

Optimizacija postavki nadstrujne relejne zaštite aktivnih distribucijskih mreža uzimajući u obzir termičke krivulje šticećenih elemenata

Rojnić, Michele

Doctoral thesis / Disertacija

2023

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Rijeka, Faculty of Engineering / Sveučilište u Rijeci, Tehnički fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:190:707746>

Rights / Prava: [Attribution 4.0 International](#) / [Imenovanje 4.0 međunarodna](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-07-24**



Repository / Repozitorij:

[Repository of the University of Rijeka, Faculty of Engineering](#)



SVEUČILIŠTE U RIJECI
TEHNIČKI FAKULTET

Michele Rojnić

**OPTIMIZACIJA POSTAVKI
NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE
AKTIVNIH DISTRIBUCIJSKIH
MREŽA UZIMAJUĆI U OBZIR
TERMIČKE KRIVULJE ŠTIĆENIH
ELEMENTA**

DOKTORSKI RAD

Rijeka, 2023.

SVEUČILIŠTE U RIJECI
TEHNIČKI FAKULTET

Michele Rojnić

**OPTIMIZACIJA POSTAVKI
NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE
AKTIVNIH DISTRIBUCIJSKIH
MREŽA UZIMAJUĆI U OBZIR
TERMIČKE KRIVULJE ŠTIĆENIH
ELEMENATA**

DOKTORSKI RAD

Mentor: Izv. prof. dr. sc. Rene Prenc

Rijeka, 2023.

UNIVERSITY OF RIJEKA
FACULTY OF ENGINEERING

Michele Rojnić

**OPTIMIZATION OF OVERCURRENT
PROTECTION RELAY SETTINGS IN
ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS
CONSIDERING THERMAL STRESS
CURVES OF PROTECTED ELEMENTS**

DOCTORAL DISSERTATION

Rijeka, 2023.

Mentor: Izv. prof. dr. sc. Rene Prenc, Sveučilište u Rijeci, Hrvatska, Tehnički fakultet

Doktorski rad obranjen je dana _____ na Tehničkom fakultetu Sveučilišta u Rijeci, pred povjerenstvom u sastavu:

1. Prof. dr. sc. Dubravko Franković, Tehnički fakultet, Sveučilište u Rijeci _____
2. Izv. prof. dr. sc. Vedran Kirinčić, Tehnički fakultet, Sveučilište u Rijeci _____
3. Izv. prof. dr. sc. Danijel Topić, Fakultet elektrotehnike, računarstva i _____
informatičkih tehnologija Osijek, Sveučilište u Osijeku

ZAHVALA

Prije svega, želim zahvaliti mojoj obitelji za podršku tijekom cijelog mog obrazovanja. Posebno zahvaljujem djevojci Mariji na potpori, razumijevanju i motivaciji kad je bilo najpotrebnije. Ovaj doktorski rad posvećujem njima.

Veliku zahvalu dugujem mentoru, izv. prof. dr. sc. Reneu Prencu, za svu pruženu pomoć i preneseno znanje tijekom mog doktorskog studija. Kao mentor, Rene je pružao stalnu podršku i vodstvo, uvijek pronalazeći vremena da odgovori na moja brojna pitanja. Također, hvala mu na konstantnom ohrabrivanju i korisnim savjetima koji su uvelike doprinijeli realizaciji ovog doktorskog rada.

SAŽETAK

Optimizacija vremena prorade nadstrujnih releja je tema povezana s koordinacijom nadstrujne relejne zaštite aktivnih distribucijskih mreža. Ispravno podešenje nadstrujnih releja i minimiziranje njihovog vremena prorade, uz zadržavanje selektivnosti, postaje ozbiljan izazov za operatore distribucijskih mreža diljem svijeta. Posljednjih godina, pasivni rad distribucijskih mreža je uvelike promijenjen priključenjem distribuiranih izvora električne energije. Stoga, zaštitne postavke svih postojećih i novih releja moraju se temeljito provjeriti prije priključenja novih proizvodnih jedinica jer doprinosi struje kvara mogu imati značajan utjecaj na rješavanje problema optimizacije nadstrujne relejne zaštite. Rješenje optimizacijskog problema obično se postiže minimiziranjem vremena prorade primarnih releja. Međutim, nije u potpunosti istraženo ima li lokacija nastanka kvara značajan učinak na ta ista rješenja. Stoga, u ovom doktorskom radu problem optimizacije nadstrujnih releja ispitan je s praktičnog gledišta kroz različite lokacije nastanka kratkog spoja. Također, predložena je nova metoda za optimizaciju postavki usmjerenih nadstrujnih releja u aktivnim distribucijskim mrežama s obzirom na termički ekvivalent struje kratkog spoja. Modificirani genetski algoritam koristi se kao optimizacijski algoritam kako bi se istovremeno minimiziralo vrijeme prorade primarnih releja i maksimizirala vremenska sigurnosna margina između prorade rezervnih releja i krivulje termičkog naprezanja njihovih odgovarajućih šticećenih elemenata. Drugim riječima, glavna optimizacijska funkcija cilja koja se minimizira je definirana kao zbroj vremena prorade svih primarnih releja i recipročnog zbroja termičkih vremena diskriminacije. Potonji dio je neophodan jer inženjer zaštite mora biti siguran da je vrijeme prorade rezervnog releja što dalje od krivulje termičkog naprezanja šticećenog elementa. Za svako rješenje, algoritam osigurava ispravnu koordinaciju između primarnih i rezervnih parova releja u cijeloj mreži. Simulacija je provedena za zatvorenu prstenastu petlju srednjenaponske distribucijske mreže, a rezultati su detaljno prikazani s više različitih aspekata kako bi se pokazala učinkovitost predloženog pristupa. Glavna prednost ovog optimizacijskog algoritma je da pokazuje može li postojeći zaštitni sustav sigurno raditi ispod krivulja termičkog naprezanja šticećenih elemenata ili su potrebne dodatne mjere zaštite. Zaključno, ispitan je utjecaj promjene konfiguracije distribucijske elektroenergetske mreže na optimalne postavke nadstrujne relejne zaštite.

Ključne riječi: nadstrujni relej, koordinacija, vremenska postavka releja, strujna postavka releja, vremenski interval koordinacije, sigurnosna margina, optimizacija.

ABSTRACT

Overcurrent relays optimization is a topic associated with the coordination of overcurrent relay protection in active distribution networks. Proper settings of overcurrent relays and minimizing their operating time, while maintaining selectivity, become significant challenges for distribution network operators worldwide. Lately, the passive operation of distribution networks has been greatly altered by the integration of distributed energy resources. Therefore, the protective settings of all existing and new relays must be thoroughly verified before connecting new generation units since contribution fault current can have a significant impact on addressing the optimization problem of overcurrent relay protection. The solution to the optimization problem is typically achieved by minimizing the operating time of primary relays. However, it has not been fully explored whether the fault location has a significant effect on these solutions. Therefore, this doctoral thesis examines the optimization problem of overcurrent relays from a practical perspective through different fault locations. Additionally, a new method is proposed to optimize the settings of directional overcurrent relays in active distribution networks considering the thermal equivalent of short-circuit current. A modified genetic algorithm is employed as the optimization algorithm to simultaneously minimize the operating time of primary relays and maximize the time safety margin between the operation of backup relays and the thermal stress curve of their corresponding protected elements. In other words, the main objective optimization function to be minimized is defined as the sum of the operating times of all primary relays and the sum of the reciprocals of thermal discrimination times. The latter part is necessary as the protection engineer needs to ensure that the operating time of the backup relay is far enough from the thermal stress curve of the protected element. For each solution, the algorithm ensures proper coordination between primary and backup relay pairs throughout the network. Simulation is conducted for a closed-loop radial medium-voltage distribution network, and the results are presented in detail from multiple perspectives to demonstrate the effectiveness of the proposed approach. The main advantage of this optimization algorithm is that it can indicate whether the existing protective system can operate safely below the thermal stress curves of the protected elements or if additional protection measures are required. In conclusion, the impact of changes in the configuration of the distribution power network on the optimal settings of overcurrent relay protection has been investigated.

Key words: overcurrent relay, coordination, time multiplier setting, plug setting, coordination time interval, safety margin, optimization.

SADRŽAJ

ZAHVALA.....	i
SAŽETAK.....	ii
ABSTRACT.....	iii
1. UVOD	1
1.1 Motivacija za istraživanje.....	1
1.2 Ciljevi i hipoteze istraživanja	2
1.3 Izvorni znanstveni doprinosi	4
1.4 Metodologija istraživanja i struktura doktorskog rada.....	4
2. PREGLED DOSADAŠNJIH ISTRAŽIVANJA.....	7
2.1 Primjeri korištenih optimizacijskih algoritama	7
2.2 Koncept adaptivne zaštite.....	8
2.3 Primjeri funkcija cilja optimizacijskog problema	9
3. ZAŠTITA AKTIVNIH DISTRIBUCIJSKIH MREŽA	15
3.1 Nadstrujna relejna zaštita.....	15
3.2 Utjecaj distribuiranih izvora električne energije na podešenje relejne zaštite distribucijskih elektroenergetskih mreža.....	24
3.3 Petljasti pogon prstenaste i povezne distribucijske elektroenergetske mreže	32
4. OSNOVNA FORMULACIJA I PRIKAZ PROBLEMA OPTIMIZACIJE POSTAVKI NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE	37
4.1 Postavke inverzne nadstrujne zaštite distribucijskih mreža	38
4.2 Koordinacijsko ograničenje između primarnog i rezervnog releja	39
4.3 Ograničenja postavke TMS	42
4.4 Ograničenja postavke PS	42
4.5 Model prostora pretraživanja postavki nadstrujnih releja	43
5. RAZVIJENI ALGORITAM ZA KOORDINACIJU NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE U AKTIVNIM DISTRIBUCIJSKIM MREŽAMA	47

5.1	Osnovni koncept razvijenog algoritma.....	47
5.2	Metoda proračuna struje kratkog spoja	47
5.2.1	Algoritam za formiranje matrice impedancija čvorišta.....	48
5.2.2	Korištenje matrice impedancija čvorišta	55
5.3	Parametri genetskog algoritma	57
5.3.1	Način zapisivanja varijabli	57
5.3.2	Veličina populacije.....	58
5.3.3	Inicijalizacija početne populacije rješenja.....	58
5.3.4	Evaluacija funkcije cilja	58
5.3.5	Selekcija	58
5.3.6	Križanje	59
5.3.7	Mutacija.....	60
5.3.8	Elitizam	60
5.3.9	Zaustavljanje algoritma	61
6.	MODEL AKTIVNE DISTRIBUCIJSKE ELEKTROENERGETSKE MREŽE.....	62
7.	UTJECAJ TERMIČKIH KRIVULJA ŠTIĆENIH ELEMENATA PRI ISPRAVNOJ KOORDINACIJI NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE.....	65
7.1	Ispitivanje utjecaja lokacije nastanka kratkog spoja na podešavanje postavki nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama	65
7.1.1	Funkcija cilja	66
7.1.2	Primjena razvijenog optimizacijskog algoritma.....	68
7.1.3	Testni slučaj 1.....	70
7.1.4	Testni slučaj 2.....	74
7.1.5	Usporedba rezultata.....	77
7.2	Sigurnosna margina	82
7.3	Funkcija cilja	84
7.4	Primjena razvijenog optimizacijskog algoritma	86
7.5	Rezultati.....	89

8. ANALIZA OSJETLJIVOSTI OPTIMALNIH POSTAVKI NADSTRUJNIH RELEJA PRI PROMJENI KONFIGURACIJE DISTRIBUCIJSKE MREŽE	94
8.1 Promjena konfiguracije distribucijskih mreža	94
8.2 Isključen vod (1)	96
8.3 Isključen vod (3)	101
8.4 Isključen vod (8)	105
9. ZAKLJUČAK	109
POPIS REFERENCI	112
POPIS KRATICA	122
POPIS SIMBOLA	123
POPIS SLIKA	125
POPIS TABLICA	128
ŽIVOTOPIS	130
POPIS OBJAVLJENIH RADOVA	131

1. UVOD

1.1 Motivacija za istraživanje

Ubrzano širenje distribucijske elektroenergetske mreže uzrokovano povećanom potražnjom potrošača i instaliranom snagom proizvođača, te njihovom potrebom za sve pouzdanijom uslugom koja je usklađena s regulatornim zahtjevima, uvelike doprinosi snažnom razvoju zaštite distribucijskog elektroenergetskog sustava. Ulaganje u zaštitne tehnologije i uređaje vrlo je važno kako bi se postigla određena razina pouzdanosti i kvalitete opskrbe električnom energijom. Različite konfiguracije distribucijske mreže s vlastitim konceptom koordinacije relejne zaštite imaju svoje jedinstvene prednosti i nedostatke [1], što znači da svaki dio distribucijskog elektroenergetskog sustava mora biti pravilno zaštićen kako bi se izbjegao prekid napajanja i njegove posljedice u pogledu kvara i oštećenja opreme [2].

Svrha relejne zaštite je isključiti dio mreže u slučaju kvara, primjerice kratkog spoja, i spriječiti njegov utjecaj na ostatak elektroenergetskog sustava [3]. Budući da je cilj da što veći broj potrošača ne bude pogođen prekidom napajanja u kvarnom dijelu mreže, releji se moraju postaviti međusobno koordinirano. Ispravna koordinacija releja vrlo je važna za elektroenergetski sustav budući da njezino neispravno izvođenje može imati ozbiljne posljedice kao što su prekidi napajanja, oštećenja opreme i kvarovi u transformatorskim stanicama.

U srednjenaponskim (SN) distribucijskim mrežama jedna od osnovnih strategija zaštite je nadstrujna relejna zaštita ($I>$), dok se u niskonaponskim (NN) distribucijskim mrežama kao glavna zaštita koriste osigurači [4]. Nadstrujni relej koristi se kao glavni zaštitni uređaj zbog toga što je povećana struja jedan od glavnih indikatora kvarnog stanja u sustavu [5]. Relativno lako ga je integrirati u postojeće numeričke releje, koji sadrže objedinjene i ostale vrste zaštite (naponska, frekventna, itd.), što znači da nema potrebe za nabavkom novih i, posljedično, skupljih zaštitnih uređaja. S druge strane, u prijenosnim visokonaponskim (VN) elektroenergetskim mrežama nadstrujni relej se koristi samo kao rezervna zaštita, dok se distantni relej koristi kao primarna zaštita elektroenergetskih vodova. Međutim, distantni releji se obično ne koriste u distribucijskim mrežama jer je, zbog znatno manje dužine distribucijskih vodova u odnosu na prijenosne, mnogo teže detektirati udaljenost mjesta kvara od navedenih releja. Uz to, oni predstavljaju i znatno skuplje rješenje u usporedbi s korištenjem standardnih nadstrujnih releja [5]. Stoga je koordinacija nadstrujne relejne zaštite u distribucijskoj mreži vrlo važan zadatak za inženjera relejne zaštite.

U slučaju nastanka metalnog međufaznog kratkog spoja u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži, iznos struje se drastično povećava u odnosu na nazivnu struju elemenata kojima ona teče [6]. Nadstrujni relej (u daljnjem tekstu relej) mjeri struju kvara i uspoređuje je s unaprijed definiranim vrijednostima praga. Kada razina struje poraste iznad praga, relej izdaje signal za isključivanje nakon unaprijed definirane vremenske odgode, a odgovarajući prekidač otvara svoje kontakte i izolira područje (zonu) s kvarom.

Kako bi ispravno pristupili odabiru postavki zaštitnih uređaja, inženjeri zaštite moraju najprije provesti analizu struja kratkog spoja i tokova snaga u distribucijskoj mreži s ciljem da se dobiju točni ulazni podaci za koordinaciju relejne zaštite [7]. Korištenje programskih paketa (Neplan, DIgSilent PowerFactory, CYME, ETAP, itd.) uvelike olakšava taj posao, jer omogućava ne samo izvršavanje navedenih proračuna, već i podešenje zaštitnih releja, a na temelju ugrađenih knjižnica proizvođača relejne opreme (ABB, Siemens, itd.). Međutim, za potrebe optimizacije postavki releja, navedeni programski paketi ne pružaju znatnu pomoć, budući da u sebi (za sada) nemaju ugrađene algoritme niti module kojima se taj problem rješava. Sumarno, koordinacijske sheme moraju osigurati pouzdanost, selektivnost, osjetljivost i zahtijevanu brzinu odziva zaštitnih releja.

1.2 Ciljevi i hipoteze istraživanja

Ciljevi istraživanja ovog doktorskog rada mogu se okarakterizirati kao:

- Razvoj algoritma za optimizaciju postavki nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim elektroenergetskim mrežama,
- Izrada nove metodologije optimizacije postavki nadstrujne relejne zaštite, primjenjive u aktivnim distribucijskim elektroenergetskim mrežama,
- Ispitivanje utjecaja promjene konfiguracije distribucijske elektroenergetske mreže na postavke nadstrujne relejne zaštite.

Prvi cilj predstavlja razvoj algoritma za optimizaciju postavki nadstrujne relejne zaštite kako bi se osigurala brza, selektivna i pouzdana detekcija i isključenje kvarnih dijelova aktivne distribucijske mreže.

Drugi cilj odnosi se na razvoj nove metodologije za optimizaciju postavki nadstrujne relejne zaštite koja će omogućiti minimalno vrijeme prorade primarnih releja uz istovremeno smanjenje rizika od nastanka štete na šticećenom elementu uslijed utjecaja termičkih struja kratkih spojeva. Optimizacija postavki relejne zaštite minimizirat će vrijeme prorade releja

nakon detekcije kvara što će omogućiti bolje upravljanje distribucijskom mrežom i povećati pouzdanost i učinkovitost zaštite. Također, ovaj cilj odnosi se i na unaprjeđenje selektivnosti i osjetljivosti relejne zaštite što znači da će releji biti u stanju precizno detektirati kvarove i isključiti samo one dijelove distribucijske mreže koji su zaista pogođeni kvarom, smanjujući vjerojatnost pogrešnih isključenja ili nemogućnosti detektiranja kvarova. Dakako, posebna pozornost bit će posvećena integraciji distribuiranih izvora električne energije u distribucijske mreže, što zahtijeva prilagodbu relejne zaštite kako bi se osigurala sigurnost mreže. Stoga, postavke relejne zaštite moraju biti podešene da uzmu u obzir priključenje distribuiranih izvora i s time povezanih izazova, osiguravajući njihovu sigurnu i pouzdanu integraciju u distribucijski elektroenergetski sustav.

Treći se cilj odnosi na ispitivanje utjecaja promjene topološke konfiguracije distribucijske mreže do koje može doći uslijed planiranih pogonskih manipulacija radi potreba održavanja ili uslijed kvarova u mreži. Dakle, cilj je testirati ispravnost podešenja nadstrujne relejne zaštite, odnosno hoće li podešeni releji s već optimiziranim postavkama osigurati pouzdanu zaštitu od termičkih naprezanja i za slučaj promjene mrežnih konfiguracija.

Hipoteze ovog doktorskog rada su:

- Razvojem algoritma za problem optimizacije postavki nadstrujne relejne zaštite s uključenjem termičkih krivulja šticećenih elemenata unaprijedit će se strategija zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama.
- Izradom nove metodologije podešenja nadstrujne relejne zaštite postaviti će se model koji osigurava pouzdanu zaštitu za šticećene elemente mreže uz optimalno vrijeme prorade primarnih releja.

Slijedom postavljenih hipoteza potrebno je razviti optimizacijski algoritam koji će zadovoljiti sve karakteristike ispravne koordinacije nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama. Izradom nove metodologije definirat će se optimalno podešenje nadstrujne relejne zaštite što će dovesti do minimalnih vremena prorade svih primarnih releja u aktivnoj distribucijskoj mreži i osiguranja kako neće doći do oštećenja šticećenog elementa uslijed utjecaja termičkih struja kratkih spojeva.

1.3 Izvorni znanstveni doprinosi

Znanstveno istraživanje provedeno u ovom doktorskom radu predstavlja doprinos u izazovnom i tehnički zahtjevnom području optimizacije postavki nadstrujne relejne zaštite, s konačnim ciljem osiguranja ispravnog funkcioniranja distribucijskog elektroenergetskog sustava. Potonje podrazumijeva brzu lokalizaciju kvarova i osiguranje šticećenih elemenata od oštećenja uslijed presporog djelovanja relejne zaštite. Ovaj doktorski rad sadrži sljedeće znanstvene doprinose:

- metoda optimizacije postavki nadstrujne relejne zaštite aktivne distribucijske mreže sa simultanim ciljem minimizacije vremena prorade primarnih releja i maksimizacije sigurnosne margine uvjetovane termičkom krivuljom šticećenih elemenata,
- model prostora pretraživanja postavki nadstrujne relejne zaštite za stohastičke algoritme optimizacije.

1.4 Metodologija istraživanja i struktura dokorskog rada

Doktorski rad napisan je u devet poglavlja od kojih svako poglavlje pojedinačno opisuje glavne dijelove istraživanja.

U prvom poglavlju dokorskog rada navedena je motivacija za istraživanje, ciljevi i hipoteze istraživanja, predstavljeni su znanstveni doprinosi dokorskog rada te je obrazložena metodologija istraživanja i struktura dokorskog rada.

U drugom poglavlju dokorskog rada dan je detaljan pregled dosadašnjih istraživanja s posebnim osvrtom na korištene funkcije cilja u rješavanju optimizacijskog problema podešavanja postavki nadstrujne relejne zaštite. U pregledu funkcija cilja opisan je prostor rješenja koje pretražuje svaka od prikazanih funkcija cilja te je dano autorovo mišljenje o istima. Posebno je istaknut i koncept adaptivne zaštite, zajedno sa svojim prednostima i potencijalnim izazovima.

U trećem poglavlju dokorskog rada opisuje se nadstrujna relejna zaštita distribucijskih mreža te je prikazan njen koncept u europskoj praksi i uspoređen s, poprilično drugačijim, konceptom zaštite u većini znanstveno-istraživačkih radova. U nastavku poglavlja, opisuje se utjecaj distribuiranih izvora na postavke nadstrujne relejne zaštite distribucijskih elektroenergetskih mreža. Predstavljen je pregled potencijalno opasnih situacija koje mogu nastati uslijed priključenja distribuiranih izvora električne energije na distribucijsku mrežu. Poglavlje je zaključeno osvrtom na različite topologije i vrste pogona distribucijskih

elektroenergetskih mreža s ciljem utvrđivanja zašto se u radu koristi pogonski i topološki prstenasta konfiguracija mreže.

U četvrtom poglavlju doktorskog rada opisan je optimizacijski problem podešavanja postavki nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama. Isto tako, predstavljena je osnovna funkcija cilja kao i pripadajuća ograničenja optimizacijskog problema. Opisana je karakteristika inverznog nadstrujnog releja i njene glavne, vremenske i strujne, postavke. Zaključno, dan je detaljan opis modela prostora pretraživanja rješenja za ovaj optimizacijski problem.

U petom poglavlju doktorskog rada prikazan je koncept razvijenog optimizacijskog algoritma i opisani su njegovi glavni parametri. Također, detaljno je opisan razvijeni algoritam za proračun struje kratkog spoja u distribucijskim mrežama, temeljen na formiranju matrice impedancija čvorišta.

U šestom poglavlju doktorskog rada prikazan je model distribucijske mreže na kojem se provodi testiranje hipoteza rada i predloženog optimizacijskog postupka podešavanja postavki nadstrujne relejne zaštite. Dani su ulazni podaci modelirane distribucijske elektroenergetske mreže, te su izračunate struje kratkog spoja za slučaj njegovog promatranja na početku i na kraju svakog šticećenog elementa (voda).

U sedmom poglavlju doktorskog rada najprije se ispituje utjecaj lokacije nastanka kratkog spoja na optimizaciju postavki nadstrujne relejne zaštite. Provodi se testiranje za dva karakteristična slučaja, pri čemu su prikazani i elaborirani rezultati za svaki slučaj, s ciljem definiranja koji će se kratki spoj promatrati prilikom optimizacije vremena prorade primarnih releja. U nastavku poglavlja ispituje se utjecaj termičke struje kratkog spoja na optimizaciju postavki nadstrujne relejne zaštite. Uveden je pojam sigurnosna vremenska margina i detaljno je objašnjeno što ista predstavlja, te zašto je od iznimne važnosti za proučavani optimizacijski problem. Ovdje je cilj osigurati šticećene elemente od prespore prorade rezervnih releja, iako su ispravno koordinirani u odnosu na primarne releje. Konačno, prikazani su rezultati novog optimizacijskog postupka i poglavlje je zaokruženo komentarom i kritičkim osvrtom na iste.

U osmom poglavlju doktorskog rada analizirana je ispravnost i univerzalnost primjene dobivenih rezultata optimizacijskih varijabli za podešenje nadstrujne relejne zaštite u slučaju promijenjene mrežne konfiguracije. Ista se može dogoditi uslijed planiranih održavanja elemenata u mreži, ili uslijed prethodnog kvara koji još nije uklonjen. U ovom slučaju nova konfiguracija značit će i prijelaz iz topološki i pogonski prstenaste mreže u topološki prstenastu,

a pogonski radijalnu mrežu. Analiza je provedena na tri karakteristična slučaja, s pripadnim kritičkim osvrtom na dobivene rezultate.

U devetom poglavlju doktorskog rada dan je zaključak provedenog istraživanja i prikazan je pregled daljnjih smjerova koji bi mogli unaprijediti koncept optimizacije relejne zaštite aktivnih distribucijskih mreža. Provedeno je razmatranje o dopuni funkcije cilja, te izmjeni optimizacijskih varijabli i konačno definiranju novih ulaznih mrežnih elemenata koji bi značajno mogli utjecati na krajnje rezultate optimizacije.

2. PREGLED DOSADAŠNJIH ISTRAŽIVANJA

2.1 Primjeri korištenih optimizacijskih algoritama

U literaturi su opisani različiti pristupi korišteni za optimizaciju postavki nadstrujne relejne zaštite u distribucijskim elektroenergetskim mrežama. U početcima, najčešće se primjenjivao pristup "pokušaja i pogrešaka" [8]. Međutim, takav pristup imao je nedostatke u vidu velikog broja iteracija i sporog konvergiranja ka rješenju. Kako bi se riješio problem, predložen je pristup temeljen na topološkoj analizi distribucijske mreže [9], [10] koji je zahtijevao manji broj iteracija da bi se dostiglo prikladno rješenje. Primjenom pristupa temeljenog na topološkoj analizi, globalna optimalna vrijednost optimizacijskih varijabli (globalni optimum) nije mogla biti osigurana. Upravo iz tog razloga, u kasnijim istraživanjima, predložene su različite optimizacijske tehnike za rješavanje problema optimizacije postavki releja. Konvencionalne optimizacijske tehnike zasnovane na linearnom programiranju (LP) poput simplex metode [11], dvofazne simplex metode [12] i dvostruke simplex metode [13] pokazale su se kao brze i jednostavne, ali korisne samo u slučaju linearne optimizacije. Ukoliko se problem optimizacije postavki releja promatrao kao nelinearan problem, predložene su tehnike nelinearnog programiranja (NLP), poput sekvencijalnog kvadratnog programiranja [14] i tehnike pretraživanja nasumičnih rješenja i gradijenta [15] za prevladavanje ograničenja tehnika temeljenih na LP. NLP tehnike pokazale su bolju učinkovitost u rješavanju ovog optimizacijskog problema u usporedbi s LP temeljenim tehnikama. Međutim, za obje konvencionalne optimizacijske tehnike, LP i NLP, postojala je mogućnost da zapnu u lokalnom minimumu i ne uspiju postići globalni optimum funkcije cilja. Također, brzina konvergencije takvih optimizacijskih algoritama usporavala se s povećanjem promatranog distribucijskog sustava, budući da se u tom slučaju povećavao i broj optimizacijskih varijabli.

Posljednjih godina, uporaba heurističkih i prirodom nadahnutih algoritama kao što su genetski algoritam (GA) [16], nedominirajući sortirajući genetski algoritam-II [17], GA-NLP [18], neizraziti GA [19], algoritam tražitelja [20], optimizacija temeljena na podučavanju [21], informativni diferencijalni algoritam evolucije [22], kaotična diferencijalna evolucija [23], umjetni roj pčela [24], optimizacija temeljena na biogeografiji [25], hibridni gravitacijski algoritam i sekvencijsko kvadratno programiranje [26], algoritam traženja ptice kukavice [27], hibridni roj čestica-gravitacijski algoritam [28], algoritam traženja simbiotskih organizama [29], modificirana optimizacija elektromagnetskog polja [30], poboljšani optimizator sivog vuka [31], optimizacija mrav-lav [32], algoritam svjetlećih čestica [33], hibridni algoritam

optimizacije kitova [34], kombinirano programiranje s cjelobrojnim rješenjima [35], modificirani algoritam vodnog ciklusa [36], opozicijski Jaya algoritam [37] i sinus-kosinus algoritam [38], uspješno je primijenjena za rješavanje optimizacijskog problema podešavanja postavki releja. Ovi heuristički i evolucijski optimizacijski pristupi pokazali su bolje performanse u postizanju globalnog optimuma u usporedbi s tradicionalnim metodama pokušaja i pogrešaka, te topološkim i konvencionalnim LP i NLP algoritmima. Međutim, većina heurističkih i evolucijskih algoritama zahtijeva više vremena za obradu podataka i suočava se s problemom rane konvergencije.

2.2 Koncept adaptivne zaštite

Jedan od novijih pravaca u rješavanju ovog optimizacijskog problema je adaptivna zaštita [39]. Adaptivna zaštita predstavlja integraciju elektroenergetskog sustava s naprednom komunikacijskom i upravljačkom tehnologijom. Uvelike se oslanja na opsežnu i pouzdanu komunikacijsku infrastrukturu kako bi izvršila svoju osnovnu zadaću, a to je dinamičko ažuriranje postavki zaštite u cijeloj distribucijskoj mreži [40].

U literaturi se kao glavni razlog za implementaciju adaptivne zaštite navodi taj što topologija distribucijske mreže zapravo nije konstantna u vremenu, te se u mreži događaju promjene koje rezultiraju različitim konfiguracijama [41]. Razlozi mogu biti neispravna pogonska stanja, planirano održavanje ili čak rekonfiguracija mreže u svrhu minimiziranja gubitaka snage i energije. To jednostavno znači da, u skladu s promjenjivom konfiguracijom mreže, postavke zaštitnih releja moraju biti ažurirane kako bi odgovarale sada promijenjenim okolnostima.

Implementacija navedenog koncepta adaptivne zaštite još se uvijek susreće s brojnim izazovima, prvenstveno zbog činjenice da instalacija komunikacijske infrastrukture (npr. polaganje optičkih kabela) zahtijeva značajne troškove za Operatore distribucijskih mreža (ODS). Iako su VN/SN transformatorske stanice (TS) uglavnom uključene u SCADA/DMS sustav (engl. *System Control And Data Acquisition/Distribution Management System*), male TS SN/NN samo su malim dijelom (najviše do 20 %) uključene u sustav daljinskog vođenja [42]. Stoga, implementacija koncepta adaptivne zaštite još nije održiva opcija za većinu ODS-ova zbog visokih troškova povezanih s izgradnjom komunikacijske infrastrukture. Također, u zadnje vrijeme javlja se opasnost od manipulacija postavkama relejne zaštite putem interneta, čime se dodatno komplicira navedeni problem i samim time zahtijevaju napori u razvoju adekvatne mrežne sigurnosti i zaštitnih protokola.

Uporaba adaptivne zaštite za problem optimizacije postavki releja otvara različita pitanja s izazovima koji su predstavljeni u [43], [44]. Minimiziranje vremena prorade releja popraćeno je kombinatornom eksplozijom, budući da su postavke releja promjenjive u vremenu zbog različitih topologija mreže. To znači da će svaki relej imati n broj postavki koje odgovaraju n broju odgovarajućih mrežnih konfiguracija. U ovom ogromnom prostoru rješenja teško je pronaći optimalno rješenje, tj. minimalno ukupno vrijeme prorade releja za svaku konfiguraciju mreže.

Stoga, poboljšanje postojećih metoda i heurističkih algoritama, zajedno s pravilnim otkrivanjem i izbjegavanjem suboptimalnih prostora rješenja, predstavlja ozbiljan izazov za provođenje teorijskog znanja u implementaciju adaptivne zaštite u praksi.

2.3 Primjeri funkcija cilja optimizacijskog problema

Do danas, od strane znanstvenika uložen je značajan napor za rješavanje problema optimizacije postavki releja. U gotovo svakom slučaju, glavni naglasak se stavlja na optimizaciju postavki svih releja u mreži tako da im se ukupno vrijeme prorade minimizira uz ispravnu koordinaciju između parova primarnih/rezervnih (P/R) releja. Međutim, problem koordinacije do danas nije u potpunosti riješen. Stoga, kako bi se doprinijelo istraživanjima na ovu temu, u ovom doktorskom radu istovremeno se obrađuju oba cilja, odnosno optimizacija postavki releja i koordinacija između parova P/R releja.

Glavni cilj rješavanja optimizacijskog problema je minimiziranje vremena prorade svih primarnih releja u promatranoj distribucijskoj mreži [45]. Nadalje, problem koordinacije parova P/R releja sastoji se od ispravnog određivanja njihovih postavki tako da im zaštitna funkcija bude zadovoljena pod zahtjevima kao što su selektivnost, osjetljivost, brzina i pouzdanost. Budući da parovi P/R releja trebaju biti međusobno koordinirani, te uzimajući u obzir različite topologije mreže, funkciji cilja je potrebno pridružiti ograničenja [46].

Ovo poglavlje daje pregled funkcija cilja koje se koriste u literaturi za rješavanje problema optimizacije postavki releja. U postojećim studijama predloženi su različiti pristupi za poboljšanje formulacije problema kako bi se postigla ispravna koordinacija i optimalno vrijeme prorade releja.

Osnovna funkcija cilja predstavljena u dosadašnjim istraživanjima [45], [46] ima kao glavni zadatak minimizaciju vremena prorade svih primarnih releja u promatranoj distribucijskoj mreži. Funkcija cilja dana je u jednadžbi 2.1:

$$FC = \sum_{i=1}^n W_i \cdot t_i \quad (2.1)$$

gdje je n broj releja, t_i je vrijeme prorade releja R_i , a W_i je težinski koeficijent dodijeljen svakom releju. Predstavljena osnovna funkcija cilja ima tri glavna nedostatka. Prva dva se odnose na pogrešnu koordinaciju releja, što znači da je vrijeme prorade rezervnih releja manje od vremena primarnih releja ili je koordinacijski vremenski interval (engl. *Coordination Time Interval*, CTI) između parova P/R releja prekratak i releji će poslati nalog za isklon njihovim odgovarajućim prekidačima istovremeno. Spomenuto će rezultirati ispadom većeg dijela mreže negoli je to uistinu potrebno, čime će se narušiti njeni pokazatelji pouzdanosti (engl. *System Average Interruption Frequency Indeks*, SAIFI, engl. *System Average Interruption Duration Indeks*, SAIDI, ...). Treći nedostatak je suprotan od prethodnih slučajeva i odnosi se na nemogućnost izbjegavanja velikih vremena diskriminacije uz zadovoljen CTI između parova P/R releja. Vrijeme diskriminacije predstavlja termin koji služi kao pokazatelj je li koordinacija ispravno izvedena (pozitivne vrijednosti vremena diskriminacije) ili neispravno (negativne vrijednosti vremena diskriminacije). U slučaju previsokog vremena diskriminacije, rezervni će relej reagirati presporo ukoliko primarni relej zakaže, što predstavlja jednu od osnovnih motivacija za istraživanje u ovom doktorskom radu.

Da bi se izbjegli navedeni nedostaci osnovne funkcije cilja, modificirana funkcija cilja je predstavljena u [47], [48], [49], [50], [51] gdje su autori riješili problem pogrešne koordinacije između parova P/R releja prethodne metode. Navedena je prikazana u jednadžbi 2.2:

$$FC = \alpha_1 \sum_{i=1}^n t_i^2 + \alpha_2 \sum_{j=1}^N (\Delta t_{prj})^2 \quad (2.2)$$

Prvi termin modificirane funkcije cilja predstavlja vrijeme prorade primarnih releja u mreži, a minimum ovog termina se postiže kada releji zbirno prorade u najkraćem mogućem vremenu. Drugi termin predstavlja kaznenu funkciju koja u obzir uzima vrijeme diskriminacije Δt_{pr} parova P/R releja. Osnovna ideja iza ove funkcije cilja je minimizacija vremena diskriminacije zajedno s vremenom prorade primarnih releja. To znači da će zbroj vremena prorade svih releja u mreži biti minimiziran za slučajeve kada niti jedan relej ne proradi krivo, ali dodatno ovo uključuje i sve slučajeve kada primarni releji ne prorade i njihovi rezervni releji preuzmu funkciju zaštite šticećenog elementa.

Prethodno spomenuta funkcija cilja susrela se s poteškoćama u vidu pogrešnih odluka koje je algoritam donosio u slučaju negativnih vrijednosti vremena diskriminacije i posljedično

se javljala neispravna koordinacija između parova P/R releja. U ovom slučaju, povećanjem negativnih vrijednosti vremena diskriminacije, konačna vrijednost funkcije cilja također bi se povećavala, što je zapravo i poželjno sa stanovišta minimizacije modificirane funkcije cilja. Međutim, male vrijednosti negativnog vremena diskriminacije dovele bi do male konačne vrijednosti funkcije cilja, a to implicira da bi optimizacijski algoritam prepoznao i možda prihvatio ovo kao optimalno rješenje čak i ako to znači da koordinacija između P/R parova releja nije ispravno izvedena.

Nastavkom istraživanja, funkcija cilja je modificirana u [16], [52], [53], [54] kako bi se riješile neke od navedenih poteškoća s kojima su se susrele prethodne funkcije cilja, te je prikazana u jednadžbi 2.3:

$$FC = \alpha_1 \sum_{i=1}^n t_i^2 + \alpha_2 \sum_{j=1}^N (\Delta t_{prj} - \beta_1 (\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|))^2 \quad (2.3)$$

Kao i u prethodnom slučaju, ova funkcija cilja sastoji se od dva termina. Prvi termin funkcije cilja predstavlja vrijeme prorade primarnih releja, a drugi termin predstavlja modificiranu kaznenu funkciju. Kaznena funkcija je modificirana na način da se problem s negativnim vrijednostima vremena diskriminacije riješio pomoću odabira ispravnih težinskih faktora. U slučaju pozitivnih vrijednosti vremena diskriminacije, član $(\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|)$ jednak je nuli i kaznena funkcija u konačnici je jednaka $(\Delta t_{prj})^2$. Za negativne vrijednosti vremena diskriminacije, član $(\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|)$ jednak je $-2\Delta t_{prj}$ i kaznena funkcija jednaka je $(1 - 2\beta_1)^2 (\Delta t_{prj})^2$, što rezultira visokim vrijednostima u slučaju kada je težinski faktor $\beta_1 \gg 1$. Težinski faktori α_1 , α_2 i β_1 mogu se definirati metodom pokušaja i pogreške, ovisno o optimizacijskom problemu. Primjenom ove funkcije cilja, algoritam je nastojao odabrati male i pozitivne vrijednosti vremena diskriminacije budući da su negativne vrijednosti povećavale ukupnu vrijednost funkcije cilja. Na taj je način riješeno pitanje vremena diskriminacije, ali pojavila su se druga pitanja. Najvažnije je bilo, može li funkcija cilja dati globalno optimalno rješenje objedinjavanjem i minimiziranjem vremena prorade primarnih releja i vremena diskriminacije P/R parova releja u usporedbi sa slučajem gdje se promatra samo vrijeme prorade primarnih releja.

S ciljem doprinosa istraživanju, još jedna modificirana funkcija cilja dana je u [55] i prikazana je jednadžbom 2.4:

$$FC = \sum_{i=1}^n t_i + 100 \sum_{j=1}^N |(\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|)| \quad (2.4)$$

Autori u [55] tvrde kako je prikazana funkcija cilja jednostavnija za korištenje i kako može služiti istoj svrsi kao i ona dana u [16], te navode da funkcije cilja predložene u prethodnim istraživanjima ne mogu jamčiti postizanje ispravne koordinacije (za sve parove P/R releja) i najmanjeg vremena prorade releja zbog postojanja težinskih koeficijenata. Predložili su rješenje u kojem nisu bili potrebni težinski koeficijenti, što znači da je moguća pogreška s težinskim faktorima (metoda pokušaja i pogrešaka) u predloženoj funkciji cilja eliminirana i zamijenjena konstantnom vrijednošću. Autori u [55] usporedili su svoje rezultate optimizacije s rezultatima prethodnih metoda i zaključili da su postignuti rezultati vrlo slični navedenima.

Iako su prethodno spomenute funkcije cilja uglavnom riješile problem koordinacije, poteškoće vezane uz veće vrijednosti vremena prorade rezervnih releja i dalje nisu bile izbjegnute. Činjenica da je vrijeme prorade rezervnih releja moglo biti veće od željenog, dovela bi do mogućeg štetnog učinka na šticećeni element, budući da u tom slučaju taj element mora podnositi struju kvara kroz dulje vremensko razdoblje. Kako bi se eliminirali negativni aspekti spomenutih funkcija cilja, nova je predložena u [56], [17], gdje su autori dodali izraz funkciji cilja danoj u [16] i postigli da se vrijeme prorade primarnih, a posebno rezervnih releja, značajno smanji.

$$FC = \alpha_1 \sum_{i=1}^n t_i^2 + \alpha_2 \sum_{j=1}^N (|\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|| \cdot t_{pj}^2 + (\Delta t_{prj} + |\Delta t_{prj}|) \cdot t_{rj}^2) \quad (2.5)$$

U slučaju negativnih vrijednosti vremena diskriminacije, član $(|\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|| \cdot t_{pj}^2 + (\Delta t_{prj} + |\Delta t_{prj}|) \cdot t_{rj}^2)$ jednak je $(2\Delta t_{prj} \cdot t_{pj}^2)$. Slično, za pozitivne vrijednosti vremena diskriminacije, član $(|\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|| \cdot t_{pj}^2 + (\Delta t_{prj} + |\Delta t_{prj}|) \cdot t_{rj}^2)$ je jednak $(2\Delta t_{prj} \cdot t_{rj}^2)$. Iz jednadžbe 2.5 može se zaključiti da se za visoke pozitivne vrijednosti vremena diskriminacije, dobije veće vrijeme prorade rezervnih releja i u tom slučaju ova funkcija cilja minimizira vrijeme prorade rezervnih releja t_{rj} . Slično, za visoke negativne vrijednosti vremena diskriminacije, dobije se veće vrijeme prorade primarnih releja i u tom slučaju ova funkcija cilja minimizira vrijeme prorade primarnih releja t_{pj} . Dakle, funkcija cilja bitno je unaprijedila proces minimizacije vremena prorade primarnih i rezervnih releja te je predstavila rješenje koje gotovo u potpunosti izbjegava previsoka vremena prorade rezervnih releja i smanjuje mogućnosti oštećenja šticećenog elementa. S druge strane, predložena funkcija cilja susrela se s problemom gdje je u nekim slučajevima algoritam dao najbolje optimizacijsko rješenje za negativne vrijednosti vremena diskriminacije (pogrešna koordinacija između parova P/R releja).

Iz razloga što je svaka od prethodno navedenih funkcija cilja mogla sadržavati rješenja koja su ili neispravno koordinirana ili čije je vrijeme prorade rezervnih releja predugo, autori u [57] su predložili novu funkciju cilja:

$$FC = \alpha_1 \sum_{i=1}^n t_i^2 + \alpha_2 \sum_{j=1}^N (|\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|| \cdot (t_{pj}^2/t_{rj}^2) + (\Delta t_{prj} + |\Delta t_{prj}|) \cdot t_{rj}^2) \quad (2.6)$$

U slučaju pozitivnih vrijednosti vremena diskriminacije, predstavljena funkcija cilja djeluje isto kao i ona u jednadžbi 2.5, što znači da za slučaj visokih pozitivnih vrijednosti vremena diskriminacije minimizira vrijeme prorade rezervnih releja. Za slučaj negativne vrijednosti vremena diskriminacije, član $(|\Delta t_{prj} - |\Delta t_{prj}|| \cdot (t_{pj}^2/t_{rj}^2) + (\Delta t_{prj} + |\Delta t_{prj}|) \cdot t_{rj}^2)$ je jednak $(2\Delta t_{prj} \cdot (t_{pj}^2/t_{rj}^2))$, što znači da funkcija cilja minimizira vremena prorade primarnih releja i maksimizira vremena prorade rezervnih releja. Stoga, autori tvrde kako su u potpunosti riješili problem neispravne koordinacije između parova P/R releja. U usporednoj analizi s postojećim funkcijama cilja, pokazali su da je predložena funkcija cilja značajno smanjila vrijeme prorade rezervnih releja, a također je zadržala i vrijeme diskriminacije između P/R relejnih parova na propisanoj razini.

Ovo poboljšanje u odnosu na prethodne funkcije cilja definitivno je utrlo put do toga da je pojava potencijalno opasnih optimizacijskih rješenja (preduga vremena prorade rezervnih releja za određeni šticećeni element) značajno smanjena, ali opet nema jamstva da će se apsolutno uvijek izbjeći. Zbog prirode predloženih funkcija cilja gdje se promatra zbroj vremena prorade primarnih releja i vremena diskriminacije parova P/R releja za cijelu mrežu, može doći do situacije u kojoj određeni dio rješenja može premašiti ekvivalentu termičku struju kratkog spoja šticećenog elementa. Jednostavnije rečeno, u mreži može postojati barem jedan rezervni relej u rezervnom stupnju koji će zbog svoje spore (premda ispravne) reakcije uzrokovati oštećenje elementa kojeg štiti zbog prekoračenja njegove dozvoljene termičke struje kratkog spoja.

Također, ne može se jamčiti da se najbolje rješenje optimizacijskog problema postiže u slučaju gdje se u funkciji cilja istovremeno minimiziraju vremena prorade svih primarnih releja i vremena diskriminacije između P/R parova releja u distribucijskoj mreži, u usporedbi s rješenjem funkcije cilja u kojoj je vrijeme diskriminacije između parova P/R releja potpuno izostavljeno.

Teza je autora da se uklanjanjem vremena diskriminacije kao dijela funkcije cilja i njegovim prebacivanjem u funkciju ograničenja može postići bolji rezultat, iz razloga što će time mogućnost pogrešne koordinacije parova P/R releja biti u potpunosti izbjegnuta. Dodatno,

za svaki šticećeni element treba zasebno ispitati vrijeme prorade za sve njegove rezervne releje, kako bi se izbjeglo moguće prekoraćenje ekvivalentne termičke struje kratkog spoja.

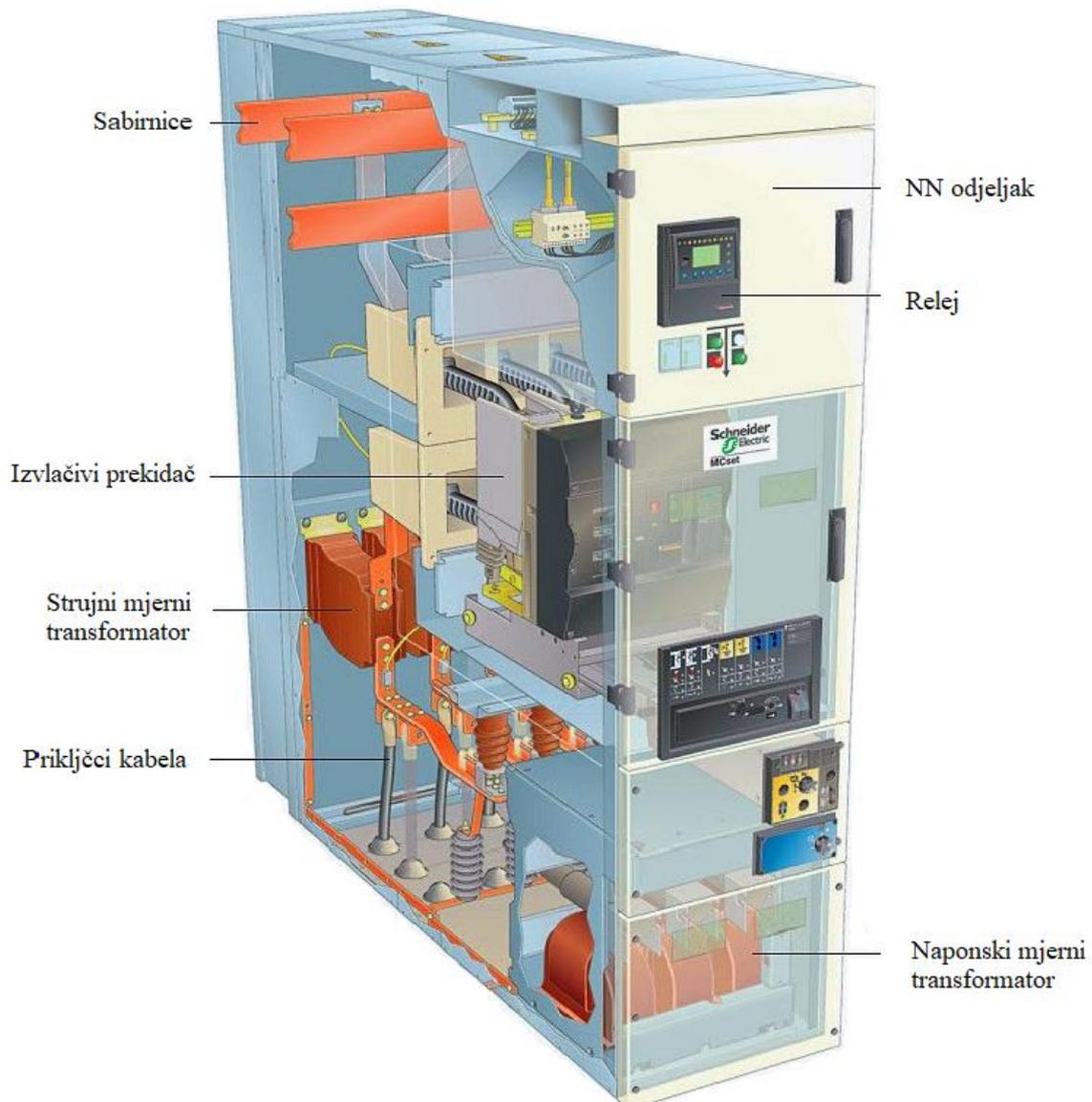
Konačno, može se konstatirati da su postojeća istraživanja na temu optimizacije nadstrujne relejne zaštite definitivno postigla značajan napredak od svojih početaka i da su sve spomenute funkcije cilja imale izvrsnu teorijsku podlogu i ideje za rješavanje navedenog problema. Međutim, niti jedna od ovih funkcija cilja ne može garantirati izbjegavanje mogućeg prekoraćenja ekvivalentne termičke struje kratkog spoja. Stoga, u ovom doktorskom radu, osnovna funkcija cilja bit će modificirana kako bi se suočila sa spomenutim izazovom. Osim što će osigurati minimalno vrijeme prorade primarnih releja, te ispravnu koordinaciju između parova P/R releja, dodatni cilj će biti maksimizirati vremensku sigurnosnu marginu između vremena prorade rezervnih releja i vremena u kojem će doći do oštećenja šticećenog elementa uslijed termičkih naprežanja uzrokovanih prekoraćenjem njegove dozvoljene termičke struje kratkog spoja.

