



UNIVERZITET U NOVOM SADU
FAKULTET TEHNIČKIH NAUKA U
NOVOM SADU



**PRORAČUN PODEŠENJA I KOORDINACIJE RELEJNE
ZAŠTITE U DISTRIBUTIVNIM SISTEMIMA SA
DISTRIBUIRANIM ENERGETSKIM RESURSIMA
ZASNOVANIM NA UREĐAJIMA ENERGETSKE
ELEKTRONIKE**

– doktorska disertacija –

Mentor

Dr Luka Strezoski, docent

Kandidat

Izabela Stefani

Novi Sad, 2021.

Врста рада:	Докторска дисертација
Име и презиме аутора:	Изабела Стефани
Ментор (титула, име, презиме, звање, институција)	Др Лука Стрезоски, доцент
Наслов рада:	Прорачун подешења и координације релејне заштите у дистрибутивним системима са дистрибуираним енергетским ресурсима заснованим на уређајима енергетске електронике
Језик публикације (писмо):	Српски, латиница
Физички опис рада:	Унети број: Страница: 81 Поглавља: 9 Референци: 59 Табела: 7 Слика: 48 Графикона: - Прилога: -
Научна област:	Електротехничко и рачунарско инжењерство
Ужа научна област (научна дисциплина):	Електроенергетика
Кључне речи / предметна одредница:	Дистрибутивне мреже, кратки спојеви, релејна заштита, дистрибуирани енергетски ресурси, прорачун подешења и координације заштите
Резиме на језику рада:	<p>У овој дисертацији је представљен унапређен метод за подешење и координацију релејне заштите у мрежама са великим бројем дистрибуираних енергетских ресурса (ДЕР) са најмодернијим технологијама. Дистрибутивне мреже више нису пасивне, оне постају активни системи у којима ДЕР имају свој допринос струји кратког споја који не може да се занемари. Прорачуни режима са кваром су један од основних енергетски прорачуна који се користе за димензионисање и проверу капацитета прекидачке опреме као и за прорачуне подешења и координацију релејне заштите. Прорачун подешења релејне заштите је заснован на прорачуну кратких спојева уз уважавање тачних модела ДЕР у режимима са кратким спојем. С обзиром на то, традиционални прорачуни који су базирани на принципима пасивних мрежа више нису примењиви</p> <p>Предложени метод се показао изузетно брзим и погодним за “on-line mode” дистрибутивног менаџмент система. Нумерички резултати на</p>

	примеру једне реалне дистрибутивне мреже јасно приказују предност предложеног метода у односу на постојеће методе за прорачуне подешења и координацију релејне заштите дистрибутивних мрежа.
Датум прихватања теме од стране надлежног већа:	
Датум одбране: (Попуњава одговарајућа служба)	
Чланови комисије: (титула, име, презиме, звање, институција)	Председник: Др Андрија Сарић, редовни професор Члан: Др Душко Бекут, редовни професор Члан: Др Предраг Видовић, ванредни професор Члан: Др Борис Думнић, ванредни професор Члан: Др Зоран Стојановић, ванредни професор Ментор, Др Лука Стразоски, доцент
Напомена:	

Document type:	Doctoral dissertation
Author:	Izabela Stefani
Supervisor (title, first name, last name, position, institution)	Assist. Prof. Luka Strezoski
Thesis title:	Settings and coordination of relay protection in distribution systems with inverter-based distributed energy resources
Language of text (script):	Serbian language, latin script
Physical description:	Number of: Pages 81 Chapters 9 References 59 Tables 7 Illustrations 48 Graphs - Appendices -

Scientific field:	Electrical and computer engineering
Scientific subfield (scientific discipline):	Power systems
Subject, Key words:	Distribution networks, short-circuits, relay protection, distributed energy resources, relay protection setting and coordination
Abstract in English language:	<p>In this dissertation, a novel method for relay protection setting and coordination in distribution networks with a large number of distributed energy resources (DER) is proposed. Distribution networks are no longer passive, they have become active systems where DER contribution to the short-circuit current cannot be neglected. Fault state calculation is one of the fundamental calculations used for sizing and checking the capacity of switching equipment as well as for relay protection setting and coordination analysis. The relay setting and coordination is based on the calculation of short circuits taking into account the correct DER models in a case of short-circuit. Thus, traditional calculations based on the principles of passive networks are no longer applicable.</p> <p>The proposed method proved to be extremely fast and suitable for the "online mode" of the distribution management system. The numerical results on the example of one real distribution network clearly show the advantage of the proposed method in relation to the existing, traditional methods for relay protection settings and coordination in distribution networks</p>
Accepted on Scientific Board on:	
Defended: (Filled by the faculty service)	
Thesis Defend Board: (title, first name, last name, position, institution)	<p>President: Prof. Dr. Andrija Saric</p> <p>Member: Prof. Dr. Dusko Bekut</p> <p>Member: Prof. Dr Predrag Vidovic</p> <p>Member: Prof. Dr Boris Dumnic</p> <p>Member: Prof. Dr. Zoran Stojanovic</p> <p>Mentor: Dr Luka Strezoski</p>
Note:	

SADRŽAJ

GLAVA 1.....	5
UVOD	5
1.1 PREGLED STANJA U OBLASTI.....	7
1.2 MOTIVACIJA ZA ISTRAŽIVANJEM.....	8
GLAVA 2.....	10
AKTIVNE DISTRIBUTIVNE MREŽE	10
2.1 STRUKTURA DISTRIBUTIVNIH MREŽA	10
2.2 ZAŠTITA DISTRIBUTIVNIH MREŽA	13
2.3 STRUKTURA I POGON RAZLIČITIH DER.....	15
2.3.1. Fotonaponske elektrane	15
2.3.2. Vetrogeneratori	16
2.3.3. Mikroturbine	19
2.3.4. Gorivne ćelije.....	19
2.3.5. Motori sa unutrašnjim sagorevanjem.....	20
2.3.6. Distribuirana skladišta energije.....	21
2.3.7. Podela DER prema načinu povezivanja na mrežu.....	22
2.3.8. Pravila za priključenje i rad DER priključenih na distributivnu mrežu.....	23
2.4 UZEMLJENJE DISTRIBUTIVNIH MREŽA	26
GLAVA 3.....	28
PREGLED ZAŠTITE DISTRIBUTIVNIH MREŽA I POSTOJEĆIH TRADICIONALNIH POSTUPAKA ZA PODEŠENJE I KOORDINACIJU ZAŠTITE U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA	28
3.1 PREGLED ZAŠTITE DISTRIBUTIVNIH MREŽA	28
3.1.1 Prekostrujni releji	28
3.1.2 Reklozeri.....	31
3.1.3 Osigurači.....	35
3.2 TRADICIONALNE METODE ZA IZBOR PODEŠENJA I KOORDINACIJU ZAŠTITE DISTRIBUTIVNIH MREŽA.....	36
3.2.1 Kriterijumi za podešenje i koordinaciju prekostrujnih zaštita u distributivnim mrežama.	37
3.2.2 Kriterijumi za koordinaciju dva osigurača.....	43
3.2.3 Kriterijumi za koordinaciju reklozera sa osiguračem.....	43
3.2.4 Koordinacija releja prema osigurača i reklozeru.....	46

3.3	UTICAJ DISTRIBUTIVNIH GENERATORA NA RAD PREKOSTRUIJNE ZAŠTITE.....	46
3.3.1	Uticaj DER na rad prekostrujnih zaštita u distributivnim mrežama.....	47
3.3.2	Uticaj DER na selektivnost prekostrujne zaštite	48
3.3.3	Uticaj DER na koordinaciju zaštite	49
3.4.	TRADICIONALNI MODELI DER ZA PRORAČUN REŽIMA SA KRATKIM SPOJEM ...	51
GLAVA 4.....	53	
MODELI DER ZA PRORAČUN REŽIMA DISTRIBUTIVNIH MREŽA S	MODELI DER ZA PRORAČUN REŽIMA DISTRIBUTIVNIH MREŽA S	
KRATKIM SPOJEVIMA	KRATKIM SPOJEVIMA	53
4.1	DER TIP 1: SINHRONA MAŠINA DIREKTNO PRIKLJUČENA NA MREŽU	53
4.2	DER TIP 2: ASINHRONA MAŠINA DIREKTNO PRIKLJUČENA NA MREŽU.....	54
4.3	DER TIP 3: DFIM.....	55
4.4	DER TIP 3-4: IBDER I DFIM U SLUČAJU USPEŠNE KONTROLE STRUJE KRATKOG SPOJA	56
GLAVA 5.....	61	
PRORAČUN REŽIMA AKTIVNE DISTRIBUTIVNE MREŽE SA	PRORAČUN REŽIMA AKTIVNE DISTRIBUTIVNE MREŽE SA	
KRATKIM SPOJEM	KRATKIM SPOJEM	61
GLAVA 6.....	64	
NOVI METOD ZA PRORAČUN PODEŠENJA I KOORDINACIJU	NOVI METOD ZA PRORAČUN PODEŠENJA I KOORDINACIJU	
RELEJNE ZAŠTITE U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA SA DER	RELEJNE ZAŠTITE U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA SA DER	64
6.1.	UNAPREĐENA METODA ZA PROVERU OSETLJIVOSTI I KOORDINACIJU ZAŠTITE U AKTIVNIM DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA	65
GLAVA 7.....	69	
NUMERIČKA VERIFIKACIJA PREDLOŽENE METODE ZA	NUMERIČKA VERIFIKACIJA PREDLOŽENE METODE ZA	
ADAPTIVNU RELEJNU ZAŠTITU DISTRIBUTIVNIH MREŽA SA DER	ADAPTIVNU RELEJNU ZAŠTITU DISTRIBUTIVNIH MREŽA SA DER	
69	69	
7.1	PODEŠENJE I PROVERA KOORDINACIJE OSNOVNI – REZERVNI RELEJ	69
7.2	PROVERA KOORDINACIJE OSIGURAČ - REKLOZER.....	73
7.3	VERIFIKACIJA NA REALNOJ MREŽI.....	75
7.4	DISKUSIJA DOBIJENIH REZULTATA	76
GLAVA 8.....	78	
ZAKLJUČCI.....	ZAKLJUČCI.....	78
GLAVA 9.....	79	
LITERATURA.....	LITERATURA.....	79

SRPSKE I ENGLLESKE SKRAĆENICE I TUĐICE

SRPSKE SKRAĆENICE

EES	Elektroenergetski sistem, u svim padežima i brojevima
DER	Distribuirani energetska resurs, u svim padežima i brojevima
DG	Distribuirani generator, u svim padežima i brojevima
DS	Distribuirano skladište, u svim padežima i brojevima
DG-DS	Dvosmerni (hibridni) DER, u svim padežima i brojevima
DMS	Distributivni menadžment sistem, u svim padežima i brojevima
HKM	Hibridni kompenzacioni metod
NN	Niski napon
SN	Srednji napon
SSKN	(Postupak) sumiranja struja i korekcija napona
USSKN	Unapređeni (postupak) sumiranja struja i korekcija napona
VN	Visoki napon
VVN	Vrlo visoki napon

ENGLLESKE SKRAĆENICE

AC	Alternating Current – Naizmjenična struja
BFS	Backward-Forward Sweep – „Čišćenje unapred-unazad”
CHP	Combined Heat and Power – Termoelektrana-toplana (generator toplotne i električne energije)
DC	Direct Current – Jednosmerna struja
DFIM	Doubly Fed Induction Machine – Asinhrona mašina dvostrukog napajanja
IBDER	Inverter Based Distributed Energy Resource – Na invertoru zasnovan distribuirani energetska resurs
EMS	Energy Management System – Sistem za vođenje tehničkih poslova u preduzeću za prenos električne energije
EVS	Equivalent Voltage Source – Ekvivalentan naponski generator
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
FRT	Fault Ride Through – Sposobnost DER da ostane u pogonu pri sniženim naponima izazvanim kratkim spojevima u mreži
LU	Lower-Upper (Factorization) – (Faktorizacija kvadratne matrice na) donju (L) i gornju (U) trougaonu matricu
LVRT	Low Voltage Ride Through – Sposobnost DER da ostane u pogonu pri sniženim naponima u normalnom pogonu, kao i u pogonu mreže s kratkim spojem
MPPT	Maximum power point tracking – tehnika koja se primenjuje kod vetro turbine i fotonaponskih sistema da bi se maksimizovala njihova izlazna snaga u svim uslovima
PEMFC	Proton exchange membrane fuel cells – ćelije s membranama kojima se obezbeđuje protok protona a sprečava protok elektrona
SCADA (system)	Supervisory, Control And Data Acquisition (system) – Sistem za daljinski nadzor, komandovanje i prikupljanje podataka

TUDICE

Chopper	Čoper – Noviji elektronski sistem za zaštitu konvertora na strani rotora mašine dvostrukog napajanja (DFIM) od velikih struja
Converter	Konvertor – u ovoj disertaciji se pod konvertorom podrazumeva pretvarač električne energije u električnu energiju zasnovan na energetskej elektronici
Crowbar	Kroubar – Stariji elektronski sistem za zaštitu konvertora na strani rotora mašine dvostrukog napajanja (DFIM) od velikih struja
Inverter	Invertor – uređaj za pretvaranje električne energije jednosmernog napona u električnu energiju naizmjeničnog napona

GLAVA 1

UVOD

Osnovni zadatak elektroenergetskog sistema jeste isporuka električne energije od mesta proizvodnje do mesta krajnje potrošnje. S obzirom da se bez električne energije ne može zamisliti funkcionisanje savremenog društva, pouzdanost, kvalitet, sigurnost i ekonomičnost u snabdevanju električnom energijom izuzetno su važni faktori u funkcionisanju jednog elektroenergetskog sistema. Da bi se zadovoljili ovi faktori, elektroenergetski sistem osim osnovnih elemenata: generatora, transformatora i vodova, sadrži i upravljačku opremu i sisteme zaštite. Upravljačka oprema omogućava da se električna energija isporučuje potrošačima u tehničkim granicama i zadovoljavajućeg kvaliteta, dok je zaštita sistema namenjena da brzo detektuje i eliminiše kvarove i opasna pogonska stanja sistema i na taj način smanji štetu koju bi ti kvarovi izazvali na elementima ili delovima elektroenergetskog sistema. Većina kvarova koji se pojavljuju u mreži su prolazne prirode i eliminišu se sami od sebe bez prekida napajanja ili uz kratke prekide, dok trajni kvarovi mogu izazvati duže prekide u napajanju. Da bi se izbeglo oštećenje elemenata ili delova elektroenergetskog sistema u slučaju kvara, potrebno je obezbediti pouzdanu i sigurnu zaštitu svih elemenata elektroenergetskog sistema. U slučaju kvara, zaštita reaguje na prekidač i izoluje element ili deo mreže pogođen kvarom, tako da ostatak sistema nastavlja normalno da funkcioniše i napaja preostale potrošače. Pravilno dizajnirani i koordinisati zaštitni sistemi su preduslov za siguran rad elektroenergetskog sistema, zaštitu elemenata sistema, osoblja, okoline i sistema u celini.

Zaštita celokupnog elektroenergetskog sistema od kvarova i opasnih pogonskih stanja se ostvaruje relejnom zaštitom. U ovoj disertaciji se razmatra zaštita distributivnog elektroenergetskog sistema sa velikom količinom distribuiranih energetske resursa (DER).

U distributivnom elektroenergetskom sistemu, razlikuje se nekoliko opasnih pogonskih stanja: nenormalno niski naponi (naponi koji su niži za 15% od nominalnog) koji nastaju kao posledica velikih opterećenja u mreži, nenormalno visoki naponi (naponi viši za 10% od nominalnog) koji mogu nastati kao posledica kvara ili neodgovarajuće regulacije napona, previsoka temperatura elementa usled preopterećenja ili kvara u sistemu hlađenja, pojava dozernog spoja, nesimetrično opterećenje generatora kao posledica prekida faza u elektroenergetskom sistemu.

