potencijal energije vetra na ciljnoj lokaciji i odgovarajućoj mernoj visini [16]. Kriva snage vetroagregata daje vezu između brzine vetra i njegove izlazne snage, te se na osnovu poznavanja krive snage vetroagregata koji se analizira i brzine vetra, može dobiti kolika je je snaga proizvodnje.

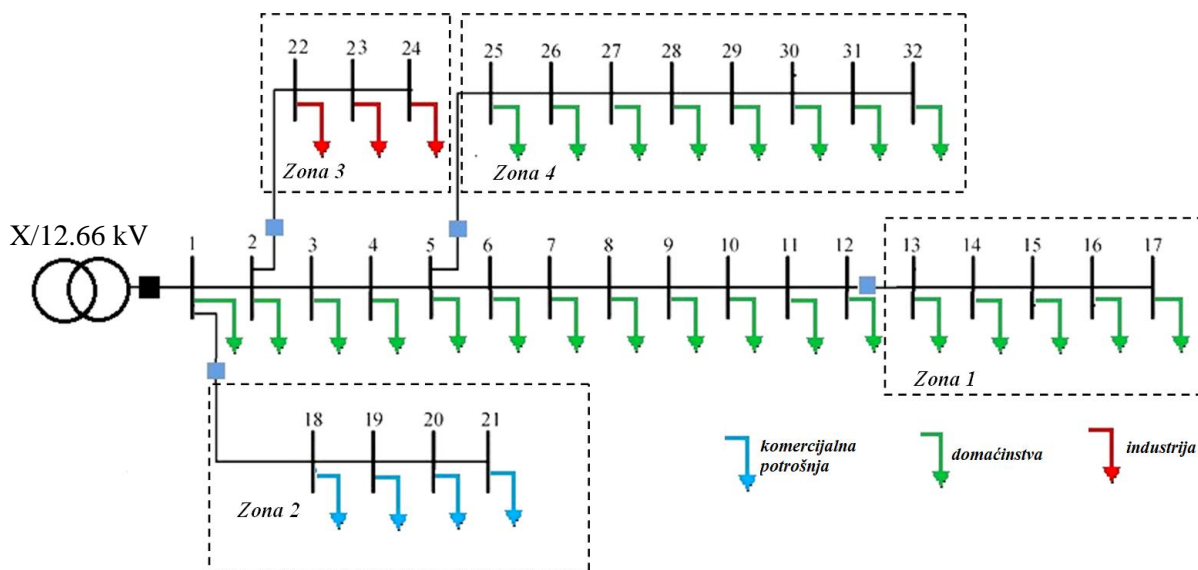
Snaga potrošnje u nekom čvoru zavisi od tipa potrošača, temperature vazduha, godišnjeg doba, dana u nedelji, i drugih faktora. Pretpostavljeno je da se slučajne promenljive snage potrošnje mogu opisati normalnom raspodelom koju definiše matematičko očekivanje, μ_i i standardno odstupanje σ_i , za koje je usvojeno da iznosi 10% od očekivane vrednosti, odnosno $X_i \sim N(\mu_i, \sigma_i^2)$.

REZULTATI SIMULACIJA

Opisana metoda biće primenjena na modifikovanoj IEEE distributivnoj mreži sa 33 čvora, za dva različita scenarija automatizacije. Mreža koja se analizira je ilustrovana na Sl. 3, sa označenim tipom potrošača koji su priključeni u svakom čvoru. Svi vodovi su nadzemni. Podaci o vodovima i snazi potrošnje su dati u Tabeli 1 [17]. Razmatraju se samo kvarovi na vodovima, i za intenzitet kvarova na njima je usvojena vrednost $\lambda = 0.065/km$. Od rasklopne opreme postoji samo prekidač na početku izvoda. Napojna transformatorska stanica, svi zaštitni uređaji i rasklopna oprema se smatraju idealno pouzdanim. Vetroagregat za čije se priključenje traži optimalan broj i lokacije u mreži je nominalne snage 0.9 MW [18]. Trošak prekida napajanja za različite tipove potrošača i različito trajanje prekida je usvojen iz [19] i prikazan u Tabeli 2. Za prekide napajanja čije trajanje nije dato u tabeli, trošak štete je dobijen interpolacijom između postojećih vrednosti.