Stoga, u ovom radu glavni doprinos predložene metode je minimiziranje vremena prorade primarnih releja u mreži pri čemu se istovremeno nastoji održavati krivulje prorade rezervnih releja što dalje od termičkih krivulja šticećenih elemenata. Potonje osigurava da struja kvara koja teče kroz šticećeni element, primjerice kroz elektroenergetski nadzemni vod ili kabel, ne prelazi njegovu dopuštenu termičku struju kratkog spoja, a koja je definirana u projektnoj dokumentaciji. Osim toga, vrijeme diskriminacije između rezervnog i primarnog releja bit će održano na propisanoj vrijednosti kako bi se izbjegla neispravna koordinacija između parova P/R releja.

3. ZAŠTITA AKTIVNIH DISTRIBUCIJSKIH MREŽA

3.1 Nadstrujna relejna zaštita

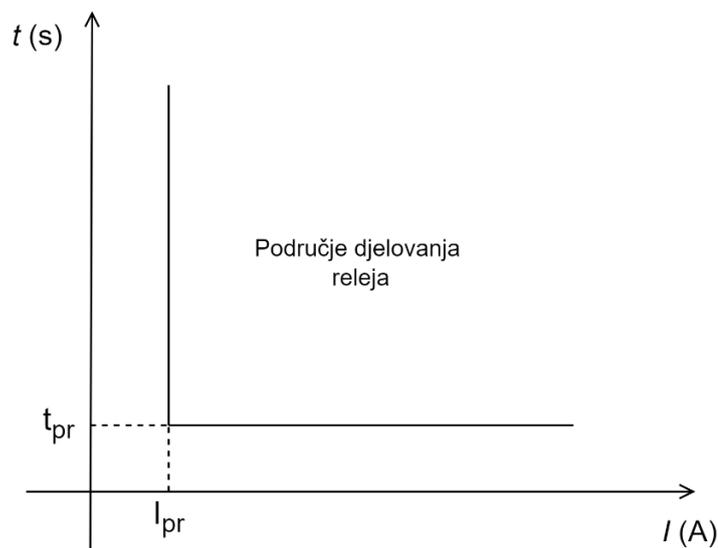
U SN mrežama, releji su najčešće smješteni unutar SN blokova pri čemu dobivaju podatke o nadziranoj veličini od strujnih mjernih transformatora (SMT), te generiraju izlazni signal koji upravlja radom prekidača, tj. otvara mu kontakte u slučaju pojave kratkog spoja. Prostorna dispozicija općenitog SN vodnog polja prikazana je na slici 3.1.



Slika 3.1 Prostorna dispozicija SN vodnog polja [58]

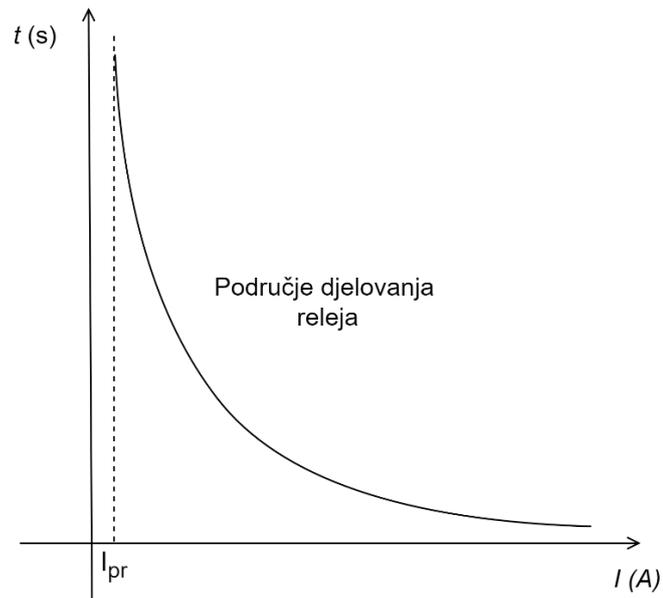
Prema strujno-vremenskoj karakteristici, izvršni članovi nadstrujnog releja se mogu podijeliti u tri vrste [59]:

- trenutni (brzi) nadstrujni relej ($I \gg \gg$) - vrsta releja koji u slučaju pojave struje kratkog spoja koja premašuje podešeni prag vrijednosti, nakon njene detekcije putem SMT-a, reagira bez vremenskog zatezanja. Ova vrsta releja pogodna je za velike struje kratkog spoja koje nastaju na početku vodova i kabela.
- nadstrujni relej sa strujno-vremenskom nezavisnom karakteristikom i vremenskim zatezanjem ($I \gg$) - ima relativno jednostavnu karakteristiku struja-vrijeme (slika 3.2), u kojoj vrijeme nije ovisno o iznosu struje. Kada struja prijeđe podešenu vrijednost, relej detektira tu vrijednost putem SMT-a i reagira nakon unaprijed određenog vremenskog zatezanja.



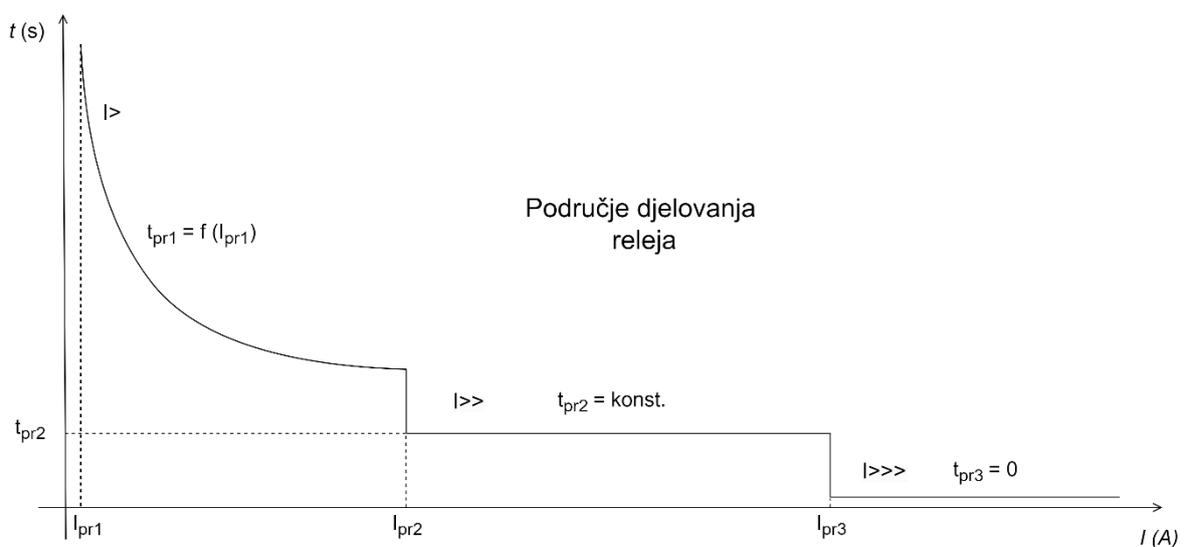
Slika 3.2 Karakteristika prorade nadstrujnog releja sa strujno-vremenskom nezavisnom karakteristikom i vremenskim zatezanjem

- nadstrujni relej s inverznom strujno-vremenskom karakteristikom i vremenskim zatezanjem ($I >$) - ima inverznu karakteristiku struja-vrijeme (slika 3.3), u kojoj je vrijeme prorade releja ovisno o iznosu struje, pa će ovisno o mjernim rezultatima dobivenim od SMT-a, relej reagirati sporije (za niže struje kratkog spoja) ili brže (za više struje kratkog spoja).



Slika 3.3 Karakteristika prorade nadstrujnog releja s inverznom strujno-vremenskom karakteristikom i vremenskim zatezanjem

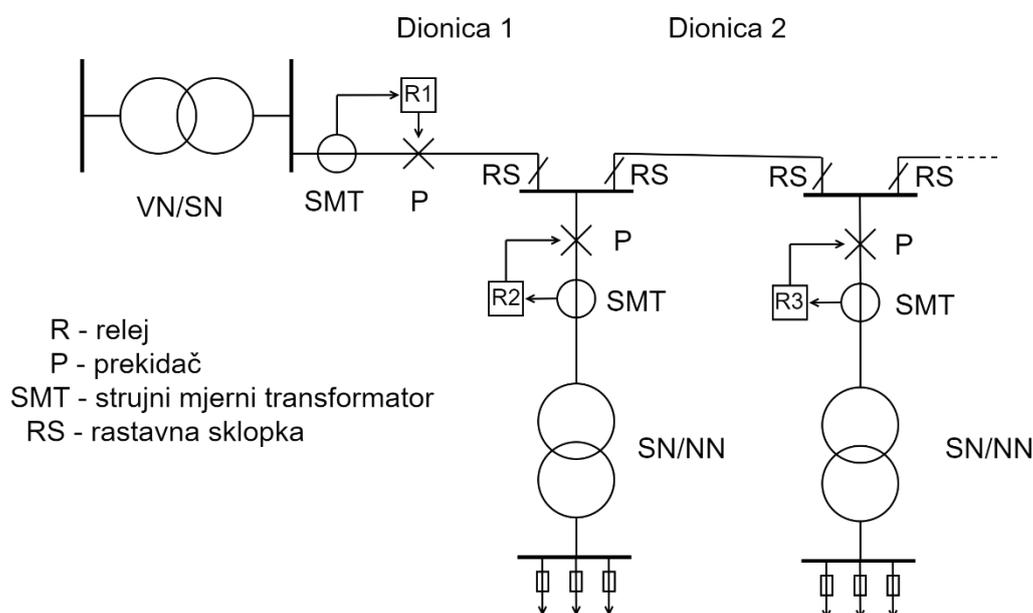
Numerički releji mogu kombinirati gore navedene tipove u jedan relej koji ima zajedničku inverznu, nezavisnu i trenutnu (brzu) strujno-vremensku karakteristiku prikazanu na slici 3.4. Obično je inverzni dio strujno-vremenske karakteristike rezerviran za niže struje kratkih spojeva, a dio nezavisne strujno-vremenske karakteristike s funkcijom trenutnog isključenja je pogodan za veće iznose struje kratkih spojeva.



Slika 3.4 Kombinirana karakteristika prorade nadstrujnog releja

Ovisno o okolnostima, u distribucijskim SN mrežama se koriste releji s vremenom prorade neovisnim o iznosu struje kvara ili inverzni releji čije je vrijeme prorade ovisno o iznosu struje kvara, ili čak oba [5], [60]. Releji s vremenom prorade neovisnim o iznosu struje kvara obično se koriste za zaštitu vodova koji nisu karakterizirani visokim poteznim strujama i čija se impedancija ne mijenja mnogo s njihovom duljinom. Potonje je indikativno za relativno kratke mreže koje sadrže vodove većeg presjeka i koji su dosta udaljeni od izvora (elektrana). Također, ti vodovi moraju biti zaključeni s opterećenjem koje nema značajne potezne struje, primjerice asinkroni motori, ili su one ograničene uporabom indirektnih upuštača, poput zvijezde-trokuta, mekog upuštanja itd.

S druge strane, inverzni releji obično se koriste za zaštitu elemenata s velikim strujama pokretanja ili strujama magnetiziranja (transformatori) i kod vodova čija se impedancija značajno mijenja s njihovom duljinom (relativno duge mreže). Zbog same prirode inverzne funkcije, dozvoljena su manja preopterećenja za koje će zaštita reagirati sporije. Upotreba oba tipa releja prikazana je na slici 3.5, gdje napojna TS (VN/SN) isporučuje energiju potrošačima distribucijske mreže.



Slika 3.5 Primjer mreže s kombiniranom uporabom trenutnih i inverznih releja

Ovo je redoviti primjer iz operativne prakse ODS-a. Potrošači se ili spajaju na NN mrežu preko TS SN/NN ili izravno na SN mrežu (potonje je redovito slučaj s industrijskim, odnosno većim kupcima). U oba slučaja, koncept relejne zaštite je sličan. Početak izvoda sadrži zaštitni relej R1, uz pripadajući prekidač, koji pokriva sve dionice tog izvoda. Zapravo, SN blok

objedinjeno sadrži SMT, relej R1 i prekidač, tako da je pojam početak izvoda sinonim za jedno polje SN postrojenja.

Svaki element (vod) je šticećen sa samo jednim zaštitnim uređajem na početku izvoda. To znači da, ako se međufazni kratki spoj dogodi primjerice na posljednjoj dionici tog izvoda, relej koji se nalazi na početku prve dionice mora ga detektirati, te zatim pokrenuti otvaranje kontakata prekidača čime se isključuje cijeli izvod. Ova situacija je zapravo kritična za postavke relejne zaštite jer zahtijeva da relej mora detektirati najnižu struju kratkog spoja koja je obično povezana s dvofaznim kratkim spojem, a koji se javlja na zadnjoj dionici izvoda. Inherentna karakteristika distribucijske mreže jest da je struja dvofaznog kratkog spoja manja od struje trofaznog kratkog spoja [61], prema poznatoj relaciji $I_{2pks} = 0,86 \cdot I_{3pks}$. Važno je napomenuti da jednofazni kvar ili zemljospoj neće biti razmatran u ovom doktorskom radu iz više razloga. Naime, u slučaju zemljospoja ili jednofaznog kratkog spoja (potonji vrijedi za uzemljenje sekundara napojne TS), nadstrujna relejna zaštita ima drugačiji koncept podešenja nego u slučaju za višefazne kratke spojeve. To je izravna posljedica specifičnih fizikalnih uvjeta, koji uključuju potrebu detekcije nultih struja i napona (I_0 , U_0) te njihovo nezavisno podešenje u odnosu na zaštitu od višefaznih kratkih spojeva. Drugi izazov je vezan uz činjenicu da je struja zemljospoja gotovo identična u cijelom krugu SN mreže (uključujući sve izvode napojnog transformatora), čime je znatno narušena strujna selektivnost nultih releja koji bi se potencijalno ugrađivali u svaku malu TS SN/NN. Konačno, za prstenaste mreže u petljastom pogonu, koje će se promatrati u ovom radu, sama detekcija lokacije zemljospoja je znatno drugačija negoli u radijalnom pogonu i bazira se na uporabi usmjerenih releja koji detektiraju tranzijentnu pojavu pražnjenja kapacitivnih struja kvarnog voda, koja se javlja prilikom uspostave zemljospoja [62].

Relej izvoda napojne TS je u ODS-voj praksi obično relej s vremenom prorade neovisnim o iznosu struje kvara ($I_{>>}$) koji također sadrži funkciju brzog trenutnog isključenja ($I_{>>>}$). Međutim, relej koji štiti SN/NN transformator u maloj TS obično je inverzni relej ($I_{>}$) zbog velike struje magnetiziranja koja teče kroz njegov primarni namot prilikom uključivanja na mrežu bez sekundarnog opterećenja (dakle u praznom hodu). Ideja je podesiti relej da dopusti privremeni tok povećane struje magnetiziranja dok ona ne padne na niže vrijednosti. Budući da se radi o normalnom prijelaznom radu transformatora, a ne o stanju kvara, nastoji se izbjeći nepotrebna prorada releja koja bi taj transformator isključila iz mreže. Ovo se odnosi na sve SN/NN energetske transformatore u mreži.

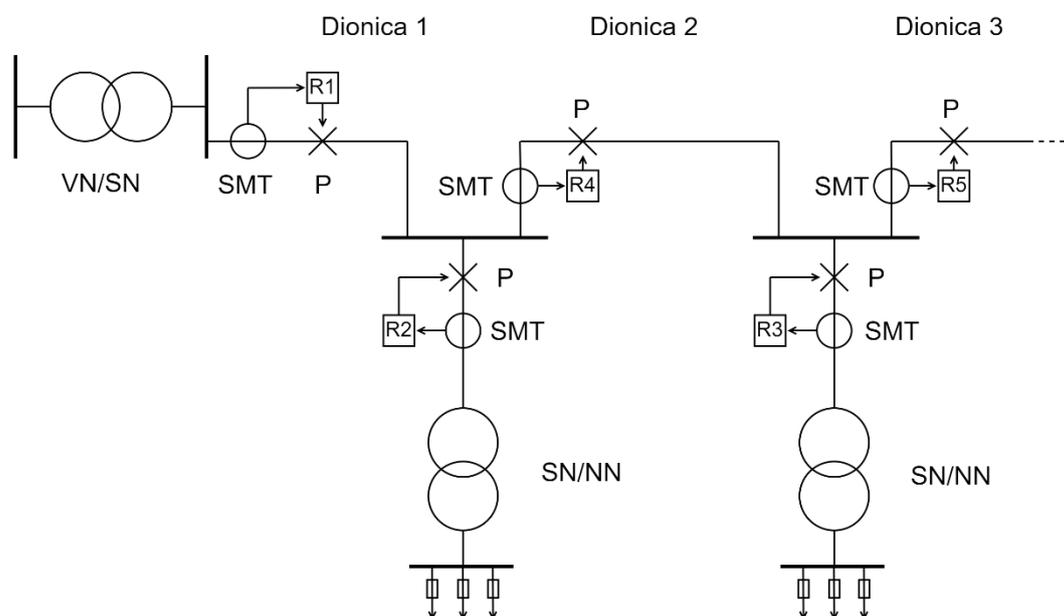
Naravno, zaštita SN/NN transformatora i SN vodova mora biti selektivna, tj. u slučaju da se kratki spoj dogodi na NN sabirnicama ili u samom transformatoru, pridruženi relej

transformatora (koji se nalazi u njegovom SN trafo polju) mora se aktivirati prvi (npr. R2 sa slike 3.5). Samo u slučaju kvara njegovog SMT-a, releja ili prekidača, relej napojnog voda (na početku izvoda, R1 sa slike 3.5) mora reagirati nakon vremenske odgode, čime se isključuje cijeli izvod (uključujući sve SN/NN transformatore).

Ovakav tip zaštite primjenjuje se za distribucijsku mrežu s radijalnom topologijom koja je gotovo univerzalna za SN razdjelne mreže. NN mreže su također radijalne, ali su šticećene obično osiguračima i po dubini, što znači da je njihov koncept ugradnje nešto drugačiji i ovaj doktorski rad se njime neće baviti. Međutim, SN mreže u rubnim urbanim područjima često imaju prstenastu topologiju, što znači da su dva ili više SN izvoda iz iste TS VN/SN fizički povezani s vodom koji radi u otvorenom krugu, tj. praznom hodu. U praksi to znači da se na jednom svom kraju vod otvara preko rastavne sklopke (RS) u SN razvodnoj ploči male TS SN/NN. Pritom je u pogonu ovakav tip mreže i dalje radijalan, ali se u slučaju kvara nekog voda omogućava rezervno napajanje preko drugog izvoda sklopnim manipulacijama u mreži. Također, SN mreže u gusto naseljenim urbanim područjima (centri gradova) redovito imaju međusobno povezu topologiju, gdje su dva ili više SN izvoda iz dvije ili više odvojenih TS VN/SN fizički povezani vodovima koji rade u praznom hodu. Povezna topologija zapravo znači da su male distribucijske TS SN/NN dio povezne mreže između napojnih TS VN/SN što u biti omogućava njihovo rezervno napajanje u slučaju kvara, a naročito kod teške havarije kada je jedna napojna točka u potpunosti nedostupna. Međutim, i u takvim se mrežama uvijek strujni krug prekida između dvije male TS u dubini mreže (mjesto prekida se zove rasklopno mjesto ili granica napajanja) da bi se onemogućio njihov paralelan pogon. Dakle, i topološki povezne mreže su u pogonu radijalne. Na taj je način sigurnost opskrbe još veća nego u prstenastoj topologiji, budući da je dozvoljena nedostupnost jedne cijele TS VN/SN, a bez dugotrajnog utjecaja na isporuku električne energije potrošačima. Naime, oni se u tom slučaju mogu napajati iz preostale TS VN/SN putem mrežne rekonfiguracije. Dakle, obje topologije (prstenasta i povezna) mogu promijeniti svoju konfiguraciju jednostavnom promjenom položaja normalno otvorene točke što je naravno RS.

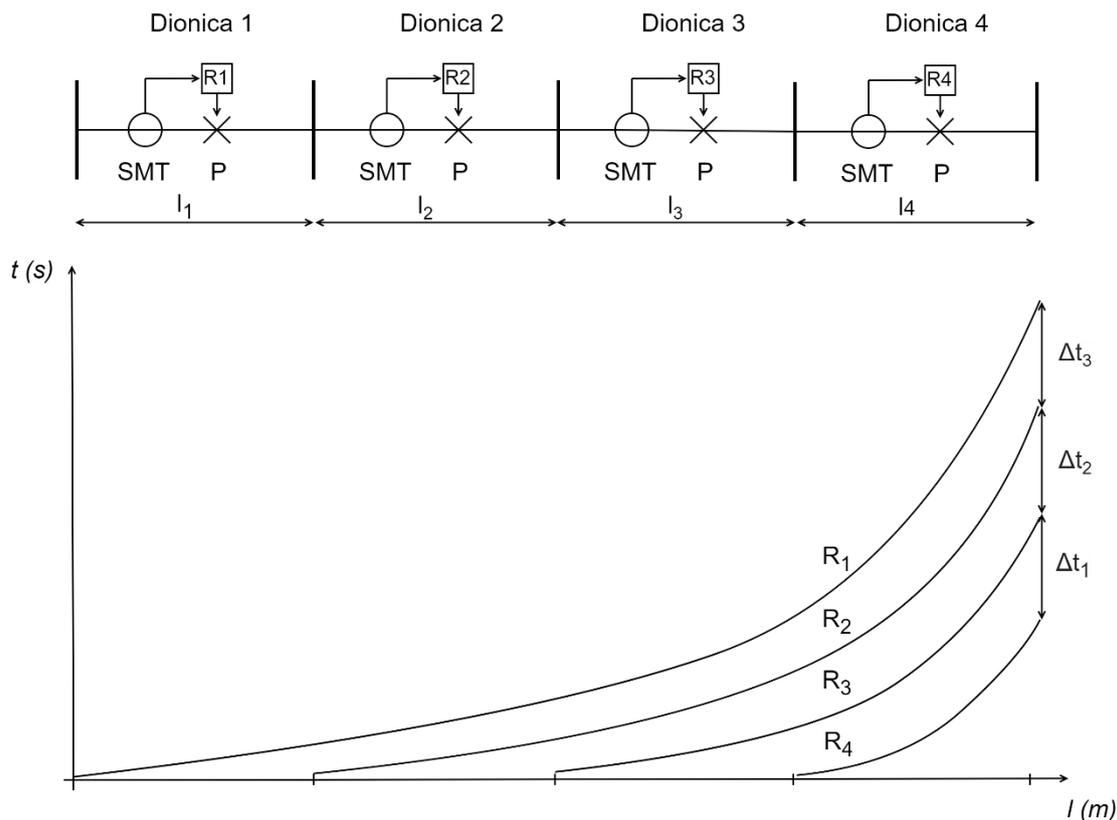
Kao što je rečeno, slika 3.5 prikazuje topologiju i koncept nadstrujne relejne zaštite tipične europske SN distribucijske mreže. Međutim, u većini znanstveno-istraživačkih radova [63], [64], [65], [66] autori koriste topologiju i pogon koji se uvelike razlikuje od europske prakse, a pri čemu se zaštitni uređaji (relej, SMT i prekidač) postavljaju na sve SN blokove malih TS SN/NN. U tom slučaju funkciju RS preuzima tzv. izvlačivi prekidač, koji je montiran na kolica pri čemu se njihovim izvlačenjem osigurava fizičko rastavljanje trofaznog voda od

SN sabirnica unutar sklopnog bloka. Na slici 3.6 prikazana je radijalna mreža koja sadrži releje na početku svakog voda.



Slika 3.6 Koncept nadstrujne relejne zaštite korišten u mnogim znanstvenim radovima za primjer radijalne distribucijske mreže

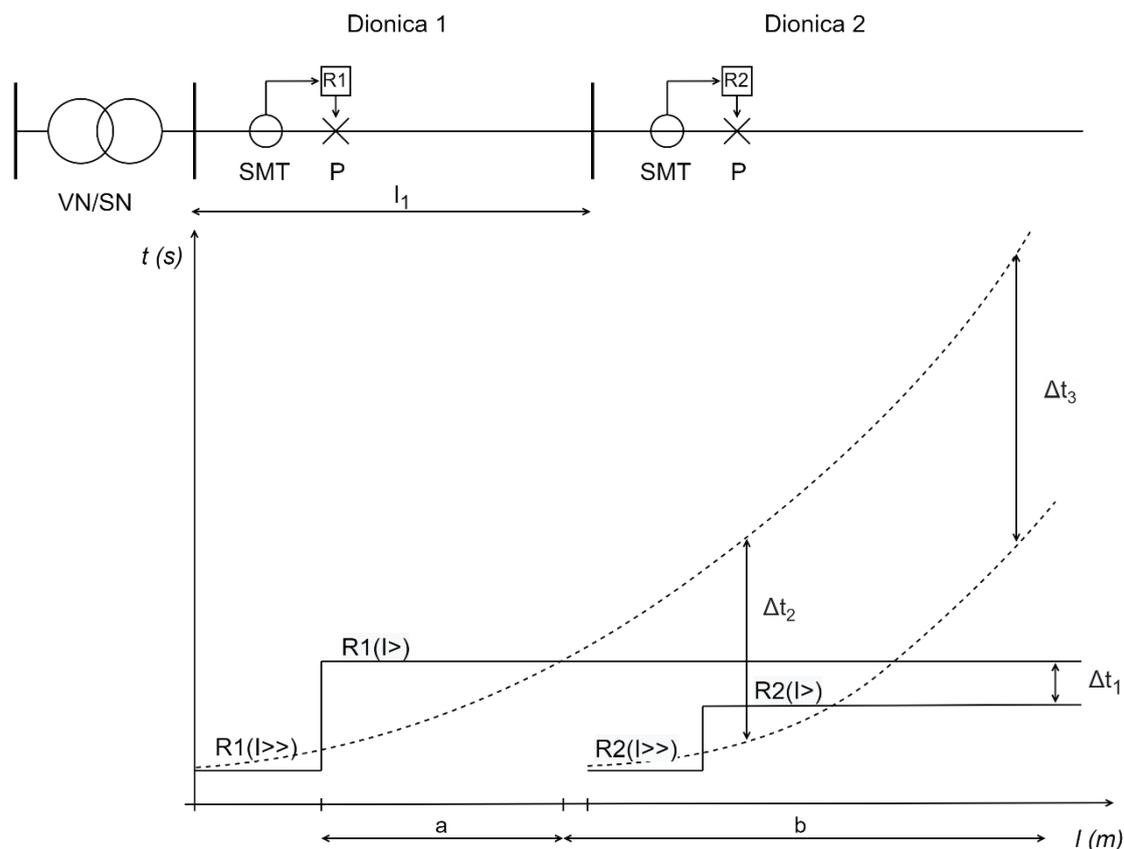
Za razliku od europske prakse, gdje primarna zona releja štiti sve vodove (dionice) jednog izvoda, u slučaju prikazanom na slici 3.6 svaki vod je šticećen vlastitim relejom uz pripadni prekidač. Osnovni principi zaštite su gotovo jednaki kao u prethodnom slučaju prikazanom na slici 3.5. Međutim, u ovom slučaju svi vodovi imaju rezervnu zaštitu (čak i prvi vod, ali njegova rezervna zaštita je relej na sekundarnoj strani VN/SN transformatora koji nije prikazan na slici 3.6). Također, važno je napomenuti da su gotovo svi releji u znanstvenim istraživanjima inverznog tipa. Razlog je tome da je optimizaciju nemoguće provesti za releje s nezavisnom karakteristikom, jer bi funkcija cilja u potonjem slučaju bila konstantna vrijednost. Na slici 3.7 dan je prikaz stupnjevanja vremenskog zatezanja između prorada pojedinih releja.



Slika 3.7 Primjer pravilnog stupnjevanja inverznih releja za radijalnu distribucijsku mrežu u kojoj svaki vod ima vlastitu zaštitu

U ovom primjeru svaki vod ima jednu rezervnu zaštitu i ukupno gledajući, releji se stupnjuju počevši od posljednjeg prema prvomvodu. Ukupno vremensko zatezanje svakog sljedećeg releja raste redom za $\Delta t_1, \Delta t_1 + \Delta t_2$ i $\Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3$.

Općenito govoreći, može se reći da inverzni relej pokriva veći dio primarne zaštitne zone učinkovitije od vremenski nezavisnog releja jer ima brži vremenski odziv, ali je suprotno za ostatak primarne zaštitne zone i za rezervnu zonu zaštite. Na slici 3.8 prikazana je karakteristika inverznog releja isprekidanom linijom, a karakteristika vremenski nezavisnog releja prikazana je punom linijom. U području "a" releja R1, vrijeme prorade inverznog releja je brže od vremena prorade vremenski nezavisnog releja, ali u području "b" je suprotno. Isto vrijedi i za relej R2. Treba napomenuti da područje "a" ne mora odgovarati ukupnoj duljini zone primarne zaštite releja R1, ali u većini slučajeva obuhvaća njezin veći dio.



Slika 3.8 Usporedba karakteristika vremenski nezavisnog releja i inverznog releja

Dodatno, vremensko zatezanje Δt između dva susjedna releja obično je manje za slučaj korištenja vremenski nezavisnih releja kao što je prikazano na slici 3.8. To je zato što je u većini slučajeva mnogo lakše postaviti i održavati unaprijed određeno vremensko zatezanje Δt u mreži gdje se koriste vremenski nezavisni releji (Δt_1) negoli za slučaj korištenja inverznih releja (Δt_2 i Δt_3). U potonjem slučaju vrijeme prorade releja je funkcija jakosti struje, a inženjer zaštite ne može postaviti isto (ujednačeno) vremensko zatezanje Δt za cijelu pričuvnu zonu zaštite. Dapače, zbog same prirode inverzne funkcije, vremensko zatezanje između dva uzastopna releja raste s duljinom rezervne zaštitne zone ($\Delta t_2 < \Delta t_3$). Vremensko zatezanje Δt između dva uzastopna releja bit će detaljnije objašnjeno u potpoglavlju 4.2.

U sljedećim poglavljima opisat će se utjecaj distribuiranih izvora električne energije na podešenje zaštite u distribucijskoj mreži, te utjecaj odabira njene topologije i pogona, a koji će zajedno biti podloga za testiranje glavne hipoteze rada.

3.2 Utjecaj distribuiranih izvora električne energije na podešenje relejne zaštite distribucijskih elektroenergetskih mreža

Iako su distribuirani izvori (DI) definirani, poznati i korišteni već u tradicionalno pasivnim distribucijskim mrežama od svojih početaka, njihovo uvođenje je poprimilo veliki zamah s početkom 21. stoljeća. DI su postepeno izmijenili pasivne distribucijske mreže u aktivne mreže koje se, zbog svoje potrebe za jakom komunikacijskom infrastrukturom i automatizacijom, često nazivaju naprednim mrežama. Napredna mreža je sposobna inteligentno i optimalno integrirati aktivnosti svih korisnika spojenih na nju, uključujući proizvođače, kupce i one subjekte koji kombiniraju te dvije funkcije, a pri tome osiguravajući učinkovitu, održivu i sigurnu opskrbu električnom energijom. Strogi zakoni o zaštiti okoliša, brzi napredak u razvoju tehnologije DI-a i proboj relativno novih tehnologija proizvodnje električne energije (kao primjerice fotonaponskih elektrana, vjetroelektrana, elektrana na bioplin/biomasu i geotermalnih elektrana), doveli su do situacije u kojoj se u proteklim godinama ODS suočio s velikim brojem zahtjeva za priključak na mrežu koji u to vrijeme nisu bili standardizirani [67], [68], [69]. Naravno, financijska stimulacija neovisnih proizvođača električne energije (engl. *Independent Power Producers*, IPP) putem državno zajamčenih tarifa uvelike je pridonijela eksponencijalnom porastu tih zahtjeva te je pasivna distribucijska mreža morala promijeniti svoju ulogu u aktivnu u vrlo kratkom vremenskom razdoblju [70], [71].

Stoga, može se reći da je proizvodnja DI-a počela predstavljati sve veći značaj za cjelokupnu distribucijsku mrežu. Postoji više definicija i objašnjenja pojma DI, ovisno od države do države i njihovim zakonodavnim uređenjima putem Mrežnih pravila distribucijskog elektroenergetskog sustava, te različitim tehnološkim standardima. Općenito se prihvatio termin da distribuirana proizvodnja električne energije predstavlja sva proizvodna postrojenja priključena na distribucijsku mrežu, iako se npr. vjetroparkovi i kogeneracijska postrojenja većih snaga često priključuju i na prijenosnu mrežu. Sa stajališta distribucijske mreže, DI jedinice se klasificiraju kao proizvodni objekti priključeni na NN mrežu naponske razine ≤ 1 kV ili SN mrežu naponske razine ≤ 35 kV. Njihova izlazna snaga može varirati od nekoliko kW do desetak MW [72].

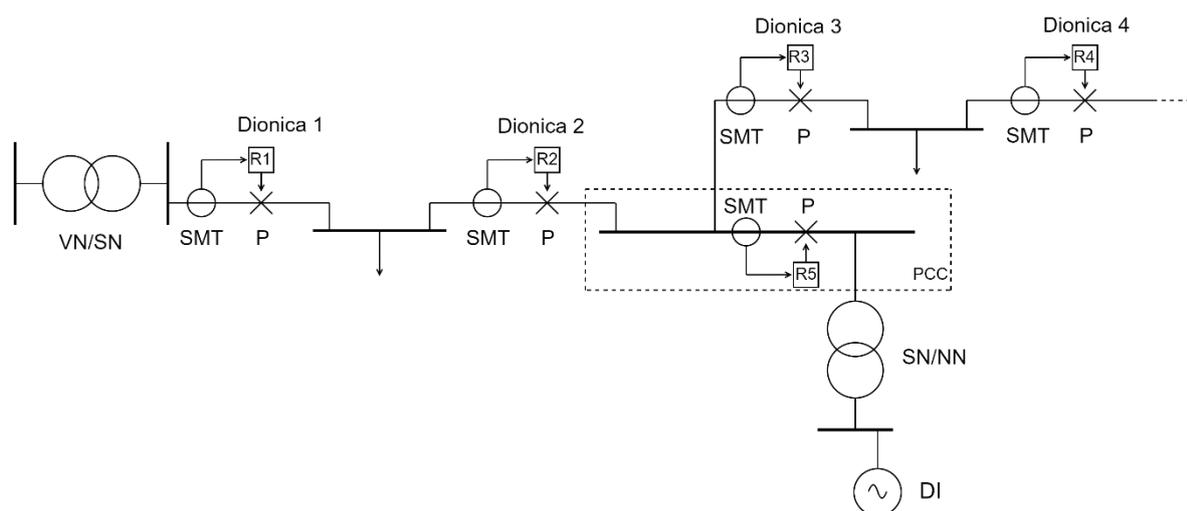
DI jedinice, ako su pravilno smještene i dimenzionirane, mogu imati korisnu ulogu u radu distribucijske mreže [73], [74], [75], [76], [77]. To je uglavnom zbog smanjenja gubitaka vodova i transformatora u mreži. Međutim, mogu se javiti i neki izazovi povezani s njihovim

priključkom na distribucijsku mrežu. Između ostalog, povećanje udjela distribuirane proizvodnje utječe na pogon distribucijske mreže kroz:

- dvosmjjerne tokove snaga i moguće preopterećenje nekih elemenata sustava,
- utjecaj na naponske prilike i varijacije napona,
- porast struja kratkog spoja,
- utjecaj na gubitke u mreži,
- utjecaj na podešenje relejne zaštite.

Za razliku od prijenosne mreže, potrošačke točke distribucijske mreže (TS SN/NN) u najvećem broju slučajeva nisu daljinski upravljive, te stoga nema točnih informacija (u realnom vremenu) o tokovima snaga ili promjenama napona po dubini mreže. Prilikom izgradnje pasivne distribucijske mreže sklopna oprema, zaštita i upravljanje bili su usuglašeni s navedenom praksom radijalnoga pogona i jednosmjernoga toka snage. Priključkom DI-a dolazi do promjena tokova snaga, što između ostaloga mijenja i naponske prilike u distribucijskoj mreži te traži provjeru podešenja postojeće relejne zaštite.

Što se tiče koncepta šticećenja s uključenim DI jedinicama, u osnovi postoji nekoliko situacija u kojima DI mogu značajno utjecati na postavke releja. Na slici 3.9 prikazan je općeniti priključak DI-a na SN mrežu u formi „ulaz-izlaz“ na dionice 2 i 3. Mora se napomenuti da je ovo samo jedan tip priključka, a drugi se koriste ovisno o izlaznoj snazi DI-a, prijenosnoj moći vodova distribucijske mreže i/ili o kapacitetu napojne VN/SN transformatorske stanice.



Slika 3.9 Priključak DI-a na izvod SN mreže u formi „ulaz-izlaz“ na dionice 2 i 3

U ovom slučaju DI je spojen na SN sabirnicu koja se naziva susretno postrojenje ili mjesto preuzimanja/predaje električne energije (engl. *Point of common coupling*, PCC).

Prekidač, numerički relej, SMT i naponski mjerni transformator (NMT) izravno su postavljeni na sabirnice PCC-a i u vlasništvu su ODS-a. Ovaj konkretni prekidač naziva se još i prekidač za odvajanje, s obzirom da mu je zadaća odvojiti proizvodno postrojenje od ostatka mreže u slučaju kvara. Na sekundarnoj strani SMT-a i NMT-a priključeno je dvosmjerno brojilo koje mjeri i pohranjuje podatke o električnoj energiji i snazi koja se prenosi iz DI jedinice prema mreži (i obrnuto, ako se radi o vlastitoj potrošnji DI-a tijekom obustave njegove proizvodnje). Brojilo je također u vlasništvu ODS-a, ali njegovi podaci moraju biti dostupni i korisniku mreže zbog transparentnosti. Na prekidač za odvajanje djeluje više vrsta zaštite koje prekidaju paralelan pogon postrojenja proizvođača s distribucijskom mrežom u slučaju nepoželjnih događaja i kvarova. Zaštita prekidača za odvajanje sadržana je u terminalu polja, a svojim ga djelovanjem treba isključiti prema definiranim zaštitnim funkcijama, s ciljem odvajanja mreže od elektrane u slučaju kvara (u mreži ili elektrani) ili neprimjerenoga pogona (mreže ili elektrane). Zaštita prekidača za odvajanje mora biti selektivno stupnjevana sa zaštitom u samoj elektrani, kao i s ostalom zaštitom u SN mreži koja je u vlasništvu ODS-a. Numerički relej koji upravlja prekidačem obično se u praksi sastoji od nadstrujne zaštite ($I>$), podnaponske/nadnaponske zaštite ($U<$, $U>$), podfrekventne/nadfrekventne zaštite ($f<$, $f>$) i zaštite od otočnog pogona. Posljednje tri vrste se zapravo koriste samo za sprječavanje formiranja otočnog pogona prilikom zatajenja tog dijela distribucijske mreže [78]. Formiranje otočnog pogona, iako korisno u određenim slučajevima (poboljšanje pokazatelja pouzdanosti kao što su *SAIFI*, *SAIDI*, ...), često može predstavljati veliku opasnost za elemente distribucijske mreže, a posebno za DI.

U slučaju kvara na 1. dionici izvoda na slici 3.9, relej R1 će poslati signal za isključenje svom pridruženom prekidaču, koji će otvoriti svoje kontakte. Sada cjelokupna potrošnja izvoda prelazi na DI. Ako je opterećenje izvoda veće od raspoložive snage DI-a, podfrekventna zaštita na PCC-u će otvoriti prekidač za odvajanje i odspojiti DI iz mreže, čime se sprječava otočni rad. Isto se događa u suprotnoj situaciji, tj. ako je opterećenje izvoda niže od raspoložive snage DI-a. Tada će nadfrekventna zaštita na PCC-u otvoriti prekidač za odvajanje i odspojiti DI od ostatka mreže.

Formiranje otočnog pogona je potencijalno veoma opasno za mrežu i mrežne elemente. Primjerice, ako se izvod sastoji od nadzemnih vodova, tada se sasvim sigurno u sustavu relejne zaštite koristi automatski ponovni uklop (APU). On ima zadaću automatski uključiti prekidač nakon određenog vremena (obično je dvokratni, prvi nakon 0,4 s i još jedan nakon 40 s), kako bi se uspostavilo ponovno napajanje cijelog izvoda. Ovo se radi kako bi se uklonili prolazni ili

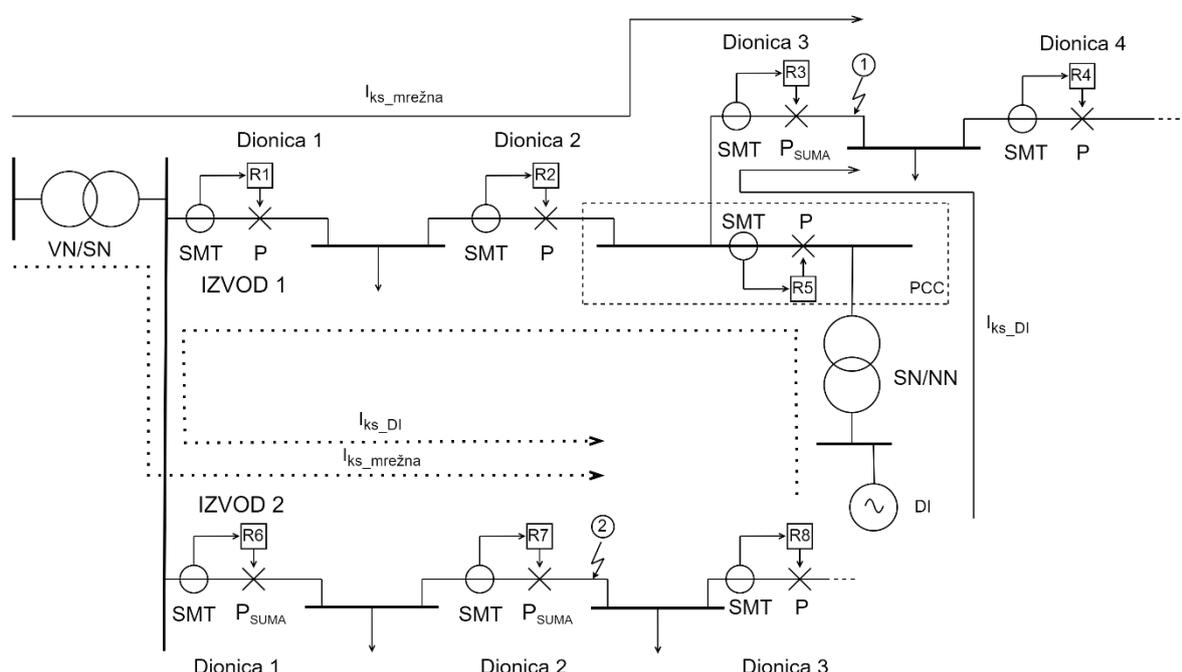
intermitentni kvarovi i/ili smetnje i kako bi se održali povoljni pokazatelji pouzdanosti za ODS. Međutim, ako APU sustav ponovno uključi prekidač releja R1 dok je DI u otočnom pogonu, tada postoji vrlo velika vjerojatnost da će energetska otok doživjeti asinkrono ponovno uključivanje na glavnu mrežu ili tzv. pogrešnu sinkronizaciju. Razlog tome je da frekvencije otočne i glavne mreže nisu usklađene, niti su im jednake odgovarajuće amplitude napona, no u praktičnim slučajevima najopasniji parametar je fazni kut δ između mrežnog i otočnog linijskog napona. Naime, referentna frekvencija i amplituda napona DI-a unaprijed su postavljeni i regulirani regulatorom brzine vrtnje i automatskim regulatorom napona i može se konstatirati da će ti parametri odgovarati frekvenciji i naponu glavne mreže [79], [80], [81]. Međutim, isto se ne može reći za fazni pomak δ između napona mreže i DI-a. Najteži mogući scenarij je da su u protufazi, jer će tada velika struja izjednačenja teći između mreže i DI-a, potencijalno oštećujući ili potpuno uništavajući mrežne elemente na svom putu (uključujući i sam DI).

Još je opasnija situacija u kojoj, kada prekidač otvori svoje kontakte nakon primitka signala iz pridruženog releja R1, opterećenje izvoda točno u tom trenutku potpuno odgovara izlaznoj snazi DI-a. Iako nije vrlo vjerojatna, ova bi situacija značila da DI bez problema prelazi u otočni rad, a da ga njegova zaštita uopće ne detektira. Prema tome slučaju, relej R5 na slici 3.9 također ne bi otkrio formiranje otoka, a kao izravna posljedica prekidača za odvajanje neće reagirati i otvoriti svoje kontakte. Nakon aktivacije APU-a dogodit će se asinkrono ponovno uključivanje DI-a na mrežu i moguća ozbiljna šteta na njemu i mrežnim elementima. Iz tog razloga velik je trud uložen na razvoj novih metoda za detektiranje formiranja otočnog pogona, a koje se temelje na mjerenju lokalnih ili daljinskih parametara u mreži (npr. podatak o signalizaciji isključenja prekidača na početku izvoda putem komunikacijske infrastrukture, podatak o faznom pomaku δ između napona mreže i napona otoka, itd.).

Osim problema s porastom napona, koji se mogu riješiti bilo podešavanjem nadnaponske zaštite u postojećim numeričkim relejima ili pomoću sustava automatskog regulatora napona DI-a, važan parametar kod pojave kratkog spoja je podnaponska zaštita [82], [83]. Njen glavni cilj je isključiti DI iz mreže u slučaju brzog i značajnog pada napona (obično 50-60% U_{naz}), koji bez iznimke prati višefazne kratke spojeve. Korištenjem podnaponske zaštite koja se ugrađuje u prekidač za odvajanje, ODS u osnovi osigurava da će DI biti isključen u slučaju bilo kakvog višefaznog kratkog spoja na izvodu.

S pogleda utjecaja na rasklopnu snagu (prekidnu moć) prekidača, postoji situacija koja se može dogoditi prilikom integracije DI-a. Odnosi se na moguće prekoračenja rasklopne snage prekidača i, posljedično, udarnih struja elemenata u mreži [84], [85]. Naime, u slučaju kad se

kratki spoj dogodio na napojnom vodu električki gledano nakon DI-a, tada zbroj struje kvara DI-a i struje mreže teče kroz isti prekidač kao što je prikazano na slici 3.10. Ovdje se trofazni kratki spoj s oznakom 1 promatra na 3. dionici izvoda 1 i prekidač na početku 3. dionice, kroz koji teku obje kontribucijske struje kvara, označen je kao P_{SUMA} . Gotovo isti slučaj događa se na izvodu 2 iste slike, gdje DI koji je smješten na izvodu 1, napaja trofazni kratki spoj s oznakom 2, smješten na njegovoj 2. dionici. Svi prekidači kroz koje teku obje kontribucijske struje kvara označeni su kao P_{SUMA} . I kvar nadređene distribucijske mreže i struja kvara DI-a prikazani su isprekidanom linijom za kratki spoj 2, kako bi se razlikovao od slučaja kratkog spoja 1 na izvodu 1.