Najčešći kvarovi u distributivnom elektroenergetskom sistemu su kratki spojevi (jednopolni, dvopolni i tropolni) i prekidi provodnika. Kvarovi u nadzemnim mrežama najčešće nastaju kao posledica atmosferskog pražnjenja (preskok i proboj izolatora), boravka životinja u postrojenjima, nekontrolisan rast drveća na trasi dalekovoda, kao i mehaničko oštećenje vodova.

Navedeni kvarovi i opasna pogonska stanja mogu dovesti do razaranja, mehaničkog i termičkog naprezanja elementa ili dela elektroenergetskog sistema koji su pogođeni kvarom i do poremećaja funkcionalnosti ostalog dela elektroenergetskog sistema koji nije zahvaćen kvarom. Stoga je osnovni cilj relejne zaštite brza eliminacija odnosno, isključenje elementa i/ili dela elektroenergetskog sistema sa kvarom uz očuvanje funkcionalnosti „zdravog“ dela distributivnog elektroenergetskog sistema.

S obzirom na pomenutu, izuzetno značajnu ulogu koju relejna zaštita ima u funkcionisanju distributivnog elektroenergetskog sistema, od suštinskog je značaja izabrati, podesiti i koordinisati zaštitu svakog elementa u elektroenergetskom sistemu na ispravan način. Režim distributivne mreže sa kratkim spojem zavisi od strukture i topologije distributivne mreže, uzemljenja neutralne tačke (režim sa zemljospojem), karakteristika potrošača, transformatora i doprinosa DER u slučaju kvara.

Tradicionalne distributivne mreže su se sastojale isključivo od pasivnih potrošača, sekcija vodova, transformatora, baterija kondenzatora, prigušnica, itd. Električna energija, tradicionalno, nije proizvođena u distributivnim mrežama. Tokovi aktivnih snaga u distributivnim mrežama su bili usmereni isključivo od napojnih transformatora prema potrošačima. Slično, struje kratkih spojeva su bile usmerene isključivo od napojnih transformatora prema mestima kratkih spojeva, pa su u skladu s tim ustanovljeni modeli relejne zaštite i procedure za izbor podešenja. Ovi modeli i procedure uspešno se koriste više decenija u nazad, bez značajnih promena.

Međutim, u poslednjih deset godina ovaj koncept se značajno menja usled integracije sve većeg broja DER. DER mogu biti distribuirani generatori električne energije (DG), distribuirana skladišta (DS), kao i njihova kombinacija – dvosmerni (hibridni) DER (DG-DS). Na taj način tradicionalne (pasivne) distributivne mreže postaju aktivne, odnosno postaju distributivni sistemi. Upravo takve mreže – sistemi podrazumevaće se pod terminom „distributivna mreža“ u tekstu koji sledi (ako se drugačije ne naglasi). DG su uglavnom locirani u blizini potrošača, tako da se investicije u prenosnu i distributivnu mrežu, kao i gubici električne energije u celom elektroenergetskom sistemu, mogu redukovati. S druge strane, višak energije se može skladištiti u DS i kasnije koristiti u periodima povećane potrošnje. Većina savremenih DER ima mogućnost proizvodnje/apsorpcije reaktivne snage, što može da pomogne u održavanju kvalitetnog naponskog profila distributivne mreže. Dodatno, DER zasnovani na obnovljivim izvorima energije, kao što su sunce i vetar, doprinose borbi protiv zagađenja okoline (emisije karbon dioksida – CO₂).

Međutim, pored koristi, priključenje DER u distributivnu mrežu je praćeno i ozbiljnim izazovima. Distributivne mreže više nisu pasivne, one postaju aktivni sistemi. Takođe, u slučaju kratkih spojeva, DER imaju svoj doprinos koji ne može da se zanemari. Stoga, tokovi struja kratkih spojeva u aktivnim distributivnim mrežama znatno su složeniji u poređenju s tokovima struja tradicionalnih, pasivnih distributivnih mreža. Pored toga, većina savremenih DER ne može da se prikaže modelima klasičnih naizmeničnih mašina, niti u normalnim režimima, niti u režimima s kratkim spojevima. Ovim DER se najčešće mogu kontrolisati njihove struje (ograničiti na predefinisane vrednosti) u režimima distributivnih mreža s kratkim spojevima. Takođe, poslednjih godina povezivanje DER preko uređaja energetske elektronike postalo je veoma popularno, uglavnom zbog činjenice da to omogućava mnogo bolju kontrolu DER kako u normalnim uslovima, tako i u uslovima sa kvarom [1-3]. Nove vrste DER mogu biti povezani delimično preko uređaja energetske elektronike (dvostruko napajane indukciono mašine – “Doubly Fed Induction Machines – DFIM”) ili potpuno povezani preko uređaja energetske elektronike (DER povezani preko invertora – “Inverter Based DERs – IBDER”). Odzivi ovih DER u slučaju kvara u mreži, suštinski se razlikuju od odziva tradicionalnih sinhronih / asinhronih mašina [1-3].

Odziv DFIM u slučaju kvara zavisi od ozbiljnosti kvara i od uređaja koji se koristi za zaštitu energetske elektronike [4, 5]. U slučaju ozbiljnih kvarova, zaštita energetske elektronike kratko spoja rotor i odziv DFIM postaje isti kao kod tradicionalne asinhrono mašine [4, 6]. Međutim, kada kvar nije ozbiljan (kvarovi koji se nalaze električno udaljeni od mašine), DFIM uspeva da održi kontrolu pre kvara sa strujom jednakom njegovoj struji nominalne vrednosti

[4-6]. S druge strane, IBDER su potpuno povezani na mrežu preko uređaja energetske elektronike, tako da se njihov odziv u slučaju kvara uvek kontroliše i ograničava na unapred definisane vrednosti. Dakle, elektronski povezani DER ne mogu biti predstavljeni tradicionalnim modelima u proračunima distributivnih mreža sa kvarovima.

Proračun podešenja i koordinacije relejne zaštite distributivnih mreža u potpunosti je zasnovan na rezultatima proračuna distributivne mreže sa kvarom. Samim tim, velika količina DER u distributivnim mrežama značajno komplikuje proračun podešenja i koordinacije relejne zaštite, odnosno tradicionalni metodi postaju neodgovarajući.

Kako bi se prevazišli ovi izazovi, u ovoj disertaciji je predložen novi metod za adaptivnu relejnu zaštitu, odnosno za proračun podešenja i analizu koordinacije relejne zaštite u mrežama sa velikim brojem DER povezanih preko uređaja energetske elektronike.

1.1 PREGLED STANJA U OBLASTI

Precizne metode za podešenje i koordinaciju relejne zaštite pasivnih distributivnih mreža estabrirane su i uspešno se koriste u poslednjih nekoliko decenija [7, 8]. Međutim, sa pojavom DG zasnovanih na sinhronim / asinhronim mašinama direktno povezanim na mrežu, ove metode su postale neprimenjive [9-11]. DG mogu izazvati nekoliko problema koji nisu postojali u pasivnim mrežama, kao što su ostrvski rad i “zaslepljivanje” zaštitnih uređaja [12, 13]. Zbog toga su u [9-11] razvijene nove metode relejne zaštite za distributivne mreže sa sinhronim / asinhronim mašinama direktno povezanim na mrežu. Međutim, ove metode ne uzimaju u obzir DER povezane na mrežu preko uređaja energetske elektronike.

Kako se IBDER ne mogu integrisati u tradicionalne proračune kvarova, nove metode proračuna distributivnih mreža sa kvarovima koje sadrže IBDER razvijene su u [14-17]. U većini ovih radova IBDER su modelovani kao konstantni izvori struje gde su struje u fazi sa naponima u tačkama priključenja na mrežu. Međutim, u pravilima o pogonu distributivnih mreža (“Distribution Codes”), jasno su definisani zahtevi (“Fault Ride Through – FRT”), kojima se od IBDER zahteva da u slučaju kvara ostanu priključeni na mrežu i injeckiranjem reaktivne snage (struje) pomognu bržem oporavku mreže od kvara [18-20]. Zbog toga modeli IBDER moraju uzeti u obzir ove zahteve [18-20]. S druge strane, proračuni kvarova za distributivne mreže sa DFIM razvijeni su u [21-23]. Međutim, u ovim referencama se pretpostavlja da će DFIM uvek izgubiti kontrolu tokom kvara, pa su stoga predstavljeni jednostavnim modelima tradicionalnih asinhronih mašina. U referenci [15] je pokazano da ova pretpostavka može prouzrokovati ozbiljne računске greške u slučajevima blagih kvarova (kvarova koji su električno udaljeni od DFIM), jer u tim slučajevima DFIM mogu da zadrže kontrolu svojih struja, na mnogo nižim vrednostima. Iz ovog razloga, u svrhu proračuna podešenja i koordinacije relejne zaštite, modelovanje DFIM u slučaju kvara mora biti vrlo precizno i uzeti u obzir i ozbiljne i blage slučajeve kvara u odnosu na svaki DFIM.

U referencama [24-26] su predložene nove metode relejne zaštite za distributivne sisteme sa IBDER. Međutim, ove reference su zasnovane na vrlo nepreciznim modelima IBDER, jer pretpostavljaju samo da su struje kvara IBDER ograničene na module jednake 1.5 puta njihovih nominalnih struja i ne uzimaju u obzir FRT zahteve za injeckiranjem reaktivne snage tokom kvara. Pored toga, metode relejne zaštite predložene u ovim referencama zasnivaju se na pretpostavci da se zaštitni uređaji dodaju na skoro sve sekcije vodova u sistemu.

Iako bi ovakva praksa sigurno obezbedila pouzdan rad sistema, dodavanje toliko zaštitnih uređaja bilo bi izuzetno skupo, pa stoga nije realno očekivati takve mogućnosti u distributivnim mrežama. Uobičajena praksa u distributivnim mrežama je postavljanje zaštitnih uređaja na početku fidera, a u slučaju veoma dugih fidera, zaštitni uređaji se mogu postaviti i na sredini fidera, kao i na početke nekih kritičnih laterala, ali nikako na sve sekcije u mreži [7, 8].

U [21, 27-29] su predložene metode relejne zaštite za distributivne mreže sa DFIM. Međutim, slično prethodno navedenim metodama za proračune kvarova ovakvih mreža, u referencama [21, 27, 29] se pretpostavlja da DFIM uvek gube kontrolu struje kvara i modeluju se kao asinhronne mašine, u svakom slučaju. Samo u referenci [28] navodi se da će tokom blagih kvarova DFIM uspeti da održi kontrolu struje kvara, ali modeli predloženi u ovoj referenci razvijeni su u vremenskom domenu, pa bi stoga proračuni kvara sa ovim modelima bili izuzetno dugotrajni i neprimenljivi za metode relejne zaštite u realnim mrežama velikih dimenzija. Konačno, metode predložene u [21, 27-29] takođe se zasnivaju na pretpostavci da zaštitni uređaji postoje na skoro svakoj sekciji u distributivnoj mreži, što nije realno očekivati.

1.2 MOTIVACIJA ZA ISTRAŽIVANJEM

Motivacija za ovo istraživanje jeste činjenica da ne postoji praktično primenljiva metoda za proračun podešenja i koordinaciju relejne zaštite u distributivnim mrežama sa velikim brojem DER povezanim na mrežu preko uređaja energetske elektronike (DFIM i IBDER). Stoga su glavni ciljevi disertacije sledeći:

1. Unaprediti modele za DFIM i IBDER predložene u [30, 31], tako da budu pogodni za potrebe podešenja i koordinacije relejne zaštite, odnosno da omogućue vrlo precizne rezultate u slučajevima kako ozbiljnih, tako i blagih kvarova;
2. Na osnovu razvijenih modela, razviti praktično primenjivu metodu za podešenje i adaptivnu koordinaciju zaštitnih uređaja, koja ne zahteva velika ulaganja u nove uređaje, ali je istovremeno dovoljno brza, precizna i sposobna da otkloni kvarove bilo gde u mreži.

Predložena metoda iterativno izračunava stanje mreže sa kvarom i na osnovu rezultata svake iteracije prilagođava modele IBDER i DFIM. Na taj način, predloženom metodom je moguće precizno izračunati struje kvara kroz zaštitne uređaje i njihova podešavanja iterativno prilagoditi. U svakoj iteraciji, ozbiljnost kvara u odnosu na svaki DER procenjuje se na osnovu pada napona na njihovim priključcima na mrežu, a modeli se prema tome prilagođavaju. Pored toga, predložena metoda uzima u obzir vremena isključenja DER na osnovu FRT zahteva i prema tome konstruiše odgovarajuće vremenske intervale. Konačno, metoda prilagođava proračunate struje kvara kroz zaštitne uređaje u skladu sa konstruisanim vremenskim intervalima, što osigurava visok nivo tačnosti.

Doprinosi metode za adaptivnu relejnu zaštitu predloženu u ovoj disertaciji su sledeći:

- 1) Metoda koristi modele IBDER zasnovane na FRT zahtevima za injektiranje reaktivne struje. Ovi modeli se iterativno unapređuju da zadovolje zahteve sa visokom preciznošću;

- 2) Metoda koristi modele DFIM uzimajući u obzir i ozbiljne i blage kvarove u odnosu na svaki DFIM, a na osnovu težine kvara ovi modeli se iterativno prilagođavaju da precizno prikažu svaki mogući slučaj;
- 3) FRT zahtevi za vremena isključenja svih IBDER i DFIM uzimaju se u obzir u predloženoj metodi;
- 4) Na osnovu vremena isključenja DER konstruišu se vrlo precizni vremenski intervali, u kojima se struje kvara kroz zaštitne uređaje mogu znatno promeniti, pre nego što zaštita odreaguje. Na osnovu ovih vremenskih intervala i odgovarajućih vrednosti struje kvara, vremena reagovanja releja se iterativno preračunavaju, što znatno doprinosi preciznosti proračuna;
- 5) Predložena metoda je brza i pogodna za industrijske aplikacije mreža velikih dimenzija.

Ostatak disertacije je organizovan kako sledi. U glavi 2 opisana je struktura aktivnih distributivnih mreža. U glavi 3 dat je pregled metoda za zaštitu tradicionalnih distributivnih mreža. U glavama 4 i 5 prikazani su modeli DER i proračun aktivne distributivne mreže sa kvarom, respektivno. U glavi 6 prikazana je predložena metoda adaptivne relejne zaštite u aktivnim distributivnim mrežama sa velikom količinom DER. U glavi 7 je data numerička verifikacija predložene metode, dok su zaključci disertacije dati u glavi 8. Korišćena literatura navedena je u glavi 9.

GLAVA 2

AKTIVNE DISTRIBUTIVNE MREŽE

Struktura elektroenergetskog sistema, pa i distributivne mreže kao dela elektroenergetskog sistema, sastavljena je iz više nivoa. Prvi i osnovni nivo čine osnovni elementi elektroenergetskog sistema, odnosno generatori, transformatori, vodovi i potrošači, kao i rasklopna oprema. Drugi nivo obuhvata upravljačku opremu koja pomaže da se električna energija isporučuje potrošačima u tehničkim granicama i zadovoljavajućeg kvaliteta. Konačno, postoji i zaštitni nivo, kao treći nivo koji obuhvata zaštitnu opremu namenjenu da brzo detektuje kvarove i nenormalna pogonska stanja sistema i deluje na otvaranje prekidača ne bi li isključila deo mreže pogođen kvarom i time sprečila moguću štetu na elementima ili delovima elektroenergetskog sistema. Osnovni ciljevi zaštite jednog elektroenergetskog sistema su da tačno detektuje kvar ili nenormalno pogonsko stanje, a zatim brzo odreaguje bez velikih poremećaja u radu elektroenergetskog sistema. Da bi se zadovoljili ovi ciljevi, zaštita elektroenergetskog sistema mora da bude precizno izabrana, dizajnirana i podešena. Potrebno je detaljno analizirati sve moguće kvarove i/ili nenormalna pogonska stanja koja se mogu pojaviti u sistemu, kao i očekivano delovanje zaštite u tim slučajevima.