TABELA 1 PODACI O MREŽI PRIMENJENI U ANALIZI

| Čvor | Potrošnja [kW] | Broj potrošača | Čvor | Potrošnja [kW] | Broj potrošača | Čvor | Potrošnja [kW] | Broj potrošača |
|------|----------------|----------------|------|----------------|----------------|------|----------------|----------------|
| 0 | 100 | 40 | 11 | 60 | 20 | 22 | 90 | 1 |
| 1 | 90 | 30 | 12 | 120 | 50 | 23 | 420 | 1 |
| 2 | 120 | 50 | 13 | 60 | 20 | 24 | 420 | 1 |
| 3 | 60 | 20 | 14 | 60 | 20 | 25 | 60 | 20 |
| 4 | 60 | 20 | 15 | 60 | 20 | 26 | 60 | 20 |
| 5 | 200 | 80 | 16 | 60 | 20 | 27 | 60 | 20 |
| 6 | 200 | 80 | 17 | 90 | 30 | 28 | 120 | 50 |
| 7 | 60 | 20 | 18 | 90 | 10 | 29 | 200 | 80 |
| 8 | 60 | 20 | 19 | 90 | 10 | 30 | 150 | 65 |
| 9 | 45 | 15 | 20 | 90 | 10 | 31 | 200 | 80 |
| 10 | 60 | 20 | 21 | 90 | 10 | 32 | 60 | 20 |



SLIKA 3 MODIFIKOVANA IEEE 33 MREŽA

Usvajeno je da je vreme otklanjanja kvara 5 h, i da se statistika brzina vetra na posmatranom području može opisati Weibull-ovom funkcijom raspodele verovatnoće sa parametrima: $c = 7 \text{ m/s}$ i $k = 2$. Pretpostavljeno je da ostrvo formirano po nastanku kvara može da opstane dokle god se kvar ne ukloni. Isto tako, ukoliko u trenutku nastanka kvara brzina vetra nije dovoljno velika, ili je prevelika i vetroagregat ne proizvodi uopšte, ne može se formirati ostrvo.

TABELA 2 PODACI O TROŠKU PREKIDA NAPAJANJA KOD RAZLIČITIH TIPOVA POTROŠAČA [19]

| Tip potrošnje | Trajanje prekida (min) i trošak prekida napajanja (NJ/kW) | | | | |
|---------------|-----------------------------------------------------------|--------|--------|---------|---------|
| | 1 min | 20 min | 60 min | 240 min | 480 min |
| Domaćinstva | 0.001 | 0.093 | 0.482 | 4.914 | 15.69 |
| Industrija | 1.625 | 3.868 | 9.085 | 25.16 | 55.81 |
| Komercijalna | 0.381 | 2.969 | 8.552 | 31.32 | 83.01 |

Opis scenarija

U nastavku će biti razmatrana dva različita nivoa opremljenosti mreže. Na pozicijama koje su na Sl. 3 označene plavim kvadratima se postavljaju različite vrste rasklopne opreme. Pozicije rasklopne opreme definišu granice mogućih mikromreža, kojih u ovakvoj topologiji mreže ima 4 i dalje će biti nazvane: Zona 1, Zona 2, Zona 3 i Zona 4 onako kako su obeležene na Sl. 3.

Očekuje se da će rezultati dobijeni ovakvom analizom pokazati koje su zone, a ne samo čvorovi, dobre za postavljanje vetroagregata iz ugla poboljšanja posmatranih pokazatelja pouzdanosti. Takođe, granice mikromreže koja se može formirati su iste u kom god njenom čvoru bio priključen vetroagregat. Informacija o optimalnoj zoni priključenja, a ne čvoru, može biti korisnija, jer se prilikom izgradnje i priključenja vetroagregata razmatra koja lokacija ima dobar potencijal vetra, rastojanje od pristupnih puteva i drugo. Za svaku od 4 zone izabrani su reprezentativni čvorovi i analize su vršene za sve njihove moguće kombinacije, i različit broj vetroagregata. Maksimalni broj vetroagregata čije se priključenje razmatra je 5, jer je tako instalisana snaga vetroagregata približno jednaka maksimalnoj snazi potrošnje u razmatranj mreži.