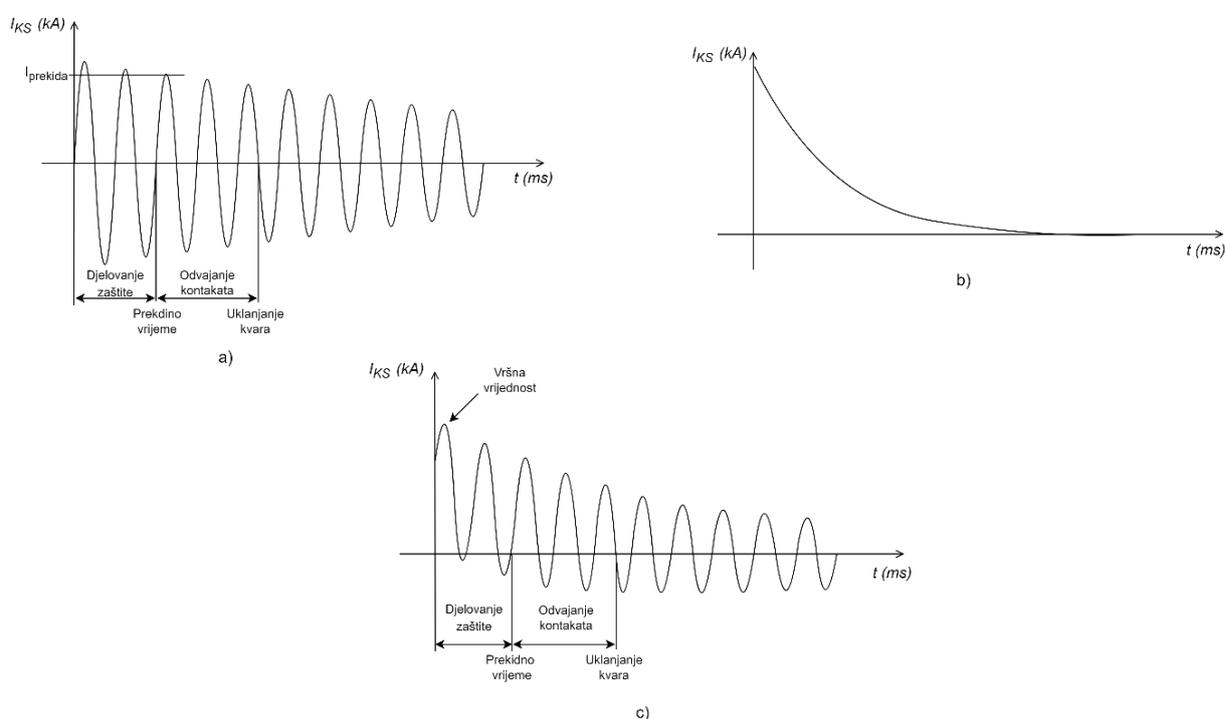


Slika 3.10 Slučaj mogućeg prekoračenja prekidne snage prekidača i udarne struje kratkog spoja za elemente u mreži

U slučaju prekoračenja rasklopne moći prekidača kroz koje teče povećana struja kratkog spoja (zbog kontribucije DI-a), dogodit će se situacija da oni jednostavno neće moći otvoriti svoje kontakte (premda će njihovi releji pravovremeno reagirati). To je iz razloga što će im kontakti vjerojatno biti djelomično ili potpuno rastaljeni zbog razvijanja velike količine topline uslijed prolaska prevelike struje kratkog spoja. Za slučaj distribucijskih mreža dovoljno je promatrati samo maksimalne višefazne struje kratkih spojeva (obično trofaznu struju kratkog spoja), s obzirom da se radi o najtežem kvaru u mreži pri kojem se razvijaju najveće struje.

Također, u slučaju prekoračenja udarne struje kratkog spoja, sabirnice mogu biti istrgnute iz nosećih izolatora zbog velikih elektrodinamičkih sila [86]. Stoga se udarna struja mora provjeriti prema katalogima proizvođača opreme i za ostale elemente mreže, za razliku od prekidne snage, koja se provjerava samo za prekidače.

Rasklopna moć prekidača odnosi se na maksimalnu struju koju prekidač može sigurno prekinuti [87]. Točnije, to je efektivna vrijednost izmjenične komponente struje kratkog spoja u trenutku odvajanja kontakata prekidača. Ovo je prikazano na oscilogramu koji sadrži valni oblik izmjenične, istosmjerne i ukupne struje kratkog spoja na slici 3.11, pri čemu je dio a) vezan uz definiciju prekidne moći.



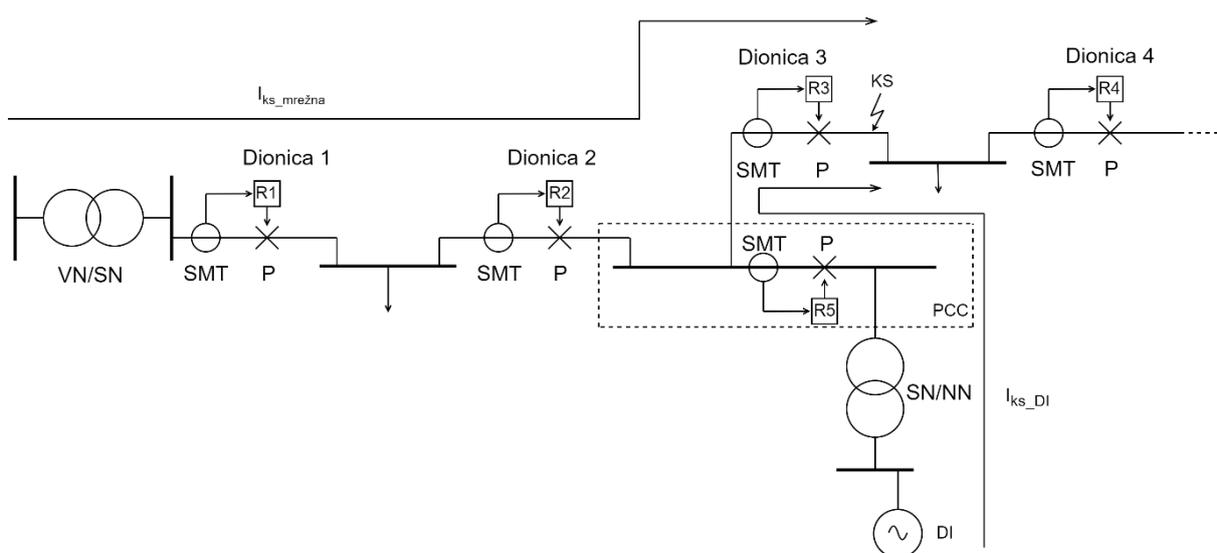
Slika 3.11 Oscilogram koji prikazuje opći valni oblik struje kratkog spoja, s odvojenim i kombiniranim izmjeničnim i istosmjernim komponentama

Udarne struja kratkog spoja uvijek je veća od struje vezane uz rasklopnu snagu kratkog spoja i to je maksimalna vršna vrijednost (amplituda prve poluperiode) struje kratkog spoja koju prekidač može uklopiti bez ikakve štete uslijed popratnih elektrodinamičkih sila. Drugim riječima, udarna struja kratkog spoja je maksimalna struja koju prekidač može provesti u trenutku njegovog zatvaranja (npr. nakon aktivacije APU ciklusa za mrežu u kojoj je došlo do trajnog kvara) i prikazana je na dijelu c) slike 3.11. Kod udarne struje, s obzirom da se radi samo o jednom trenutku u kojem teče veoma velika struja uslijed opadajuće istosmjerne komponente, ne može se govoriti o značajnom termičkom oštećenju opreme. No, s obzirom na

pojavu jakih elektrodinamičkih sila, javlja se opasnost od mehaničkog oštećenja elemenata mreže. Kao što je napomenuto, udarna struja kratkog spoja mora se provjeriti za svu opremu kroz koju može teći struja kratkog spoja, jer je vršna vrijednost prvog ciklusa vezana uz najteži slučaj, gledano iz perspektive elektrodinamičke sile i opterećenja. To uključuje sabirnice, potporne izolatore, provodne izolatore, fazne vodiče, strujne mostove, SMT-e, rastavljače, RS-e i zemljospojnike koji također moraju biti sposobni izdržati udarne struje kratkog spoja.

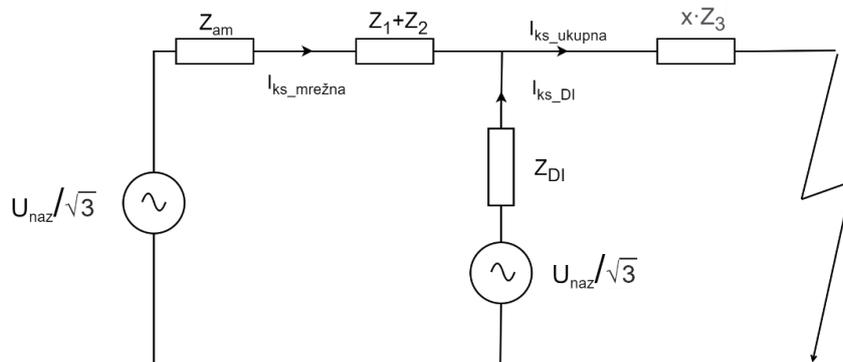
Prethodno opažanje isprva se ne čini izravno povezano s podešenjem relejne zaštite, s obzirom da se radi o dimenzioniranju elemenata na maksimalne struje kratkog spoja, a ne o detekciji struje kratkog spoja, pri čemu je relevantna minimalna struja. Međutim, kada se u mreži koriste inverzni releji, oni releji kroz koje teku obje kontribucijske struje (mrežna i struja DI-a), zapravo će se aktivirati brže u skladu s inverznom t-I karakteristikom [5], [88], [89]. Upravo iz tog razloga sva postojeća oprema i mrežni elementi moraju se temeljito analizirati prilikom proračuna struje kratkog spoja za potrebe izrade Elaborata podešenja zaštite (EPZ), a sve prije priključenja DI-a. Ukratko, može se reći da kontribucijska struja DI-a ima utjecaj ne samo na dimenzioniranje opreme, već i na brzinu prorade releja, iako potonje vrijedi samo za releje inverznog tipa.

Posljednja karakteristična situacija u vezi s podešenjem nadstrujne relejne zaštite u mrežama s DI-ima povezana je s potrebom korigiranja minimalnih postavki releja. Ako se kvar na slici 3.12 električki gledano dogodi nakon DI-a, kao što je prethodno objašnjeno, svi prekidači i pridruženi releji koji se nalaze nakon DI-a osjetit će dodatnu struju kontribucije DI-a koja teče kroz njih (zajedno s strujom kvara iz mreže).



Slika 3.12 Slučaj mogućeg zakazivanja prorade nadstrujne relejne zaštite locirane između mreže i DI-a za kvarove koji su se, električki gledano, dogodili nakon DI-a

Međutim, releji R1 i R2 i njima pridruženi prekidači između TS VN/SN i DI-a detektirat će smanjenu struju u usporedbi sa slučajem kvara na istom mjestu, a kada DI nije bio priključen na mrežu. To je zato što je kontribucijska struja iz distribucijske mreže (iz smjera TS VN/SN) funkcija impedancije DI-a, dijela SN izvoda i aktivne napojne mreže [90]. Navedeno je prikazano na slici 3.13 koja prikazuje ekvivalentni strujni krug mreže sa slike 3.12.



Slika 3.13 Izračun mrežne komponente struje kratkog spoja

Na temelju slike 3.13, jednadžba za mrežnu struju bit će zapisana kao:

$$\bar{I}_{ks_mrežna} = \bar{I}_{ks_ukupna} \cdot \left(1 - \frac{x \cdot \bar{Z}_3}{\bar{Z}_{DI}}\right) \quad (3.1)$$

Gdje je \bar{Z}_{DI} zbroj sinkrone reaktancije generatora i reaktancije njemu pridruženog transformatora (uključujući i njihove djelatne otpore), \bar{Z}_{am} predstavlja impedanciju ekvivalentne impedancije aktivne mreže (uključujući proizvodne jedinice, prienosnu VN mrežu i impedanciju VN/SN transformatora), dok \bar{Z}_1 , \bar{Z}_2 i \bar{Z}_3 predstavljaju impedanciju vodova prve, druge i treće dionice. x označava udaljenost između priključne točke (PCC-a) distribuiranog izvora i mjesta na kojem je nastao kvar, stoga $x \cdot \bar{Z}_3$ predstavlja dio 3. dionice.

Konačno, \bar{I}_{ks_ukupna} označava ukupnu struju na mjestu kratkog spoja, koja se sastoji od kompleksne sume mrežne struje i struje DI-a, a u slučaju trofaznog kratkog spoja jednaka je:

$$\bar{I}_{ks_ukupna} = \frac{\bar{U}_{naz}}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_{ukupno}} \quad (3.2)$$

gdje je \bar{U}_{naz} linijski nazivni napon mreže, a \bar{Z}_{ukupno} je ekvivalentna direktna impedancija kruga prikazanog na slici 3.9 koja je jednaka:

$$\bar{Z}_{ukupno} = [\bar{Z}_{DI} || (x \cdot \bar{Z}_3)] || (\bar{Z}_{am} + \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2) \quad (3.3)$$

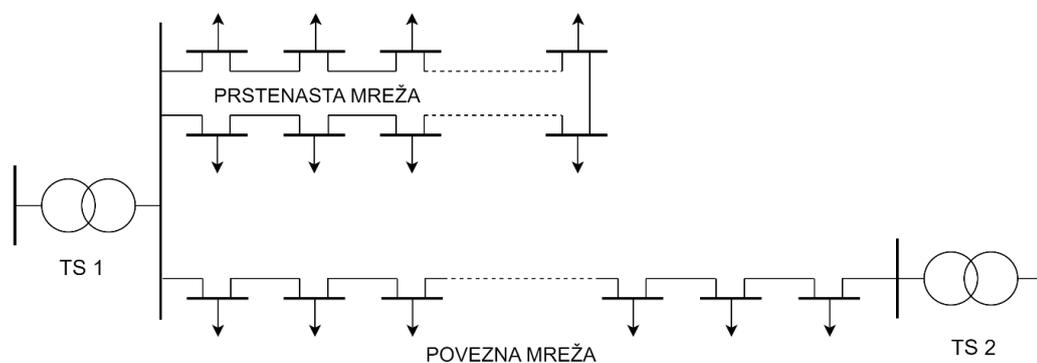
Dakle, u slučaju kada DI i napojna mreža paralelno napajaju mjesto kvara, releji između njih se moraju podesiti ispod svojih prethodno definiranih pragova struje okidanja, kako bi se

izbjegao slučaj zakazivanja njihove prorade u novonastalim okolnostima priključenja DI na mrežu. Drugim riječima, mogu postati "slijepi" za neke slučajeve kratkog spoja koji se mogu javiti na vodu, električki gledano nakon DI jedinice. Stoga, ako se postavke tih releja ne promijene (smanje), tada je realna mogućnost da oni možda neće detektirati te struje kratkog spoja, i stoga se ovakav događaj naziva „zasljepljivanje“ releja. Naravno, treba naglasiti jednu važnu stvar, a to je da su spomenuti releji po svojoj funkciji zapravo rezervni releji, što znači da bi trebali proraditi samo u slučaju kvara primarnih releja najbližih mjestu kvara. Unatoč tome, njihova rezervna uloga ne smije se zanemariti, te se iz tog razloga moraju proračunom provjeriti svi releji mreže na koju se planira priključiti DI, a zbog mogućeg slučaja "zasljepljivanja" zaštite.

3.3 Petljasti pogon prstenaste i povezne distribucijske elektroenergetske mreže

U praksi se prstenaste i povezne distribucijske mreže vode isključivo u radijalnom pogonu, dakle s otvorenom RS na nekom vodu u mreži koja sprječava paralelni rad više izvoda. Ipak, integracijom DI-a i pojavom dvosmjernih tokova snaga i struja kratkih spojeva, ne može se više govoriti o radijalnom pogonu u strogom smislu riječi. Također, u brojnim znanstveno-istraživačkim radovima promatraju se upravo mreže s dvosmjernim tokovima snaga i tzv. upetljanim pogonom, kojeg karakterizira paralelni rad više izvoda jedne ili više napojnih TS VN/SN. Drugim riječima, u tim mrežama nema otvorene RS, odnosno izvlačivog prekidača koji je preuzeo njenu ulogu, već su svi rastavni elementi zatvoreni (uklopljeni), onemogućavajući pritom radijalan pogon.

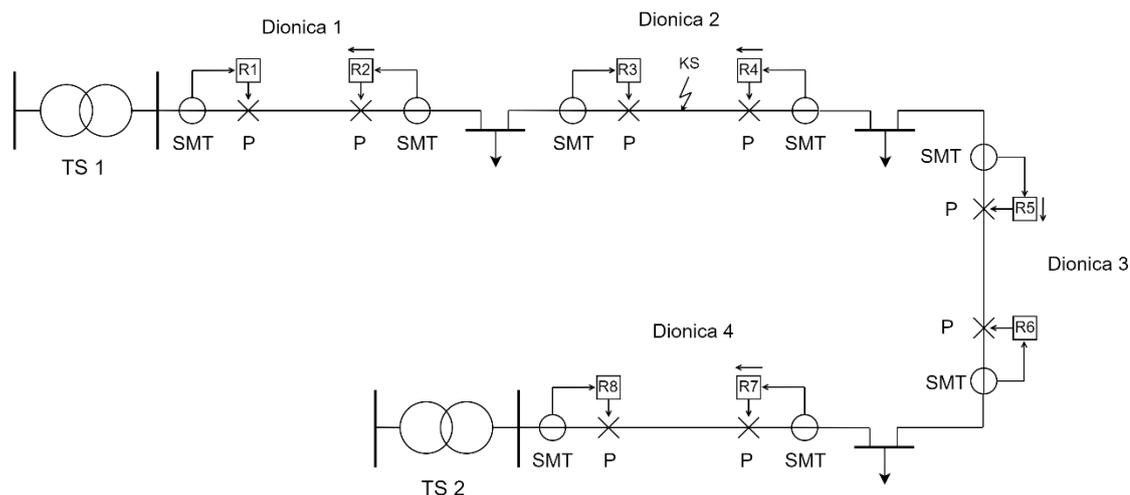
Važno je spomenuti kako se u slučaju dvosmjernih tokova snaga javlja potreba za zaštitom s obje strane voda, što znači da se uz obične nadstrujne releje koriste i usmjereni nadstrujni releji. U slučaju prstenaste ili povezne topologije koje su prikazane na slici 3.14, uporaba usmjerenih releja uzima se kao glavna pretpostavka.



Slika 3.14 Prstenasta i povezna topologija distribucijske mreže s upetljanim pogonom

Glavna značajka obiju topologija je da se u slučaju kvara na jednomvodu, napajanje električnom energijom može osigurati iz drugih izvoda, bilo iz iste točke napajanja (TS 1), što je karakteristično za prstenastu mrežu, ili iz susjedne točke napajanja (TS 2), što je karakteristično za poveznu mrežu.

U oba slučaja opisanih mreža, to će biti učinjeno gotovo trenutačno, nakon što prekidač izolira oštećeni vod s obje strane. Isto je za primjer povezne mreže prikazano na slici 3.15 za paran broj vodova između dvije napojne TS.



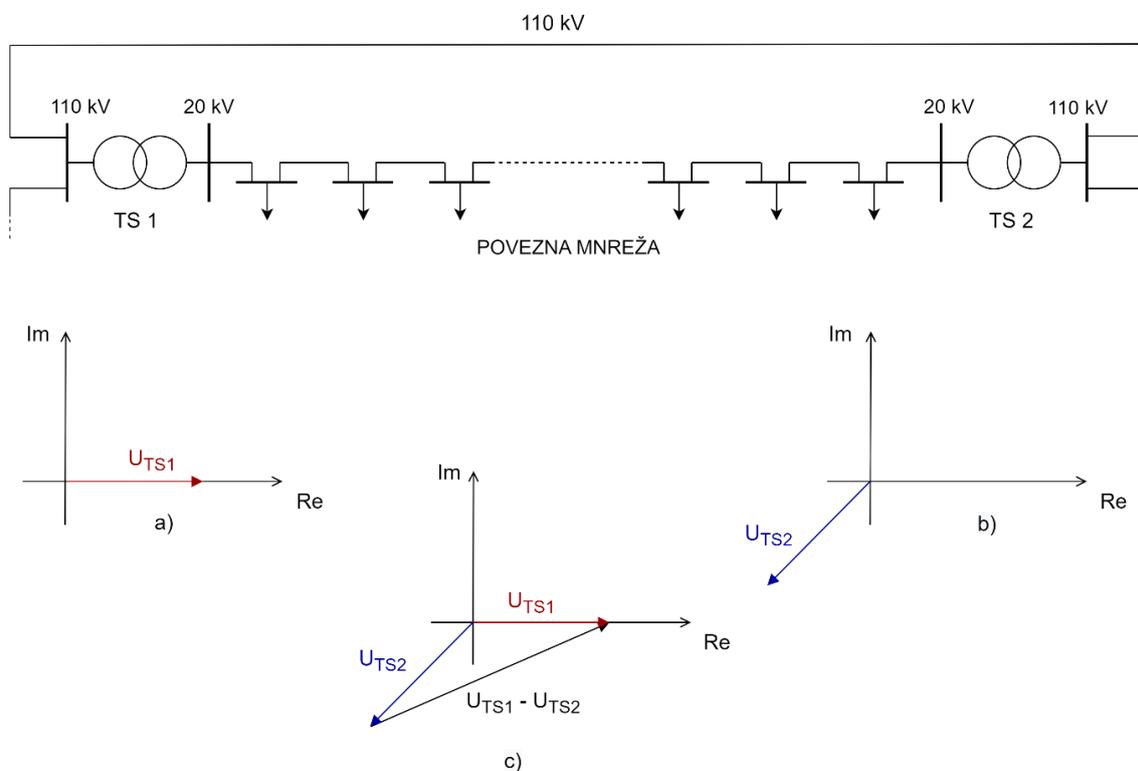
Slika 3.15 Uporaba usmjerenih releja u poveznoj distribucijskoj mreži pri paralelnom (upetljanom) pogonu oba izvoda

U ovom slučaju releji moraju biti vremenski stupnjevani za svaku napojnu TS zasebno. Primjerice, releji R7, R5, R3 i R1 povezani su s TS 1 i moraju biti vremenski stupnjevani počevši od R7. Isto vrijedi i za releje koji se odnose na TS 2, a to su R2, R4, R6 i R8 koji moraju biti stupnjevani počevši s R2. Još važnije, R2, R4, R5 i R7 moraju biti usmjereni releji. Primjerice, ako se kratki spoj dogodi na 2. dionici, R3 i R4 moraju reagirati najbrže. Kada u mreži ne bi bilo usmjerenih releja i ovisno o struji podešenja, R2 i R7 bi prvi reagirali (jer imaju pridruženo najkraće vrijeme prorade) i tako isključili cijelu mrežu prikazanu na slici 3.15.

Pri radu povezne upetljane mreže može se javiti situacija koja može utjecati na proradu relejne zaštite, a zbog tzv. struja izjednačenja. Primjerice, ako dvije (ili više) napojne TS VN/SN rade paralelno kako bi opskrbljivale svoje zajedničke izvode, njihovi odgovarajući naponi na SN sabirnicama moraju biti usklađeni po amplitudi i frekvenciji. Potonje nije teško ostvariti za inženjere vođenja mreže u ODS-u, budući da je održavanje frekvencije sustava ponajprije odgovornost Operatora prijenosne mreže (OPS). Traženu amplitudu napona također nije problematično postići jer će sustav automatske regulacije napona unutar same TS VN/SN

kontinuirano održavati sekundarni napon na SN sabirnicama. Ipak, inženjeri vođenja mreže ODS-a trebaju pažljivije pratiti ovaj parametar, jer napon nije globalna karakteristika elektroenergetskog sustava kao frekvencija, već lokalna, i samim time je podložniji promjeni. Međutim, za razliku od amplitude napona, pojava fazne razlike (pomaka) između napona SN sabirnica obaju napojnih TS puno je realnija i ozbiljnija mogućnost. Kako bi upetljana povezna mreža ispravno radila, navedeni fazni pomak između oba fazora napona sekundarnih sabirnica napojnih TS VN/SN (također nazvan kut opterećenja δ) ne bi trebao uzrokovati velike struje izjednačenja.

Na primjer, sljedeća situacija koja je prikazana na slici 3.16, je primjer nedozvoljenog upetljanog pogona, a prikazuje SN mrežu koju napajaju dvije TS VN/SN, povezane s vodom 110 kV na viskom naponu. TS 1 sastoji se od VN/SN transformatora (obično ih je dva) u YNyn0 spoju, a TS 2 se sastoji od VN/SN transformatora u YNd5 spoju. Očito je da će, čak i u idealnim okolnostima gdje su oba sekundarna napona od 20 kV jednakih amplituda uslijed ispravnog rada pripadajućih sustava automatskih regulatora napona, njihov fazni pomak postojati, i iznositi $30 \cdot 5 = 150^\circ$. To rezultira situacijom u kojoj će razlika fazora oba napona $U_{TS1} - U_{TS2}$ između sekundarnih sabirnica napojnih TS (prikazano u dijelu c) na slici 3.16) uzrokovati visoke struje izjednačenja i posljedično aktivirati $I >$ zaštitu jednog ili oba izvoda.



Slika 3.16 Prikaz pojave struja izjednačenja uzrokovanih različitim spojevima namota napojnih transformatora

Čak i u slučaju da obje promatrane TS imaju isti tip spoja primarnog i sekundarnog namota (primjerice YNyn0), struje izjednačenja će se i dalje javljati, iako će njihova vrijednost biti puno niža nego u prvom slučaju. Unatoč tome, u određenim situacijama one također mogu toliko narasti da uzrokuju aktiviranje I> zaštite, pod uvjetom da je mreža u petljastom pogonu.

Primarni (a posljedično i sekundarni) naponi obje TS s istim spojem namota, U_{TS1} i U_{TS2} , rijetko će biti u fazi (situacija u kojoj je njihova fazna razlika ili kut opterećenja δ jednak 0°). To je zato što određeni iznos struje uvijek teče i mora teći kroz VN vodove, kao što je također slučaj na vodu od 110 kV u primjeru prikazanom na slici 3.16. Ovisno o iznosu te struje i impedanciji voda 110 kV (ili fizičkoj udaljenosti između TS 1 i TS 2) pad napona između ova dva čvora će varirati. Kao što je već navedeno, fazori napona na sekundarnoj strani obje TS će imati iste amplitude (i posljedično efektivne vrijednosti) zbog ispravnog rada sustava automatskog regulatora napona. Međutim, pad napona između ta 2 čvora uzrokovat će razliku faznog kuta između dva fazora napona U_{TS1} i U_{TS2} , što je također ključni parametar koji uzrokuje struje izjednačenja.

Primjerice, pretpostavimo da se zajednički SN izvod sastoji od kablskih dionica jednakog poprečnog presjeka od 150 mm^2 i nazivne struje 345 A. Njihova jedinična reaktancija je $0,2 \Omega/\text{km}$, a ukupna duljina je 10 km. Prijenosna moć iznosi otprilike 12 MVA prividne snage na 20 kV naponu, prema poznatoj jednadžbi $S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$. Također, pretpostavimo da je ukupno opterećenje spojeno na promatrani SN izvod jednako 10 MVA (uključujući gubitke na dionicama i SN/NN transformatorima). U početku, izvod radi radialno. RS se otvara u razvodnoj ploči jedne TS SN/NN u sredini SN izvoda i opterećenje se ravnomjerno dijeli između TS (5 MVA po svakoj). Budući da će fazori napona U_{TS1} i U_{TS2} sada biti mnogo više usklađeni nego na dijelu c) slike 3.16 zbog istog spoja transformatora, to znači da će njihov fazni pomak sada biti mnogo manji. Pitanje je da li se i za mali kut opterećenja δ mogu javiti dovoljne struje izjednačenja koje mogu izazvati proradu nadstrujne relejne zaštite.

Sljedeće ćemo pretpostaviti da se gore spomenuta RS zatvara i da mreža prelazi u petljasti pogon (paralelni rad). Ako je fazna razlika između napona U_{TS1} i U_{TS2} samo 2° , to će uzrokovati dodatne tokove djelatne i jalove snage između 20 kV sekundarnih sabirnica objiju napojnih TS prema sljedećim izrazima:

$$P = \frac{U_{TS1} \cdot U_{TS2}}{X_{TS1TS2}} \cdot \sin\delta = \frac{20 \cdot 20}{0,2 \cdot 10} \cdot \sin 2^\circ \approx 7 [MW] \quad (3.4)$$

$$Q = \frac{U_{TS1} \cdot U_{TS2} \cdot \cos\delta - U_{TS1}^2}{X_{TS1TS2}} = \frac{20 \cdot 20 \cdot \cos 2^\circ - 20^2}{0,2 \cdot 10} \approx 0 [Mvar] \quad (3.5)$$

Drugim riječima, zbog male fazne razlike δ , neće teći dodatna jalova snaga između 20 kV sekundarnih sabirnica oba napojna čvora. Međutim, količina djelatne snage koja teče zbog iste (naizgled male) fazne razlike δ bit će značajna. Ova dodatna snaga imat će smjer koji ovisi o položaju fazora napona. Ako napon U_{TS1} prethodi naponu U_{TS2} , dodatna snaga će teći od sekundarnih sabirnica TS 1 prema sekundarnim sabirnicama TS 2. Dakle, prva dionica 20 kV SN izvoda nakon TS 1 će prenositi $5 + 7 = 12$ MVA, od čega će se 10 MVA trošiti na cijelom izvodu za pokrivanje ukupnog opterećenja i gubitaka, dok će 2 MVA teći kroz transformator TS 2 i uzvodno prema 110 kV mreži. Očito je da za 2° fazne razlike fazora napona između susjednih čvorova na 110 kV mreži, paralelni rad 20 kV distribucijske mreže rezultira dosezanjem maksimalnog kapaciteta kablskog voda 150 mm^2 . Važno je još istaknuti da izvod nije potpuno opterećen jer njegovo ukupno opterećenje i gubici iznose 10 MVA. U slučaju da je on bio opterećen više (kapacitet nosivosti kabela od 12 MVA je gornja granica), mrežni rad pod tim okolnostima bi gotovo sigurno uzrokovao aktiviranje I> zaštite.

Drugim riječima, rad mreže u topološki poveznoj, a pogonski upetljanoj distribucijskoj mreži uvelike ovisi o stanju napona čvorova VN mreže i njihovoj faznoj razlici. Kada SN mreža radi u radijalnom pogonu, struje izjednačenja neće postojati i I> zaštita SN izvoda će se aktivirati samo zbog nenormalnog porasta opterećenja ili kratkog spoja.

Slijedom prethodnog razmatranja, zanimljivo je napomenuti da upetljani pogon neće uzrokovati struje izjednačenja i prethodno navedene probleme u topološki prstenastoj mreži. To je zato što se, kao što je prikazano na slici 3.14, prstenasta mreža napaja iz istih (jednih) SN sabirnica, što znači da će postojati samo jedan fazor napona. Naponi s obje strane otvorene RS na graničnom vodu imat će zanemarivu faznu razliku δ te će stoga struje (i snage) izjednačenja pri zatvaranju spomenute sklopke biti zanemarive.

Stoga, u ovom doktorskom radu će se optimizacijski problem koordinacije nadstrujne relejne zaštite ispitivati na primjeru paralelnog pogona prstenaste topologije distribucijske mreže, a sve promatrano uz prisustvo DI-a.

4. OSNOVNA FORMULACIJA I PRIKAZ PROBLEMA OPTIMIZACIJE POSTAVKI NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE

Relejna zaštita distribucijskih elektroenergetskih mreža dijeli se na primarnu i rezervnu zaštitu šticećenih elemenata. Ispravna koordinacija između parova P/R releja najvažniji je uvjet za osiguranje pouzdanog i sigurnog rada distribucijskog sustava. To znači da primarni relej mora brzo izolirati elemente pogođene kratkim spojem u vlastitoj zoni šticećenja, dok rezervni relej mora proraditi u slučaju otkaza primarnog releja, a nakon određenog vremena diskriminacije.

Problem podešenja postavki releja može se formulirati kao optimizacijski problem. Stoga, glavni je cilj minimizirati ukupno vrijeme prorade svih primarnih releja prisutnih u distribucijskoj mreži. Osnovna funkcija cilja koja se koristi u većini literature prikazana je u jednadžbi 2.1, te je radi preglednosti rada ponovno prikazana u jednadžbi 4.1:

$$FC = \sum_{i=1}^n W_i \cdot t_i \quad (4.1)$$

gdje je n broj releja, t_i je vrijeme prorade releja R_i , a W_i je težinski koeficijent dodijeljen svakom releju. U ovom doktorskom radu promatrat će se samo inverzni releji zato što se optimizacija ne može provesti za vremenski nezavisne releje, budući da njihovo vrijeme prorade ne ovisi o iznosu struje kratkog spoja. Inverzna strujno-vremenska karakteristika releja koja je opisana u literaturi [91] dana je u jednadžbi 4.2:

$$t_i = \left(\frac{\alpha}{\left(\frac{I_{ks}}{PS_i} \right)^\beta - 1} + L \right) \cdot (TMS_i) \quad (4.2)$$

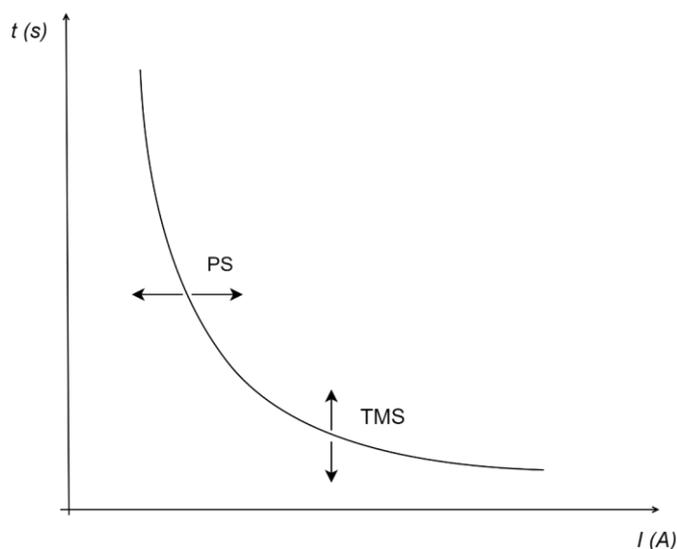
gdje su α , β , L koeficijenti koji služe za odabir nagiba strujno-vremenske karakteristike inverznog releja, I_{ks} je stvarna struja kratkog spoja koju detektira relej putem SMT-a, PS_i (engl. *plug setting*) je strujna postavka releja R_i , a TMS_i (engl. *time multiplier setting*) je vremenska postavka releja R_i . Općenite vrijednosti α , β , L dane su u tablici 4.1 [92].

Tablica 4.1 Vrijednosti koeficijenata za različite tipove inverznih releja

Relej	α	β	L
Inverzni	0,14	0,02	0
Jako inverzni	13,5	1	0
Ekstremno inverzni	80	2	0

4.1 Postavke inverzne nadstrujne zaštite distribucijskih mreža

Na vrijeme prorade releja utječu gornja i donja granica njegovih postavki TMS, odnosno PS. Dakle, podešenje vremena prorade nadstrujnog releja ovisi o njegovim strujnim i vremenskim postavkama [93]. Stoga su TMS i PS najvažnije varijable koje treba optimizirati. U problemu optimizacije postavki releja, cilj je odrediti strujne i vremenske postavke svakog releja tako da ukupno vrijeme prorade primarnih releja bude minimizirano, uz istovremeno postizanje ispravne koordinacije svih parova P/R releja.



Slika 4.1 Utjecaj postavki TMS i PS na karakteristiku prorade releja

Vremenskim podešenjem TMS postavke prilagođava se vrijeme proteklo između trenutka kada relej detektira struju kratkog spoja i trenutka kada pošalje signal prema prekidaču da otvori svoje kontakte. To se naravno događa kada struja kratkog spoja dosegne vrijednost jednaku ili veću od praga određenog strujnom postavkom PS.

Ako se pretpostavi da se koriste inverzni releji, da bi se odredila njihova PS postavka, mora se najprije izračunati maksimalna pogonska struja šticećenog voda. Za to je potrebno izvršiti proračun tokova snaga, pri čemu se PS svakog primarnog releja odabire kao vrijednost između izračunate maksimalne pogonske struje i nazivne struje šticećenog elementa. Potonja se može pronaći u katalogu proizvođača šticećenog elementa (npr. kabela). Problem kod korištenja postavke PS kao optimizacijske varijable leži u činjenici da se ona zapravo ne bi smjela definirati u proračunu kratkog spoja, jer je vezana uz presjek (i prijenosnu moć) voda. Promjenom postavke PS sugerira se i zamjena položenog voda s novim, većega/manjega presjeka. Navedeno se nikada ne radi kao rezultat proračuna kratkog spoja, već prilikom

planiranja mreže, a pri definiranju bilance snage. Tokovi snaga baziraju se na potrošnji i proizvodnji električne energije navedenog dijela mreže koji se promatra. Tek nakon ove razine, slijedi izrada projekata i elaborata podešenja zaštite, a sve s ciljem integracije voda definiranog presjeka u mrežu.

Drugim riječima, kod korištenja postavke PS kao optimizacijske varijable, izlazni rezultati algoritma mogu sugerirati da proradne struje šticećenog elementa ne odgovaraju nazivnima. To znači da je potrebno ili polagati nove kabele/nadzemne vodove ili da, u slučaju zadržavanja istih, oni jednostavno neće biti šticećeni za struje preopterećenja u određenom intervalu. Dakle, u potonjem slučaju postavka PS će biti prevelika, i struja praga prorade releja bit će veća od nazivne struje šticećenog elementa. Relej će proraditi optimalno (najbrže), ali samo u slučaju kada je stvarna struja kratkog spoja veća od praga njegove prorade. U slučaju kratkog spoja sa strujom koja je manja od navedenog praga, relej neće uopće reagirati i kao rezultat šticećeni element će se oštetiti.

4.2 Koordinacijsko ograničenje između primarnog i rezervnog releja

Obimna istraživanja su provedena u području optimizacije postavki releja s uključenim koordinacijskim ograničenjima. Glavni problem u optimizaciji s ograničenjima jest kako kontrolirati njihov utjecaj. Budući da su u problemu koordinacije releja struje kratkih spojeva istovremeno detektirane i od primarnih i od rezervnih releja, njihova precizna koordinacija važan je problem za inženjere zaštite. Prihvaćena praksa je da svaka primarna zaštita ima svoju rezervu kao osiguranje za postizanje pouzdanog zaštitnog sustava. Mehanizam okidanja rezervnog releja mora se aktivirati samo kada primarnom releju otkáže prorada (uslijed njegovog internog kvara, ili kvara mu pridruženog prekidača i SMT-a) i tek nakon protoka predefiniranog vremenskog intervala. Stoga, koordinacijsko ograničenje između primarnog i rezervnog releja može se izraziti na sljedeći način [94]:

$$t_r - t_p \geq CTI \quad (4.3)$$

gdje su t_r i t_p vremena prorade rezervnog i primarnog releja, a CTI predstavlja minimalno vrijeme koje mora proteći između prorade primarnog i rezervnog releja.

CTI se uglavnom sastoji od vremena rada (odvajanja kontakata) prekidača, koje se mjeri od trenutka kada je prekidač primio signal okidanja od releja do trenutka kada su njegovi kontakti u potpunosti otvoreni (i struja prestane teći kroz prekidač). CTI se uz navedeno sastoji i od vremena tolerancije releja i dodatnog vremena uzrokovanog uslijed eventualnih pogrešaka u njegovom podešavanju [95].

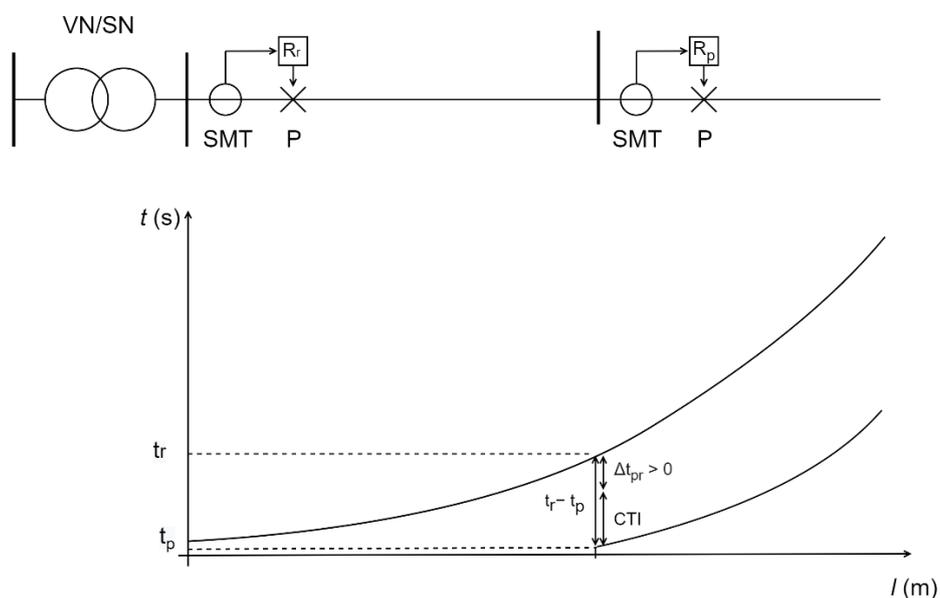
Minimalno vrijeme CTI između prorade rezervnog releja i primarnog releja mora biti zadovoljeno s ciljem postizanja ispravne koordinacije, a za potrebe boljih pokazatelja pouzdanosti distribucijske mreže. Razlog je taj da se može dogoditi situacija u kojoj oba releja (i primarni i rezervni) pošalju signal isključenja svojim pridruženim prekidačima. Na primjer, ako i primarni i rezervni relej detektiraju kratki spoj, oba će se pobuditi. Međutim primarni relej, koji je bliži kvaru, mora generirati svoj izlazni signal okidanja za pridruženi prekidač nakon t_p milisekundi, dok će rezervni relej odgoditi reakciju dok njegov interni sat ne odbroji vrijeme t_r . Kada je primarni relej poslao signal svom prekidaču, on mora otvoriti svoje kontakte unutar vremena CTI. Ovo vrijeme ne može biti tako kratko kao vrijeme prorade releja (numerički relej može izvršiti svoju internu skriptu i generirati signal okidanja za približno 30 milisekundi), a zbog rada mehaničke opruge prekidača i vremena gašenja luka, CTI će obično trajati u stotinama milisekundi. Ako tijekom tog CTI vremena interni sat rezervnog releja odbroji vrijeme t_r , on će generirati signal okidanja (opet u 30 milisekundi) i poslati ga svom pridruženom prekidaču. To se događa iz razloga jer prekidač primarnog releja nije u potpunosti otvorio svoje kontakte (CTI vrijeme nije isteklo), a struja kvara još uvijek teče kroz oba SMT-a i oba releja je mogu detektirati. Stoga će oba prekidača proraditi i oba zaštićena elementa (na primjer, vodovi) kao rezultat toga bit će isključena. Drugim riječima, broj kupaca za koje će opskrba električnom energijom biti obustavljena bit će veći negoli je uistinu nužno i pokazatelji pouzdanosti (SAIFI, SAIDI, ...) za mrežu će se pogoršati. Iz tog razloga, bitno je omogućiti da prođe minimalno CTI vrijeme između prorade primarnog i rezervnog releja. Za slučaj korištenja numeričkih releja u mreži, interval CTI se obično uzima kao 0,3 s.

Koordinacijsko ograničenje može se preformulirati u obliku u kojem je izraženo vrijeme diskriminacije na sljedeći način [96]:

$$\Delta t_{pr} = t_r - t_p - CTI \quad (4.4)$$

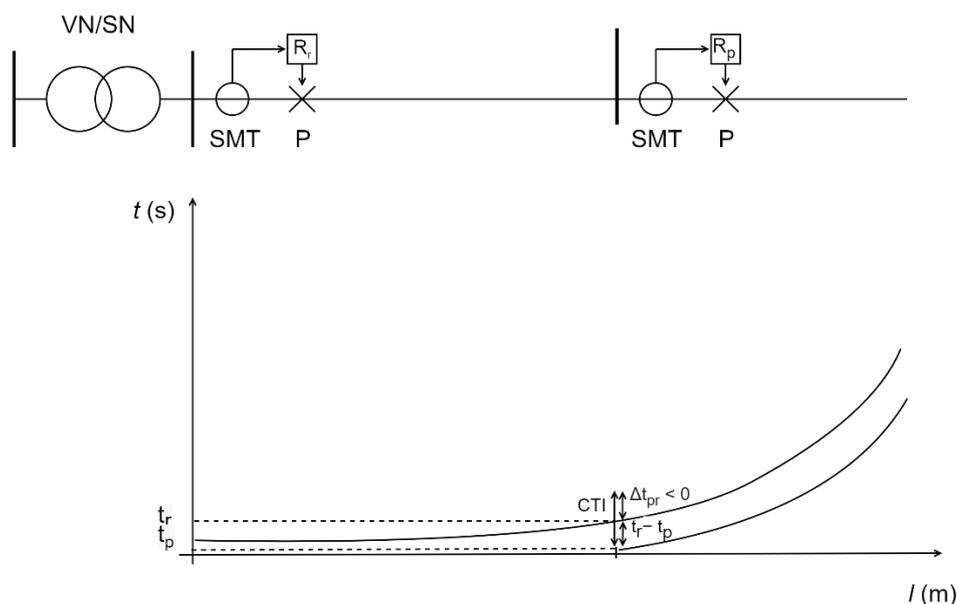
gdje Δt_{pr} predstavlja vrijeme diskriminacije. Vrijeme diskriminacije služi kao pokazatelj je li koordinacija između primarnog i rezervnog releja ispravno izvedena. U slučaju negativne vrijednosti vremena diskriminacije dolazi do neispravne koordinacije, što dovodi do nepoželjnog rješenja problema optimizacije, jer to znači da oba releja šalju signal isključenja svojim pridruženim prekidačima. Ova situacija je prikazana na slici 4.2. Iako se karakteristike para P/R releja međusobno ne sijeku, te je karakteristika rezervnog releja smještena iznad karakteristike primarnog releja, u ovom slučaju doći će do neispravne koordinacije jer između prorade primarnog i rezervnog releja nije prošlo minimalno vremensko razdoblje CTI. To znači

da su oba releja poslala signal isključenja svojim pridruženim prekidačima i kao rezultat oba šticećena mrežna elementa (i zdravi i kvarni vod) će biti isključena iz pogona.



Slika 4.2 Primjer pogrešne koordinacije između primarnog i rezervnog releja

Slično, u slučaju pozitivne vrijednosti vremena diskriminacije rješenje optimizacijskog problema postaje povoljno jer tada ne dolazi do neispravne koordinacije između primarnog i rezervnog releja. Situacija s pravilno izvedenom koordinacijom između dva uzastopna releja prikazana je na slici 4.3.



Slika 4.3 Primjer ispravne koordinacije između primarnog i rezervnog releja

4.3 Ograničenja postavke TMS

Ograničenje vremenske postavke izraženo je u jednadžbi 4.5 gdje $TMS_{i,min}$ predstavlja minimalnu TMS vrijednost releja R_i , a $TMS_{i,max}$ predstavlja maksimalnu TMS vrijednost releja R_i :

$$TMS_{i,min} \leq TMS_i \leq TMS_{i,max} \quad (4.5)$$

U praksi, vrijednosti TMS postavke variraju između 0,05 – 1,2 [97].

4.4 Ograničenja postavke PS

Ograničenje strujne postavke izraženo je u jednadžbi 4.6 gdje $PS_{i,min}$ predstavlja minimalnu PS vrijednost releja R_i , a $PS_{i,max}$ predstavlja maksimalnu PS vrijednost releja R_i :

$$PS_{i,min} \leq PS_i \leq PS_{i,max} \quad (4.6)$$

Strujna postavka u većini istraživanja postavlja se tako da je minimalna struja prorade releja odabrana da bude veća od maksimalne pogonske struje šticećenog elementa, primjerice nadzemnog voda ili kabela. Također, maksimalna struja prorade releja mora biti odabrana tako da bude manja od minimalne struje kratkog spoja na kraju šticećenog elementa [46]. U praksi se koristi samo jedna vrijednost, PS, koju treba odabrati između ove dvije navedene krajnje vrijednosti. Opća jednadžba koja se u praksi često koristi za određivanje strujne postavke PS može se izraziti kao [98]:

$$\frac{k_{sig} \cdot I_{max_pog}}{k_{pov}} \leq PS \leq \frac{I_{ks_min}}{k_{osj} \cdot k_{pov}} \quad (4.7)$$

gdje k_{pov} (vrijednosti 0,9 – 0,95) označava omjer povratne struje (maksimalna vrijednost struje pri kojoj relej otpušta svoje kontakte kada struja opada) i proradne struje (struja pri kojoj relej zatvara svoje kontakte kada struja raste), a k_{sig} (vrijednosti 1,2 – 1,4) označava faktor sigurnosti koji se uvodi kako relej ne bi proradio u slučaju maksimalne pogonske struje I_{max_pog} . Konačno, k_{osj} je koeficijent osjetljivosti (vrijednosti 1,2 – 1,5) koji se uvodi kako bi relej prepoznao minimalnu struju kratkog spoja I_{ks_min} na kraju svoje primarne ili rezervne zone.

