Univerzitet Crne Gore Elektrotehnički fakultet, Podgorica



MILORAD OBRADOVIĆ

KOORDINISANA ALOKACIJA REKLOZERA I LINIJSKIH RASTAVLJAČA U ELEKTRODISTRIBUTIVNOJ MREŽI SA CILJEM MINIMIZACIJE NEISPORUČENE ELEKTRIČNE ENERGIJE

-MASTER RAD-

Podgorica, 2024. godine

PODACI I INFORMACIJE O KANDIDATU

Ime i prezime: Milorad Obradović

Datum i mjesto rođenja: 22.03.2000. godine, Pljevlja, Crna Gora

Naziv završenog studijskog programa i godina diplomiranja: Energetika i automatika, 2022. godine

INFORMACIJE O MASTER RADU

Naziv osnovnih studija: Energetika i automatika, smjer Elektroenergetski sistemi

Naslov master rad: Koordinisana alokacije reklozera i linijskih rastavljača u elektrodistributivnoj mreži sa ciljem minimizacije neisporučene električne energije Fakultet/Akademija na kojem je rad odbranjen: Elektrotehnički fakultet, Podgorica

OCJENA I ODBRANA MASTER RADA

Datum prijave master rada: 10.06.2024.

Datum sjednice Vijeća univerzitetske jedinice na kojoj je prihvaćena tema: 16.09.2024.

Komisija za ocjenu/odbranu rada:

Predsjednik komisije: Prof. dr Vladan Radulović Univerzitet Crne Gore Elektrotehnički fakultet Podgorica

Član komisije: Doc. dr Snežana Vujošević Univerzitet Crne Gore Elektrotehnički fakultet Podgorica

Mentor: Prof. dr Zoran Miljanić Univerzitet Crne Gore Elektrotehnički fakultet Podgorica

Datum odbrane:

Datum promocije:_____

Ime i prezime autora: Milorad Obradović, BSc EiA

ETIČKA IZJAVA

U skladu sa članom 22 Zakona o akademskom integritetu i članom 18 Pravila studiranja na master studijama, pod krivičnom i materijalnom odgovornošću, izjavljujem da je master rad pod naslovom

"Koordinisana alokacija reklozera i linijskih rastavljača u elektrodistributivnoj mreži sa ciljem minimizacije neisporučene električne energije"

moje originalno djelo.

Podnosilac izjave,

Milorad Obradović, BSc EiA

M. Opayabert

PREDGOVOR

Kao posledica deregulacije elektroenergetskog sektora, uspostavljanja tržišta električne energije, sve strožijih nacionalnih i međunarodnih standarda u oblasti svakog od aspekata funkcionisanja elektrodistributivne mreže, kao i potrošača koji su sve upoznatiji sa svojim pravima kao krajnji korisnici električne energije, elektrodistributivne kompanije su primorane da ulažu u povećanje pouzdanosti sopstvenih mreža. Navedeno je podržano činjenicom da se najveći broj prekida napajanja potrošačima dešava upravo zbog kvarova u predmetnoj mreži.

Kao jedno od mogućih rješenja izloženog problema, koje pritom ne zavisi od eksternih ulagača već isključivo od elektrodistributivnih kompanija, pojavljuje se unapređenje zaštitne i rasklopne opreme u sistemu. Od predstavnika savremenih zaštitnih uređaja izdvajaju se reklozeri čija koordinisana ugradnja sa široko rasprostranjenim linijskih rastavljačima značajno utiče na smanjenje intenziteta i vremena trajanja kvarova čime se povećava pouzdanost elektrodistributivne mreže.

Upravo je istaknuti problem motiv koji je prethodio istraživanju izloženom u ovom radu, dok se cilj istog sastoji u razvoju algoritma za određivanje optimalnog broja i lokacija reklozera i linijskih rastavljača u elektrodistributivnoj mreži baziranog na maksimizaciji globalne društvene dobiti uz uvažavanje svih relevantnih ograničenja.

Iskoristio bih ovu priliku da se zahvalim mentoru, prof. dr Zoranu Miljaniću za nesebičnu pomoć i veliko interesovanje koje je iskazao tokom zajedničke saradnje.

Milorad Obradović

Oktobar, 2024. godine

SAŽETAK

Ovaj rad se bavi razvojem algoritma za optimizaciju broja i lokacija reklozera i linijskih rastavljača u radijalnoj srednjenaponskoj elektrodistributivnoj mreži sa ciljem minimizacije neisporučene električne energije krajnjim potrošačima. Kriterijumska funkcija za rješenje optimizacionog problema bazirana je na uvažavanju pripadajućih troškova odnosno ima za cilj maksimizaciju globalne društvene dobiti koja se ostvaruje ugradnjom reklozera i linijskih rastavljača koji koordinisano utiču na smanjenje neisporučene električne energije potrošačima. Ista je formirana u obliku razlike prihoda i rashoda. Prihodi su povezani sa benefitima koje ostvaruju sve zainteresovane strane smanjenjem neisporučene električne energije a rashodi su proistekli iz potrebe nabavke, instalacije i održavanja pomenute zaštitne i rasklopne opreme.

U radu je predloženo inovativno ograničenje dostupnih investicionih sredstava za ulaganje u pojedinačne srednjenaponske izvode u odnosu na ranije dostupna ograničenja u vidu pojedinačnog broja uređaja koji se može nabaviti. Prednosti navedenog ograničenja u slučaju koordinisane alokacije više različitih tipova zaštitne i rasklopne opreme pokazane su na standardnom testnom sistemu od 69 čvorova.

Za svaki razmatrani scenario priključenja reklozera i linijskih rastavljača izvršena je elaboracija uticaja istog na osnovne pokazatelje pouzdanosti elektrodistributivne mreže: *SAIFI, SAIDI i MAIFIE* indikatore pouzdanosti, kao i njihovo poređenje sa odgovarajućim vrijednostima originalnog sistema, bez ugrađene opreme. Isto tako, za svaki scenario priključenja izvršena je analiza troškova koje ima elektrodistributivna kompanija u deregulisanom okruženju a usled ulaganja u povećanje pouzdanosti sopstvene mreže. Na osnovu iste, konstatovano je da elektrodistributivno preduzeće, postavljanjem reklozera i linijskih rastavljača prema kriterijumskoj funkciji baziranoj na globalnoj društvenoj dobiti usled smanjenja neisporučene električne energije, ima negativan finansijski bilans na kraju eksploatacionog perioda opreme.

Performanse razvijenog algoritma testirane su na standardnim testnim sistemima od 13 i 69 čvorova kao i na realnom sistemu, dijelu elektrodistributivne mreže Crne Gore. Isti je baziran na dvije optimizacione tehnike, Genetskom algoritmu i Diferencijalnoj evoluciji, pri čemu je izvršena komparacija konvergencije obje tehnike na osnovu koje su konstatovane superiorne karakteristike diferencijalne evolucije.

Ključne riječi: reklozeri, linijski rastavljači, elektrodistributivna mreža, optimizacija pouzdanosti, analiza troškova.

ABSTRACT

This paper deals with the development of an algorithm for optimizing the number and locations of reclosers and switches in a radial medium voltage power distribution network with the aim of minimizing the amount of unsupplied electrical energy to consumers. The criterion function for the optimization problem is based on considering the corresponding costs, aiming to maximize the global social benefit achieved by installing reclosers and switches that coordinate to reduce the amount of unsupplied electrical energy to consumers. This is formed as the difference between income and expenses. Income is associated with the benefits that all interested parties achieve by reducing the amount of unsupplied electrical energy, while expenses arise from the need to procure, install, and maintain the mentioned protective and switching equipment.

An innovative constraint on the available investment funds for investing in individual mediumvoltage lateral is proposed in the paper, compared to the previously available constraints in terms of the individual number of devices that can be procured. The advantages of this constraint, in the case of coordinated allocation of multiple types of protective and switching equipment, are demonstrated on a standard test system with 69 nodes.

For each considered scenario of connecting reclosers and switches, an analysis of their impact on the basic reliability indicators of the power distribution network was performed: *SAIFI*, *SAIDI*, and *MAIFI_E* reliability indicators, as well as their comparison with the corresponding values of the original system without the installed equipment. In addition, for each connection scenario, an analysis of the costs incurred by the electricity distribution company in a deregulated environment was conducted due to investments in increasing the reliability of its own network. Based on the same, it was found that the power distribution company, by installing reclosers and switches according to the criterion function based on global social benefit due to the reduction of unsupplied electrical energy, has a negative financial balance at the end of the equipment's operational period.

Performance of the developed algorithm was tested on standard test systems with 13 and 69 nodes, as well as on a real system, a part of the power distribution network in Montenegro. The algorithm is based on two optimization techniques, Genetic algorithm and Differential evolution, and a comparison of the convergence of both techniques was performed, revealing superior characteristics of Differential evolution.

Key words: reclosers, switches, power distribution network, reliability optimization, cost-benefit analysis.

Neizmjernu zahvalnost dužan sam svojim roditeljima bez čije podrške i nesebičnog odricanja ne bih bio u mogućnosti da ostvarim svoje ciljeve. Ovaj uspjeh posvećujem njima a ovaj rad je samo mali znak moje zahvalnosti za sve što su mi pružili.

Milorad Obradović

SADRŽAJ

1. UVOD	1
2. POUZDANOST ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE	3
2.1. Osnovni pojmovi vezani za pouzdanost elektrodistributivne mreže	4
2.2. Evaluacija pouzdanosti elektrodistributivne mreže	6
2.1.1. Indeksi pouzdanosti elektrodistributivne mreže	6
2.1.2. Primjeri proračuna indeksa pouzdanosti	11
2.3. Mjere za povećanje pouzdanosti elektrodistributivne mreže	15
2.3.1. Uticaj distribuirane proizvodnje na pouzdanost elektrodistributivne mreže	15
2.3.1. Skladišta električne energije i upravljanje potrošnjom	17
3. REKLOZERI I LINIJSKI RASTAVLJAČI KAO SASTAVNI DIO ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE	18
3.1. Linijski rastavljači u elektrodistributivnoj mreži	18
3.2. Reklozeri u elektrodistributivnoj mreži	20
3.2.1. Konstrukcija reklozera	23
3.2.2. Sekcioner	28
3.3. Pregled literature iz oblasti optimizacije pouzdanosti elektrodistributivne mrež ugradnjom zaštitne i rasklopne opreme	že 36
3.3.1. Glavni izazovi i mogućnosti primjene reklozera i linijskih rastavljača za optimiz pouzdanosti elektrodistributivne mreže	zaciju 41
4. ALGORITAM ZA OPTIMIZACIJU BROJA I LOKACIJA REKLOZERA I LINIJSKIH RASTAVLJAČA	42
4.1. Opis korišćenih optimizacionih tehnika	42
4.1.1. Genetski algoritam	42
4.1.3. Diferencijalna evolucija	44
4.2. Predloženi algoritam za optimizaciju broja i lokacija reklozera i linijskih rastavljača	45
4.2.1. Kriterijumska funkcija bazirana na analizi pripadajućih troškova	52
4.2.2. Ograničenja kriterijumske funkcije	57
5. PRIMJER PRIMJENE PREDLOŽENOG ALGORITMA ZA OPTIMIZACIJU B I LOKACIJA REKLOZERA I LINIJSKIH RASTAVLJAČA	ROJA 59
5.1. Testiranje predloženog algoritma na 13-čvornoj elektrodistributivnoj mreži	59
5.1.1. Poređenje optimizacionih tehnika GA i DE na 13-čvornoj mreži	65
5.1.2. Uticaj vremena izolacije linijskih rastavljača	68
5.2. Ograničenje investicionih sredstava	69
5.3. Primjena predloženog algoritma na realnom elektrodistributivnom sistemu	74
5.3.1. Elaboracija realnih podataka	75

5.3.2. Simulacija na realnom sistemu	
ZAKLJUČAK	
LITERATURA	
PRILOG I	
PRILOG II	
PRILOG III	

1. UVOD

Elektrodistributivna (ED) mreža je, prije svega zbog svoje široke geografske rasprostranjenosti, podložna čestim kvarovima. Imajući u vidu činjenicu da je ista u prigradskim i ruralnim predjelima dominantno radijalnog karaktera, sačinjena većinom od vazdušnih vodova, posledica čestih kvarova je izloženost ED mreže kako atmosferskim, tako i ljudskim i uticajima vegetacije. Ovo je rezultiralo sa preko 80% prekida napajanja potrošača izazvanih kvarovima u predmetnoj mreži [1]. Dakle, prosječni intenzitet ispada i vrijeme prekida isporuke električne energije potrošačima determinisani su dominantno pouzdanošću ED mreže, čime se naglašava važnost njene optimizacije [2].

S obzirom na aktuelni trend deregulacije elektroenergetskog sektora, odnosno prelaska sa jedne, vertikalno integrisane, kompanije koja je obavljala sve energetske djelatnosti na više manjih preduzeća koja u tržišnoj utakmici nastupaju nezavisno jedna od drugih, djelatnost distribucije električne energije pripala je Operatoru distributivnog sistema (ODS) [3]. Samim tim, ODS-u je pripala i uloga optimizacije pouzdanosti sopstvene mreže.

Imajući u vidu specifičnost oblasti distribucije električne energije i pored deregulacije elektroenergetskog sektora, ova oblast je ostala regulisana i poslovanje ED kompanija je nadgledano direktno od strane Vlade ili regulatorne agencije pod nadležnošću Vlade (Regulatora). Na taj način svako ulaganje u bilo koji aspekat funkcionisanja elektrodistributivnog sistema a samim tim i ulaganje u povećanje njegove pouzdanosti mora biti praćeno analizom troškova (eng. *cost-benefit* analizom) kako bi se Regulatoru dokazala opravdanost investicije i ista bila odobrena sa njegove strane.

U cilju naglašavanja važnosti unapređenja pouzdanosti ED mreže potrebno je istaći da se isto nalazi u samom vrhu hijerarhije ciljeva planiranja ED sistema i da se, kao i ostali aspekti planiranja, zasniva na jednokriterijumskom modelu optimizacije pripadajućih troškova [4]. Ovo naglašava važnost *cost-benefit* analize prilikom razmatranja unapređenja bilo kojeg aspekta funkcionisanja ED mreže.

Vodeći se prethodnim, u ovom radu je, na bazi analize troškova, predložen algoritam za koordinisanu alokaciju reklozera i linijskih rastavljača (LR) sa ciljem povećanja pouzdanosti elektrodistributivnog sistema. S tim u vezi, rad je organizovan na sledeći način:

• Nakon uvoda, u drugom poglavlju izloženi su osnovni koncepti pouzdanosti pojedinih dijelova elektroenergetskog sistema (EES), pri čemu je akcenat stavljen na

elektrodistributivni podsistem. Predstavljani su načini evaluacije pouzdanosti ED mreže preko odgovarajućih indeksa pouzdanosti, primjeri njihovog proračuna kao i korespodentne mjere za unapređenje iste.

- Treće poglavlje je podijeljeno na dva dijela. U prvom dijelu predstavljen je detaljan opis konstrukcije, principa rada i načina ugradnje različitih vrsta zaštitne i rasklopne sa posebnom pažnjom osvrnutom na reklozere i linijske rastavljače. Drugi dio je posvećen pregledu postojeće literature iz oblasti optimalne, kako pojedinačne tako i koordinisane alokacije zaštitne i rasklopne opreme u ED sistemu, na bazi različitih optimizacionih tehnika i kriterijumskih funkcija uvažavajući veliki broj realnih ograničenja.
- Na početku četvrtog poglavlja dat je kratak opis optimizacionih tehnika korišćenih za realizaciju predloženog algoritma. Nakon toga predstavljen je uticaj ugradnje reklozera i linijskih rastavljača na različite vrste indeksa pouzdanosti elektrodistributivne mreže koji prethodi opisu kriterijumske funkcije i njenih ograničenja predloženih za rješenje problema optimalne alokacije zaštitne i rasklopne opreme u ED mreži.
- U petom poglavlju, razvijeni algoritam testiran je prvo na standardnim testnim sistemima od 13 i 69 čvorova pomoću čega je izložena detaljna elaboracija mogućnosti i ograničenja primjene reklozera i linijskih rastavljača u elektrodistributivnim mrežama kroz evaluaciju različitih indeksa pouzdanosti i korespondirajućih troškova. U cilju dokazivanja praktične primjenljivosti razvijenog algoritma, na kraju ovog poglavlja isti je primijenjen na realnoj mreži, dijelu elektrodistributivnog sistema Crne Gore.
- U šestom poglavlju su izloženi glavni zaključci istraživanja, nakon čega je dat spisak korišćene literature. U Prilogu I dati su potrebni podaci o mreži sa 69 čvorova, u Prilogu II podaci o dijelu crnogorske elektrodistributivne mreže dok se u Prilogu III nalaze informacije o tipu i trajanju prekida u realnog mreži u periodu od 2021. do 2023. godine.

2. POUZDANOST ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE

"Pouzdanost komponente ili sistema se definiše kao sposobnost za obavljanje zahtijevane funkcije pod utvrđenim uslovima određeni period vremena" [1]. Za inženjere, ona predstavlja nešto što se može računati, evaluirati i dizajnirati kako bi se provjerile ili projektovale performanse komponente odnosno sistema.

Istorijski, elektroenergetski sistem je podijeljen na četiri funkcionalno nezavisna ali međusobno povezana podsistema, i to [5]:

- podsistem proizvodnje,
- podsistem prenosa,
- podsistem distribucije i
- podsistem potrošnje,

dok su za analizu pouzdanosti sistema i njegovih sastavnih komponenti od naročitog značaja prva tri podsistema. Razlog tome leži u činjenici da se pouzdanost EES najčešće određuje sa gledišta potrošača odnosno, da se u njoj ogledaju učestanost i vrijeme trajanja prekida napajanja, izazvanih kvarovima u ostatku sistema, u tački njihovog priključenja.

S obzirom na gore navedenu podjelu, a imajući u vidu i trend deregulacije elektroenergetskog sektora [3] koji upravljanje jednom, vertikalno integrisanom, kompanijom raspodjeljuje na veći broj manjih kompanija koje u tržišnoj utakmici nastupaju nezavisno jedna od druge, nameće se i posebna definicija pouzdanosti za tri podsistema od značaja [2].

Tako se pouzdanost podsistema proizvodnje ogleda kroz pojam *gubitak opterećenja* (eng. *loss of load* - LOL). Pomenuti termin predstavlja nemogućnost proizvodnje u sistemu da odgovori zahtijevanom opterećenju. Opisana situacija nastaje tokom planiranih održavanja generatorskih jedinica ali, češće tokom neplaniranih ispada pojedinih agregata iz pogona a u odsustvu dovoljne količine obrtne rezerve. Evaluacija pouzdanosti proizvodnog sistema se može izvesti preko *vjerovatnoće gubitka opterećenja* u određenom vremenskom intervalu, obično godini, ili češće preko *očekivanog gubitka opterećenja* (eng. *loss of load expectation* - LOLE) izraženog kao broj dana u godini [6]. Vrednovanje pouzdanosti proizvodnog podsistema dobija na značaju sve više zahvaljujući masovnoj integraciji obnovljivih izvora energije (OIE) u sistem, koje karakteriše izrazita varijabilnost proizvodnje.

Za razliku od proizvodnje, kod prenosnog i elektrodistributivnog sistema poimanje pouzdanosti ima dosta sličnosti. Kao što je poznato, i jedan i drugi sistem sastoje se od velikog broja vodova, transformatorskih i rasklopnih postrojenja od čije pouzdanosti zavisi i pouzdanost samog sistema. Međutim, pored pomenutih sličnosti postoje i izvjesne razlike. Prva od njih potiče usled različite konfiguracije dvije mreže. Naime, u prenosnoj mreži najčešće postoji višestrano napajanje zbog petljaste konfiguracije sistema i ispad jednog elementa nužno ne znači i prekid snabdijevanja električnom energijom [2]. Za razliku od toga, ED mreže su dominantno radijalne i ispad jednog elementa znači prekid napajanja svih potrošača na tom izvodu (ukoliko ne postoji uređaj koji bi izolovao samo potrošače nizvodno od mjesta kvara) ili samo dijela potrošača nizvodno od mjesta kvara (ukoliko pomenuti uređaj postoji). Ovo je razlog orjentisanosti analize pouzdanosti više ka samom sistemu i njegovim komponentama u prenosnoj, a ka krajnjim potrošačima u elektrodistributivnoj mreži.

Još jedna razlika poimanja pouzdanosti u prenosnoj i elektrodistributivnoj mreži je od značaja za predstojeću analizu. Naime, kako je kod prenosnog sistema važna njegova cjelovitost, tako se i njegova pouzdanost analizira na nivou sistema kao cjeline, dok se u ED mreži, zbog njene razuđenosti i praktične nezavisnosti funkcionisanja pojedinih njenih dijelova i sama pouzdanost analizira za manje dijelove, ponekad čak i za pojedinačne izvode.

Kao što je navedeno u [1], [2] i mnogim drugim literaturama, oko 80% od ukupnog broja prekida napajanja potrošačima dešava se zbog kvarova u elektrodistributivnoj mreži. Stoga će predmet analize ovog rada biti upravo pouzdanost ED mreže i mogući načini njenog unapređenja.

2.1. Osnovni pojmovi vezani za pouzdanost elektrodistributivne mreže

U ovom dijelu će kratko biti izložene definicije osnovnih pojmova vezanih za pouzdanost elektrodistributivne mreže a čije poznavanje je neophodno za adekvatnu evaluaciju iste. Sve definicije su date po standardima IEEE 1366 [7] i IEC 61000-4-30 [8] koji se odnose na pouzdanost ED mreže.

Prvo je potrebno definisati pojam *gubitak napajanja* (eng. *loss of service*). Prema [7] *gubitak napajanja* se definiše kao "gubitak električne snage, potpuni gubitak napona za jednog ili više potrošača ili mjerenja". Ovo ne uključuje nijedan od aspekata kvaliteta isporučene električne energije (propadi, impulsi ili harmonici). U skladu sa ovom definicijom pojam *prekid* (eng. *interruption*) se definiše kao "gubitak napajanja za jednog ili više potrošača". To je rezultat jednog ili više ispada, zavisno od konfiguracije sistema. *Ispad* (eng. *outage*) predstavlja "stanje komponente u kome ista nije u mogućnosti da obavlja funkciju za koju je namijenjena usled događaja direktno povezanog sa tom komponentom". Ispad može ali ne mora da dovede do prekida napajanja potrošačima što zavisi opet od konfiguracije sistema.

Kod prekida napajanja potrebno je napraviti razliku između *prinudnog* i *planiranog* prekida. *Prinudni prekid* predstavlja "prekid izazvan prinudnim ispadom", dok se *planirani prekid* definiše kao "gubitak električne snage izazvan planskim stavljanjem komponente van pogona u određenom vremenu, obično sa svrhom preventivnog održavanja ili popravke". Glavni kriterijum pomoću kojeg se vrši klasifikacija prekida kao prinudnog ili kao planiranog je mogućnost njegovog odlaganja ukoliko je odlaganje potrebno. Ako je prekid moguće odložiti kada je to potrebno, on se svrstava u grupu planiranih prekida, u suprotnom pripada grupi prinudnih prekida. Odlaganje potrošačima.

Kao što je poznato, u mreži se dešavaju kako prolazni tako i trajni kvarovi a imajući u vidu i potrebe preventivnog i korektivnog održavanja komponenti ED mreže, u [7] se pravi razlika između *prolaznih* i *trajnih* prekida napajanja dok se u [8] razlikuju *trenutni*, *kratkotrajni (prolazni)* i trajni prekidi napajanja. Prema [7] prolazni prekid napajanja (eng. momentary event interruption) se definiše kao "prekid ograničen vremenom potrebnim za ponovno uspostavljanje napajanja od strane prekidnog elementa". Pomenuto vrijeme za ponovno uspostavljanje napajanja ne smije biti duže od 5 minuta. Ova definicija ne uključuje broj sekvenci automatskog ponovnog uključenja (APU) prekidača ili reklozera koje su potrebne za otklanjanje prolaznih kvarova. Tako, ako prekidač ili reklozer odrade 2 sekvence ponovnog uključenja broj prolaznih prekida napajanja iznosi jedan. Kao dopuna ovome, definiše se i pojam prolazni prekid (eng. momentary interruption) koji u obzir uzima pojedinačne operacije prekidnih elemenata koje rezultiraju naponom jednakim nuli. Na taj način, ako prekidač ili reklozer odrade dvije sekvence APU, broj prolaznih prekida iznosi dva. U trajne prekide (eng. sustained interruption) spadaju sve ostale vrste prekida, odnosno svi prekidi sa vremenom trajanja dužim od 5 minuta. Za razliku od toga, u [8] se trenutni prekid definiše kao svaki prekid kraći od 1 sekunde i ova vrsta prekida je dominantno vezana za kvalitet električne energije na mjestu priključenja potrošača. Prema navedenom standardu, u kratkotrajne prekide (eng. short-duration interruption) spadaju svi prekidi sa vremenom trajanja između 1 sekunde i 3 minuta a u trajne oni sa vremenom trajanja dužim od 3 minuta.

Razlog navođenja i poređenja dva standarda koja se tiču iste oblasti leži u činjenici da su performanse predloženog algoritma za optimizaciju pouzdanosti ED sistema testirane prvo na standardnim IEEE testnim sistemima, zbog cjelovitosti dostupnih podataka. Podaci o ovim sistemima usklađeni su sa [7]. Za razliku od toga, u crnogorskom ED sistemu, evidencija se vodi na osnovu veličina definisanih IEC standardom pa je isti korišćen i u ovom radu prilikom optimizacije pouzdanosti realne mreže.

5

2.2. Evaluacija pouzdanosti elektrodistributivne mreže

U prošlosti, manja pažnja je usmjeravana ka unapređenju i dizajniranju odgovarajućeg stepena pouzdanosti i njenoj evaluaciji u elektrodistributivnoj mreži u odnosu na podsistem proizvodnje i prenosa. Razlog tome leži u činjenici da ulaganja u prenos i proizvodnju predstavljaju kapitalne investicije i da neadekvatnost ova dva podsistema može dovesti, prilikom havarija, do velikih posledica kako za samo društvo tako i za državnu ekonomiju [9].

Deregulacijom elektroenergetskog sektora, tendencijom ka njegovoj tržišnoj orjentisanosti i uz potrošače koji su sve upoznatiji sa svojim pravima kao korisnici električne energije, odnosno sa njihovim sve većim zahtjevima za pouzdanošću i kvalitetom napajanja ova, do sada ustaljena paradigma, se mijenja na način sve intenzivnije orjentisanosti analize pouzdanosti ka elektrodistributivnoj mreži. Prethodnom doprinosi i ranije pomenuta činjenica da je oko 80% prekida napajanja potrošača izazvano upravo kvarovima na ED mreži.

Analiza pouzdanosti ED sistema sastoji se od dva koraka. Prvi predstavlja vrednovanje pouzdanosti postojeće mreže preko indeksa pouzdanosti a drugi zahtijeva predlaganje adekvatnih mjera za njeno unapređenje (Slika 2.1).



Slika 2.1: Dijagram toka analize pouzdanosti ED mreže [10]

2.1.1. Indeksi pouzdanosti elektrodistributivne mreže

Pouzdanost elektrodistributivnog sistema se može posmatrati sa dva stanovišta, i to kao *adekvatnost sistema* i *sigurnost sistema*. Adekvatnost se odnosi na kapacitet ED mreže da prenese

određenu količinu snage tj. energije potrošačima dok je sigurnost povezana sa dinamičkim odzivom sistema na poremećaje (kvarove). Kako su elektrodistributivni sistemi rijetko opterećeni blizu svojih termalnih limita, njihova pouzdanost se može posmatrati samo sa aspekta sigurnosti [10].