U ovoj glavi je dat opis strukture distributivnih mreža i njenih osnovnih elemenata, kao i struktura i pogon različitih vrsta DER, u cilju utvrđivanja matematičkih modela elemenata distributivnih mreža za proračun režima distributivnih mreža u slučaju kvarova (kratkih spojeva) i analize rada i proračun podešenja relejne zaštite u distributivnim mrežama.

2.1 STRUKTURA DISTRIBUTIVNIH MREŽA

Deo elektroenergetskog sistema (EES) kojim se električna energija, preuzeta iz prenosnih ili sub-prenosnih mreža, prenosi i distribuira do krajnjih potrošača, čini distributivnu mrežu. Tipične vrednosti napona distributivnih mreža u zemljama Evrope i zemljama Severne Amerike su date u tabeli ispod.

Tabela 2.1: Tipične vrednosti napona u distributivnim mrežama

	Visoki napon (VN) [kV]	Srednji napon (SN) [kV]	Niski napon (NN) [kV]
Evropa	132, 110	33, 20, 10, 11, 6.6	0.4
Severna Amerika	69	34.5, 24.94, 13.8, 13.2, 12.47, 4.16	0.4

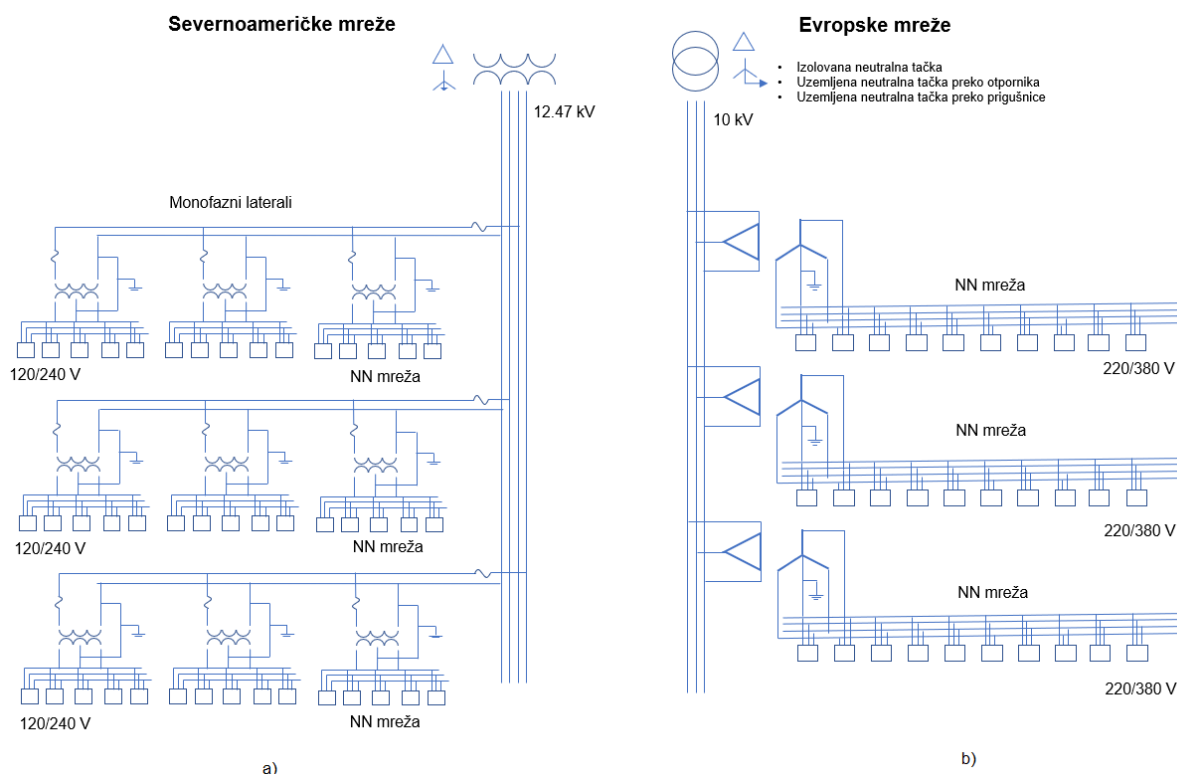
Električna energija se iz trofazne sub-prenosne mreže preuzima trofaznim napojnim transformatorima VN/SN koji napajaju trofazne SN vodove. Trofazni SN vodovi napajaju trofazne distributivne transformatore SN/NN koji napajaju trofazne NN vodove. Većina

potrošača (domaćinstva, radnje,...) se napaja električnom energijom preko NN vodova, dok se veći potrošači (industrija, fabrike,...) mogu napajati direktno sa SN vodova.

Sub-prenosna mreža VN negde pripada prenosnoj, a negde distributivnoj mreži, pa samim tim sub-prenosnom mrežom upravljaju preduzećima za prenos električne energije, ili preduzeća za distribuciju električne energije. Isti je slučaj i s napojnim transformatorima (transformatorskim stanicama) VN/SN. Mreže SN i NN, do brojila električne energije, pripadaju distributivnoj mreži i njima upravljaju preduzeća za distribuciju električne energije. Brojila električne energije ponegde pripadaju individualnim potrošačima, a težnja je da ih preuzmu preduzeća za distribuciju električne energije. Električne instalacije unutar individualnih potrošača pripadaju isključivo tim potrošačima.

Dakle, mrežom jednog preduzeća za distribuciju električne energije mogu da budu obuhvaćeni: 1) transformatori VN/SN, 2) mreže SN, 3) transformatori SN/NN i 4) mreže NN sa uključenim brojilima električne energije individualnih potrošača. Nije redak slučaj da tim preduzećima pripadaju i sub-prenosne mreže, ili delovi tih mreža.

Struktura distributivnih mreža se razlikuje širom sveta. Dve osnovne strukture distributivnih mreža su evropska i severnoamerička, prikazane na slici 2.1.



Slika 2.1 – Struktura distributivnih mreža: a) severnoamerička, b) evropska

Distributivne mreže evropskog tipa karakterišu kraći trofazni srednjenaponski izvodi sa manje ogranaka. Snage distributivnih transformatora su u rasponu od 300 do 1000kVA i napajaju veća potrošačka područja niskog napona. Za razliku od evropskih, distributivne mreže severnoameričkog tipa imaju duže srednjenaponske izvode sa više monofaznih ogranaka. Snage distributivnih transformatora su od 25 do 50kVA jer napajaju manja potrošačka područja

niskog napona. Standardizovane vrednosti niskih napona severnoameričkih mreža su 120/240 V, dok su u mrežama evropskog tipa tipične vrednosti 220/380 V.

S obzirom da su srednjenaponski izvodi severnoameričkih mreža dugački sa više ogranaka, upotreba osigurača na početku laterala i reklozera je uobičajena da bi se obezbedila pouzdana zaštita celog izvoda za razliku od evropskih mreža gde je za zaštita izvoda dovoljno konfigurisati zaštitu na početku izvoda.

Kao što je rečeno u uvodu, u proteklim decenijama sve je češća pojava DER koji se priključuju na mreže SN i NN. Snage DER se nalaze u širokom opsegu od nekoliko kVA do nekoliko MVA, pa i desetina MVA. DER manjih snaga se priključuju na mrežu NN, a većih na mrežu SN i sub-prenosnu mrežu. Kada su u pitanju DG, za njihov pogon se koriste dizelmotori, vodotokovi, vetar, sunce, itd. Opis strukture DER (DG i DS), kao i njihovog načina rada, predmet je dela 2.2.

Zbog ogromnog broja čvorova mreže jednog distributivnog preduzeća, problem njenog proračuna obično se postavlja za deo, a ne za celu mrežu. Modelovanje i proračun distributivnih mreža su uglavnom sledeći [32-35]:

- Sub-prenosna mreža VN i mreža SN koja se napaja sa transformatora VVN/VN (glavni izvor sub-prenosne i mreže SN, gde je VVN skraćenica za vrlo visoki napon). Njeni potrošači jesu sabirnice SN distributivnih transformatora SN/NN kojima se električna energija preuzima s tih mreža i dalje distribuira potrošačkim područjima NN koja se s njih napajaju (redak slučaj).
- Mreža SN koja se napaja sa jednog napojnog transformatora – glavni izvor mreže SN. Njeni potrošači jesu sabirnice SN ili NN distributivnih transformatora kojima se električna energija preuzima s tih mreža i dalje distribuira potrošačkim područjima NN koja se s njih napajaju (vrlo čest slučaj).
- Više mreža SN koje se napajaju sa istog napojnog transformatora – glavni izvor mreža SN. Njeni potrošači su opisani u prethodnom slučaju (vrlo čest slučaj).
- NN mreža koja se napaja sa jednog distributivnog transformatora – glavni izvor mreže NN. Njeni potrošači jesu individualni potrošači (vrlo čest slučaj).
- Cela mreža SN i NN koja se napaja sa jednog napojnog transformatora – glavni izvor mreže (redak slučaj).

Radi obrade strukture distributivnih mreža u narednom tekstu se utvrđuje nekoliko definicija.

Definicija 2.1.1 – Staza distributivne mreže jeste skup rednih elemenata kojima su povezana dva čvora.

Definicija 2.1.2 – Staza distributivne mreže koja počinje i završava u istom čvoru, ili počinje u jednom glavnom izvoru i završava u drugom glavnom izvoru, jeste petlja distributivne mreže.

Definicija 2.1.3 – Radijalna distributivna mreža jeste mreža u kojoj nema petlji.

Definicija 2.1.4 – Upetljena distributivna mreža jeste mreža u kojoj ima petlji.

Sub-prenosne mreže VN su još uvek uglavnom upetljane. Distributivne mreže su uglavnom radijalne, s malim brojem izuzetaka. Radijalne distributivne mreže su ekonomičnije sa stanovišta izgradnje, ali su manje pouzdane.

Petlje u distributivnim mrežama se pojavljuju retko. Evo nekoliko izuzetaka:

- Situacija trajnog pogona kada se sa dva ili više paralelno povezanih distributivnih transformatora napaja mreža NN.
- Situacija trajnog pogona dva ili više paralelno povezanih vodova SN.
- Privremeni paralelan pogon dva napojna transformatora VN/SN radi prebacivanja napajanja dela mreže SN (jedan ili više vodova SN) sa jednog na drugi napojni transformator, bez prekida napajanja potrošača vodova.
- Privremena petlja u toku prebacivanja dela potrošnje s jednog voda na drugi vod SN bez prekida napajanja potrošača oba voda.
- Upetljena gradska mreža NN koja se napaja s nekoliko distributivnih transformatora.

U ovoj disertaciji se razmatraju aktivne, neuravnotežene trofazne, radijalne i slabo upetljane distributivne mreže velikih dimenzija, sa jednim korenom i proizvoljnim brojem DER.

2.2 ZAŠTITA DISTRIBUTIVNIH MREŽA

Osnovni zadatak svakog distributivnog sistema je da obezbedi pouzdanu i sigurnu isporuku električne energije svakom potrošaču onoliko i kada je potrebno. Bez obzira koliko dobro je distributivna mreže dizajnirana i izgrađena, kvarovi u distributivnim mrežama se dešavaju i mogu predstavljati rizik kako za život ljudi u okolini tako i za opremu distributivnog sistema. Stoga, zaštitni sistem, koji detektuje kvarove i brzo isključuje deo sistema sa kvarom, predstavlja značajni, integralni deo svakog distributivnog sistema.

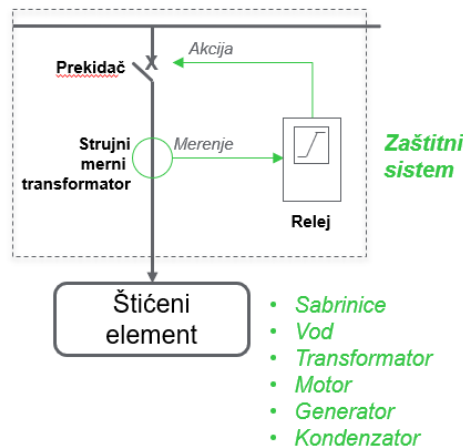
Da bi se obezbedila pouzdana i sigurna zaštita distributivnog sistema, osnovni kriterijumi koje mora da zadovolji svaki zaštitni sistem su:

- Pouzdanost – podrazumeva da se zaštitom deluje kada treba u slučaju pojave kvara.
- Sigurnost – podrazumeva da se zaštitom neće delovati u normalnim pogonskim uslovima.
- Brzina delovanja – zahteva se brzo reagovanje zaštite da bi se kvar brzo eliminisao i tako izbegla moguća oštećenja elemenata sa kvarom.
- Selektivnost – zahtev da se u slučaju kvara izoluje samo element ili deo elektroenergetskog sistema sa kvarom, dok ostali deo elektroenergetskog sistema ostaje u normalnom pogonu.
- Osetljivost – svaki kvar u sistemu se manifestuje pogonskim stanjem sa kvarom koje odstupa od normalnog pogonskog stanja. Odnosno, veličine kao što su struja, napon, frekvencija (koje definišu stanje sistema) odstupaju od normalnih

pogonskih vrednosti. Sa pojavom različitih vrsta kvarova ta odstupanja mogu biti manja ili veća. Osetljivost zaštite je osobina koja podrazumeva da se zaštitom deluje i u slučaju kvarova kada su ta odstupanja minimalna i neznatna u odnosu na normalno pogonsko stanje. Sa druge strane, u slučaju dozvoljenih preopterećenja (to je pogon koji kratko traje), vrednosti normalnih pogonskih stanja mogu biti približno iste kao i slučaju kvara i u tim slučajevima zaštita ne treba da deluje odnosno, mora biti neosetljiva na dozvoljena preopterećenja u sistemu.

- Cena – podrazumeva maksimalnu zaštitu elemenata uz minimalnu cenu.

Pod pojmom relejna zaštita podrazumeva se skup uređaja (relej, merni transformatori, prekidač) koji se koriste za zaštitu elementa ili dela elektroenergetskog sistema (sabirnice, vodovi, transformatori, generatori, motori, kondenzatori).



Slika 2.2 – Zaštitni sistem

U zavisnosti od konstrukcije razlikuju se elektromehanički, statički i mikroprocesorski releji.

U mrežama američkog tipa za zaštitu distributivnih vodova koriste se još i osigurači i reklozeri.

Zaštita distributivnih mreža mora biti tako dizajnirana i podešena da obezbedi pouzdanu i sigurnu zaštitu svakog elementa distributivne mreže.

Element ili deo distributivnog elektroenergetskog sistema koji se štiti odgovarajućim relejom, predstavlja zonu šticeanja tog releja. Drugim rečima, svaki kvar koji se javi unutar zone šticeanja releja, mora biti detektovan i eliminisan tim relejom. Ta zona se tada naziva osnovna zona šticeanja releja. Međutim, neki releji u sistemu mogu da detektuju i kvarove van osnovne zone šticeanja, obično u susednim zonama i tada predstavljaju rezervnu zaštitu elemenata u susednoj zoni. Osetljivost releja u osnovnoj i rezervnoj zoni zavisi od vrednosti podešavanja releja i od vrednosti struja kvara u osnovnoj i rezervnoj zoni. Da bi se ostvarila dovoljna osetljivost releja za različite vrste kvarova u zoni šticeana i da bi se izbeglo nepotrebno delovanje zaštitom u normalnim uslovima rada, potrebno je adekvatno podesiti releje. Za pravilan izbor

podešenja releja potrebno je analizirati normalan režim i režim sa kratkim spojem.