U praksi se strujna postavka PS postavlja bliže lijevoj strani jednadžbe, iz razloga što sigurnost ide često nauštrb osjetljivosti kod vođenja distribucijskih mreža. Drugim riječima, bolje je neselektivno isključiti i malo preopterećen vod negoli isključiti taj isti vod samo za slučaj minimalne struje kratkog spoja. U ovom "sivom području" između maksimalne pogonske struje i minimalne struje kratkog spoja, često se "žrtvuje" osjetljivost za sigurnost, tj. šteta od

potencijalno krivog ispada distribucijskog voda ne može se mjeriti s ispadom npr. prijenosnog voda, kod kojeg se osjetljivost zaštite itekako vrednuje.

Već je prije napomenuto da vrijednosti postavke PS ovise o stvarnim parametrima vodova u distribucijskoj mreži. Stoga, relejna zaštita distribucijske mreže mora biti temeljito podešena tek nakon faze planiranja i projektiranja distribucijske mreže. Poprečni presjek nadzemnog voda ili kabela ne mijenja se radi podešavanja relejne zaštite već se određuje u fazi planiranja distribucijske mreže, a na temelju proračuna tokova snaga i bilance energije potrošnje/proizvodnje. Nije poželjno mijenjati PS već podešenog releja jer bi to zahtijevalo i simultanu promjenu poprečnog presjeka voda/kabela kojeg taj relej štiti. To je zato jer se promjenom postavki PS, posljedično izmijenila i maksimalna dozvoljena pogonska struja, koja sada može biti veća od nazivne struje voda. U ovom doktorskom radu razmatra se primjer realne izgrađene distribucijske mreže u kojoj položeni nadzemni vodovi/kabeli imaju već definiranu vrijednost nazivne struje povezanu s njihovim poprečnim presjekom. Stoga se PS postavka uzima kao konstantna vrijednost i računa se množenjem nazivne struje svakog nadzemnog voda/kabela s 1,2 [46].

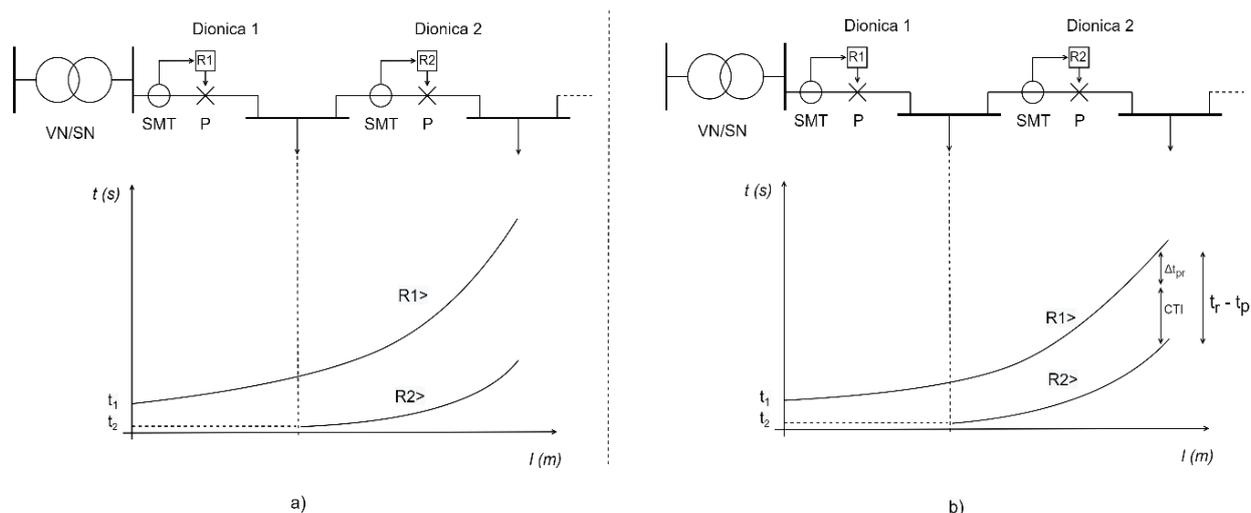
4.5 Model prostora pretraživanja postavki nadstrujnih releja

Rješavanje optimizacijskog problema podešavanja postavki releja u distribucijskim mrežama predstavlja izazov i sa strane opsega prostora pretraživanja rješenja. Rješenja optimizacijskog problema su vremenske postavke svakog primarnog releja postavljenog u distribucijskoj mreži. Ovisno o formiranoj funkciji cilja optimizacijskog problema, prostor rješenja se mijenja. U postojećoj literaturi prostor rješenja optimizacijskog problema podešavanja postavki releja definiran je na razne načine. Mnogi su autori uložili značajne napore u minimiziranje vremena prorade primarnih releja uz istovremeno minimiziranje vremena diskriminacije izbjegavajući moguću pogrešnu koordinaciju između P/R parova releja.

Potencijalni problem pri uključivanju vremena diskriminacije u funkciju cilja proizlazi iz činjenice da ovaj parametar treba modificirati kako bi se uključio u funkciju cilja [46]. Ukoliko se on ne modificira, negativno vrijeme diskriminacije bi zapravo poboljšalo rezultate funkcije cilja, što je naravno nedopustivo budući da je ispravna koordinacija obavezna za pravilno podešenje relejne zaštite.

Stoga, potrebno je ispitati može li funkcija cilja dati optimalno rješenje promatranjem i minimiziranjem vremena prorade primarnih releja i vremena diskriminacije P/R parova releja u usporedbi sa slučajem gdje se promatra samo vrijeme prorade primarnih releja. Kada se

minimizira samo vrijeme prorade, funkcija cilja bit će prilagođena za minimiziranje TMS postavki svih primarnih releja u mreži. S druge strane, kada se minimizira vrijeme prorade primarnih releja i vrijeme diskriminacije istovremeno, algoritam će nastojati izravnati inverzne karakteristike svih releja; tj. odabrat će TMS vrijednosti na takav način da inverzne karakteristike P/R releja struja-vrijeme budu bliže. Razlika između funkcija cilja gdje je samo vrijeme prorade primarnih releja minimizirano i funkcije cilja gdje su minimizirani vrijeme prorade primarnih releja i vrijeme diskriminacije P/R parova releja prikazana je na slici 4.4.



Slika 4.4 Karakteristike prorade para P/R releja za različite funkcije cilja optimizacijskog problema

Postavlja se pitanje koje je od rješenja bolje; odrediti optimalno rješenje promatranjem samo vremena prorade primarnih releja (t_1 i t_2 na slici 4.4 lijevo), ili promatranjem vremena prorade primarnih releja i vremena diskriminacije P/R parova releja (t_1 , t_2 i Δt_{pr} na slici 4.4 desno).

TMS postavke svih releja u mreži mijenjaju se s obzirom koje od prethodna dva razmatranja se uzme u obzir. Težinski faktori u funkciji cilja mogu umjetno naglasiti onaj dio jednadžbe koji je važniji inženjeru zaštite, ali ne postoji univerzalna preporuka koliko oni iznose. Mišljenje autora je da se minimizacija vremena diskriminacije treba prenijeti na funkciju ograničenja, uglavnom zbog dva razloga.

Prvi je taj da je slučaj kada primarni relej neće proraditi rijedak u praksi, a kada se rade studije podešenja relejne zaštite, obično je preporučljivo ostati na sigurnosnoj strani potpuno izbjegavajući pogrešnu koordinaciju. Minimiziranjem vremena prorade primarnih releja,

inženjer zaštite će biti siguran da je rješenje optimalno i da pokriva veliku većinu stvarnih slučajeva, budući da je stopa kvarova numeričkog releja (i njegove povezane opreme kao što su SMT i prekidač) vrlo niska [99]. Minimizacija vremena diskriminacije može umjetno "maskirati" rezultate funkcije cilja, i moguće dovesti do situacije u kojoj svi primarni releji u mreži možda neće biti optimalno podešeni u usporedbi sa slučajem gdje se funkcija cilja koristi samo za minimizaciju vremena prorade primarnih releja.

Drugi razlog je taj da je teško točno odrediti koje bi vrijeme diskriminacije između P/R relejnih parova trebalo odabrati duž voda, prikazano na slici 4.4 s desne strane. Na slici 4.4, vrijeme diskriminacije je promatrano za kraj primarne zone releja R2 (ili kraj rezervne zone R1), što znači da je njegova vrijednost najveća duž tog voda. Posljedično, vrijeme diskriminacije je na toj lokaciji lakše optimizirati (minimizirati) u usporedbi sa slučajem da je promatran na početku primarne zone releja R2 (nije prikazano na slici 4.4 desno). Međutim, postoje dva nedostatka ako se promatra bilo koja od ovih lokacija. Prvi je da, ako se vrijeme diskriminacije promatra na kraju voda (primarna zona R2), tada inženjer zaštite ne zna je li taj parametar veći od 0 na početku tog voda. Stoga može doći do pogrešne koordinacije. Drugi nedostatak je da, ako se vrijeme diskriminacije promatra na početku voda (primarna zona), taj dio funkcije glavnog cilja će imati mnogo manji utjecaj na ukupno rješenje, budući da vrijeme diskriminacije ima najnižu vrijednost na početku voda (to se može vidjeti na slici 3.8). To nije problem sam po sebi, ali budući da je vrijednost ovog parametra vrlo niska, on može usmjeravati optimizacijska rješenja (TMS i PS postavke releja) na takav način da su obje karakteristike prorade za P/R par releja opasno blizu vremenskom intervalu CTI na početku voda. Svaki nedostatak pridruženog prekidača (npr. sporiji rad mehaničke poluge zbog starenja) može lako dovesti do pogrešne koordinacije.

Kako bi se provelo daljnje istraživanje ove teme, postoje izazovi koji se ne odnose samo na minimizaciju vremena prorade releja zasebno, već i na moguće oštećenje šticećenog elementa unatoč ispravno izvedenoj koordinaciji.

Na temelju prethodnog razmatranja prostora rješenja, u ovom doktorskom radu glavni cilj bit će minimizacija vremena prorade nadstrujnih releja dok će se vrijeme diskriminacije prenijeti u funkciju ograničenja, opisanu jednadžbom (4.4). Svrha funkcije ograničenja bit će potpuno izbjegavanje neispravne koordinacije između bilo kojeg para P/R releja. Stoga CTI neće biti probijen kroz promatranu mrežu. Dakle, konačan cilj rješavanja optimizacijskog problema bit će minimiziranje vremena prorade releja, tako da se ne može očekivati da će vrijeme diskriminacije između P/R para biti minimalno. Nadalje, funkciji cilja dodat će se

provjeru koja će imati za cilj ispitati moguće prekoračenje ekvivalentne termičke struje kratkog spoja i za primarni i za rezervni relej. Posljedično će inženjer zaštite biti siguran da dobiveni rezultati optimizacijskog algoritma, iako nominalno zadovoljavaju glavni cilj minimiziranja vremena prorade primarnih releja u mreži i njegovo koordinacijsko ograničenje, neće uzrokovati oštećenje i/ili degradaciju šticećenih elemenata u mreži.

Stoga, model prostora pretraživanja postavki nadstrujnih releja bit će definiran s ciljem minimizacije vremena prorade primarnih releja u mreži i uz istovremeno osiguranje kako neće doći do oštećenja uslijed prekoračenja dozvoljene termičke struje kratkog spoja za svaki šticećeni element. Detaljniji opis predložene funkcije cilja bit će prikazan u sedmom poglavlju ovog doktorskog rada.

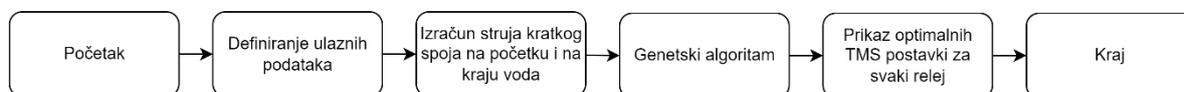
5. RAZVIJENI ALGORITAM ZA KOORDINACIJU NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE U AKTIVNIM DISTRIBUCIJSKIM MREŽAMA

5.1 Osnovni koncept razvijenog algoritma

Optimizacijski algoritam razvijen za rješavanje problema podešavanja postavki releja u aktivnim distribucijskim mrežama je modificirani genetski algoritam (GA). GA je algoritam pretraživanja i optimizacije temeljen na principima teorije evolucije. To je adaptivna metoda koja se obično koristi za traženje gotovo najbolje vrijednosti u optimizacijskom problemu.

Imitirajući teoriju evolucije, GA temelji se na genetskim procesima koji se odvijaju kroz generacije u prirodnoj populaciji. U svakoj iteraciji optimizacijskog algoritma, populacija se poboljšava ako su zadovoljena pravila, dobivajući pojedinca ili skupinu pojedinaca koji zadovoljavaju zadana ograničenja i taj pojedinac ili skupina pojedinaca će se na kraju približiti optimalnom rješenju [100].

Razvijeni algoritam se sastoji od nekoliko ključnih koraka te je na slici 5.1 prikazan njegov dijagram. Na početku se kao ulazni podaci u algoritam unose parametri promatrane distribucijske mreže, nakon čega se izračunavaju struje kratkih spojeva za sve čvorove i vodove. Analiza kratkih spojeva u distribucijskoj mreži je bitna za podešavanje i koordinaciju zaštitnih uređaja. U ovom doktorskom radu u obzir će se uzimati simetrični tropolni kratki spoj, te će se rezultati analize koristiti za evaluaciju funkcije cilja u sljedećim koracima algoritma. Konačno, kao rezultat provedenog optimizacijskog postupka razvijenim algoritmom, dobiju se optimizirane TMS postavke svih primarnih releja u mreži



Slika 5.1 Dijagram toka razvijenog optimizacijskog algoritma

5.2 Metoda proračuna struje kratkog spoja

Proračun struje kratkog spoja, kao dio analize elektroenergetskog sustava, važan je korak za točno podešavanje postavki releja. Nakon što je elektroenergetska mreža modelirana sa željenim električnim parametrima elemenata, vrlo je važno odrediti struju kratkog spoja za

svako čvorište i s dobivenim rezultatima izvršiti ispravnu koordinaciju zaštitnih relejnih uređaja.

Problem se sastoji od određivanja napona čvorišta i struja koje teku nadzemnim elektroenergetskim vodovima ili podzemnim elektroenergetskim kabelima tijekom različitih vrsta kratkih spojeva. Rezultati dobiveni proračunima struja kratkog spoja koriste se za ispravno podešavanje releja i njihovu međusobnu koordinaciju.

U ovom doktorskom radu promatra se utjecaj trofaznog kratkog spoja. Ova vrsta kratkog spoja definirana je kao istodobni kratki spoj u sve tri faze. Budući da je mreža u tom slučaju simetrična, prilike u trofaznom sustavu mogu se promatrati po jednoj fazi. Ostalim dvjema fazama teku jednake struje, fazno pomaknute za 120 stupnjeva.

5.2.1 Algoritam za formiranje matrice impedancija čvorišta

Kada promatramo distribucijsku mrežu s n sabirnica (čvorišta), postoji više metoda za proračun struja kratkih spojeva. U ovom doktorskom radu koristit će se matrična metoda proračuna struja kratkih spojeva koja se temelji na korištenju matrice impedancija čvorišta. Uz pomoć matrice impedancija čvorišta, struja kratkog spoja i napon čvorišta tijekom kratkog spoja se jednostavno određuju za bilo koje čvorište u mreži.

Za razvoj algoritma korištenog za analizu kratkog spoja temeljenog na stvaranju matrice impedancija korišten je softver MATLAB. Skripta programskog jezika može se koristiti za analizu kratkih spojeva u distribucijskim mrežama s n sabirnica uz prisustvo DI-a. U nastavku je opisana struktura razvijenog algoritma za analizu kratkih spojeva u distribucijskim mrežama.

Jedan od načina kreiranja matrice impedancija čvorišta je određivanje matrice admitancija čvorišta za promatranu distribucijsku mrežu, a zatim inverzom matrice admitancije čvorišta dobijemo matricu impedancija čvorišta. Međutim, inverz matrice za distribucijsku mrežu s velikim brojem sabirnica nije izvediv. Stoga, učinkovita metoda za pronalaženje matrice impedancija čvorišta zasniva se na sastavljanju matrice impedancija dodavanjem mrežnog elementa na principu "jedan po jedan". Zapravo, ovo je neizravna matrična inverzija matrice admitancija čvorišta.

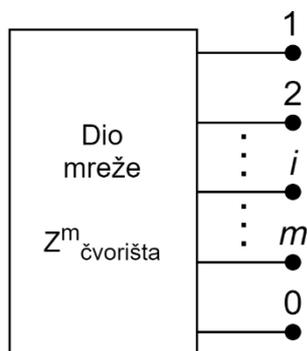
Algoritam se temelji na teoriji grafova [101]. Graf elektroenergetske mreže opisuje geometrijsku strukturu promatrane mreže gdje svaka linija grafa predstavlja jedan mrežni element. Općenito, graf elektroenergetske mreže sadrži više stabala. Jedno stablo grafa povezuje određena čvorišta koja predstavljaju sabirnice, a elementi stabla nazivaju se granama

i predstavljaju impedancije vodova. Kada je za graf definirano jedno stablo, ono se pomoću elementa koji se naziva veza, spaja na drugo stablo u tom grafu.

Matrica impedancija čvorišta gradi se počevši od jednog elementa, a postupak se nastavlja dok se ne uključe svi čvorovi i elementi. Općenita mrežna jednadžba za određivanje napona čvorišta preko struje i impedancije čvorišta dana je u jednadžbi 5.1:

$$\mathbf{V}_{\text{čvorišta}} = \mathbf{Z}_{\text{čvorišta}} \cdot \mathbf{I}_{\text{čvorišta}} \quad (5.1)$$

Algoritam kreće od pretpostavke da matrica impedancija postoji za dio mreže koja ima m čvorišta i referentno čvorište 0 kao što je prikazano na slici 5.2.

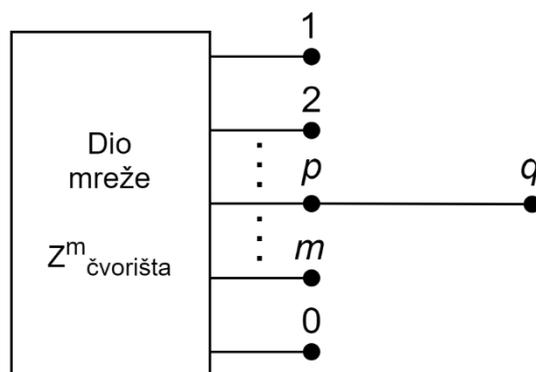


Slika 5.2 Postojeća mreža

Za distribucijsku mrežu s n čvorišta, m čvorišta je uključeno u mrežu, a $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}$ je reda $m \times m$. Postupak dodavanja mrežnih elemenata jednog po jednog iz preostalog dijela mreže, ponavlja se dok se ne uključe svi elementi. Dodani element može biti grana ili veza.

- *Dodavanje grane*

Kad je dodani element grana, u postojeći dio mreže dodaje se novo čvorište koje stvara novi redak i stupac, a nova matrica impedancija čvorišta je reda $(m + 1) \times (m + 1)$. Dodavanje grane s impedancijom \bar{z}_{pq} iz postojećeg čvorišta p u novo čvorište q prikazano je na slici 5.3



Slika 5.3 Dodavanje grane u postojeću mrežu

Mrežna jednadžba u tom slučaju postaje:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_p \\ \vdots \\ \bar{V}_m \\ \bar{V}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \bar{Z}_{12} & \dots & \bar{Z}_{1p} & \dots & \bar{Z}_{1m} & \bar{Z}_{1q} \\ \bar{Z}_{21} & \bar{Z}_{22} & \dots & \bar{Z}_{2p} & \dots & \bar{Z}_{2m} & \bar{Z}_{2q} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{p1} & \bar{Z}_{p2} & \dots & \bar{Z}_{pp} & \dots & \bar{Z}_{pm} & \bar{Z}_{pq} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{m1} & \bar{Z}_{m2} & \dots & \bar{Z}_{mp} & \dots & \bar{Z}_{mm} & \bar{Z}_{mq} \\ \bar{Z}_{q1} & \bar{Z}_{q2} & \dots & \bar{Z}_{qp} & \dots & \bar{Z}_{qm} & \bar{Z}_{qq} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_p \\ \vdots \\ \bar{I}_m \\ \bar{I}_q \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Dodavanje grana zahtijeva izračun elemenata u q -tom retku i stupcu te pritom vrijedi da je $\bar{Z}_{qi} = \bar{Z}_{iq}$ za $q = 1, \dots, m$. Najprije se računaju elementi \bar{Z}_{qi} za $i = 1, \dots, m$ i $i \neq q$. Nadalje, za izračun ovih elemenata primjenjuje se struja od 1 pu na i -to čvorišta, tj. $\bar{I}_i = 1$ pu, a preostala čvorišta su otvorena (prazan hod), tj. $\bar{I}_k = 0$, $k = 1, \dots, m$ i $k \neq i$.

Iz jednadžbe 5.2 dobije se:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{Z}_{1i} \\ \bar{V}_2 &= \bar{Z}_{2i} \\ &\vdots \\ \bar{V}_p &= \bar{Z}_{pi} \\ &\vdots \\ \bar{V}_m &= \bar{Z}_{mi} \\ \bar{V}_q &= \bar{Z}_{qi} \end{aligned} \quad (5.3)$$

Iz slike 5.3 slijedi:

$$\bar{V}_q = \bar{V}_p - \bar{v}_{pq} \quad (5.4)$$

gdje je \bar{v}_{pq} napon dodane grane s impedancijom \bar{z}_{pq} , i predstavljen je izrazom:

$$\bar{v}_{pq} = \bar{z}_{pq} \cdot \bar{I}_{pq} \quad (5.5)$$

Budući da je dodani $p - q$ element grana, $\bar{I}_{pq} = 0$, $\bar{v}_{pq} = 0$ te onda jednadžba 5.4 postaje:

$$\bar{Z}_{qi} = \bar{Z}_{pi} \quad i = 1, \dots, m \quad i \neq q \quad (5.6)$$

Za izračun dijagonalnog elementa \bar{Z}_{qq} , injektira se struja veličine 1 pu u q -to čvorište, tj. $\bar{I}_q = 1$ pu, dok ostala čvorišta ostaju otvorena. Iz jednadžbe 5.2 proizlazi da je $\bar{V}_q = \bar{Z}_{qq}$. Budući da je q -to čvorište protjecano strujom iz čvorišta q prema čvorištu p , $\bar{I}_{pq} = -\bar{I}_q = -1$. Stoga, jednadžba 5.5 pojednostavljuje se na:

$$\bar{v}_{pq} = -\bar{z}_{pq} \quad (5.7)$$

Zamjenom za \bar{v}_{pq} u jednadžbi 5.4 dobije se:

$$\bar{V}_q = \bar{V}_p + \bar{z}_{pq} \quad (5.8)$$

Budući da iz jednadžbe 5.3 za $i = q$, $\bar{V}_q = \bar{Z}_{qq} \bar{I}_q$ i $\bar{V}_p = \bar{Z}_{pq} \bar{I}_q$, jednadžba 5.8 postaje

$$\bar{Z}_{qq} = \bar{Z}_{pq} + \bar{z}_{pq} \quad (5.9)$$

Za slučaj kada je čvorište p referentno, $\bar{V}_p = 0$ i dobije se:

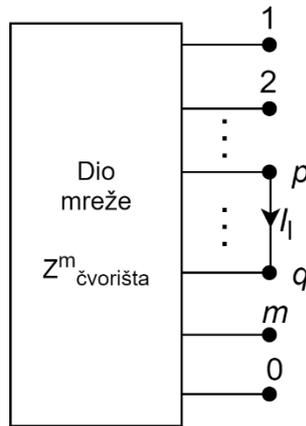
$$\bar{Z}_{qi} = \bar{Z}_{pi} = \bar{V}_p = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad i \neq q \quad (5.10)$$

Iz jednadžbe 5.9, dijagonalni element jednak je:

$$\bar{Z}_{qq} = \bar{z}_{pq} \quad (5.11)$$

- *Dodavanje veze*

Kad je dodani element veza između čvorišta p i q , ne stvara se novo čvorište. Dimenzija matrice impedancija čvorišta ostaje ista, ali je potrebno izračunati sve elemente. Dodavanje veze s impedancijom \bar{z}_{pq} između dvija postojeća čvorišta p i q prikazano je na slici 5.4.



Slika 5.4 Dodavanje veze u postojeću mrežu

Ako je \bar{I}_l struja kroz dodanu vezu u smjeru prikazanom na slici 5.4, slijedi:

$$\bar{z}_{pq} \cdot \bar{I}_l = \bar{V}_p - \bar{V}_q \quad (5.12)$$

ili

$$\bar{V}_q - \bar{V}_p + \bar{z}_{pq} \cdot \bar{I}_l = 0 \quad (5.13)$$

Dodana veza mijenja struju \bar{I}_p u $(\bar{I}_p - \bar{I}_l)$ i struju \bar{I}_q u $(\bar{I}_q + \bar{I}_l)$, i mreža postaje:

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{Z}_{11} \cdot \bar{I}_1 + \dots + \bar{Z}_{1p} \cdot (\bar{I}_p - \bar{I}_l) + \bar{Z}_{1q} \cdot (\bar{I}_q + \bar{I}_l) + \dots + \bar{Z}_{1m} \cdot \bar{I}_m \\ &\vdots \\ \bar{V}_p &= \bar{Z}_{p1} \cdot \bar{I}_1 + \dots + \bar{Z}_{pp} \cdot (\bar{I}_p - \bar{I}_l) + \bar{Z}_{pq} \cdot (\bar{I}_q + \bar{I}_l) + \dots + \bar{Z}_{pm} \cdot \bar{I}_m \end{aligned} \quad (5.14)$$

$$\begin{aligned}\bar{V}_q &= \bar{Z}_{q1} \cdot \bar{I}_1 + \dots + \bar{Z}_{qp} \cdot (\bar{I}_p - \bar{I}_l) + \bar{Z}_{qq} \cdot (\bar{I}_q + \bar{I}_l) + \dots + \bar{Z}_{qm} \cdot \bar{I}_m \\ &\quad \vdots \\ \bar{V}_m &= \bar{Z}_{m1} \cdot \bar{I}_1 + \dots + \bar{Z}_{mp} \cdot (\bar{I}_p - \bar{I}_l) + \bar{Z}_{mq} \cdot (\bar{I}_q + \bar{I}_l) + \dots + \bar{Z}_{mm} \cdot \bar{I}_m\end{aligned}$$

Zamjenom za \bar{V}_p i \bar{V}_q iz jednadžbe 5.14 u jednadžbu 5.13 dobije se:

$$\begin{aligned}(\bar{Z}_{q1} - \bar{Z}_{p1}) \cdot \bar{I}_1 + \dots + (\bar{Z}_{qp} - \bar{Z}_{pp}) \cdot \bar{I}_p + \dots + (\bar{Z}_{qq} - \bar{Z}_{pq}) \cdot \bar{I}_q + \dots + \\ (\bar{Z}_{qm} - \bar{Z}_{pm}) \cdot \bar{I}_m + (\bar{z}_{pq} + \bar{Z}_{pp} - \bar{Z}_{qq} - 2 \cdot \bar{Z}_{pq}) \cdot \bar{I}_l = 0\end{aligned}\quad (5.15)$$

Jednadžbe 5.14 i 5.15 rezultiraju s $m + 1$ simultanih jednadžbi, zapisanih u matričnom obliku kao što je to prikazano u jednadžbi 5.16:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \vdots \\ \bar{V}_p \\ \bar{V}_q \\ \vdots \\ \bar{V}_m \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \dots & \bar{Z}_{1p} & \dots & \bar{Z}_{1m} & \bar{Z}_{1l} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{p1} & \dots & \bar{Z}_{pp} & \dots & \bar{Z}_{pm} & \bar{Z}_{pl} \\ \bar{Z}_{q1} & \dots & \bar{Z}_{qp} & \dots & \bar{Z}_{qm} & \bar{Z}_{ql} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{m1} & \dots & \bar{Z}_{mp} & \dots & \bar{Z}_{mm} & \bar{Z}_{ml} \\ \bar{Z}_{l1} & \dots & \bar{Z}_{lp} & \dots & \bar{Z}_{lm} & \bar{Z}_{ll} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \vdots \\ \bar{I}_p \\ \bar{I}_q \\ \vdots \\ \bar{I}_m \\ \bar{I}_l \end{bmatrix}\quad (5.16)$$

gdje je:

$$\bar{Z}_{li} = \bar{Z}_{il} = \bar{Z}_{iq} - \bar{Z}_{ip}\quad (5.17)$$

i

$$\bar{Z}_{ll} = \bar{z}_{pq} + \bar{Z}_{pp} + \bar{Z}_{qq} - 2 \cdot \bar{Z}_{pq}\quad (5.18)$$

Sljedeći korak je preformuliranje jednadžbe 5.16:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{\check{c}vorišta} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{\check{c}vorišta}^{stara} \Delta \mathbf{Z} \\ \Delta \mathbf{Z}^T \bar{Z}_{ll} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{\check{c}vorišta} \\ \bar{I}_l \end{bmatrix}\quad (5.19)$$

gdje je

$$\Delta \mathbf{Z} = [\bar{Z}_{1l} \dots \bar{Z}_{pl} \quad \bar{Z}_{ql} \dots \bar{Z}_{ml}]^T\quad (5.20)$$

Rješavanjem jednadžbe 5.19 dobije se:

$$\mathbf{V}_{\check{c}vorišta} = \mathbf{Z}_{\check{c}vorišta}^{stara} \cdot \mathbf{I}_{\check{c}vorišta} + \Delta \mathbf{Z} \cdot \bar{I}_l\quad (5.21)$$

i

$$0 = \Delta \mathbf{Z}^T \cdot \mathbf{I}_{\check{c}vorišta} + \bar{Z}_{ll} \cdot \bar{I}_l\quad (5.22)$$

ili

$$\bar{I}_l = -\frac{\Delta \mathbf{Z}^T}{\bar{Z}_{ll}} \cdot \mathbf{I}_{\check{c}vorišta}\quad (5.23)$$

Zamjenom iz jednadžbe 5.23 za \bar{I}_l u jednadžbu 5.21 dobije se:

$$\mathbf{V}_{\text{čvorišta}} = \left[\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{stara}} - \frac{\Delta \mathbf{Z} \cdot \Delta \mathbf{Z}^T}{\bar{Z}_{ll}} \right] \cdot \mathbf{I}_{\text{čvorišta}} \quad (5.24)$$

ili

$$\mathbf{V}_{\text{čvorišta}} = \mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}} \cdot \mathbf{I}_{\text{čvorišta}} \quad (5.25)$$

gdje je:

$$\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}} = \mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{stara}} - \frac{\Delta \mathbf{Z} \cdot \Delta \mathbf{Z}^T}{\bar{Z}_{ll}} \quad (5.26)$$

Matrica impedancija čvorišta može se konstruirati s dodavanjem grana i veza bilo kojim redom. Međutim, najbolje je odabrati elemente povezane s referentnim čvorištem. Postupak baziran na principu "korak po korak" za izgradnju matrice impedancija čvorišta koja nas odvodi iz određene matrice impedancije čvorišta $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{stara}}$ do matrice $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}}$ sažeto je prikazan u 3 pravila.

- Pravilo 1: Dodavanje grane prema referentnom čvorištu

Započinje se s granama povezanim s referentnim čvorištem. Dodavanje grane \bar{z}_{q0} između novog čvorišta q i referentnog čvorišta 0 , na matricu $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{stara}}$ reda $(m + m)$ rezultira matricom $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}}$ reda $(m + 1) \times (m + 1)$. Iz rezultata od jednadžbe 5.10 i jednadžbe 5.11, dobije se matrica s vrijednostima impedancija grana na dijagonalnim elementima:

$$\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \cdots & \bar{Z}_{1m} & 0 \\ \vdots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & \cdots & \bar{Z}_{mm} & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & \bar{z}_{q0} \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

- Pravilo 2: Dodavanje grane iz novog čvorišta na staro čvorišta

Započinje se s preostalim granama koje povezuju novo čvorište s postojećim čvorištem. Dodavanje grane \bar{z}_{pq} između novog čvorišta q i postojećeg čvorišta p u matricu $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{stara}}$ reda $(m + m)$, rezultira $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}}$ matricom reda $(m + 1) \times (m + 1)$. Iz rezultata jednadžbe 5.6 i jednadžbe 5.9, dobije se:

$$\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \cdots & \bar{Z}_{1p} & \cdots & \bar{Z}_{1m} & \bar{Z}_{1p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{p1} & \cdots & \bar{Z}_{pp} & \cdots & \bar{Z}_{pm} & \bar{Z}_{pp} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{m1} & \cdots & \bar{Z}_{mp} & \cdots & \bar{Z}_{mm} & \bar{Z}_{mp} \\ \bar{Z}_{p1} & \cdots & \bar{Z}_{pp} & \cdots & \bar{Z}_{pm} & \bar{Z}_{pp} + \bar{z}_{pq} \end{bmatrix} \quad (5.28)$$

- Pravilo 3: Dodavanje veze između dva postojeća čvorišta

Kada je veza s impedancijom \bar{z}_{pq} dodana između dva postojeća čvorišta p i q , matrica $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{stara}}$ povećava se s novim retkom i stupcem, te se iz jednadžbe 5.16 i jednadžbe 5.17 dobije:

$$\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \bar{Z}_{1p} & \bar{Z}_{1q} & \dots & \bar{Z}_{1m} & \bar{Z}_{1q} - \bar{Z}_{1p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{p1} & \bar{Z}_{pp} & \bar{Z}_{pq} & \dots & \bar{Z}_{pm} & \bar{Z}_{pq} - \bar{Z}_{pp} \\ \bar{Z}_{q1} & \bar{Z}_{qp} & \bar{Z}_{qq} & \dots & \bar{Z}_{qm} & \bar{Z}_{qq} - \bar{Z}_{qp} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{m1} & \bar{Z}_{mp} & \bar{Z}_{mq} & \dots & \bar{Z}_{mm} & \bar{Z}_{mq} - \bar{Z}_{mp} \\ \bar{Z}_{q1} - \bar{Z}_{p1} & \bar{Z}_{qp} - \bar{Z}_{pp} & \bar{Z}_{qq} - \bar{Z}_{pq} & \dots & \bar{Z}_{qm} - \bar{Z}_{pm} & \bar{Z}_{ll} \end{bmatrix} \quad (5.29)$$

gdje je:

$$\bar{Z}_{ll} = \bar{z}_{pq} + \bar{Z}_{pp} + \bar{Z}_{qq} - 2 \cdot \bar{Z}_{pq} \quad (5.30)$$

Novi redak i novi stupac su eliminirani uporabom relacije iz jednadžbe 5.17 gdje je matrica $\Delta \mathbf{Z}$ definirana kao:

$$\Delta \mathbf{Z} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{1q} - \bar{Z}_{1p} \\ \vdots \\ \bar{Z}_{pq} - \bar{Z}_{pp} \\ \bar{Z}_{qq} - \bar{Z}_{qp} \\ \vdots \\ \bar{Z}_{mq} - \bar{Z}_{mp} \end{bmatrix} \quad (5.31)$$

Kada je čvorište q referentno čvorište, $\bar{Z}_{qi} = \bar{Z}_{iq} = 0$ (za $i = 1, m$), i jednadžba 5.29 se smanjuje na:

$$\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}}^{\text{nova}} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \dots & \bar{Z}_{1p} & \dots & \bar{Z}_{1m} & -\bar{Z}_{1p} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{p1} & \dots & \bar{Z}_{pp} & \dots & \bar{Z}_{pm} & -\bar{Z}_{pp} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{m1} & \dots & \bar{Z}_{mp} & \dots & \bar{Z}_{mm} & -\bar{Z}_{mp} \\ -\bar{Z}_{p1} & \dots & -\bar{Z}_{pp} & \dots & -\bar{Z}_{pm} & \bar{Z}_{ll} \end{bmatrix} \quad (5.32)$$

gdje je:

$$\bar{Z}_{ll} = \bar{z}_{pq} + \bar{Z}_{pp} \quad (5.33)$$

i

$$\Delta \mathbf{Z} = \begin{bmatrix} -\bar{Z}_{1p} \\ \vdots \\ -\bar{Z}_{pp} \\ \vdots \\ -\bar{Z}_{mp} \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

Na temelju razmatranja formiranja matrice impedancija čvorišta, razvijena je MATLAB funkcija kojom se može kreirati matrica impedancija čvorišta za bilo koju promatranu distribucijsku mrežu.

5.2.2 Korištenje matrice impedancija čvorišta

Koristeći elemente matrice impedancije čvorišta, struje kratkog spoja i naponi čvorišta tijekom kvara, mogu se jednostavno izračunati. Kada se razmatra distribucijska mreža s n čvorišta, pretpostavlja se da sustav radi u simetričnom stanju i koristi se jednofazna analiza sustava.

U ovom doktorskom radu uzima se u obzir simetrični trofazni kratki spoj koji će se odrediti na čvorištu k kroz impedanciju kratkog spoja \bar{Z}_{ks} . Naponi prije kvara dobiveni su proračunom tokova snaga i predstavljeni su vektorom:

$$\mathbf{V}_{\text{čvorišta}}(0) = \begin{bmatrix} \bar{V}_1(0) \\ \vdots \\ \bar{V}_k(0) \\ \vdots \\ \bar{V}_n(0) \end{bmatrix} \quad (5.35)$$

Promjene napona u distribucijskoj mreži uzrokovane kratkim spojem predstavljene su vektorom:

$$\Delta \mathbf{V}_{\text{čvorišta}} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{V}_1 \\ \vdots \\ \Delta \bar{V}_k \\ \vdots \\ \Delta \bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

Naponi čvorišta tijekom kratkog spoja dobiju se superpozicijom napona čvorišta prije kvara i promjenom u naponima čvorišta što je prikazano u jednadžbi 5.37:

$$\mathbf{V}_{\text{čvorišta}}(ks) = \mathbf{V}_{\text{čvorišta}}(0) + \Delta \mathbf{V}_{\text{čvorišta}} \quad (5.37)$$

Struje čvorišta izražene preko napona čvorišta:

$$\mathbf{I}_{\text{čvorišta}} = \mathbf{Y}_{\text{čvorišta}} \cdot \mathbf{V}_{\text{čvorišta}} \quad (5.38)$$

gdje je $\mathbf{I}_{\text{čvorišta}}$ vektor struja koje ulaze u čvorište, a $\mathbf{Y}_{\text{čvorišta}}$ je matrica admitancija čvorišta.

Dijagonalni element svakog čvorišta je zbroj admitancija povezanih s njom:

$$\bar{Y}_{ii} = \sum_{j=0}^m \bar{y}_{ij} \quad j \neq i \quad (5.39)$$

Vandijagonalni element jednak je negativnoj admitanciji između čvorišta:

$$\bar{Y}_{ij} = \bar{Y}_{ji} = -\bar{y}_{ij} \quad (5.40)$$

gdje je \bar{y}_{ij} admitancija voda i - j .

U slučaju nastanka kratkog spoja na čvorištu k , struja kratkog spoja čvorišta izlazi iz čvorišta i uzima se s negativnim predznakom, dok su struje preostalih čvorišta jednake 0. Tako jednačba čvorišta postaje:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\bar{I}_k(kS) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_{11} & \cdots & \bar{y}_{1k} & \cdots & \bar{y}_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{y}_{k1} & \cdots & \bar{y}_{kk} & \cdots & \bar{y}_{kn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{y}_{n1} & \cdots & \bar{y}_{nk} & \cdots & \bar{y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\bar{V}_n \\ \vdots \\ \Delta\bar{V}_k \\ \vdots \\ \Delta\bar{V}_n \end{bmatrix} \quad (5.41)$$

ili

$$\mathbf{I}_{\text{čvorišta}}(kS) = \mathbf{Y}_{\text{čvorišta}} \cdot \Delta\mathbf{V}_{\text{čvorišta}} \quad (5.42)$$

Rješavajući $\Delta\mathbf{V}_{\text{čvorišta}}$ dobije se:

$$\Delta\mathbf{V}_{\text{čvorišta}} = \mathbf{Z}_{\text{čvorišta}} \cdot \mathbf{I}_{\text{čvorišta}}(kS) \quad (5.43)$$

gdje $\mathbf{Z}_{\text{čvorišta}} = \mathbf{Y}_{\text{čvorišta}}^{-1}$ predstavlja matricu impedancija čvorišta. Zamjenom jednačbe 5.43 u jednačbu 5.37 vektor napona čvorišta tijekom kratkog spoja postaje:

$$\mathbf{V}_{\text{čvorišta}}(kS) = \mathbf{V}_{\text{čvorišta}}(0) + \mathbf{Z}_{\text{čvorišta}} \cdot \mathbf{I}_{\text{čvorišta}}(kS) \quad (5.44)$$

Matričnim zapisom jednačbe 5.44 dobije se:

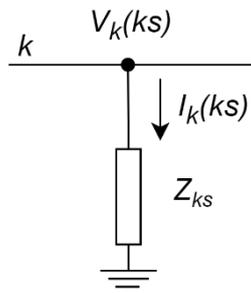
$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1(kS) \\ \vdots \\ \bar{V}_k(kS) \\ \vdots \\ \bar{V}_n(kS) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_1(0) \\ \vdots \\ \bar{V}_k(0) \\ \vdots \\ \bar{V}_n(0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \cdots & \bar{Z}_{1k} & \cdots & \bar{Z}_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{k1} & \cdots & \bar{Z}_{kk} & \cdots & \bar{Z}_{kn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Z}_{n1} & \cdots & \bar{Z}_{nk} & \cdots & \bar{Z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -\bar{I}_k \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.45)$$

Budući da u matrici postoji samo jedan element koji nije nula, k -ta jednačba postaje:

$$\bar{V}_k(kS) = \bar{V}_k(0) - \bar{Z}_{kk} \cdot \bar{I}_k(kS) \quad (5.46)$$

Isto tako, na temelju slike 5.5 vrijedi:

$$\bar{V}_k(kS) = \bar{Z}_{kS} \cdot \bar{I}_k(kS) \quad (5.47)$$



Slika 5.5 Jednofazni prikaz kratkog spoja na čvorištu k

Za metalni kratki spoj $\bar{Z}_{ks} = 0$ i $\bar{V}_{ks} = 0$. Zamjenom $\bar{V}_k(ks)$ iz jednadžbe 5.47 u jednadžbu 5.46 i rješavanjem za struju kratkog spoja dobijemo izraz:

$$\bar{I}_k(ks) = \frac{\bar{V}_k(0)}{\bar{Z}_{kk} + \bar{Z}_{ks}} \quad (5.48)$$

Zapisom i -te jednadžbe u s obzirom na element dobije se:

$$\bar{V}_i(ks) = \bar{V}_i(0) - \bar{Z}_{ik} \cdot \bar{I}_k(ks) \quad (5.49)$$

Zamjenom za $\bar{I}_k(ks)$ napon čvora tijekom kvara na čvorištu i postaje:

$$\bar{V}_i(ks) = \bar{V}_i(0) - \frac{\bar{Z}_{ik}}{\bar{Z}_{kk} + \bar{Z}_{ks}} \cdot \bar{V}_k(0) \quad (5.50)$$

Znajući napon čvorišta za vrijeme kratkog spoja, može se izračunati struje u svim vodovima. Za sve vodove koji spajaju čvorišta i - j s impedancijom \bar{z}_{ij} , struja kvara u tomvodu (definirana u pozitivnom smjeru i prema j) jednaka je:

$$\bar{I}_{ij}(ks) = \frac{\bar{V}_i(ks) - \bar{V}_j(ks)}{\bar{z}_{ij}} \quad (5.51)$$

5.3 Parametri genetskog algoritma

U ovom doktorskom radu, GA modificiran je za potrebe rješavanja problema optimizacije postavki releja u aktivnim distribucijskim SN mrežama. U nastavku će se prikazati svi koraci razvijenog GA.

5.3.1 Način zapisivanja varijabli

Kao način zapisivanja varijabli rješenja korišteno je decimalno kodiranje individualnih rješenja u vektore. Takav jedan vektor predstavlja jedno rješenje problema, ili u GA terminologiji, jednu jedinku (kromosom) unutar populacije rješenja. Duljina vektora jednaka je ukupnome broju postavljenih nadstrujnih releja.

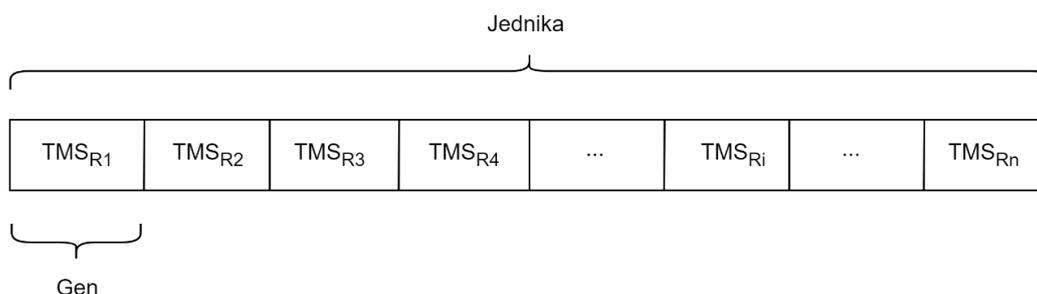
Prednost ovakvog zapisa u odnosu na binarni zapis je situacija u kojoj se u distribucijsku elektroenergetsku mrežu postavlja veći broj releja. U tom slučaju binarno kodiranje može zahtijevati prevelik broj bitova za prikaz samo jedne jedinice populacije, što posljedično znači da će se utrošiti previše procesorske snage i radne memorije na kodiranje i dekodiranje. Sljedeći se problem javlja nakon što tako kodirana jedinka prođe kroz križanje i mutaciju. Naime, novoformirani potomak križanja i mutacije može predstavljati niz bitova koji se nakon dekodiranja ne mogu preslikati u dozvoljeni prostor rješenja. Dakako, predloženi zapis rješenja u jedinkama ima i svoje nedostatke koji će se anulirati odabirom prilagođenih (modificiranih) operatora GA (selekcije, križanja i mutacije). Navedeni operatori bit će prikazani u nastavku.

5.3.2 Veličina populacije

Veličina populacije, n_{pop} , određuje ukupan broj jedinki koje će prolaziti kroz cijeli postupak optimizacijskog algoritma. U razvijenom GA veličinu populacije određuje korisnik algoritma neposredno prije izvršavanja algoritma.

5.3.3 Inicijalizacija početne populacije rješenja

Populacija GA sastoji se od n_{pop} cjelobrojnih vektora. Budući da se jedinke odabiru nasumično i da sve jedinke moraju zadovoljavati koordinacijsko ograničenje i ograničenje utjecaja termičke struje kratkog spoja, algoritam već prilikom formiranja jedinke provjerava navedena ograničenja. Drugim riječima, jedinka se gradi na način da se vremenske postavke releja odabiru iz skupa dozvoljenih koordinacijskih postavki i dopuštenih termičkih struja kratkog spoja definiranih u ulaznim parametrima algoritma. Jedinke populacije kodirane su korištenjem decimalnih vrijednosti, a svaka jedinka sadrži gene koji su zapravo TMS postavke za svaki relej kao što je prikazano na slici 5.6. Dakle, jedna jedinka populacije sadrži onoliko gena koliko ima releja u distribucijskoj mreži.



Slika 5.6 Prikaz jedinke razvijenog optimizacijskog algoritma

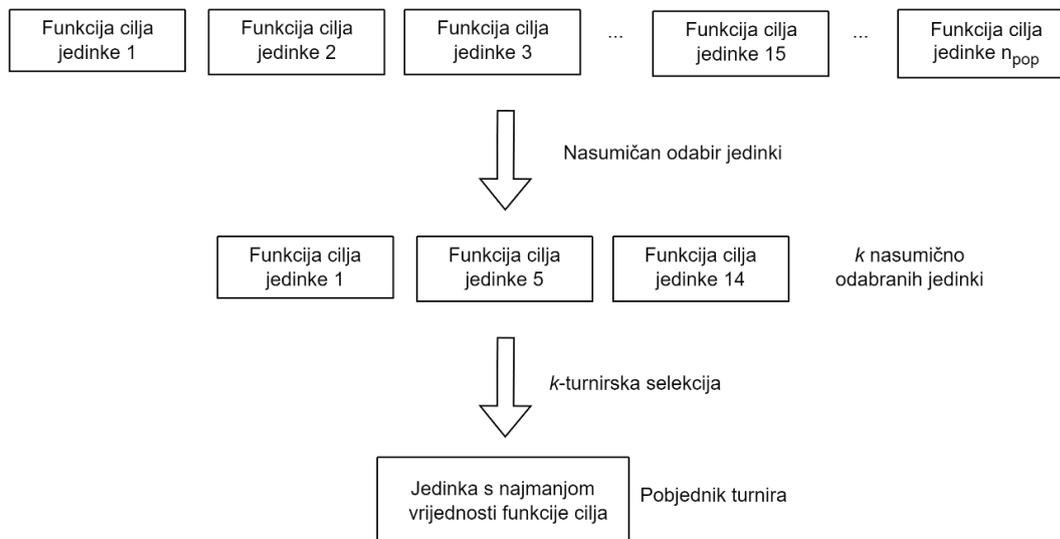
5.3.4 Evaluacija funkcije cilja

Za svaku jedinku populacije provodi se evaluacija funkcije cilja uz poštivanje svih zadanih ograničenja. Evaluacija je potrebna kako bi se operatori GA mogli uspješno izvršiti.