Za dalju analizu od značaja su dva tipa indeksa pouzdanosti i to, oni povezani sa pouzdanošću komponenti ED mreže sa jedne i oni povezani sa pouzdanošću napajanja potrošača sa druge strane. Od indikatora povezanih sa pouzdanošću komponenti sistema izdvajaju se sledeći [6]:

- prosječni intenzitet ispada $\lambda \left[\frac{broj ispada}{godišnje}\right]$ (eng. average failure rate),
- prosječno vrijeme trajanja ispada $r \left[\frac{h}{po \ ispadu}\right]$ (eng. average outage duration) i
- prosječno godišnje vrijeme trajanje ispada $U\left[\frac{h}{godišnje}\right]$ (eng. average annual outage time)

Prosječno godišnje vrijeme trajanje ispada se računa kao proizvod prosječnog intenziteta ispada λ i prosječnog vremena trajanja ispada r:

$$U = \lambda \cdot r \tag{2.1}$$

S obzirom na prirodu analize koja slijedi, a to je ugradnja reklozera i linijskih rastavljača u ED mrežu, gore navedeni indeksi će dominantno biti vezani za prinudne ispade srednjenaponskih ED vodova. Naglasak je potrebno staviti na *prinudne ispade*, zato što se podrazumijeva da planirani ispadi mogu biti najavljeni i odloženi u slučaju potrebe pa je na taj način njihov uticaj na potrošače minimizovan [2], [11]. Prosječni intenzitet i vrijeme trajanja ispada se računaju statističkom analizom podataka o kvarovima iz prošlosti, pri čemu je važno postojanje pomenute baze podataka za što duži vremenski period, kako bi analizirani podaci bili što vjerodostojniji.

Za razliku od gornjih indikatora koji su povezani sa elementima ED mreže, potrebno je uvesti i indekse koji su orjentisani ka potrošačima kao krajnjim korisnicima električne energije, a u cilju čijeg kvalitetnijeg napajanja se i analizira pouzdanost elektrodistributivnog sistema. U skladu sa definicijom prolaznih i trajnih prekida napajanja na osnovu [7], odnosno kratkotrajnih (prolaznih) i trajnih prekida na osnovu [8], pravi se razlika i između indeksa pouzdanosti povezanih sa jednom odnosno sa drugom vrstom prekida [12]. Obje grupe indeksa su identično definisane i prema jednoj i prema drugoj grupi standarda, samo je razlika što je granica između trajnih i prolaznih prekida napajanja kod indikatora tretiranih preko IEEE standarda 5 minuta a kod onih tretiranih preko IEC standarda 3 minuta.

Od indeksa pouzdanosti povezanih sa trajnim prekidima napajanja izdvajaju se [4-12]:

 SAIFI (eng. system average interruption frequency index) – ovaj indeks je dizajniran da daje informaciju o prosječnoj učestanosti trajnih prekida napajanja po potrošaču u određenoj oblasti. Izračunava se pomoću izraza:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T}$$
(2.2)

gdje su:

 N_i – ukupan broj potrošača pogođen prekidom (za svaki pojedinačni prekid) u posmatranoj oblasti u toku razmatranog perioda vremena,

 N_T- ukupan broj potrošača u posmatranoj oblasti.

Prema IEEE standardu *SAIFI* uračunava samo prekide sa vremenom trajanja dužim od 5 minuta dok se prema IEC standardu uvažavaju svi prekidi duži od 3 minuta. Isti zaključak važi i kod ostalih indeksa povezanih sa trajnim prekidima.

 SAIDI (eng. system average interruption duration index) – indeks odražava prosječno trajanje prekida napajanja po potrošaču u razmatranoj oblasti u određenom vremenskom intervalu. Evaluira se uz pomoć sledeće relacije:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} [h]$$
(2.3)

gdje je:

 r_i – trajanje pojedinačnog prekida napajanja u časovima.

 CAIDI (eng. customer average interruption duration index) – predstavlja prosječno zahtijevano vrijeme za ponovno uspostavljanje napajanja prosječnog potrošača po trajnom prekidu. Za njegovo izračunavanje koristi se izraz u obliku:

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} [h]$$
(2.4)

 CTAIDI (eng. customer total average interruption duration index) – ovaj pokazatelj je dosta sličan prethodnom sa razlikom što je svaki potrošač koji je osjetio prekid uračunat samo jednom, nezavisno od broja prekida koji su ga pogodili. To je prikazano sledećom relacijom:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{cN} [h]$$
(2.5)

gdje je:

CN – ukupan broj onih potrošača koji su makar jednom osjetili prekid napajanja tokom razmatranog perioda vremena.

 CAIFI (eng. customer average interruption frequency index) – ovaj faktor predstavlja pandan SAIFI indeksu, tj. odnosi se isto prema CTAIDI faktoru kako se SAIFI odnosi prema SAIDI indeksu, što se može vidjeti iz relacije (2.6):

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN}$$
(2.6)

ASAI (eng. average service availability index) – predstavlja vrijeme (najčešće u procentima) u toku kojeg je potrošaču dostupno napajanje godišnje ili u odnosu na posmatrani vremenski period:

$$ASAI = \frac{N_T \cdot \left(\frac{Broj \, sati}{godišnje}\right) - \sum r_i N_i}{N_T \cdot \left(\frac{Broj \, sati}{godišnje}\right)}$$
(2.7)

 ASIFI (eng. average system interruption frequency index) – indeks je specijalno dizajniran za računanje pouzdanosti na osnovu opterećenja radije nego na osnovu broja potrošača. Slično kao i SAIFI daje informaciju o prosječnoj frekvenciji prekida napajanja:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T}$$
(2.8)

gdje su:

 L_i – priključeno opterećenje ostalo bez napajanja tokom pojedinačnog prekida [*kVA*] L_T – ukupno priključeno opterećenje u posmatranom regionu [*kVA*]

 ASIDI (eng. average system interruption duration index) – indikator je uspostavljen na istom principu kao i prethodni samo je njegov cilj da prikaže prosječno trajanje prekida napajanja:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} [h]$$
(2.9)

CEMI_n (eng. *customer experiencing multiple interruption*) – veličina je dizajnirana sa ciljem praćenja pojedinačnog potrošača koji trpi više od *n* trajnih prekida. Njegova osnovna namjena je identifikovanje kritičnih potrošača sa aspekta prekida napajanja koji ne mogu biti razmatrani koristeći prosječne vrijednosti. Izraz za njegovo vrednovanje je:

$$CEMI_n = \frac{CN_{k>n}}{N_T} \tag{2.10}$$

gdje je:

 $CN_{k>n}$ – ukupan broj potrošača koji su osjetili više on *n* trajnih prekida napajanja tokom razmatranog perioda vremena.

Kada su u pitanju indeksi pouzdanosti povezani sa prolaznim odnosno kratkotrajnim prekidima napajanja izdvajaju se tri važnija, i to:

 MAIFI (eng. momentary average interruption frequency index) – ovaj indeks je dosta sličan SAIFI indikatoru pouzdanosti pri čemu se odnosi na prolazne prekide napajanja. Isti uvažava prolazne prekide napajanja nastale pojedinačnim sekvencama reagovanja zaštitnih uređaja tokom otklanjanja prolaznih kvarova. Evaluira se uz pomoć sledeće relacije:

$$MAIFI = \frac{\sum ID_i N_i}{N_T}$$
(2.11)

gdje je:

 ID_i – broj operacija prekidnog elementa (broj sekvenci APU) prilikom detekcije pojedinačnog kvara.

 MAIFI_E (eng. momentary average interruption event frequency index) – ovaj indeks je pandan SAIFI indikatoru sa razlikom orjentisanosti na prolazne prekide. S obzirom da prilikom pojave bilo kakvog kvara u mreži prekidni element (prekidač ili reklozer) pokreće sekvencu APU, ovaj indikator pokazuje koliko je puta ta sekvenca bila uspješna, odnosno koliko puta je kvar stvarno bio prolazan:

$$MAIFI_E = \frac{\sum ID_E N_i}{N_T}$$
(2.12)

gdje je:

 ID_E – broj puta koliko je prekidni element ostao u zatvorenom položaju nakon sekvenci APU u razmatranom vremenskom periodu.

Veličina N_i u prethodnim relacijama odnosi se na ukupan broj potrošača koji osjećaju prolazni prekid napajanja.

 CEMSMI_n (eng. customers experiencing multiple sustained interruptions and momentary interruptions events) – ovaj indeks je namijenjem praćenju potrošača koje pogađa više od n trajnih i prolaznih prekida, što nije omogućeno korišćenjem prosječnih vrijednosti. Računa se na sledeći način:

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{k>n}}{N_T}$$
(2.13)

gdje je:

 $CNT_{k>n}$ – ukupan broj potrošača koji su pogođeni sa više od *n* prolaznih i trajnih prekida tokom razmatranog vremena.

2.1.2. Primjeri proračuna indeksa pouzdanosti

U ovom dijelu će, na osnovu dva primjera preuzeta iz [7], biti prikazana evaluacija svih gore navedenih indeksa pouzdanosti ED mreže u cilju prikaza njihovih tipičnih vrijednosti.

U prvom primjeru posmatra se izvod koji napaja 2000 potrošača ukupnog opterećenja 4 *MW*. Podaci vezani za prekide na ovom izvodu u periodu od godinu dana prikazani su u Tabeli I.

Datum prekida	Vrijeme prekida	Vrijeme ponovnog upostavljanja napajanja	Broj potrošača u prekidu	Opterećenje u prekidu (kVA)	Tip prekida
3/17	12:12:20	12:20:30	200	800	Trajni
4/15	18:23:56	18:24:26	400	1600	Prolazni
5/5	00:23:10	01:34:29	600	1800	Trajni
6/12	23:17:00	23:47:14	25	75	Trajni
7/6	09:30:10	09:31:10	2000	4000	Prolazni
8/20	15:45:39	20:12:50	90	500	Trajni
8/31	08:20:00	10:20:00	700	2100	Trajni
9/3	17:10:00	17:20:00	1500	3000	Trajni
10/27	10:15:00	10:55:00	100	200	Trajni

Tabela I: Podaci o prekidima u periodu od godinu dana

Podaci o potrošačima koji su osjetili prekid dati su u Tabeli II.

Naziv potrošača	Datum prekida	Vrijeme trajanja prekida (min)
Willis, J.	3/17	8.17
Williams, J.	4/15	0.5
Willis, J.	4/15	0.5
Willson, D.	5/5	71.3
Willis, J.	6/12	30.3
Willis, J.	8/20	267.2
Willson, D.	8/20	267.2
Yattaw, S.	8/20	267.2
Willis, J.	8/31	120
Willis, J.	9/3	10
Willis, J.	10/27	40

Tabela II: Podaci o potrošačima koje pogađa prekid

S obzirom na dostupnost podataka za period od godinu dana, svaki indeks je proračunat za taj vremenski interval. Indikatori su evaluirani koristeći izraze navedene u prethodnom dijelu:

$$SAIFI = \frac{200 + 600 + 25 + 90 + 700 + 1500 + 100}{2000}$$

$$SAIFI = 1.6075$$
(2.14)

$$SAIDI = \frac{8.17 \cdot 200 + 71.3 \cdot 600 + 30.3 \cdot 25 + 267.2 \cdot 90 + 120 \cdot 700 + 10 \cdot 1500 + 40 \cdot 100}{2000}$$
(2.15)

SAIDI = 86.11 min

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = 53.567 min$$
(2.16)

Za računanje *CTAIDI* i *CAIFI* indeksa, neophodno je poznavanje podataka o broja potrošača koji su makar jednom osjetili trajni prekid. S obzirom da podaci u ovom primjeru ne omogućavaju dobijanje te informacije polazi se od sledeće logike: broj tih potrošača ne može biti veći od

ukupnog broja (2000) a analizirajući prekid na datum 9/3, kada je bez napajanja ostalo 1500 korisnika zaključuje se da ne može biti manji od toga. S tim u vezi, u primjeru je usvojena vrijednost CN = 1800, pa su:

$$CTAIDI = \frac{8.17 \cdot 200 + 71.3 \cdot 600 + 30.3 \cdot 25 + 267.2 \cdot 90 + 120 \cdot 700 + 10 \cdot 1500 + 40 \cdot 100}{1800}$$
(2.17)
$$CTAIDI = 95.677 min$$

i

$$CAIFI = \frac{200 + 600 + 25 + 90 + 700 + 1500 + 100}{1800}$$

$$CAIFI = 1.786$$
(2.18)

Ostali indeksi su:

ASAI = 1 - $\frac{(8.17 \cdot 200 + 71.3 \cdot 600 + 30.3 \cdot 25 + 267.2 \cdot 90 + 120 \cdot 700 + 10 \cdot 1500 + 40 \cdot 100)}{8760 \cdot 2000}$ ASAI = 0.99 (2.19)

$$ASIFI = \frac{800 + 1800 + 75 + 500 + 2100 + 3000 + 200}{4000}$$
$$ASIFI = 2.119$$
(2.20)

ASIDI =

$$\frac{(8.17 \cdot 800 + 71.3 \cdot 1800 + 30.3 \cdot 75 + 267.2 \cdot 500 + 120 \cdot 700 + 10 \cdot 3000 + 40 \cdot 200)}{4000} \tag{2.21}$$

ASIDI = 444.693 *min*

U cilju izračunavanja faktora $CEMI_n$ i $CEMSMI_n$ potrebno je poznavati broj potrošača koji su osjetili više od *n* trajnih prekida kao i više od *n* trajnih i prolaznih prekida, respektivno. Posmatrajući Tabelu II može se uočiti da je potrošača pod nazivom Willis, J. u toku razmatrane godine pogodilo 7 trajnih prekida i uzimajući za n = 5 opravdano je pretpostaviti da je jedan dio potrošača osjetio više od 5 trajnih a samim tim i više od 5 trajnih i prolaznih prekida zajedno. Na osnovu ovoga, a slično kao i za CN, u nedostatku kompletnog seta podataka, za vrijednosti $CN_{k>n}$ i $CNT_{k>n}$ su usvojeni iznosi od 350 i 750 respektivno. Tako su:

i

$$CEMI_5 = \frac{350}{2000} = 0.175 \tag{2.22}$$

$$CEMSMI_5 = \frac{750}{2000} = 0.375 \tag{2.23}$$

Sa namjerom evaluiranja faktora povezanih sa prolaznim prekidama u Tabeli III su dati podaci o reagovanju prekidača i reklozera koji se nalaze na tom izvodu prilikom otklanjanja prolaznih kvarova. Prekidač se nalazi na početku izvoda i njegovim djelovanjem dolazi do gubitka napajanja za svih 2000 potrošača na tom izvodu dok se pretpostavlja da se nizvodno od reklozera nalazi 750 potrošača.

Uređaj	Datum	Vrijeme reagovanja	Broj operacija	Broj sekvenci APU
Prekidač	4/15	18:23:56	2	3
Reklozer	7/6	09:30:10	3	4
Prekidač	8/2	02:29:02	1	3
Prekidač	8/2	02:30:50	2	3
Reklozer	8/2	03:25:40	2	4
Reklozer	8/25	08:00:00	2	4
Prekidač	9/2	04:06:53	2	3
Reklozer	9/5	11:53:22	3	4
Prekidač	9/8	05:25:10	1	3
Reklozer	10/2	07:15:19	1	4
Reklozer	11/12	00:00:05	1	4

Tabela III: Podaci o djelovanju prekidnih elemenata

Na osnovu gornje tabele moguće je izračunati indikatore pouzdanosti povezane sa prolaznim prekidima napajanja:

$$MAIFI = \frac{8 \cdot 2000 + 12 \cdot 750}{2000} = 12.5$$
(2.24)

$$MAIFI_E = \frac{5 \cdot 2000 + 6 \cdot 750}{2000} = 7.25$$
(2.25)

Na osnovu gornjih relacija može se jasno vidjeti razlika između ranije definisanih pojmova prolazni prekid napajanja i prolazni prekid. MAIFI indeks u sebi sadrži svaku pojedinačnu sekvencu APU i reklozera i prekidača dok $MAIFI_E$ računa samo broj prolaznih kvarova nezavisno od toga koliko je sekvenci APU potrebno da bi se oni elimisali.

2.3. Mjere za povećanje pouzdanosti elektrodistributivne mreže

Nakon evaluacije pouzdanosti elektrodistributivne mreže, sledeći korak u analizi je predlaganje mjera za njeno poboljšanje. Generalno, te se mjere mogu podijeliti u dvije osnovne grupe, i to *električne* i *neelektrične* [10]. U *električne* mjere spadaju sve one akcije koje utiču na alate za analizu ED sistema kao što su ugradnja zaštitnih i rasklopnih uređaja (reklozera, sekcionera, linijskih rastavljača i osigurača), rekonfiguracija sistema, zamjena provodnika ili integracija distribuirane proizvodnje. Za razliku od toga, *neelektrične* mjere ne utiču direktno na analizu elektrodistributivne mreže i u njih spadaju aktivnosti poput održavanja vegetacije u okolini koridora nadzemnih vodova, ugradnja odvodnika prenapona, postavljanje zaštitne ograde od životinja itd.

S obzirom na to da je glavna tema ovog rada analiza uticaja ugradnje zaštitnih i rasklopnih uređaja na pouzdanost ED mreže ona će biti detaljnije razmatrana u narednim poglavljima a ovdje će kratko biti prikazano kako neke od ostalih *električnih* mjera, naročito one povezane sa konceptom "pametnih" ED mreža (eng. *smart grids*), utiču na pouzdanost elektrodistributivnih sistema.

2.3.1. Uticaj distribuirane proizvodnje na pouzdanost elektrodistributivne mreže

S obzirom na rastući trend integracije distribuirane proizvodnje (DP) u elektrodistributivnu mrežu, pogotovo one bazirane na obnovljivim izvorima električne energije, od značaja je razmotriti i potencijalno pozitivan uticaj koji bi ista mogla da ima na pouzdanost ED sistema [13].

Generalno, uticaj DP na povećanje pouzdanosti ED mreža se može ostvariti na dva načina, radom distribuiranih izvora (DI) u *ostrvskom režimu* rada ili njihovim radom u *mrežno-povezanom režimu* rada, što zavisi od konfiguracije same mreže. U cilju analize prvog od navedena dva režima, na Slici 2.2 prikazan je rad DI u ostrvskom režimu [14].



Slika 2.2: Ostrvski režim rada distribuiranog izvora

Kao što se može vidjeti sa gornje slike, u slučaju kvara na dionici 2 – 3, u odsustvu DI a nakon izolacije sekcije u kvaru (ukoliko postoji adekvatna rasklopna oprema za to) samo bi potrošačima u čvorovima 1 i 2 bilo vraćeno napajanje dok bi potrošači 3, 4 i 5 bili bez napajanje sve dok se dionica u kvaru ne opravi. Nasuprot tome, postojanje DI moglo bi da znači da, ukoliko su svi uslovi za ostrvski režim rada ispunjeni [15], bi i potrošači u čvorovima 4 i 5 mogli da imaju napajanje uprkos kvara na dionici uzvodno od njih. Ovakav način rada distribuirane proizvodnje ima značajan uticaj na računanje gore navedenih indeksa pouzdanosti ED mreže [16].

Na Slici 2.3 prikazana je situacija kada se ima mogućnost dvostranog napajanja, odnosno kada jedan izvod može da služi kao rezerva drugom.



Slika 2.3: Mrežno – povezani režim rada distribuiranog izvora [14]

Sa prethodne slike se može vidjeti da, prilikom kvara na dionici 6 – 7 a nakon uspostavljanja rezervnog napajanja sa gornjeg izvoda, DG služi za povećanje limitiranog kapaciteta prenosa energije do potrošača u čvorovima 9 i 10 i to u mrežno – povezanom režimu rada.

2.3.1. Skladišta električne energije i upravljanje potrošnjom

Većina distribuirane proizvodnje instalirana u ED mrežama se bazira na obnovljivim izvorima električne energije čija proizvodnja je varijabilna i podložna vrlo brzim promjenama. Namjena skladišta električne energije je upravo stabilizacija proizvodnje iz OIE i njeno što bolje prilagođavanje profilu potrošnje. Međutim, prilikom restauracije napajanja potrošačima pomoću DI, koji su ostali bez istog zbog kvara uzvodno od njih, mogućnosti ponovnog uspostavljanja napajanja su značajno olakšane u prisustvu ovih uređaja (Slika 2.4) [14].





Na sličan način kao i prethodno opisane mjere i mikromreže (eng. *microgrids*) i električna vozila (eng. *electric vehicles*) utiču na povećanje pouzdanosti elektrodistributivne mreže.

Sve navedene mjere zahtijevaju velika investiciona ulaganja koja pritom ne potiču isključivo od ED kompanija već i od ostalih zainteresovanih strana što njihovu realizaciju čini izuzetno kompleksnom sa mnogo stanovišta. Za razliku od toga, ugradnja zaštitne i rasklopne opreme predstavlja, u poređenju sa gore navedenim aktivnostima, finansijski manje zahtjevna i za realizaciju neuporedivo jednostavnija rješenja za povećanje pouzdanosti ED mreže, koja se pritom nalaze u nadležnosti isključivo elektrodistributivnih kompanija. Upravo iz tog razloga, ova mjera će biti podrobnije analizirana u nastavku izlaganja.

3. REKLOZERI I LINIJSKI RASTAVLJAČI KAO SASTAVNI DIO ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE

Kao što je navedeno u prethodnom poglavlju, ugradnja zaštitne i rasklopne opreme predstavlja jedan od efikasnijih i jednostavnijih načina unapređenja pouzdanosti ED mreže. Kao pripadnici navedene rasklopne opreme, linijski rastavljači se u elektrodistributivnom sistemu upotrebljavaju decenijama unazad dok sa rastućim trendom automatizacije ED mreža [17] i upotreba zaštitnih uređaja kao što su reklozeri doživljava svoju ekspanziju. S tim u vezi, u prvom dijelu ovog poglavlja biće izloženi principi rada, opis konstrukcije i montaže i način međusobne koordinacije između reklozera i linijskih rastavljača dok će drugi dio biti posvećen pregledu literature iz oblasti optimalne alokacije zaštitne i rasklopne opreme sa ciljem poboljšanja pouzdanosti ED mreže.

3.1. Linijski rastavljači u elektrodistributivnoj mreži

Rastavljači (eng. *disconnectors*) predstavljaju mehaničke rasklopne uređaje koji obezbjeđuju određeni izolacioni razmak (tzv. *rastavni razmak*) u otvorenom položaju kako bi se ostvarilo vidljivo odvajanje dijelova pod naponom od onih koji to nijesu [17]. Oni mogu trajno provoditi struje normalnog pogona a kratkotrajno i struje kratkih spojeva, međutim ne mogu prekidati niti jedne od navedenih. Rastavljači su u mogućnosti uklapati i prekidati zanemarivo male struje poput struja naponskih transformatora ili kapacitivnih struja kratkih neopterećenih kablova. Našli su primjenu u svakom dijelu elektroenergetskog sistema, od najviših do najnižih napona, od kojih dominantno zavisi i način njihove konstrukcije [18].

Linijski rastavljači su posebna vrsta rastavljača koja se koristi za sekcionisanje srednjenaponskih (SN) nadzemnih vodova. S obzirom na dominantno radijalnu konfiguraciju ED mreža, njihovom upotrebom se omogućava sigurno obavljanje remonta ili opravke pojedinih dionica sa omogućenim napajanjem za potrošače koji se nalaze uzvodno od linijskog rastavljača.

Za napone do 35 *kV* izvode se sa zajedničkim metalnim postoljem i pogonom kao jednopolni, dvopolni i tropolni. Za napone 6, 10 *i* 20 *kV* najčešća konfiguracija linijskih rastavljača je tropolni sa dva izolatora po polu, vertikalni ili horizontalni (Slika 3.1) što zavisi od razmaka između provodnika i njihovog rasporeda u prostoru.



Slika 3.1: Tropolni vertikalni (dolje) i horizontalni (gore) linijski rastavljač sa dva izolatora po polu

Po jedan izolator svakog pola pričvršćen je za nepokretni kontakt dok se drugi pomjera zajedno sa kontaktnim noževima. Rastavljači ovog tipa, najčešće upotrebljavani u srednjenaponskim ED mrežama, obično posjeduju ručni pogon, odnosno kontaktni noževi sva tri pola se združeno isklapaju/uklapaju upotrebom upravljačke poluge sa nivoa zemlje ispod stuba na kome su montirani. Umjesto ručnog, ovim uređajima može biti pridružen motorni pogon [17] što je ipak češći slučaj kod rastavljača koji imaju mogućnost prekidanja struja normalnog opterećenja (tzv. *rastavljači snage*) o kojima će biti više riječi u nastavku rada.

Rastavljači sa prethodne slike, pored glavnih, posjeduju i pomoćne kontakte u vidu rogova, koji služe za gašenje luka prilikom prekidanja struja praznog hoda (Slika 3.2).



Slika 3.2: Glavni i pomoćni kontakti SN linijskog rastavljača

3.2. Reklozeri u elektrodistributivnoj mreži

Prekidači (eng. circuit breakers) su uređaji koji služe [17]:

- za uključivanje, trajno provođenje struje i isključivanje strujnog kola u normalnom pogonu,
 i
- za kratkotrajno provođenje, prekidanje struje i isključivanje strujnog kola u slučajevima kratkog spoja.

Reklozeri (eng. *reclosers*) su savremeni uređaji za primjenu u srednjenaponskim ED mrežama koji pripadaju grupi prekidača i sadrže objedinjene funkcije: prekidača, kompletne mikroprocesorske zaštite, mjerenja, registracije događaja i daljinskog upravljanja [19]. To su uređaji koji imaju mogućnost detekcije međufaznih i kvarova sa zemljom, prekidanja strujnog kola ukoliko isti traju i nakon unaprijed podešenog vremena a nakon toga automatskog ponovnog uspostavljanja napajanja. Ukoliko kvar traje i nakon zadatog broja sekvenci isključenja i uključenja reklozer će ostati u otvorenom položaju sekcionišući dio mreže nizvodno od njega, na kome je detektovan kvar [20]. Upravo je akcija ponovnog uspostavljanja napajanja ono po čemu je reklozer i dobio ime (*re-close* u bukvalnom prevodu sa engleskog jezika znači "ponovo zatvori"). Kao što je ranije navedeno, preko 80% kvarova u vazdušnim ED mrežama je po svojoj prirodi prolaznog karaktera, pa samim tim reklozer sprečava isključenje potrošača zbog prolaznih kvarova sa jedne strane, a sa druge omogućava automatsko sekcionisanje minimalnog dijela mreže u kvaru, na taj način doprinoseći pouzdanosti ED mreže.

Većina reklozera je dizajnirana da ima tri sekvence isključi-uključi nakon kojih dolazi, u slučaju trajnog kvara, do finalnog isključenja (eng. *lockout*), kao što je prikazano Slikom 3.3. U zavisnosti od proizvođača, obično je nakon finalnog isključenja dozvoljena još jedna sekvenca koja mora biti ručno sprovedena (lokalni ili daljinski) [20].



Slika 3.3: Tipične sekvence djelovanja reklozera

Trajanje pojedinih sekvenci sa prethodne slike zavisi od podešenja prekostrujnih releja reklozera. Savremeni reklozeri inkorporiraju releje sa strujno zavisnom karakteristikom [21]. Razlog tome je smanjenje vremena trajanja kvara za kvarove blizu početka izvoda, koje bi potencijalno nastalo upotrebom releja sa strujno nezavisnom karakteriskom [22] i više reklozera na istom SN izvodu. Pored toga, na ovaj način je omogućena lakša koordinacija između prekidača na početku izvoda, reklozera i osigurača koji se obično nalaze prije svake transformacije SN/NN (NN – niski napon) [20].

Najčešći oblik zavisnosti pomenute karakteristike je inverzna zavisnost vremena reagovanja reklozera od jačine struje kvara koja se u opštem slučaju opisuje relacijom [23]:

$$t(I) = TD \cdot \left[\frac{A}{M^p - 1} + B\right]$$
(3.1)

gdje su:

t – vrijeme reagovanja reklozera,

I – jačina struje kvara koju registruje relej,

TD – konstanta povezana sa sekvencom reagovanja reklozera,

M – odnos $I/I_{podešenja}$,

Ipodešenja – podešena struja reagovanja releja,

A, B, p – konstante inverzne zavisnosti.

Svakoj sekvenci reagovanja reklozera odgovara posebna t(I) karakteristika koja se upotrebom savremenih mikroprocesorskih releja, uz pomoć konstante TD, može opisati jedinstvenim izrazom datim sa (3.1). Uobičajeno je da trima sekvencama isključenja odgovaraju tri karakteristike t(I) i to jedna brza i dvije sporije tipičnog oblika kao na Slici 3.4 [20].