Struja kvara zavisi od strukture i topologije distributivne mreže, uzemljenja neutralne tačke u slučaju kvarova sa zemljom, kao i karakteristika DER koji su priključeni na distributivnu mrežu. Zaštita distributivnih mreža mora biti tako dizajnirana i podešena da obezbedi pouzdanu i sigurnu zaštitu svakog elementa distributivne mreže u svim uslovima rada, pa i u slučaju velikog broja DER priključenih na distributivnu mrežu. Uticaj DER na vrednosti struje kratkih spojeva i osetljivost i podešenje zaštite je posebno obrađeno u ovoj disertaciji u narednim poglavljima.

2.3 STRUKTURA I POGON RAZLIČITIH DER

Tradicionalni načini proizvodnje električne energije, kao što su hidroelektrane, elektrane na fosilna goriva, nuklearne i ostale elektrane koje su zasnovane na sinhronim generatorima direktno povezanim na mrežu, neće biti posebno opisani u ovom poglavlju. Struktura i način rada tradicionalnih generatora se mogu naći u bilo kom udžbeniku analize EES [32, 33]. Njihovi matematički modeli za proračun kratkih spojeva biće vrlo kratko obrađeni u glavi 4 radi kompletnosti izlaganja. U nastavku ovog dela biće opisana struktura i način rada savremenih DER povezanih na mrežu drugačije od tradicionalnih generatora. Ova izlaganja su zasnovana na referencama [30-43]. Njihovi matematički modeli za proračun kratkih spojeva biće obrađeni takođe u glavi 4.

Na svim slikama u ovoj glavi, za svaki uređaj energetske elektronike biće korišćen opšti termin „pretvarač“. Sa same slike i teksta koji je prati biće jasno o kom se uređaju radi (pretvarač prema mreži ili mašini, DC–DC, DC–AC, AC–DC pretvarač, inverter, ispravljajč itd.).

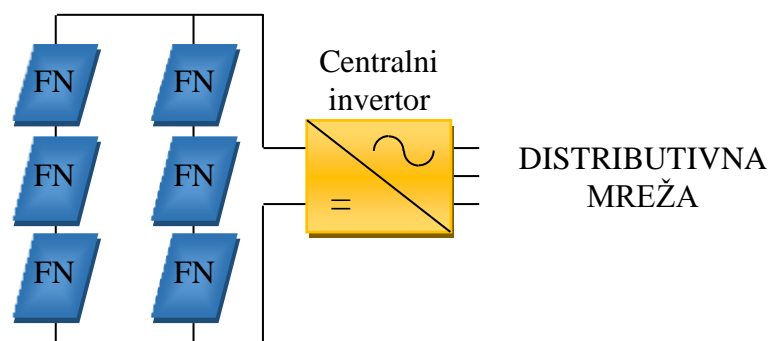
2.3.1. Fotonaponske elektrane

Fotonaponske elektrane proizvode električnu energiju iz sunčeve energije, uz pomoć fotonaponskih ćelija. Proizvodnja električne energije uz pomoć fotonaponskih ćelija se zasniva na procesu koji se naziva fotonaponski efekat. Step en iskorišćenja jedne fotonaponske ćelije je između 15% i 20%. Da bi se proizvela veća količina električne energije, prave se fotonaponski paneli od većeg broja fotonaponskih ćelija. Tipično, jedan fotonaponski panel se izrađuje od 36 do 72 fotonaponske ćelije. Površina panela se kreće u opsegu od 0,5 do 1m² i tipično se njime proizvodi oko 150W/m² električne energije u uslovima najveće osunčanosti. Više grupisanih panela formira fotonaponski system jedinstvenih naponskih i strujnih karakteristika koji se priključuju na distributivnu mrežu. S obzirom da se fotonaponskim sistemima proizvodi jednosmeran (DC) napon, za povezivanje ovih sistema na distributivnu mrežu naizmeničnog (AC) napona potrebni su invertori kojima se jednosmerni napon transformiše u naizmenični.

U većini slučajeva potrebno je proizvedeni jednosmerni napon podići na višu vrednost uz pomoć DC-DC pretvarača. Sem toga, specijalizovani upravljački algoritmi su takođe

ugrađeni u DC-DC pretvarače kako bi se obezbedila maksimalna izlazna stanga fotonaponskog sistema za različite vremenske uslove. Upravljanje izlaznom strujom fotonaponskog sistema je moguće preko invertora, čak i slučajevima kratkog spoja u mreži. Kontrola modula struje kratkog spoja, kao i odnosa aktivnog i rekativnog dela struje kratkog spoja su deo funkcionalnosti invetora koje je važno uvažiti u procesu izvođenja matematičkog modela DER, što je detaljnije obrađeno u narednoj glavi.

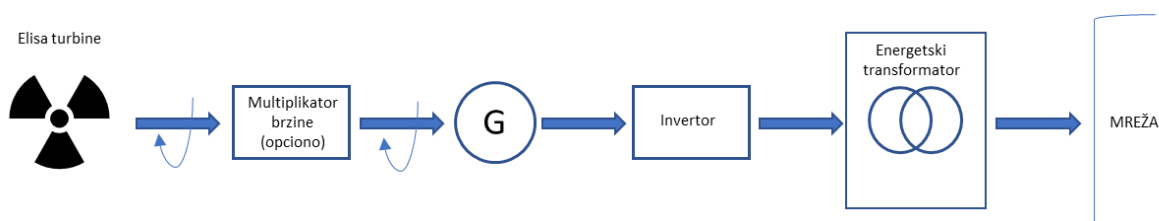
Postoji više različitih konfiguracija fotonaponskih sistema. Na slici 2.3 je prikazana jedna konfiguracija gde je fotonaponski sistem struktuiran od više fotonaponskih panela koji su međusobno povezani redno ili paralelno. Za priključenje ovog fotonaponskog sistema na mrežu koristi se jedan centralni trofazni inverter. Ostale konfiguracije i njihova objašnjenja mogu da se nađu u referenci [2].



Slika 2.3 – Fotonaponski sistem povezan na mrežu preko centralnog trofaznog invertora

2.3.2. Vetrogeneratori

Osnovne komponente vetrogeneratora su: elisa, multiplikaotr brzine (gear box), generator, uređaj energetske elektronike (inverter) i energetske transformator, kao što je prikazano na slici 2.4. Kinetička energija vetra se transformiše u mehaničku energiju pomoću elise vetroturbine,. Mehanička energija se transformiše u električnu pomoću generatora, koji mogu biti sinhroni ili asinhroni. Vetrogeneratori se na mrežu priključuju preko energetskog transformatora direktno ili preko uređaja energetske elektronike.

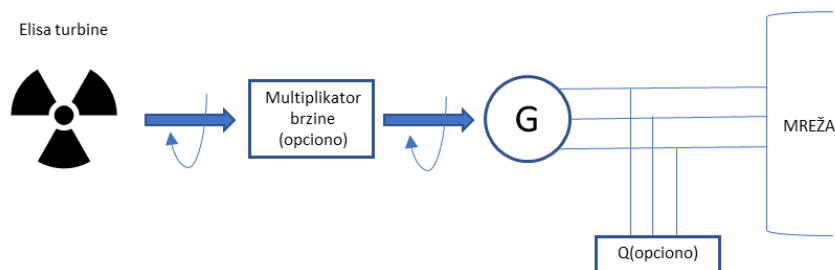


Slika 2.4 – Komponente vetrogeneratora

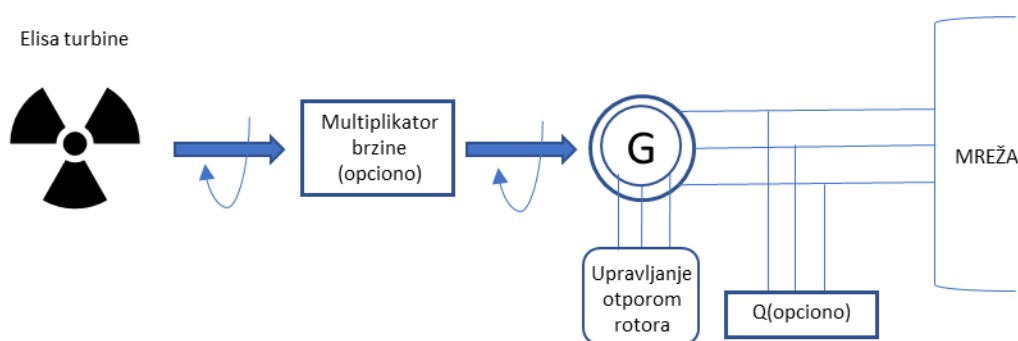
Postoji četiri tipa vetrogeneratora koji se svrstavaju u sledeće tri kategorije: 1) vetrogeneratori direktno povezani na mrežu, 2) vetrogeneratori povezani na mrežu delimično preko uređaja energetske elektronike, 3) vetrogeneratori povezani na mrežu potpuno preko uređaja energetske elektronike.

U prvu kategoriju spadaju vetrogenerator tipa 1, gde se kao generator koristi kavezni asinhroni generator i vetrogenerator tipa 2, gde se kao generator koristi asinhroni generator s

namotanim rotorom i spoljnim otpnikom u kolu rotora (slika 2.5). Vetrogeneratori tipa 1 i 2 su direktno povezani na mrežu bez uređaja energetske elektronike. Uređaj energetske elektronike se koristi samo za povezivanje spoljnog otpornika u kolu rotora. Vetrogeneratori tipa 1 i 2 troše reaktivnu snagu iz mreže ili iz priključene kondenzatorske baterije.



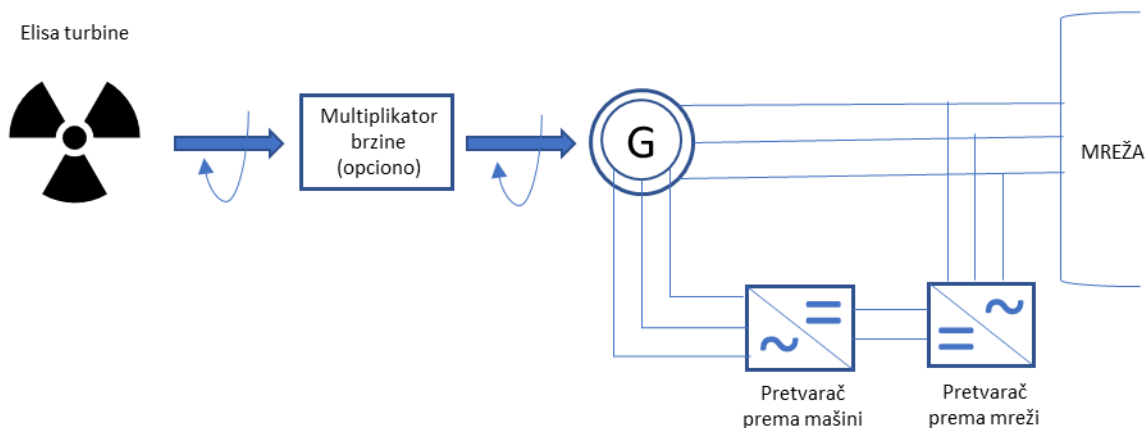
Slika 2.5 – Vetrogenerator tipa 1



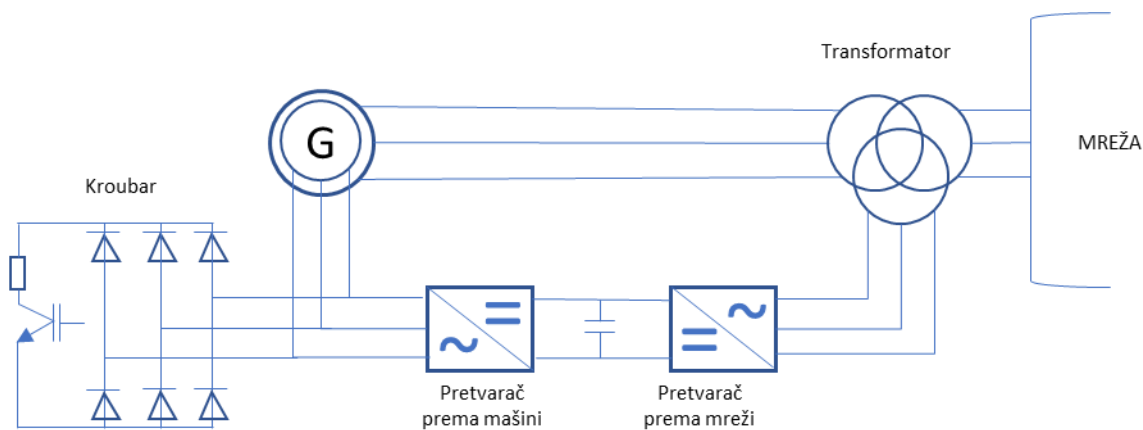
Slika 2.6 – Vetrogenerator tipa 2

Vetrogenerator tipa 3 je generator u konfiguraciji “double-fed induction machine“ (DFIM) – slika 2.7. Stator generatora DFIM (G) je direktno povezan na mrežu, dok je rotor povezan na mrežu preko uređaja energetske elektronike, pa DFIM spada u kategoriju vetrogeneratora koji su povezani na mrežu delimično preko uređaja energetske elektronike. Ovakva konfiguracija dozvoljava rad turbine pri različitim brzinama, u opsegu od 70% do 130% nominalne brzine. Za razliku od vetrogeneratora tipa 1 i 2, ovaj tip vetrogeneratora može da proizvodi ili troši reaktivnu snagu i ima veći stepen iskorišćenja. Invertorom na strani rotora može da se kontroliše momenat i/ili aktivna/reaktivna snaga generatora, dok se invertorom na strani mreže može kontrolisati napon jednosmernog međukola i reaktivna snaga (ili struja) na naizmeničnoj strani [44]. Invertor u kolu rotora je osetljiv na struje iznad nominalnih, te ga je potrebno zaštititi u slučaju kratkog spoja u blizini generatora. U upotrebi su dve vrste zaštite invertora: kroubar („crowbar“) i čoper („chopper“). DFIM sa ove dve vrste zaštite su prikazani na slikama 2.8 a i b, respektivno (T – tronamotajni transformator). Kroubar predstavlja trofazni otpornik koji se na red povezuje na namotaj rotora i kontroliše se pomoću uređaja energetske elektronike. U slučaju kratkog spoja blizu vetrogeneratora, namotaj rotora se kratkospaja delovanjem kroubara, čime se pretvarač potpuno odvaja od kola. U ovom slučaju, u DFIM se gubi kontrola izlazne struje u toku trajanja kratkog spoja. Ukoliko se za zaštitu pretvarača koristi čoper, njime se mogu ograničiti struje kratkih spojeva, ali bez odvajanja pretvarača. Zato će se u ovom slučaju zadržati kontrola izlazne struje DFIM tokom kratkog spoja u mreži.

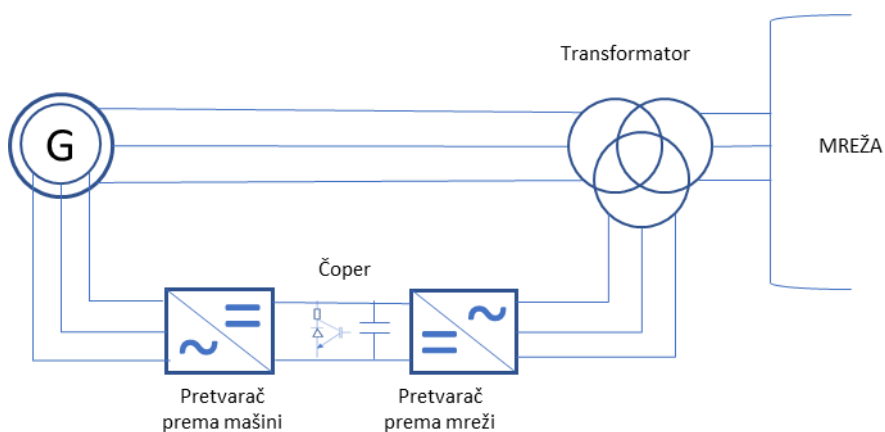
Ove zaštite i njihov uticaj na model DFIM u slučaju kratkog spoja biće detaljnije izložene u glavi 4 (paragraf 4.3).