5.3.5 Selekcija

Selekcija korištena za problem optimizacije postavki releja u aktivnim distribucijskim mrežama je k -turnirska selekcija koja podrazumijeva održavanje $n_{pop} - 1$ turnira između k nasumično odabranih jedinki. Pobjednik svakog turnira (jedinka s najmanjom vrijednosti funkcije cilja) se automatski premješta u bazen za reprodukciju i kasnije se koristi za križanje. Općeniti prikaz k -turnirske selekcije prikazan je na slici 5.7. Bazen za reprodukciju će se sastojati od $n_{pop} - 1$ pobjednika turnira. Razlog iz kojeg jedna jedinka ne ulazi u postupak selekcije je činjenica da algoritam pomoću ugrađenoga elitizma čuva najbolju jedinku u svakoj

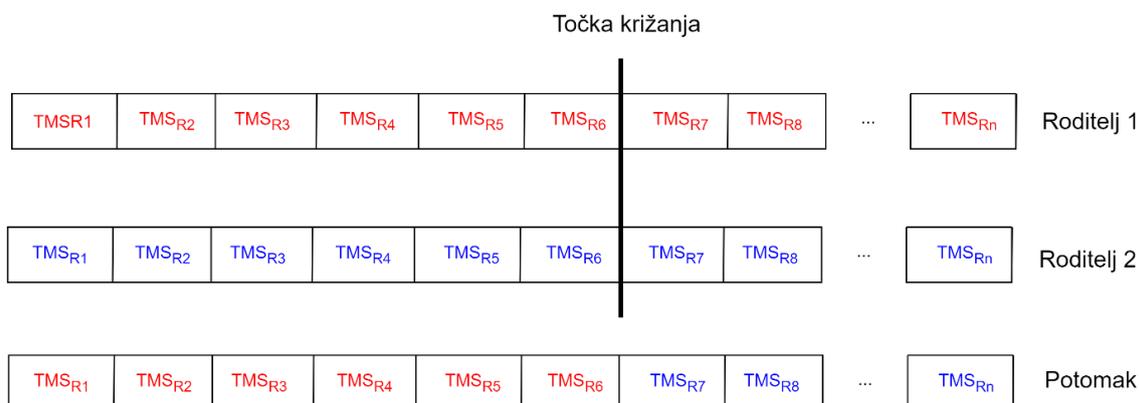
generaciji. U ovome će se primjeru koristiti 3-turnirska selekcija, iako korisnik algoritma može odabrati k po želji.



Slika 5.7 Selekcija razvijenog optimizacijskog algoritma

5.3.6 Križanje

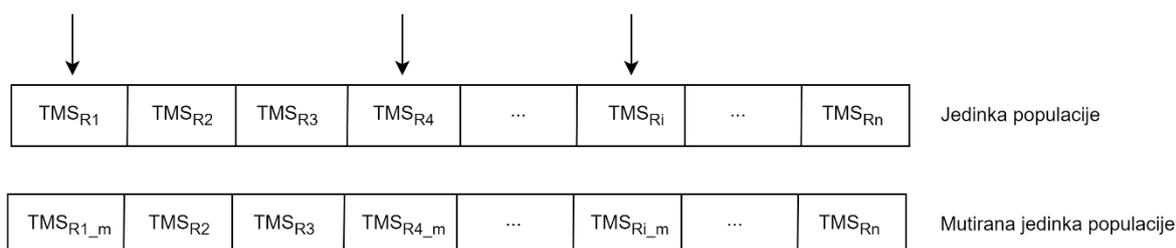
U razvijenom se algoritmu koristi križanje s prekidom u jednoj točki, kao što je prikazano na slici 5.8, te s unaprijed definiranom vjerojatnošću križanja (p_k). Ideja je nasumce odabrati dva roditelja i , ako dođe do križanja, izmjenom njihova genetskog materijala stvoriti jednog potomka. U slučaju kad nije zadovoljena vjerojatnost križanja, ne dolazi do križanja i jedan od roditelja će se kopirati direktno u bazen za mutaciju. U ovom će primjeru vjerojatnost križanja biti jednaka 0,7, iako korisnik algoritma može odabrati p_k po želji.



Slika 5.8 Primjer križanja dvije jedinke populacije

5.3.7 Mutacija

Jedan od nedostataka križanja je da opisani način križanja, iako relativno jednostavan za implementaciju, ne dopušta pretragu potpuno novih prostora rješenja. Istražuju se samo vremenske postavke releja u jedinkama početne populacije. Stoga, operator mutacije otvara novi prostor pretraživanja rješenja. Da bi se pronašle nove vremenske postavke, značajna se pozornost mora posvetiti pravilnom odabiru operatora mutacije. Mutacija se provodi s unaprijed definiranom vjerojatnošću mutacije (p_m). Ukoliko je vjerojatnost mutacije zadovoljena, ona se primjenjuje na svakoj jedinci koja je ušla u bazen za mutaciju, bilo da je ta jedinka potomak dvaju roditelja, bilo da predstavlja nasumce odabranog roditelja koji nije prošao kroz postupak križanja. Ako jedinka iz bazena za mutaciju prođe kroz mutaciju izmijenit će joj se jedno nasumično odabrano vremensko podešenje releja. Mogući su slučajevi pri kojima ne dolazi do nikakve izmjene, što znači da jedinka neizmijenjena prolazi kroz mutaciju i dalje formira novu populaciju. No, razvijeni algoritam dopušta i situacije u kojima više TMS optimizacijskih varijabli od pojedinih releja definiranih u jednoj jedinci može istovremeno biti promijenjeno i to je prikazano na slici 5.9.



Slika 5.9 Primjer mutacije unutar jedinke

U ovom će primjeru vjerojatnost mutacije biti jednaka 0,7. Tako velika vrijednost mutacije ima svoje opravdanje u dva razloga. Prvi je razlog potreba za pretragom potpuno novih prostora rješenja, a drugi je razlog taj što su postojeća najbolja rješenja svake generacije osigurana korištenjem elitizma, pa nema bojazni za njihov gubitak. Naravno, korisnik algoritma može po želji odabrati vrijednosti za vjerojatnost mutacije.

5.3.8 Elitizam

U algoritam je ugrađena i opcija elitizma, što znači da najbolja jedinka cijele generacije (populacije) ne prolazi procese selekcije, križanja i mutacije, nego se nepromijenjena prenosi u sljedeću generaciju. Na taj se način osigurava da se kvaliteta najbolje jedinke tijekom izmjene generacija nikada ne može izgubiti. Ako nova generacija sadrži jedinku s boljom vrijednosti

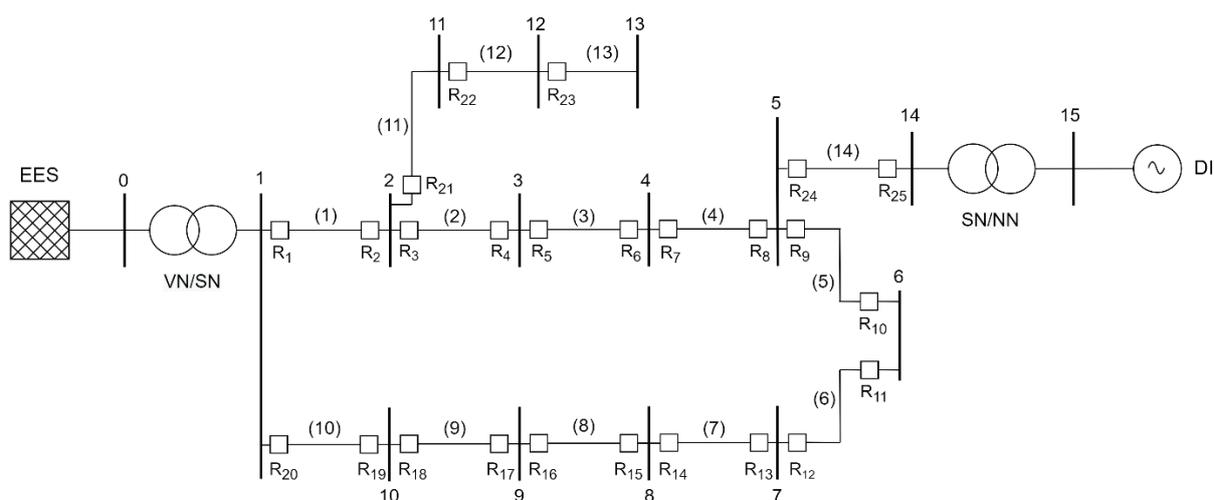
funkcije cilja, ta će jedinka jednostavno zamijeniti postojeći elitnu jedinku, i postupak će se ponavljati do zaustavljanja algoritma.

5.3.9 Zaustavljanje algoritma

Kao kriterij za zaustavljanje genetskog algoritma koristit će se unaprijed zadani maksimalan broj generacija (iteracija), n_{gen} , kojeg korisnik po želji može modificirati.

6. MODEL AKTIVNE DISTRIBUCIJSKE ELEKTROENERGETSKE MREŽE

Za testiranje hipoteza doktorskog rada, modelirana je distribucijska mreža sa 16 sabirnica prikazana na slici 6.1. Ova distribucijska mreža predstavlja primjer prstenaste upetljane distribucijske mreže i modelirana je u MATLAB programskom jeziku. Promatrana distribucijska mreža šticehena je s 25 releja i sadrži 25 P/R relejnih parova. Svi podaci o distribucijskoj mreži nalaze se u tablici 6.1.



Slika 6.1 Modelirana distribucijska mreža

Tablica 6.1 Podaci o promatranoj distribucijskoj mreži

Vod	S [mm ²]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	l [km]	I_{naz} [A]	I_{ks_term} [kA]
1	240	0,13	0,11	0,6	455	34,6
2	185	0,16	0,11	0,8	390	26,6
3	185	0,16	0,11	0,9	390	26,6
4	185	0,16	0,11	0,7	390	26,6
5	185	0,16	0,11	0,7	390	26,6
6	185	0,16	0,11	0,6	390	26,6
7	185	0,16	0,11	1,0	390	26,6
8	185	0,16	0,11	0,7	390	26,6
9	185	0,16	0,11	0,8	390	26,6
10	240	0,13	0,11	0,6	455	34,6
11	150	0,21	0,115	0,8	345	21,6
12	150	0,21	0,115	0,4	345	21,6
13	150	0,21	0,115	0,3	345	21,6
14	150	0,16	0,11	1,0	390	26,6

Svi čvorovi mreže zapravo su TS SN/NN. Budući da je mreža u praznom hodu prije pojave trofaznih kratkih spojeva, opterećenja nisu prikazana na slici 6.1, kao niti podaci o

djelatnoj/jalovoj potrošnji za svaku malu TS ili podaci o aktivnoj/reaktivnoj proizvodnji DI-a.

Jedan DI povezan je na sabirnicu 15, preko dvonamotnog transformatora. Podatak o snazi kratkog spoja visokonaponskih (VN) sabirnica (aktivne mreže), impedanciji transformatora napojne TS VN/SN, impedanciji SN/NN transformatora i konačno podatak o subtranzijentnoj reaktanciji DI-a nalazi se u tablici 6.2.

Tablica 6.2 Podaci o snazi kratkog spoja VN sabirnice, impedancijama transformatora i o subtranzijentnoj reaktanciji DI-a

Element	Snaga (MVA)	Z_{tr} [Ω]	X_{sub} [Ω]
VN sabirnice	250	/	/
VN/SN transformator	/	0,91	/
SN/NN transformator	/	0,53	/
Subtranzijentna reaktancija DI-a	/	/	0,216

Ispravna koordinacija parova P/R releja u distribucijskoj elektroenergetskoj mreži vrlo je važna kako bi se izbjegla moguća oštećenja opreme i elemenata elektroenergetskog sustava. Može se reći da je određivanje struje releja tijekom kvara ključno za pravilno podešavanje releja. I primarni i rezervni relej će osjetiti struju kratkog spoja, s važnom razlikom da primarni relej mora prvi reagirati i poslati signal svom pripadajućem prekidaču radi isključenja neispravnog voda ili kabela.

U tablici 6.3 prikazane su struje trofaznog kratkog spoja koje detektiraju parovi P/R releja za slučaj kratkog spoja na početku voda. Tablica 6.4 prikazuje izračunate struje trofaznog kratkog spoja koje detektiraju P/R parovi releja u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda.

Tablica 6.3 Struje trofaznog kratkog spoja na početku voda

Primarni relej	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]	Rezervni relej	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]
1	8,3884	-	-
2	2,3719	4	2,3719
3	5,8242	1	5,8242
4	3,2508	6	3,2508
5	4,7887	3	4,7887
6	4,2797	8	4,2797
7	3,7281	5	3,7281
8	5,1398	10	2,8216
8	5,1398	25	4,8797
9	5,7750	7	2,9534
9	5,7750	25	2,8216
10	3,0603	12	3,0603
11	4,8797	9	4,8797
12	3,7173	14	3,7173
13	4,1659	11	4,1659

14	4,8651	16	4,8651
15	3,0751	13	3,0751
16	5,7572	18	5,7572
17	2,3329	15	2,3329
18	4,0135	20	4,0135
19	1,4678	17	1,4678
20	8,3884	-	-
21	8,1896	1	5,8242
21	8,1895	4	2,3719
22	7,5895	21	7,5895
23	7,2862	22	7,2862
24	5,2716	7	2,3182
24	5,2716	10	2,9534
25	7,8451	-	-

Tablica 6.4 Struje trofaznog kratkog spoja na kraju voda

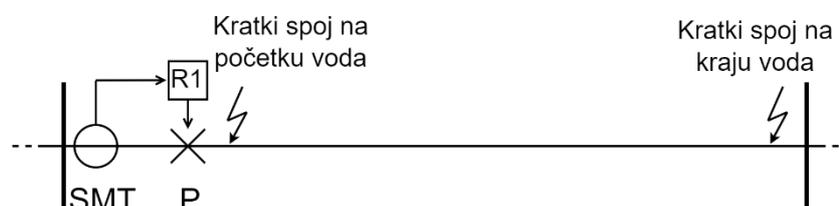
Primarni relej	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]	Rezervni relej	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]
1	5,8242	-	-
2	1,7933	4	1,7933
3	4,7887	1	4,7887
4	2,3789	6	2,3789
5	3,7281	3	3,7281
6	3,2508	8	3,2508
7	2,9534	5	2,9534
8	4,2797	10	2,3182
8	4,2797	25	4,9754
9	4,8797	7	2,9534
9	4,8797	25	4,9754
10	2,3182	12	2,3182
11	4,1659	9	4,1659
12	3,0603	14	3,0603
13	3,0751	11	3,0751
14	3,7173	16	3,7173
15	2,3329	13	2,3329
16	4,8651	18	4,8651
17	1,4651	15	1,4651
18	5,7572	20	5,7572
19	3,7016	17	3,7016
20	4,0135	-	-
21	7,5895	1	5,8242
21	7,5895	4	2,3719
22	7,2862	21	7,2862
23	7,0638	22	7,0638
24	4,9754	7	2,9534
24	4,9754	10	2,3182
25	5,1394	-	-

7. UTJECAJ TERMIČKIH KRIVULJA ŠTIĆENIH ELEMENATA PRI ISPRAVNOJ KOORDINACIJI NADSTRUJNE RELEJNE ZAŠTITE

7.1 Ispitivanje utjecaja lokacije nastanka kratkog spoja na podešavanje postavki nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama

Ispravno funkcioniranje releja definira se kao izoliranje područja nastanka kratkog spoja unutar zone šticećenja, dok neispravno funkcioniranje znači prekid uslijed normalnog pogonskog stanja u distribucijskoj mreži, prekid uslijed kratkog spoja izvan zone šticećenja ili zatajenje releja uslijed kratkog spoja unutar zone šticećenja.

Glavni cilj rješavanja optimizacijskog problema podešavanja postavki releja je minimiziranje ukupne sume vremena prorade primarnih releja u cijeloj mreži. S obzirom na lokaciju nastanka kvara na šticećenom elektroenergetskom nadzemnom vodu ili kabelu, razlikujemo dvije karakteristične situacije [102]. Kratki spoj na početku voda i kratki spoj na kraju voda kao što je to prikazano na slici 7.1.

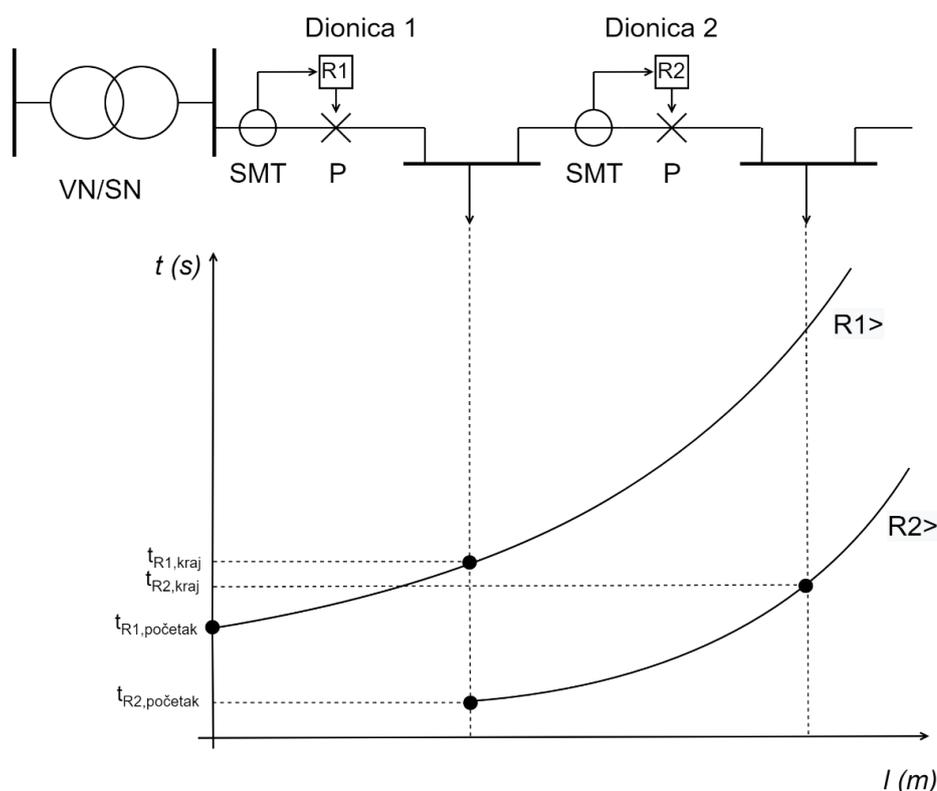


Slika 7.1 Različite lokacije nastanka kratkog spoja

U ovom poglavlju, osim smanjenja vremena prorade primarnih releja uz održavanje minimalne vrijednosti vremena diskriminacije, provest će se usporedba utjecaja različitih lokacija nastanka kratkog spoja na rješavanje problema optimizacije postavki releja. Drugim riječima, predložena metoda ispituje promjene u vremenima prorade primarnih releja za različite lokacije nastanka kratkog spoja i eliminira problem neispravne koordinacije između parova P/R releja. Dakle, promatra se razlika između kratkih spojeva nastalih na početku i kratkih spojeva nastalih na kraju voda za svaki primarni relej. Svrha ovog uspoređivanja je utvrditi koja lokacija nastanka kratkog spoja je pogodnija za rješavanje problema optimizacije postavki releja. Odnosno, u kojem slučaju optimizacija daje bolje rezultate, što znači manje ukupno vrijeme prorade svih primarnih releja u mreži.

7.1.1 Funkcija cilja

Kako bi se ispitao utjecaj lokacije nastanka kratkog spoja usporedit će se optimizacijska rješenja, odnosno optimizirane postavke releja, za dva testna slučaja. Prvi testni slučaj uzet će u obzir samo kratke spojeve na početku voda, dok će u drugom testnom slučaju biti promatrani i kratki spojevi na početku i kratki spojevi nastali na kraju voda. Na slici 7.2 prikazane su inverzne karakteristike jednog para P/R releja s označenim vremenima prorade za različite lokacije nastanka kratkog spoja. Konačan cilj je ispitati utjecaj različitih lokacija kvara na rezultate optimizacije postavki releja.



Slika 7.2 Karakteristike para P/R releja s označenim vremenima prorade releja za različite lokacije nastanka kratkog spoja

Iz tog razloga, osnovna funkcija cilja prikazana u jednadžbi 4.1 modificirana je i prikazana u jednadžbi 7.1:

$$FC = \min \sum_{i=1}^n (W_{i_pocetak} \cdot t_{i_pocetak} + W_{i_kraj} \cdot t_{i_kraj}) \quad (7.1)$$

gdje je $t_{i_pocetak}$ vrijeme prorade primarnog releja R_i za kratki spoj na početku voda, a t_{i_kraj} vrijeme prorade istog releja R_i za kratki spoj na kraju voda. $W_{i_pocetak}$ je težinski faktor

dodijeljen releju R_i uzimajući u obzir kratki spoj na početku voda i opisuje njegovo vrijeme prorade, a W_{i_kraj} je težinski faktor dodijeljen istom releju R_i uzimajući u obzir kratki spoj na kraju voda i opisuje njegovo vrijeme prorade.

Za slučaj kada se promatraju samo kratki spojevi na početku voda, težinski faktor $W_{i_početak}$ postavlja se na vrijednost 1, dok se težinski faktor W_{i_kraj} postavlja na vrijednost 0. Za slučaj kada se promatraju i kratki spojevi na početku voda i kratki spojevi na kraju voda, težinski faktori $W_{i_početak}$ i W_{i_kraj} postavljaju se na vrijednost 1.

Inverzna strujno-vremenska karakteristika releja predstavlja vrijeme prorade releja. Budući da se promatra utjecaj kratkih spojeva na početku i na kraju voda na rješenje optimizacijskog problema, karakteristika releja prikazana u jednadžbi 4.2 modificirana je i prikazana u sljedećim jednadžbama za kratki spoj na početku i za kratki spoj na kraju voda:

$$t_{i_početak} = \left(\frac{\alpha}{\left(\frac{I_{ks_početak}}{PS} \right)^\beta - 1} + L \right) \cdot (TMS_i) \quad (7.2)$$

$$t_{i_kraj} = \left(\frac{\alpha}{\left(\frac{I_{ks_kraj}}{PS} \right)^\beta - 1} + L \right) \cdot (TMS_i) \quad (7.3)$$

gdje su α , β i L koeficijenti inverznih krivulja i njihove vrijednosti dane su u tablici 4.1. $I_{ks_početak}$ je stvarna struja kratkog spoja koja teče kroz relej za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda, a I_{ks_kraj} je stvarna struja kratkog spoja koja teče kroz relej za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda. Obično se za čitavu mrežu odabire samo jedna vrsta releja kako bi se spriječilo presijecanje inverznih krivulja različitih releja. U ovom doktorskom radu, svi releji u mreži bit će inverznog tipa.

Budući da struju kratkog spoja istodobno detektiraju i primarni i rezervni releji, precizna koordinacija istih je važno i kritično pitanje za inženjere zaštite zbog njezinog velikog utjecaja na pouzdanost šticećenog dijela mreže. U području optimizacije postavki releja važnu ulogu imaju ograničenja optimizacijskog problema. Stoga, za provedbu prethodno spomenute usporedbe dobivenih rješenja, uslijed promatranja različitih lokacija nastanka kratkog spoja, koordinacijsko ograničenje predstavljeno u jednadžbi 4.3 modificirano je za kratki spoj na početku voda i prikazano u jednadžbi 7.4, dok jednadžba 7.5 prikazuje koordinacijsko ograničenje za kratki spoj na kraju voda.

$$t_{r_po\check{c}etak} - t_{p_po\check{c}etak} \geq CTI \quad (7.4)$$

$$t_{r_kraj} - t_{p_kraj} \geq CTI \quad (7.5)$$

gdje su $t_{r_po\check{c}etak}$ i $t_{p_po\check{c}etak}$ vremena prorade rezervnog releja i primarnog releja za kratke spojeve na početku voda, a t_{r_kraj} i t_{p_kraj} su vremena prorade rezervnog releja i primarnog releja za kratke spojeve na kraju voda. CTI je vremenski interval koordinacije.

Koordinacijsko ograničenje ovisno o lokaciji nastanka kratkog spoja, može se preformulirati u smislu vremena diskriminacije za obje lokacije nastanka kratkog spoja, na sljedeći način:

$$\Delta t_{pr_po\check{c}etak} = t_{r_po\check{c}etak} - t_{p_po\check{c}etak} - CTI \quad (7.6)$$

$$\Delta t_{pr_kraj} = t_{r_kraj} - t_{p_kraj} - CTI \quad (7.7)$$

gdje $\Delta t_{pr_po\check{c}etak}$ i Δt_{pr_kraj} predstavljaju vremena diskriminacije za kratke spojeve na početku i na kraju voda. U slučaju negativne vrijednosti vremena diskriminacije dolazi do neispravne koordinacije između primarnog i rezervnog releja, što dovodi do neispravnog rješenja koordinacijskog problema. Slično tome, u slučaju pozitivne vrijednosti vremena diskriminacije, rješenje problema postaje prihvatljivo jer neće doći do neispravne koordinacije između primarnog i rezervnog releja. Stoga, vrlo je važno osigurati da vrijeme diskriminacije bude zadovoljeno za obje lokacije nastanka kratkog spoja.

Kao što je prethodno navedeno, razmatraju se dva različita slučaja. U testnom slučaju 1 razmatrat će se samo kratki spojevi na početku voda za rješavanje problema optimizacije, tj. funkcija cilja u jednadžbi 7.1 izračunati će se s težinskim faktorom $W_{i_po\check{c}etak}$ postavljenim na vrijednost 1, dok je W_{i_kraj} postavljen na vrijednost 0. U testnom slučaju 2 razmatrat će se i kratki spojevi i na početku i na kraju voda za rješavanje problema optimizacije postavki releja, tj. funkcija cilja u jednadžbi 7.1 izračunati će se s oba težinska faktora, $W_{i_po\check{c}etak}$ i W_{i_kraj} , postavljena na vrijednost 1.

7.1.2 Primjena razvijenog optimizacijskog algoritma

Optimizacijski algoritam korišten za potrebe rješavanja prethodno opisanog optimizacijskog problema je opisan u petom poglavlju ovoga doktorskog rada.

Nakon provedbe proračuna struje kratkog spoja za početak i kraj voda, optimizacijski algoritam zahtjeva da korisnik unese parametre koji su važni za stvaranje početne populacije, te parametre važne za operatore GA. Parametri predloženog optimizacijskog algoritma dani su u tablici 7.1.

Tablica 7.1 Parametri razvijenog GA algoritma

Parametar	Vrijednost
Broj optimizacijskih varijabli	25
Broj generacija	5000
Veličina populacije	50
Broj turnira k -turnirske selekcije	3
Vjerojatnost križanja (p_k)	0,7
Vjerojatnost mutacije (p_m)	0,7

Ograničenja za svaku jedinku su ključna za određivanje izvedivog prostora pretrage rješenja, budući da se svaka generirana jedinka mora pridržavati istih. Svi parovi P/R releja moraju biti ispravno koordinirani kako bi se jedinka prihvatila kao dio početne populacije. Jedinke koje rezultiraju s neispravnim rješenjima (ne zadovoljavaju zadano koordinacijsko ograničenje) se odbacuju, a algoritam nasumično stvara nove jedinke koje su odmah podvrgnute provjeri koordinacijskog ograničenja. Ovaj postupak se ponavlja sve dok početna populacija ne dosegne željenu veličinu.

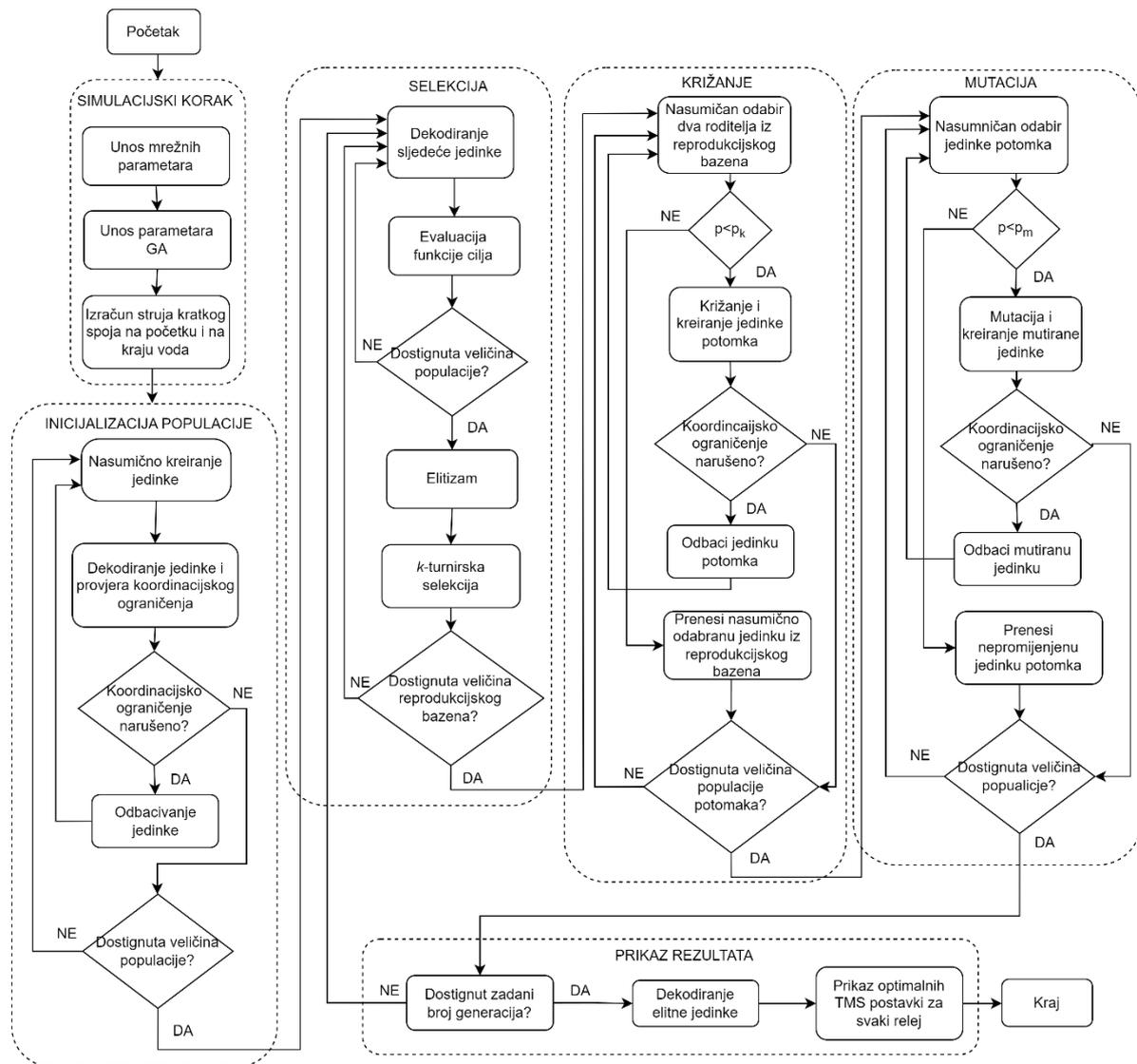
Sljedeći korak u GA-u je evaluacija funkcije cilja za svaku jedinku u početnoj populaciji. Evaluacija funkcije cilja bitna je za provedbu funkcije elitizma kojom se najbolja jedinka sačuva i time algoritam sačuva potencijalno najbolje rješenje. Nakon evaluacije funkcije cilja, slijedi operator k -turnirske selekcije. Svrha selekcije je stvoriti reproduksijski bazen jedinki iz kojeg se mogu uzeti geni i eventualno povezati u operatoru križanja.

Kad je selekcija gotova, algoritam provodi operator križanja koji križa dvije nasumično odabrane jedinke iz populacije reproduksijskog bazena. Križanje se događa s određenom vjerojatnošću. Ukoliko je vjerojatnost križanja zadovoljena, odabiru se dvije jedinke iz reproduksijskog bazena i one predstavljaju roditelje, a njihovi geni kombiniraju se kako bi se stvorila nova jedinka koja predstavlja potomak. Ukoliko vjerojatnost križanja nije zadovoljena, jedinke se neće križati već će se samo proslijediti dalje u populaciju. Za svaku jedinku potomka dobivenu križanjem, provjerava se koordinacijsko ograničenje kako bi se eliminirala svaka neispravna koordinacija između parova P/R releja s promijenjenim TMS postavkama. Postupak se ponavlja sve dok populacija potomaka nastalih križanjem ne dosegne određenu veličinu.

Posljednji operator optimizacijskog algoritma je operator mutacije koji nasumično mijenja vrijednosti TMS postavki potomaka. Mutacija nije obvezna i događa se s određenom vjerojatnošću. Ako mutacija ne nastupi, potomak ostaje nepromijenjen i prelazi u novu populaciju. Ako mutacija nastupi, mutirana jedinka mora proći provjeru koordinacijskog ograničenja. U konačnici, ako mutirana jedinka uspješno prođe provjeru koordinacijskog ograničenja, bit će prebačena u novu populaciju, odnosno drugu generaciju jedinki. Sve to

osigurava da sljedeća generacija nema slučaj u kojem dolazi do neispravne koordinacije između parova P/R releja. Postupak se ponavlja sve dok se ne postigne željena veličina populacije.

GA se pokreće onoliko puta koliko korisnik odredi. Tako je svaka sljedeća generacija ulazna populacija za sljedeću, a istovremeno, algoritam čuva najbolju jedinku populacije putem ugrađene funkcije elitizma. Zadnja generacija GA sadrži najbolje rješenje, odnosno vrijednosti TMS postavki za svaki relej u mreži, s ciljem smanjenja ukupnog vremena prorade primarnih releja. Detaljni dijagram toka razvijenog GA prikazan je na slici 7.3.



Slika 7.3 Dijagram razvijenog optimizacijskog algoritma

7.1.3 Testni slučaj 1

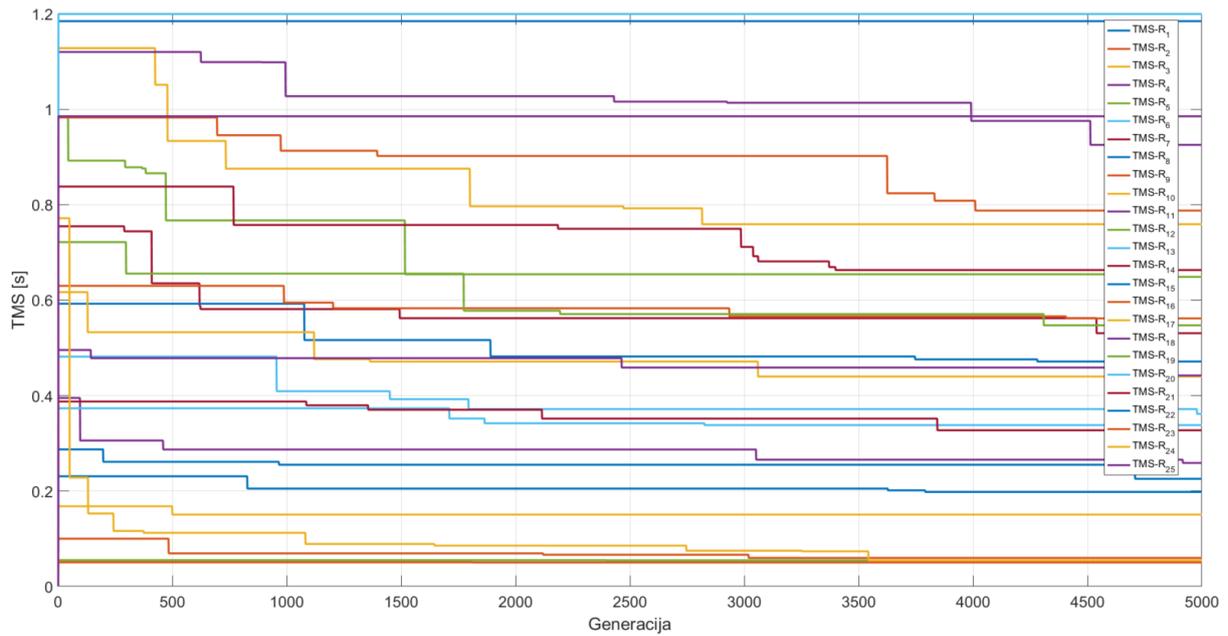
Testni slučaj 1 uzima u obzir samo kratke spojeve nastale na početku voda za rješavanje problema optimizacije postavki releja. Ispravna koordinacija releja vrlo je važna kako bi se izbjeglo oštećenje opreme i elemenata elektroenergetskog sustava. Rezultati dobivenih TMS

postavki svih releja u mreži prikazanoj na slici 6.1, kao i vrijednost funkcije cilja za ovaj testni slučaj, prikazani su u tablici 7.2. Ukupno vrijeme prorade svih 25 zaštitnih releja iznosi 31,2906 sekundi.

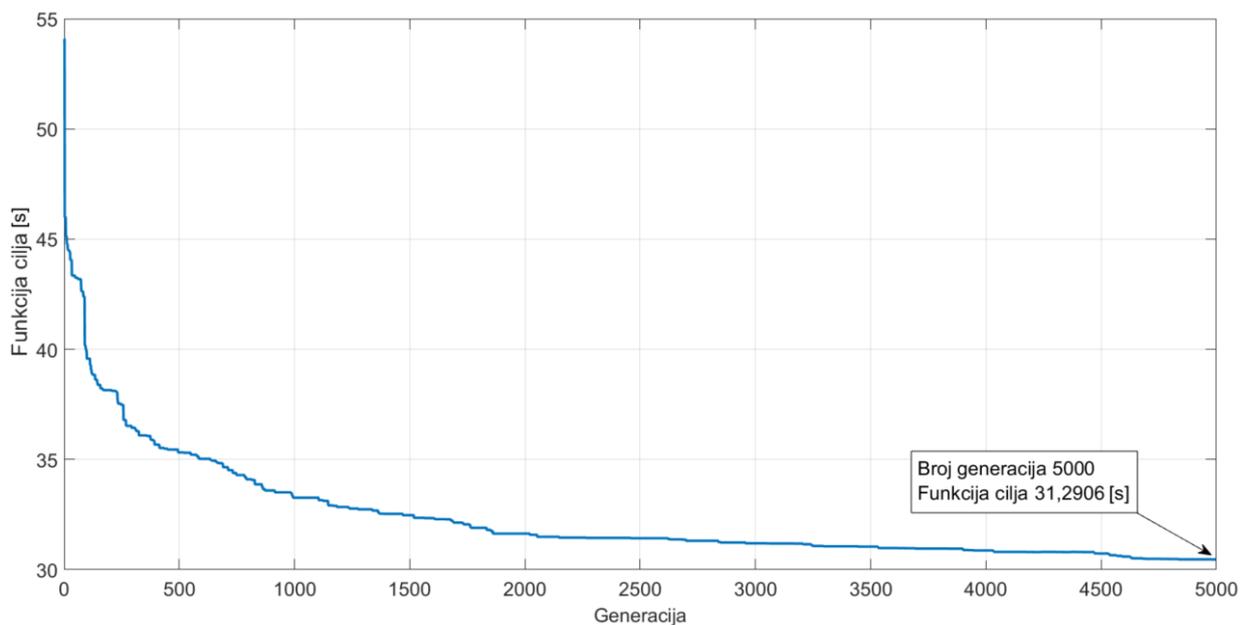
Tablica 7.2 Rezultati optimizacijskog algoritma za testni slučaj 1

Relej	TMS [s]	PS [A]	$t_{p_početak}$ [s]
1	1,184497	546	0,489364
2	0,050658	546	0,237886
3	0,77642	468	2,101741
4	0,251449	468	0,981987
5	0,645827	468	1,899058
6	0,350165	468	1,181304
7	0,531289	468	1,755231
8	0,473058	468	1,369099
9	0,563878	468	1,53166
10	0,441168	468	1,613968
11	0,412176	468	1,202156
12	0,529316	468	1,885751
13	0,314796	468	0,986052
14	0,627159	468	2,032268
15	0,228497	468	0,83372
16	0,794782	468	2,237746
17	0,155988	468	0,668851
18	0,909858	468	3,057858
19	0,050255	546	0,379651
20	1,038593	546	2,350508
21	0,314524	414	0,775225
22	0,184037	414	0,474606
23	0,050063	414	0,172203
24	0,054305	468	0,153201
25	1,131496	468	0,91946
Σ	/	/	31,2906

Graf konvergencije optimizacijske varijable TMS za svaki relej i konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja (zbroj vremena prorade svih releja) za testni slučaj 1 prikazani su na slikama 7.4 i 7.5.



Slika 7.4 Konvergencija optimizacijskih varijabli TMS za testni slučaj 1



Slika 7.5 Konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja za testni slučaj 1

Provjera koordinacijskog ograničenja prikazana je u tablici 7.3, gdje se dokazuje da su optimizacijski rezultati dobiveni predloženom GA metodom pružili točno rješenje za optimizacijske varijable TMS. Ograničenje za svaki relej u promatranoj distribucijskoj mreži izračunato je uzimajući u obzir CTI od 0,3 sekundi. Može se vidjeti da nema slučajeva neispravne koordinacije između parova P/R releja u promatranoj distribucijskoj elektroenergetskoj mreži za testni slučaj 1.

Tablica 7.3 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za testni slučaj 1

Parovi releja		Vrijeme prorade [s]		$t_r - t_p \geq CTI$
Primarni	Rezervni	Primarni	Rezervni	
1	-	0,489364	-	-
2	4	0,237886	1,176437	0,938551 > 0,3
3	1	2,101741	3,420504	1,318763 > 0,3
4	6	0,981987	1,352497	0,37051 > 0,3
5	3	1,899058	2,28307	0,384012 > 0,3
6	8	1,181304	1,485138	0,303833 > 0,3
7	5	1,755231	2,13363	0,3784 > 0,3
8	10	1,369099	1,688076	0,318977 > 0,3
8	25	1,369099	3,300129	1,93103 > 0,3
9	7	1,53166	1,981934	0,450273 > 0,3
9	25	1,53166	4,329535	2,797874 > 0,3
10	12	1,613968	2,085166	0,471197 > 0,3
11	9	1,202156	1,644611	0,442455 > 0,3
12	14	1,885751	2,302464	0,416713 > 0,3
13	11	0,986052	1,291081	0,305029 > 0,3
14	16	2,032268	2,40272	0,370453 > 0,3
15	13	0,83372	1,148602	0,314883 > 0,3
16	18	2,237746	2,608964	0,371218 > 0,3
17	15	0,668851	0,979755	0,310904 > 0,3
18	20	3,057858	3,924757	0,866899 > 0,3
19	17	0,379651	0,944274	0,564623 > 0,3
20	-	2,350508	-	-
21	1	0,775225	3,420504	2,645279 > 0,3
21	4	0,775225	1,176437	0,401212 > 0,3
22	21	0,474606	0,796117	0,321511 > 0,3
23	22	0,172203	0,481548	0,309344 > 0,3
24	7	0,153201	1,899402	1,746201 > 0,3
24	10	0,153201	1,981934	1,828733 > 0,3
25	-	0,91946	-	-

Važno je napomenuti kako je funkcija cilja zbroj vremena prorada svih releja u mreži, pretpostavljajući da je svaki čvor u mreži istodobno doživio trofazni kratki spoj. U praksi je ovo gotovo nemogući scenarij, ali teorijski, ovaj broj pruža zanimljiv uvid u ukupnu brzinu releja u mreži.

U sljedećem potpoglavlju, promatrat će se kratki spojevi na početku i na kraju voda, što će povećati vrijednost funkcije cilja. To ne znači da je to nužno lošije, već se nastoji odrediti

vrijednost TMS postavki svih releja, uzimajući u obzir lokacije nastanka kvara. Stoga se rezultati sljedećeg potpoglavlja ne bi smjeli miješati s činjenicom da su u testnom slučaju 1 promatrani samo kratki spojevi nastali na početku voda.

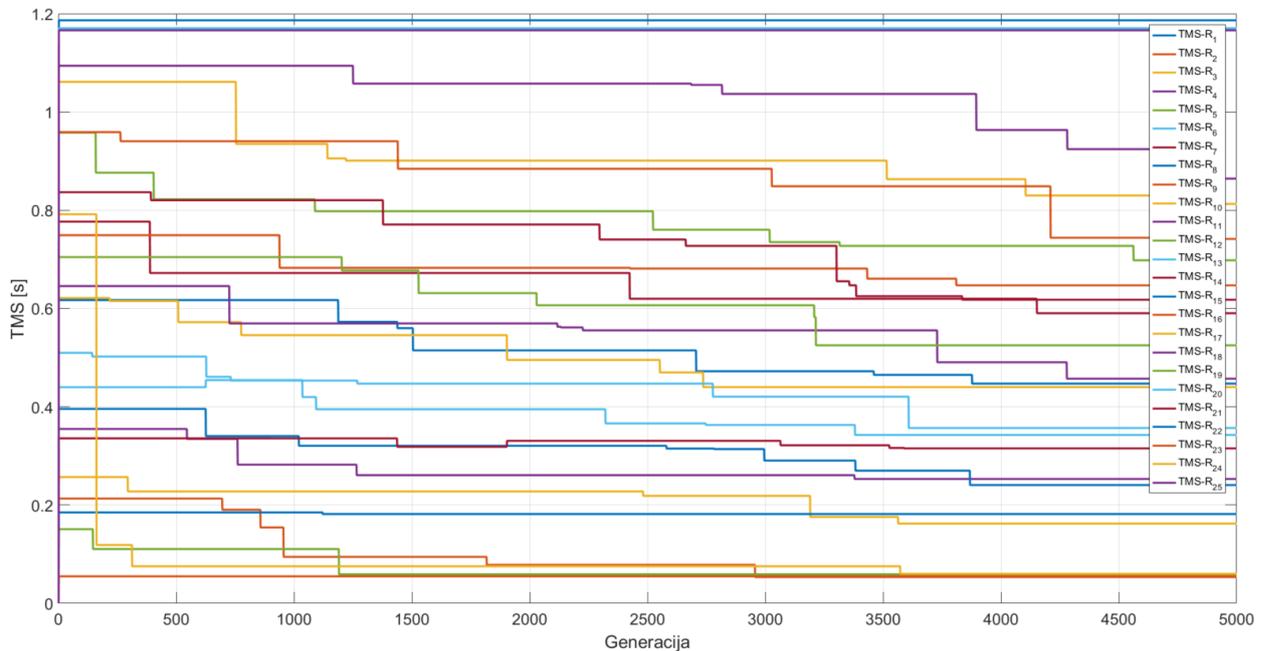
7.1.4 Testni slučaj 2

U testnom slučaju 2, optimizacijski problem podešavanja postavki releja rješava se prethodno modificiranom GA, ali ovaj put uzimajući u obzir i kratke spojeve na početku voda i kratke spojeve na kraju voda. Kao posljedica toga, ukupno vrijeme prorade releja je veće nego u testnom slučaju 1. Rezultati su prikazani u tablici 7.4 s optimiziranim vrijednostima TMS postavki za sve releje.