Slika 3.4: Tri t(I) karakteristike reagovanja reklozera

Oblik ovih krivih podešava se uz pomoć parametara *A*, *B* i *p* čije se vrijednosti empirijski određuju sagledavajući postojeće stanje mreže.

Potrebno je naglasiti da se Slika 3.3 odnosi na slučaj međufaznih kratkih spojeva kod kojih je, nezavisno od načina uzemljenja neutralne tačke napojnog transformatora, struja kvara uvijek značajno veća od struje normalnog opterećenja. Međutim, iznos struje jednopolnog kratkog spoja zavisi od načina uzemljenja zvjezdišta transformatora [17]. Tako, kod izolovanih ili mreža uzemljenih preko Petersenove prigušnice, struja jednopolnog kratkog spoja je značajno manja od struje normalnog pogona a kod sistema uzemljenih preko male impedanse ona se ograničava na vrijednosti 300 *A* ili 1000 *A*, pa samim tim može biti manja, jednaka ili veća od struje opterećenja. Upravo iz toga razloga, većina proizvođača oprema reklozere sa zemljospojnom i osjetljivom zemljospojnom zaštitom kako bi se prilagodili svakom načinu uzemljenja neutralne tačke [24]. U pitanju su isto prekostrujni releji, samo ovog puta priključeni na nultu komponentu struje.

3.2.1. Konstrukcija reklozera

Reklozeri se mogu podijeliti prema više kategorija i to na [21]:

- jednofazne i trofazne,
- reklozere sa hidrauličkim ili elektronskim pogonskim mehanizmom i
- uljne, vakuumske ili SF_6

Jednofazni reklozeri se koriste kod mreža kod kojih je opterećenje dominantno monofazno. U slučaju pojave jednopolnog kratkog spoja u mrežama ovakvog tipa, reklozer treba da isključi samo pogođenu fazu da bi se snabdijevanje preko zdravih faza nastavilo normalno. Nasuprot tome, u mrežama sa trofaznim opterećenjem potrebno je isključiti sve tri faze u slučaju pojave bilo kog kvara kako bi se spriječio nesimetričan pogon mreže.

Kod reklozera sa hidrauličkim pogonskim mehanizmom koristi se ulje pod pritiskom za pokretanje kontakata. Kretanje ulja se najčešće ostvaruje azotom pod pritiskom ili oprugom. S obzirom da savremeni reklozeri, bazirani na vakuumskim ili SF_6 prekidačima, ne zahtijevaju velike energije pogonskog mehanizma za pokretanje kontakata, koje bi se mogle obezbijediti upotrebom hidrauličkog principa, oni se najčešće zamjenjuju sa elektronskim pogonskim mehanizmima. Kod ove vrste mehanizama razlikuju se elektromotorni i elektromagnetni pogonski mehanizam, pri čemu je najširu primjenu kod savremenih reklozera našao elektromagnetni princip zbog pouzdanog rada i manjih potreba održavanja u odnosu na elektromotorni [25].

Energija i konstrukcija pogonskih mehanizama određene su sekvencama APU koje reklozer mora da zadovolji i koje su propisane standardima IEEE Std. C37.60 – 2003 [26] i IEC 62271-111 [27]. Navedene grupe standarda propisuju sve tehničke zahtjeve koje reklozer mora da ispuni prije i tokom svoje praktične upotrebe.

Najvažniji dio svakog reklozera je njegov prekidni element. U zavisnosti od toga koji se medijum koristi za gašenje električnog luka razlikuju se uljni, vakuumski i reklozeri bazirani na SF_6 tehnologiji. S obzirom na superiorne karakteristike koje vakuumski prekidači pokazuju prilikom primjene na srednjem naponu, vakuumski reklozeri su najčešći tip ovih uređaja za primjene u vazdušnim SN mrežama. Neke od tih karakteristika su: velika trajnost, lako održavanje, čisti kontakti, male dimenzije i težina, bešuman rad, struja se prekida s prvim prolaskom kroz nulu bez ponovnog paljenja luka, nema posebnog medijuma za gašenje luka koji bi se mogao zapaliti ili eksplodirati, mala energija za pokretanje kontakata i razdvajanje kontakata na mala rastojanja [24], [28].

Prekidni element u reklozeru se sastoji od fiksnih i pokretnih kontakata, izolacionog materijala, pogonskog mehanizma, indikatora uključenosti/isključenosti i zajedničkog oklopa [24]. Kod reklozera koji koriste vakuum kao izolaciono sredstvo, fiksni i pokretni kontakti dolaze hermetički zaptiveni u posudi u kojoj je primijenjen ulta visoki vakuum. Presjek jednog tipičnog vakuumskog prekidača sa elektromagnetnim pogonskim mehanizmom prikazan je na Slici 3.5.





Sinhronizirajuća poluga sa prethodne slike povezuje pokretne kontakte svakog pola prekidača i omogućava njihovo istovremeno pokretanje odnosno omogućava trofazno isključenje/uključenje.

Indikator položaja pokretnog kontakta prekidnog elementa obično se nalazi na donjoj strani zajedničkog oklopa reklozera kako bi se njegov status mogao očitati sa površine zemlje ispod stuba na kome je isti montiran.

Svaki reklozer u sklopu zajedničkog oklopa posjeduje minimalno šest izolatora, tri sa strane izvora napajanja i još toliko sa strane opterećenja, koji obezbjeđuju odgovarajući izolacioni razmak između provodnika pod naponom na taj način omogućavajući njihovo bezbjedno povezivanje na pokretne i fiksne kontakte prekidnog elementa pomoću terminala (Slika 3.6).



Slika 3.6: Presjek zajedničkog oklopa reklozera

Mjerenje struja i napona u sklopu reklozera ostvaruje se upotrebom strujnih i naponskih mjernih transformatora, respektivno. Iako postoji više principa na kojima se ovi uređaji mogu bazirati, kod savremenih reklozera je najčešći pristup da se naponski mjerni transformatori zasnivaju na kapacitivnom razdjelniku a strujni na Rogowski namotajima [24]. Zadnje je iz razloga veće preciznosti koju osigurava linearna karakteristika ove vrste strujnog transformatora i nepostojanje opasnih napona sekundara u slučaju otvorenog kola kao kod klasičnih uređaja sa feromagnetnim jezgrom [29]. Većina reklozera vrši mjerenje struje i napona sa obje strane prekidnog elementa a s obzirom na obuhvatnu prirodu uređaja za mjerenje, kao optimalno mjesto za njihovo postavljanje ispostavila se unutrašnjost izolatora za povezivanje provodnika i prekidača, što će reći da reklozer posjeduje šest strujnih i šest naponskih senzora, oko svakog provodnika po jedan uređaj obje vrste. Njihova pozicija je na prethodnoj slici označena brojem 3, dok se ostali brojevi odnose na: 1 – zajednički oklop, 2 - izolatori, 4 - vakuumski prekidači sa pogonskim mehanizmima i sinhronizirajućom polugom i 5 – kuka za mehaničko isključenje reklozera. Potrebno je napomenuti da standardni reklozeri pomoću štapa sa kukom omogućavaju jedino otvaranje kontakata reklozera dok se njihovo zatvaranje nakon toga može odraditi ručno sa lokalne komandne table ili daljinski iz centra upravljanja o čemu će biti više riječi u nastavku rada. Postavljanjem mjernih uređaja na opisani način reklozeru je omogućeno da prati: fazne struje sve tri faze (I_a, I_b, I_c) , direktnu (I_1) , inverznu (I_2) i nultu (I_0) komponentu struje, fazne i linijske napone sve tri faze kao i njima odgovarajuće direktne, inverzne i nulte komponente, aktivnu i reaktivnu snagu po fazi kao i trofazno, faktor snage, propade i poraste napona, totalnu harmonijsku distorziju (THD) kao i frekvenciju u sistemu [30].

S obzirom da se savremeni reklozeri pored upotrebe u radijalnoj konfiguraciji ED mreže koriste još i kao normalno otvorene ili normalno zatvorene tačke u prstenastoj konfiguraciji ali i s obzirom da je za ED mreže svih konfiguracija karakteristična sve veća integracija distribuirane proizvodnje koja mijenja ustaljenu paradigmu tokova snaga samo u jednom smjeru kod radijalnih mreža, većina reklozera novije proizvodnje opremljena je zaštitom koja može da reaguje na poremećaje koji dolaze iz oba smjera. Upravo iz toga razloga, a kao što je i navedeno u prethodnom dijelu, se mjerenje struja i napona vrši sa obje strane reklozera.

Od zaštitnih funkcija reklozera, koje se nalaze u sastavu većine uređaja ove vrste od različitih proizvođača, izdvajaju se sledeće [19], [24], [26], [27], [29], [30]:

- Detekcija ispada napajanja ova zaštita objezbjeđuje informaciju o dostupnosti izvora napajanja odnosno o njegovom eventualnom ispadu. Za reklozere koji rade u prstenastoj konfiguraciji ili za radijalne mreže sa integrisanom distribuiranom proizvodnjom ona može da obezbijedi i informaciju o smjeru toka snage kroz reklozer.
- Fazna prekostrujna zaštita ovaj element obezbjeđuje zaštitu od preopterećenja, dvofaznog i trofaznog kratkog spoja (KS). Dominantno se sastoji od šest prekostrujnih releja (3 za jedan i 3 za drugi smjer toka snage) koji reaguju onda kada bilo koja od faznih struja prekorači struju podešenja odgovarajućeg releja.
- Zemljospojna zaštita kontrukcija ove zaštite je slična kao i kod prethodne samo se reagovanje releja zasniva na mjerenju nulte komponente struje. Obezbjeđuje zaštitu od jednofaznog KS i dvofaznog KS sa zemljom.
- Osjetljiva zemljospojna zaštita namijenjena je eliminisanju kvarova sa zemljom koje karakterišu velike impedanse kvara odnosno male struje kvara. Takođe je prekostrujnog tipa i bazira se na struji nultog redosleda.
- Nesimetrija struje zasniva se na mjerenju inverzne komponente struje, prekostrujnog je tipa i omogućava zaštitu nizvodnih potrošača od nesimetrije u mreži.
- Nesimetrija napona funkcioniše na bazi mjerenja inverzne komponente napona sa strane izvora napajanja i obezbjeđuje zaštitu osjetljivih potrošača od nesimetrija koje dolaze iz mreže.
- Podnaponska zaštita radi na principu direktne komponente napona sa strane izvora napajanja. Kada ova komponenta padne ispod napona podešenja releja, on inicira isključenje prekidnog elementa.
- Nadnaponska zaštita konstrukcijom ista kao prethodna zaštita sa razlikom aktiviranja kada direktna komponenta napona premaši podešeni napon releja.
- Podfrekventna zaštita nakon što frekvencija sa strane napajanja padne ispod podešene

vrijednosti relej inicira isključenje reklozera.

 Nadfrekventna zaštita – nakon što frekvencija sa strane napajanja premaši podešenu vrijednost releja inicira se isključenje prekidnog elementa.

Potrebno je naglasiti da svaka od prethodnih zaštita koja u slučaju reagovanja inicira isključenje prekidnog elementa posjeduje i mogućnost njegovog automatskog ponovnog uključenja kako bi se eliminisali prolazni kvarovi koji dovode do reakcije određene vrste zaštite. Pored toga, sadržanost navedenih zaštita u reklozeru zavisi od proizvođača istog, pa tako neke od navedenih zaštita u reklozeru mogu izostati, biti zamijenjene sa drugim vrstama a takođe mogu postojati i dodatne zaštite pored gore pomenutog skupa.

Reklozerom je moguće upravljati *lokalno* pomoću manipulacione upravljačke table sa LCD ekranom ugrađene unutar kontrolne kutije (Slika 3.7) koja se nalazi u visini čovjeka na istom stubu na kome je montiran reklozer i *daljinski* pomoću daljinske priključne jedinice (RTU – *remote terminal unit*) integrisane u kontrolnu kutiju [31].



Slika 3.7: Primjer kontrolne kutije reklozera

RTU ima mogućnost povezivanja sa centrom upravljanja preko više komunikacionih medijuma od kojih su radio – veza, PTT linija i GSM/GPRS mreža najčešće upotrebljivane [19] a postoje i druge [26], [27].

Za rad reklozera, odnosno svih pobrojanih komponenti u njegovom sastavu potrebno je obezbijediti eksterni izvor napajanja. On se u ovom slučaju obezbijeđuje pomoću naponskog transformatora montiranog na reklozer sa strane izvora napajanja. Preko ovog transformatora puni
se i akumulatorska baterija koja služi kao rezervno napajanje u slučaju gubitka primarnog izvora kako bi se omogućila autonomija rada reklozera u određenom vremenskom periodu.

Od sopstvene zaštite reklozera izdvajaju se propisno uzemljenje zajedničkog oklopa i kontrolne kutije, prenaponska zaštita u vidu odvodnika prenapona i mikro prekidači za zaštitu od kvarova unutar same kontrolne kutije.

Izgled zajedničkog oklopa i kontrolne kutije, dispozicija opreme u njima kao i funkcionalnosti koje posjeduje reklozer zavisi dominantno od proizvođača. Isti međutim moraju zadovoljavati propise koje definišu setovi standarda IEEE C37.60 [26] i IEC 62271-111 [27].

Na sledećoj slici prikazan je način montaže reklozera sa svom pratećom opremom proizvođača TAVRIDA ELECTRIC, na jednoj konstrukciji stuba [29].



Slika 3.8: Primjer montaže reklozera sa svom pratećom opremom

3.2.2. Sekcioner

Rastavljač snage (eng. *switch disconnector*) pripada porodici rastavljača koji mogu trajno provoditi struje normalnog opterećenja a kratkotrajno i struje abnormalnih režima (kratkih spojeva) sa razlikom što isti, u poređenju sa klasičnim rastavljačem, ima mogućnost prekidanja struja normalnog opterećenja [17]. Kao medijum za gašenje luka može se koristiti vakuum, SF_6 gas ali s obzirom na potrebe prekidanja samo struja normalnog opterećenja gašenje luka se može vršiti i u vazduhu eliminišući na taj način potrebu zaptivenih komora i opasnost od curenja gasa iz

njih. Na Slici 3.9 prikazan je tipični tropolni vazduhom izolovani rastavljač snage sa sinhronizirajućom polugom koja omogućava istovremeno isključenje sve tri faze, proizvođača ABB [32].



Slika 3.9: Tropolni vazduhom izolovani rastavljač snage sa sinhronizirajućom polugom

Na narednoj slici prikazana je jedna faza gornjeg rastavljača snage sa svom potrebnom opremom za stubnu montažu (eng. *pole-mounted*) kao i kontrolnom kutijom koja se nalazi na donjem dijelu stuba u visini čovjeka.



Slika 3.10: Jedna faza rastavljača snage sa pratećom opremom za stubnu montažu

U kontrolnoj kutiji se nalazi pogonski mehanizam koji je kod vazduhom izolovanih rastavljača snage najčešće u obliku motornog pogona, s tim što je u najvećem broju slučajeva omogućeno i ručno upravljanje pomoću izolacionog štapa sa kukom. Napajanje pogonskog mehanizma se obavlja preko akumulatorske baterije punjene sa naponskog transformatora priključenog na primarnu mrežu sa strane izvora napajanja. Na taj način je omogućena autonomija rada rastavljača snage i u slučaju gubitka primarnog izvora, najčešće do 48 *h* autonomnog rada.

Sekcioner (eng. *sectionalizer*) predstavlja uređaj koji automatski izoluje dionicu u kvaru onda kada neki od uzvodnih reklozera ili prekidač izvrše prekidanje struje kvara. Ovaj uređaj po svojoj prirodi predstavlja rastavljač snage i s obzirom na to nema mogućnost prekidanja struje kvara pa mora biti podređen nekom od uzvodnih elemenata sa tom sposobnošću [20], [33]. Radi na principu brojanja sekvenci reagovanja uzvodnog elementa ostvarujući jednu reakciju manje od prvog sledećeg uređaja, što će detaljnije biti objašnjeno u dijelu koji slijedi.

Da bi sekcioner obavljao svoju funkciju i doprinosio povećanju pouzdanosti elektrodistributivne mreže, određeni stepen automatizacije nad njim mora biti ostvaren [34]. Generalno, taj stepen automatizacije se može podijeliti na tri nivoa. Prvi nivo, ujedno i esencijalni za rastavljač snage

da bi obavljao funkciju sekcionera, predstavlja samo mogućnost monitoringa nad njim. To podrazumijeva dobijanje signala o statusu sekcionera u centru upravljanja. Na taj način se omogućava smanjenje regiona pretrage za mjestom kvara jer se na osnovu toga koji je sekcioner ostao u otvorenom položaju zna da je kvar nizvodno od njega. Drugi nivo, pored monitoringa nad sekcionerom, podrazumijeva mogućnost kontrole odnosno daljinskog uključenja/isključenja sekcionera. Mogućnost sekcionera da mjeri napone i struje i o tome šalje informacije u centar upravljanja spada u treći stepen automatizacije.

Da bi gore navedeno bilo ostvarivo neophodno je da sekcioner ima mogućnost komunikacije sa centrom upravljanja. Slično kao i kod reklozera postoji više načina prenosa informacija od kojih su najčešće u upotrebi radio – veza, PTT linija, GPRS/GSM mreža i dr. Na Slici 3.11 prikazana je tipična konstrukcija stubno montiranog sekcionera sa svom pratećom opremom [34].



Slika 3.11: Stubno montirani sekcioner sa svom pratećom opremom

Brojevi na gornjoj slici označavaju: 1 – rastavljač snage, 2 – odvodnik prenapona, 3 – strujni transformator, 4 – metalna konstrukcija sekcionera za stubnu montažu, 5 – metalna konstrukcija odvodnika prenapona za montažu na sekcioner, 6 – naponski transformator, 7 – metalna konstrukcija naponskog transformatora za stubnu montažu, 8 – komunikaciona antena za radio vezu, 9 – kutija sa osiguračem, 10 – kontrolna kutija, 11 – steznik kontrolne kutije za montažu na

stubu, 12 – ručka za manuelno upravljanje sekcionerom, 13 – poluga za ručno upravljanje, 14 – stezaljke za montažu poluge za ručno upravljanje.

Rastavljači i rastavljači snage, kao što je ranije i pomenuto, nemaju mogućnost prekidanja struje kvara i s obzirom na to moraju da posjeduju neku vrstu prekostrujne zaštite u slučaju disfunkcije uzvodnog uređaja sa tom sposobnošću [35]. Najčešći oblik te zaštite je osigurač koji je na prethodnoj slici označen brojem 9.

S obzirom da sekcioner ne posjeduje vremenski zavisnu karakteristiku reagovanja, kao što to imaju reklozer i osigurač, koordinacija rada između sekcionera i reklozera se ostvaruje na dosta jednostavniji način, brojanjem reagovanja reklozera od strane sekcionera. Tako, u slučaju postojanja jednog reklozera i jednog sekcionera prilikom pojave kvara sekcioner će da sačeka reklozer da odreaguje pa će nakon unaprijed podešenog vremena i on da se aktivira i isključi svoje kontakte. U slučaju APU reklozera, sekcioner će da prati njegovo reagovanje ali sa jednom sekvencom manje. Na taj način, kada sekcioner finalno otvori svoje kontakte u slučaju pojave trajnog kvara, reklozera i ukoliko se to ne ispostavi kao tačno reklozer će se zatvoriti i obezbijediti napajanje svim potrošačima između ova dva uređaja. Na ovaj način postignuto je sekcionisanje minimalnog dijela mreže u slučaju pojave trajnog kvara.

Postoji više načina na koje sekcioner može da registruje reagovanje reklozera: detekcija gubitka napona napajanja, detekcija struje kvara i koordinisana detekcija ispada napona napajanja i struje kvara. Svaki od ovih pristupa ima prednosti i mane što će biti demonstrirano na primjeru sistema sa Slike 3.12 koji predstavlja radijalni SN izvod sa 3 sekcionera i reklozerom/prekidačem.



Slika 3.12: Radijalni SN izvod sa 3 sekcionera i reklozerom/prekidačem

Oznaka ST sa prethodne slike označava strujni transformator a NT naponski. Mjesto kvara, u odnosu na koga će se posmatrati reagovanje predmetnih uređaja, takođe je prikazano na prethodnoj slici.

U primjeru sa Slike 3.12 prikazan je jedan reklozer/prekidač i tri nizvodna sekcionera. Iako je u prethodnom izlaganju rečeno da većina reklozera može da obezbijedi 4 sekvence APU, obično dvije brze i dvije spore, dostina savremenih reklozera je u mogućnosti da ide i do 5 prekidanja

32

napajanja. Iako se navedeno rijetko koristi, u ovom primjeru je usvojeno da reklozer ima mogućnost ostvarivanja 5 sekvenci APU čime je omogućeno da se nizvodno od njega, jedan za drugim, postave tri sekcionera. Predmetno je posledica činjenice da svaki sledeći nizvodni uređaj mora imati jednu sekvencu APU manje od prvog uzvodnog. Na taj način, sekcioner S_1 sa prethodne slike ima četiri sekvence APU, S_2 tri a sekcioner S_3 nakon druge beznaponske pauze ulazi u *lockout*. Upravo ovakav način rada sekcionera, odnosno nezavisnost njegovog reagovanja od struje kvara već samo od reagovanja prvog uzvodnog reklozera, omogućava njihovo jednostavno postavljanje između reklozera i osigurača koji se obično nalaze na SN strani transformatora SN/NN a koji, kao i reklozer posjeduju strujno zavisnu karakteristiku reagovanja. Drugim riječima, postavljanjem sekcionera između reklozera i osigurača neće se remetiti koordinacija njihovog reagovanja.

Na graficima na Slici 3.13 prikazane su sekvence reagovanja svih uređaja za kvar prikazan Slikom 3.12 kada su sekcioneri opremljeni senzorom za detektovanje gubitka napona napajanja.





Sa prethodne slike potrebno je primijetiti da se pobuđivanje sekcionera dešava tek nakon druge beznaponske pauze izazvane reagovanjem reklozera.

Prednost ovakvog tipa koordinacije je što nema potrebe za mogućnošću daljinskog upravljanja sekcionerima a monitoring se svodi na prosti signal o reagovanju sekcionera dok je glavna mana potreba zatvaranja kontakata sekcionera u slučaju prisutnog kvara što zahtijeva ojačanu

33

konstrukciju, prije svega kontakata rastavljača snage na kome se sekcioner bazira. Na prethodnoj slici su takođe predstavljena i tipična vremena reagovanja pojedinih uređaja.

Drugi način koordinacije rada sekcionera se bazira na detekciji struje kvara a sekvence reagovanja pojedinačnih sekcionera i reklozera predstavljene su na Slici 3.14.



Slika 3.14: Sekvence reagovanja reklozera i sekcionera u slučaju detekcije struje kvara

Slično kao i kod detekcije gubitka napona napajanja i ovdje se broje reagovanja reklozera i sekcioneri se pobuđuju tek nakon druge beznaponske pauze. Glavna prednost ovog načina koordinacije u odnosu na prethodni je zatvaranje kontakata sekcionera u beznaponskom stanju, odnosno kontakti se ne zatvaraju u prisustvu struje kvara. Takođe, manji broj reakcija sekcionera karakterističan je za ovaj način upravljanja u odnosu na onaj baziran na detekciji napona, a samim tim i kraće vrijeme izolacije kvara. Osnovni nedostatak je potreba svakog sekcionera za posjedovanjem opreme za detekciju struje kvara.

Prethodna dva načina koordinacije sekcionera mogu se iskombinovati čime bi se dobio isti dijagram reagovanja kao u slučaju strujom kvara vođenih sekcionera, samo bi se za otvaranje njihovih kontakata čekala potvrda o gubitku napona napajanja.

Kao što je naprijed konstatovano, navedeni načini rada sekcionera ne zahtijevaju mogućnost njihovog daljinskog upravljanja, odnosno pripadaju prvom nivou automatizacije sekcionera. Međutim, većina savremenih sekcionera, zahvaljujući sličnim komunikacionim sredstvima objašnjenim u dijelu vezanom za reklozere, pruža mogućnost daljinske kontrole. Na taj način, odluka o reagovanju sekcionera se prebacuje na SCADA/DMS sisteme, ukoliko isti postoje. Na sledećoj slici prikazan je dijagram reagovanja reklozera i sekcionera za primjer sa Slike 3.12 uz ostvareno daljinsko upravljanje sekcionerima.



Slika 3.15: Sekvence reagovanja reklozera i šekcionera u slučaju potpune automatizacije

Proces izolacije kvara bi se mogao opisati sledećim sekvencama reagovanja pojedinih uređaja:

- Zaštita reklozera detektuje kvar i šalje signal za isključenje njegovom prekidnom elementu koji isti sprovodi u djelo nakon izvjesnog kratkog vremena.
- Sekcioneri S_1 i S_2 takođe detektuju kvar ali i prvo isključenje reklozera čime brojač podešavaju na vrijednost 1.
- Nakon unaprijed podešenog vremena reklozer sprovodi prvu sekvencu APU i ponovo uspostavlja napajanje izvoda.
- Zbog trajnog kvara, reklozer se opet isključuje čime sekcioneri detektuju drugu beznaponsku pauzu i podešavaju svoje brojače na vrijednost 2.
- Nakon izvjesnog dužeg vremena u odnosu na prva dva isključenja, reklozer opet zatvara svoje kontakte, detektuje postojanje kvara i otvara ih. Brojač sekcionera je stigao do broja 3.

- Sekcioner S₂ koji ima podešen *lockout* nakon treće beznaponske pauze se isključuje i izoluje kvar. To nije prije njega uradio sekcioner S₃, iako ima podešen *lockout* na dvije beznaponske pauze, zato što nije detektovao struju kvara, jer se isti nalazi uzvodno od njega.
- Reklozer po treći put zatvara svoje kontakte i s obzirom na to da je sekcioner S₂ trajno otvoren, ne detektuje postojanje kvara čime ostaje zatvoren obezbjeđujući napajanje svim potrošačima nizvodno do mjesta kvara.

Iz prethodnog se jasno mogu uočiti befeniti ovakvog načina kontrole. Po cijenu složenijeg komunikacionog i upravljačkog sistema, omogućeno je najkraće vrijeme izolacije kvara sa najmanjim brojem reakcija sekcionera i nepotrebnim zatvaranjem njegovih kontakata pri postojanju struje kvara.

3.3. Pregled literature iz oblasti optimizacije pouzdanosti elektrodistributivne mreže ugradnjom zaštitne i rasklopne opreme

Autori u [36] određuju optimalne pozicije daljinski kontrolisanih prekidača i rastavljača snage (reklozera i sekcionera, respektivno) koristeći *Differential Search* višekriterijumski algoritam. Kao komponente kriterijumske funkcije uzeti su, sa jedne strane troškovi neisporučene električne energije potrošačima a sa druge kombinacija jednokratnih troškova nabavke i instalacije uređaja i konstantni godišnji troškovi održavanja istih. Prilikom razmatranja opterećenja, za razliku od većine algoritama, ovaj pristup razmatra tri nivoa konstantnog opterećenja u toku godine. Algoritam je testiran na više IEEE testnih ED mreža i rezultati su upoređeni za različite vrste optimizacionih tehnika. Kao dopuna prethodnom, u [37] je korišćena ista kriterijumska funkcija sa dodatkom ograničenja koja proističu iz realnih tokova snaga u mreži odnosno ograničenja snage, napona i struje po pojedinim vodovima, uz konstantni godišnji profil opterećenja. Kao optimizaciona tehnika upotrebljava se *Simulated Annealing* algoritam.

Kako postavljanje velikog broja zaštitnih uređaja u ED mrežu, koji svoje reagovanje zasnivaju na strujno zavisnim karakteristikama, dovodi do povećanja vremena trajanja kvara usled potrebe njihove koordinacije odnosno ostvarivanja selektivnosti zaštite, autori u [38] su razvili algoritam za koordinisanu alokaciju reklozera, sekcionera i osigurača na bazi iste kriterijumske funkcije kao u [36] i [37] uz dopunsko ograničenje proisteklo iz maksimalno dozvoljenog vremena trajanja kvara u ED mreži. Svoju analizu su zasnovali na *Particle Swarm Optimization* (PSO) algoritmu.