Slika 0.1 – Vetrogenerator tipa 3



(a)

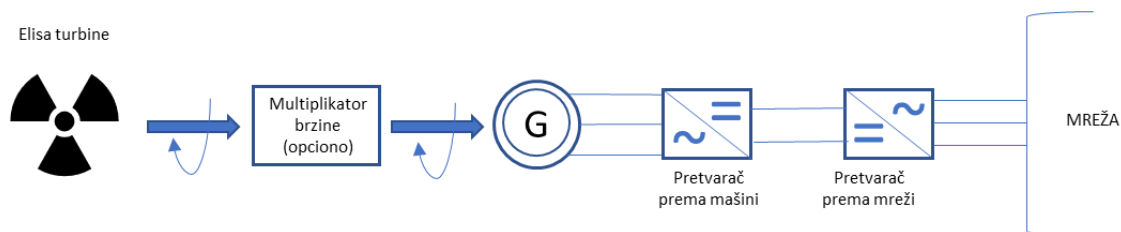


(b)

Slika 0.2 – Vetrogenerator tipa 3 štice a) kroubarom, b) čoperom

Vetrogeneratori treće kategorije su vetrogeneratori tipa 4 kod kojih je generator povezan na mrežu preko uređaja energetske elektronike – slika 2.9. Generator je uglavnom

sinhroni. Pošto je vetrogenerator potpuno odvojen od mreže preko uređaja energetske elektronike, snaga uređaja energetske elektronike je jednaka nominalnoj snazi vetrogeneratora. Ovaj tip vetrogeneratora omogućava potpunu kontrolu izlazne aktivne i reaktivne snage u normalnom režimu rada distributivne mreže, kao u režimu u slučaju kratkog spoja.

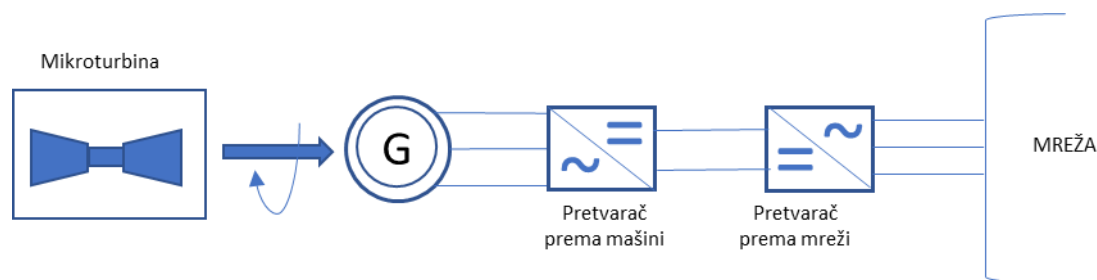


Slika 2.9 – Vetrogenerator tipa 4

2.3.3. Mikroturbine

Mikroturbine su turbine sa unutrašnjim sagorevanjem relativno malih snaga. Dimenzionisane su za komercijalne ili male industrijske potrošače, za kombinovano snabdevanje toplotnom i električnom energijom („combined heat and power“ – CHP). Tipične snage mikroturbina se kreću između 30kW i 500 kW. Kao gorivo se može koristiti gas, benzin, dizel, kerozin, nafta, propan, metan, itd.

Vratilo mikroturbine pokreće generator velikom brzinom. Zbog toga je frekvencija proizvedenog napona visoka, pa se mora transformisati u napon mrežne frekvencije (50Hz ili 60Hz) da bi se proizvedena snaga mogla koristiti. Da bi se proizvedeni napon visoke frekvencije transformisao mora se najpre ispraviti AC-DC pretvaračem (ispravljačem) a zatim se, koristeći se uređajem energetske elektronike, transformisati u naizmenični napon sa frekvencijom mreže. Na slici 2.10 je prikazan dijagram klasičnih komponenti mikroturbine i generatorskog sistema. Invertorom se dodatno mogu obezbediti i druge funkcionalnosti: podrška naponu mreže, kompenzacija reaktivne snage, rezervno snabdevanje reaktivne snage, kontrola struje kratkog spoja, itd.



Slika 0.3 – Generatorski sistem mikroturbine

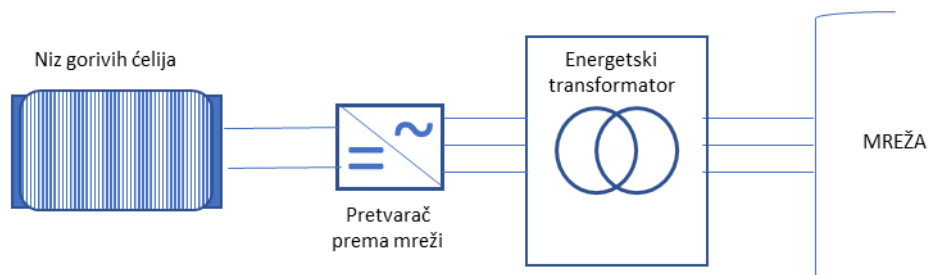
2.3.4. Gorivne ćelije

Gorivna ćelija je galvanski element kojim se direktno proizvodi električna energija. Step en iskorišćenja gorivnih ćelija dostiže 60% i ne zagađuju okolilnu.

Kao i u slučaju fotonaponskih modula, gorivnim ćelijama se proizvodi jednosmeran

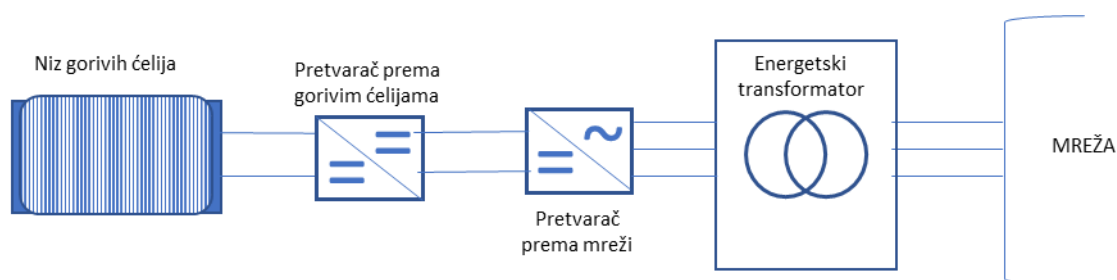
napon, pa zato moraju da se koriste uređaji energetske elektronike za povezivanje na mrežu.

Najjednostavnija konfiguracija sistema gorivnih ćelija je prikazana na slici 2.11. Niz gorivnih ćelija povezanih na inverter su galvanski odvojeni od mreže preko transformatora. Transformatorom se omogućava i transformacija proizvedenog napona na višu vrednost. Glavni nedostatak ove konfiguracije je da transformator čini sistem fizički vrlo velikim i skupim.



Slika 0.4 – Generatorski sistem gorivnih ćelija – osnovna varijanta

Varijanta sa DC-DC pretvaračem između gorivnih ćelija i invertora koji ima funkciju da podigne proizvedeni napon na ulazu u inverter da bi se na izlazu iz invertora dobio dovoljno visok, zahtevani naizmenični napon, predstavlja najčešće korišćenu konfiguraciju sistema gorivnih ćelija (slika 2.12).



Slika 0.5 – Generatorski sistem gorivnih ćelija – unapređena varijanta

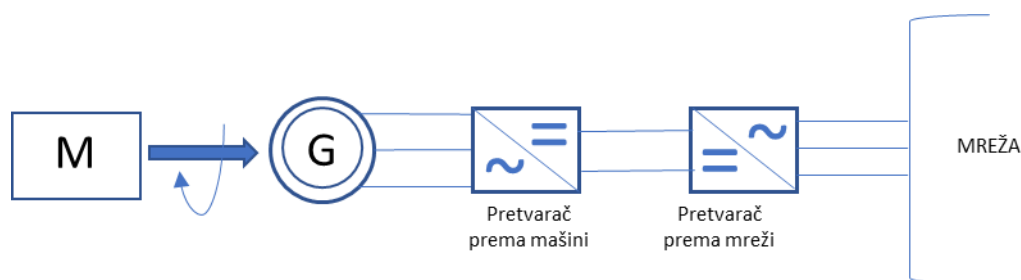
2.3.5. Motori sa unutrašnjim sagorevanjem

Motori sa unutrašnjim sagorevanjem pružaju mnoge pogodnosti, kao što su mala početna ulaganja, velika pouzdanost, lako pokretanje. Međutim, velika mana ovih motora je zagađivanje vazduha. Uvođenjem izduvnih katalizatora i modernijim procesom sagorevanja, zagađenje je značajno ublaženo poslednjih godina. Motori sa unutrašnjim sagorevanjem se najviše koriste kao CHP jedinice za snabdevanje komercijalnih i industrijskih potrošača do 10MW.

U ovim motorima se hemijska energija goriva koja se sagorevaju pretvara u mehaničku energiju koja pokreće klipove. Klipovima se okreće vratilo vezano na generator i tako se mehanička energija okretanja vratila transformiše u električnu energiju. Za ove sisteme se uglavnom koriste sinhroni ili asinhroni generator koji su direktno povezani na mrežu (bez uređaja zasnovanog na energetskoj elektronici). Mana ove konfiguracije je što se mora održavati konstanta brzina generatora da bi se proizvodio napon mrežne frekvencije, pa nije moguće koristiti pun opseg promene brzine motora. Iz tog razloga su počeli da se koriste uređaji energetske elektronike za povezivanje motora na mrežu. Time je omogućeno korišćenje

promenljive brzine motora i kontrola brzine u zavisnosti od promene potrošnje u sistemu.

Na slici 2.13 je prikazana konfiguracija motora sa unutrašnjim sagorevanjem (M) promenljive brzine i sinhronog/asinhronog generatora (G), koji su na mrežu povezani preko uređaja energetske elektronike. Generatorom se mehanička energija motora transformiše u električnu energiju promenljivog napona i promenljive frekvencije, koji zavise od brzine motora. Zatim, ispravljačem i inverterom, oni se transformišu da bi se dobila energija pogodna za isporuku mreži.



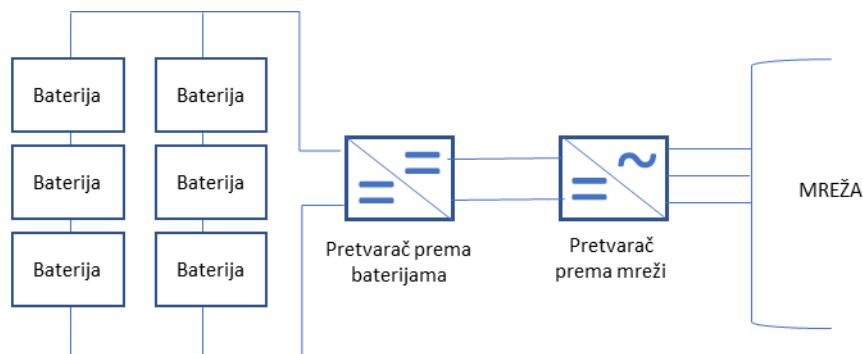
Slika 0.6 – Motor sa unutrašnjim sagorevanjem i sinhroni/asinhroni generator povezan na mrežu preko uređaja energetske elektronike

2.3.6. Distribuirana skladišta energije

Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije intermitentnog pogona, kao što su vetar i sunce, je promenljiva i zavisna od vremenskih uslova. Ovakva vrsta distribuiranih generatora nije upravljiva u smislu kontrolisane promene aktivne snage. Međutim, kombinacijom obnovljivih izvora električne energije zajedno sa distribuiranim skladištima energije može da se obezbedi kontrola proizvodnje električne energije jednog ovakvog integrisanog sistema. Tokom perioda male potrošnje, višak proizvedene energije iz obnovljivih izvora može da se skladišti, a zatim u periodima visoke potrošnje, uskladištena energija se koristi – transformiše u električnu. Postoje različite tehnologije za skladištenje energije. Najrasprostranjenije i najčešće integrisane u distributivne mreže su baterije akumulatora i zamajci.

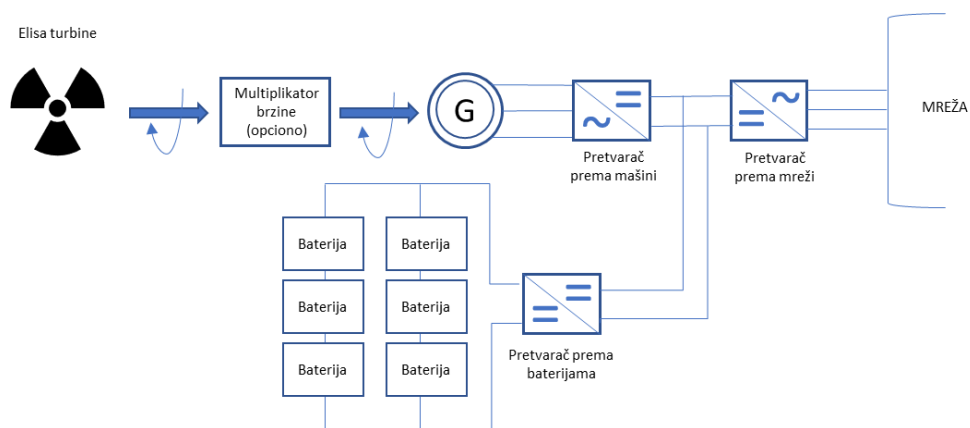
Svi oblici baterija su jednosmernog napona, pa se na mrežu priključuju preko uređaja energetske elektronike kojim će se jednosmerni napon transformiše u naizmenični. Uređaji energetske elektronike moraju da budu dvosmerni, čime se postiže kako punjenje baterija iz mreže, tako i njihovo pražnjenje u mrežu.

Najčešća konfiguracija za povezivanje baterija akumulatora na mrežu je prikazana na slici 2.14. Ova konfiguracija podrazumeva upotrebu uređaja energetske elektronike uz dodatni (dvosmerni) DC-DC pretvarač između baterije i invertora. Glavna uloga ovog pretvarača je da se proizvede dovoljno visok napon na ulazu u inverter, da bi na izlazu iz invertora mogao da se proizvede zahtevani naizmenični napon.



Slika 0.7 – Baterija akumulatora za skladištenje energije povezana na mrežu

Baterije akumulatora se često integrišu sa distribuiranim generatorima zasnovanim na obnovljivim izvorima energije (vetrogenatori, fotonaponski paneli), pa zajedno čine dvosmerne (hibridne) DER. Kada se koriste sa DG zasnovanim na intermitentnim izvorima energije kao što su sunce i vetar, baterijama se mogu ublažiti promenljivost pogona tih DG, smanjiti fluktuacije u mreži izazvane promenljivom proizvodnjom usled promenljivih vremenskih uslova, obezbediti ostrvski rad (mikromreže u autonomnom pogonu) itd. Na slici 2.15 prikazan je jedan hibridni DER, u kojem je niz baterija akumulatora integrisan sa vetrogeneratorom.



Slika 0.8 – Hibridni DER koji se sastoji od vetrogeneratora i skladišta u vidu baterije akumulatora

Zamajcima se skladišti kinetička energija u obliku rotirajuće mase. I oni se koriste u konfiguraciji dvosmernih DG-DS. Transformacija kinetičke u električnu energiju i obrnuto vrši se elektromehaničkim mašinama, kao što su mašine sa permanentnim magnetima, asinhrona mašine itd. Osnovni zahtev kod zamajaca je da se njihove opadajuće brzine tokom „pražnjenja“ i rastuće brzine tokom „punjenja“ usaglase s frekvencijom mreže. U ovu svrhu se koriste uređaji energetske elektronike.

Slično baterijama akumulatora, DS zasnovana na zamajcima mogu da se koriste i u konfiguraciji sa drugim DER zasnovanim na intermitentnim izvorima energije radi smanjenja fluktuacija opterećenja, propada napona i varijacija frekvencije.