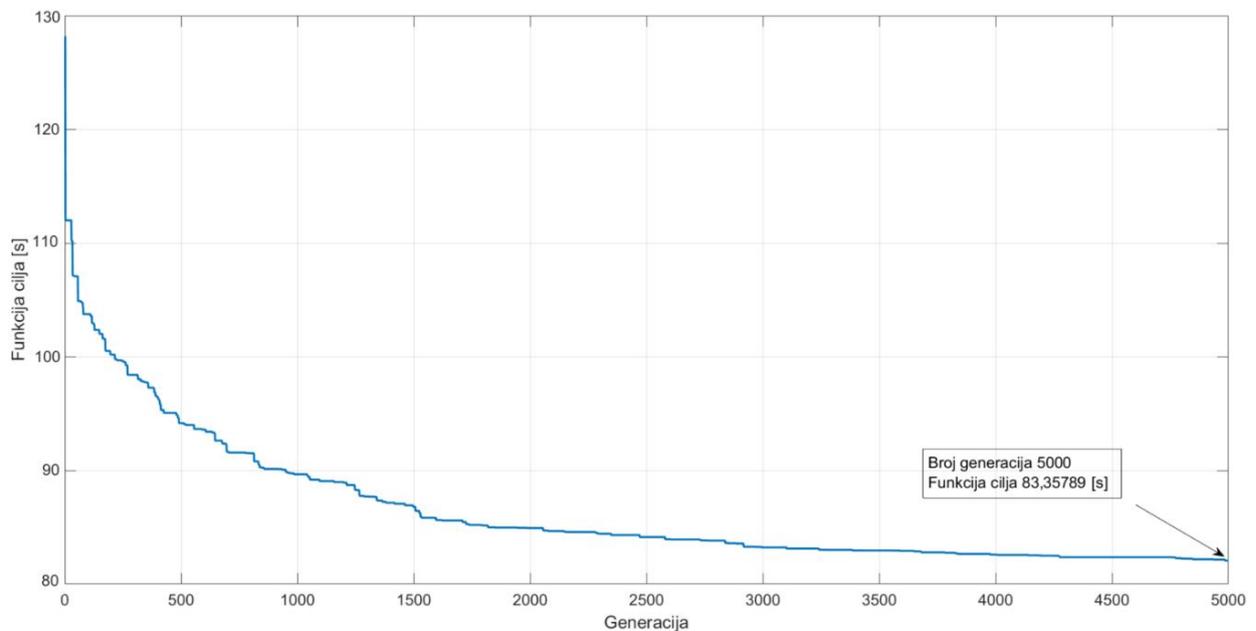
Tablica 7.4 Rezultati optimizacijskog algoritma za testni slučaj 2

Releji	TMS [s]	PS [A]	$t_{p_početak}$ [s]	t_{p_kraj} [s]	Ukupno vrijeme prorade po releju [s]
1	1,186637	546	0,536842	0,621862	1,158704
2	0,050837	546	0,238725	1,252766	1,491491
3	0,834751	468	2,259639	3,220353	5,479992
4	0,277244	468	0,890621	1,632985	2,523606
5	0,704708	468	2,072199	3,066326	5,138525
6	0,38185	468	1,083282	1,84675	2,930032
7	0,610791	468	2,017882	3,048164	5,066046
8	0,480063	468	1,349123	1,95634	3,305463
9	0,601236	468	1,633135	2,316246	3,949381
10	0,447171	468	1,635931	3,034696	4,670627
11	0,496473	468	1,448017	2,154264	3,602281
12	0,569967	468	1,751257	2,951908	4,703165
13	0,37628	468	1,17864	2,109496	3,288136
14	0,695918	468	1,831475	2,986786	4,818261
15	0,246161	468	0,898174	2,118894	3,017068
16	0,822773	468	2,161616	3,057766	5,219382
17	0,169595	468	0,727195	1,461456	2,188651
18	0,959263	468	2,90037	3,170556	6,070926
19	0,054175	546	0,352181	0,305168	0,657349
20	1,141127	546	2,73017	3,766692	6,496862
21	0,340608	414	0,715858	0,900089	1,615947
22	0,203054	414	0,430159	0,447402	0,877561
23	0,072613	414	0,118727	0,125872	0,244599
24	0,054764	468	0,154495	2,659212	2,813707
25	1,194614	468	0,930579	1,099547	2,030126
Σ	/	/	32,04629	51,3116	83,35789

Graf konvergencije optimizacijske varijable TMS za svaki relej i konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja (zbroj vremena prorada svih releja) za testni slučaj 2 prikazani su na slikama 7.6 i 7.7.



Slika 7.6 Konvergencija optimizacijskih varijabli TMS za testni slučaj 2



Slika 7.7 Konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja za testni slučaj 2

Slika 7.7 jasno pokazuje kako se rješenje poboljšava kroz svaku iteraciju, dosežući ukupno vrijeme prorada od 83,35789 sekundi za sve zaštitne releje u svojoj posljednjoj iteraciji.

U tablici 7.5 provedena je provjera koordinacijskog ograničenja za kratke spojeve na početku voda, dok je u tablici 7.6. provedena provjera koordinacijskog ograničenja kratke spojeve na kraju voda. Iz tablica 7.5 i 7.6 vidljivo je da je koordinacijsko ograničenje za testni slučaj 2 zadovoljeno za kratke spojeve na početku i na kraju voda, te je utvrđeno kako je koordinacija ispravno izvedena za svaki par P/R releja u mreži.

Tablica 7.5 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za kratke spojeve na početku voda za testni slučaj 2

Parovi releja		Vrijeme prorade [s]		$t_r - t_p \geq CTI$
Primarni	Rezervni	$t_{p_početak}$	$t_{r_početak}$	
1	-	0,536842	-	-
2	4	0,238725	1,066979	0,828254 > 0,3
3	1	2,259639	3,426685	1,167046 > 0,3
4	6	0,890621	1,240269	0,349648 > 0,3
5	3	2,072199	2,454591	0,382391 > 0,3
6	8	1,083282	1,463469	0,380187 > 0,3
7	5	2,017882	2,328158	0,310276 > 0,3
8	10	1,349123	1,711047	0,361924 > 0,3
8	25	1,349123	3,484217	2,135095 > 0,3
9	7	1,633135	2,278509	0,645374 > 0,3
9	25	1,633135	4,571046	2,937911 > 0,3
10	12	1,635931	1,936449	0,300518 > 0,3
11	9	1,448017	1,753569	0,305552 > 0,3
12	14	1,751257	2,074975	0,323718 > 0,3
13	11	1,17864	1,555128	0,376488 > 0,3
14	16	1,831475	2,320978	0,489504 > 0,3
15	13	0,898174	1,372938	0,474765 > 0,3
16	18	2,161616	2,474596	0,31298 > 0,3
17	15	0,727195	1,055499	0,328304 > 0,3
18	20	2,90037	3,572107	0,671736 > 0,3
19	17	0,352181	1,026643	0,674463 > 0,3
20	-	2,73017	-	-
21	1	0,715858	3,426685	2,710827 > 0,3
21	4	0,715858	1,066979	0,351121 > 0,3
22	21	0,430159	0,73515	0,304991 > 0,3
23	22	0,118727	0,43645	0,317723 > 0,3
24	7	0,154495	1,925249	1,770754 > 0,3
24	10	0,154495	2,278509	2,124013 > 0,3
25	-	0,930579	-	-

Tablica 7.6 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za kratke spojeve na kraju voda za testni slučaj 2

Parovi releja		Vrijeme prorade [s]		$t_r - t_p \geq CTI$
Primarni	Primarni	t_{p_kraj}	t_{r_kraj}	
1	-	0,621862	-	-
2	4	1,252766	1,982417	0,729651 > 0,3
3	1	3,220353	3,777432	0,557079 > 0,3
4	6	1,632985	2,208363	0,575377 > 0,3
5	3	3,066326	3,618132	0,551806 > 0,3
6	8	1,84675	2,239849	0,393099 > 0,3
7	5	3,048164	3,462368	0,414203 > 0,3
8	10	1,95634	3,034696	1,078356 > 0,3
8	25	1,95634	3,22883	1,27249 > 0,3
9	7	2,316246	3,048164	0,731918 > 0,3
9	25	2,316246	3,22883	0,912584 > 0,3
10	12	3,034696	3,47396	0,439264 > 0,3
11	9	2,154264	2,487581	0,333317 > 0,3
12	14	2,951908	3,302632	0,350724 > 0,3
13	11	2,109496	2,509394	0,399899 > 0,3
14	16	2,986786	3,464306	0,47752 > 0,3
15	13	2,118894	2,478997	0,360103 > 0,3
16	18	3,057766	3,404542	0,346777 > 0,3
17	15	1,461456	2,991423	1,529967 > 0,3
18	20	3,170556	3,470648	0,300092 > 0,3
19	17	0,305168	0,800351	0,495183 > 0,3
20	-	3,766692	-	-
21	1	0,900089	3,458366	2,558277 > 0,3
21	4	0,900089	1,635999	0,735909 > 0,3
22	21	0,447402	0,913163	0,465761 > 0,3
23	22	0,125872	0,452468	0,326596 > 0,3
24	7	2,659212	3,034696	0,375484 > 0,3
24	10	2,659212	3,048164	0,388952 > 0,3
25	-	1,099547	-	-

7.1.5 Usporedba rezultata

Kako bi se prikazalo koja lokacija nastanka kratkog spoja pruža bolje rješenje za optimizacijski problem postavki releja, napravljena je usporedba između testnog slučaja 1 i testnog slučaja 2. Usporedba se provodi preko TMS optimizacijskih varijabli. TMS je osnova za računanje vremena prorade releja za kratke spojeve bilo na početku ili na kraju voda, prema jednadžbama (7.2) i (7.3). Uspoređivanje ovih varijabli za svaki relej koji prolazi kroz testni slučaj 1 i testni slučaj 2 bit će dovoljna za donošenje zaključka pod kojom će funkcijom cilja releji brže proraditi. Dakle, ako se ta varijabla izdvoji optimizacijskim algoritmom i međusobno

usporedi za svaki relej u testnom slučaju 1 i testnom slučaju 2, tada će inženjer relejne zaštite imati odgovor koju funkciju cilja je bolje koristiti pri izvođenju optimizacije postavki releja.

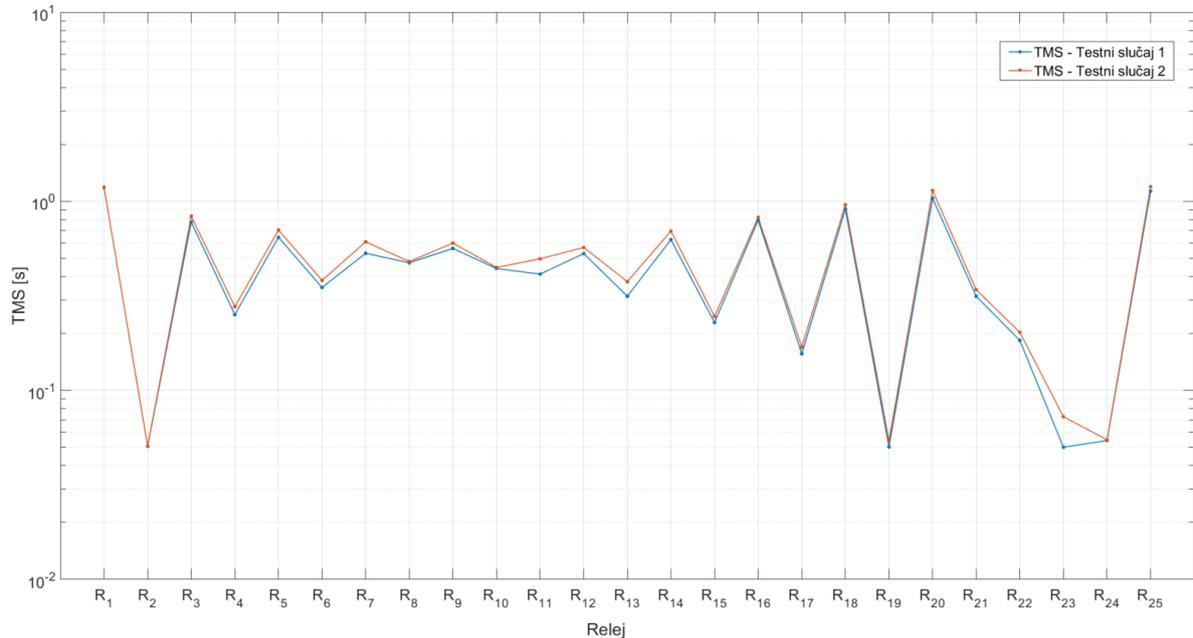
U tablici 7.7 prikazana je usporedba optimizacijske varijable TMS za svaki primarni relej izračunate za testni slučaj 1 (uzimajući u obzir samo kratke spojeve na početku voda) i za te iste primarne releje izračunate za testni slučaj 2 (uzimajući u obzir kratke spojeve i na početku i na kraju voda). Uočljivo je da optimizacijske varijable TMS iz testnog slučaja 1 imaju niže vrijednosti za svaki relej u usporedbi s optimizacijskim varijablama TMS u testnom slučaju 2.

Tablica 7.7 Usporedba optimizacijskih varijabli TMS za svaki primarni relej za testni slučaj 1 i za testni slučaj 2

Relej	$TMS_{početak}$ [s]	$TMS_{početak+kraj}$ [s]	ΔTMS
1	1,84497	1,186637	0,00214
2	0,050658	0,050837	0,000179
3	0,77642	0,834751	0,058331
4	0,251449	0,277244	0,025795
5	0,645827	0,704708	0,058881
6	0,350165	0,38185	0,031685
7	0,531289	0,610791	0,079502
8	0,473058	0,480063	0,007005
9	0,563878	0,601236	0,037358
10	0,441168	0,447171	0,006003
11	0,412176	0,496473	0,084297
12	0,529316	0,569967	0,040651
13	0,314796	0,37628	0,061484
14	0,627159	0,695918	0,068759
15	0,228497	0,246161	0,017664
16	0,794782	0,822773	0,027991
17	0,155988	0,169595	0,013607
18	0,909858	0,959263	0,049405
19	0,050255	0,054175	0,00392
20	1,038593	1,141127	0,102534
21	0,314524	0,340608	0,026084
22	0,184037	0,203054	0,019017
23	0,050063	0,072613	0,02255
24	0,054305	0,054764	0,000459
25	1,131496	1,194614	0,063118

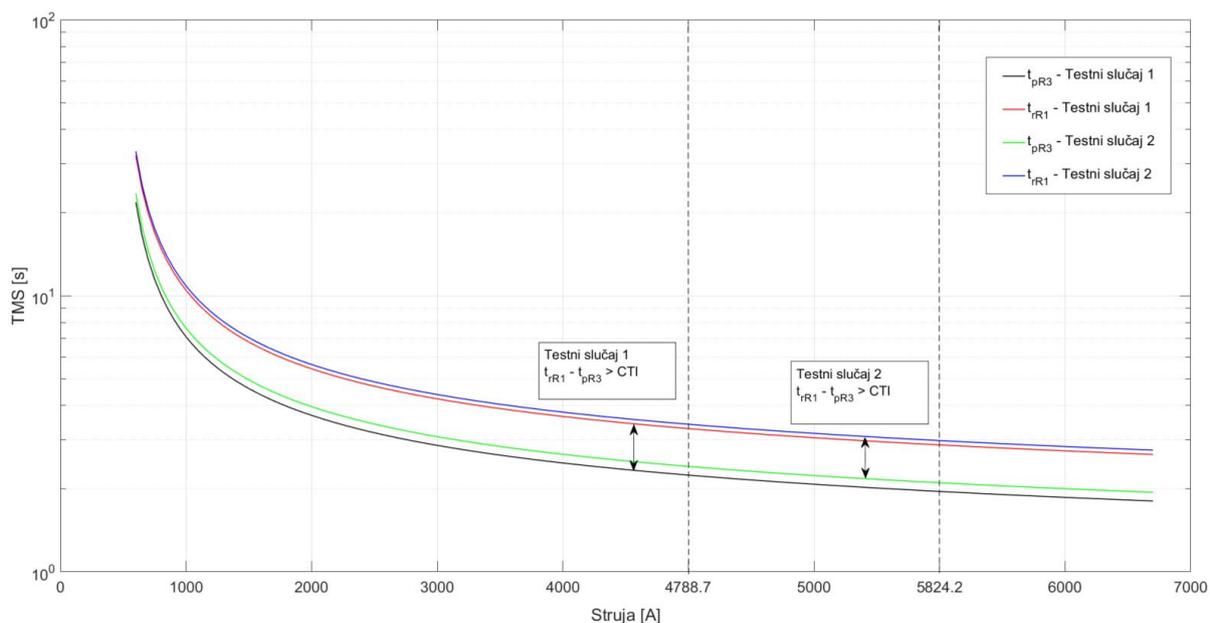
To znači da će pripadajuća vremena prorade releja, prema jednadžbama (7.2) i (7.3), biti manja, odnosno bolja, kada se funkcija cilja fokusira samo na kratki spoj na početku voda. Dakle, nema koristi u optimiziranju postavki releja za obje lokacije kvara, budući da funkcija cilja koja se bazira samo oko kratkog spoja na početku voda daje bolje rezultate za

optimizacijsku varijablu TMS. Usporedba optimizacijske varijable TMS prikazana je na slici 7.8. Može se vidjeti da je krivulja TMS postavki svih releja za testni slučaj 1 niža od krivulje TMS postavki releja za testni slučaj 2.



Slika 7.8 Usporedba TMS optimizacijskih varijabli

Konačno, na slici 7.9 prikazane su inverzne strujno-vremenske karakteristike za nasumično odabrani par P/R releja R3/R1 za oba testna slučaja. Slika prikazuje razliku između karakteristika za primarni i rezervni relej u testnom slučaju 1 u usporedbi s testnim slučajem 2. Kako je već navedeno, primarni relej je R3, a rezervni relej je R1. S grafa se može vidjeti da je koordinacija zadovoljena u oba testna slučaja. Međutim, navedeni par releja ima niže vrijeme prorade primarnog releja i rezervnog releja u testnom slučaju 1. Štoviše, to ne vrijedi samo za početak i kraj zaštitne zone, već i duž čitave zaštitne zone. Prema tablicama 6.3 i 6.4, zaštitna zona primarnog releja R3 definirana je između struja kratkog spoja od 4788,7 A do 5824,2 A, što je istaknuto na slici 7.9.



Slika 7.9 Usporedba strujno-vremenskih karakteristika za par P/R releja R3/R1

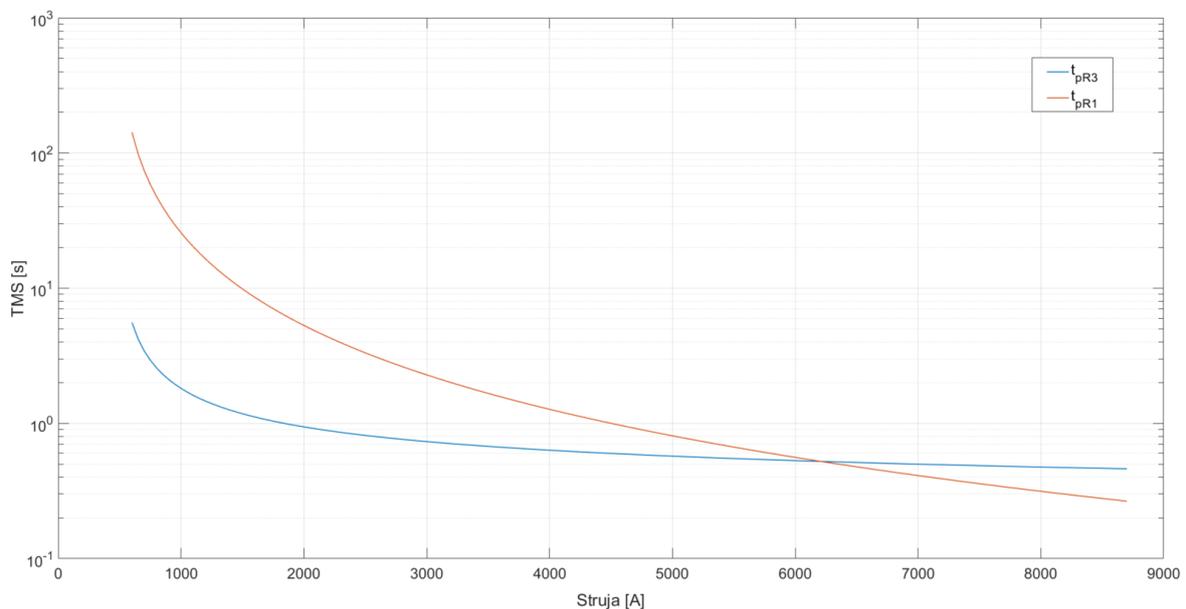
Karakteristike prorade R3/R1 iz testnog slučaja 1 (crna i crvena) leže niže od karakteristika prorade R3/R1 iz testnog slučaja 2 (zeleno i plavo) kroz cijelu zaštitnu zonu, što znači je njihovo vrijeme prorade brže. Stoga je testni slučaj 1 u kojem su uzeti u obzir samo kratki spojevi na početku voda za optimizaciju postavki TMS dao bolje rezultate od testnog slučaja 2, u kojem su uzeti u obzir kratki spojevi i na početku i na kraju voda. Iz usporedbe karakteristika prikazanih na slici 7.9 može se zaključiti da se smanjenje vremena prorade postiže kada se u problemu optimizacije postavki releja promatraju samo kratki spojevi na početku voda.

Vrlo je važno istaknuti, ako se promatraju i koriste iste vrste releja u cijeloj mreži može se zaključiti da je dovoljno uzeti u obzir samo kratke spojeve na početku voda kako bi se postigli najbolji rezultati za problem optimizacije postavki releja. Jednostavno rečeno, ako algoritam minimizira samo vrijeme prorade releja za kratke spojeve na početku voda, već je minimizirao i vrijeme prorade za kratke spojeve duž cijele duljine šticećenog voda.

Ovo je direktni rezultat oblika inverznih karakteristika releja gdje će ih, (pretpostavljajući da su releji istog tipa za cijelu mrežu) promjena TMS postavke samo pomaknuti prema gore ili dolje prema slici 4.1. Što je niža TMS postavka releja dobivena u optimizacijskom procesu, to će biti niže vrijeme prorade za kratke spojeve duž cijelog voda.

Međutim, kada se koriste različite vrste releja u cijeloj mreži, isti zaključak se ne može primijeniti. To je zato što različite vrste imaju različite vrijednosti koeficijenata inverznih karakteristika prorade releja (α , β , L) definirane prema tablici 4.1. Iz tog razloga, u ovom

konkretnom slučaju, fokusiranje samo na kratke spojeve na početku voda možda neće dati optimalne rezultate. Razlog zašto se različite vrste inverznih releja ne koriste u istoj mreži, je da će im se krivulje neizbježno sjeći, što dovodi do pogrešne koordinacije između parova P/R releja. Realan scenarij je da, ako se ekstremno inverzni relej (rezervni) postavi energetske gledano nakon normalno inverznog releja (primarnog), prvi će u stvarnosti reagirati brže na velike struje kratkog spoja. Ovo je prikazano na slici 7.10 za par P/R releja R3/R1, gdje se R1 sada uzima kao ekstremno inverzni relej, a R3 kao normalno inverzni relej. Vrijednosti vremenskih postavki TMS za releje R1 i R3 preuzete su iz tablice 7.2, i iznose 1,184497 s i 0,77642 s. Može se vidjeti da će rezervni relej R1 reagirati brže od primarnog releja R3 za struje kratkog spoja iznad približno 6300 A.



Slika 7.10 Neispravna koordinacija za slučaj korištenja različitih vrsta releja

Još jedan problem su impedancije kvara koje u praksi nisu uvijek jednake 0, a ne mogu se unaprijed procijeniti niti izračunati. To dodatno komplicira situaciju s korištenjem različitih vrsta releja u istoj mreži i povećava vjerojatnost pogrešnog koordiniranja parova P/R releja. Međutim, primjena istih vrsta releja u cijeloj mreži poništava ovaj problem, budući da se inverzne karakteristike parova P/R releja neće presijecati, bez obzira na iznos struje kratkog spoja koja protječe kroz oba releja. Stoga, impedancija kvara neće utjecati na njihovu proradu u smislu pogrešne koordinacije.

7.2 Sigurnosna margina

Kako bi se održala pouzdanost i osigurao ispravan vremenski odziv, releju je potrebno minimalno vrijeme za pokretanje mehanizma okidanja njegovog odgovarajućeg prekidača. Vrijeme prorade releja mora biti u zadovoljavajućim granicama prikazanim u sljedećoj jednadžbi:

$$t_{i,min} \leq t_i \leq t_{i,max} \quad (7.8)$$

gdje su $t_{i,min}$ i $t_{i,max}$ minimalno i maksimalno vrijeme prorade releja R_i . Ova ograničenja vremena prorade releja definirana su u skladu sa zahtjevima zaštitnih shema. Izraz $t_{i,min}$ obično označava vrijeme povezano za generiranje signala okidanja releja za prekidač, a u slučaju numeričkih releja to traje približno 30 milisekundi. Izraz $t_{i,max}$ donekle je dvosmislen. Iako je u većini istraživačkih radova ova granica unaprijed određena, nikada nije u potpunosti objašnjena.

U ovom doktorskom radu $t_{i,max}$ uklonit će se iz jednadžbe (7.8) i zasebno ispitati. Povezat će se s vremenom prorade izračunatim za kratki spoj na početku i na kraju šticećenog elementa (voda) kako bi se osiguralo da struja kratkog spoja koja teče kroz šticećeni vod u vremenskom razdoblju dok relej ne proradi, neće premašiti dozvoljenu termičku struju kratkog spoja definiranu u projektnoj dokumentaciji voda. U slučaju da se to dogodi, njegovi mehanički ili električni parametri će se pogoršati ili se može oštetiti.

Razlog za provjeru vremena prorade releja za kratke spojeve na početku i kraju šticećenog elementa je taj što čak i nisko vrijeme prorade može biti uzrok oštećenja elementa, ako je struja kratkog spoja koja teče kroz element dovoljno visoka. Vrijedi i obratno, gdje visoka vrijednost vremena prorade povezana s nižim vrijednostima struja kvara može uzrokovati oštećenje elementa ako se premaši dozvoljena termička struja kratkog spoja. Utjecaj termičke struje kratkog spoja na vrijeme prorade releja ispitat će se prema sljedećoj jednadžbi [103]:

$$I_{ks} \leq \frac{I_{ks_term}}{\sqrt{t_i}} \quad (7.9)$$

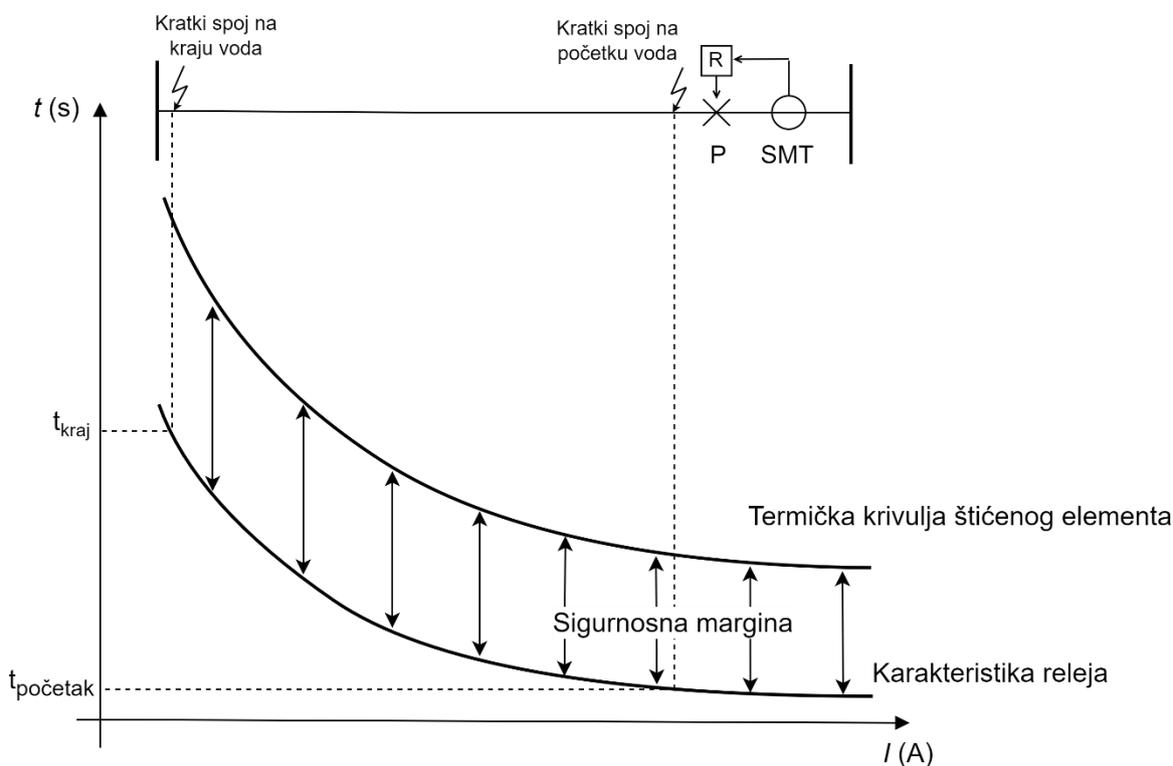
gdje je I_{ks} stvarna struja kratkog spoja koja teče kroz relej, t_i je vrijeme prorade releja, a I_{ks_term} predstavlja ekvivalentnu 1-sekundnu termičku struju kratkog spoja i može se pronaći u projektnoj dokumentaciji kabela i nadzemnih vodova. Potonji izraz označava efektivnu vrijednost struje koja ima isti toplinski učinak i isto trajanje kao i stvarna struja kratkog spoja. Dozvoljena termička struja kratkog spoja bitna je za pravilno dimenzioniranje energetskih vodova i opreme s posebnim naglaskom na izračun i određivanje presjeka elementa. Ako je stvarna struja kratkog spoja koja teče kroz element veća od I_{ks_term} , generirana toplinska snaga

$I_{ks}^2 \cdot R$ početak će topiti bakrene ili aluminijske žice, pogoršavajući time njihove mehaničke i električne parametre.

Vrijeme porade releja t_i u jednadžbi 7.9 iznimno je važno za problem optimizacije postavki releja. Krivulja termičkog napreznja šticećenog elementa formira se prema jednadžbi 7.9 i služi za provjeru je li vrijeme prorade releja manje od vremena potrebnog za dostizanje te krivulje. Ovo vrijeme prorade releja će biti označeno kao t_{term} , te predstavlja vrijeme pri kojem će doći do oštećenja šticećenog elementa zbog termičkog napreznja uslijed povišene struje kratkog spoja te je prikazano u sljedećoj jednadžbi [103]:

$$t_{term} \leq \left(\frac{I_{ks_term}}{I_{ks}} \right)^2 \quad (7.10)$$

S ciljem održavanja vremenske udaljenosti između karakteristike releja i termičke krivulje šticećenog elementa, uvodi se pojam sigurnosna margina. Sigurnosna margina je vremenska udaljenost koja se u ovom doktorskom radu nastoji maksimizirati s ciljem osiguranja da ne dođe do oštećenja šticećenog elementa što je i prikazano na slici 7.11.



Slika 7.11 Prikaz sigurnosne margine između inverzne karakteristike releja i termičke krivulje šticećenog elementa

7.3 Funkcija cilja

Budući da termička krivulja šticećenog elementa nema jednake parametre kao karakteristika prorade releja, prethodno spomenuta provjera treba se obaviti za slučaj nastanka kratkog spoja na početku i na kraju šticećenog elementa. Stoga, nije dovoljno samo promatrati slučaj pojave kratkog spoja na početku jer se presjeci obje krivulje mogu dogoditi bilo gdje duž promatranog nadzemnog voda ili kabela.

Usljed ispravno izvedene koordinacije između parova P/R releja, rezervni relej ima duže vrijeme prorade od primarnog releja. Dakle, njegovo vrijeme prorade mora biti duže od vremena prorade primarnog releja, tj. koordinacijsko ograničenje mora biti zadovoljeno za svaki P/R par releja. Stoga, gore spomenuta provjera, provesti će se za slučaj u kojem će se promatrati samo vrijeme prorade rezervnog releja, koje mora biti manje od vremena potrebnog za dostizanje termičke krivulje naprežanja šticećenog elementa. Ovo vrijeme će biti označeno kao t_{j_term} , gdje je R_j rezervni relej primarnom releju R_i . Napomena koju treba uzeti u obzir je da primarni relej može imati više od jednog rezervnog releja.

Iz tog razloga, vrijeme prorade rezervnog releja bit će ispitano za kratke spojeve na početku i na kraju voda prema sljedećim jednadžbama:

$$t_{j_r_početak} \leq t_{j_term_početak} = \left(\frac{I_{ks_term}}{I_{ks_početak}} \right)^2 \quad (7.11)$$

$$t_{j_r_kraj} \leq t_{j_term_kraj} = \left(\frac{I_{ks_term}}{I_{ks_kraj}} \right)^2 \quad (7.12)$$

Iako ograničenja navedena u jednadžbama 7.11 i 7.12 osiguravaju da vrijeme prorade rezervnog releja neće premašiti krivulju termičkog naprežanja, cilj je uvesti sličnu varijablu u standardnu funkciju cilja. Ta varijabla predstavlja sigurnosnu marginu, odnosno vremensku udaljenost između vremena prorade rezervnog releja i vremena u kojem će doći do oštećenja šticećenog voda uslijed termičkog naprežanja šticećenog elementa.

Glavni cilj ovog doktorskog rada nije samo minimizirati vrijeme prorade primarnih releja u cijeloj distribucijskoj mreži, već i maksimizirati udaljenost između karakteristika prorade rezervnog releja i termičke krivulje šticećenog voda, što je i prikazano na slici 7.12.

početku voda zbog razloga navedenih u potpoglavlju 7.1. Drugi dio funkcije cilja predstavlja maksimizaciju sigurnosne margine za slučaj nastanka kratkog spoja na početku i na kraju voda. Budući da su minimizacija i maksimizacija suprotne jedna drugoj, drugi dio je uzet kao recipročna vrijednost. U jednadžbi 7.13, n predstavlja ukupan broj primarnih releja u mreži, dok m predstavlja ukupan broj rezervnih releja za primarni relej R_i koji se razmatra. W_i i W_j su težinski faktori dodijeljeni svakom dijelu funkcije cilja. Δt_{j_term} predstavlja termičko vrijeme diskriminacije i definirano je u jednadžbi 7.14. Termičko vrijeme diskriminacije predstavlja zbroj termičkih vremena diskriminacije za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda (jednadžba 7.15) i termičkih vremena diskriminacije za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda (jednadžba 7.16).

7.4 Primjena razvijenog optimizacijskog algoritma

Optimizacijski algoritam razvijen za rješavanje prethodno opisanog optimizacijskog problema isti je kao i algoritam opisan u potpoglavlju 7.1.2, uz vrlo bitnu razliku u funkciji cilja. Također, parametri optimizacijskog algoritma koji se koriste za provođenje optimizacijskog postupka isti su kao i u prethodnom slučaju, odnosno prikazani su u tablici 7.1. Na početku procesa optimizacijskog algoritma, parametri distribucijske mreže se unose u algoritam, nakon čega se provodi proračun struja kratkih spojeva. Nakon analize struja kratkih spojeva, kreira se početna populacija rješenja prema ograničenjima optimizacijskog algoritma, koja su izuzetno bitna kako bi se definirao izvedivi prostor pretrage rješenja. Sve jedinke u početnoj populaciji moraju zadovoljavati uvjete ispravne koordinacije između parova releja P/R te se neispravna rješenja odbacuju, a algoritam generira nove jedinke koji se odmah podvrgavaju provjeri koordinacijskog ograničenja. Važno je naglasiti da se prilikom formiranja početne populacije u ovom optimizacijskom algoritmu sada također provodi i druga provjera kako bi se osiguralo da vrijednosti TMS postavki releja (vrijednosti pohranjene u jedinkama) ne dovode u opasnost šticećeni element od oštećenja uslijed termičkih naprezanja uzrokovanih prekoračenjem dopuštene termičke struje kratkog spoja. Dakle, čak i ako vrijednosti TMS postavki rezultiraju ispravnom koordinacijom između P/R parova releja, druga provjera se provodi kako bi se osiguralo da termičko ograničenje šticećenih elemenata nije narušeno u skladu s jednadžbama 7.11 i 7.12. U slučaju da vrijeme prorade rezervnih releja, koje se izračuna korištenjem dobivenih vrijednosti TMS postavki prema jednadžbi 7.3, premašuje vrijeme izračunato na temelju jednadžbi 7.11 i 7.12 za početak i kraj zaštićenog elementa, jedinka se odbacuje. U tom slučaju termičko ograničenje za šticećeni element je narušeno, što znači da su

postavke releja neispravne. Ovaj postupak se ponavlja sve dok početna populacija ne dosegne željenu veličinu koju definira korisnik na početku optimizacijskog algoritma i dok svaka jedinka ne zadovolji kriterije termičkog ograničenja uz ispravnu koordinaciju između P/R parova releja.

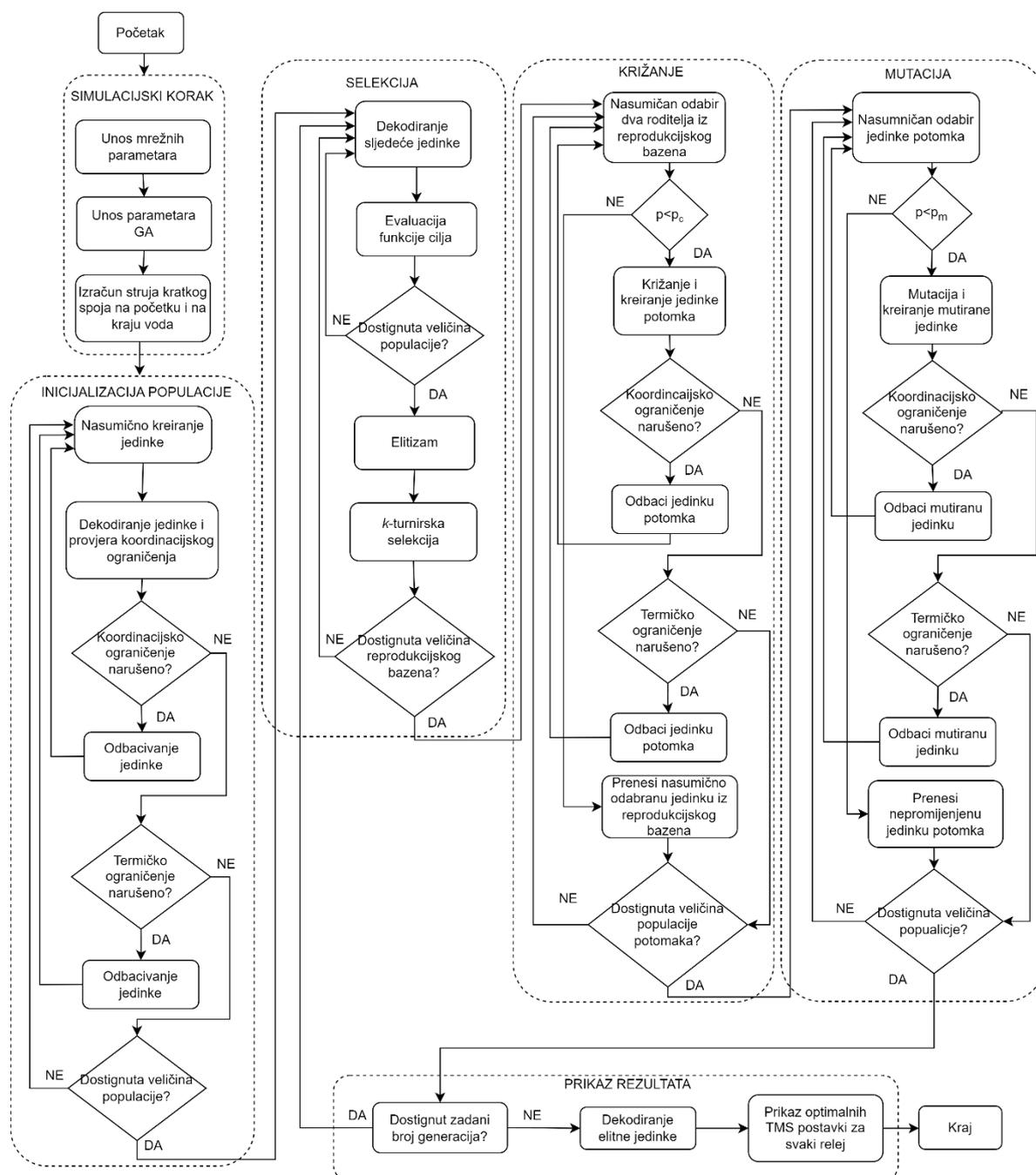
Nakon što se generira kompletna početna populacija, sljedeći korak u GA je evaluacija funkcije cilja za svaku jedinku u populaciji s ciljem provedbe funkcije elitizma. Ovaj proces se ponavlja za svaku jedinku te potom slijedi k -turnirska selekcija gdje se jedinke koje predstavljaju pobjednike turnira kopiraju izravno u reprodukcijski bazen. Iz reprodukcijskog bazena nasumično se odabiru jedinke koje predstavljaju roditelje te se one, ovisno o definiranoj vjerojatnosti križanja, podvrgavaju križanju ili se jednostavno prenose nepromijenjene u sljedeći korak algoritma. Za novonastale križane jedinke potomaka obavezno je ispitati koordinacijsko ograničenje kako bi se eliminirala svaka pogrešna koordinacija između primarnih i rezervnih releja s promijenjenim TMS postavkama. Ako provjera koordinacijskog ograničenja zadovolji, jedinke potomaka podvrgavaju se provjeri termičkog ograničenja. Ako i taj test uspješno završi, jedinke potomaka kopiraju se u populaciju potomaka nastalu križanjem. Postupak se ponavlja sve dok populacija potomaka nastalih križanjem ne dosegne određenu veličinu.

Na kraju, operator mutacije mijenja nasumično vrijednosti TMS postavki jedinki potomaka. Mutacija nije obvezna i događa se s određenom vjerojatnošću kao i u slučaju optimizacijskog algoritma opisanog u potpoglavlju 7.1.2. Ako ne dođe do mutacije, jedinka potomka ostaje nepromijenjena i prelazi u novu populaciju. Ako mutacija nastupi, mutirana jedinka mora zadovoljiti provjeru koordinacijskog i termičkog ograničenja. U konačnici, ako mutirana jedinka zadovoljava provjeru navedenih ograničenja, prebacuje se u novu populaciju jedinki. Sve to osigurava da sljedeća generacija algoritma nema slučajeva gdje dolazi do neispravne koordinacije te da ne postoji opasnost od oštećenja šticećenog elementa uslijed prekoračenja dozvoljene termičke struje kratkog spoja. Postupak se ponavlja sve dok se ne postigne željena veličina populacije.

Optimizacijski algoritam pokreće se onoliko puta koliko korisnik odredi i svaka sljedeća generacija predstavlja ulaznu populaciju za sljedeću, a istovremeno, algoritam čuva najbolju jedinku u populaciji putem ugrađene funkcije elitizma. Zadnja generacija optimizacijskog algoritma sadrži najbolje rješenje, odnosno vrijednosti TMS postavki za svaki relej u mreži, s ciljem smanjenja ukupnog vremena prorade primarnih releja i maksimiziranja vremenske

udaljenosti između vremena prorade rezervnog releja i vremena u kojem će doći do oštećenja šticećenog elementa uslijed termičkih naprezanja zbog utjecaja termičke struje kratkog spoja.

Dijagram toka razvijenog optimizacijskog algoritma prikazan je na slici 7.13.



Slika 7.13 Dijagram razvijenog optimizacijskog algoritma

7.5 Rezultati

Vrijednosti optimizacijskih varijabli TMS za sve releje u promatranoj distribucijskoj mreži prikazane su u tablici 7.8. Vrijeme prorade kad se releji iz prvog stupca tablice 7.8 koriste kao primarni prikazano je u četvrtom stupcu iste tablice (prvi dio jednadžbe 7.13). Za slučaj kada se koriste kao rezervni releji, vremenska udaljenost između vremena prorade rezervnog releja i krivulje termičkog naprežanja šticećenog elementa prikazana je u petom stupcu iste tablice (drugi dio jednadžbe 7.13). U slučaju da rezervni relej štiti više od jednog voda ili kabela, odnosno ako ima istu svrhu rezervnog releja za više primarnih releja, to će biti posebno označeno u petom stupcu tablice. Nakon informacije o vremenskoj udaljenosti između vremena prorade rezervnog releja i krivulje termičkog naprežanja zaštićenog elementa, strelica će pokazivati točno na koji primarni relej se ove informacije odnose. Šesti stupac navedene tablice sadrži recipročnu vrijednost vremenske udaljenosti prikazane u petom stupcu, jer će se ta vrijednost koristiti u funkciji cilja prikazanoj u jednadžbi 7.13.

Tablica 7.8 Rezultati razvijenog optimizacijskog algoritma

Relej	TMS [s]	PS [A]	$t_{i,p,pocetak}$ [s]	$\Delta t_{j,term}$ [s]	$\frac{1}{\Delta t_{j,term}}$
1	0,755824	546	1,884209	66,0415 → 3 66,2421 → 21	0,0151 0,0151
2	0,051309	546	0,240942	/	/
3	0,693724	468	1,877885	57,3953 → 5	0,0174
4	0,244534	468	0,866131	249,2113 → 2 249,4319 → 21	0,0040 0,0040
5	0,582599	468	1,713137	97,7023 → 7	0,0102
6	0,329326	468	1,018813	131,3164 → 4	0,0076
7	0,491004	468	1,622139	158,6306 → 9 158,6306 → 24	0,0063 0,0063
8	0,429565	468	1,225084	74,3962 → 6	0,0134
9	0,524808	468	1,425532	56,2885 → 11	0,0178
10	0,404688	468	1,480511	174,3262 → 8 259,8011 → 24	0,0057 0,0038
11	0,413103	468	1,204858	78,7418 → 13	0,0127
12	0,496767	468	1,643567	147,1694 → 10	0,0068
13	0,312758	468	0,979667	147,2029 → 15	0,0068
14	0,59145	468	1,727194	98,3009 → 12	0,0102
15	0,227517	468	0,830147	38,1055 → 17	0,0262
16	0,700393	468	1,904902	55,4527 → 14	0,0180
17	0,146605	468	0,628618	655,2657 → 19	0,0015
18	0,813252	468	2,592416	257,7244 → 16	0,0039
19	0,051658	546	0,36201	/	/
20	0,881741	546	2,73017	143,0862 → 18	0,0070

21	0,30784	414	0,700645	249,4319 → 22	0,0040
22	0,179194	414	0,418839	16,6993 → 23	0,0599
23	0,051558	414	0,122271	/	/
24	0,05064	468	0,14286	/	/
25	0,635719	468	0,930579	55,7735 → 8	0,0179
				173,4475 → 9	0,0058
Σ	/	/	30,272914	/	0,4335

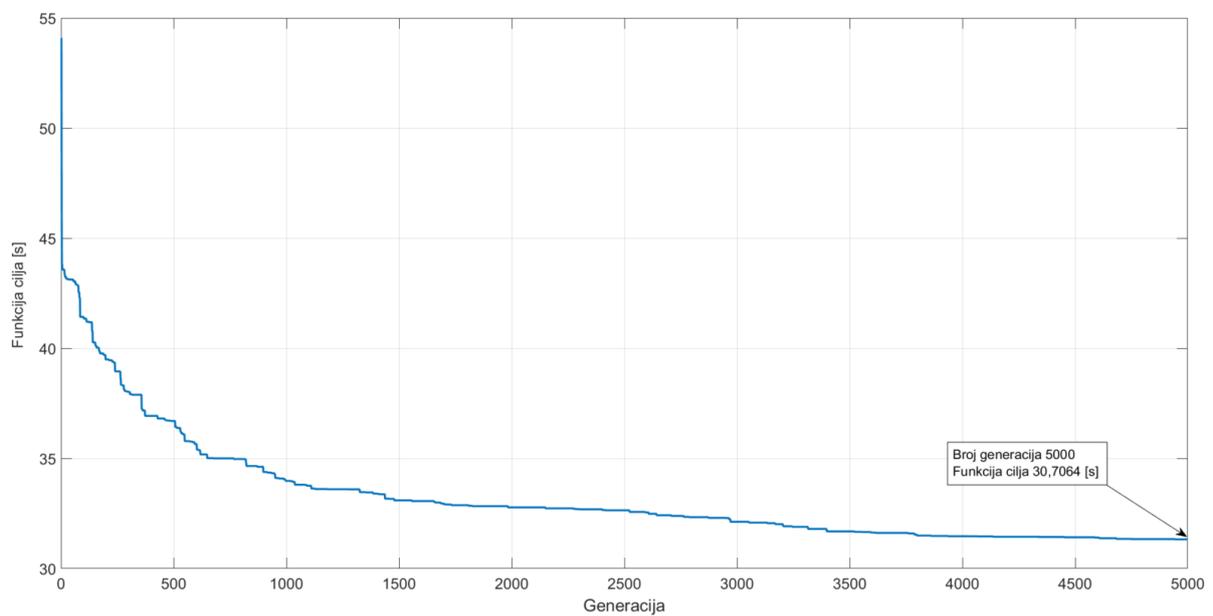
Provjera koordinacijskog ograničenja prikazana je u tablici 7.9, gdje se pokazuje da optimizirane TMS postavke rezultiraju ispravnom koordinacijom svih parova P/R releja. Koordinacijsko ograničenje za svaki par P/R releja izračunato je uzimajući u obzir CTI od 0,3 sekunde. Zaključak je da je koordinacijsko ograničenje zadovoljavajuće i da nema slučajeva kršenja minimalnog CTI-a za svaki par P/R releja u cijeloj mreži.