Navedeni radovi u obzir ne uzimaju pojavu prolaznih kvarova za koje je ranije konstatovano da se pojavljuju u mjeri od preko 80 % u ED mreži. Na taj način, njihov uticaj kako na potrošače tako i

na ukupne prihode nije razmotren. Pored toga, izostala je elaboracija uticaja ugradnje svih navedenih uređaja na potrošački orjentisane indekse pouzdanosti i poređenje koordinisane alokacije svih uređaja sa pojedinačnom u konkretnom slučaju. Ograničenje investicionih sredstava za sva tri slučaja uzeto je u obzir kroz ograničenje pojedinačnog broja uređaja koji se može nabaviti čime odluka o broju nabavljenih uređaja pojedine vrste mora biti sprovedena od strane čovjeka umjesto algoritma, što ne garantuje optimalnu raspodjelu sredstava na dostupne uređaje.

U [39] se predlaže algoritam za pojedinačnu alokaciju sekcionera baziran na *Mixed-integer Linear Programming* (MILP) metodi. Kriterijumska funkcija u ovom slučaju sadrži iste komponente kao i u prethodno navedenim radovima sa razlikom što troškovi neisporučene električne energije nijesu razmatrani kao konstantni već su razdvojeni na dva dijela. Prvi dio označava troškove usled neprodate električne energije dok se drugi odnosi na posledice koje imaju potrošači zbog prekida napajanja, pri čemu su različite vrste potrošača (rezidencijalni, komercijalni i industrijski) tretirani sa pripadajućim krivama troškova prekida napajanja. Slični zaključci vezani za uticaj sekcionera na potrošački orjentisane indekse pouzdanosti i uvažavanje prolaznih kvarova važe i u ovom slučaju.

S obzirom na to da je većina ED kompanija počela sa automatizacijom mreže postavljanjem daljinski kontrolisanih prekidača i rastavljača snage (reklozera i sekcionera, respektivno) prema iskustvenom principu, autori u [40] i [41] predlažu algoritam za realokaciju postojećih i postavljanje minimalnog broja novih uređaja ove vrste sa ciljem minimizacije troškova potrošača nastalih prekidima napajanja uz uvažavanje troškova nabavke i održavanja istih. Korišćeni algoritam je *Simulated Annealing*. Kako u ovom radu nijesu uvaženi cjelokupni troškovi neisporučene električne energije a ni troškovi realokacije postojećih uređaja, u [42] se razmatra razmještanje postojećih i ugradnja dodatnih sekcionera na bazi višekriterijumske funkcije koju čine segmenti troškova neisporučene električne energije, nabavke i održavanja sekcionera kao i troškovi izmještanja već ugrađenih uređaja uz ograničenja proistekla iz tokova snaga u ED mreži sa inkorporiranom distribuiranom proizvodnjom. Autori svoju analizu sprovode koristeći *Ant Colony Optimization* algoritam.

Ni u jednom od prethodno navedena dva rada se u obzir ne uzimaju uticaji pojave prolaznih kvarova u mreži kao ni uticaj ugradnje razmatranih uređaja na pokazatelje pouzdanosti ED mreže dok se u slučaju koordinisane alokacije reklozera i sekcionera dostupna investiciona sredstva raspodjeljuju ručno na pojedinačne uređaje dok je raspodjela prema računanju kriterijumske funkcije izostala.

Imajući u vidu da su podaci o intenzitetu ispada i vremenu opravke pojedinih dionica često nedostupni u cjelosti autori u [43] predlažu algoritam baziran na *Multiobjective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) metodi koja kao kriterijumske funkcije koristi samo broj potrošača pogođenih određenim ispadom sa jedne strane, a sa druge broj zaštitnih ili rasklopnih uređaja koje je potrebno ugraditi.

Na račun smanjenja preciznosti i zanemarivanja *cost-benefit* analize izloženi algoritam omogućava evaluaciju kvaliteta pojedinih pozicija za zaštitne i rasklopne uređaje u ruralnim predjelima sa slabije vođenom evidencijom o kvarovima.

U [44] je predložen algoritam baziran na *Genetic Algorithm* (GA) metodi koji optimizuje broj i lokacije reklozera u srednjenaponskoj radijalnoj elektrodistributivnoj mreži ali uvažavajući mogućnost ostrvskog režima rada distribuiranih generatora priključenih u mrežu, odnosno potencijalnu mogućnost dvostranog napajanja pojedinih potrošača. Kriterijumska funkcija se sastoji od razlike prihoda i rashoda. Prihodi potiču od dodatno prodate električne energije i usled manjih plaćanja penala zbog prekida napajanja. Rashodi se odnose na jednokratni rashod za kupovinu i instalaciju reklozera i konstantni godišnji rashod za njihovo održavanje. Izostavljajući uticaj distribuirane proizvodnje, autori u [45] optimizuju broj i pozicije reklozera i linijskih rastavljača dok autori u [46] ovim uređajima pridružuju sekcionere i osigurače na bazi iste kriterijumske funkcije kao u [44] sa dodatnim tretiranjem varijacija ulaznih parametara poput intenziteta ispada pojedinih dionica i njima pripadajućih vremena opravke preko teorije vjerovatnoće. Na taj način postavljaju realno moguće granice odstupanja ukupnih prihoda u zavisnosti od tačnosti ulaznih parametara. Oba algoritma se baziraju na Differential Search i Mixed-integer Nonlinear Programming (MINLP) optimizacionim tehnikama sa razlikom što su u [46] uvaženi i uticaji prolaznih kvarova. Kao dopuna [45] i [46], uz tretiranje istih parametara i kriterijumske funkcije, autori u [47] razmatraju mogućnost dvostranog napajanja potrošača i to pomoću ostrvskog režima rada distribuirane proizvodnje. Ograničenja dostupnih investicionih sredstava uvažena su preko pojedinačnog broja uređaja koji se može nabaviti.

U [1] autori predlažu način optimizacije pouzdanosti i efikasnosti eksploatacije radijalne elektrodistributivne mreže ugradnjom reklozera i upetljavanjem radijalne konfiguracije, respektivno. Broj i pozicije reklozera određuju se pomoću kriterijumske funkcije koja se sastoji od prihoda, usled manjih troškova potrošača izazvanih prekidom napajanja, i rashoda izazvanih jednokratnim troškovima nabavke i instalacije reklozera i konstantnih godišnjih troškova njihovog održavanja. Optimalna rekonfiguracija se sprovodi određivanjem adekvatnog upetljavanja mreže na bazi minimizacije gubitaka aktivne snage. Oba postupka su sprovedena koristeći više optimizacionih metoda i to: *Sine Cosine Algorithm, Krill Herd Algorithm* i *Differential Evolution*

algoritam. U [48] i [49] se analiza iz [1] proširuje na koordinisanu alokaciju reklozera i sekcionera pri čemu se u [49] u obzir uzima varijabilnost opterećenja i intenziteta ispada i sama analiza se radi na satnoj diskretizaciji pomoću *Modified Shuffled Frog Leaping* algoritma.

Uzimajući u obzir samo smanjenje troškova potrošača usled prekida napajanja, globalna dobit za društvo koja se ostvaruje postavljanjem zaštitne i rasklopne opreme u ED mrežu, odnosno cjelokupni troškovi neisporučene električne energije nijesu uzeti u razmatranje. Ograničenje dostupnih investicionih sredstava uzima se kroz broj uređaja koji se može nabaviti čime se raspodjela na broj reklozera i broj sekcionera prepušta čovjeku, što je u slučaju postojanja velikog broja potencijalnih lokacija priključenja uređaja podložno izboru manje optimalne raspodjele. Takođe, prolazni kvarovi nijesu uzeti u razmatranje prilikom optimizacije lokacije uređaja.

U [50-53] autori na bazi kriterijumske funkcije zasnovane na zbiru troškova koji nastaju kao posledica prekida napajanja potrošača i investicionih i troškova održavanja automatskih i manuelnih zaštitnih i rasklopnih uređaja optimizuju broj i pozicije reklozera, sekcionera i osigurača uvažavajući mogućnost dvostranog napajanja potrošača usled postojanja distribuirane proizvodnje. U [54] i [55] se na prethodnu analizu dodaje i tretiranje rizika ispada potrošnje na osnovu važnosti napajanih potrošača.

Prethodno navedeni radovi ne uvažavaju pojavu prolaznih kvarova u mreži i njihov uticaj na potrošače odnosno na ukupne troškove. Takođe, s obzirom na postavljanje uređaja prema kriterijumskoj funkciji baziranoj na analizi troškova, izostala je elaboracija uticaja pomenute ugradnje na pokazatelje pouzdanosti ED mreže kao i uvažavanje stvarnih troškova neisporučene električne energije.

Svaki od navedenih radova optimizaciju broja i lokacija zaštitnih i rasklopnih uređaja u sistemu bazira na analizi pripadajućih troškova različite vrste. Za razliku od toga, dosta autora svoje algoritme zasniva na optimizaciji različitih indeksa pouzdanosti ED mreže kao i njihovoj kombinaciji sa pojedinim vrstama troškova. Tako, autori u [56] optimalan broj i lokacije zaštitnih i rasklopnih uređaja u sistemu određuju na osnovu kriterijumske funkcije zasnovane na zbiru relativnih vrijednosti *SAIFI* i *SAIDI* indeksa pouzdanosti, u [57 - 59] na osnovu *SAIFI*, *SAIDI* i *MAIFI*_E indeksa a u [60] na bazi *SAIFI* i *CAIDI* pokazatelja pouzdanosti sa razlikom što je u poslednjem realno odstupanje navedenih indeksa tretirano kroz teoriju vjerovatnoće. U [61] je uz kriterijumsku funkciju sačinjenu od relativnog zbira *SAIFI* i *SAIDI* indeksa pouzdanosti u razmatranje uzet i uticaj distribuirane proizvodnje na računanje istih objašnjen Slikama 2.2 i 2.3 u prethodnom poglavlju.

Ovakav način povećanja pouzdanosti ED mreže je kompletno potrošački orjentisan onemogućavajući tako kontrolu finansijskog bilansa investicije, pri čemu algoritmi koji ne

razmatraju $MAIFI_E$ indikator ne uvažavaju pojavu prolaznih kvarova u mreži. Ograničenje dostupnih investicionih sredstava je jedino moguće kroz ograničenje pojedinačnog broja uređaja koje sa sobom nosi iste reperkusije kao što je konstatovano i za kriterijumske funkcije bazirane na *cost-benefit* analizi.

Autori u [62] proširuju prethodnu analizu i predlažu kriterijumsku funkciju zasnovanu na zbiru normalizovanih vrijednosti faktora *SAIDI*, *SAIFI* i *CAIDI* kao i neisporučene električne energije potrošačima. Normalizacija je izvršena dijeljenjem sa baznim vrijednostima odnosno vrijednostima ovih faktora u odsustvu automatizovane zaštitne i rasklopne opreme. Algoritam u obzir uzima i mogućnost postojanja sekcionera kao i njihove naknadne ugradnje. Ono što je doprinos ovog algoritma u odnosu na prethodne je veći broj realnih ograničenja koja su uzeta u obzir, kao što su: nemogućnost postavljanja reklozera na svaku dionicu SN mreže zbog realnih geografskih ograničenja, mogućnost nereagovanja reklozera odnosno njegova pouzdanost, odabir optimalnog susjednog fidera koji će preuzeti snabdijevanje pojedinih potrošača ako reklozer isključi razmatrani fider u kvaru, u slučaju da postoji mogućnost višestranog napajanja. U [63] se prethodna analiza nadograđuje tako što se nesigurnost u ulaznim parametrima poput intenziteta ispada pojedinih dionica, vremena trajanja kvara, opterećenja i broja potrošača priključenih u pojedinim čvorovima tretira pomoću *Monte-Carlo* simulacija i na taj način određuju moguća odstupanja od ciljanih vrijednosti.

U cilju pronalaženja kompromisa između povećanja pouzdanosti ED mreže na bazi optimizacije indikatora pouzdanosti vodeći računa o pripadajućim troškovima autori u [64] i [65] predlažu višekriterijumsku funkciju čiji su segmenti *SAIFI* i *SAIDI* indikator pouzdanosti kao i ukupni investicioni troškovi za nabavku i instalaciju zaštitne i rasklopne opreme. U [66] se gornja kriterijumska funkcija dopunjava troškovima potrošača usled prekida napajanja a u [67] i indeksom pouzdanosti povezanim sa prolaznim kvarovima ($MAIFI_E$). S obzirom da navedeni radovi ne uvažavaju kompletne troškove neisporučene električne energije, autori u [68] predlažu višekriterijumsku optimizaciju sa segmentima: *SAIFI*, *SAIDI* i *MAIFI_E* indeksi pouzdanosti i troškovima neisporučene električne energije. 3.3.1. Glavni izazovi i mogućnosti primjene reklozera i linijskih rastavljača za optimizaciju pouzdanosti elektrodistributivne mreže

Iz izloženog pregleda literature mogu se izvesti sledeći osnovni zaključci:

- Autori problem optimizacije pouzdanosti ED mreže ugradnjom zaštitne i rasklopne opreme u sistem rješavaju pomoću dvije vrste kriterijumskih funkcija. Prvi tip funkcija cilja baziran je na analizi pripadajućih troškova od kojih se kao najčešći pojavljuju troškovi neisporučene električne energije, jednokratni troškovi nabavke i instalacije opreme i konstantni godišnji troškovi održavanja iste. Druga grupa kriterijumskih funkcija zasnovana je na minimizaciji različitih vrsta indeksa pouzdanosti ED mreže od kojih se kao najčešći ističu SAIF1, SAID1 i MAIF1_E. U samoj optimizaciji pomoću ove vrste funkcija cilja podjednako su zastupljeni jednokriterijumski princip sa zbirom relativnih vrijednosti odgovarajućih indikatora ali i višekriterijumske funkcije čiji su pojedinačni segmenti navedeni indeksi.
- Bazirajući algoritme na optimizaciji troškova autori u svojim radovima izostavljaju elaboraciju uticaja na taj način ugrađene zaštitne i rasklopne opreme na osnovne pokazatelje pouzdanosti ED mreže (*SAIFI*, *SAIDI* i $MAIFI_E$). U ovom slučaju izostavljena je i evaluacija kvaliteta predloženog rješenja sa strane potrošača jer je razmatrana samo globalna društvena dobit.
- U radovima je izostala komparacija pojedinačne u odnosu na koordinisanu alokaciju različitih vrsta zaštitne i rasklopne opreme u sistemu kao i analiza uticajnih faktora koji daju prednost jednoj (pojedinačnoj ugradnji) odnosno drugoj (koordinisanoj ugradnji) grupi rješenja. Takođe, troškovi smanjenja neisporučene električne energije razmatrani su samo sa aspekta globalne društvene dobiti čime se ne daje finansijski bilans ED kompanije kao ulagača u poboljšanje pouzdanosti sopstvene mreže.
- Ograničenje dostupnih investicionih sredstava se uvažava preko pojedinačnog broja uređaja koji se može nabaviti za raspoloživa sredstva. Na taj način, u slučaju koordinisane alokacije različitih vrsta zaštitne i rasklopne opreme raspodjela dostupnih sredstava na pojedinačne uređaje se vrši na osnovu iskustvenog principa, odnosno podliježe čovjekovom izboru. Ovo ne garantuje dobijanje optimalnog rješenja koje bi se imalo u slučaju predmetnog izbora na osnovu evaluiranja kriterijumske funkcije.

4. ALGORITAM ZA OPTIMIZACIJU BROJA I LOKACIJA REKLOZERA I LINIJSKIH RASTAVLJAČA

Kako bi se ostvario pun potencijal prethodno opisanih uređaja na povećanje pouzdanosti ED mreže potrebno je odrediti njihov optimal broj i lokacije u istoj. S obzirom da se unapređenje bilo kojeg aspekta funkcionisanja elektrodistributivne mreže analizira kroz pripadajuće troškove, tako je i optimizacija pouzdanosti predmetne mreže u ovom radu odrađena kroz *cost – benefit* analizu povezanu sa ugradnjom reklozera i linijskih rastavljača i globalnom društvenom dobiti koju ostvaruju sve zainteresovane strane smanjenjem neisporučene električne energije.

4.1. Opis korišćenih optimizacionih tehnika

Od velikog broja dostupnih optimizacionih tehnika u ovom radu su za realizaciju razmatranog algoritma upotrijebljene dvije, i to: Genetski algoritam (eng. *Genetic Algorithm –* GA) i Diferencijalna evolucija (eng. *Differential Evolution –* DE) o kojima će biti više riječi u nastavku.

4.1.1. Genetski algoritam

Genetski algoritam je metaheuristička optimizaciona metoda iterativnog karaktera zasnovana na principima evolucije i genetike. Karakterističan pojam koji se vezuje za ovu optimizacionu tehniku predstavlja populacija (eng. *population*) [69]. Ona govori o tome da GA ne radi samo sa jednim rješenjem već sa grupom rješenja, odnosno populacijom. Svako pojedinačno rješenje unutar populacije se naziva jedinka (eng. *individual*). Kvalitet svake jedinke odnosno kvalitet svakog rješenja određen je njemu odgovarajućom vrijednošću kriterijumske funkcije (eng. *fitness function*) koja se koristi za poređenje dobijenih rješenja. Svaka jedinka unutar populacije se najčešće predstavlja kao niz binarnih vrijednosti i nosi naziv hromozom.

Svaka optimizacija pomoću genetskog algoritma počinje generisanjem nasumične populacije odnosno nasumičnog skupa rješenja. Nakon toga se za svako pojedinačno rješenje vrši evaluacija kriterijumske funkcije. U cilju sukcesivnog dobijanja boljih rješenja primjenjuju se sledeći operatori navedenim redosledom [70]:

 Selekcija – prvi operator koji se primjenjuje nad populacijom. Pomoću njega se vrši odabir dobrih hromozoma koji će predstavljati osnovu (roditelje) za hromozome naredne iteracije. Odabir ovih jedinki vrši se na osnovu vrijednosti kriterijumske funkcije koja im odgovara a pored mnogobrojnih metoda za samu realizaciju ovog postupka najčešće su u primjeni turnirska, ruletska i rang selekcija [71].

- Ukrštanje operator koji se primjenjuje nad hromozomima odabranim u procesu selekcije. Prema slučajnom izboru biraju se dva hromozoma koji razmjenjuju svoje gene. Kod ukrštanja u jednoj tački hromozomi se presijecaju na određenom mjestu i nakon toga dva hromozoma zamjenjuju dijelove desno od tačke presijecanja. U slučaju ukrštanja u dvije tačke zamjenjuju se dijelovi hromozoma između te dvije tačke. Izbor tačaka presijecanja takođe podliježe slučajnom izboru. Ovaj operator predstavlja pravi primjer nasumičnog pretraživanja prostora sa ciljem dobijanja optimalnog rješenja.
- Mutacija nasumično mijenjanje malog dijela hromozoma sa malom vjerovatnoćom mutacije sa ciljem održavanja raznovrsnosti populacije.

Dok primjena ukrštanja i mutacije ne garantuje izbor najboljeg rješenja za to je zadužen operator selekcije. Jedna iteracija primjene operatora selekcije, ukrštanja i mutacije naziva se generacija.

Kao kriterijum zaustavljanja optimizacije može da se koristi upravo dostignut ograničen broj generacija ali i pronalazak rješenja koje zadovoljava unaprijed definisani prag tolerancije kriterijumske funkcije kao i mala promjena kriterijumske funkcije kroz generacije.

Dobra strana genetskog algoritma je mogućnost njegove primjene za rješavanje raznovrsnih problema koje karakteriše veliki broj optimizacionih varijabli i upotreba populacije jedinki koja omogućava pronalaženje globalnih optimalnih rješenja i sprečava pojave lokalnih minimuma. Potencijalni nedostaci primjene GA su njegova sporost kod složenih problema sa velikim brojem varijabli koji iziskuju veliki broj generacija za pronaženje optimalnog rješenja i velika zavisnost krajnjeg rješenja od veličine populacije, vjerovatnoće mutacije i ukrštanja koje zahtijevaju fino podešavanje u zavisnosti od tipa problema.

Na Slici 4.1 prikazan je dijagram toka (eng. *flowchart*) naprijed objašnjenog genetskog algoritma.



Slika 4.1: Dijagram toka genetskog algoritma

4.1.3. Diferencijalna evolucija

Diferencijalna evolucija predstavlja optimizacioni algoritam koji, slično kao i prethodni, radi sa grupom odnosno populacijom rješenja. Iterativni je proces u pitanju čiji su dijagram toka i primijenjeni operatori slični kao kod GA. Nakon generisanja početne populacije, primjenjuje se operatori mutacije, ukrštanja i selekcije, respektivno sa ciljem sukcesivnog dobijanja sve boljih rješenja.

Mutacija omogućava dobijanje novih na osnovu postojećih rješenja iz populacije i to na način što se prvo odaberu bazni (x_{r1}) i diferencijalni (x_{r2}, x_{r3}) vektori na osnovu kojih se generiše mutirani vektor prema sledećoj relaciji [72]:

$$v_{i1} = x_{r1} + F \cdot (x_{r2} - x_{r3}) \tag{4.1}$$

gdje F predstavlja faktor skaliranja i nalazi se u intervalu između 0 i 1.

Sledeći operator koji se primjenjuje je operator ukrštanja. On omogućava da se od ciljnog vektora (trenutne jedinke) i mutiranog vektora generiše nova jedinka (potomak) i to na način što se prvo odabere jedna promenljiva (*j*) koja se iz mutiranog vektora prebaci u probni vektor na taj način

osiguravajući da makar jedna komponenta nove jedinke potiče od mutiranog vektora dok se na ostale promjenljive primjenjuje uniformno ukrštanje. Gornjem odgovara sledeća relacija:

$$u_{ik} = \begin{cases} v_{ik}, & rand(0,1) < C_r, ili \ k = j \\ x_{ik}, & rand(0,1) > C_r \end{cases}$$
(4.2)

gdje C_r predstavlja vjerovatnoću ukrštanja. Svako od rješenja iz tekuće populacije po jednom ima ulogu ciljnog vektora.

Važno je naglasiti da se bazni i diferencijalni vektori koji se koriste za formiranje mutiranog vektora moraju razlikovati od gornjeg ciljnog vektora.

Finalni operator koji se primjenjuje u jednoj iteraciji diferencijalne evolucije je operator selekcije i on omogućava izbor najboljeg rješenja odnosno izbor između ciljnog i probnog rješenja. Sam izbor vrši se na osnovu evaluacije kriterijumske funkcije, slično kao i kod prethodno izloženog optimizacionog algoritma [73].

Ono što je važno naglasiti a važi za sve izložene algoritme je da prethodna priča opisuje osnovni oblik optimizacionih tehnika GA i DE koje su tokom vremena, od njihovog uspostavljanja do danas, doživljele veliki broj modifikacija sa uticajem na princip rada samih algoritama i na njihov originalni naziv. Tako danas postoji veliki broj optimizacionih tehnika koje u svojoj osnovi sadrže izložene algoritme a u svom nazivu imaju ili nemaju izvorni naziv gornjih optimizacionih tehnika.

4.2. Predloženi algoritam za optimizaciju broja i lokacija reklozera i linijskih rastavljača

U prethodnim poglavljima je konstatovano da se ugradnjom reklozera i linijskih rastavljača pouzdanost elektrodistributivne mreže, ogledana kroz vrijeme trajanja i broj prekida napajanja potrošača, povećava [46]. Navedeno će biti ilustrovano na malom sistemu prikazanom Slikom 4.2, koji zapravo predstavlja kratki SN izvod koji polazi sa trafostanice VN/SN.



Slika 4.2: Radijalni SN izvod sa 5 dionica i 5 potrošača

Kao što se vidi sa prethodne slike, posmatrani izvod posjeduje 5 potrošača i 5 dionica. Na njegovom početku se nalazi prekidač koji je u najvećem broju slučajeva, u modernijim ED mrežama, opremljen automatskim ponovnim uključenjem. Podaci o opterećenjima u čvorovima, intenzitetima ispada i vremenima trajanja opravke pojedinih dionica gornjeg sistema dati su u Tabeli IV.

Broj čvora	Opterećenje P (kW)	Broj dionice	Intenzitet ispada	Vrijeme opravke
			λ (<mark>kvarova</mark> godišnje)	$r(\frac{h}{kvaru})$
2	30	1	0.1	4
3	20	2	0.15	5
4	30	3	0.2	6
5	40	4	0.25	3
6	40	5	0.15	2

Tabela IV: Podaci o opterećenjima i kvarovima sistema od 6 čvorova

U gornjem sistemu, u slučaju kvara na bilo kojoj dionici a usled nepostojanja zaštitne i rasklopne opreme na pojedinačnim sekcijama, reagovaće prekidač na početku izvodu, provjeriti preko APUa da li je u pitanju prolazni kvar i ukoliko nije, ostaviće bez napajanja cjelokupan izvod sve dok dionica u kvaru ne bude opravljena. Na taj način, svaki potrošač će osjetiti prekid napajanja što je ekvivalentno tome da će imati isti intenzitet ispada kao i razmatrana dionica u kvaru a vrijeme prekida isporuke biće jednako vremenu potrebnom da se dionica od interesa opravi i stavi u ponovni pogon. Ukoliko se navedeno razmatranje proširi na svaku dionicu, može se dobiti matrica intenziteta ispada *j*-tog potrošača zahvaljujući kvaru na *i*-tom fideru, koja je za gornji slučaj data relacijom (4.3):

$$\lambda = \begin{array}{ccccccc} L_2 & L_3 & L_4 & L_5 & L_6 \\ B_1 \begin{pmatrix} 0.10 & 0.10 & 0.10 & 0.10 & 0.10 \\ 0.15 & 0.15 & 0.15 & 0.15 & 0.15 \\ 0.20 & 0.20 & 0.20 & 0.20 & 0.20 \\ 0.25 & 0.25 & 0.25 & 0.25 & 0.25 \\ 0.15 & 0.15 & 0.15 & 0.15 & 0.15 \end{array} \begin{bmatrix} kvarova \\ godišnje \end{bmatrix}$$
(4.3)

Vrste predstavljaju intenzitete ispada pojedinih dionica dok se kolone odnose na intenzitete ispada potrošača usled kvara na razmatranim dionicama, kako je to pokazano oznakama sa lijeve i gornje

strane matrice (4.3), respektivno. Ove oznake važe i za matrice koje će biti izvedene u nastavku s tim što je njihov zapis izostavljen zbog preglednijeg prikaza. Analogno ovome, može se dobiti matrica vremena trajanja prekida isporuke električne energije *j*-tom potrošaču usled ispada *i*-tog fidera data relacijom (4.4):

$$r = \begin{pmatrix} 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ 5 & 5 & 5 & 5 & 5 \\ 6 & 6 & 6 & 6 & 6 \\ 3 & 3 & 3 & 3 & 3 \\ 2 & 2 & 2 & 2 & 2 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} \check{c}asova\\ kvaru \end{bmatrix}$$
(4.4)

Iz relacije (4.4) se jasno vidi da je vrijeme bez napajanja svakog potrošača jednako vremenu opravke dionice na kojoj se desio kvar. Množeći gornje dvije matrice $(\lambda_{i,j} \cdot r_{i,j})$ dobija se godišnje vrijeme obustave napajanja *j*-tom potrošaču usled ispada *i*-te dionice, prikazano relacijom (4.5):

$$u = \begin{pmatrix} 0.40 & 0.40 & 0.40 & 0.40 & 0.40 \\ 0.75 & 0.75 & 0.75 & 0.75 & 0.75 \\ 1.20 & 1.20 & 1.20 & 1.20 & 1.20 \\ 0.75 & 0.75 & 0.75 & 0.75 & 0.75 \\ 0.30 & 0.30 & 0.30 & 0.30 & 0.30 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} \check{c}asova \\ godi\check{s}nje \end{bmatrix}$$
(4.5)

Sumirajući elemente matrice λ odnosno u po kolonama dobijaju se ekvivalentni godišnji intentitet ispada odnosno ekvivalentno godišnje trajanje prekida napajanja *j*-tog potrošača, respektivno:

$$\lambda_j = \sum_{i=1}^{N_p} \lambda_{i,j} \tag{4.6}$$

$$u_j = \sum_{i=1}^{N_p} u_{i,j}$$
(4.7)

gdje N_p predstavlja broj čvornih tačaka u kojima je priključeno opterećenje. U konkretnom slučaju $N_p = 5$.