U Scenariju 1 se analizira distributivna mreža u kojoj postoje rastavljači sa ručnim pokretanjem na pozicijama koje su označene plavim kvadratima na Sl. 3. Usvaja se da je vreme potrebno za otvaranje rastavljača, od trenutka isključenja prekidača 0.5 h, i da je nakon toga, da bi se vetroagregat pokrenuo i vratio napajanje u ostrvo, potrebno još dodatnih 0.2 h. Za ovako opremljenu mrežu u kojoj nema distribuirane proizvodnje imaju se sledeće početne vrednosti pokazatelja pouzdanosti: $SAIDI_0 = 3.41 \text{ h/god}$, $EENS_0 = 12.66 \text{ MWh/god}$ i $ECOST_0 = 42.5 \cdot 10^3 \text{ NJ/god}$.

U Scenariju 2 se razmatra naprednije opremljena mreža u odnosu na Scenario 1 i podrazumeva se da su na mestima plavih kvadrata sa Sl. 3 ugrađeni prekidači i da postoji sistem za automatsko formiranje mikromreže. Dalje, usvaja se da postoji i mogućnost isključenja pojedinih potrošača ukoliko je ukupna potrošnja mikromreže

veća od generisanja, potrošnje da bi se obezbedio balans aktivnih snaga u mikromreži. Bez vetroagregata, analizirani pokazatelji u ovako opremljenoj mreži imaju sledeće vrednosti: $SAIDI_0 = 3.05h / god$, $EENS_0 = 11.28 MWh / god$ i $ECOST_0 = 35.31 \cdot 10^3 NJ / god$.

Rezultati

Simulacijama su dobijene optimalne lokacije DG koje zavise od broja DG i pokazatelja čija se minimizacija vrši. U Tabelama 3 i 4 prikazano je koji su čvorovi optimalni za postavljanje vetroagregata za pri pojedinačnoj minimizaciji analiziranih pokazatelja, dobijeni za Scenario 1 i Scenario 2, respektivno. Na slici 4 su grafički prikazane dobijene minimalne vrednosti pokazatelja za različit broj priključenih vetroagregata.

TABELA 3 OPTIMALNI ČVOROV I POSTAVLJANJA VETROAGREGATA U SCENARIJU 1

| Pokazatelj Broj DG | SAIDI | EENS | ECOST |
|-----------------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 | 13 | 13 | 18 |
| 2 | 25,26 | 25,26 | 18,19 |
| 3 | 13,25,26 | 13,25,26 | 18,22,23 |
| 4 | 13,25,26,27 | 13,18,25,26 | 18,22,23,24 |
| 5 | 13,18,25,26,27 | 13,22,23,25,26 | 18,19,22,23,24 |

Dobijene optimalne lokacije za priključenje po pitanju minimizacije pokazatelja *SAIDI* iz Tabele 3 pokazuju sledeće: ako se priključuje samo jedan vetroagregat optimalna pozicija je čvor 13, (Zona 1), dok je za priključenje 2 vetroagregata najbolje da oba budu smeštena u Zonu 4 (čvorovi 25 i 26). Za slučaj da se priključuje veći broj vetroagregata, optimalne pozicije su u Zoni 4 (čvorovi 25, 26, 27), Zoni 1 (čvor 13) i Zoni 2 (čvor 18). Pokazatelj *SAIDI* zavisi od broja potrošača pogođenih kvarom, te se minimizacija ovog pokazatelja postiže postavljanjem vetroagregata u one zone ili zonu gde ima najviše potrošača, što je u analiziranoj mreži Zona 4. Međutim, ako se analizira priključenje samo jednog vetroagregata, vidi se da je optimalna pozicija u Zoni 1. Razlog je to što je ukupna potrošnja u ovom ostrvu manja od nominalne snage vetroagregata. U slučaju kada nema mogućnosti isključenja potrošnje u ostrvu, postavljanje vetroagregata ima smisla samo u onim zonama u kojima će njegova proizvodnja biti veća (ili jednaka) od potrošnje u ostrvu.