2.3.7. Podela DER prema načinu povezivanja na mrežu

Svi prethodno opisani DER su sumirani u tabeli 2.2 i navedeni su načini na koji su oni

povezani na distributivnu mrežu.

Tabela 2.2 – Lista tipova DER i načini na koji su povezani na mrežu

DER	Način povezivanja na mrežu
Male i srednje hidroelektrane	Sinhroni generatori, direktno povezani na mrežu
Elektrane na gas	Sinhroni generatori, direktno povezani na mrežu
Motori sa unutrašnjim sagorevanjem	Sinhroni/asinhroni generatori, direktno povezani na mrežu; u modernijim slučajevima, povezani su na mrežu preko invertora ili DFIM
Mikro hidroelektrane	Asinhroni generatori, direktno povezani na mrežu
Vetrogeneratori tipa 1	Asinhroni generatori, direktno povezani na mrežu
Vetrogeneratori tipa 2	Asinhroni generatori, direktno povezani na mrežu
Vetrogeneratori tipa 3	DFIM
Vetrogeneratori tipa 4	Povezani na mrežu preko uređaja energetske elektronike
Fotonaponske elektrane	Povezani na mrežu preko uređaja energetske elektronike
Mikroturbine	Povezani na mrežu preko uređaja energetske elektronike
Gorivne ćelije	Povezani na mrežu preko uređaja energetske elektronike
Baterije za skladištenje električne energije	Povezani na mrežu preko uređaja energetske elektronike
Zamajci za skladištenje električne energije	Povezani na mrežu preko uređaja energetske elektronike

Na osnovu tabele 2.2, napravljena je sledeća podela DER s obzirom na način njihovog povezivanja na mrežu [30, 31]:

1. DER tipa 1: Sinhroni generator direktno povezan na mrežu
2. DER tipa 2: Asinhroni generator direktno povezan na mrežu
3. DER tipa 3: DFIM
4. DER tipa 4: DER povezan na mrežu preko uređaja energetske elektronike (IBDER)

Od načina povezivanja DER na mrežu zavisi matematički model za proračun kratkih spojeva, što je detaljno obrađeno u narednoj glavi.

2.3.8. Pravila za priključenje i rad DER priključenih na distributivnu mrežu

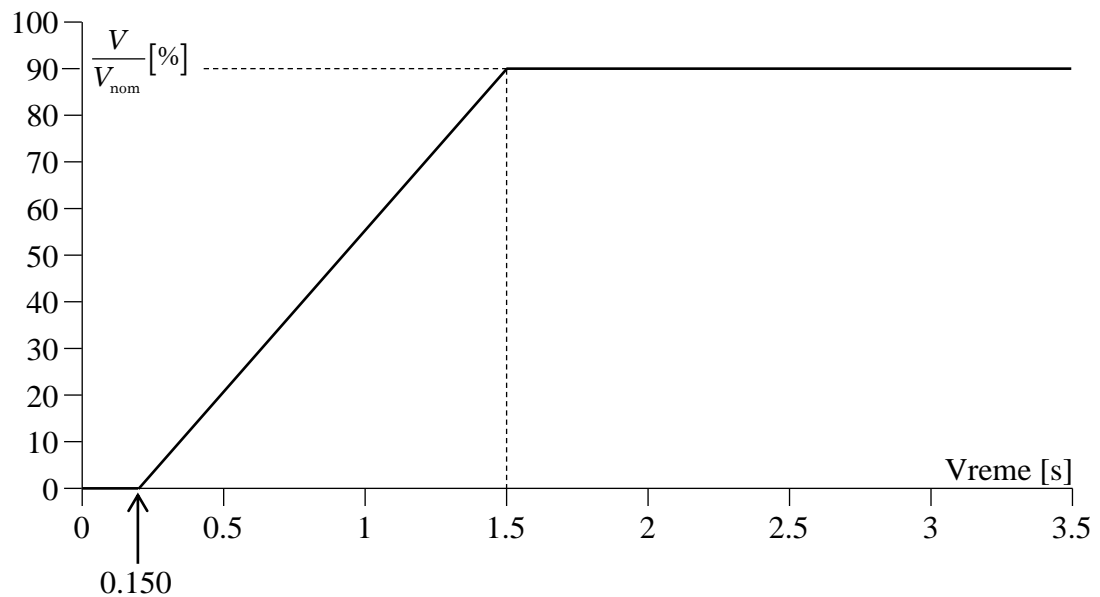
Većina razvijenih zemalja ima jasno definisana Pravila o pogonu prenosnih i distributivnih mreža. Među ovim pravilima se nalaze i posebni zahtevi „Fault Ride Through – FRT“ (ili opštije – „Low Voltage Ride Through – LVRT“). Ovi zahtevi se odnose na mogućnost DER da ostanu u pogonu pri sniženim vrednostima naponima. FRT zahtevima se jasno utvrđuje kako DER, koji su na mrežu priključeni preko invertora (DER tipa 4 u distributivnim mrežama) reaguju u slučaju smanjenih napona u čvorovima na mestu njihovog priključenja, koji su prouzrokovani kvarovima bilo gde u mreži. S obzirom na veliki porast

broja DER koji su na distributivnu mrežu priključeni preko invertora, većina zemalja definiše FRT zahteve za svoje distributivne mreže.

Pravilima za priključenje i rad DER u distributivne mreže od DER se zahteva da se obezbedi podrška distributivnoj mreži tokom kratkog spoja [30, 31]. U skladu sa tim zahtevom, DER bi trebali da ostanu u pogonu tokom trajanja kratkog spoja u mreži, ukoliko je to moguće. DFIM (u nekim slučajevima) i IBDER mogu da kontrolišu injektirane struje kratkog spoja, te oni mogu da ostanu priključeni na mrežu, jer njihove (kontrolisane) struje kratkog spoja nisu velike i neće dovesti do oštećenja samih DER ili ostalih elemenata u mreži [30, 31, 3, 18]. Pravila o priključenju DER na distributivnu mrežu nekih zemalja, kao što su Nemačka [18, 19], Irska [20] i Danska [18], sadrže striktno definisane FRT zahteve i ukratko su predstavljani u nastavku.

2.3.8.1. Nemački zahtevi FRT

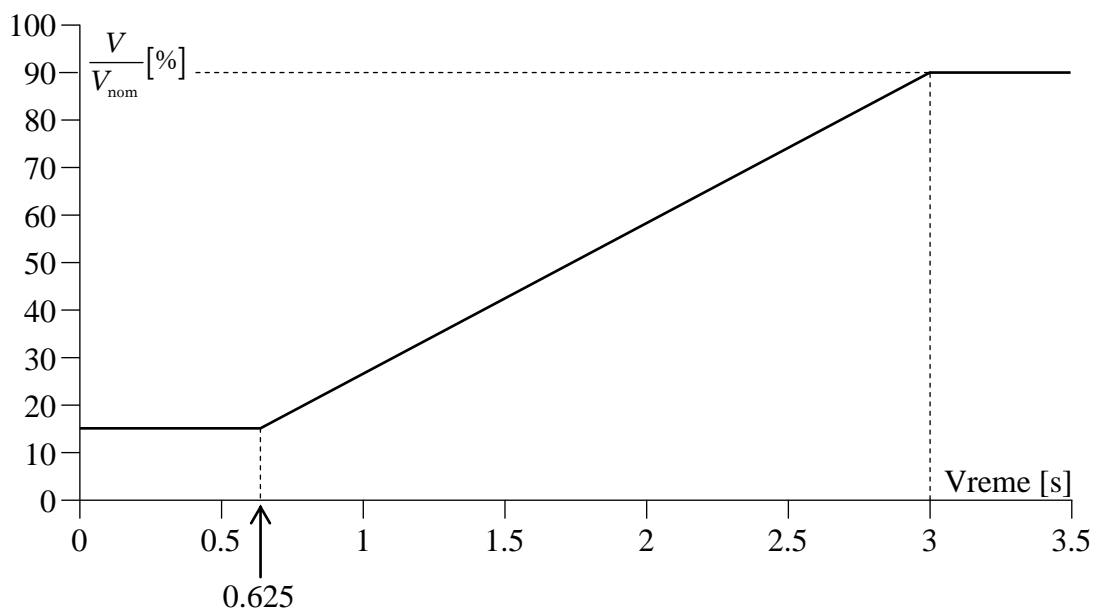
Na slici 2.16 prikazani su nemački FRT zahtevi. Kao što se može videti sa slike, DER može da ostane priključen na mrežu 150 ms, čak i u slučaju da naponi na mestima njegovog priključenja (V na slici 2.16) padne na nulu. Između 150 ms i 1500 ms, vreme ostanka DER u pogonu raste linearno od 0% do 90% od nominalne vrednosti napona. Posle 1500 ms, ako je napon na mestu njegovog priključenja veći od 90% od nominalnog napona (V_{nom} na slici), DER ostaje trajno priključen na mrežu.



Slika 0.9 – Zahtevi FRT u pravilima o radu distributivnih mreža Nemačke [19]

2.3.8.2. Irski zahtevi FRT

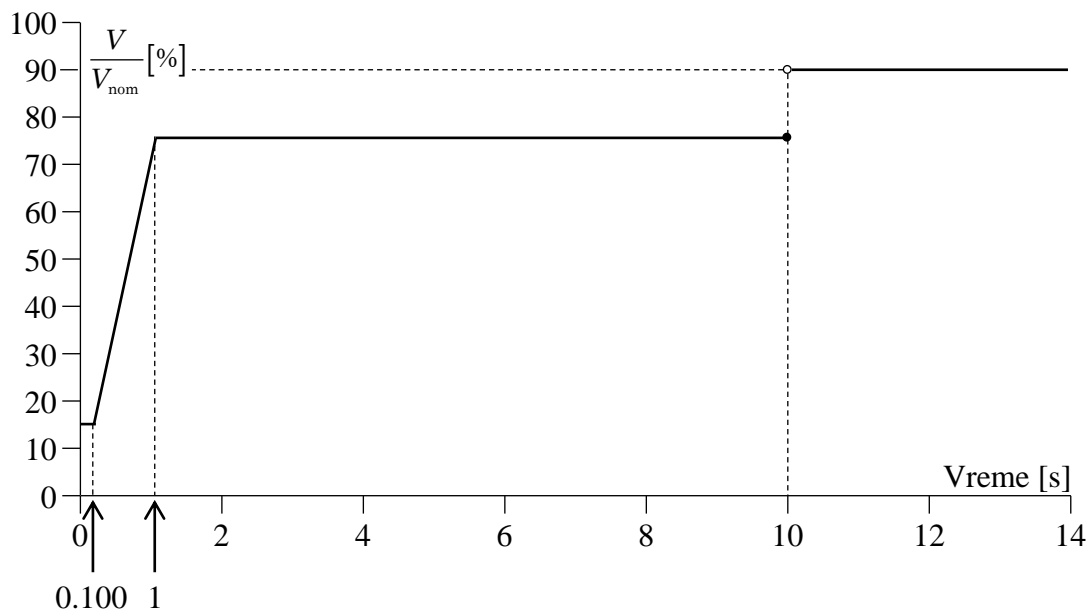
Na slici 2.17 su prikazani irski zahtevi FRT [20]. Kao što se vidi sa slike, u slučaju kada napon padne ispod 15% nominalne vrednosti, DER ostaje u pogonu prvih 625 ms. Od 625 ms do 3000 ms, vreme ostanka raste linearno sa vrednošću napona od 15% do 90% nominalnih napona. Za vrednosti napona na mestu priključenja koji su veći od 90% nominalne vrednosti, DER ostaje trajno u pogonu.



Slika 0.10 – Zahtevi FRT u pravilima o radu distributivnih mreža Irska [20]

2.3.8.3. Danski zahtevi FRT

Danski FRT zahtevi [18] su prikazani na slici 2.18. Ako napon na mestu priključenja DER padne ispod 15% nominalnog napona, DER ostaje priključen na mrežu prvih 100 ms. Od 100 ms do 1000 ms, vreme ostanka DER u pogonu raste linearno sa povećanjem napona od 15% do 75% nominalnih napona. Za napone iznad 75% nominalnog napona, DER ostaje priključen na mrežu. Ukoliko se naponi povećavaju iznad 75% nominalnih napona, posle 10000 ms, DER trajno ostaje u pogonu.



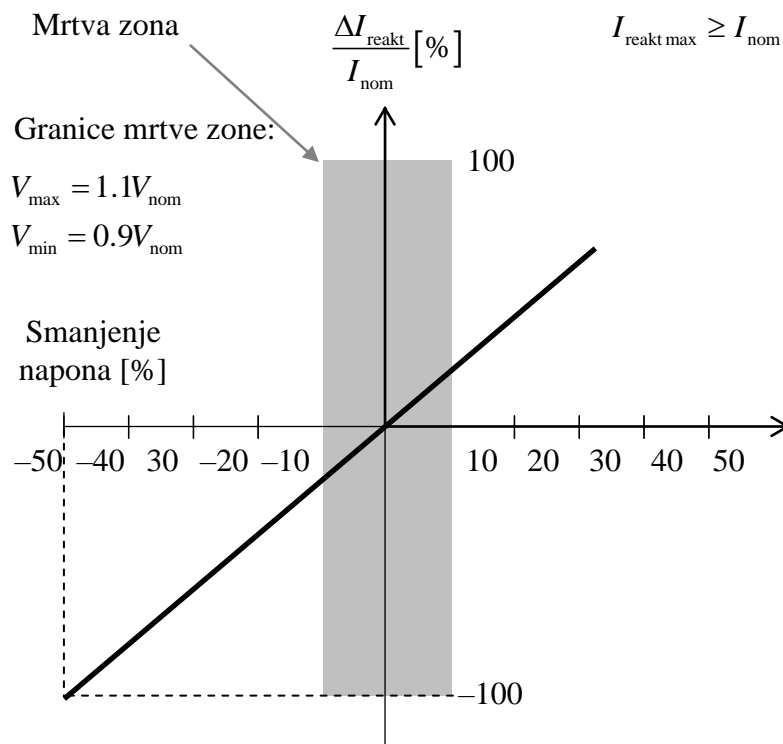
Slika 0.11 – Zahtevi FRT u pravilima o radu distributivnih mreža Danske [18]

2.3.8.4. Zahtevi za injeckiranjem reaktivne struje za vreme kratkog spoja

Među pravilima o priključenju DER na distributivnu mrežu nalaze se i pravila po

kojima se od DER zahteva da podrži rad distributivne mreže tako što će injektirati reaktivnu snagu (struju) tokom trajanja kratkog spoja, kako bi doprineli bržem vraćanju napona u normalne, dozvoljene, granice. Reaktivna struja predstavlja kompleksnu struju DER, koja u proizvodu sa kompleksnim naponom daje reaktivnu snagu koja se injektira u mrežu [30, 31]. Prema irskim i nemačkim pravilima o priključenju DER na distributivnu mrežu, od DER se zahteva da injektiraju reaktivne struje u vrednosti od 2% njihovih nominalnih struja po procentu pada napona na mestu priključenja DER na mrežu [3, 18, 19]. Ovaj zahtev je prikazan na slici 2.19 [18]. Međutim, ukupna struja kratkog spoja, injektirana od strane DER, mora da se kontroliše i održava u jasno definisanim granicama, da bi se zaštitili uređaji energetske elektronike od preopterećenja [45]. Ograničenja struja kratkih spojeva se razlikuju kod različitih proizvođača, ali ne smeju da prelaze 1.5 nominalnih struja u skladu sa IEC standardom [3, 30, 31]. Stoga, u slučajevima kratkih spojeva kada se napon u čvorovima priključenja DER značajno smanji (više od 70%), reaktivne struje koje će se iz DER injektirati u mrežu s kratkim spojem ne mogu da budu veće od zadatih strujnih ograničenja.