Na osnovu gornje dvije vrijednosti moguće je izračunati iznos neisporučene električne energije usled trajnih kvarova (eng. *energy not supplied* - ENS) pomoću sledeće relacije:

$$ENS_{\lambda} = \sum_{j=1}^{N_p} L_j \cdot u_j \tag{4.8}$$

gdje L_j predstavlja opterećenje u *j*-tom čvoru. Uvrštavajući brojne vrijednosti dolazi se do iznosa od:

$$ENS_{\lambda} = 544 \left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$$
(4.9)

Prilagođavajući izraze (2.2) i (2.3) upotrebi konstantne vrijednosti intenziteta ispada pojedinih dionica za evaluaciju učestanosti kvarova, odnosno pišući ih u obliku [66]:

$$SAIFI = \frac{\sum_{j}^{N_{p}} \lambda_{j} \cdot N_{j}}{N_{T}}$$
(4.10)

$$SAIDI = \frac{\sum_{j}^{N_p} u_j \cdot N_j}{N_T}$$
(4.11)

gdje N_j predstavlja ukupan broj potrošača priključenih u *j*-toj tački a N_T ukupan broj potrošača na cjelokupnom izvodu, moguće je izračunati osnovne pokazatelje pouzdanosti ED mreže. Za dobijanje ukupnog broja potrošača priključenih u svakoj čvornoj tački usvojena je pretpostavka iz [43] koja je korišćena i u [45] i [46] a to je da svaki potrošač u prosjeku troši 1 *kW* tako da, za gornji sistem, ukupan broj potrošača iznosi 160, što je ekvivalentno 160 *kW* ukupnog opterećenja. U realnom sistemu, prosječna snaga potrošača zavisi od samog tipa potrošnje i ne poklapa se nužno sa navedenim iznosom. Međutim, ova pretpostavka je literaturno opšteprihvaćena u cilju testiranja performansi predloženih algoritama.

Uz navedeno, indeksi SAIFI i SAIDI iznose:

$$SAIFI = \frac{0.85 \cdot (30 + 20 + 30 + 40 + 40)}{160} = 0.85 \left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$$
(4.12)

$$SAIDI = \frac{3.4 \cdot (30 + 20 + 30 + 40 + 40)}{160} = 3.4 \left[\frac{\check{c}asova}{godi\check{s}nje}\right]$$
(4.13)

Prethodno razmatranje u obzir nije uzimalo pojave prolaznih kvarova. Međutim, kako je i više puta do sada navedeno, najveći broj kvarova u ED mreži je prolaznog karaktera. Iz toga razloga, autori u [46] i [47] za intenzitete prolaznih kvarova na pojedinim dionicama usvajaju tri puta veće vrijednosti od intenziteta ispada usled trajnih kvarova. Ista pretpostavka će biti usvojena i u ovom primjeru, pa se samim tim dobija matrica intenziteta ispada *j*-tog potrošača usled prolaznog kvara na *i*-toj dionici data relacijom (4.14):

$$\lambda' = \begin{pmatrix} 0.30 & 0.30 & 0.30 & 0.30 & 0.30 \\ 0.45 & 0.45 & 0.45 & 0.45 & 0.45 \\ 0.60 & 0.60 & 0.60 & 0.60 & 0.60 \\ 0.75 & 0.75 & 0.75 & 0.75 & 0.75 \\ 0.45 & 0.45 & 0.45 & 0.45 & 0.45 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} kvarova\\ godišnje \end{bmatrix}$$
(4.14)

Na sličan način kao i za trajne kvarove, i kod prolaznih kvarova formiraju se matrice vremena restauracije napajanja *j*-tog potrošača usled prolaznog kvara na *i*-tom fideru i godišnjeg vremena obustave napajanja *j*-tog potrošača usled prolaznog kvara na *i*-toj dionici. Kako je već naglašeno u drugom poglavlju, s obzirom na prilagođenost podataka o testnim sistemima IEEE standardu u oblasti pouzdanosti, u ovoj primjeru je usvojena pretpostavka da vrijeme za eliminaciju prolaznog kvara iznosi kritičnih 5 minuta. Uz navedenu pretpostavku gornje matrice su prikazane relacijama (4.15) i (4.16), respektivno:

$$u' = \begin{pmatrix} 1.50 & 1.50 & 1.50 & 1.50 & 1.50 \\ 2.25 & 2.25 & 2.25 & 2.25 & 2.25 \\ 3.00 & 3.00 & 3.00 & 3.00 & 3.00 \\ 3.75 & 3.75 & 3.75 & 3.75 & 3.75 \\ 2.25 & 2.25 & 2.25 & 2.25 & 2.25 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} minuta \\ godišnje \end{bmatrix}$$
(4.16)

Ekvivalentni godišnji intenzitet ispada i ekvivalentno godišnje trajanje prekida napajanja *j*-tog potrošača usled prolaznih kvarova dobijaju se pomoću relacija (4.6) i (4.7), samo uz upotrebu veličina povezanih sa prolaznim kvarovima:

$$\lambda'_j = \sum_{i=1}^{N_p} \lambda'_{i,j} \tag{4.17}$$

$$u'_{j} = \sum_{i=1}^{N_{p}} u'_{i,j} \tag{4.18}$$

Neisporučena električna energija usled prolaznih kvarova je na taj način:

$$ENS_{\lambda'} = \sum_{j=1}^{N_p} L_j \cdot u'_{\ j} = 34 \ kWh$$
(4.19)

Pandan *SAIFI* faktoru za prolazne kvarove, koji označava učestanost pojave istih se računa na sledeći način:

$$MAIFI_E = \frac{\sum_{j}^{N_p} \lambda'_j \cdot N_j}{N_T} = 2.55 \left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$$
(4.20)

Sada će, u cilju prikaza uticaja reklozera i linijskih rastavljača na pouzdanost mreže sa Slike 4.2, svi gore izračunati indeksi biti evaluirani i za slučaj koordinisane ugradnje reklozera (na početku dionice 2) i linijskog rastavljača (na početku dionice 3), kako je to prikazano na Slici 4.3:



Slika 4.3: Sistem od 6 čvorova sa ugradjenim reklozerom i linijskih rastavljačem

Matrica intenziteta ispada potrošača za ovaj slučaj data je relacijom (4.21):

$$\lambda = \begin{pmatrix} 0.10 & 0.10 & 0.10 & 0.10 & 0.10 \\ 0.00 & 0.15 & 0.15 & 0.15 & 0.15 \\ 0.00 & 0.20 & 0.20 & 0.20 & 0.20 \\ 0.00 & 0.25 & 0.25 & 0.25 & 0.25 \\ 0.00 & 0.15 & 0.15 & 0.15 & 0.15 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} kvarova \\ godišnje \end{bmatrix}$$
(4.21)

Iz ove relacije se vidi da je do jedine promjene u odnosu na nezaštićen sistem došlo kod potrošača u čvoru 2. Naime, prilikom kvara na bilo kojoj dionici nizvodno od reklozera, za razliku od prethodnog slučaja kada je reagovao prekidač i ostavljao cijeli izvod bez napajanja, u ovom slučaju će prije prekidača reagovati reklozer. Na taj način će bez napajanja ostati potrošači nizvodno od njega, dok opterećenje u čvoru 2 neće osjetiti prekid. Ova situacija ne važi jedino u slučaju ispada prve dionice, čiji kvar reklozer ne može da detektuje, već to radi prekidač pa je za ovaj ispad prva vrsta gornje matrice ostala nepromijenja u odnosu na izvorni sistem. Takođe, može se primijetiti da ugradnja linijskog rastavljača nema uticaja na veličine povezane sa intenzitetom ispada.

Na osnovu iste logike dobijaju se i intenziteti ispada usled prolaznih kvarova, dati relacijom (4.22):

$$\lambda' = \begin{pmatrix} 0.30 & 0.30 & 0.30 & 0.30 & 0.30 \\ 0.00 & 0.45 & 0.45 & 0.45 & 0.45 \\ 0.00 & 0.60 & 0.60 & 0.60 & 0.60 \\ 0.00 & 0.75 & 0.75 & 0.75 & 0.75 \\ 0.00 & 0.45 & 0.45 & 0.45 & 0.45 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} kvarova\\ godišnje \end{bmatrix}$$
(4.22)

Do većih promjena došlo je kod matrice vremena restauracije opterećenja usled pojedinačnih ispada koja sada ima oblik:

$$r = \begin{pmatrix} 4.0 & 4.0 & 4.0 & 4.0 & 4.0 \\ 0.0 & 5.0 & 5.0 & 5.0 & 5.0 \\ 0.0 & 0.5 & 0.5 & 6.0 & 6.0 \\ 0.0 & 0.5 & 0.5 & 3.0 & 3.0 \\ 0.0 & 2.0 & 2.0 & 2.0 & 2.0 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} \check{c}asova \\ kvaru \end{bmatrix}$$
(4.23)

Za ovakav izgled gornje matrice zaslužno je postojanje linijskog rastavljača. Konkretno, u slučaju ispada dionice 1 reagovaće prekidač i ostaviti bez napajanja cijeli izvod dok za slučaj ispada fidera 2 i 5 reaguje reklozer i ostavlja potrošače nizvodno od njega u prekidu dok se dionica sa kvarom ne opravi, čime potrošač u čvoru 2 ne osjeća prekid napajanja. Međutim, u slučaju kvara na dionici 3 ili i 4, koje se nalaze nizvodno od linijskog rastavljača, prvo će reagovati reklozer i isključiti opterećenja 3, 4, 5 i 6. Nakon toga, mobilne ekipe izlaze na teren, identifikuju da se kvar nalazi na dionicama nizvodno od linijskog rastavljača i u beznaponskom stanju isključuju isti i izoluju kvar. Nakon toga moguće je ponovo uključiti reklozer i povratiti napajanje potrošačima u čvorovima 3 i 4. Tako će, ova dva potrošača imati prekid u napajanju u iznosu vremena potrebnog za identifikaciju mjesta kvara i izolaciju rastavljača (u ovom primjeru usvojeno vrijeme potrebno za navedene radnje je 30 minuta), dok će ona u čvorovima 5 i 6 biti bez električne energije sve dok se fider sa kvarom ne opravi.

Matrica ekvivalentnog godišnjeg trajanja prekida napajanja je za ovaj slučaj:

$$u = \begin{pmatrix} 0.40 & 0.400 & 0.400 & 0.40 & 0.40 \\ 0.00 & 0.750 & 0.750 & 0.75 & 0.75 \\ 0.00 & 0.100 & 0.100 & 1.20 & 1.20 \\ 0.00 & 0.125 & 0.125 & 0.75 & 0.75 \\ 0.00 & 0.300 & 0.300 & 0.30 & 0.30 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} \check{c}asova \\ godišnje \end{bmatrix}$$
(4.24)

S obzirom da ugradnja linijskog rastavljača nema uticaj na prolazne kvarove, promjena u matricama r' i u' u odnosu na izvorni sistem analogna je onoj kod λ' i odnosi se samo na potrošača u čvoru 2, kako je to prikazano relacijama (4.25) i (4.26):

$$r' = \begin{pmatrix} 5 & 5 & 5 & 5 & 5 \\ 0 & 5 & 5 & 5 & 5 \\ 0 & 5 & 5 & 5 & 5 \\ 0 & 5 & 5 & 5 & 5 \\ 0 & 5 & 5 & 5 & 5 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} minuta \\ kvaru \end{bmatrix}$$
(4.25)

$$u' = \begin{pmatrix} 1.5 & 1.50 & 1.50 & 1.50 & 1.50 \\ 0.0 & 2.25 & 2.25 & 2.25 & 2.25 \\ 0.0 & 3.00 & 3.00 & 3.00 & 3.00 \\ 0.0 & 3.75 & 3.75 & 3.75 & 3.75 \\ 0.0 & 2.25 & 2.25 & 2.25 & 2.25 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} minuta \\ godišnje \end{bmatrix}$$
(4.26)

Na sličan način kao i u slučaju sistema bez reklozera i linijskih rastavljača, i u ovom primjeru je moguće izračunati *SAIFI*, *SAIDI* i $MAIFI_E$ indekse pouzdanosti kao i vrijednost neisporučene električne energije, kako usled trajnih tako i usled prolaznih kvarove. Njihove vrijednosti su prikazane Tabelom V:

Tabela V: Indikatori pouzdanosti sistema sa ugrađenim reklozerom i linijskim rastavljačem

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	SAIFI [<mark>kvarova</mark>] godišnje]	$SAIDI\left[\frac{h}{godišnje}\right]$	$MAIFI_{E}\left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$
367.75	28.375	396.125	0.7094	2.2984	2.128

Upoređujući ove vrijednosti sa onima dobijenim za slučaj nepostojanja reklozera i linijskog rastavljača, zaključuje se da je došlo do smanjenja svake od razmatranih veličina, čime se jasno vidi pozitivan uticaj ugradnje ovih vrsta zaštitne i rasklopne opreme na pouzdanost ED mreže. Međutim, lokacija reklozera i linijskog rastavljača u ovom primjeru određena je *ad hoc* u pokazne svrhe. U nastavku ovog rada, pažnja će biti usmjerena u oblasti razvoja algoritma koji će automatski, na osnovu adekvatnih ulaznih parametara, određivati kako raspodjelu tako i broj i jedne i druge vrste komponenti u cilju postizanja maksimalne pouzdanosti ED sistema uz koordinisanu optimizaciju troškova povezanih sa istom.

4.2.1. Kriterijumska funkcija bazirana na analizi pripadajućih troškova

Prethodni sistem je, zbog svojih malih dimenzija, bio pogodan za ručno određivanje svih navedenih matrica i indeksa. Međutim, u slučaju realnih sistema, koji mogu biti značajno većih gabarita, potrebno je prethodni proces automatizovati i prilagoditi ga računarskoj analizi. Prvi korak ka toj automatizaciji predstavlja uvođenje matrice koja reprezentuje graf mreže, u literaturi poznate kao BIBC (eng. *bus-injection to branch-current*) matrica [45]. Navedena matrica sadrži elemente čije vrijednosti mogu biti 0 ili 1. Vrijednost 1 implicira da se *j*-ti potrošač nalazi nizvodno od *i*-tog fidera a 0 obratno, da se *j*-ti potrošač nalazi uzvodno od *i*-te dionice. Pritom, slično kao i kod matrica povezanih sa evaluacijom kvarova, vrste su namijenjene dionicama a kolone potrošačima. Izgled BIBC matrice za sistem iz prethodnog primjera dat je relacijom (4.27):

$$BIBC = \begin{bmatrix} L_2 & L_3 & L_4 & L_5 & L_6 \\ B_1 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ B_5 \end{pmatrix}$$
(4.27)

Primjera radi, element BIBC matrice na poziciji (3,3) ima vrijednost 0 i govori o tome da se nakon kvara na dionici 3, adekvatnim sekcionisanjem mreže, potrošaču u čvoru 4 može povratiti napajanje nakon ispada razmatrane grane. Nasuprot tome, element (2,4) ima vrijednost 1 i na osnovu toga se zaključuje da je čvor 5 nizvodno od grane 2 i da se potrošaču u njemu napajanje može povratiti tek nakon opravke dionice 2.

Nadalje, potrebno je uvesti dva vektora X_R i X_{LR} koji reprezentuju pozicije reklozera i linijskih rastavljača u mreži, respektivno. Njihove vrijednosti se određuju na sledeći način:

$$X_{R,i}/X_{LR,i} = \begin{cases} 0, & ako \ R/LR \ postoji \ u \ dionici \ i \\ 1, & ako \ R/LR \ ne \ postoji \ u \ dionici \ i \end{cases}$$
(4.28)

Uz pomoć BIBC matrice i ova dva vektora moguće je odrediti matrice intenziteta ispada i vremena bez napajanja po ispadu, kako za trajne tako i za prolazne kvarove [45-47]:

$$\lambda_{i,j} = BIBC(i,j) \cdot \lambda_i + (1 - BIBC(i,j)) \cdot \lambda_i \left(\prod_{k \in F_d(i,j)} X_{R,k}\right)$$
(4.29)

$$\lambda'_{i,j} = BIBC(i,j) \cdot \lambda'_i + (1 - BIBC(i,j)) \cdot \lambda'_i \left(\prod_{k \in F_d(i,j)} X_{R,k}\right)$$
(4.30)

$$r_{i,j} = BIBC(i,j) \cdot r_i + (1 - BIBC(i,j))$$

$$\cdot \left\{ r_i \cdot \left(\prod_{k \in F_d(i,j)} X_{LR,k}\right) + r_{iso} \cdot \left(1 - \left(\prod_{k \in F_d(i,j)} X_{LR,k}\right)\right)\right) \left\{\left(\prod_{k \in F_d(i,j)} X_{R,k}\right)$$

$$r'_{i,j} = BIBC(i,j) \cdot r'_i + (1 - BIBC(i,j)) \cdot r'_i \left(\prod_{k \in F_d(i,j)} X_{R,k}\right)$$

$$(4.32)$$

gdje je:

$$F_d(i,j) = F_{sec}(1,i) \bigcap F_{sec}(j,i)$$
(4.33)

a $F_{sec}(1,i)$ skup dionica koje pripadaju putanji od napojne tačke (čvora 1) do *i*-tog fidera uključujući *i*-ti fider i $F_{sec}(j,i)$ skup dionica koje pripadaju putanji od *j*-tog potrošača do *i*-te dionice uključujući *i*-tu dionicu. Na taj način $F_d(i,j)$ predstavlja skup dionica koje su zajedničke za dvije navedene putanje. Veličina r_{iso} predstavlja potrebno vrijeme izolacije linijskog rastavljača.

Za primjer sa Slike 4.3, vektori X_R i X_{LR} izgledaju kao u relaciji (4.34):

$$X_{R} = [1, 0, 1, 1, 1]$$

$$X_{LR} = [1, 1, 0, 1, 1]$$
(4.34)

Ako se razmatra stanje u čvoru 4 nakon kvara na dionici 3, tome odgovara element matrice BIBC na poziciji (3,3) koji ima vrijednost 0, odnosno ukazuje da se potrošač 4 ne nalazi nizvodno od dionice 3, što znači da uprkos kvaru na ovoj dionici, potrošač u čvoru 4 može imati napajanje. Ovoj situaciji korespondira putanja $F_d = \{(3,4), (3,5)\}$ a samim tim i $\prod_{k \in F_d(3,4)} X_{R,k} = 1$ i $\prod_{k \in F_d(3,4)} X_{LR,k} = 0$. Uzimajući u obzir intenzitete ispada i vrijeme opravke dionice 3, koji iznose $\lambda_3 = 0.2, \lambda'_3 = 0.6, r = 6h$ i r' = 5min (Tabela IV) kao i vrijeme izolacije linijskog rastavljača od 0.5h i zamjenjujući ih u relacije (4.29)-(4.32) dobijaju se vrijednosti svih matrica na poziciji (3,3):

Tabela VI: Elementi na poziciji (3,3) matrica intenziteta ispada i vremena opravke usled trajnih i prolaznih kvarova računati na osnovu relacija (4.29) - (4.32)

$\lambda_{3,3}\left[rac{kvarova}{godišnje} ight]$	$\lambda'_{3,3}\left[rac{kvarova}{godišnje} ight]$	r _{3,3} [h]	$r_{3,3}^{\prime}[min]$
0.2	0.6	0.5	5

Upoređujući ove vrijednosti sa onima ručno dobijenim u relacijama (4.21) - (4.25) zaključuje se da su to iste vrijednosti, čime se potvrđuje tačnost gore izloženih izraza.

Kriterijumska funkcija na kojoj se bazira predloženi algoritam za optimizaciju broja i lokacija reklozera i linijskih rastavljača zasniva se na analizi troškova povezanih sa:

• Troškovima neisporučene električne energije

Kao što je pokazano u prethodnom primjeru, ugradnjom reklozera i linijskih rastavljača smanjuje se vrijednost neisporučene električne energije potrošačima. Svaki *kWh* neisporučene energije povezan je sa troškovima, kako zbog neprodate električne energije koju su potrošači zahtijevali da kupe, tako i zbog onemogućavanja proizvođača da plasiraju ugovoreni iznos električne energije

potrošačima i troškovima koje trpe sami potrošači zbog prekida napajanja [74]. Na taj način, svako smanjenje u iznosu neisporučene energije rezultiraće globalnim *društvenim prihodom* za sve zainteresovane strane koje imaju udjela u trgovini električnom energijom. Ovaj prihod može se izračunati pomoću sledeće relacije [1], [36]:

$$R_E = (ENS_{UP} - ENS_P) \cdot C_E \cdot F_{S1} \tag{4.35}$$

gdje su:

 R_E – ukupni društveni prihod ostvaren smanjenjem neisporučene električne energije [novčavih jedinica],

 ENS_{UP} – neisporučena električna energija u sistemu bez reklozera i linijskih rastavljača u [kWh] (UP – eng. *unprotected*),

 ENS_P – neisporučena električna energija u sistemu sa reklozerima i linijskim rastavljačima u [kWh]

$$(P - eng. protected),$$

 C_E – troškovi neisporučene električne energije u $\left[\frac{novčanim jedinicama}{kWh}\right]$ i

 F_{S1} – faktor svođenja.

Faktor svođenja koristi se za evaluaciju sadašnje vrijednosti budućih novčanih tokova [75]. Ovo je neophodan proces jer se obično svaka *cost-benefit* analiza vrši na dužem vremenskom intervalu (najčešće životnom vijeku opreme koja se ugrađuje) i usled promjene u vrijednosti novca potrebno je sve troškove svesti na jedan vremenski trenutak, a to je obično početak eksploatacionog perioda. Kako prihodi od smanjenja u neisporučenoj električnoj energiji postoje tokom cijelog životnog vijeka reklozera i linijskih rastavljača, potrebno ih je, na nivou svake godine, svesti na početni trenutak kako bi bili komparabilni sa jednokratnim investicionim troškovima. S obzirom da je za svaku veličinu unutar F_{S1} faktora usvojeno da je konstantna ili da se linearno mijenja, isti se može izračunati pomoću relacije (4.36) [45-47]:

$$F_{S1} = \frac{1 - \alpha_1^{n_S}}{1 - \alpha_1} \tag{4.36}$$

gdje je n_s – životni vijek reklozera i linijskih rastavljača. Koeficijent α_1 se dobija pomoću sledeće jednakosti:

$$\alpha_{1} = \frac{\left(1 + \frac{L_{G}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{i_{E}}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i_{R}}{100}\right)}$$
(4.37)

gdje su:

 L_G – godišnja stopa rasta opterećenja [%],

 i_E – godišnja stopa rasta u troškovima neisporučene električne energije [%] i

 i_R – stopa aktuelizacije korišćenja u procesa svođenja [%].

• Investicionim troškovima nabavke i instalacije opreme

Ova vrsta troškova predstavlja jednokratno plaćanje koje se sprovodi prije početka eksploatacionog perioda i zbog toga ne zahtijeva svođenje. Računaju se po relaciji (4.38) [36]:

$$C_{R,LR} = N_R \cdot C_R + N_{LR} \cdot C_{LR} \tag{4.38}$$

gdje su:

 $C_{R,LR}$ – ukupni investicioni troškovi za reklozere i linijske rastavljače,

 N_R – ukupan broj ugrađenih reklozera,

 N_{LR} – ukupan broj ugrađenih linijskih rastavljača,

 C_R – trošak nabavke i ugradnje jednog reklozera u [novčanim jedinicama] i

 C_{LR} – trošak nabavke i ugradnje jednog linijskog rastavljača u [novčanim jedinicama].

• Troškovima održavanja ugrađene opreme

Ovi troškovi postoje tokom cijelog životnog vijeka opreme i najčešće se daju na godišnjem nivou, kao konstantan procenat investicionih troškova uređaja [46]:

$$T_{MC} = C_{R,LR} \cdot \frac{C_m}{100} \cdot F_{S2} \tag{4.39}$$

gdje su:

 T_{MC} – ukupni troškovi održavanja ugrađene opreme tokom njenog eksploatacionog perioda,

 C_m – konstantni godišnji troškovi održavanja reklozera i linijskih rastavljača dati kao procenat od ukupnih investicionih troškova i

 F_{S2} – faktor svođenja.

S obzirom na postojanje predmetnih troškova tokom cijelog životnog vijeka opreme, neophodno je sprovesti njihovo svođenje na početni trenutak pomoću faktora F_{S2} koji ima oblik dat relacijom (4.40) [47]:

$$F_{S2} = \frac{1 - \alpha_2^{n_s}}{1 - \alpha_2} \tag{4.40}$$

gdje se α_2 računa kao:

$$\alpha_2 = \frac{\left(1 + \frac{i_m}{100}\right)}{\left(1 + \frac{i_R}{100}\right)} \tag{4.41}$$

dok i_m predstavlja konstantnu godišnju stopu porasta troškova održavanja reklozera i linijskih rastavljača u [%]. Veličina i_R je stopa aktuelizacije iz relacije (4.37).

Na osnovu gornja tri segmenta formira se kriterijumska funkcija koja ima za cilj maksimizaciju razlike između prihoda (R_E) i rashoda ($C_{R,LR} + T_{MC}$) i oblika je:

$$maksimizacija f = R_E - (C_{R,LR} + T_{MC})$$

$$(4.42)$$

4.2.2. Ograničenja kriterijumske funkcije

S obzirom na zahtjeve za koordinacijom između različitih zaštitnih uređaja u sistemu, kao i na dostupna investiciona sredstva za ulaganje u elektrodistributivnu mrežu, nameće se potreba ograničenja broja reklozera i linijskih rastavljača koji se mogu ugraditi u sistem. Većina autora, kako je to već i pomenuto u dijelu vezanom za pregled literature, u svojim algoritmima, bilo da se oni baziraju na *cost-benefit* analizi ili na optimizaciji indeksa pouzdanosti ED mreže, kako za pojedinačnu alokaciju reklozera tako i za njihovu koordinisanu alokaciju sa drugim uređajima predlažu direktno ograničenje broja uređaja koji se može nabaviti. Za slučaj istraživanja u ovom radu, odnosno za koordinisanu alokaciju reklozera i linijskih rastavljača, na gore pomenuti način formirana ograničenja imaju oblik [45-47]:

$$\sum_{i=1}^{N_B} (1 - X_{R,i}) \le N_R$$

$$\sum_{i=1}^{N_B} (1 - X_{LR,i}) \le N_{LR}$$
(4.43)

gdje je N_B – ukupan broj dionica u sistemu gdje se oprema može ugraditi.

S obzirom da se elektrodistributivna mreža sastoji od velikog broja SN izvoda, od kojih su neki obično prilično velike dužine i s obzirom na realno ograničenje dostupnih investicionih sredstava za ulaganje u ED mrežu, rijedak je pristup potpunog opremanja određenog broja izvoda zaštitnom i rasklopnom opremom. Češće se ide sa postepenim ulaganjem u svaki ili makar u najkritičnije izvode. To zahtijeva raspodjelu dostupnih sredstava odnosno ograničenje investicija po pojedinačnom izvodu.

Radeći navedeno po relaciji (4.43) dolazi se do situacije da je, prilikom koordinisane alokacije reklozera i linijskih rastavljača, potrebno unaprijed odrediti kako će se dostupna investiciona sredstva raspodijeliti na iste ne dozvoljavajući samom algoritmu, da na osnovu računanja kriterijumske funkcije, odredi optimalnu raspodjelu između njih.

U cilju prevazilaženja navedenog nedostatka, u ovom radu se predlaže ograničenje ukupnih dostupnih investicionih sredstava po pojedinačnom izvodu u formi relacije (4.44):

$$\sum_{i=1}^{N_B} (1 - X_{R,i}) \cdot I_{C,R} + \sum_{i=1}^{N_B} (1 - X_{LR,i}) \cdot I_{C,LR} \le I_C$$
(4.44)

gdje su:

 $I_{C,R}$ – sredstva potrebna za nabavku i instalaciju jednog reklozera,

 $I_{C,LR}$ – sredstva potrebna za nabavku i instalaciju jednog linijskog rastavljača,

 I_C – ukupno dostupna investiciona sredstva za razmatrani izvod i

 N_B – ukupan broj dionica u sistemu gdje se može ugraditi razmatrana oprema.