Tablica 7.9 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za kratke spojeve na početku voda

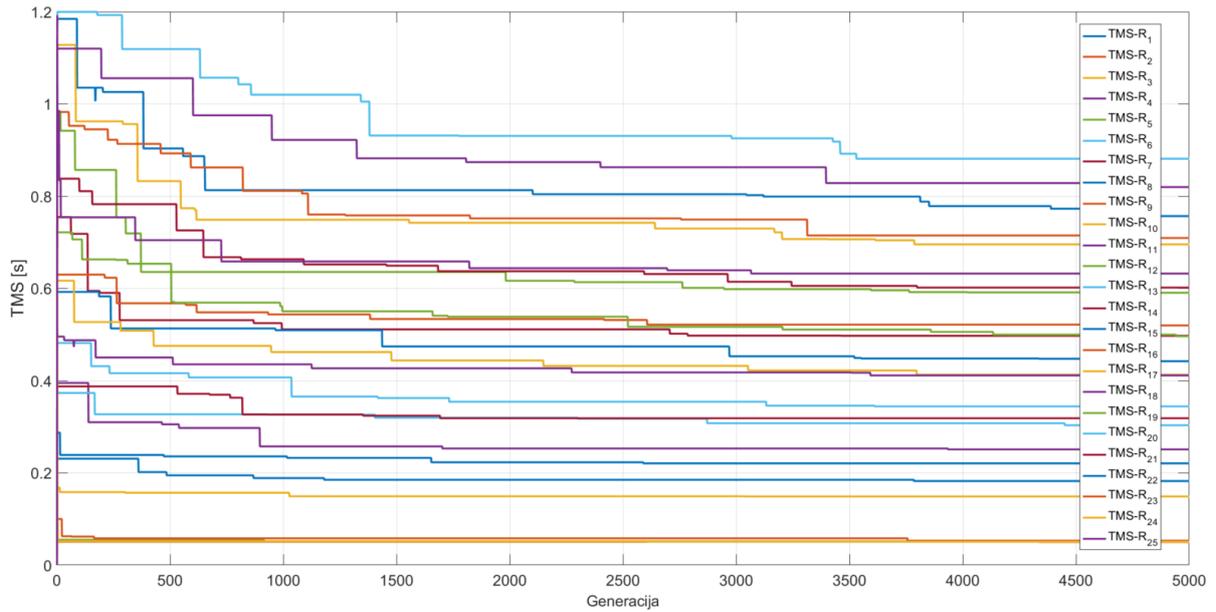
Parovi releja		Vremena prorade [s]		$t_{j,r} - t_{i,p} \geq CTI$
Primarni	Rezervni	$t_{i,p}$ početak	$t_{j,r}$ početak	
1	/	1,884209	/	/
2	4	0,240942	1,037639	0,796697 > 0,3
3	1	1,877885	2,182614	0,304728 > 0,3
4	6	0,866131	1,166457	0,300326 > 0,3
5	3	1,713137	2,039901	0,326764 > 0,3
6	8	1,018813	1,328918	0,310105 > 0,3
7	5	1,622139	1,924744	0,302605 > 0,3
8	10	1,225084	1,54849	0,323406 > 0,3
8	25	1,225084	1,85414	0,629056 > 0,3
9	7	1,425532	1,831652	0,406119 > 0,3
9	25	1,425532	2,432501	1,006968 > 0,3
10	12	1,480511	1,817371	0,33686 > 0,3
11	9	1,204858	1,530657	0,325799 > 0,3
12	14	1,643567	1,956831	0,313264 > 0,3
13	11	0,979667	1,293982	0,314315 > 0,3
14	16	1,727194	2,045337	0,318143 > 0,3
15	13	0,830147	1,141165	0,311018 > 0,3
16	18	1,904902	2,21185	0,306948 > 0,3
17	15	0,628618	0,975556	0,346938 > 0,3
18	20	2,592416	3,032634	0,440218 > 0,3
19	17	0,36201	0,887473	0,525463 > 0,3
20	/	2,73017	/	/
21	1	0,700645	2,182614	1,481969 > 0,3
21	4	0,700645	1,037639	0,336994 > 0,3
22	21	0,418839	0,719527	0,300688 > 0,3
23	22	0,122271	0,424964	0,302693 > 0,3

24	7	0,14286	1,742343	1,599483 > 0,3
24	10	0,14286	1,831652	1,688792 > 0,3
25	/	0,930579	/	/

Graf konvergencije najbolje vrijednosti funkcije cilja pronađene tijekom simulacije prikazan je na slici 7.14. Kao što je prikazano u tablici 7.8 najbolja vrijednost iznosi 30,706414 sekundi, što kombinira oba navedena dijela ukupne funkcije cilja. Što se tiče minimizacije vremena prorade primarnih releja, ona iznosi 30,272914 sekundi. Isto tako, konvergencija optimizacijske varijable TMS za svaki zaštitni relej tijekom simulacije prikazana je na slici 7.15.

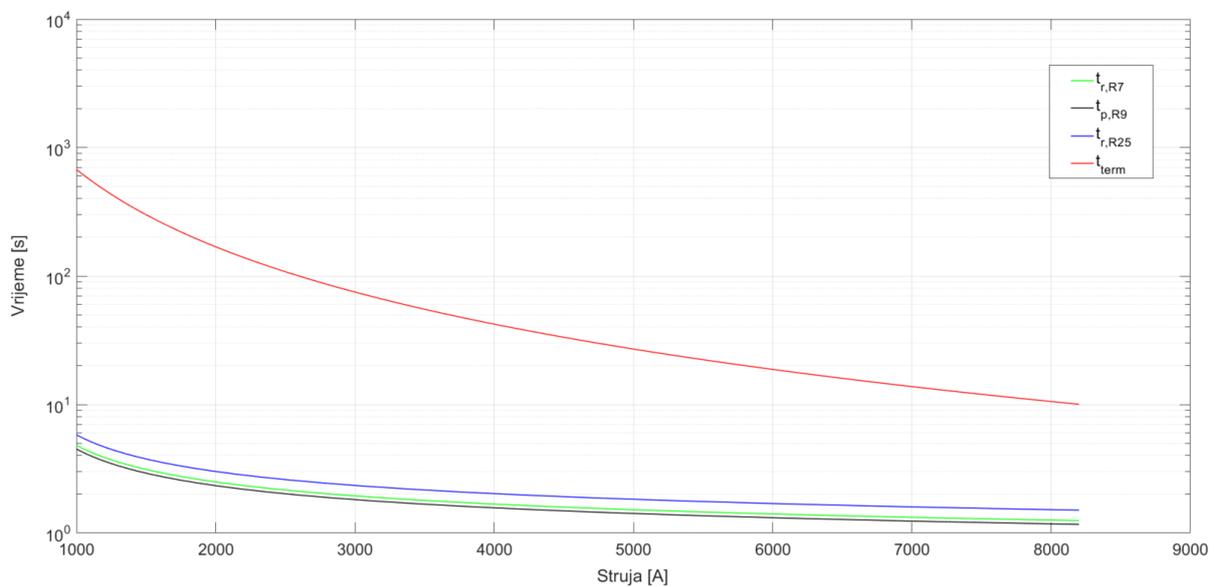


Slika 7.14 Konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja za promatranu distribucijsku mrežu



Slika 7.15 Konvergencija optimizacijskih varijabli TMS za svaki relej u distribucijskoj mreži

Konačno, na slici 7.16 prikazane su inverzne karakteristike za odabrani par P/R releja gdje je R9 primarni relej, a R7 i R25 su pripadni rezervni releji, uz termičku krivulju šticećenog voda označenog brojem (5) na slici 6.1.



Slika 7.16 Inverzne karakteristike za primarni relej R9 i rezervne releje R7 i R25, prikazane uz termičku krivulju šticećenog voda (5)

Slika 7.16 prikazuje udaljenost između inverznih karakteristika za parove P/R releja uz naglasak obvezne sigurnosne margine između karakteristika rezervnih releja i termičke krivulje

šticećenog voda. Sa slike 7.16 se može vidjeti da je termička krivulja visoko iznad inverznih karakteristika rezervnih releja R7 i R25. Međutim, to ne mora biti slučaj u svim praktičnim primjerima. Općenito govoreći, presjeci kabela ili vodova mogu biti različiti kroz mrežu, što znači da krivulje termičkog napreznja mogu biti niže nego u promatranom primjeru. Osim toga, mnoge tvrtke proizvode SN kabele različitih parametara, te njihova projektna dokumentacija može biti različita čak i kada se promatraju kabelaške linije istog presjeka, ali različitih proizvođača. Konačno, kada se promatraju mreže s nadzemnim vodovima, njihovi standardizirani presjeci i parametri mogu biti značajno različiti od kabela, što znači da bi njihove krivulje termičkog napreznja mogle biti niže nego u promatranom primjeru. Stoga, sigurnosna margina između prorade rezervnih releja i termičkih krivulja zaštićenih elemenata ne smije se zanemariti. Također, u primjeru para P/R releja prikazanom na slici 7.16, postignuta je ispravna koordinacija, što se jasno vidi jer se obje inverzne karakteristike rezervnih releja nalaze iznad inverzne karakteristike primarnog releja.

8. ANALIZA OSJETLJIVOSTI OPTIMALNIH POSTAVKI NADSTRUJNIH RELEJA PRI PROMJENI KONFIGURACIJE DISTRIBUCIJSKE MREŽE

8.1 Promjena konfiguracije distribucijskih mreža

Tijekom dugog niza godina, mogućnosti za brze topološke promjene distribucijskih mreža uvelike su bile ograničene zbog niske razine automatizacije i nedostupnosti daljinskog upravljanja. Implementacijom daljinskog upravljanja i poboljšanjem komunikacijskih sustava, operatori distribucijskih sustava uspjeli su modernizirati mreže u jednom dijelu te stvoriti preduvjete za implementaciju naprednih metoda rekonfiguracije.

Omogućavanje promjene topologije je prioritetno prije izvedbe same distribucijske mreže, kako bi se osigurala ugradnja rasklopnih sklopki na ciljanim mjestima koje bi omogućile efikasnu promjenu topologije distribucijske mreže radi n-1 kriterija. Ovaj kriterij se koristi u elektroenergetskim sustavima kako bi se osigurala sigurnost i pouzdanost opskrbe električnom energijom. Odnosno, to je kriterij tehničke sigurnosti koji se koristi pri vođenju pogona i planiranju razvoja i izgradnje distribucijske mreže [104]. Odnosi se na neraspoloživost jednog elementa sustava (vod, transformator,...). Cilj n-1 kriterija je minimizirati moguće prekide u opskrbi električnom energijom i osigurati kontinuiranu dostupnost energije potrošačima. Zadovoljen je, ako je pri ispadu jednog elementa sustava moguće spriječiti trajno prekoračenje pogonskih veličina u distribucijskoj mreži uz granične vrijednosti koje se odnose na izvanredno pogonsko stanje te daljnji prekid isporuke električne energije izvan sektora u kvaru u prostorno zatvorenoj distribucijskoj mreži. U znanstvenim radovima, uz navedeni problem tzv. restauracije napajanja, manipulacije rastavnim sklopkama koriste se i za poboljšanje pogonskih značajki mreže, npr. minimizacije gubitaka snage. Međutim, problem koji se u potonjem slučaju javlja veže se uz limitiran broj sklopnih operacija koje rastavna sklopka može odraditi. Drugim riječima, prečesto slapanje sklopki i posljedice koje bi se mogle javiti pri kraju njihovog životnog vijeka (npr. nemogućnost uklopa, taljenje kontakata) predstavljaju problem koji zahtijeva financijske izdatke za kupnju novih sklopki, njihovu ugradnju i gubitak napajanja dijela mreže tijekom ugradnje.

Općenito, distribucijske mreže su građene kao petljaste mreže. Međutim, zbog velike složenosti i lakšeg upravljanja, rade u radijalnom pogonu, što znači da se distribucijske mreže dijele na podsustave radijalnih mreža koje sadrže otvorene i zatvorene rastavne sklopke u normalnom režimu rada. Određivanje optimalne topologije podrazumijeva mogućnost ugradnje

manipulacijske opreme na unaprijed određenim mjestima u cilju postizanja željene topologije. Manipulacijsku opremu mogu činiti prekidači, rastavljači i učinski rastavljači, kojima se može daljnjski ili lokalno upravljati kako bi se postigla optimalna topologija distribucijske mreže.

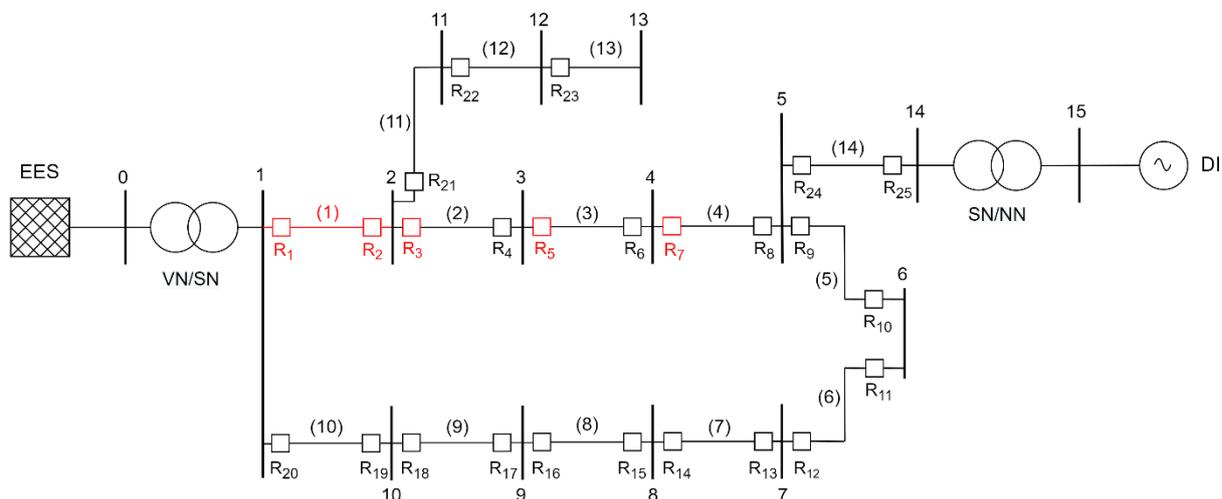
Složene topologije distribucijske elektroenergetske mreže i topološke promjene koje se mogu očekivati zbog planiranih ili nepredviđenih događaja, povećavaju potrebu za ispravno podešenom relejnom zaštitom. Zaštitni sustav treba pravilno funkcionirati u slučaju promjene konfiguracije distribucijske elektroenergetske mreže. Drugim riječima, postavke releja trebaju biti podešene tako da u slučaju kratkog spoja, šticećeni element bude ispravno zaštitćen. U nastavku doktorskog rada prikazat će se analiza tri različite topologije distribucijske mreže, prikazane na slici 6.1, s ciljem dokazivanja da je potrebno samo jedno ispravno podešavanje postavki releja kako bi se uspješno zaštitila promatrana distribucijska mreža koja je sklona promjeni svoje konfiguracije.

Dakle, u ovome doktorskome radu dana je alternativa konceptu adaptivne zaštite koja se bazira na dinamičkom ažuriranju postavki relejne zaštite. Adaptivna zaštita zahtijeva i samim time ovisi o vrlo razvijenoj komunikacijskoj infrastrukturi u distribucijskoj mreži, što je skupo rješenje i još uvijek rijetka pojava. Osim toga, osnovna ideja adaptivne zaštite je stalno ažuriranje postavki kada dođe do promjene u konfiguraciji distribucijske mreže. U praksi bi to značilo promjenu topologije mreže zbog rekonfiguracije koja se događa uslijed nastanka kvara ili zbog planiranog održavanja. Međutim, ako su informacije o novoj topologiji mreže netočne, postoji opasnost da će ažurirane postavke relejne zaštite biti pogrešne. Također, mogućnost utjecaja na postavke relejne zaštite putem interneta ne treba isključiti. Sve to može predstavljati ozbiljnu prijetnju šticećenim elementima ako dođe do kvara u ovoj novoj rekonfiguriranoj mreži. U praktičnim slučajevima za distribuciju je prisutna samo jedna konfiguracija mreže i ukoliko dođe do promjene, glavna značajka ove promijenjene topologije je ta da traje relativno kratko.

U nastavku se razmatra prstenasta upetljana distribucijska mreža, koja će nakon isključenja pojedinih vodova prijeći iz upetljanog u radijalni pogon. To znači da će se u dijelu mreže javiti jednosmjerni tokovi struja kratkog spoja i zbog toga određeni dio usmjerenih releja neće reagirati. Dakle, upetljana prstenasta mreža radijalizirati će se zbog, primjerice kvara ili planiranog održavanja na nekom elementu mreže. Cilj je ispitati hoće li relejna zaštita (naročito rezervni releji) podešena s postavkama TMS dobivenima za početnu konfiguraciju mreže, reagirati ispod termičkih krivulja šticećenih vodova.

8.2 Isključen vod (1)

U slučaju kad je u distribucijskoj mreži prikazanoj na slici 6.1 isključen vod (1), mreža izgleda kao što je to prikazano na slici 8.1. Crvenom bojom je označen isključeni vod (1) i neaktivni releji. Uz isključeni vod (1), releji R1, R2, R3, R5 i R7 postaju neaktivni. Preostali releji u mreži imaju podešenja prema definiranim vrijednostima u tablici 7.8.



Slika 8.1 Distribucijska mreža s isključenim vodom (1)

Analiza nove konfiguracije distribucijske mreže zahtijeva proračun struja kratkih spojeva za početak i kraj voda. Stoga, u tablici 8.1 se nalaze rezultati proračuna struja kratkih spojeva uz isključeni vod (1).

Tablica 8.1 Struje kratkog spoja za promatrane lokacije uz isključeni vod (1)

Parovi P/R releja	Kvar na početku voda	Kvar na kraju voda
	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]
R4/R6	6,4493/6,4493	6,0337/6,0337
R6/R8	6,9884/6,9884	6,4493/6,4493
R8/R10	7,4368/4,6170	6,9884/4,6170
R8/R25	7,4368/2,8216	6,9884/4,3609
R9/R25	2,8216/2,8216	2,7666/2,7666
R10/R12	4,8081/4,8081	4,6170/4,6170
R11/R9	2,7666/2,7666	2,7179/2,7179
R12/R14	4,9849/4,9849	4,8081/4,8081
R13/R11	2,7179/2,7179	2,6413/2,6413
R14/R16	5,2816/5,2816	4,9849/4,9849
R15/R13	2,6413/2,6413	2,5882/2,5882
R16/R18	5,4973/5,4973	5,2816/5,2816
R17/R15	2,5882/2,5882	2,5279/2,5279

R18/R20	2,8510/2,8510	5,4973/5,4973
R19/R17	2,5279/2,5279	5,2264/5,2264
R20/-	8,1151/-	2,8510/-
R21/R4	6,0337/6,0337	5,6041/5,6041
R22/R21	5,6041/5,6041	5,4033/5,4033
R23/R24	5,4033/5,4033	5,2536/5,2536
R24/R10	4,6170/4,6170	4,9754/4,9754
R25/-	7,1825/-	2,8216/-

U tablici 8.2 prikazani su rezultati provedene analize za slučaj nastanka kratkog spoja na početku šticećenog voda. Dakle, ispituje se je li koordinacijsko ograničenje zadovoljeno za sve parove P/R releja za ovu mrežnu konfiguraciju, te je li zadovoljena sigurnosna margina za svaki šticećeni vod.

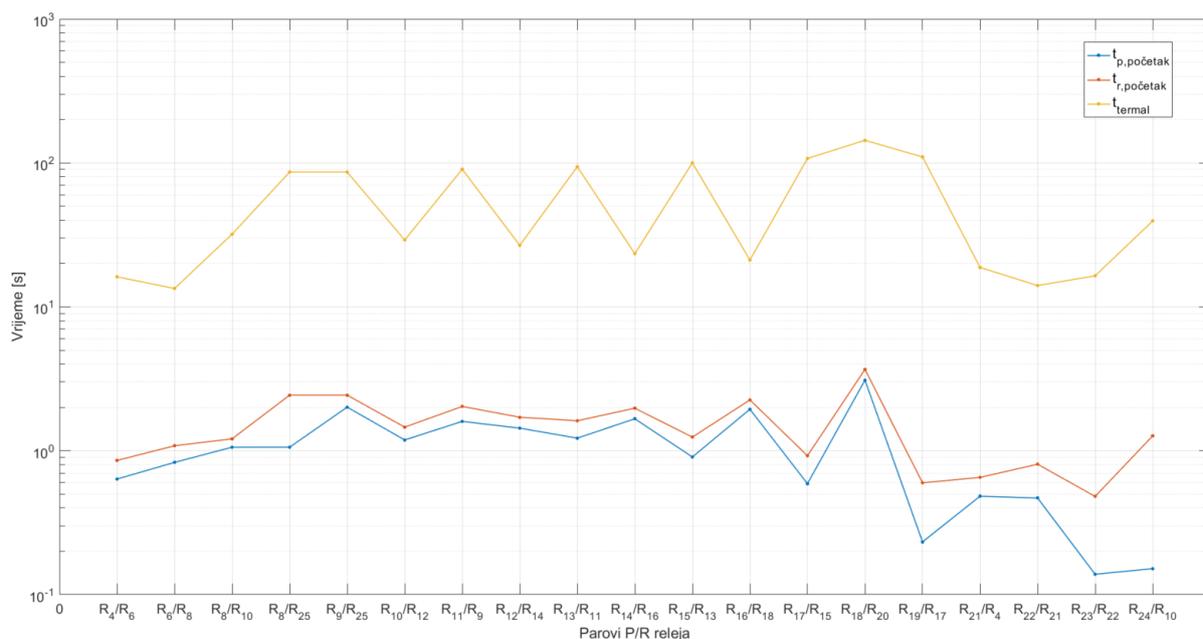
Tablica 8.2 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (1) u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda

Parovi releja P/R	$t_{p_početak}$ [s]	$t_{r_početak}$ [s]	$t_r - t_p \geq CTI$	t_{term} [s]	$\Delta t_{term_početak}$ [s]
R4/R6	0,635567	0,85595	<u>0,220383 < 0,3</u>	17,01291	16,15696
R6/R8	0,829864	1,082454	<u>0,25259 < 0,3</u>	14,48964	13,40718
R8/R10	1,057417	1,209449	<u>0,152032 < 0,3</u>	33,19277	31,98332
R8/R25	1,057417	2,432502	1,375085 > 0,3	88,84833	86,41582
R9/R25	2,008115	2,432502	0,424387 > 0,3	88,84833	86,41582
R10/R12	1,187918	1,458206	<u>0,270288 > 0,3</u>	30,60796	29,14975
R11/R9	1,598513	2,030758	0,432245 > 0,3	92,41553	90,38477
R12/R14	1,435399	1,708984	<u>0,273585 < 0,3</u>	28,47298	26,764
R13/R11	1,222737	1,615038	0,392301 > 0,3	95,77769	94,16265
R14/R16	1,667203	1,974296	0,307093 > 0,3	25,36101	23,38671
R15/R13	0,904518	1,243403	0,338885 > 0,3	101,444	100,2006
R16/R18	1,94154	2,254223	0,312683 > 0,3	23,40743	21,15321
R17/R15	0,589873	0,922467	0,332594 > 0,3	108,3881	107,4656
R18/R20	3,093886	3,672987	0,579101 > 0,3	147,2847	143,6118
R19/R17	0,232351	0,598217	0,365866 > 0,3	110,7157	110,1175
R21/R4	0,482914	0,65254	<u>0,169626 < 0,3</u>	19,43357	18,78103
R22/R21	0,469016	0,80573	0,336714 > 0,3	14,85632	14,05059
R23/R24	0,138461	0,481234	0,342773 > 0,3	16,90158	16,42035
R24/R10	0,151342	1,267482	1,11614 > 0,3	40,74894	39,48145

U drugom i trećem stupcu prikazana su vremena prorade primarnih i rezervnih releja za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda, izračunata prema jednadžbama 7.2 i 7.3. U

četvrtom stupcu tablice ispitano je koordinacijsko ograničenje za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda, prema jednadžbi 7.4. Iz dobivenih rezultata vidi se kako koordinacijsko ograničenje nije zadovoljeno za sve parove P/R releja. Međutim, treba napomenuti kako ova mrežna konfiguracija nije stalna, odnosno da je to konfiguracija koja traje kratko vremensko razdoblje, nastala ili zbog planiranih održavanja ili zbog pojave kvara u dijelu mreže. Ispravnost koordinacije svih P/R parova releja za promatranu distribucijsku mrežu ispitana je i dokazana za početni primjer distribucijske mreže koji se u ovome doktorskom radu uzima kao najčešće (stalno) pogonsko stanje mreže. Stoga, autorovo je mišljenje, kako je puno bitnije da se za to kratko vremensko razdoblje (koliko traje nova mrežna konfiguracija) treba osigurati pouzdana zaštita vodova od termičkih naprezanja uslijed prekoračenja dozvoljene termičke struje kratkog spoja, te da eventualno pogrešno isključenje pojedinog voda zbog neispravne koordinacije (koje je malo vjerojatno u ovom kratkog vremenskom razdoblju) ne predstavlja veliki problem. Dakle, najbitnije je ispitati jesu li svi vodovi zaštićeni od termičkog naprezanja uslijed povišenih struja kratkog spoja. Stoga, u petom stupcu ove tablice, izračunato je vrijeme u kojem će doći do termičkog oštećenja šticećenog voda za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda, prema jednadžbi 7.11. U šestom stupcu tablice provedena je provjera je li zadovoljena sigurnosna margina, prema jednadžbi 7.15. Odnosno, prikazano je termičko vrijeme diskriminacije za svaki par P/R releja u slučaju nastanka kratkog spoja na početku šticećenog voda. Iz rezultata vidimo kako je sigurna margina zadovoljena za svaki par P/R releja. To znači da su svi vodovi ispravno zaštićeni od mogućeg prekoračenja termičke struje kratkog spoja za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda.

Na slici 8.2 prikazana su vremena prorade primarnih i rezervnih releja za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda. Prikazana je i termička krivulja šticećenih vodova od strane svih parova P/R releja u mreži. Na slici se jasno vidi kako je sigurnosna margina zadovoljena za svaki šticećeni vod.



Slika 8.2 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.2

U tablici 8.3 prikazani su rezultati provedene analize za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju šticećenog voda.

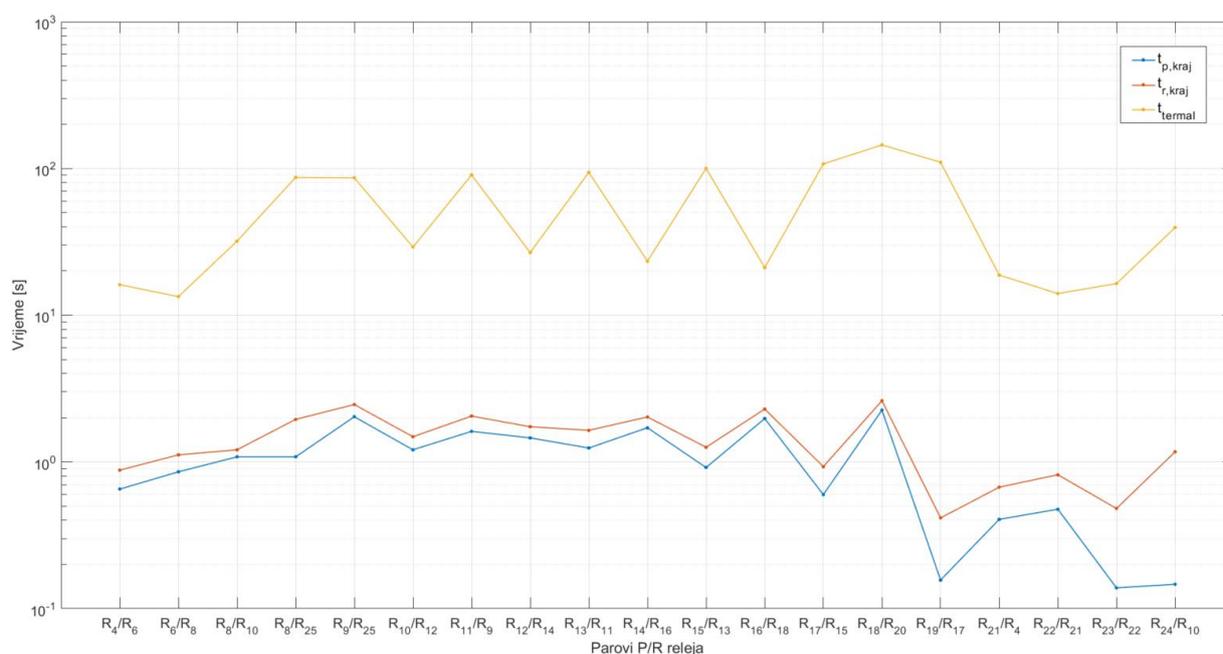
Tablica 8.3 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (1) u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda

Parovi releja P/R	t_{p_kraj} [s]	t_{r_kraj} [s]	$t_r - t_p \geq CTI$	t_{term} [s]	Δt_{term_kraj} [s]
R4/R6	0,65254	0,878808	$0,226268 < 0,3$	17,01291	16,1341
R6/R8	0,85595	1,116481	$0,260531 < 0,3$	14,48964	13,37316
R8/R10	1,082454	1,309449	$0,226995 < 0,3$	33,19277	31,88332
R8/R25	1,082454	1,949584	$0,86713 > 0,3$	88,84833	86,89874
R9/R25	2,030758	2,459931	$0,429173 > 0,3$	88,84833	86,3884
R10/R12	1,209449	1,484635	$0,275186 < 0,3$	30,60796	29,12332
R11/R9	1,615038	2,051752	$0,436714 > 0,3$	92,41553	90,36378
R12/R14	1,458206	1,736138	$0,277932 < 0,3$	28,47298	26,73684
R13/R11	1,243403	1,642335	$0,398932 > 0,3$	95,77769	94,13536
R14/R16	1,708984	2,023773	$0,314789 > 0,3$	25,36101	23,33723
R15/R13	0,915427	1,258399	$0,342972 > 0,3$	101,444	100,1856
R16/R18	1,973665	2,291694	$0,318029 > 0,3$	23,40743	21,11574
R17/R15	0,598217	0,928377	$0,33016 > 0,3$	108,3881	107,4597
R18/R20	2,254394	2,611461	$0,357067 > 0,3$	147,2847	144,6733
R19/R17	0,106511	0,415126	$0,308615 > 0,3$	110,7157	110,4071
R21/R4	0,40573	0,672472	$0,266742 < 0,3$	19,43357	18,7611
R22/R21	0,475861	0,817488	$0,341627 > 0,3$	14,85632	14,03883

R23/R24	0,138461	0,481234	0,342773 > 0,3	16,90158	16,42035
R24/R10	0,146451	1,170356	1,023905 > 0,3	40,74894	39,57858

U četvrtom stupcu tablice ispitano je koordinacijsko ograničenje za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda, prema jednadžbi 7.5. Kao i u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda, za iste parove P/R releja, vidi se kako koordinacijsko ograničenje nije zadovoljeno. I u ovom slučaju vrijedi napomena kako je ova mrežna konfiguracija kratkotrajna te kako je puno važnije zaštititi vod od oštećenja uslijed termičkih naprezanja. U petom stupcu tablice, izračunato je vrijeme u kojem će doći do termičkog oštećenja šticećenog voda za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda, prema jednadžbi 7.12. U šestom stupcu tablice prikazano je termičko vrijeme diskriminacije za svaki par P/R za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda, izračunato prema jednadžbi 7.16. Iz rezultata se vidi kako je i u ovom slučaju zadovoljena sigurnosna margina za svaki par P/R releja. Odnosno, svi vodovi su ispravno zaštićeni od mogućeg prekoračenja termičke struje kratkog spoja za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda.

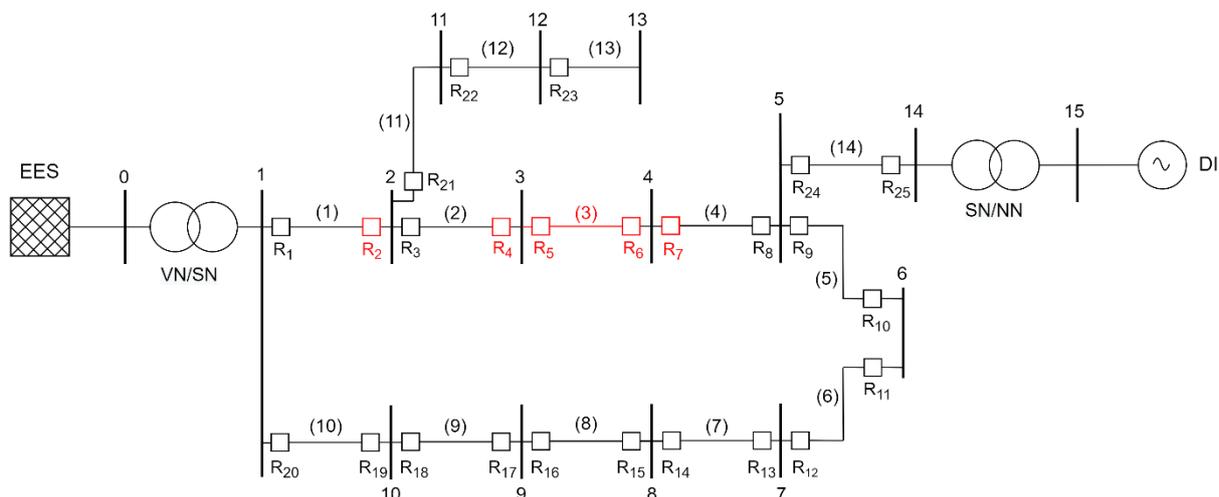
Na slici 8.3 prikazana su vremena prorade primarnih i rezervnih releja za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda. Prikazana je i termička krivulja šticećenih vodova od strane svih parova P/R releja u mreži koja se nazali iznad krivulje prorade rezervnih releja, što znači da je sigurnosna margina zadovoljena i u ovome slučaju.



Slika 8.3 Grafički prikaz rezultat iz tablice 8.3

8.3 Isključen vod (3)

U slučaju kad je u distribucijskoj mreži prikazanoj na slici 6.1 isključen vod (3), mreža izgleda kao što je to prikazano na slici 8.4. Crvenom bojom označeni su isključeni vod (3) i neaktivni releji. Uz isključeni vod (3), releji R2, R4, R5, R6 i R7 postaju neaktivni, a preostali releji u mreži imaju podešenja prema definiranim vrijednostima u tablici 7.8.



Slika 8.4 Distribucijska mreža s isključenim vodom (3)

U nastavku je provedena analiza uz isključeni vod (3), odnosno prikazane su tablice i slike za konfiguraciju mreže bez voda (3) iz kojih se mogu donijeti zaključci kao i za prethodnu konfiguraciju bez voda (1). Tablica 8.4 prikazuje rezultate proračuna struja kratkih spojeva uz isključeni vod (3).

Tablica 8.4 Struje kratkog spoja za promatrane lokacije uz isključeni vod (3)

Parovi P/R releja	Kvar na početku voda	Kvar na kraju voda
	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]
R1/-	8,1151/-	2,8510/-
R3/R1	7,7112/7,7112	7,2005/7,2005
R8/R10	7,4386/4,6170	6,9684/4,6170
R8/R25	7,4386/2,8216	6,9684/2,8216
R9/R25	2,8216/2,8216	2,7666/2,7666
R10/R12	4,8081/4,8081	4,6170/4,6170
R11/R9	2,7666/2,7666	2,7179/2,7179
R12/R14	4,9844/4,9844	4,8081/4,8081
R13/R11	2,7179/2,7179	2,6413/2,6413
R14/R16	5,2816/5,2816	4,9844/4,9844
R15/R13	2,6413/2,6413	2,5881/2,5881

R16/R18	5,4973/5,4973	5,2816/2,2816
R17/R15	2,5881/2,5881	2,5279/2,5279
R18/R20	2,8510/2,8510	5,4973/5,4973
R19/R17	2,5279/2,5279	5,2264/5,2264
R20/-	8,1151/-	7,7112/-
R21/R1	7,7112/7,7112	7,1474/7,1474
R22/R21	7,1474/7,1474	6,8669/6,8669
R23/R22	6,8669/6,8669	6,6623/6,6623
R24/R10	4,6170/4,6170	4,3608/4,3608
R25/-	7,1825/-	2,8216/-

U tablici 8.5 prikazani su rezultati provedene analize za ovu mrežnu konfiguraciju u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda. Može se zaključiti kako je osigurana zaštita od termičkih naprezanja za sve šticeđene vodove. Isto je prikazano i na slici 8.5 gdje se jasno vidi kako je sigurnosna margina zadovoljena za sve šticeđene vodove.

Tablica 8.5 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (3) u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda

Parovi releja P/R	$t_{p_početak}$ [s]	$t_{r_početak}$ [s]	$t_r - t_p \geq CTI$	t_{term} [s]	$\Delta t_{term_početak}$ [s]
R3/R1	1,685005	1,945746	$0,260741 < 0,3$	20,13403	18,18829
R8/R10	1,057312	1,209449	$0,152137 < 0,3$	33,19277	31,98332
R8/R25	1,057312	2,432502	$1,37519 > 0,3$	88,84833	86,41582
R9/R25	2,008115	2,432502	$0,424387 > 0,3$	88,84833	86,41582
R10/R12	1,187918	1,458206	$0,270288 < 0,3$	30,60796	29,14975
R11/R9	1,598513	2,030758	$0,432245 > 0,3$	92,41553	90,38477
R12/R14	1,435524	1,709132	$0,273608 < 0,3$	28,48441	26,77528
R13/R11	1,222737	1,615038	$0,392301 > 0,3$	95,77769	94,16265
R14/R16	1,667203	1,974296	$0,307093 > 0,3$	25,36101	23,38671
R15/R13	0,904518	1,243403	$0,338885 > 0,3$	101,444	100,2006
R16/R18	1,94154	2,254394	$0,312854 > 0,3$	23,41595	21,16156
R17/R15	0,589873	0,915427	$0,325554 > 0,3$	105,6415	104,7261
R18/R20	3,093886	3,672987	$0,579101 > 0,3$	147,2847	143,6118
R19/R17	0,232351	0,598217	$0,365866 > 0,3$	110,7157	110,1175
R21/R1	0,715489	1,945746	$1,230257 > 0,3$	20,13403	18,18829
R22/R21	0,42792	0,73513	$0,30721 > 0,3$	9,133978	8,398847
R23/R22	0,124924	0,434184	$0,30926 > 0,3$	9,894034	9,45985
R24/R10	0,151342	1,209449	$1,058107 > 0,3$	33,19277	31,98332



Slika 8.5 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.5

U tablici 8.6 prikazani su rezultati provedene analize za ovu mrežnu konfiguraciju u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda. Kao i slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda, osigurana je zaštita od termičkih naprezanja za sve šticećene vodove.

Tablica 8.6 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (3) u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda

Parovi releja P/R	t_{p_kraj} [s]	t_{r_kraj} [s]	$t_r - t_p \geq CTI$	t_{term} [s]	Δt_{term_kraj} [s]
R3/R1	1,728379	1,998744	$0,270365 < 0,3$	20,13403	18,13529
R8/R10	1,083634	1,309449	$0,225815 < 0,3$	33,19277	31,88332
R8/R25	1,083634	2,532502	$1,448868 > 0,3$	88,84833	86,31582
R9/R25	2,030758	2,459931	$0,429173 > 0,3$	88,84833	86,3884
R10/R12	1,209449	1,484635	$0,275186 < 0,3$	30,60796	29,12332
R11/R9	1,615038	2,051752	$0,436714 > 0,3$	92,41553	90,36378
R12/R14	1,458206	1,736138	$0,277932 < 0,3$	28,48441	26,74827
R13/R11	1,243403	1,642335	$0,398932 > 0,3$	95,77769	94,13536
R14/R16	1,709132	2,023948	$0,314816 > 0,3$	25,36101	23,33706
R15/R13	0,915427	1,258399	$0,342972 > 0,3$	101,444	100,1856
R16/R18	1,974454	2,292611	$0,318157 > 0,3$	23,41595	21,12334
R17/R15	0,598217	0,928377	$0,33016 > 0,3$	105,6415	104,7132
R18/R20	2,254394	2,611461	$0,357067 > 0,3$	147,2847	144,6733
R19/R17	0,106511	0,415126	$0,308615 > 0,3$	110,7157	110,4071
R21/R1	0,73513	2,004746	$1,269616 > 0,3$	20,13403	18,12929

R22/R21	0,434208	0,745932	0,311724 > 0,3	9,133978	8,388046
R23/R22	0,126326	0,439055	0,312729 > 0,3	9,894034	9,454979
R24/R10	0,1553	1,241072	1,085772 > 0,3	33,19277	31,9517

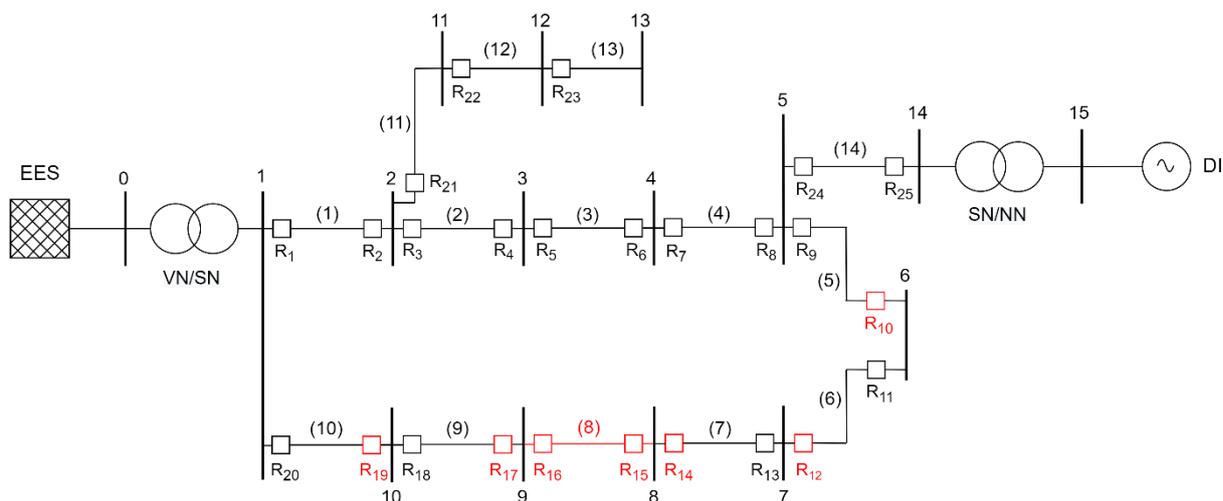
Slika 8.6 grafički prikazuje dobivene rezultate. Iz slike je vidljivo kako je sigurnosna margina zadovoljena za sve šticehne vodove.



Slika 8.6 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.6

8.4 Isključen vod (8)

U slučaju kad je u distribucijskoj mreži prikazanoj na slici 6.1 isključen vod (8), mreža izgleda kao što je to prikazano na slici 8.7. Crvenom bojom je označen isključeni vod (8) i neaktivni releji. Uz isključeni vod (8), releji R10, R12, R14, R15, R16, R17 i R19. Preostali releji u mreži imaju podešenja prema definiranim vrijednostima u tablici 7.8.



Slika 8.7 Distribucijska mreža s isključenim vodom (8)

Analogno prethodnim analizama, u nastavku je provedena analiza uz isključeni vod (8). Dakle, prikazane su tablice i slike za novu mrežnu konfiguraciju. Tablica 8.7 prikazuje rezultate proračuna struja kratkih spojeva uz isključeni vod (8).

Tablica 8.7 Struje kratkog spoja za promatrane lokacije uz isključeni vod (3)

Parovi P/R releja	Kvar na početku voda	Kvar na kraju voda
	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]	Struja trofaznog kratkog spoja [kA]
R1/-	8,3233/-	5,5577/-
R2/R4	2,6329/2,6329	2,5875/2,5875
R3/R1	5,5577/5,5577	5,3104/5,3104
R4/R6	2,6951/2,6951	2,6329/2,6329
R5/R3	5,3104/5,3104	5,0382/5,0382
R6/R8	2,7666/2,7666	2,6951/2,6951
R7/R5	5,0382/5,0382	4,8388/4,8388
R8/R25	2,8388/2,8388	2,7666/2,7666
R9/R7	7,6604/4,8388	7,1913/4,8388
R9/R25	7,6604/2,8216	7,1913/2,8216
R11/R9	7,1913/7,1913	6,8197/6,8197

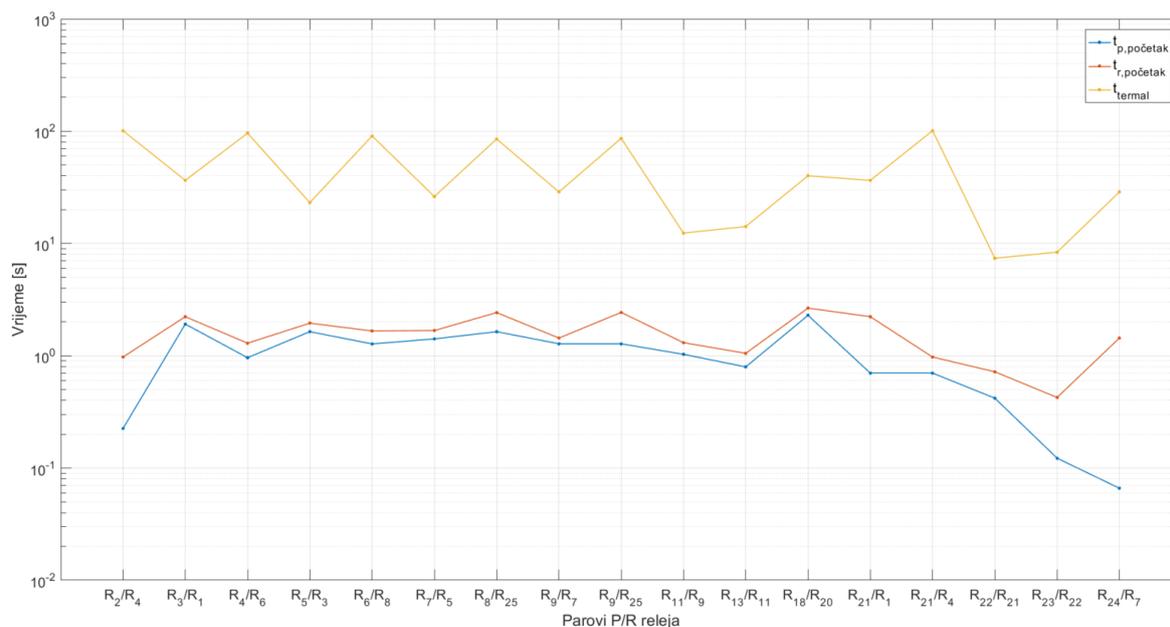
R13/R1	6,8197/6,8197	6,2712/6,2712
R18/R20	5,2897/5,2897	7,6375/7,6375
R21/R1	8,1901/5,5577	7,5851/5,5577
R21/R4	8,1901/2,6324	7,5851/2,6324
R20/-	8,3233/-	5,2847/-
R22/R21	7,5851/7,5851	7,2817/7,2817
R23/R22	7,2817/7,2817	7,0595/7,0595
R24/R7	7,6604/4,8388	7,1913/4,8388
R25/-	7,4120/-	4,5693/-

U tablici 8.8 prikazani su rezultati provedene analize za konfiguraciju mreže uz isključeni vod (8) u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda. Iz rezultata se zaključuje kako je zaštita od termičkih naprezanja za sve šticećene vodove zadovoljena, odnosno da sigurnosna margina nije probijena za niti jedan šticećeni vod.

Tablica 8.8 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (8) u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda

Parovi releja P/R	$t_{p_početak}$ [s]	$t_{r_početak}$ [s]	$t_r - t_p \geq CTI$	t_{term} [s]	$\Delta t_{term_početak}$ [s]
R2/R4	0,224719	0,973908	0,749189 > 0,3	102,0614	101,0875
R3/R1	1,914264	2,227637	0,313373 > 0,3	38,75387	36,52624
R4/R6	0,960736	1,29387	0,333134 > 0,3	97,41946	96,12559
R5/R3	1,638592	1,951137	0,312545 > 0,3	25,09425	23,14311
R6/R8	1,274335	1,662213	0,387878 > 0,3	92,41553	90,75332
R7/R5	1,412282	1,675738	<u>0,263456 < 0,3</u>	27,87706	26,20132
R8/R25	1,638104	2,424252	0,786148 > 0,3	87,78746	85,36321
R9/R7	1,277832	1,437231	0,159399 > 0,3	30,21705	28,77982
R9/R25	1,277832	2,432991	1,155159 > 0,3	88,91133	86,47834
R11/R9	1,029764	1,308217	<u>0,278453 < 0,3</u>	13,68311	12,37489
R13/R1	0,795513	1,050744	<u>0,255231 < 0,3</u>	15,21675	14,16601
R18/R20	2,291145	2,656854	<u>0,365709 < 0,3</u>	42,79619	40,13933
R21/R1	0,700616	2,227637	1,527021 > 0,3	38,75387	36,52624
R21/R4	0,700616	0,974126	0,27351 > 0,3	102,139	101,1649
R22/R21	0,418916	0,719662	0,300746 > 0,3	8,109542	7,38988
R23/R22	0,122295	0,425047	0,302752 > 0,3	8,79845	8,373402
R24/R7	0,066049	1,437231	1,371182 > 0,3	30,21705	28,77982

Isto je prikazano i na slici 8.8 gdje se jasno vidi kako je sigurnosna margina zadovoljena za sve šticećene vodove za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda.