Slični zaključci se mogu izvesti i za pokazatelj *EENS*, s tim što se njegova minimizacija postiže postavljanjem vetroagregata u zone sa najvećom snagom potrošnje, što ne mora nužno biti oblast sa najvećim brojem potrošača, ali u slučaju analizirane mreže jeste, te su tako isti optimalni čvorovi priključenja za pokazatelje *SAIDI* i *EENS*, za broj vetroagregata manji od 4. Za 4 i 5 vetroagregata, rezultati za pokazatelje *SAIDI* i *EENS* se razlikuju po tome što se za *EENS* javljaju povoljnije pozicije u Zoni 3 (čvorovi 22 i 23), što je zona sa manjim brojem potrošača, ali značajnom snagom potrošnje.

Ako posmatramo optimalne lokacije priključenja vetroagregata na osnovu pokazatelja *ECOST*, iz Tabele 3 vidimo da se njegova minimizacija postiže postavljanjem vetroagregata u Zone 2 (čvorovi 18 i 19) i 3 (čvorovi 22, 23 i 24) u kojima su komercijalna i industrijska potrošnja, tim redom. Iako trošak gubitka napajanja u trajanju od 5 h ima veće ekonomske posledice kod komercijalne potrošnje (videti Tabelu 2), pokazatelj *ECOST* zavisi i od ispane snage, pa bi prilikom minimizacije štete prekida napajanja trebalo u obzir uzimati i snagu u čvoru sa potrošnjom. Rezultati u ovoj analizi pokazuju da ako postavljamo 2 vetroagregata, oba treba smestiti u Zonu 2, ali ako imamo tri vetroagregata koja treba postaviti, najbolje bilo da jedan bude u Zoni 2, a dva u Zoni 3, jer postavljanje trećeg agregata u Zonu 2 koja je relativno male snage (približno 0.5 MW) ima manji efekat od postavljanja drugog u Zonu 3 u kojoj je snaga industrijske potrošnje veća (ukupno oko 1 MW).

TABELA 4 OPTIMALNI ČVOROV I POSTAVLJANJA VETROAGREGATA U SCENARIJU 2

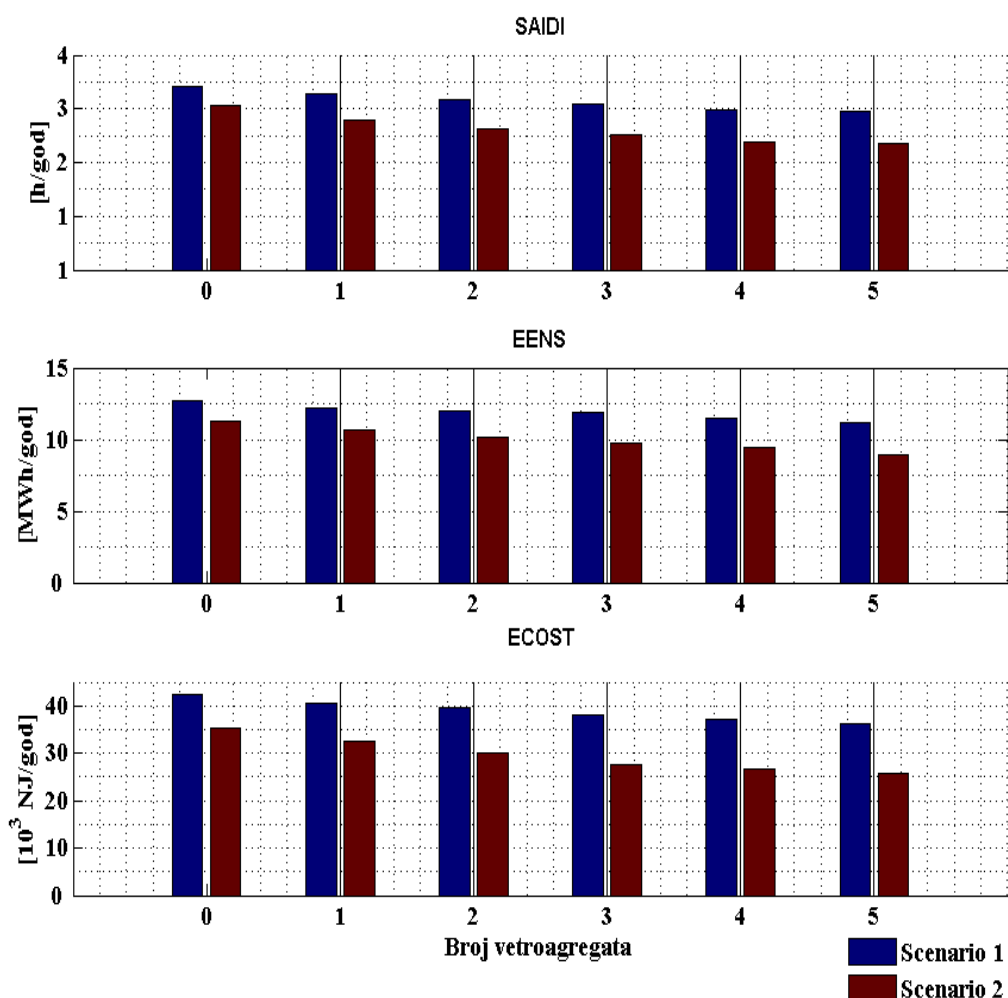
| Pokazatelj Broj DG | SAIDI | EENS | ECOST |
|-----------------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 | 25 | 25 | 18 |
| 2 | 13,25 | 13,25 | 18,22 |
| 3 | 13,25,26 | 13,22,25 | 18,22,23 |
| 4 | 13,25,26,27 | 13,22,23,25 | 18,19,22,23 |
| 5 | 13,25,26,27,28 | 13,18,22,23,25 | 18,19,22,23,25 |