Na ovaj način se razvijenom algoritmu prosleđuju ukupno dostupna investiciona sredstva a isti će, na bazi evaluacije kriterijumske funkcije odrediti optimalnu raspodjelu sredstava na razmatrane uređaje. Prednosti predloženog ograničenja u odnosu na ranije dostupna će biti ilustrovana kroz simulacije na testnim i realnim ED mrežama u narednom poglavlju.

5. PRIMJER PRIMJENE PREDLOŽENOG ALGORITMA ZA OPTIMIZACIJU BROJA I LOKACIJA REKLOZERA I LINIJSKIH RASTAVLJAČA

U ovom poglavlju pažnja će biti usmjerena na testiranje razvijenog algoritma kako na testnim elektrodistributivnim mrežama tako i na realnom sistemu, dijelu crnogorske elektrodistributivne mreže. Na osnovu rezultata simulacija, biće data detaljna elaboracija prednosti i mana koordinisane alokacije reklozera i linijskih rastavljača uz variranje različitih ulaznih parametara koje odgovara promjenama veličina u stvarnim sistemima.

5.1. Testiranje predloženog algoritma na 13-čvornoj elektrodistributivnoj mreži

Jednopolna šema 13 – čvorne elektrodistributivne mreže prikazana je na Slici 5.1. To je zapravo jedan SN izvod sa 12 potrošača i 12 dionica na čijem početku (dionica B_1) se podrazumijevano nalazi prekidač opremljen automatskim ponovnim uključenjem.



Slika 5.1: Jednopolna šema 13 - čvorne elektrodistributivne mreže

Podaci o opterećenjima, intenzitetima ispada i vremenima opravke pojedinih dionica prikazani su u Tabeli VII [45], pri čemu je za vrijednost intenziteta ispada usled prolaznih kvarova usvojena ista pretpostavka kao u primjeru iz prethodnog poglavlja, odnosno da su jednaki trostrukoj vrijednosti odgovarajućih intenziteta ispada usled trajnih kvarova [46]. S obzirom na ranije navedenu činjenicu o usklađenosti podataka o testnim sistemima sa IEEE 1366 standardom iz oblasti pouzdanosti, za vrijednost vremena potrebnog za eliminaciju prolaznog kvara usvojeno je 5 minuta.

Broj čvora	Opterećenje P (kW)	Broj dionice	Intenzitet ispada	Vrijeme opravke
	- ()		λ (<mark>kvarova</mark> godišnje)	r(<u>h</u> kvaru)
2	436.5	<i>B</i> ₁	0.1	4
3	169	B ₂	0.15	5
4	169	B ₃	0.2	6
5	105.5	B_4	0.25	7
6	105.5	<i>B</i> ₅	0.15	8
7	63.5	B ₆	0.1	9
8	236.5	<i>B</i> ₇	0.1	4
9	17.5	<i>B</i> ₈	0.15	5
10	21	<i>B</i> ₈	0.2	6
11	63.5	<i>B</i> ₁₀	0.25	3
12	17.5	<i>B</i> ₁₁	0.15	2
13	21	<i>B</i> ₁₂	0.1	2

Tabela VII: Podaci o 13 – čvornoj elektrodistributivnoj mreži

Vrijednosti neisporučene električne energije, kako usled trajnih tako i usled prolaznih kvarova i vrijednosti *SAIFI*, *SAIDI* i *MAIFI*_E indeksa pouzdanosti za originalni sistem bez reklozera i linijskih rastavljača sa Slike 5.1, prikazani su Tabelom VIII:

Tabela VIII: Vrijednosti pokazatelja pouzdanosti za originalni sistem

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	SAIFI [<mark>kvarova</mark>] godišnje]	SAIDI [<u>h</u> godišnje]	$MAIFI_{E}\left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$
7392.384	487.692	7880.076	1.9	7.2	5.7

Kada je u pitanju broj potrošača potreban za računanje indeksa pouzdanosti, ista pretpostavka kao iz primjera u prethodnom poglavlju je usvojena, a to je da svaki potrošač i prosjeku troši 1 [kW] tako da je broj potrošača u čvoru jednak ukupnom opterećenju u tom čvoru u [kW]. S obzirom da u prethodnoj tabeli figurišu necjelobrojne vrijednosti, za broj potrošača je usvojena prva manja cjelobrojna vrijednost.

U cilju testiranja predloženog algoritma na 13 – čvornoj mreži, neophodni podaci o cijenama reklozera i linijskih rastavljača su preuzeti iz [64] dok je za ostale vrijednosti usvojeno:

- cijena reklozera 11 800 \$,
- cijena linijskog rastavljača 2500 \$,
- godišnja stopa rasta opterećenja 5 %,
- stopa aktuelizacije 10 %,
- stopa rasta troškova neisporučene električne energije 2 %,
- troškovi održavanja reklozera i linijskih rastavljača 1 %,
- godišnja stopa rasta troškova održavanja opreme 0 %,
- životni vijek opreme 30 godina

Za cijenu neisporučene električne energije usvojena je vrijednost od 1 $\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ dok je za potrebno vrijeme izolacije linijskog rastavljača za svaku od dionica usvojeno $r_{iso} = 2 h$.

U cilju testiranja predloženog algoritma na 13-čvornoj ED mreži sa Slike 5.1, isti je razvijen u softverskom paketu MATLAB i baziran na dvije opisane optimizacione tehnike, genetskom algoritmu i diferencijalnoj evoluciji.

Kada su u pitanju vrijednost kriterijumske funkcije i broj i pozicije reklozera i linijskih rastavljača, obje optimizacione tehnike daju iste rezultate prikazane Slikom 5.2:



Slika 5.2: 13 – čvorna ED mreža sa ugrađenim reklozerima i linijskim rastavljačima Vrijednosti neisporučene električne energije, *SAIFI*, *SAIDI* i *MAIFI*_E indeksa pouzdanosti dati su Tabelom IX:

Tabela IX: Vrijednosti pokazatelja pouzdanosti sa ugrađenim reklozerima i linijskim rastavljačima

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	SAIFI [<mark>kvarova</mark>] godišnje]	$SAIDI\left[\frac{h}{godišnje}\right]$	$MAIFI_{E}\left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$
2939.53	204.678	3144.2	0.7961	2.857	2.3884

Kako bi se dobila jasna predstava o odnosu veličina prije i nakon ugradnje reklozera i linijskih rastavljača, preko stubnog dijagrama na Slici 5.3 prikazana je komparacija između njih, pri čemu su za bazne vrijednosti usvojene veličine iz originalnog sistema, bez ugrađene opreme. Sa ove slike se vidi drastično smanjenje svakog razmatranog pokazatelja pouzdanosti ugradnjom zaštitne i raklopne opreme.



Slika 5.3: Stubni dijagram komparacije pokazatelja pouzdanosti

Kako linijski rastavljači nemaju uticaja na veličine povezane sa prolaznim kvarovima i intenzitetom ispada, sa prethodne slike se može primijetiti dejstvo ugradnje reklozera na smanjenje svakog od indeksa povezanih sa predmetnim veličinama ($ENS_{\lambda'}$, $MAIFI_E$ i SAIFI). Dodatni uticaj ostvaren ugradnjom linijskih rastavljača primjetan je kod ostala tri indikatora kod kojih se opaža veće smanjenje u odnosu na veličine na koje utiče samo reklozer. Ono što je važno primijetiti je da, usled velikog vremena izolacije linijskih rastavljača, reklozeri najvećim dijelom utiču na smanjenje svih pokazatelja pouzdanosti. U cilju ilustracije navedenog, na Slici 5.4 prikazan je sličan grafik kao na Slici 5.3 ali sa dodatim vrijednostima u slučaju ugradnje isključivo reklozera u gore navedene dionice B_4 i B_{10} :



Slika 5.4: Stubni dijagram komparacije indikatora pouzdanosti za 3 različita slučaja ugradnje opreme

Upoređuju žute i zelene stubiće kod veličina ENS_{λ} , ENS i SAIDI jasno se može uočiti razmjera uticaja reklozera i linijskih rastavljača na njihovo smanjenja i zaključiti mnogo veći uticaj reklozera na isto.

Ukupan društveni prihod tokom eksploatacionog perioda opreme, odnosno vrijednost kriterijumske funkcije iznosi f = 67 477.7 \$ pri čemu su prihod zbog smanjenja neisporučene električne energije, investicioni i troškovi održavanja opreme 99 043.4 \$, 28 600 \$ i 2965.71 \$, respektivno.

Još jedan važan pokazatelj isplativnosti svake investicije je i finansijski bilans ulagača na cjelokupnom eksploatacionom periodu opreme. Kako bi se adekvatno evaluirala ova veličina potrebno je imati u vidu činjenicu da je kriterijumska funkcija u ovom radu postavljena na način da uvažava globalnu društvenu dobit svih zainteresovanih strana od smanjenja neisporučene električne energije i broja prekida koje osjećaju krajnji potrošači. Međutim, ulaganje u povećanje pouzdanosti mreže spada u nadležnost ED kompanija koje od ukupne dobiti od smanjenja neisporučene električne energije. U radu je pretpostavljeno da je cijena isporučenog *kWh* električne energije 10 puta manja od cijene neisporučenog, odnosno da iznosi $0.1 \left[\frac{\$}{kWh}\right]$. Dalje, pretpostavljeno je da od prihoda usled dodatno prodate električne energije 40 % odlazi u ruke ED kompanija, dok se ostatak vezuje za ostale energetske subjekte gdje najveći udio ima snabdjevač električnom energijom. Na taj način, od svakog smanjenog *kWh* neisporučene električne energije ED kompanije ubiraju prihod u iznosu od $0.04 \left[\frac{\$}{kWh}\right]$. Ako se navedeno primijeni na konkretni slučaj, moguće je izračunati
stvarni prihod koji će ED kompanija ostvariti smanjenjem neisporučene električne energije, prikazan relacijom (5.1):

$$f_{ED} = (ENS_{UP} - ENS_P) \cdot C_E \cdot F \tag{5.1}$$

Potrebno je imati u vidu da razlika u zagradi predstavlja smanjenje neisporučene električne energije u prvom godini ugradnje opreme i da se ista povećava tokom vremena usled rasta opterećenja. Taj rast opterećenja uvažen je kroz faktor svođenja (*F*). Kako je usvojeni rast cijene isporučenog *kWh* električne energije 5 % godišnje, sličan zaključak kao za i porast smanjenja neisporučene električne energije može se izvesti i za cijenu koju ED kompanija naplaćuje za isporuku energije. Drugim riječima, usvojena cijena od 0.04 $\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ važi samo za prvu godinu analize, dok svake sledeće ista raste za navedeni procenat. Ovo je takođe uvaženo kroz F faktor koji se računa preko relacije (4.36) a čija vrijednost za ovaj slučaj iznosi 31.01. Na osnovu ove vrijednosti može se zaključiti da stopa rasta opterećenja i cijene isporučenog *kWh* električne energije od 5 % faktički neutrališu promjenu vrijednosti novca izraženu preko vrijednosti stope aktuelizacije od 10 %. Ovaj zaključak se opravdava činjenicom da kada bi se zanemarile ove stope, izraz (5.1) bi se umjesto faktorom *F* množio sa 30 odnosno sa životnim vijekom opreme. Ukupan prihod dat relacijom (5.1) na taj način iznosi 5874.4 \$, što je značajno manje u odnosu na cjelokupni društveni prihod.

Prethodni prihod ED kompanija potrebno je umanjiti za već navedeni iznos investicionih i troškova održavanja ugrađene zaštitne i rasklopne opreme s obzirom da ulaganja u elektrodistributivnu mrežu spadaju pod njihovu nadležnost pa će ukupni finansijski bilans kompanije na kraju eksploatacionog vijeka ugrađene opreme biti negativan i iznositi $f_{ED}^{stvarno} = -25691$ \$. Predmetno naglašava problem sa kojim se suočavaju ED kompanije prilikom planiranja ulaganja u povećanje pouzdanosti sopstvene mreže a izazvan je malim udjelom samih kompanija u ukupnim prihodima sa jedne strane i obavezom pokrivanja cjelokupnih investicija sa druge.

Uvažavajući već razmatrani porast cijene isporučenog *kWh* električne energije od 5 %, potrebna cijena iste u prvog godini eksploatacionog perioda da bi ED kompanija na kraju životnog vijeka reklozera i linijskih rastavljača izašla sa pozitivnim finansijskim bilansom iznosi $C_E = 0.55 \left[\frac{\$}{kWh}\right]$.

5.1.1. Poređenje optimizacionih tehnika GA i DE na 13-čvornoj mreži

Kao što je već naglašeno, gornja analiza je sprovedena koristeći dvije optimizacione tehnike, Genetski algoritam i Diferencijalnu evoluciju. Obje tehnike sa stanovišta vrijednosti kriterijumske funkcije odnosno pozicija i broja reklozera i linijskih rastavljača daju iste rezultate prikazane Slikom 5.2. U ovom dijelu će biti izvršeno poređenje konvergencije ove dvije tehnike i odabir parametara njihovog podešenja za sledeće analize. Tako su Tabelom X prikazane vrijednosti kriterijumske funkcije i broja potrebnih iteracija do konvergencije za različite vrijednosti vjerovatnoće ukrštanja i vjerovatnoće mutacije kod GA i faktora skaliranja i vjerovatnoće ukrštanja kod DE. Za svaku kombinaciju parametara izvršeno je 10 nezavisnih iteracija kako za GA tako i za DE.

F/CR _{GA}	CR _{DE} /MT	f – DE	N - DE	f - GA	N-GA
0.1	0.1	67477.7	300	67477.7	86
0.1	0.2	67477.7	300	67477.7	87
0.1	0.3	67477.7	300	66754.2	119
0.1	0.4	67477.7	225	67477.7	113
0.1	0.5	67477.7	110	66754.2	133
0.1	0.6	67477.7	44	59761.5	57
0.1	0.7	67477.7	34	61981.4	82
0.1	0.8	67477.7	26	59463.6	115
0.1	0.9	67477.7	26	62820.8	92
0.2	0.1	67477.7	300	67477.7	77
0.2	0.2	67477.7	300	67477.7	129
0.2	0.3	67477.7	112	67477.7	127
0.2	0.4	67477.7	147	66270	71
0.2	0.5	67477.7	82	67477.7	145
0.2	0.6	67477.7	67	65394.8	118
0.2	0.7	67477.7	38	64046.2	183
0.2	0.8	67477.7	27	65546.6	179
0.2	0.9	66270	25	63865.6	112
0.3	0.1	67477.7	300	67477.7	85
0.3	0.2	67477.7	300	67477.7	106
0.3	0.3	67477.7	285	67477.7	99

Tabela X: Podaci o konvergenciji GA i DE na 13-čvornoj mreži

0.3	0.4	67477.7	62	66270	90
0.3	0.5	67477.7	44	64046.2	90
0.3	0.6	67477.7	40	67477.7	122
0.3	0.7	67477.7	45	67477.7	139
0.3	0.8	67477.7	31	67477.7	130
0.3	0.9	67477.7	26	61968.9	90
0.4	0.1	67477.7	300	67477.7	109
0.4	0.2	67477.7	175	67477.7	126
0.4	0.3	67477.7	300	67477.7	67
0.4	0.4	67477.7	205	64046.2	74
0.4	0.5	67477.7	44	67477.7	83
0.4	0.6	67477.7	40	67477.7	210
0.4	0.7	67477.7	33	67477.7	84
0.4	0.8	64046.2	31	64046.2	92
0.4	0.9	66270	26	63679.4	63
0.5	0.1	67477.7	300	67477.7	87
0.5	0.2	67477.7	300	67477.7	105
0.5	0.3	67477.7	300	67477.7	61
0.5	0.4	67477.7	300	67477.7	74
0.5	0.5	67477.7	161	67477.7	120
0.5	0.6	67477.7	70	64046.2	88
0.5	0.7	67477.7	42	67477.7	105
0.5	0.8	67477.7	43	67477.7	90
0.5	0.9	67477.7	28	64046.2	94
0.6	0.1	67477.7	300	67477.7	72
0.6	0.2	67477.7	300	67477.7	132
0.6	0.3	67477.7	300	67477.7	75
0.6	0.4	67477.7	300	67477.7	68
0.6	0.5	67477.7	185	67477.7	133
0.6	0.6	67477.7	106	67477.7	74
0.6	0.7	67477.7	61	64046.2	82
0.6	0.8	67477.7	60	67477.7	99
0.6	0.9	67477.7	48	67477.7	69
0.7	0.1	67477.7	300	67477.7	67

0.7	0.2	67477.7	300	67477.7	81
0.7	0.3	67477.7	300	67477.7	69
0.7	0.4	67477.7	244	67477.7	129
0.7	0.5	67477.7	132	67477.7	81
0.7	0.6	67477.7	70	67477.7	61
0.7	0.7	67477.7	59	64046.2	68
0.7	0.8	67477.7	51	67477.7	80
0.7	0.9	67477.7	50	67477.7	87
0.8	0.1	67477.7	300	67477.7	66
0.8	0.2	67477.7	300	67477.7	62
0.8	0.3	67477.7	300	67477.7	77
0.8	0.4	67477.7	300	67477.7	89
0.8	0.5	67477.7	133	64046.2	65
0.8	0.6	67477.7	92	67477.7	93
0.8	0.7	67477.7	53	64046.2	66
0.8	0.8	67477.7	52	67477.7	84
0.8	0.9	67477.7	45	67477.7	79
0. 9	0.1	67477.7	300	67477.7	72
0.9	0.2	67477.7	300	64046.2	65
0.9	0.3	67477.7	300	67477.7	70
0.9	0.4	67477.7	211	64046.2	76
0. 9	0.5	67477.7	126	64046.2	80
0.9	0.6	67477.7	64	64046.2	65
0.9	0.7	67477.7	64	67477.7	61
0.9	0.8	67477.7	47	67477.7	85
0.9	0.9	67477.7	53	67477.7	69

Simboli u prethodnoj tabeli predstavljaju:

- F faktor skaliranja kod DE,
- CR_{GA} vjerovatnoća ukrštanja kod GA,
- CR_{DE} vjerovatnoća ukrštanja kod DE,
- MT vjerovatnoća mutacije kod GA,
- f vrijednost kriterijumske funkcije i
- *N* broj iteracija do konvergencije.

Iz prethodne tabele se jasno vidi velika robusnost Diferencijalne evolucije na promjenu parametara podešenja. To se opravdava činjenicom da je nakon 10 iteracija samo 2 puta pokazala manje optimalno rešenje. Genetski algoritam je to odradio 27 puta. Njena superiornost u odnosu na GA se pokazuje i kroz broj potrebnih iteracija do konvergencije koje su za slučaj DE boldovane crvenom bojom i iznose 26 iteracija a kod GA su boldovane plavom bojom u tabeli i iznose 61. Takođe, zaključuje se da su optimalne kombinacije faktora skaliranja i vjerovatnoće ukrštanja kod DE (0.1, 0.8), (0.1, 0.9) i (0.3, 0.9) i vjerovatnoće ukrštanja i mutacije kod GA (0.5, 0.3), (0.7, 0.6) i (0.9, 0.7), respektivno.

Za vrijednost vjerovatnoće ukrštanja od $CR_{GA} = 0.9$ i vjerovatnoće mutacije od MT = 0.7, Genetski algoritam je nakon 100 nezavisnih iteracija maksimalnu vrijednost kriterijumske funkcije pokazao 63 puta, dok je Diferencijalna evolucija, za vrijednost faktora skaliranja od F =0.9 i vjerovatnoće ukrštanja od $CR_{DE} = 0.7$ za isti broj iteracija, optimalnu vrijednost kriterijumske funkcije dala u 100% broju slučajeva.

5.1.2. Uticaj vremena izolacije linijskih rastavljača

Kao što je već rečeno, kada se reklozer ili prekidač isključe usled trajnog kvara, mobilne ekipe se šalju na teren kako bi identifikovale mjesto kvara. Ukoliko se uzvodno od mjesta kvara nalazi linijski rastavljač, pristupa se njegovoj izolaciji kako bi se omogućio povrat napajanja potrošačima između reklozera (prekidača) i linijskog rastavljača i na taj način sekcionisao minimalni dio mreže. Ovo vrijeme potrebno za izolaciju linijskih rastavljača u najvećoj mjeri determiniše da li je pojedinačna alokacija razmatranih uređaja optimalnije rješenje u odnosu na koordinisanu.

U cilju prikazivanja ovog uticaja u Tabeli XI su dati rezultati optimizacije za šest različitih vremena izolacije LR-a, od 0.5 h do 3 h sa korakom od 0.5 h, za iste parametre kao iz prethodnog primjera:

Vrijeme izolacije	R	LR
0.5 h	B ₃	B_2, B_4, B_8, B_{10}
1 h	B ₄ , B ₁₀	B_2, B_8
1.5 h	B ₄ , B ₁₀	<i>B</i> ₂ , <i>B</i> ₈
2 h	B ₄ , B ₁₀	B_2, B_8
2.5 h	B ₄ , B ₁₀	B_2, B_8
3 h	B_{3}, B_{5}	/

Tabela XI: Uticaj vremena izolacije LR-a na optimizacioni problem

Iz prethodne tabele se jasno vidi da koordinisana alokacija pokazuje svoje prednosti u odnosu na pojedinačnu osim za velika vremena izolacije linijskih rastavljača kada pojedinačna ugradnja reklozera dolazi do izražaja.

5.2. Ograničenje investicionih sredstava

Najčešći limitirajući faktor povećanja pouzdanosti ED mreže predstavljaju dostupna investiciona sredstva za ulaganje u istu. S obzirom na postojanje izvoda vrlo velike dužine i dimenzija, rijedak je pristup da se ide sa potpunom optimizacijom njihove pouzdanosti dok se drugi izvodi zanemaruju. Upravo to zahtijeva ograničenje sredstava koje je ED kompanija spremna da uloži u pojedinačni izvod.

Prema dosadašnjem stanju stvari u literaturi, predložena ograničenja u formi pojedinačnog broja uređaja koji se može nabaviti dala bi zadovoljavajuće rješenje samo u slučaju pojedinačne alokacije opreme. Međutim, kako je u pređašnjoj analizi pokazano, koordinisana alokacija reklozera i linijskih rastavljača daje bolje rezultate u većini slučajeva od njihove pojedinačne alokacije. Primjenjivanje ograničenja u formi relacije (4.43) bi za slučaj koordinisane alokacije zahtijevalo ručno određivanje raspodjele sredstava na nabavku reklozera i linijskih rastavljača

Prednosti ograničenja predloženog relacijom (4.44) u formi ograničenja ukupnih investicionih sredstava za ulaganje u jedan izvod u odnosu na dosadašnja ograničenja pojedinačnog broja uređaja koji se nabavlja biće pokazane na sistemu od 69 čvorova čija je jednopolna šema data Slikom 5.5.



Slika 5.5: Jednopolna šema sistema od 69 čvorova

Slično kao i u slučaju sistema od 13 čvorova, i kod ove mreže se na početku izvoda (dionica B_1) nalazi prekidač opremljen APU-om.

Podaci o opterećenjima [76] i intenzitetima ispada pojedinih dionica [1], [36] gornjeg sistema dati su Tabelom I u Prilogu I na kraju rada. Kada je u pitanju vrijeme potrebno za opravku pojedinačnih dionica, za svaku od sekcija je uzeta ista vrijednost u iznosu od r = 4 h [1]. Pretpostavka da intenziteti prolaznih kvarova imaju trostruku vrijednost intenziteta trajnih kvarova na svakoj dionici [46], [47] koja je i ranije uzimata u obzir, usvojena je i u ovom primjeru, dok je za vrijeme eliminacije prolaznog kvara usvojena kritična vrijednost od r' = 5 minuta. Ukupan broj potrošača priključenih u jednom čvoru određuje se na osnovu pretpostavke da svaki potrošač u prosjeku ima snagu od 1kW [43]. Za necjelobrojne vrijednosti potrošnje u pojedinim čvorovima, broj potrošača

Za originalni sistem, bez reklozera i linijskih rastavljača vrijednosti neisporučene električne energije i indeksa pouzdanosti mreže sa Slike 5.5 dati su tabelom u nastavku:

Tabela XII: Vri	iednosti indikatora	pouzdanosti za	originalni	sistem sa	Slike 5.5
	,	1	0		

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	SAIFI [<mark>kvarova</mark>] godišnje]	$SAIDI\left[\frac{h}{godišnje}\right]$	$MAIFI_{E}\left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$
46 166.2	2885.4	49 051.6	3.0355	12.142	9.1065

U nastavku će pouzdanost gornje mreže biti optimizovana pomoću predloženog algoritma u Poglavlju 4. Kada su u pitanju potrebni ulazni parametri u algoritam, oni su isti kao i u slučaju 13 – čvorne ED mreže pri čemu je za potrebno vrijeme izolacije linijskog rastavljača za svaku od dionica usvojena vrijednost od $r_{iso} = 2h$.

Rezultati optimizacionog algoritma prikazani su na Slici 5.6 sa koje se vidi da je u sistem potrebno ugraditi 9 reklozera i to na pozicijama $B_4, B_{10}, B_{12}, B_{27}, B_{35}, B_{46}, B_{50}, B_{52}, B_{61}$ i 2 linijska rastavljača u dionicama B_9 *i* B_{21} .



Slika 5.6: Sistem od 69 čvorova sa ugrađenim reklozerima i linijskim rastavljačima

Pokazatelji pouzdanosti za ovaj slučaj dati su Tabelom XIII dok je njihova komparacija sa onima iz izvornog sistema prikazana na Slici 5.7:

Tabela XIII: Indikatori pouzdanosti za sistem od 69 čvorova sa ugrađenim reklozerima i linijskih rastavljačima

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kV}{god}\right]$	Vh išnje] El	NS [<u>kWh</u> godišnj	<u>e</u>] SAIF	I [<mark>kvarou] godišn</mark>	<u>va</u> je] SAID	I [h godišnje	$\frac{1}{e} MAIFI_{E} \left[\frac{kvarova}{godišnje} \right]$
10 424.67	670.72	2 2	11 095.4	0	.7058	2.	.7425	2.1174
	1.4 1.2 1.2 1.2 1 0.6 0.4 0.4 0.2 0.4	ENS _λ	ENS', E		SAIFI S	SAIDI M	AIFIE	

Slika 5.7: Stubni dijagram komparacije pokazatelja pouzdanosti

Iz prethodne tabele i sa prethodne slike vidljivo je značajno poboljšanje u svim pokazateljima pouzdanosti pri čemu za Sliku 5.7 važe slični zaključci kao i za Sliku 5.3 povezanu sa intenzitetom smanjenja pokazatelja pouzdanosti 13 – čvornog sistema, što je dokaz njihove opštosti.

Kriterijumska funkcija u ovom slučaju iznosi $f = 671\,063.2\,$ \$ dok su njene pojedinačne komponente: $R_E = 793\,794.2\,$ \$, $C_{R,LR} = 111\,200\,$ \$ i $T_{MC} = 11\,531\,$ \$. Ukupan prihod koji ED kompanija ostvaruje od dodatno prodate električne energije računa se preko relacije (5.1) sa istom cijenom isporučenog *kWh* i udjelom ED kompanije u njoj kao kod sistema od 13 čvorova. Na taj način dobija se vrijednost $f_{ED} = 47\,080.87\,$ \$. Oduzimajući ukupne investicione i troškove održavanja opreme, finansijski bilans ED kompanije na kraju eksploatacionog perioda reklozera i linijskih rastavljača iznosi $f_{ED}^{stvarno} = -75\,650.13\,$ \$.