Slika 8.8 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.8

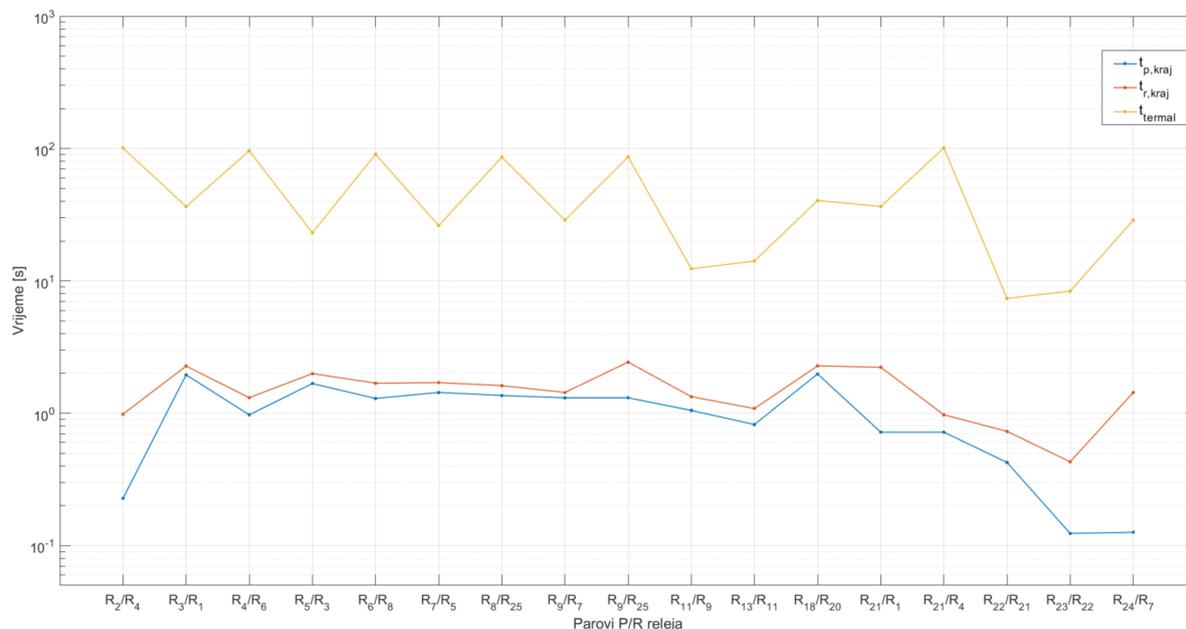
U tablici 8.9 prikazani su rezultati provedene analize za konfiguraciju mreže uz isključeni vod (8) u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda. Kao i slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda, osigurana je zaštita od termičkih naprezanja za sve šticehne vodove i u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju šticehnog voda.

Tablica 8.9 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (8) u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda

Parovi releja P/R	t_{p_kraj} [s]	t_{r_kraj} [s]	$t_r - t_p \geq CTI$	t_{term} [s]	Δt_{term_kraj} [s]
R2/R4	0,227248	0,983896	0,756648 > 0,3	102,0614	101,0775
R3/R1	1,951137	2,273384	0,322247 > 0,3	38,75387	36,48049
R4/R6	0,973908	1,31161	0,337702 > 0,3	97,41946	96,10785
R5/R3	1,675738	1,995369	0,319631 > 0,3	25,09425	23,09888
R6/R8	1,29387	1,687693	0,393823 > 0,3	92,41553	90,72784
R7/R5	1,437231	1,705341	<u>0,26811 < 0,3</u>	27,87706	26,17172
R8/R25	1,362213	1,616251	0,254038 > 0,3	87,78746	86,17121
R9/R7	1,308217	1,537231	0,229014 > 0,3	30,21705	28,67982
R9/R25	1,308217	2,435439	1,127222 > 0,3	88,91133	86,47589
R11/R9	1,050744	1,33487	<u>0,284126 < 0,3</u>	13,68311	12,34824
R13/R1	0,821887	1,085581	<u>0,263694 < 0,3</u>	15,21675	14,13117
R18/R20	1,982249	2,278302	<u>0,296053 < 0,3</u>	42,79619	40,51788
R21/R1	0,719662	2,127637	1,407975 > 0,3	38,75387	36,62624
R21/R4	0,719662	1,074126	0,354464 > 0,3	102,139	100,1649

R22/R21	0,425047	0,730195	0,305148 > 0,3	8,109542	7,379347
R23/R22	0,123675	0,429843	0,306168 > 0,3	8,79845	8,368606
R24/R7	0,126233	1,537231	1,410998 > 0,3	30,21705	28,67982

Na slici 8.9 grafički su prikazani dobiveni rezultati provedene analize za ovu mrežnu konfiguraciju.



Slika 8.9 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.9

9. ZAKLJUČAK

Relejna zaštita aktivnih distribucijskih elektroenergetskih mreža vrlo je važna kako bi se osigurala neprekinuta i pouzdana isporuka električne energije za sve potrošače i proizvođače, u skladu s unaprijed određenim standardima opskrbe električnom energijom. Nadstrujni releji su najrasprostranjeniji zaštitni uređaji u distribucijskim mrežama. Stoga, ispravna koordinacija nadstrujne relejne zaštite potrebna je za projektiranje sustava relejne zaštite.

U ovome doktorskom radu proučava se optimizacijski problem podešenja postavki nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama. S tim ciljem modelirana je prstenasta upetljena distribucijska mreža s uključenom distribuiranom proizvodnom jedinicom. Sustav relejne zaštite promatrane distribucijske mreže sadrži usmjerene nadstrujne releje čija je uporaba obavezna zbog dvosmjernih tokova snaga i struja kratkog spoja koji se javljaju u promatranoj distribucijskoj mreži.

Budući da na optimizaciju postavki nadstrujne relejne zaštite itekako utječe lokacija nastanka kratkog spoja, u ovome je radu ista ispitana. Ispitivanje je provedeno za dvije karakteristične lokacije nastanka kratkog spoja, a to su kratki spoj na početku šticećenog voda i kratki spoj na kraju šticećenog voda. Provedena su dva testna slučaja. Testni slučaj 1 uzeo je u obzir samo kratki spoj na početku šticećenog voda, dok je testni slučaj 2 uzeo u obzir i kratki spoj na početku šticećenog voda i kratki spoj na kraju šticećenog voda. Usporedbom vrijednosti optimizacijskih varijabli, odnosno usporedbom TMS postavki svih releja u mreži, zaključeno je kako je za optimizaciju postavki releja dovoljno promatrati kratki spoj samo na početku šticećenog voda s obzirom na to da su u tom slučaju vrijednosti TMS postavki imale niže vrijednosti nego u drugom slučaju.

U nastavku rada, predstavljena je nova optimizacijska metoda čiji je cilj minimizirati vrijeme prorade svih primarnih releja u mreži uz istovremeno maksimiziranje vremenske udaljenosti između vremena prorade rezervnih releja i vremena u kojem će doći do termičkog oštećenja šticećenog voda. Drugim riječima, potonje osigurava da struja kratkog spoja koja teče kroz šticećeni vod, za vrijeme dok relej ne proradi, ne prekorači dozvoljenu termičku struju kratkog spoja definiranu u projektnoj dokumentaciji šticećenog voda i time se sprječava njegovo oštećenje.

Predložena optimizacijska metoda primijenjena je na modeliranoj distribucijskoj mreži i rezultati su pokazali kako je za svaki par P/R releja izvedena ispravna koordinacija i da je za svaki šticećeni vod zadovoljena sigurnosna margina. Odnosno, niti jedan vod nije u opasnosti od termičkih naprezanja do kojih može doći ako struja kratkog spoja prekorači dozvoljenu

termičku struju voda. Međutim, prilikom planiranih održavanja ili uslijed kvarova u mreži, distribucijska mreža može promijeniti svoju konfiguraciju. Promatranjem i maksimiziranjem vremenske udaljenosti između vremena prorade rezervnog releja i vremena u kojem će doći do termičkog naprezanja šticećenog voda, provjerava se osiguravaju li već definirane optimalne postavke releja pouzdanu zaštitu od termičkih naprezanja za šticećene vodove i za slućajevе kad dođe do promjene mrežne konfiguracije. Dakle, postavke relejne zaštite distribucijske mreže nepromijenjene su za sve konfiguracije mreže izbjegavajući probleme povezane sa stalnim ažuriranjem mnoštva informacije prema središnjem kontroleru adaptivne zaštite. Predložena metoda nastoji ponuditi alternativu konceptu adaptivne zaštite.

Stoga, provedena je analiza osjetljivosti optimalnih postavki nadstrujnih releja pri promjeni konfiguracije distribucijske mreže. Analiza je provedena na tri karakteristićne konfiguracije distribucijske mreže, u kojima se uz isključene vodove promijenila topologija promatrane mreže. Iz dobivenih rezultata zaključuje se kako je sigurnosna margina zadovoljena za sve promatrane mrežne konfiguracije. Međutim, primjetno je kako je došlo do neispravne koordinacije između nekih parova P/R releja u svakom od promatrana tri slućaja. Autorovo je mišljenje kako je, u odnosu na slućaj gubitka napajanja za veći broj potrošaća, mnogo bitnije da nije probijena sigurnosna margina jer bi to posljedićno dovelo do oštećenja šticećenog elementa (voda). Odnosno, uzevši u obzir da promjene mrežne konfiguracije traju kratko vrijeme, bitnije je osigurati da ne dođe do oštećenja šticećenog voda, dok je problem neispravne koordinacije za neke parove P/R releja prihvatljiv rizik kad se uzme u obzir da je vrlo mali broj slućaja kad će primarni relej zakazati u praksi.

Provedenim istraživanjem ostvareni su postavljeni ciljevi istraživanja. Razvijen je algoritam na kojem je testirana nova metodologija optimizacije postavki nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim elektroenergetskim mrežama. Također, provedeno je i ispitivanje utjecaja promjene konfiguracije distribucijske elektroenergetske mreže na postavke nadstrujne relejne zaštite koje je predstavljalo posljednji cilj ovoga doktorskog rada.

Potvrđene su postavljene hipoteze na način da se razvijenim algoritmom zaista može unaprijediti strategija relejne zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama. Nadalje, izradom i testiranjem nove metodologije postavljen je model koji osigurava pouzdanu zaštitu za šticećene elemente mreže uz optimalno vrijeme prorade primarnih releja.

Znanstveni doprinos provedenog istraživanja dan je u području nadstrujne relejne zaštite u aktivnim distribucijskim elektroenergetskim mrežama. Primjena razvijene metodologije rezultira postavkama nadstrujne relejne zaštite koje osiguravaju pouzdanu relejnu zaštitu

distribucijskog elektroenergetskog sustava. Nadalje, znanstveni doprinos je dan i u dijelu razvoja modela prostora pretraživanja rješenja predstavljenog optimizacijskog problema, kojim se bitno utječe na podešavanje postavki nadstrujne relejne zaštite.

Daljnje istraživanje fokusirat će se na uvođenje novih optimizacijskih varijabli u funkciju cilja, poput koeficijenata releja (α , β i L). Odnosno, promatrat će se optimizacija postavki različitih tipova releja zbog raznolikosti šticećenih elemenata u mreži. Također, ovaj optimizacijski problem će se u budućem istraživanju promatrati kao višekriterijski, s obzirom da je funkcija cilja korištena u ovome doktorskom radu sastavljena od dvije suprotne operacije (minimizacija i maksimizacija). Formiranjem Pareto krivulje tražit će se rješenje koje optimizira obje operacije (tzv. utopijska točka), dok je u ovom doktorskom radu korištena jednokriterijska optimizacija s težinskim faktorima.

Nadalje, uvesti će se razmatranje optimalnog razmještaja ograničivača struje kvara, s ciljem održavanja struje kratkog spoja u granicama maksimalnih dozvoljenih struja kratkog spoja koje teku kroz elemente, primjerice prekidače. Budući da porast potrošnje, odnosno proizvodnje električne energije može dovesti do porasta struje kratkog spoja iznad dopuštenih vrijednosti za ugrađenu opremu, ovime će se postići da se prilikom ugradnje novih DI-a ne moraju mijenjati prekidači u mreži. Posljedično, ugradnjom ograničivača struje kvara smanjit će se struje kroz neke elemente mreže, a time će se i promijeniti vrijeme prorade korištenih inverznih releja.

POPIS REFERENCI

- [1] Nsaif, Y. M., Lipu, M. H., Ayob, A., Yusof, Y., & Hussain, A., »Fault detection and protection schemes for distributed generation integrated to distribution network: Challenges and suggestions,« *IEEE Access*, pp. 142693-142717., 2021.
- [2] Ledesma, J. J. G., de Araujo, L. R., & Penido, D. R. R. , »A method for evaluation of overcurrent protection in unbalanced distribution systems,« *International Transactions on Electrical Energy Systems*, svez. 26(2), pp. 412-428, 2016.
- [3] Warrington, A. V. C. , Protective relays: their theory and practice Volume one, Springer Science & Business Media., 2012.
- [4] J. M. & H. E. J. Gers, Protection of electricity distribution networks, 2nd Edition, London, UK: The Institution of Engineering and Technology IET, 2004.
- [5] Mahindara, V. R., Rodriguez, D. F. C., Pujiantara, M., Priyadi, A., Purnomo, M. H., & Muljadi, E., »Practical challenges of inverse and definite-time overcurrent protection coordination in modern industrial and commercial power distribution system,« *IEEE Transactions on Industry Applications*, svez. 57(1), pp. 187-197, 2020.
- [6] Xu, Z., Voloh, I., & Khanbeigi, M., »Evaluating the impact of increasing system fault currents on protection,« u *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE) IEEE*, College Station, TX, USA, 2017.
- [7] Shaikh, S. A., Kumar, K., Solangi, A. R., Kumar, S., & Soomro, A. A., »Short circuit analysis & over current relaying coordination of IEEE 9-bus system,« u *5th International Multi-Topic ICT Conference (IMTIC)*, Jamshoro, Pakistan, 2018.
- [8] Damborg, M. J., Ramaswami, R., Venkata, S. S., & Postforoosh, J. M., »Computer aided transmission protection system design part I: Algorithms,« *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 51-59, 1984.
- [9] Urdaneta, A. J., Nadira, R., & Jimenez, L. P., »Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 3(3), pp. 903-911, 1988.
- [10] Jenkins, L., Khincha, H. P., Shivakumar, S., & Dash, P. K., »An application of functional dependencies to the topological analysis of protection schemes,« *IEEE Transactions on power delivery*, svez. 7(1), pp. 77-83, 1992.

- [11] Urdaneta, A. J., Restrepo, H., Marquez, S., & Sanchez, J., »Coordination of directional overcurrent relay timing using linear programming,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 11(1), pp. 122-129, 1996.
- [12] Chattopadhyay, B., Sachdev, M. S., & Sidhu, T. S., »An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 11(1), pp. 165-173, 1996.
- [13] Elrefaie, H. B., Irving, M. R., & Zitouni, S., »A parallel processing algorithm for coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems,« *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, svez. 141(5), pp. 514-520, 1994.
- [14] D. M. R. P. & G. H. O. Birla, »A new nonlinear directional overcurrent relay coordination technique, and banes and boons of near-end faults based approach,« *IEEE transactions on power delivery*, svez. 21(3), pp. 1176-1182, 2006.
- [15] Pandi, V. R., Zeineldin, H. H., & Xiao, W., »Determining optimal location and size of distributed generation resources considering harmonic and protection coordination limits,« *IEEE transactions on power systems*, svez. 28(2), pp. 1245-1254, 2012.
- [16] Razavi, F., Abyaneh, H. A., Al-Dabbagh, M., Mohammadi, R., & Torkaman, H., »A new comprehensive genetic algorithm method for optimal overcurrent relays coordination,« *Electric Power Systems Research*, svez. 78(4), pp. 713-720, 2008.
- [17] Moravej, Z., Adelnia, F., & Abbasi, F., »Optimal coordination of directional overcurrent relays using NSGA-II,« *Electric Power Systems Research*, svez. 119, pp. 228-236, 2015.
- [18] Bedekar, P. P., & Bhide, S. R., »Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid GA-NLP approach,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 26(1), pp. 109-119, 2010.
- [19] Alkaran, D. S., Vatani, M. R., Sanjari, M. J., Gharehpetian, G. B., & Naderi, M. S., »Optimal overcurrent relay coordination in interconnected networks by using fuzzy-based GA method,« *IEEE Transactions on Smart Grid*, svez. 9(4), pp. 3091-3101, 2016.
- [20] Amraee, T., »Coordination of directional overcurrent relays using seeker algorithm,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 27(3), pp. 1415-1422, 2012.
- [21] Singh, M., Panigrahi, B. K., & Abhyankar, A. R., »Optimal coordination of directional over-current relays using Teaching Learning-Based Optimization (TLBO) algorithm,« *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, svez. 50, pp. 33-41, 2013.

- [22] Noghabi, A. S., Sadeh, J., & Mashhadi, H. R., »Considering different network topologies in optimal overcurrent relay coordination using a hybrid GA,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 24(4), pp. 1857-1863, 2009.
- [23] Chelliah, T. R., Thangaraj, R., Allamsetty, S., & Pant, M., »oordination of directional overcurrent relays using opposition based chaotic differential evolution algorithm,« *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, svez. 55, pp. 341-350, 2014.
- [24] Hussain, M. H., Musirin, I., Abidin, A. F., & Rahim, S. A., »Solving directional overcurrent relay coordination problem using artificial bees colony,« *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, svez. 8(5), pp. 773-778, 2014.
- [25] Albasri, F. A., Alroomi, A. R., & Talaq, J. H., »Optimal coordination of directional overcurrent relays using biogeography-based optimization algorithms,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 30(4), pp. 1810-1820, 2015.
- [26] Radosavljević, J., & Jevtić, M., »Hybrid GSA-SQP algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays,« *IET Generation, Transmission & Distribution*, svez. 10(8), pp. 1928-1937, 2016.
- [27] Ahmarinejad, A., Hasanpour, S. M., Babaei, M., & Tabrizian, M., »Optimal overcurrent relays coordination in microgrid using cuckoo algorithm,« *Energy Procedia*, svez. 100, pp. 280-286, 2016.
- [28] Srivastava, A., Tripathi, J. M., Mohanty, S. R., & Panda, B., »Optimal over-current relay coordination with distributed generation using hybrid particle swarm optimization–gravitational search algorithm,« *Electric Power Components and Systems*, svez. 44(5), pp. 506-517, 2016.
- [29] Saha, D., Datta, A., & Das, P., »Optimal coordination of directional overcurrent relays in power systems using symbiotic organism search optimisation technique,« *IET Generation, Transmission & Distribution*, svez. 10(11), pp. 2681-2688, 2016.
- [30] Bouchekara, H. R. E. H., Zellagui, M., & Abido, M. A. , »Optimal coordination of directional overcurrent relays using a modified electromagnetic field optimization algorithm,« *Applied Soft Computing*, svez. 54, pp. 267-283, 2017.
- [31] Jamal, N. Z., Sulaiman, M. H., Aliman, O., & Mustaffa, Z., »Optimal overcurrent relays coordination using an improved grey wolf optimizer,« *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*, svez. 9(11), pp. 1-9, 2018.

- [32] Hatata, A. Y., & Lafi, A., »Ant lion optimizer for optimal coordination of DOC relays in distribution systems containing DGs,« *IEEE Access*, svez. 6, pp. 72241-72252, 2018.
- [33] Tjahjono, A., Anggriawan, D. O., Faizin, A. K., Priyadi, A., Pujiantara, M., Taufik, T., & Purnomo, M. H. , »Adaptive modified firefly algorithm for optimal coordination of overcurrent relays,« *IET Generation, Transmission & Distribution*, svez. 11(10), pp. 2575-2585, 2017.
- [34] Khurshaid, T., Wadood, A., Farkoush, S. G., Yu, J., Kim, C. H., & Rhee, S. B., »An improved optimal solution for the directional overcurrent relays coordination using hybridized whale optimization algorithm in complex power systems,« *IEEE Access*, svez. 7, pp. 90418-90435, 2019.
- [35] Srinivas, S. T. P., & Swarup, K. S., »A new mixed integer linear programming formulation for protection relay coordination using disjunctive inequalities,« *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, svez. 6(2), pp. 104-112, 2019.
- [36] Korashy, A., Kamel, S., Youssef, A. R., & Jurado, F., »Modified water cycle algorithm for optimal direction overcurrent relays coordination,« *Applied Soft Computing*, svez. 74, pp. 10-25, 2019.
- [37] Yu, J., Kim, C. H., & Rhee, S. B., »Oppositional Jaya algorithm with distance-adaptive coefficient in solving directional over current relays coordination problem,« *IEEE Access*, svez. 7, pp. 150729-150742, 2019.
- [38] Sarwagya, K., Nayak, P. K., & Ranjan, S., »Optimal coordination of directional overcurrent relays in complex distribution networks using sine cosine algorithm,« *Electric Power Systems Research*, svez. 187, pp. 1-10, 2020.
- [39] Yusof, N. A. M., Ali, Z., & Ab Kadir, M. Z. A., »A review of adaptive overcurrent protection in distribution networks with integration of distributed energy resources,« *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, svez. 19(1), pp. 140-148, 2020.
- [40] Nascimento, J. P., Brito, N. S., & Souza, B. A. , »An adaptive overcurrent protection system applied to distribution systems,« *Computers & Electrical Engineering*, svez. 81, p. 106545, 2020.
- [41] Coffele, F., Booth, C., & Dyško, A. , »An adaptive overcurrent protection scheme for distribution networks,« *IEEE transactions on power delivery*, svez. 30(2), pp. 561-568, 2014.

- [42] Diahovchenko, I., Kolcun, M., Čonka, Z., Savkiv, V., & Mykhailyshyn, R., »Progress and challenges in smart grids: distributed generation, smart metering, energy storage and smart loads,« *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, svez. 44, pp. 1319-1333, 2020.
- [43] Conde, A., & Shih, M. Y., »An adaptive overcurrent coordination scheme withstanding active network operations,« *IEEE Access*, svez. 10, pp. 104270-104284, 2022.
- [44] Ataei, M. A., & Gitizadeh, M., »A distributed adaptive protection scheme based on multi-agent system for distribution networks in the presence of distributed generations,« *ET Generation, Transmission & Distribution*, svez. 16(8), pp. 1521-1540, 2022.
- [45] Rojnić, M., Prenc, R., Bulat, H., & Franković, D., »A comprehensive assessment of fundamental overcurrent relay operation optimization function and its constraints,« *Energies*, svez. 15(4), pp. 1-20, 2022.
- [46] Prenc, R., Rojnić, M., Franković, D., & Vlahinić, S., »On the development of overcurrent relay optimization problem for active distribution networks,« *Energies*, svez. 15(18), pp. 1-28, 2022.
- [47] So, C. W., & Li, K. K., »Overcurrent relay coordination by evolutionary programming,« *Electric power systems research*, svez. 53(2), pp. 83-90, 2000.
- [48] So, C. W., Li, K. K., Lai, K. T., & Fung, K. Y., »Application of genetic algorithm for overcurrent relay coordination,« u *1997 IEEE 6th International Conference in Power System Protection*, Nottingham, IET, 1997.
- [49] Askarian, H., Mohammadi, R., Razavi, F., Khoddami, M., & Torkaman, H., »A new genetic algorithm method for over-current relays and fuses coordination,« u *IEEE Powertech 2007*, Laussane, 2007.
- [50] Rezaei, N., Uddin, M. N., Amin, I. K., Othman, M. L., & Marsadek, M., »Genetic algorithm-based optimization of over-current relay coordination for improved protection of DFIG operated wind farms,« *IEEE Transactions on Industry Applications*, svez. 55(6), pp. 5727-5736, 2019.
- [51] Mohammadi, R., Abyaneh, H. A., Rudsari, H. M., Fathi, S. H., & Rastegar, H., »Overcurrent relays coordination considering the priority of constraints,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 26(3), pp. 1927-1938, 2011.
- [52] Chabanloo, R. M., Abyaneh, H. A., Kamangar, S. S. H., & Razavi, F., »Optimal combined overcurrent and distance relays coordination incorporating intelligent

- overcurrent relays characteristic selection,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 26(3), pp. 1381-1391, 2011.
- [53] Mousavi Motlagh, S. H., & Mazlumi, K., »Optimal overcurrent relay coordination using optimized objective function,« *International Scholarly Research Notices*, svez. Vol. 2014, pp. 1-10, 2014.
- [54] Asadi, M. R., Abyaneh, H. A., Mahmoodan, M., Naghizadeh, R. A., & Koochaki, A., »Optimal overcurrent relays coordination using genetic algorithm,« u *2008 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, Brasov (RO), 2008.
- [55] Masereka, E. B., Kitagawa, W., & Takeshita, T., »Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering a Modified Objective Function Using Genetic Algorithm,« u *2019 20th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)*, New Delhi, 2019.
- [56] Adelnia, F., Moravej, Z., & Farzinfar, M., »A new formulation for coordination of directional overcurrent relays in interconnected networks,« *International Transactions on Electrical Energy Systems*, svez. 25(1), pp. 120-137, 2015.
- [57] Rajput, V. N., Adelnia, F., & Pandya, K. S., »Optimal coordination of directional overcurrent relays using improved mathematical formulation,« *IET Generation, Transmission & Distribution*, svez. 12(9), pp. 2086-2094, 2018.
- [58] »Protective relay-The brain that detects abnormal system conditions,« Internet: <https://electrical-engineering-portal.com/protective-relay-the-brain-that-detects-abnormal-system-conditions>, zadnji pristup 06/2023.
- [59] Al-Nema, M. A., Bashi, S. M., & Ubaid, A. A., »Microprocessor-based overcurrent relays,« *IEEE Trans. Ind. Electron*, svez. 33(1), pp. 49-51, 1986.
- [60] Mahindara, V. R., Celeita, D., Pujiantara, M., Priyadi, A., Purnomo, M. H., & Muljadi, E., »Modern concerns and challenges of over-current protection coordination in distribution systems,« u *2020 IEEE/IAS 56th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, IEEE, 2020.
- [61] Kasikci, I., *Short circuits in power systems: A practical guide to IEC 60909-0*, Biberach: John Wiley & Sons, 2018.

- [62] »Applications for SIPROTEC Protection Relays, Internet: http://sm-industry.ru/titan_img/ecatalog/Applications_SIPROTEC_complete_en.pdf, zadnji pristup 06/2023,« SIEMENS.
- [63] Godwal, S. D., Pandya, K. S., Rajput, V. N., & Vora, S. C., »A review on approaches employed for solving directional overcurrent relays,« u *Lecture Notes in Electrical Engineering: Advances in Electric Power and Energy Infrastructure Proceedings of ICPCCI 2019*, Springer, 2020, pp. 35-51.
- [64] Birla, D., Maheshwari, R. P., & Gupta, H. O., »Time-overcurrent relay coordination: A review,« *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, svez. 2(2), pp. 1-15, 2005.
- [65] Hussain, M. H., Rahim, S. R. A., & Musirin, I. J. P. E., »Optimal overcurrent relay coordination: a review,« *Procedia Engineering*, svez. 53, pp. 332-336, 2013.
- [66] Raza, S. A., Mahmood, T., Bukhari, S. B. A., & Nawaz, M. K., »Application of optimization techniques in overcurrent relay coordination-a review,« *World applied sciences journal*, svez. 28(2), pp. 259-265, 2013.
- [67] Bell, K., & Gill, S., »Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges,« *Energy policy*, svez. 113, pp. 765-777, 2018.
- [68] Foote, C. E. T., Ault, G. W., Burt, G. M., McDonald, J. R., & Silvestro, F., »Information requirements and methods for characterising distributed generation,« u *CIGRE 2005-18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Turin, 2005.
- [69] Davarzani, S., Pisica, I., Taylor, G. A., & Munisami, K. J., »Residential demand response strategies and applications in active distribution network management,« *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Sves. %1 od %2138, 110567, 2021.
- [70] Pilo, F. G. L., Ghiani, E., Mocchi, S., Celli, G., Pisano, G., & Soma, G. G., »From passive to active distribution networks: methods and models for planning network transition and development,« u *Cigre General Session*, Paris, 2008.
- [71] Bayod-Rújula, A. A., »Future development of the electricity systems with distributed generation,« *Energy*, svez. 34(3), pp. 377-383, 2009.
- [72] Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L., »Distributed generation: a definition,« *Electric power systems research*, svez. 57(3), pp. 195-204, 2001.

- [73] Prenc, R., Škrlec, D., & Đurović, M. Ž., »The implementation of capital budgeting analysis for distributed generation allocation problems,« *Electrical Engineering*, svez. 97(3), pp. 225-238, 2015.
- [74] Prenc, R., Škrlec, D., & Komen, V., »Distributed generation allocation based on average daily load and power production curves,« *International journal of electrical power & energy systems*, svez. 53, pp. 612-622, 2013.
- [75] Adefarati, T., & Bansal, R. C., » Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review,« *IET Renewable Power Generation*, svez. 10(7), pp. 873-884, 2016.
- [76] Siano, P., Ochoa, L. F., Harrison, G. P., & Piccolo, A., »Assessing the strategic benefits of distributed generation ownership for DNOs,« *IET generation, transmission & distribution*, svez. 3(3), pp. 225-236, 2009.
- [77] DSouza, K., Halbe, S., Thomas, M., Baran, M., Chowdhury, B., Schwarz, P., & Proudlove, A., »A comprehensive methodology for assessing the costs and benefits of renewable generation on utility operations,« *Renewable Energy*, svez. 177, pp. 723-731, 2021.
- [78] Paiva, S. C., Sanca, H. S., Costa, F. B., & Souza, B. A., »Reviewing of anti-islanding protection,« u *2014 11th IEEE/IAS In-ternational Conference on Industry Applications*, Juiz de Fora, 2014.
- [79] Shang, W., & Redfern, M. A., »A new control scheme for a distributed generator providing network voltage support,« u *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, Beijing, 2011.
- [80] Schaefer, R. C., »Art of generator synchronizing,« *IEEE Transactions on Industry Applications*, svez. 53(1), pp. 751-757, 2016.
- [81] Aguila-Camacho, N., & Duarte-Mermoud, M. A., »Fractional adaptive control for an automatic voltage regulator,« *ISA transactions*, svez. 52(6), pp. 807-815, 2013.
- [82] Thentral, T. T., Palanisamy, R., Usha, S., Geetha, A., Reagan, A., & Ramanathan, T. R. B., »Implementation of protection circuit for over voltage and under voltage protection,« *Materials Today: Proceedings*, svez. 45(2), pp. 2460-2464, 2021.
- [83] Etherden, N., & Bollen, M. H., »Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy—some illustrative case studies,« *Electric Power Systems Research*, svez. 114, pp. 39-48, 2014.

- [84] Garg, N., & Sinha, A., »Effect of previously install circuit breaker due to the upcoming new generating station,« u *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, Delhi, 2016.
- [85] Li, B., & Li, F., »Impact to use of circuit breaker charges from different fault current growth rates,« u *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, 2011.
- [86] Kaur, K., & Singh, S., »Calculation and Comparison of Circuit Breaker Parameter in Power World Simulator,« *International Journal of Engineering Research and Application (IJERA)*, svez. 6(1), pp. 31-34, 2016.
- [87] Ferruccio, A., & Brandt, A., »The Importance of Analysis and Simulation for Generator Circuit Breaker Applications: Technical Background, Dual Logo Standard Prescription, Helpful Models and Tools and Definitive Benefit for the Users,« u *2019 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe (PCIC EUROPE)*, Paris, 2019.
- [88] Mehta, P., & Makwana, V. H., »Radial feeder protection by definite time overcurrent relay,« u *In Proceedings of the International Conference on Intelligent Systems and Signal Processing*, Singapore, 2018.
- [89] Bajanek, T., & Orgasova, J., »Instantaneous and Definite Time Overcurrent Protection Algorithms,« u *In Proceedings of the 21st Conference STUDENT EEICT*, Brno, 2015.
- [90] Kauhaniemi, K., & Kumpulainen, L., »Impact of distributed generation on the protection of distribution networks,« u *Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, Amsterdam, 2004.
- [91] Kannuppaiyan S, Chenniappan V., »Numerical inverse definite minimum time overcurrent relay for microgrid power system protection,« *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, svez. 10(1), pp. 50-54, 2015.
- [92] Mahari, A., & Seyedi, H., »An analytic approach for optimal coordination of overcurrent relays,« *IET Generation, Transmission & Distribution*, svez. 7(7), pp. 674-680, 2013.
- [93] Bedekar, P. P., Bhide, S. R., & Kale, V. S., »Determining optimum TMS and PS of overcurrent relays using big-M method,« u *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems*, India, 2010.
- [94] Saleh, K. A., Zeineldin, H. H., Al-Hinai, A., & El-Saadany, E. F., »Optimal coordination of directional overcurrent relays using a new time–current–voltage characteristic,« *IEEE Transactions on Power Delivery*, svez. 30(2), pp. 537-544, 2014.

- [95] W. & S. T. S. El-Khattam, »Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study,« *IET Renewable power generation*, svez. 3(4), pp. 415-425, 2009.
- [96] Chen, C. R., Lee, C. H., & Chang, C. J. , »Optimal overcurrent relay coordination in power distribution system using a new approach,« *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, svez. 45(1), pp. 217-222, 2013.
- [97] Gokhale, S. S., & Kale, V. S., »On the significance of the plug setting in optimal time coordination of directional overcurrent relays,« *International transactions on electrical energy systems*, svez. 28(11), pp. 1-15, 2018.
- [98] Saad, S. M., El-Naily, N., & Mohamed, F. A., »A new constraint considering maximum PSM of industrial over-current relays to enhance the performance of the optimization techniques for microgrid protection schemes,« *Sustainable cities and society*, svez. 44, pp. 445-457, 2019.
- [99] Ghezelayagh, M., *Power Systems Protection, control & automation: Numerical Relays: Field Applications*, 2020.
- [100] Katoch, S., Chauhan, S. S., & Kumar, V., »A review on genetic algorithm: past, present, and future,« *Multimedia Tools and Applications*, svez. 80, pp. 8091-8126, 2021.
- [101] Saadat H., *Power system analysis*, New York: McGraw-Hill, 1999.
- [102] Rojnić, M., Prenc, R., Topić, D., & Saulig, N., »Overcurrent relay optimization in a radial distribution network considering different fault locations,« *Electrical Engineering*, svez. 180, pp. 1-17, 2023.
- [103] Rojnić, M., Prenc, R., Topić, D., & Strnad, I., »A new methodology for optimization of overcurrent protection relays in active distribution networks regarding thermal stress curves,« *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, svez. 152, pp. 1-12, 2023.
- [104] »Mrežna pravila distribucijskog sustava, Internet: https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2018_08_74_1539.html, zadnji pristup 06/2023«.

POPIS KRATICA

APU	Automatski ponovni uklop
CTI	Vremenski interval koordinacije (engl. <i>Coordination time interval</i>)
DI	Distribuirani izvor
EPZ	Elaborat podešenja zaštite
f<	Podfrekventna relejna zaštita
f>	Nadfrekventna relejna zaštita
FC	Funkcija cilja
GA	Genetski algoritam
I>	Nadstrujna relejna zaštita
I>>	Brza nadstrujna relejna zaštita
I>>>	Trenutna nadstrujna relejna zaštita
IPP	Neovisni proizvođači električne energije (engl. <i>Independent power producers</i>)
LP	Linearno programiranje
NLP	Nelinearno programiranje
NMT	Naponski mjerni transformator
NN	Niski napon
ODS	Operator distribucijskog sustava
OPS	Operator prijenosnog sustava
P/R	Primarni/rezervni
PCC	Mjesto preuzimanja električne energije (engl. <i>Point of common coupling</i>)
PS	Strujna postavka releja (engl. <i>Plug setting</i>)
RS	Rastavna sklopka
SMT	Strujni mjerni transformator
SN	Srednji napon
TMS	Vremenska postavka releja (engl. <i>Time multiplier setting</i>)
TS	Transformatorska stanica
U<	Podnaponska relejna zaštita
U>	Nadnaponska relejna zaštita
VN	Visoki napon

POPIS SIMBOLA

- Latinski simboli

$I_{\text{čvorišta}}$	Matrica struja čvorišta
I_{ks_min}	Minimalna struja kratkog spoja
$I_{ks_početak}$	Struja kratkog spoja za slučaj nastanka kratkog spoja na početku voda
I_{ks_kraj}	Struja kratkog spoja za slučaj nastanka kratkog spoja na kraju voda
I_{ks_term}	Dozvoljena termička struja kratkog spoja
I_{ks_ukupna}	Ukupna struja kratkog spoja
I_{max_pog}	Maksimalna pogonska struja
k_{osj}	Koeficijent osjetljivosti
k_{pov}	Koeficijent povratne veze
k_{sig}	Koeficijent sigurnosti
L	Koeficijent strujno-vremenske karakteristike inverznog releja
P	Radna snaga
S	Prividna snaga
t	Vrijeme prorade releja
$t_{početak}$	Vrijeme prorade releja za kratki spoj na početku voda
t_{kraj}	Vrijeme prorade releja za kratki spoj na kraju voda
t_p	Vrijeme prorade primarnog releja
t_r	Vrijeme prorade rezervnog releja
t_{term}	Vrijeme u kojem će doći do termičkog oštećenja šticećenog elementa
$t_{term_početak}$	Vrijeme u kojem će doći do termičkog oštećenja šticećenog elementa za početak voda
t_{term_kraj}	Vrijeme u kojem će doći do termičkog oštećenja šticećenog elementa za kraj voda
U_{naz}	Linijski nazivni napon mreže
U_{TS1}	Nazivni napon TS1
U_{TS2}	Nazivni napon TS2
$V_{\text{čvorišta}}$	Matrica napona čvorišta
W	Težinski koeficijent

$W_{\text{početak}}$	Težinski koeficijent za kratki spoj na početku voda
W_{kraj}	Težinski koeficijent za kratki spoj na kraju voda
$Y_{\text{čvorišta}}$	Matrica admitancija čvorišta
Q	Jalova snaga
Z_{am}	Impedancija aktivne mreže
Z_{DI}	Impedancija distribuiranog izvora
$Z_{\text{čvorišta}}$	Matrica impedancija čvorišta
$Z_{\text{čvorišta}}^{nova}$	Matrica novih impedancija čvorišta
$Z_{\text{čvorišta}}^{stara}$	Matrica postojećih impedancija čvorišta
Z_{ukupno}	Direktna impedancija

- Grčki simboli

α	Koeficijent strujno-vremenske karakteristike inverznog releja
α_1	Težinski koeficijent
α_2	Težinski koeficijent
β	Koeficijent strujno-vremenske karakteristike inverznog releja
β_1	Težinski koeficijent
δ	Fazni pomak
Δt_{pr}	Vrijeme diskriminacije
$\Delta V_{\text{čvorišta}}$	Matrica razlika napona
Δt_{pr}	Vrijeme diskriminacije
$\Delta t_{pr_početak}$	Vrijeme diskriminacije za kratki spoj na početku voda
Δt_{pr_kraj}	Vrijeme diskriminacije za kratki spoj na kraju voda
Δt_{term}	Termičko vrijeme diskriminacije
$\Delta t_{term_početak}$	Termičko vrijeme diskriminacije za početak voda
Δt_{term_kraj}	Termičko vrijeme diskriminacije za kraj voda
ΔZ	Matrica razlika impedancija

POPIS SLIKA

Slika 3.1 Prostorna dispozicija SN vodnog polja [58]	15
Slika 3.2 Karakteristika prorade nadstrujnog releja sa strujno-vremenskom nezavisnom karakteristikom i vremenskim zatezanjem	16
Slika 3.3 Karakteristika prorade nadstrujnog releja s inverznom strujno-vremenskom karakteristikom i vremenskim zatezanjem	17
Slika 3.4 Kombinirana karakteristika prorade nadstrujnog releja	17
Slika 3.5 Primjer mreže s kombiniranom uporabom trenutnih i inverznih releja	18
Slika 3.6 Koncept nadstrujne relejne zaštite korišten u mnogim znanstvenim radovima za primjer radijalne distribucijske mreže	21
Slika 3.7 Primjer pravilnog stupnjevanja inverznih releja za radijalnu distribucijsku mrežu u kojoj svaki vod ima vlastitu zaštitu	22
Slika 3.8 Usporedba karakteristika vremenski nezavisnog releja i inverznog releja	23
Slika 3.9 Priključak DI-a na izvod SN mreže u formi „ulaz-izlaz“ na dionice 2 i 3	25
Slika 3.10 Slučaj mogućeg prekoračenja prekidne snage prekidača i udarne struje kratkog spoja za elemente u mreži	28
Slika 3.11 Oscilogram koji prikazuje opći valni oblik struje kratkog spoja, s odvojenim i kombiniranim izmjeničnim i istosmjernim komponentama	29
Slika 3.12 Slučaj mogućeg zakazivanja prorade nadstrujne relejne zaštite locirane između mreže i DI-a za kvarove koji su se, električki gledano, dogodili nakon DI-a	30
Slika 3.13 Izračun mrežne komponente struje kratkog spoja	31
Slika 3.14 Prstenasta i povezna topologija distribucijske mreže s upetljanim pogonom	32
Slika 3.15 Uporaba usmjerenih releja u poveznoj distribucijskoj mreži pri paralelnom (upetljanom) pogonu oba izvoda	33
Slika 3.16 Prikaz pojave struja izjednačenja uzrokovanih različitim spojevima namota napojnih transformatora	34
Slika 4.1 Utjecaj postavki TMS i PS na karakteristiku prorade releja	38
Slika 4.2 Primjer pogrešne koordinacije između primarnog i rezervnog releja	41
Slika 4.3 Primjer ispravne koordinacije između primarnog i rezervnog releja	41
Slika 4.4 Karakteristike prorade para P/R releja za različite funkcije cilja optimizacijskog problema	44
Slika 5.1 Dijagram toka razvijenog optimizacijskog algoritma	47

Slika 5.2 Postojeća mreža.....	49
Slika 5.3 Dodavanje grane u postojeću mrežu	49
Slika 5.4 Dodavanje veze u postojeću mrežu.....	51
Slika 5.5 Jednofazni prikaz kratkog spoja na čvorištu k	56
Slika 5.6 Prikaz jedinke razvijenog optimizacijskog algoritma.....	58
Slika 5.7 Selekcija razvijenog optimizacijskog algoritma	59
Slika 5.8 Primjer križanja dvije jedinke populacije	59
Slika 5.9 Primjer mutacije unutar jedinke	60
Slika 6.1 Modelirana distribucijska mreža	62
Slika 7.1 Različite lokacije nastanka kratkog spoja	65
Slika 7.2 Karakteristike para P/R releja s označenim vremenima prorade releja za različite lokacije nastanka kratkog spoja.....	66
Slika 7.3 Dijagram razvijenog optimizacijskog algoritma.....	70
Slika 7.4 Konvergencija optimizacijskih varijabli TMS za testni slučaj 1	72
Slika 7.5 Konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja za testni slučaj 1	72
Slika 7.6 Konvergencija optimizacijskih varijabli TMS za testni slučaj 2	75
Slika 7.7 Konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja za testni slučaj 2.....	75
Slika 7.8 Usporedba TMS optimizacijskih varijabli	79
Slika 7.9 Usporedba strujno-vremenskih karakteristika za par P/R releja R3/R1	80
Slika 7.10 Neispravna koordinacija za slučaj korištenja različitih vrsta releja.....	81
Slika 7.11 Prikaz sigurnosne margine između inverzne karakteristike releja i termičke krivulje šticećenog elementa	83
Slika 7.12 Pojednostavljen prikaz optimizacijskog problema	85
Slika 7.13 Dijagram razvijenog optimizacijskog algoritma.....	88
Slika 7.14 Konvergencija najbolje vrijednosti ukupne funkcije cilja za promatranu distribucijsku mrežu	91
Slika 7.15 Konvergencija optimizacijskih varijabli TMS za svaki relej u distribucijskoj mreži	92
Slika 7.16 Inverzne karakteristike za primarni relej R9 i rezervne releje R7 i R25, prikazane uz termičku krivulju šticećenog voda (5)	92
Slika 8.1 Distribucijska mreža s isključenim vodom (1)	96
Slika 8.2 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.2	99
Slika 8.3 Grafički prikaz rezultat iz tablice 8.3	100

Slika 8.4 Distribucijska mreža s isključenim vodom (3)	101
Slika 8.5 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.5	103
Slika 8.6 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.6	104
Slika 8.7 Distribucijska mreža s isključenim vodom (8)	105
Slika 8.8 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.8	107
Slika 8.9 Grafički prikaz rezultata iz tablice 8.9	108

POPIS TABLICA

Tablica 4.1 Vrijednosti koeficijenata za različite tipove inverznih releja.....	37
Tablica 6.1 Podaci o promatranoj distribucijskoj mreži	62
Tablica 6.2 Podaci o snazi kratkog spoja VN sabirnice, impedancijama transformatora i o subtranzijentnoj reaktanciji DI-a.....	63
Tablica 6.3 Struje trofaznog kratkog spoja na početku voda	63
Tablica 6.4 Struje trofaznog kratkog spoja na kraju voda.....	64
Tablica 7.1 Parametri razvijenog GA algoritma	69
Tablica 7.2 Rezultati optimizacijskog algoritma za testni slučaj 1	71
Tablica 7.3 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za testni slučaj 1 ..	73
Tablica 7.4 Rezultati optimizacijskog algoritma za testni slučaj 2	74
Tablica 7.5 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za kratke spojeve na početku voda za testni slučaj 2	76
Tablica 7.6 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za kratke spojeve na kraju voda za testni slučaj 2	77
Tablica 7.7 Usporedba optimizacijskih varijabli TMS za svaki primarni relej za testni slučaj 1 i za testni slučaj 2	78
Tablica 7.8 Rezultati razvijenog optimizacijskog algoritma.....	89
Tablica 7.9 Provjera koordinacijskog ograničenja svakog para P/R releja za kratke spojeve na početku voda	90
Tablica 8.1 Struje kratkog spoja za promatrane lokacije uz isključeni vod (1)	96
Tablica 8.2 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (1) u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda	97
Tablica 8.3 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (1) u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda	99
Tablica 8.4 Struje kratkog spoja za promatrane lokacije uz isključeni vod (3)	101
Tablica 8.5 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (3) u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda	102
Tablica 8.6 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (3) u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda	103
Tablica 8.7 Struje kratkog spoja za promatrane lokacije uz isključeni vod (3)	105

Tablica 8.8 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (8) u slučaju nastanka kratkog spoja na početku voda	106
Tablica 8.9 Rezultati promatrane distribucijske mreže s isključenim vodom (8) u slučaju nastanka kratkog spoja na kraju voda	107

ŽIVOTOPIS

Michele Rojnić rođen je 24.01.1994. u Puli. U Puli je pohađao i završio osnovnu školu Šijana, te srednju Tehničku školu Pula. Na Tehničkom fakultetu Sveučilišta u Rijeci upisuje Preddiplomski sveučilišni studij elektrotehnike koji završava 2016. godine te stječe akademski naziv sveučilišnog prvostupnika inženjera elektrotehnike. Iste godine upisuje Diplomski sveučilišni studij elektrotehnike, smjer Elektroenergetika, također na Tehničkom fakultetu Sveučilišta u Rijeci. Obranom diplomskog rada „Termografska ispitivanja nadzemnih vodova“ pod mentorstvom prof. dr. sc. Vitomira Komena, 2018. godine, stječe akademski naziv magistar inženjer elektrotehnike. Iste godine zapošljava se kao inženjer pripravnik u Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava, u odjelu relejne zaštite, prijenosnog područja Zagreb. U listopadu 2019. godine zapošljava se na Tehničkom fakultetu Sveučilišta u Rijeci, na Zavodu za elektroenergetiku na radno mjesto asistenta s punim radnim vremenom. Upisuje Poslijediplomski doktorski studij iz Tehničkih znanosti, znanstveno polje Elektrotehnika, modul Elektroenergetika i nove tehnologije. Od tada sudjeluje u znanstveno-istraživačkom radu i izvođenju nastave na kolegijima: Osnove elektrotehnike 1, Osnove elektrotehnike 2, Električni strojevi, Osnove električnih strojeva, Osnove elektroenergetike i održivog razvoja, Zaštita i automatika električnih postrojenja. Autor je nekoliko znanstvenih radova objavljenih u stranim znanstvenim časopisima. Služi se engleskim jezikom u govoru i pismu.

POPIS OBJAVLJENIH RADOVA

1. Rojnić, M., Prenc, R., Bulat, H., & Franković, D. (2022). A comprehensive assessment of fundamental overcurrent relay operation optimization function and its constraints. *Energies*, 15(4), 1271.
2. Prenc, R., Rojnić, M., Franković, D., & Vlahinić, S. (2022). On the development of overcurrent relay optimization problem for active distribution networks. *Energies*, 15(18), 6528.
3. Rojnić, M., Prenc, R., Topić, D., & Saulig, N. (2023). Overcurrent relay optimization in a radial distribution network considering different fault locations. *Electrical Engineering*, 1-17.
4. Rojnić, M., Prenc, R., Topić, D., & Strnad, I. (2023). A new methodology for optimization of overcurrent protection relays in active distribution networks regarding thermal stress curves. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 152, 109216.