Na sličan način analiziramo i rezultate prikazane u Tabeli 4: za pokazatelj *SAIDI* vidimo da se menja optimalna pozicija priključenja u odnosu na Scenario 1 za manji broj vetroagregata (1,2 ili 3). Naime, u Scenariju 2 postavljanje samo jednog vetroagregata po zoni ima efekta, jer postoji mogućnost pojedinačnog isključenja potrošača po čvorovima. Iz tog razloga, jedan vetroagregat se uvodi u Zonu 4 (čvor 25), a ako priključujemo dva vetroagregata, treba postaviti po jedan u Zonu 4 i Zonu 2, što su dve zone sa najvećim brojem potrošača.

Isto tako za pokazatelj *EENS*, povoljna pozicija za priključenje je u onoj zoni u kojoj je najveća snaga potrošnje (Zona 4). Zanimljivo je da ako postavljamo 2 vetroagregata, dobijamo da su optimalne pozicije za priključenje u Zonama 4 (čvor 25) i 1 (čvor 13).

Optimalni čvorovi za priključenje DG-a, ako se minimizuje pokazatelj *ECOST*, su u Scenariju 2 gotovo identični onima iz Scenarija 1, osim za slučaj priključenja pet vetroagregata. U tom slučaju su po dva agregata priključena u Zonama 2 i 3, dok se peti agregat u Scenariju 1 priključuje u Zonu 3, a u Scenariju 2 u Zonu 5, u kojoj su domaćinstva. Iako je kod njih najmanji trošak zbog prekida napajanja, uvođenje trećeg agregata u zonu sa industrijskom ili komercijalnom potrošnjom ima manji efekat nego uvođenje prvog u zonu sa domaćinstvima.

Sl. 4 prikazuje zavisnost analiziranih pokazatelja od broja priključenih vetroagregata. Na Sl. 4 može se uočiti da se sa povećanjem broja priključenih vetroagregata popravljaju pokazatelji pouzdanosti. Vidi se da mreža iz Scenarija 2 u kojoj nema priključenih vetroagregata ima približno iste vrednosti pokazatelja pouzdanosti kao i mreža iz Scenarija 1 sa priključenih 5 vetroagregata. Ovo ukazuje na to da, polazeći od mreže iz Scenarija 1, prvi korak ka poboljšanju pokazatelja pouzdanosti, bi bila ugradnja prekidača na određenim lokacijama, a onda i prevazilaženje svih tehničkih problema za omogućavanje ostrvskog rada, uvođenje sistema za automatsko formiranje mikromreže i planiranje pozicioniranja DG jedinica.