Kao što je već navedeno, potrebni investicioni troškovi za potpunu optimizaciju pouzdanosti mreže od 69 čvorova iznose $C_{R,LR} = 111\ 200\$ \$. Međutim, u slučaju da su dostupna investiciona sredstva za ulaganje u konkretni izvod ograničena na $C_{R,LR} = 80\ 000\$ \$ potrebno je izvršiti njihovu raspodjelu na nabavljene reklozere i linijske rastavljače. Upotrebom izraza (4.43) postojao bi veliki reklozera i linijskih broi kombinacija rastavljača i to: (0 R, 32 LR), (1 R,27 LR), (2 R, 23 LR), (3 R, 17 LR), (4 R, 14 LR), (5 R, 8 LR), (6 R, 3 R) uz uslov da se nabavi najveći mogući broj uređaja za dostupna sredstva, što ne mora uvijek dati optimalno rješenje. Primjer da nabavka maksimalnog broja uređaja za dostupna sredstva nije uvijek najbolje rješenje ilustrovan je na predmetnom sistemu pomoću predloženog algoritma sa istim parametrima kao i prije uz dodatni uslov ograničenja investicionih sredstava na $C_{R,LR} = 80\,000$ \$. Rezultati su prikazani Slikom 5.8 sa koje se vidi da su reklozeri ugrađeni u dionice B_8, B_9, B_{28} i B_{36} a linijski rastavljači u sekcije $B_4, B_{12}, B_{21}, B_{27}, B_{35}, B_{46}, B_{50}, B_{52}$ i B_{61} .



Slika 5.8: Sistem od 69 čvorova sa ugrađenom zaštitnom i rasklopnom opremom

Ukupna utrošena sredstva za opremanje mreže kao na Slici 5.8 iznose $C_{R,LR} = 69700$ \$. Na osnovu ove brojke zaključuje se da je bilo moguće nabaviti još 5 linijskih rastavljača a da utrošena sredstva ostanu u okviru ograničenja od 80 000 \$. Međutim, optimizacija je pokazala da bi se

nabavkom dodatnih linijskih rastavljača vrijednost kriterijumske funkcije samo smanjila u odnosu na trenutnu, koja iznosi $f = 613\ 281.62$ \$. Navedeno predstavlja glavnu prednost predloženog ograničenja u formi relacija (4.44) u odnosu na ranije dostupna data izrazom (4.43), zato što bi njihova upotreba zahtijevala empirijski odabir neke od gornjih kombinacija reklozera i linijskih rastavljača ili pokretanje algoritma za svaku od navedenih kombinacija pa upoređivanje dobijenih rezultata što značajno usložnjava analizu.

Uticaj ovakve ugradnje uređaja na pokazatelje pouzdanosti ED mreže sa 69 čvorova dat je Tabelom XIV dok je njihova komparacija sa izvornim i potpuno optimizovanim sistemom prikazana na Slici 5.9:

Tabela XIV: Indikatori pouzdanosti sistema od 69 čvorova za slučaj ograničenja investicionih sredstava na 80 000 \$

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	SAIFI [<mark>kvarova</mark>] godišnje]	$SAIDI\left[\frac{h}{godišnje}\right]$	MAIFI _E [<mark>kvarova</mark> godišnje]
14 822.7	1225.7	16 048.4	1.29	3.8998	3.8699



Slika 5.9: Komparacija indeksa pouzdanosti mreže sa 69 čvorova za 3 različita slučaja ugradnje opreme

Vrijednost kriterijumske funkcije, prihod društva usled smanjenja neisporučene električne energije kao i finansijski bilans ED kompanije za ovaj slučaj prikazani su Tabelom XV:

Tabela XV: Kriterijumska funkcija, prihod društva i finansijski bilans ED kompanije za slučaj ograničenja investicionih sredstava na 80 000 \$

f	R _E	f _{ed}	f ^{stvarno} f _{ED}
613 281.62 \$	690 209.2 \$	40 937 \$	-35 990.6 \$

5.3. Primjena predloženog algoritma na realnom elektrodistributivnom sistemu

Crnogorski elektrodistributivni sistem je podijeljen na 7 regiona, čija je geografska dispozicija prikazana Slikom 5.10 [4]:

- Region 1 opštine Nikšić i Plužine,
- Region 2 opštine Podgorica, Tuzi, Danilovgrad i Cetinje,
- Region 3 opštine Berane, Andrijevica, Plav, Gusinje, Petnjica i Rožaje,
- Region 4 opštine Budva, Bar i Ulcinj,
- Region 5 opštine Kotor, Tivat i Herceg Novi,
- Region 6 opštine Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac, i
- Region 7 opštine Pljevlja, Šavnik i Žabljak.



Slika 5.10: Podjela crnogorskog ED sistema na regione

Predloženi algoritam biće testiran na 10 *kV* izvodu Mrkojevići napajanom sa TS 35/10 *kV* Veliki Pijesak, koja pripada Regionu 4, konkretno opštini Bar. Jednopolna šema ovog izvoda, formirana na osnovu realnog stanja sistema, prikazana je Slikom 5.11, dok su podaci o pripadajućim trafostanicama, njihovim snagama i broju priključenih potrošača dati Tabelom I u Prilogu II. Dužine pojedinih dionica date su Tabelom II u istom prilogu.



Slika 5.11: Jednopolna šema 10 kV izvoda Mrkojevići

Pomenuti izvod opremljen je prekidačem sa aktivnim automatskim ponovnim uključenjem.

5.3.1. Elaboracija realnih podataka

S obzirom da podatak o opterećenju pojedinačnih trafostanica nije dostupan, u radu je usvojena vrijednost od 70% nominalne snage transformatora za svaku trafostanicu. Navedena vrijednost potiče iz Plana razvoja ED mreže Crne Gore [4] u kojem se navodi da je, nakon što vršno opterećenje distributivnog transformatora pređe 70% njegove nominalne snage, potrebna intervencija na istom u cilju proširenja njegovih kapaciteta. Dobijena opterećenja prikazana su sledećom tabelom:

Čvor	4	6	8	10	12	14	15	17	19
Opt.[kW]	112	112	112	70	175	35	70	112	70
Čvor	21	23	25	26	28	29	31	33	34
Opt.[kW]	70	35	112	112	112	112	70	112	175

Tabela XVI: Podaci o opterećenjima u čvorovima

Kada je u pitanju potrebni ulazni podatak u predloženi algoritam koji se tiče intenziteta ispada pojedinih dionica, isti se dobija na osnovu evidencije o kvarovima na predmetnom izvodu u periodu od 2021. do 2023. godine izloženoj u tabelama u Prilogu III na kraju rada.

S obzirom da su u predmetnim tabelama odsutni podaci o mjestima nastanka pojedinačnih kvarova, kako trajnih tako i prolaznih, u cilju određivanja intenziteta ispada pojedinih dionica potrebno je izvršiti raspodjelu ukupnog broja kvarova na svaku od dionica. Kako je predloženo u [77], navedeno se može odraditi tako što se odredi isti prosječni intenzitet ispada po kilometru godišnje za sve dionice iz koga se množenjem sa dužinom pojedinačne dionice dobija njoj pripadajući intenzitet ispada. Pomenuto je prikazano relacijama (5.2) i (5.3):

$$\lambda = \frac{N_{trajnih\ kvarova}}{\sum_{i=1}^{N_{dionica}} L_i} \left[\frac{kvarova}{km \cdot godišnje} \right]$$
(5.2)

$$\lambda' = \frac{N_{prolaznih \, kvarova}}{\sum_{i=1}^{N_{dionica}} L_i} \left[\frac{kvarova}{km \cdot godišnje} \right]$$
(5.3)

gdje su:

 $N_{trajnih \, kvarova}$ – ukupan broj trajnih kvarova na predmetnom izvodu u periodu od jedne godine, $N_{prolaznih \, kvarova}$ – ukupan broj prolaznih kvarova na predmetnom izvodu u periodu od jedne godine,

 L_i – dužina i – te dionice i

N_{dionica} – ukupan broj dionica u mreži.

Kada je u pitanju određivanje broja trajnih i prolaznih prekida napajanja, s obzirom da Crnogorska elektrodistributivna kompanija (CEDIS) uvažava grupu IEC standarda, svaki kvar koji traje duže od 3 minuta klasifikovan je kao *trajni* a ostali su uvršteni u grupu *prolaznih* prekida napajanja.

Ukupna dužina posmatranog izvoda iznosi 23.765 [km] ali kako su dostupni podaci o trogodišnjim intenzitetima ispada, što značajno povećava tačnost samog pristupa, za imenioce gornjih izraza biće korišćena trostruka vrijednost ukupne dužine, odnosno $L_{ekv} = 71.295$ [km]. Broj trajnih i prolaznih kvarova u razmatranom periodu iznose $N_{trajnih\ kvarova} = 91$ i $N_{prolaznih\ kvarova} = 44$, respektivno. Na taj način dolazi se do vrijednosti $\lambda = 1.2764 \left[\frac{kvarova}{km \cdot godišnje} \right]$ i $\lambda' = 0.617 \left[\frac{kvarova}{km \cdot godišnje} \right]$.

Množeći dužine pojedinih dionica sa gornjim veličinama, dobijaju se intenziteti ispada usled trajnih i usled prolaznih kvarova za svaku od njih (Tabela XVII):

λ	[<mark>kvarova</mark>] godišnje]	λ'	[<mark>kvarova</mark>] [godišnje]
λ_{B1}	0.983	λ'_{B1}	0.475
λ_{B2}	0.638	λ'_{B2}	0.308
λ_{B3}	0.191	λ'_{B3}	0.093
λ_{B4}	0.638	λ'_{B4}	0.308
λ_{B5}	0.893	λ_{B5}'	0.432
λ_{B6}	0.523	λ_{B6}'	0.253
λ_{B7}	1.417	λ'_{B7}	0.685
λ_{B8}	1.021	λ'_{B8}	0.494
λ_{B9}	0.638	λ'_{B9}	0.308
λ_{B10}	1.238	λ'_{B10}	0.598
λ_{B11}	1.085	λ'_{B11}	0.524
λ_{B12}	0.664	λ'_{B12}	0.321
λ_{B13}	0.6	λ'_{B13}	0.29
λ_{B14}	1.43	λ'_{B14}	0.69
λ_{B15}	0.664	λ'_{B15}	0.321
λ_{B16}	1.079	λ'_{B16}	0.521
λ_{B17}	1.264	λ'_{B17}	0.611
λ_{B18}	0.025	λ'_{B18}	0.012
λ_{B19}	0.574	λ'_{B19}	0.278
λ_{B20}	0.332	λ_{B20}'	0.16
λ_{21}	0.8	λ'_{B21}	0.389
λ_{B22}	0.8	λ'_{B22}	0.389
λ_{B23}	1.008	λ'_{B23}	0.487
λ_{B24}	0.051	λ'_{B24}	0.025
λ_{B25}	1.493	λ'_{B25}	0.722

Tabela XVII: Podaci o intenzitetima ispada pojedinačnih dionica realnog sistema

λ_{B26}	0.893	λ'_{B26}	0.432
λ_{B27}	0.868	λ'_{B27}	0.42
λ_{B28}	2.04	λ'_{B28}	0.987
λ_{B29}	1.455	λ'_{B29}	0.7
λ_{B30}	0.574	λ'_{B30}	0.278
λ_{B31}	1.43	λ'_{B31}	0.69
λ_{B32}	1.583	λ'_{B32}	0.765
λ_{B33}	1.43	λ'_{B33}	0.69

Kako predloženi algoritam zahtijeva unos konstantnog vremena potrebnog za opravku pojedinih dionica kao i konstantnog vremena potrebnog za eliminaciju prolaznog kvara, isti su dobijeni analizom evidencije kvarova tako što su sva dostupna vremena trajanja kvarova ekstrapolirana jednom vrijednošću i usvojena za svaku dionicu [1]. Predmetno je prikazano Slikama 5.12 i 5.13:



Slika 5.12: Ekstrapolirana vrijednost vremena trajanja opravke dionica usled trajnih kvarova



Slika 5.13: Ekstrapolirana vrijednost vremena eliminacije prolaznog kvara

Sa prethodnih slika se zaključuje da je prosječno vrijeme opravke svake dionice usled trajnih kvarova jednako $r = 82.55 \ [min]$ dok je prosječno vrijeme eliminacije prolaznog kvara jednako $r' = 1.273 \ [min]$.

5.3.2. Simulacija na realnom sistemu

Na osnovu izračunatih veličina u prethodnom dijelu moguće je evaluirati osnovne pokazatelje pouzdanosti originalnog sistema sa Slike 5.11. Isti su dati Tabelom XVIII:

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	SAIFI [<mark>kvarova</mark>] godišnje]	$SAIDI\left[\frac{h}{godišnje}\right]$	$MAIFI_{E}\left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$
74 097.1	650.25	74 747.35	29.6615	41.6744	15.2915

Tabela XVIII: Osnovni pokazatelji pouzdanosti originalnog sistema sa Slike 5.11

Iz prethodne tabele se jasno vidi da svaki od indeksa pouzdanosti, pogotovo *SAIFI*, *SAIDI* i $MAIFI_E$, imaju prilično visoke vrijednosti i da je opravdano razmatranje ulaganja u povećanje pouzdanosti ovog izvoda.

U cilju testiranja predloženog algoritma na povećanje pouzdanosti navedenog izvoda, podatak o stopi rasta opterećenja u Regionu 4 preuzet je iz Plana razvoja distributivne mreže crnogorskog elektrodistributivnog sistema (2020.–2029.) [4] i iznosi 2.2 %. Za ostale neophodne podatke usvojene su sledeće vrijednosti:

- Troškovi neisporučene električne energije $1\left[\frac{\epsilon}{kWh}\right]$,
- Stopa rasta troškova neisporučene električne energije 2 %,
- Cijena reklozera 10 000 [€],
- Cijena linijskog rastavljača 2000 [€],
- Troškovi održavanja opreme 1 %,
- Stopa rasta troškova održavanja opreme 0 %,
- Stopa aktuelizacije 9 %
- Životni vijek zaštitne i rasklopne opreme 30 godina.

Za potrebno vrijeme izolacije linijskog rastavljača za svaku od dionica usvojena je vrijednost $r_{iso} = 2 h$.

Rezultati optimizacije prikazani su Slikom 5.14 sa koje se vidi da je algoritam pozicionirao samo reklozere i to na pozicijama B_2 , B_7 , B_8 , B_9 , B_{11} , B_{13} , B_{16} , B_{17} , B_{22} , B_{25} , B_{27} i B_{29} .



Slika 5.14: Jednopolna šema 10 *kV* izvoda Mrkojevići sa ugrađenim reklozerima Vrijednosti osnovnih pokazatelja pouzdanosti sistema sa Slike 5.14 dati su Tabelom XIX:

$ENS_{\lambda}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS_{\lambda'}\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	$ENS\left[\frac{kWh}{godišnje}\right]$	SAIFI [<mark>kvarova</mark>] godišnje]	$SAIDI\left[\frac{h}{godišnje}\right]$	$MAIFI_{E}\left[\frac{kvarova}{godišnje}\right]$
24 382.95	181.5	24 564.45	7.9431	10.9284	3.8338

Tabela XIX: Osnovni pokazatelji pouzdanosti sistema sa Slike 5.14

Iz prethodne tabele se može zaključiti da je došlo do značajnog smanjenja u svim indikatorima pouzdanosti realne mreže na račun ugradnje velikog broja reklozera. Takođe, usled visokog intenziteta ispada pojedinih dionica, odnosno usled velike frekvencije kvarova, algoritam je pokazao da je optimalno ugraditi samo reklozere. Na Slici 5.15 je preko stubnog dijagrama izvršena komparacija indikatora pouzdanosti za sistem bez i sa ugrađenim reklozerima.



Slika 5.15: Komparacija indeksa pouzdanosti sistema sa i bez ugrađenih reklozera

Vrijednost kriterijumske funkcije u konkretnom slučaju iznosi f = 714~701.44 [€] dok su prihodi usled smanjenja neisporučene električne energije, investicioni i troškovi održavanja 848 139.4 [€], 120 000 [€] i 13 437.94 [€], respektivno. Prihod koji ED kompanija ostvaruje usled dodatno prodate električne energije će biti izračunat uzimajući u obzir ranije navedenu cijenu od 0.04 $\left[\frac{€}{kWh}\right]$ za svaki dodatno isporučeni *kWh*. Na taj način dobija se vrijednost od 33 925.6 [€]. Međutim, za dobijanje finansijskog bilansa ED kompanije na kraju eksploatacionog perioda reklozera potrebno je od ukupnog prihoda usled dodatno prodate električne energije oduzeti već navedene troškove investicija i održavanja reklozera pa se tako dobija iznos od $f_{ED} =$ -99 512.34 [€], što će reći da je kompanija na kraju eksploatacionog perioda reklozera, za koji je usvojeno da iznosi 30 *godina*, u minusu za navedeni iznos. Standardna praksa Crnogorske elektrodistributivne kompanije (CEDIS) je da uz svaki ugrađeni reklozer, odmah uzvodno do njega ugrađuje po jedan linijski rastavljač. Ova procedura usvojena je radi sigurnosti mobilnih ekipa koje vrše popravke ili otklanjanje kvara na nizvodnim dionicama. Posledica ove potrebe je činjenica da je vakuumski prekidač reklozera zaptiven u komori odnosno da je vizuelno nedostupan pa je samim tim jedini signal o reagovanja istog indikator koji je dostupan na donjem dijelu zajedničkog oklopa. Upravo iz tog razloga, nakon što reklozer pošalje signal o svom reagovanju, dežurne ekipe će prije bilo kakve intervencije na dalekovodu izolovati linijski rastavljač uzvodno od reklozera koji je reagovao i na taj način osigurati beznaponsko stanje dionice na kojoj će biti vršene popravke. Međutim, navedena praksa će uzrokovati značajno povećanja investicionih i troškova održavanja opreme a neće dovesti do smanjenja niti jednog od razmatranih pokazatelja pouzdanosti ED mreže.

Kako bi se izračunao ažurirani finansijski bilans CEDIS-a na kraju eksploatacionog perioda opreme potrebno je od ranije dobijene vrijednosti f_{ED} oduzeti investicione troškove 12 linijskih rastavljača koji iznose 24 000 [€] kao i njima pripadajuće troškove održavanja u iznosu od 2,687.6 [€]. Na taj način dobija se iznos od $f_{ED}^{stvarno} = -126$ 199.94 [€].

ZAKLJUČAK

S obzirom na to da su srednjenaponske (6, 10 *i* 20 *kV*) elektrodistributivne mreže dominantno sačinjene od vazdušnih vodova i kao takve podložne raznim uticajima spoljašnje sredine poput atmosferskih, uticaja vegetacije, ljudskim i životinjskim, to rezultira velikim brojem kvarova, kako trajnih tako i prolaznih. Uzimajući u obzir i činjenicu da su predmetne mreže većinom konfigurisane za radijalno napajanje potrošača, naročito u prigradskim i ruralnim predjelima, svaki kvar u istim dovodi do prekida napajanja za krajnje korisnike. Ako se u razmatranje uključe sve strožiji nacionalni i međunarodni standardi u oblasti pouzdanosti i kvaliteta snabdijevanja električnom energijom kao i potrošači koji su sve upoznatiji sa svojim pravima kao krajnji korisnici električne energije, sve navedeno nameće potrebu optimizacije pouzdanosti elektrodistributivne mreže.

Od mnogih načina unapređenja pouzdanosti ED mreže, ukratko opisanih u drugom poglavlju, u ovom radu je odrađena detaljna analiza koordinisane alokacije reklozera i linijskih rastavljača sa ciljem minimizacije neisporučene električne energije krajnjim korisnicima. U cilju postizanja istog, predložena je kriterijumska funkcija koja se bazira na analizi troškova i to onih povezanih sa globalnom društvenom dobiti koju imaju sve zainteresovane strane od smanjenja neisporučene električne energije. Pritom, uvažena su ograničenja dostupnih investicionih sredstava kao najčešći limitirajući faktor povećanja pouzdanosti pojedinih SN izvoda elektrodistributivne mreže.

Problem optimalne lokacije i broja reklozera i linijskih rastavljača riješen je korišćenjem softverskog okruženja MATLAB uz upotrebu dvije optimizacione tehnike, Genetskog algoritma i Diferencijalne evolucije. Performanse predloženog algoritma testirane su na standardnim testnim sistemima od 13 i 69 čvorova kao i na realnom sistemu, dijelu crnogorske elektrodistributivne mreže, čime je dokazana njegova praktična primjenljivost. Izvršena je i komparacije konvergencije dvije obrađivane metaheurističke metode.

Na osnovu predstavljene analize i diskusije simulacionih rezultata može se reći da su sledeći osnovni zaključci ovog rada:

- Predložena kriterijumska funkcija u formi razlike prihoda, koje ostvaruju sve zainteresovane strane usled smanjenja neisporučene električne energije i rashoda, usled nabavke, instalacije i održavanja ugrađene opreme predstavlja globalnu društvenu dobit ostvarenu unapređenjem pouzdanosti ED mreže. Pored toga, vrijednost ovako postavljene funkcije cilja predstavlja rezultat *cost-benefit* analize sa kojim ED kompanije, u deregulisanom elektroenergetskom okruženju, izlaze pred Regulatora sa zahtjevom za odobrenje predložene investicije povećanja pouzdanosti pojedinih izvoda ED mreže.
- Za razliku od dostupnih analiza u literaturi zasnovanih takođe na optimizaciji troškova, u ovom radu evaluiran je finansijski bilans ED kompanije na kraju eksploatacionog vijeka

ugrađene zaštitne i rasklopne opreme. Na osnovu istog, zaključeno je da se ED kompanija, usled ubiranja prihoda jedino od dodatno isporučene električne energije, nalazi u minusu na kraju pomenutog perioda. Međutim, kako ODS ima zakonsku obavezu unapređenja pouzdanosti ED mreže i kako je za standardnu cijenu neisporučene električne energije u iznosu od 1000 $\left[\frac{\epsilon}{MWh}\right]$ dokazana visoka društvena dobit od povećanja pouzdanosti, ova investicija je pozitivno ocijenjena od strane Regulatora.

- Predloženo ograničenje u formi dostupnih investicionih sredstava pokazuje značajne prednosti kod koordinisane alokacije reklozera i linijskih rastavljača u odnosu na ranije dostupna ograničenja u formi pojedinačnog broja uređaja koji se nabavlja. Navedeno je posledica izbjegavanja empirijske raspodjele dostupnih sredstava na željene uređaje i eliminacija potrebe velikog broja simulacija za sve kombinacije uređaja koje se mogu nabaviti za dostupna sredstva. Takođe, isto se pokazuje kao praktično pogodno ograničenje usled činjenice da je najčešći limitirajući faktor povećanja pouzdanosti ED mreže upravo dostupnost investicionih sredstava za ulaganje u istu.
- Detaljnom elaboracijom uticaja ugradnje reklozera i linijskih rastavljača na različite vrste indikatora pouzdanosti ED mreže zaključeno je da na smanjenje svakog od njih u najvećem procentu utiče ugradnja reklozera. Uticaj linijskih rastavljača je vidljiv kod indeksa koji nijesu povezani sa intenzitetom ispada i mjera njihovog dejstva zavisi najviše od potrebnog vremena za izolaciju istih.

Iako je prezentovano istraživanje relevantno, potrebno je istaći određena ograničenja primjene predloženog metoda. Prvo od njih tiče se vremena potrebnog za opravku pojedinih dionica. Naime, razvijeni algoritam zahtijeva unos konstantnog vremena opravke svake dionice, ne praveći razliku između vrste kvara nastalog na istoj. Kako uzrok prekida napajanja determiniše i vrijeme potrebno za otklanjanje njegovih posledica, ova aproksimacija unosi određenju dozu nesigurnosti u krajnje rezultate, ali je u literaturi za sada opšteprihvaćena.

Drugi tip ograničenja odnosi se na ulazne podatke za koje je pretpostavljeno da su konstantni tokom cijelog perioda analize ili da se u istom mijenjaju sa konstantnom godišnjom stopom rasta, poput stope rasta opterećenja, troškova neisporučene električne energije, stope aktuelizacije itd. Iako navedena pretpostavka nije u potpunosti tačna, o validnosti njene primjene govori činjenica da je ista usvojena u velikom broju literatura iz oblasti analize pouzdanosti ED sistema.

Buduća istraživanja u ovoj oblasti biće usmjerena ka ispitivanju mogućnosti povezivanja više trafostanica u koordinisani rad njima pripadajućih reklozera i linijskih rastavljača kako bi se omogućilo automatsko rezerviranje između više konzumnih područja i time osvario dodatni korak ka pametnim mrežama.

LITERATURA

[1] Ghosh, B., Chakraborty, A. K., & Bhowmik, A. R. (2023). Reliability and efficiency enhancement of a radial distribution system through value-based auto-recloser placement and network remodelling. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 8(1), 1-14.

[2] Chowdhury, A., & Koval, D. (2011). *Power distribution system reliability: practical methods and applications*. John Wiley & Sons.

[3] Abhyankar, A. R., & Khaparde, S. A. (2013). Introduction to deregulation in power industry. *Report by Indian Institute of Technology, Mumbai*.

[4] Plan razvoja distributivne mreže crnogorskog elektrodistributivnog sistema (2020 - 2029)

[5] Vujošević, I. (2006). Analiza elektroenergetskih sistema I. Elektrotehnički fakultet.

[6] Allan, R. N. (2013). *Reliability evaluation of power systems*. Springer Science & Business Media.

[7] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE std 1366, edition 2001.

[8] IEC 61000-4-30, Edition 3.1 2021-03, Consolidated version.

[9] Allan, R. N., Dialynas, E. N., & Homer, I. R. (1979). Modelling and evaluating the reliability of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, (6), 2181-2189.

[10] Okorie, P. U., Aliyu, U. O., Jimoh, B., & Sani, S. M. (2015). Reliability indices of electric distribution network system assessment. *Journal of Electronics and Communication Engineering Research*, *3*(1), 01-06.

[11] Heising, C. (2007). IEEE recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems. *IEEE Inc.*, *New York*.

[12] Warren, C. A. (2002, July). Overview of 1366-2001 the full use guide on electric power distribution reliability indices. In *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, (Vol. 2, pp. 650-653). IEEE.

[13] Brown, R. E., & Freeman, L. A. (2001, July). Analyzing the reliability impact of distributed generation. In 2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37262) (Vol. 2, pp. 1013-1018). IEEE.

[14] Escalera, A., Hayes, B., & Prodanović, M. (2018). A survey of reliability assessment techniques for modern distribution networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 344-357.

[15] Kim, J. E., & Hwang, J. S. (2000, December). Islanding detection method of distributed generation units connected to power distribution system. In *PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No. 00EX409)* (Vol. 2, pp. 643-647). IEEE.

[16] Ahmad, S., Sardar, S., Asar, A. U., & Noor, B. (2017). Impact of distributed generation on

the reliability of local distribution system. International Journal of Advanced Computer Science

and Applications, 8(6), 375-382.

[17] Northcote-Green, J., & Wilson, R. G. (2017). *Control and automation of electrical power distribution systems*. CRC press.

[18] Timmerman, H., & Groeman, J. F. (1998, November). Developments towards HV substations without disconnector switches and with modern control systems. In 1998 Fifth International Conference on Trends in Distribution Switchgear: 400V-145kV for Utilities and Private Networks (Conf. Publ. No. 459) (pp. 40-45). IET.

[19] M. Vučković, V. Stevanović (2004). Primena reklozera u mreži 10kV elektrodistribucije Kraljevo. *Regional Conference and Exhibition on Electricity Distribution*.

[20] Gers, J. M., & Holmes, E. J. (2004). Protection of electricity distribution networks (Vol. 47). IET.

[21] Bentarzi, H., Ouadi, A., & Abdelmoumene, A. (2018, April). A new framework of smart auto-recloser. In 2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018) (pp. 1-5). IEEE.

[22] Božuta, F. (1991). "Relejna zaštita". Elektrotehnički fakultet, Sarajevo.

[23] Naiem, A. F., Hegazy, Y., Abdelaziz, A. Y., & Elsharkawy, M. A. (2011). A classification technique for recloser-fuse coordination in distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(1), 176-185.

[24] Santillan, V. S., Baircenas, G. B., & Capel, G. (2006, August). Modular Design in Reclosers. In 2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America (pp. 1-6). IEEE.