Potrebno je naglasiti da se ovde pod smanjenjem napona podrazumeva smanjenje direktne komponente nesimetričnih napona na mestu priključenja DER na mrežu [3, 30, 31].



Slika 0.12 – Zahtevi za injektiranjem reaktivne struje [18]

2.4 UZEMLJENJE DISTRIBUTIVNIH MREŽA

Način uzemljenja neutralne tačke distributivnih mreža utiče na vrednosti struja zemljospojeva, pa samim tim i na izbor i podešenje relejne zaštite za zaštitu mreža od zemljospojeva.

Neutralne tačke napojnih transformatora mogu biti uzemljenje na različite načine: neuzemljene, uzemljene preko male impedanse, uzemljenje preko Petersenove prigušnice i direktno uzemljene.

Kod neuzemljenih distributivnih mreža, gde je neutralna tačka napojnog transformatora neuzemljena, nultim strujama zemljospoja se suprotstavlja beskonačna impedansa i stuja kvara je gotovo jednaka nuli. To je jedan od osnovnih razloga rada distributivnih mreža sa neuzemljenom neutralnom tačku, jer pojava zemljospoja ne zahteva prekid u napajanju potrošača. Kako su zemljospojevi i najčešći kvarovi u distributivnim mrežama, broj isključenja dela distributivne mreže u slučaju kvarova se znatno redukuje u neuzemljenim distributivnim mrežama. Međutim, kako broj i dužina kablovskih vodova u distributivnim mrežama raste, sa povećanjem potrošačkog područja, kapacitivnost vodova prema zemlji se povećava. Upravo ta kapacitivnost vodova prema zemlji otvara put struji kratkog spoja prema zemlji u slučaju zemljospoja. U slučajevima kada ta kapacitivnost dostigne dovoljno veliku vrednost, struja zemljospoja postaje veća od struje samogašenja. Tada je potrebno prekinuti struju kratkog spoja otvaranjem odgovarajućeg prekidača, što postaje problem relejne zaštite koja će detektovati kapacitivne struje zemljospoja i poslati signal za otvaranje prekidača.

U nekim distributivnim mrežama, gde su vrednosti kapacitivnih struja zemljospoja značajne i veće od struje samogašenja, koristi se Petersenova prigušnica za uzemljenje neutralne tačke napojnog transformatora. Osnovna namena Petersenove prigušnice jeste da kompenzuje kapacitivne struje zemljospoja i tako obezbedi vrlo malu ili gotovo nultu vrednost struje zemljospoja. Stoga, reaktansa Petersenove prigušnice treba da bude tolika da odgovara kapacitivnosti svih vodova koji se napajaju sa istog napojnog transformatora. U praksi, reaktansa Petersenove prigušnice se prepodešava sa promenom broja i dužine vodova koji se napajaju sa istog napojnog transformatora. Upotreba Petersenove prigušnice za uzemljenje napojnih transformatora je mnogo češća u zemljama Evrope nego u Severnoj Americi.

Sem pojave velikih kapacitivnih struja zemljospoja, u neuzemljenim mrežama se javljaju opasni prenaponi u zdravim fazama, fazama koje nisu pogođene kvarom, u slučaju zemljospoja. Zbog toga je u mnogim zemljama uvojeno direktno uzemljenje i uzemljenje preko male impedanse – otpornika ili prigušnice. U takvim mrežama, struje zemljospoja su velike i potrebno ih je prekinuti. To dovodi do potrebe za relejnom zaštitom koje će detektovati struje zemljospoja i delovati na otvaranje prekidača. Direktno uzemljene mreže i mreže uzemljene preko male impedanse se najčešće u Severnoj Americi i Velikoj Britaniji.

GLAVA 3

PREGLED ZAŠTITE DISTRIBUTIVNIH MREŽA I POSTOJEĆIH TRADICIONALNIH POSTUPAKA ZA PODEŠENJE I KOORDINACIJU ZAŠTITE U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA

U ovoj glavi dat je pregled postojećih metoda za zaštitu tradicionalnih distributivnih mreža i ukazano je na nedostatke ovih metoda u slučaju aktivnih distributivnih mreža sa velikom količinom DER.

3.1 PREGLED ZAŠTITE DISTRIBUTIVNIH MREŽA

U tradicionalnim distributivnim mrežama, za zaštitu od kratkih spojeva, najčešće se primenjuju sledeći zaštitni uređaji:

1. Prekostrujni releji
2. Rekloseri
3. Osigurači.

3.1.1 Prekostrujni releji

Sledeće vrste prekostrujnih releja se koriste u distributivnim mrežama:

- trenutni prekostrujni releji $I_{>>}$,
- prekostrujni relej sa vremenskim zatezanjem $I_{>}$,
- relej nulte komponente – zemljospojna (homopolarna) $I_{0>}$ zaštita.

Pored navedenih, u direktno uzemljenim distributivnim mrežama se ponekad koristi i četvrti tip zaštite:

- trenutna zaštita sa relejom nulte komponente ($I_{0>>}$)¹.

Prekostrujnim relejima se realizuju dve vrste zaštite. Prvoj vrsti pripadaju $I_{>>}$ i $I_{>}$ zaštite kojima se distributivna mreža štiti od međufaznih kratkih spojeva. Drugoj vrsti pripada $I_{0>}$ (odnosno i $I_{0>>}$, za slučaj direktno uzemljenih mreža) zaštita kojim se mreža štiti od kratkih spojeva sa zemljom i izraženih nesimetričnih režima. Sve navedene prekostrujne zaštite (ili samo deo njih) postavljaju se na sledećim mestima u zavisnosti da li se njima štite vodovi, transformatori ili sabirnice:

- u izvodnim poljima u transformatorskim stanicama, kada služe kao zaštite

¹ U distributivnim mrežama u našoj zemlji je vrednost struje jednopolnog kratkog spoja ograničena u rasponu od oko 300 [A] do oko 950 (1000) [A]. S obzirom na ove vrednosti struja, $I_{0>>}$ zaštite se ne koriste u distributivnim mrežama u našoj zemlji.

vodova (ovde se koriste $I_{>>}$, $I_{>}$ i $I_{0>}$ zaštite); uvođenje više zaštita duž jednog radialnog izvoda je uobičajeno u mrežama "američkog" tipa [7]; u mrežama "evropskog" tipa zaštita se uglavnom postavlja samo na početku izvoda, dok se dublje na izvodu postavljaju samo u slučaju nedovoljne osetljivosti zaštite na početku izvoda,

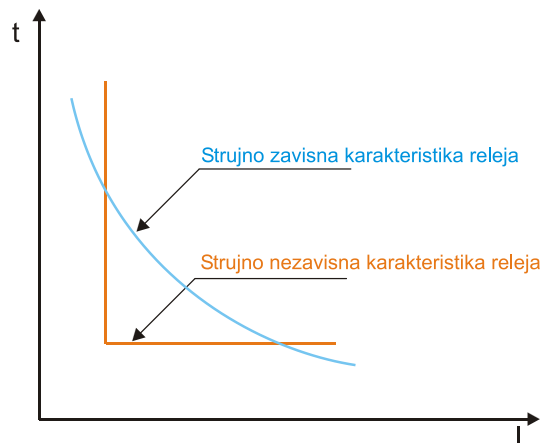
- u transformatorskim poljima (u svim transformatorskim poljima ili samo u transformatorskim poljima sa primarne strane), kada služe kao zaštite transformatora i sabirnica na sekundaru transformatora, kao i eventualno rezervne zaštite izvoda napajanih sa sekundara transformatora (ovde se koriste $I_{>>}$, $I_{>}$ i $I_{0>}$ zaštite, pri čemu se $I_{>>}$ zaštite postavljaju isključivo u transformatorskim poljima sa primarne strane),
- u poljima za uzemljenje zvezdištima transformatora, kada služe kao zaštite od izraženih nesimetričnih režima i kao rezervne zaštite izvoda (ovde se koristi samo $I_{0>}$ zaštita),
- u spojnim poljima, kada prvenstveno služe za sekcionisanje dva sistema sabirnica kada se oba sistema napajaju sa jednog transformatora, a služe i kao rezervne zaštite jednom broju zaštita izvoda pri takvom napajanju dva sistema sabirnica (ovde se koriste obično $I_{>}$ zaštite koje su visoko podešene).

U mrežama radialnog tipa se najčešće koristi neusmerena prekostrujna zaštita, dok se u upetljenim mrežama mora koristiti i usmerena prekostrujna zaštita.

Za prekostrujnu zaštitu se koriste releji sa dve vrste karakteristika: strujno nezavisna i strujno zavisna karakteristika.

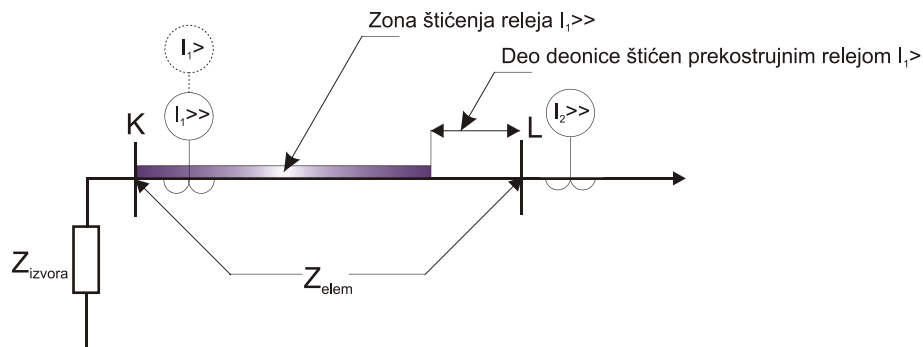
Vreme delovanja releja sa strujno nezavisnom karakteristikom za struje kvara koje su veće od podešene vrednosti ne zavisi od vrednosti struje kvara – Slika 0.1. Vremenska podešenja ovih releja se zadaju tako da bude zadovoljena koordinacija sa ostalim relejima na izvodu. Odnosno, relejom koji je najbliži kvaru, mora da se deluje u najkraćem roku na odgovarajući prekidač, dok se vremena delovanja ostalim relejima na izvodu, prema izvoru napajanja, sukcesivno povećavaju kako bi bila zadovoljena selektivnost. Razlika između vremena delovanja dva sukcesivna releja za istu struju kvara se naziva stepen selektivnosti. Kao posledica ove selektivnosti, kvarovi bliže izvoru napajanja eliminišu se za relativno veće vreme delovanja releja. Stoga se releji sa strujno nezavisnom karakteristikom koriste tamo gde se nivo struje kvara ne menja značajno duž cele zone štice razmatranog releja, na primer za zaštitu kratkih izvoda, „evropskog tipa”.

Osnovna prednost releja sa strujno zavisnom karakteristikom jeste što vreme delovanja ovim relejima zavisi od vrednosti struje kvara kroz relej. Za veće vrednosti struje kvara, delovanje ovim relejima je kraće i obrnuto – Slika 0.1.



Slika 0.1. Karakteristike prekostrujnih releja

Trenutni prekostrujni releji pružaju adekvatnu zaštitu u slučaju kada je impedansa šticećenog elementa značajno veća od impedanse gledano od mesta ugradnje releja prema izvoru napajanja [7] (impedansa izvora) – Slika 0.2. Trenutnim prekostrujnim relejom $I_{1>>}$ štiti se deonica između sabirnica K i L, čija je impedansa Z_{elem} . Da bi se ostvarila adekvatna zaštita ovog elementa uz očuvanje selektivnosti sa trenutnim prekostrujnim relejom $I_{2>>}$, zona šticećenja trenutnog releja kod sabirnica K ne sme da prelazi sabirnice L. Stoga je potrebno da impedansa šticećenog elementa (deonica između sabirnica K i L) bude (znatno) veća od impedanse prema izvoru napajanja gledano od mesta ugradnje releja kod sabirnica K (Z_{izvora}). U tom slučaju, vrednost struje kvara znatno opada od početka do kraja zone šticećenja releja $I_{1>>}$, te je razmatrani relej neosetljiv za kvarove iza sabirnica L.



Slika 0.2. Primer primene trenutnih releja kada je zadovoljen uslov $Z_{izvora} < Z_{elem}$

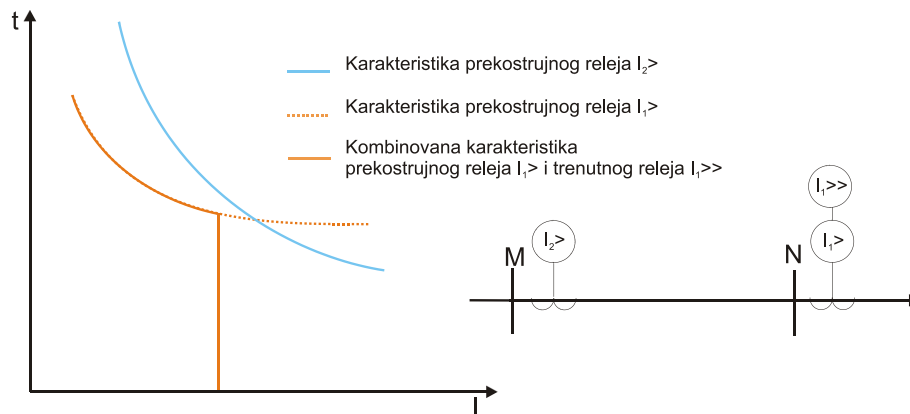
Da bi se očuvala selektivnost između dva sukcesivna trenutna releja na izvodu (releji $I_{1>>}$ i $I_{2>>}$ sa Slika 0.2), podešenje trenutnih releja se izvodi u odnosu na maksimalne vrednosti struje kvara. Nakon toga je potrebno proveriti osetljivost ovih releja u slučaju kada su nivoi struja kvara u mreži niži zbog eventualne promene uklopnog stanja u mreži. Ako bi se trenutni releji podešavali u odnosu na minimalne vrednosti struje kvara, porast nivoa ovih struja zbog promene uklopnog stanja u mreži bi doveo do neselektivnog i nepotrebnog delovanja prekidača jer bi se u tom slučaju povećala zona šticećenja trenutnim relejom (na primer releja $I_{1>>}$ i na deo izvoda iza susednih sabirnica (sabirnice L).

Kao posledica izbora podešenja trenutnih releja u odnosu na maksimalne struje kvara, zona šticećenja ovim relejima je manja od ukupne dužine šticećene deonice (osenčeni deo na Slika

0.2 predstavlja zonu štíćenja trenutnim relejom $I_{1>>}$). Stoga se trenutni releji ne koriste kao jedina zaštita elementa nego uvek u kombinaciji sa ostalim prekostrujnim relejima $I_{>}$, da bi se ostvarila adekvatna zaštita celog elementa. Prekostrujnim relejima $I_{>}$ se deluje za struje kvara koje su manje od vrednosti podešenja trenutnih releja, za vreme koje je definisano vremenskim podešenjem prekostrujnih releja. Ovim relejima se štiti deo deonice od kraja zone štíćenja trenutnim relejom do susednih sabirnica (sabirnice L) – Slika 0.2.

Dve fundamentalne prednosti upotrebe trenutnih releja su:

- redukuje se vreme delovanja zaštitom u slučaju kvarova sa velikim intenzitetom struja,
- izbegava se gubitak selektivnosti između dva sukcesivna releja sličnih karakteristika (releji $I_{1>}$ i $I_{2>}$ na Slika 0.3). To se postiže tako što se trenutni relej podesi da deluje pre nego što se krive pomenutih releja preseku kao što je pokazano na Slika 0.3.



Slika 0.3. Primer postizanja selektivnosti zaštite upotrebom trenutnih releja

U paragrafu 3.2 predstavljena je metodologija za proračun podešenja prekostrujnih zaštita u tradicionalnim distributivnim mrežama.