SLIKA 4 ZAVISNOST ANALIZIRANIH POKAZATELJA OD BROJA PRIKLJUČENIH VETROAGREGATA

ZAKLJUČAK

U ovom radu je ispitano koje su optimalne pozicije za priključenje vetroagregata u srednjenaponskoj distributivnoj mreži kojima bi se postiglo najveće unapređenje posmatranih pokazatelja pouzdanosti distributivnog sistema. U mrežama sa više tipova potrošnje, razlikuju se optimalne lokacije za priključenje DG kojima se poboljšavaju pokazatelji pouzdanosti *SAIDI* i *EENS* od optimalnih lokacija za priključenje DG kojima se postiže najveća ekonomska dobit potrošača na nivou cele mreže. Optimalne lokacije za priključenje zavise i od stepena automatizovanosti mreže, ali i od odnosa snage potrošnje u potencijalnoj mikromreži i nominalne

snage vetroagregata. U posmatranom slučaju najznačajnije poboljšanje pokazatelja pouzdanosti *SAIDI* i *EENS* se ostvaruje kada se vetroagregati priključuju u onaj deo mreže u kome ima najviše potrošača, ili je najveća snaga potrošnje, dok se najmanji trošak štete nastale usled prekida napajanja ostvaruje priključenjem vetroagregata prvo u oblastima sa komercijalnom i industrijskom, i na kraju u oblastima u kojima potrošnju čine samo domaćinstva.

LITERATURA

1. Osnovni tehnički zahtevi za priključenje malih elektrana na mrežu Elektrodistribucije Srbije Tehnička preporuka br. 16, JP EPS Direkcija za distribuciju električne energije Srbije, maj 2003
2. Kaduru R, Gondlala NS. Reliability Evaluation of Distribution System Considering Distributed Generation. World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering. 2015 Aug 2;9(7).
3. Dutttagupta SS, Singh C. A reliability assessment methodology for distribution systems with distributed generation. In 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006 Jun 18 (pp. 7-pp). IEEE.
4. Stojković J, Krstivojević J. Izbor optimalne lokacije distribuiranog izvora energije u distributivnoj mreži, 11. Savetovanje CIRED Srbija, pp. 1 - 6, Kopaonik, Sep, 2018
5. Conti S, Rizzo SA, El-Saadany EF, Essam M, Atwa YM. Reliability assessment of distribution systems considering telecontrolled switches and microgrids. IEEE Transactions on Power Systems. 2013 Nov 8;29(2):598-607.
6. Adefarati T, Bansal RC. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. Applied energy. 2017 Jan 1;185:158-71.
7. Ng CH, Lie TT, Goel L. Impacts of distributed generation on system reliability in competitive electricity markets. In 2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007) 2007 Dec 3 (pp. 735-740). IEEE.
8. Kang N, Wang J, Singh R, Lu X. Interconnection, integration, and interactive impact analysis of microgrids and distribution systems. Argonne National Lab.(ANL), Argonne, IL (United States); 2017 Jan 1.
9. Popović Ž, Knezević S, Brbaklić B. Optimal reliability improvement strategy in radial distribution networks with island operation of distributed generation. IET Generation, Transmission & Distribution. 2017 Mar 13;12(1):78-87
10. Wang J, Li KJ, Wang M, Sun Y, Javid Z. A decentralized technique based protection and control scheme for distribution network with high DER penetration. In 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting 2017 Oct 1 (pp. 1-6). IEEE.
11. Paulis LM, Borges CL. Automatic islanding control of radial distribution systems with Distributed Generation. In 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC) 2016 Jun 20 (pp. 1-7). IEEE.
12. Popović D, Bekut D, Treskanica V. Specijalizovani DMS algoritmi. DMS Group; 2004.
13. Heylen E, Deconinck G, Van Hertem D. Review and classification of reliability indicators for power systems with a high share of renewable energy sources. renewable and sustainable energy reviews. 2018 dec 1;97:554-68.
14. Billinton R, Li W. Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. Plenum; 1994.
15. Borges Cl. An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012 aug 1;16(6):4008-15.
16. Đurišić Ž. Vjetroelektrane. Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, Katedra za elektroenergetske sisteme, Beograd. 2013.
17. Ghasemi S, Moshtagh J. Radial distribution systems reconfiguration considering power losses cost and damage cost due to power supply interruption of consumers. International Journal on Electrical Engineering and Informatics. 2013 Sep 1;5(3):297.
18. https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015, pristupljeno 21.03.2020.
19. Billinton R, Wang P. Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques. IEEE Transactions on Power Systems. 1998 Nov;13(4):1245-50.