[25] Craciun, O., Biagini, V., Mechler, G., Stengel, G., & Reuber, C. (2013, November). Multidomain simulation and analysis of electromagnetically actuated reclosers. In *IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 4222-4227). IEEE.

[26] Line, S. (2013). IEEE standard requirements for overhead, pad-mounted, dry-vault, and

submersible automatic line sectionalizers for alternating current systems up to 38 kV.

[27] IEC 62271 – 111:2019. High – voltage switchgear and controlgear – Part 111: Automatic circuit reclosers for alternating current systems up to and including 38kV.

[28] Slade, P. G. (2018). The vacuum interrupter: theory, design, and application. CRC press.

[29] Katalog proizvođača TAVRIDA ELECTRIC – Rec series Automatic Circuit Recloser, Technical Manual

[30] Kojovic, L. A., & Willoughby, R. D. (2001, June). Integration of distributed generation in a typical USA distribution system. In *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED.(IEE Conf. Publ No. 482)* (Vol. 4, pp. 5-pp). IET.

[31] Katalog proizvođača ABB – three phase vacuum reclosers, Technical manuel.

[32] Katalog proizvođača ABB – Modular Outdoor Switch-disconnectors, Technical manuel.

[33] Ferreira, G. D., Bretas, A. S., & Cardoso, G. (2010, September). Optimal distribution protection design considering momentary and sustained reliability indices. In 2010 Modern *Electric Power Systems* (pp. 1-8). IEEE.

[34] Katalog proizvođača ABB – Outdoor switching points

[35] Peirson, G. F., Pollard, A. H., & Care, N. (1955). Automatic circuit reclosers. *Proceedings* of the IEE-Part A: Power Engineering, 102(6), 749-764.

[36] Ray, S., Bhattacharya, A., & Bhattacharjee, S. (2016). Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement. *International Journal of Electrical Power* & *Energy Systems*, 76, 53-68.

[37] Abiri-Jahromi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Parvania, M., & Mosleh, M. (2011). Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(1), 362-370.

[38] Amohadi, M., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2019). Optimal placement of automatic switching equipment in radial distribution networks based on protective coordination. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, *14*, 1127-1137.

[39] Abiri-Jahromi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Parvania, M., & Mosleh, M. (2011). Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(1), 362-370.

[40] Moradi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., & Rashidi-Nejad, M. A reliability cost/worth approach to determine optimum switching placement in distribution systems (Conference Paper). In *Proceedings of the IEEE/PES Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference-Asia and Pacific* (pp. 1-5).

[41] Xu, Y., Liu, C. C., Schneider, K. P., & Ton, D. T. (2015). Placement of remote-controlled switches to enhance distribution system restoration capability. *IEEE Transactions on Power Systems*, *31*(2), 1139-1150.

[42] Falaghi, H., Haghifam, M. R., & Singh, C. (2008). Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(1), 268-276.

[43] Bezerra, J. R., Barroso, G. C., Leão, R. P. S., & Sampaio, R. F. (2014). Multiobjective optimization algorithm for switch placement in radial power distribution networks. IEEE Transactions on Power Delivery, 30(2), 545-552.

[44] Alam, A., Tariq, M., Zaid, M., Verma, P., Alsultan, M., Ahmad, S., ... & Hossain, M. A. (2021). Optimal placement of reclosers in a radial distribution system for reliability

improvement. *Electronics*, 10(24), 3182.

[45] Alam, A., Pant, V., & Das, B. (2016). Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates. *Electric Power Systems Research*, *140*, 619-630.

[46] Alam, A., Alam, M. N., Pant, V., & Das, B. (2018). Placement of protective devices in distribution system considering uncertainties in loads, temporary and permanent failure rates and repair rates. *IET Generation, Transmission & Distribution, 12*(7), 1474-1485.

[47] Alam, A., Pant, V., & Das, B. (2020). Optimal placement of protective devices and switches in a radial distribution system with distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *14*(21), 4847-4858.

[48] Moradi, A., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2007). Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm. *IEEE Transactions on power delivery*, 23(1), 271-279.

[49] Sardou, I. G., Banejad, M., Hooshmand, R., & Dastfan, A. (2012). Modified shuffled frog leaping algorithm for optimal switch placement in distribution automation system using a multi-objective fuzzy approach. *IET Generation, Transmission & Distribution, 6*(6), 493-502.

[50] Lin, C. H., Chen, C. S., Chuang, H. J., Li, C. S., Huang, M. Y., & Huang, C. W. (2006, June). Optimal switching placement for customer interruption cost minimization. In 2006 IEEE *Power Engineering Society General Meeting* (pp. 6-pp). IEEE.

[51] Billinton, R., & Jonnavithula, S. (1996). Optimal switching device placement in radial distribution systems. *IEEE transactions on power delivery*, *11*(3), 1646-1651.

[52] Golestani, S., & Tadayon, M. (2011, May). Optimal switch placement in distribution power system using linear fragmented particle swarm optimization algorithm preprocessed by GA. In *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (pp. 537-542). IEEE.

[53] Heidari, A., Agelidis, V. G., Kia, M., Pou, J., Aghaei, J., Shafie-Khah, M., & Catalão, J. P. (2016). Reliability optimization of automated distribution networks with probability customer interruption cost model in the presence of DG units. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1), 305-315.

[54] Erasmus, E., & Naidoo, R. (2017, September). Smart distribution and optimisation of the number and position of reclosers to minimise equipment damage. In *2017 IEEE PES innovative smart grid technologies conference Europe (ISGT-Europe)* (pp. 1-6). IEEE.

[55] Lin, C. H., Chen, C. S., Chuang, H. J., Li, C. S., Huang, M. Y., & Huang, C. W. (2006, June). Optimal switching placement for customer interruption cost minimization. In *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (pp. 6-pp). IEEE.

[56] Winardi, B., & Sudjadi, S. (2022). Recloser Placement Optimization In The PDP-03 Radial Network Distribution System Using Ant Colony Optimization (ACO). *Engineering and Technology International Journal*, *4*(03), 146-152.

[57] Dehghani, N., & Dashti, R. (2011). Optimization of recloser placement to improve reliability by genetic algorithm. *Energy and Power Engineering*, *3*(4), 508-512.

[58] Hajivand, M., Karimi, R., & Karimi, M. (2014). Optimal recloser placement by binary differential evolutionary algorithm to improve reliability of distribution system. *International Journal of Information, Security*, *3*(2), 332-336.

[59] Dehghani, N., & Dashti, R. (2011). Optimization of recloser placement to improve reliability by genetic algorithm. *Energy and Power Engineering*, *3*(4), 508-512.

[60] Qin, Q., & Wu, N. E. (2014, July). Recloser and sectionalizer placement for reliability improvement using discrete event simulation. In 2014 IEEE PES General Meeting/ Conference & Exposition (pp. 1-5). IEEE.

[61] Wang, L., & Singh, C. (2008). Reliability-constrained optimum placement of reclosers and distributed generators in distribution networks using an ant colony system algorithm. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews)*, *38*(6), 757-764.

[62] Ghorbani-Juybari, M. Z., Gholizade-Narm, H., & Damchi, Y. (2022). Optimal recloser placement in distribution system considering maneuver points, practical limitations, and Recloser malfunction. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2022(1), 5062350.

[63] Téllez, A. A., Ortiz, L., Ruiz, M., Narayanan, K., & Varela, S. (2023). Optimal location of reclosers in electrical distribution systems considering multicriteria decision through the generation of scenarios using the montecarlo method. *IEEE Access*, *11*, 68853-68871.

[64] Pombo, A. V., Murta-Pina, J., & Pires, V. F. (2015). Multiobjective planning of distribution networks incorporating switches and protective devices using a memetic optimization. *Reliability Engineering & System Safety*, *136*, 101-108.

[65] Zeinalzadeh, A., Estebsari, A., & Bahmanyar, A. (2019, June). Multi-objective optimal placement of recloser and sectionalizer in electricity distribution feeders. In 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial

and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe) (pp. 1-4). IEEE.

[66] Tippachon, W., & Rerkpreedapong, D. (2009). Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization. *Electric Power Systems Research*, *79*(7), 1171-1178.

[67] Amohadi, M., & firuzabad, M. F. (2019). Optimal placement of switching and protection devices in radial distribution networks to enhance system reliability using the AHP-PSO method. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 27(1), 181-196

[68] Hajivand, M., Karimi, R., & Karimi, M. (2014). Optimal recloser placement by binary differential evolutionary algorithm to improve reliability of distribution system. *International Journal of Information, Security*, *3*(2), 332-336.

[69] Lambora, A., Gupta, K., & Chopra, K. (2019, February). Genetic algorithm-A literature review. In 2019 international conference on machine learning, big data, cloud and parallel computing (COMITCon) (pp. 380-384). IEEE.

[70] Yadav, P. K., & Prajapati, N. L. (2012). An overview of genetic algorithm and modeling. *International Journal of Scientific and Research Publications*, 2(9), 1-4.

[71] Vose, M. D. (1999). The simple genetic algorithm: foundations and theory. MIT press.

[72] Pant, M., Zaheer, H., Garcia-Hernandez, L., & Abraham, A. (2020). Differential Evolution: A review of more than two decades of research. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, *90*, 103479.

[73] Eltaeib, T., & Mahmood, A. (2018). Differential evolution: A survey and analysis. *Applied Sciences*, 8(10), 1945.1

[74] Su, C. L., & Teng, J. H. (2007). Outage costs quantification for benefit–cost analysis of distribution automation systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 29(10), 767-774.

[75] N. Rajaković, V. M. Šiljkut, D. Nikolić. Tehno-ekonomska analiza varijanti sekcionisanja niskonaponskih nadzemnih mreža. CIRED Srbija.

[76] Baran, M. E., & Wu, F. F. (1989). Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on power Delivery*, *4*(1), 725-734.

[77] Moradkhani, A., Haghifam, M. R., & Mohammadzadeh, M. (2014). Bayesian estimation of overhead lines failure rate in electrical distribution systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *56*, 220-227.

PRILOG I

Broj čvora	Opterećenje P [kW]	Broj dionice	Intenzitet ispada
			$\lambda \left[\frac{kvarova}{godišnje} \right]$
2	0	1	0.052
3	0	2	0.0455
4	0	3	0.039
5	0	4	0.0455
6	2.6	5	0.039
7	40.4	6	0.039
8	75	7	0.039
9	30	8	0.052
10	28	9	0.039
11	145	10	0.052
12	145	11	0.052
13	8	12	0.0455
14	8	13	0.0455
15	0	14	0.039
16	45.5	15	0.052
17	60	16	0.039
18	60	17	0.039
19	0	18	0.0455
20	1	19	0.039
21	114	20	0.0455
22	5.3	21	0.039
23	0	22	0.052
24	28	23	0.039
25	0	24	0.039
26	14	25	0.052
27	14	26	0.0455
28	26	27	0.039
29	26	28	0.039

Tabela I: Podaci o opterećenju i intenzitetima ispada pojedinih dionica sistema od 69 čvorova

30	0	29	0.052
31	0	30	0.0455
32	0	31	0.0455
33	14	32	0.0455
34	19.5	33	0.039
35	6	34	0.052
36	26	35	0.039
37	26	36	0.0455
38	0	37	0.039
39	24	38	0.0455
40	24	39	0.052
41	1.2	40	0.052
42	0	41	0.039
43	6	42	0.052
44	0	43	0.0455
45	39.22	44	0.052
46	39.22	45	0.039
47	0	46	0.039
48	79	47	0.0455
49	384.7	48	0.039
50	384.7	49	0.052
51	40.5	50	0.052
52	3.6	51	0.039
53	4.35	52	0.052
54	26.4	53	0.052
55	24	54	0.0455
56	0	55	0.039
57	0	56	0.052
58	0	57	0.039
59	100	58	0.052
60	0	59	0.0455
61	1244	60	0.039
62	32	61	0.052

63	0	62	0.039
64	227	63	0.039
65	59	64	0.0455
66	18	65	0.0455
67	18	66	0.039
68	28	67	0.039
69	28	68	0.0455

PRILOG II

	5	
Čvor	Snaga TS	Broj potrošača
4	160	107
6	160	95
8	160	46
10	100	110
12	250	49
14	50	7
15	100	57
17	160	43
19	100	37
21	100	13
23	50	21
25	160	60
26	160	50
28	160	12
29	160	27
31	100	33
33	160	25
34	250	32

Tabela I: Podaci o TS na izvodu Mrkojevići

		5	
Dionica	Dužina [km]	Dionica	Dužina [km]
B ₁	0.77	B ₁₈	0.02
B ₂	0.5	B ₁₉	0.45
B ₃	0.15	<i>B</i> ₂₀	0.26
B ₄	0.5	B ₂₁	0.63
B ₅	0.7	B ₂₂	0.63
B ₆	0.41	B ₂₃	0.79
B ₇	1.11	B ₂₄	0.04
B ₈	0.8	B ₂₅	1.17
B 9	0.5	B ₂₆	0.7
<i>B</i> ₁₀	0.97	B ₂₇	0.68
B ₁₁	0.85	B ₂₈	1.6
<i>B</i> ₁₂	0.52	B ₂₉	1.14
B ₁₃	0.47	B ₃₀	0.45
<i>B</i> ₁₄	1.12	B ₃₁	1.12
B ₁₅	0.52	B ₃₂	1.24
B ₁₆	0.845	B ₃₃	1.12
<i>B</i> ₁₇	0.99		

Tabela II: Podaci o dužini dionica izvoda Mrkojevići

PRILOG III

Redni broj kvara	Tip	Opis
1	Ispad	Prekostrujna zaštita
2	Ispad	Prekostrujna zaštita
3	Isključenje-nesimetrija	Zamjena VNO
4	Isključenje-nesimetrija	Zamjena VNO
5	Ispad	Prekostrujna zaštita
6	Ispad	Zamjena VNO
7	Ispad	Prekostrujna zaštita
8	Ispad	Prekostrujna zaštita
9	Ispad	Prekostrujna zaštita
10	Isključenje-predhavarija	Podizanje palog DV užeta
11	Ispad	Djelovao APU
12	Ispad	Djelovao APU
13	Ispad	Djelovao APU
14	Ispad	Djelovao APU
15	Ispad	Djelovao APU
16	Ispad	Djelovao APU
17	Ispad	Djelovao APU
18	Ispad	Djelovao APU
19	Ispad	Djelovao APU
20	Isključenje-nesimetrija	Zamjena VNO
21	Isključenje-nesimetrija	Zamjena VNO
22	Ispad	Djelovao APU
23	Ispad	Prekostrujna zaštita
24	Ispad	Prekostrujna zaštita
25	Ispad	Djelovao APU
26	Ispad	Kratkospojna zaštita
27	Ispad	Kratkospojna zaštita
28	Ispad	Kratkospojna zaštita
29	Ispad	Djelovao APU
30	Ispad	Djelovao APU

Tabela I: Podaci o kvarovima za 2021. godinu

31	Ispad	Djelovao APU
32	Ispad	Kratkospojna zaštita
33	Ispad	Kratkospojna zaštita
34	Isključenje-pred	lhavarija Zamjena dotrajalog stuba
35	Ispad	Djelovao APU
36	Ispad	Prekostrujna zaštita
37	Ispad	Prekostrujna zaštita
38	Ispad	Zemljospojna zaštita
39	Ispad	Prekostrujna i kratkospojna
		zaštita
40	Ispad	Djelovao APU
41	Ispad	Djelovao APU
42	Isključenje-nes	imetrija Zamjena VNO
43	Ispad	Prekostrujna zaštita
44	Ispad	Djelovao APU
45	Isključenje-nes	imetrija Zamjena VNO
46	Ispad	Djelovao APU
47	Ispad	Djelovao APU
48	Ispad	Djelovao APU
49	Ispad	Usmjerena zemljospojna
		zaštita
50	Ispad	Djelovao APU
51	Ispad	Djelovao APU
52	Isključenje-nes	imetrija Zamjena VNO
53	Ispad	APU prolazni zemljospoj
54	Ispad	Zemljospoj
55	Ispad	Zemljospoj
56	Ispad	Zemljospoj, požar u blizini
		DV
57	Ispad	APU prolazni zemljospoj
58	Ispad	APU prolazni zemljospoj
59	Ispad	Kratkospojna zaštita
60	Ispad	Zemljospojna zaštita
61	Ispad	Rad na DV užetu

62	Ispad	Zemljospojna zaštita
63	Ispad	Prekostrujna zaštita
		(nevrijeme)
64	Ispad	Prekostrujna zaštita
65	Ispad	Prekostrujna zaštita
66	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
67	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO

Tabela II: Podaci o trajanju i vrsti kvara za 2021. godinu

Redni broj kvara	Početak	Kraj	Vrsta prekida
1	7-01 2:45	7-01 7:24	Trajan
2	8-01 9:59	8-01 10:12	Trajan
3	14-01 10:54	14-01 11:07	Trajan
4	14-01 11:21	14-01 11:38	Trajan
5	21-01 4:43	21-01 6:15	Trajan
6	21-01 10:08	21-01 10:15	Trajan
7	24-01 19:49	24-01 20:07	Trajan
8	24-01 22:33	24-01 22:53	Trajan
9	24-01 23:01	24-01 23:20	Trajan
10	24-01 23:21	25-01 8:50	Trajan
11	24-01 20:12	24-01-20:13	Prolazan
12	24-01 21:58	24-01 21:59	Prolazan
13	24-01 22:03	24-01 22:04	Prolazan
14	24-01 22:06	24-01 22:07	Prolazan
15	24-01 22:08	24-01 22:09	Prolazan
16	24-01 22:10	24-01 22:11	Prolazan
17	24-01 22:16	24-01 22:17	Prolazan
18	24-01 22:24	24:01 22:25	Prolazan
19	24-01 22:28	24-01 22:29	Prolazan
20	26-01 11:20	26-01 11:44	Trajan
21	26-01 12:17	26-01 12:23	Trajan
22	29-01 21:27	29-01 21:28	Prolazan
23	29-01 21:49	29-01 22:17	Trajan
24	29-01 22:43	30-01 11:16	Trajan

25	25-01 8:38	25-01 8:47	Trajan
26	25-01 17:52	25-01 18:06	Trajan
27	25-01 18:09	25-01 18:15	Trajan
28	25-01 18:23	25-01 18:36	Trajan
29	25-01 19:07	25-01 19:09	Prolazan
30	25-01 19:16	25-01 19:17	Prolazan
31	25-01 21:23	25-01 21:25	Prolazan
32	25-01 21:55	25-01 21:57	Prolazan
33	25-01 9:58	25-01 10:10	Trajan
34	4-02 8:12	4-02 10:30	Trajan
35	7-02 20:39	7-02 21:16	Trajan
36	8-02 12:16	8-02 12:44	Trajan
37	9-02 11:50	9-02 11:53	Prolazan
38	9-02 15:05	9-02 16:22	Trajan
39	9-02 12:19	9-02 12:20	Prolazan
40	10-02 20:05	10-02 20:06	Prolazan
41	15-02 9:17	15-02 10:34	Trajan
42	11-03 8:59	11-03 9:06	Trajan
43	3-04 20:04	3-04 20:41	Trajan
44	21-05 17:34	21-05 17:35	Prolazan
45	14-06 10:07	14-06 10:29	Trajan
46	10-06 8:03	10-06 8:04	Prolazan
47	14-06 2:50	14-06 2:51	Prolazan
48	14-06 3:13	14-06 3:14	Prolazan
49	14-06 11:58	14-06 12:04	Trajan
50	16-06 2:59	16-06 3:00	Prolazan
51	16-06 12:06	16-06 12:07	Prolazan
52	27-07 12:08	17-07 12:20	Trajan
53	7-08 0:19	7-08 0:20	Prolazan
54	12-08 12:30	12-08 12:56	Trajan
55	12-08 13:39	12-08 13:44	Trajan
56	12-08 13:50	12-08 19:30	Trajan
57	20-08 20:58	20-08 20:59	Prolazan
58	21-08 21:55	21-08 21:56	Prolazan
59	28-08 23:16	28-08 23:56	Trajan
----	-------------	-------------	----------
60	20-10 9:39	20-10 10:48	Trajan
61	20-10 13:16	20-10 14:20	Trajan
62	17-11 19:05	17-11 19:37	Trajan
63	27-11 17:51	27-11 18:25	Trajan
64	5-12 22:06	5-12 22:32	Trajan
65	5-12 22:40	2-12 22:41	Prolazan
66	6-12 9:32	6:12 9:45	Trajan
67	13-12 10:18	13-12 10:41	Trajan

Tabela III: Podaci o kvarovima za 2022. godinu

Redni broj kvara	Tip	Opis
1	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
2	Ispad	Zemljospojna zaštita
3	Ispad	Prekostrujna zaštita
4	Ispad	Prekostrujna zaštita
5	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
6	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
7	Ispad	Prekostrujna zaštita
8	Ispad	Zemljospojna i prekostrujna
9	Isključenje-predhavarija	Izmještanje stuba
10	Isključenje-predhavarija	Zamjena VN Osigurača
11	Ispad	Prekostrujna zaštita,
		nevrijeme
12	Isključenje-predhavarija	Sanacija pokidanog mosta
13	Ispad	Prekostrujna i zemljospojna
	
14	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
15	Ispad	Djelovao APU
16	Ispad	Djelovao APU
17	Ispad	Djelovao APU
18	Ispad	Djelovao APU
19	Ispad	Djelovao APU
20	Ispad	Djelovao APU

21	Ispad	Djelovao APU
22	Ispad	Djelovao APU
23	Ispad	Djelovao APU
24	Ispad	Zemljospojna zaštita
25	Ispad	Prekostrujna zaštita
26	Ispad	Zemljospojna zaštita
27	Ispad	Prekostrujna
28	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
29	Ispad	Zemljospojna zaštita
30	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
31	Ispad	Usled uključenja dovoda
31	Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV
31 32	Ispad Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV Djelovao APU
31 32 33	Ispad Ispad Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV Djelovao APU Zemljospojna zaštita
31 32 33 34	Ispad Ispad Ispad Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV Djelovao APU Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita
31 32 33 34 35	Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV Djelovao APU Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita
31 32 33 34 35 36	Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV Djelovao APU Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita
31 32 33 34 35 36 37	Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV Djelovao APU Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita
31 32 33 34 35 36 37 38	Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad Ispad	Usled uključenja dovoda 35kV Djelovao APU Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita Zemljospojna zaštita

Tabela IV: Podaci o trajanju i vrsti kvara za 2022. godinu

Redni broj kvara	Početak	Kraj	Vrsta prekida
1	7-02 15:49	7-02 16:05	Trajan
2	7-02 18:11	7-02 18:56	Trajan
3	7-02 19:19	7-02 19:31	Trajan
4	7-02 20:05	8-02 12:15	Trajan
5	3-04 9:51	3-04 10:05	Trajan
6	3-04 10:53	3-04 11:08	Trajan
7	12-04 13:21	12-04 14:40	Trajan
8	14-05 4:39	14-05 7:08	Trajan
9	6-06 9:33	6:06 11:34	Trajan
10	8-06 11:38	8-06 11:50	Trajan
11	9-06 12:05	9-06 12:58	Trajan

12	9-06 18:30	9-06 19:04	Trajan
13	18-06 22:25	18-06 23:07	Trajan
14	19-06 10:09	19-06 10:39	Trajan
15	9-07 3:56	9-07 3:57	Prolazan
16	9-07 4:30	9-07 4:31	Prolazan
17	9-07 4:39	9-07 4:40	Prolazan
18	9-07 4:53	9-07 4:54	Prolazan
19	9-07 5:05	9-07 5:06	Prolazan
20	9-07 5:10	9-07 5:11	Prolazan
21	9-07 5:11	9-07 5:12	Prolazan
22	9-07 5:12	9-07 6:29	Trajan
23	10-09 2:51	10-09 2:52	Prolazan
24	26-09 13:14	16-09 13:33	Trajan
25	26-09 13:59	26-09 14:44	Trajan
26	26-09 21:58	26-09 22:40	Trajan
27	12-10 21:29	12-10 21:48	Trajan
28	21-10 16:55	21:10 17:29	Trajan
29	23-10 2:37	23-10 3:33	Trajan
30	24-10 15:57	24-10 16:50	Trajan
31	2-11 4:22	2-11 4:37	Trajan
32	12-11 13:49	12-11 13:50	Prolazan
33	18-11 12:35	15-11 13:35	Trajan
34	18-11 13:50	18-11 13:53	Prolazan
35	18-11 14:15	18-11 14:17	Prolazan
36	18-11 14:19	18-11 14:21	Prolazan
37	18-11 15:24	18-11 15:59	Trajan
38	18-11 15:59	18-11 16:02	Prolazan
39	20-11 7:23	20-11 8:19	Trajan

Redni broj kvara	Тір	Opis
1	Isključenje-predhavarija	Podizanje drvenog stuba
2	Isključenje-predhavarija	Saniranje naponskog mosta
		na DV
3	Isključenje-predhavarija	Zamjena VN osigurača
4	Ispad	Kratkospojna i zemljospojna
		zaštita
5	Ispad	Kratkospojna i zemljospojna
		zaštita
6	Ispad	Kratkospojna i zemljospojna
		zaštita
7	Ispad	Kratkospojna i zemljospojna
		zaštita
8	Ispad	Kratkospojna i zemljospojna
		zaštita
9	Ispad	Djelovao APU
10	Isključenje-predhavarija	Sanacija mosta na 10kV DV
11	Ispad	Zemljospojna zaštita
12	Ispad	Zemljospojna zaštita
13	Ispad	Zemljospojna zaštita
14	Ispad	Zemljospojna zaštita
15	Ispad	Zemljospojna zaštita
16	Ispad	Zemljospojna zaštita
17	Ispad	Prekostrujna zaštita
18	Ispad	Prekostrujna zaštita
19	Isključenje-predhavarija	Zamjena VNO
20	Ispad	Zemljospojna zaštita
21	Ispad	Zemljospojna zaštita
22	Isključenje-predhavarija	Usled reagovanja
		zemljospojne zaštite zamjena
		izolatora na trasi DV
23	Isključenje-predhavarija	Zamjena i podizanje stubova
24	Ispad	Zemljospojna zaštita

Tabela V: Podaci o kvarovima za 2023. godinu

25	Ispad	Zemljospojna zaštita
26	Otklanjanje kvara	Zamjena VNO
27	Ispad	Zemljospojna zaštita
28	Otklanjanje kvara	Zamjena izolatora
29	Otklanjanje kvara	Ispitivanje trafoa na STS,
		podizanje palih užadi

Tabela VI: Podaci o trajanju i vrsti kvara za 2023. godinu

Redni broj kvara	Početak	Kraj	Vrsta prekida
1	19-01 12:32	19-01 12:59	Trajan
2	26-01 13:30	26-01 13:49	Trajan
3	26-01 15:24	26-01 15:57	Trajan
4	1-02 9:17	1-02 14:59	Trajan
5	3-02 9:11	3-02 14:08	Trajan
6	4-02 17:05	4-02 18:08	Trajan
7	4-02 18:17	4-02 18:18	Prolazan
8	4-02 18:21	4-02 18:26	Trajan
9	4-02 18:26	4-02 18:28	Prolazan
10	4-02 19:28	4-02 19:30	Prolazan
11	4-02 20:22	4-02 20:23	Prolazan
12	5-02 9:47	5-02 11:20	Trajan
13	12-02 11:35	12-02 12:24	Trajan
14	12-02 12:55	12-02 15:20	Trajan
15	12-02 17:50	12-02 19:21	Trajan
16	24-06 23:57	25-06 10:06	Trajan
17	1-07 19:29	1-07 21:12	Trajan
18	14-07 19:32	14-07 21:17	Trajan
19	27-07 1:06	27-07 2:36	Trajan
20	4-09 10:33	4-09 11:19	Trajan
21	25-09 9:12	25-09 11:09	Trajan
22	25-09 18:08	25-09 18:45	Trajan
23	26-09 9:35	26-09 13:29	Trajan
24	16-10 2:08	16-10 4:59	Trajan

25	31-10 17:53	31-10 18:20	Trajan
26	4-12 16:32	4-12 17:09	Trajan
27	7-12 5:35	7-12 6:32	Trajan
28	7-12 9:30	7-12 12:07	Trajan
29	30-12 11:18	30-12 13:48	Trajan