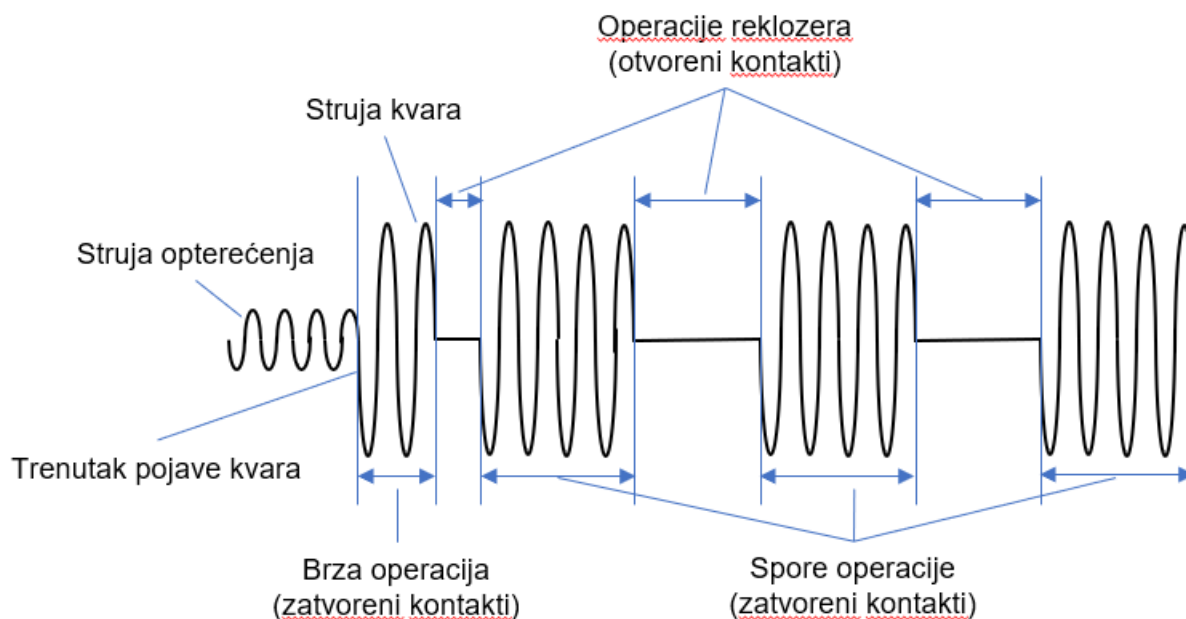
3.1.2 Reklozeri

Reklozer je uređaj koji po svojoj prirodi predstavlja kombinaciju prekidača i prekostrujne zaštite, pri čemu je ova zaštita sastavni deo uređaja. Reklozerom je moguće ostvariti do 4-5 prekidanje struje kvara u vrlo kratkom periodu (reda nekoliko desetina sekundi). Svako prekidanje struje reklozerom predstavlja jednu operaciju reklozera. Reklozer se po svojoj zaštitnoj funkciji razlikuje od prekostrujnog releja po tome što se karakteristika delovanja reklozerom sastoji od više krivih, za svaku operaciju reklozera je moguće definisati odgovarajuću krivu delovanja.

Mesta ugradnje reklozera u distributivnoj mreži su duž srednjenaponskih izvoda da obezbede osnovnu zaštitu izvoda i da omoguće sekcionisanje dugačkih vodova i tako obezbede izolaciju kvara dela izvoda pogođenog kvarom ili na ogranicama (lateralima) izvoda da spreče ispad glavne grane zbog kvara na lateralu.

Reklozer je uređaj sa mogućnošću da detektuje međufazne i fazne kvarove, da prekine kolo posle unapred podešenog vremena i nakon toga automatski zatvori svoje kontakte i uključi napajanje isključenom delu mreže. Ako se kvar koji je prouzrokovao delovanje uređajem održao, tada kontakti reklozera ostaju otvoreni posle unapred zadatog broja operacija, tako da se izoluje deo sa kvarom od ostatka sistema.

Tipičan ciklus operacija reklozera za trajne kvarove je prikazan na Slika 0.4.



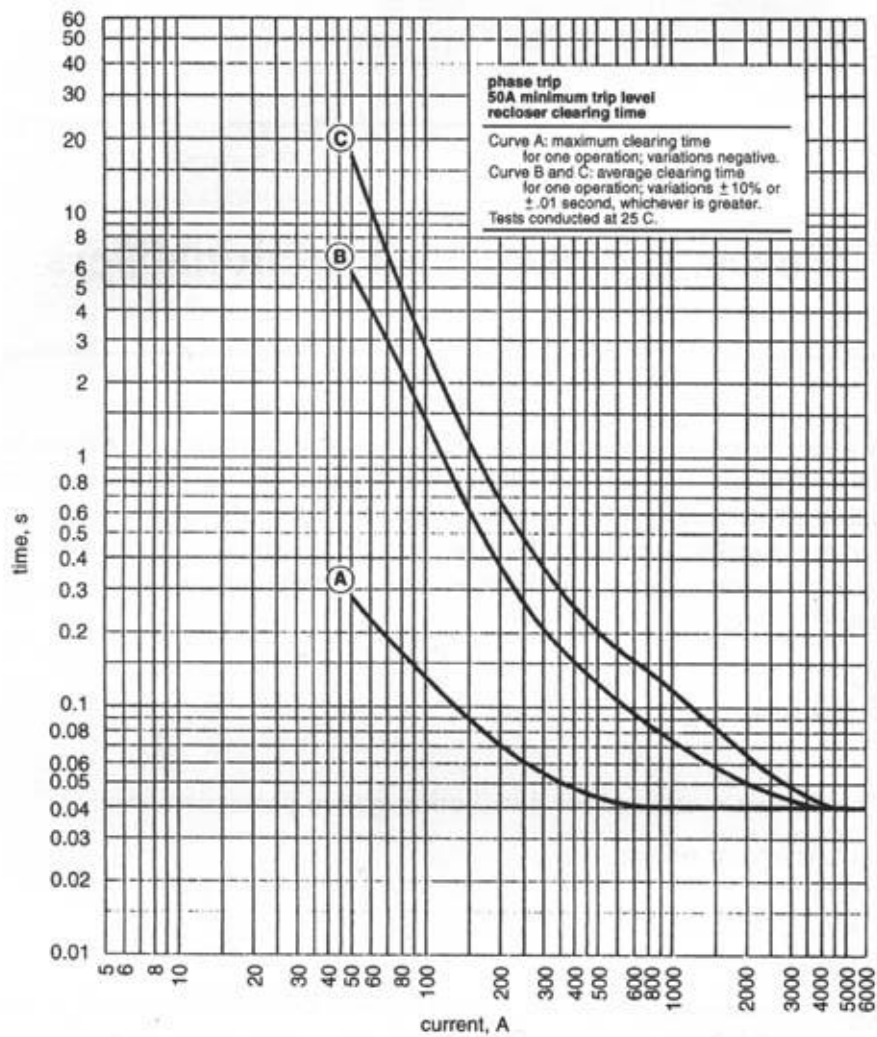
Slika 0.4.– Tipičan ciklus operacija reklozera (4 operacije – jedna brza i tri spore)

Po nastanku kvara, ciklus počinje brzim delovanjem (okidanjem) radi otklanjanja prolaznih kvarova na izvodu. Ciklus se nastavlja sa naredna tri delovanja sa vremenskim zatezanjem. Ako je kvar trajan, vremensko zatezanje delovanja reklozera omogućava drugim zaštitnim uređajima koji su bliže kvaru da deluju, kako bi se što manji deo mreže isključio sa sistema napajanja. Kod zemljospojeva je važno da reklozer poseduje odgovarajuću osetljivost da detektuje takve kvarove. Jedan od načina dobijanja potrebne osetljivosti je da se koristi nulta komponenta struje čija je vrednost pri normalnom pogonskom stanju približno jednaka nultoj brojnoj vrednosti. Reklozer treba da reaguje nakon što vrednost nulte komponente struje premaši podešenu vrednost.

Očigledno je da je primena reklozera za eliminaciju prolaznih kvarova najsvrsishodnija u vazдушnim ili pretežno vazдушnim mrežama. U kablovskim mrežama, brzo isključenje i uključanje u svrhu eliminacije prolaznih kvarova nema opravdanja budući da je broj prolaznih kvarova u ovim mrežama zanemarljiv.

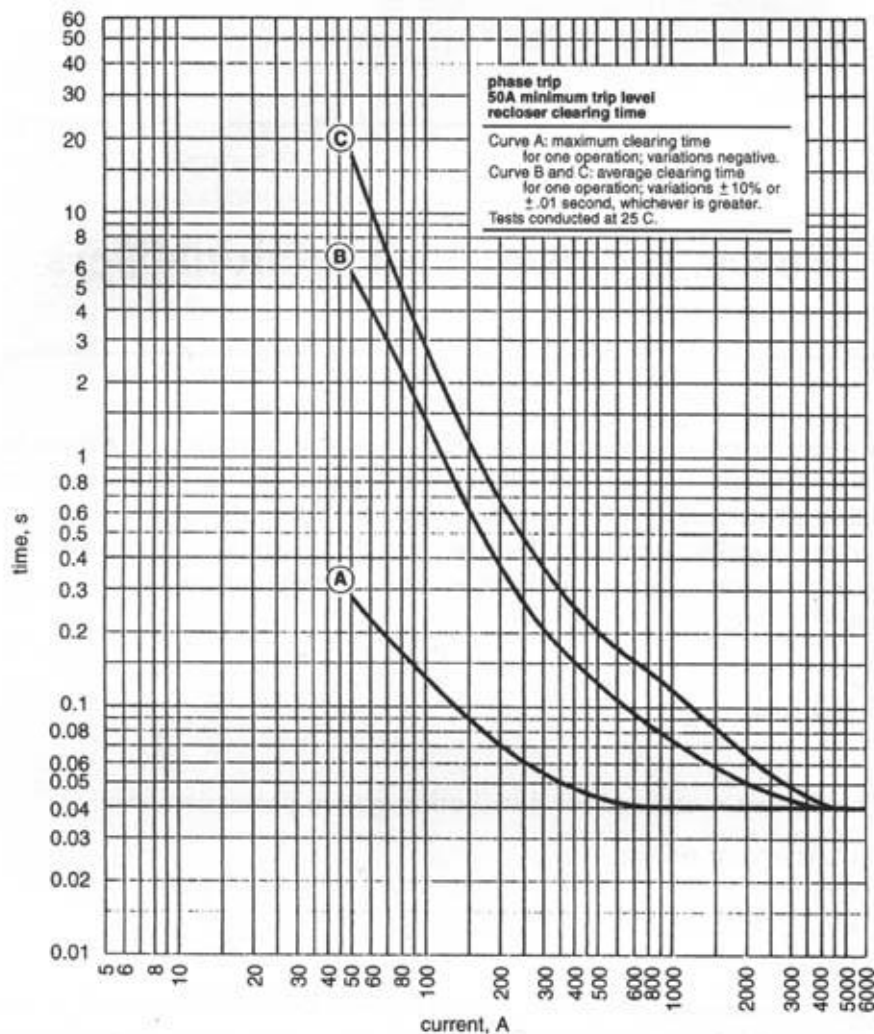
U distributivnim mrežama, između 80 i 95% kvarova su prolazne prirode i nakon prekida napajanja bivaju spontano eliminisani. Dakle, reklozer sa svojim sukcesivnim operacijama otvaranja/zatvaranja kontakata sprečava da štice deo mreže bude trajno isključen sa sistema usled prolaznih kvarova. Obično se reklozeri podešavaju da imaju do tri ili četiri

operacije, a da nakon toga, konačnu četvrtu/petu operaciju za isključenje u slučaju trajnog



kvara. Na

Slika 0.5 je prikazana strujno-vremenska karakteristika reklozera sa tri krive, jedna za brzu i dve za spore operacije, označene na slici sa A, B i C, respektivno.



Slika 0.5.– Strujno-vremenska karakteristika reklozera

Prilikom izbora reklozera za zaštitu vodova potrebno je voditi računa o sledećem:

- Vrednostima napona na mestu gde se instalira
- Nivou struje kvara na mestu ugradnje reklozera
- Maksimlanom opterećenju elementa na kom se ugrađuje reklozer
- Koordinaciji sa ostalim uređajima

Nominalni napon odgovora nominalnom naponu sabirnica na koje je priključen izvod koji se štiti reklozerom. Maksimalna struja kvara koju reklozer mora da prekine treba da bude veća od maksimalne struje kvara koja može da se pojavi na mestu ugradnje reklozera bez obzira na topologiju i režim rada mreže. S druge strane je neophodno da struja kvara bude dovoljno velika da izazove delovanje reklozerom. Maksimalna dozvoljena struja reklozera, koju reklozer mora da provodi u normalnom režimu rada mora da bude veća od maksimalne struje opterećenja elementa na kom se nalazi reklozer.

Koordinacija sa drugim zaštitnim uređajima je važna u smislu da se osigura, da kada nastupi kvar, što manji deo mreže bude isključen da bi se minimizovao uticaj kvara na

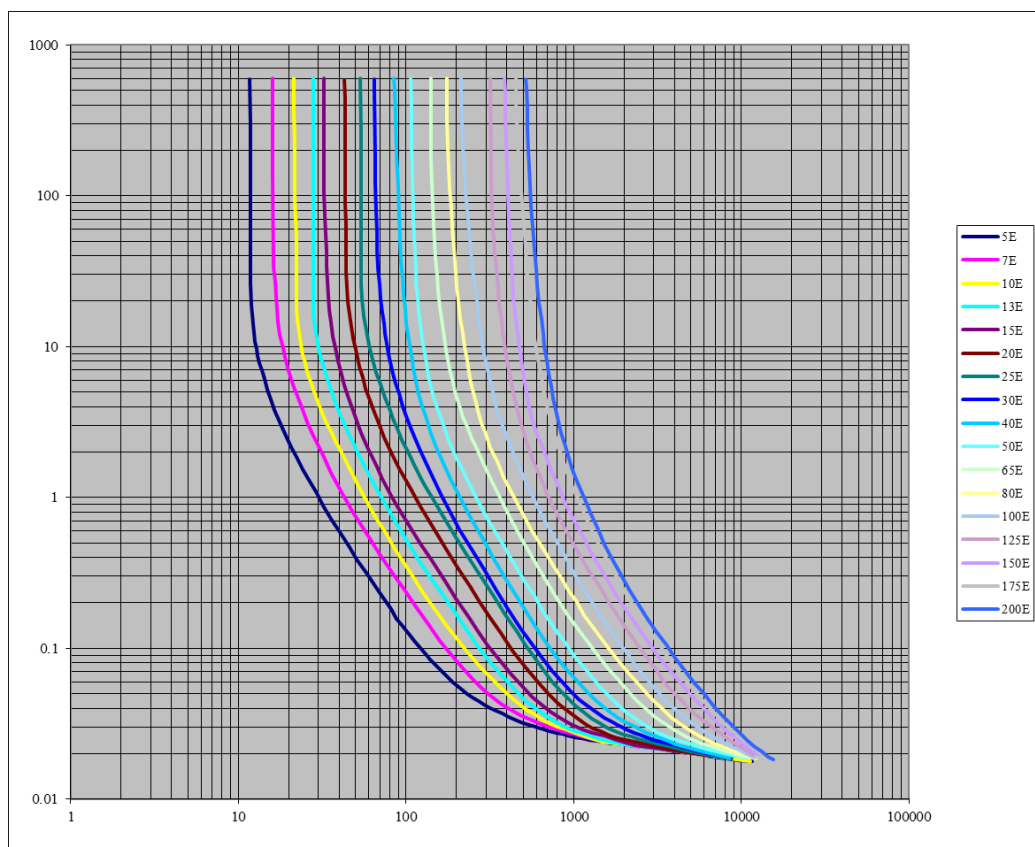
snabdevanje potrošača. Generalno, vremenska karakteristika i operativni ciklus reklozera se bira da koordinira na logici od krajeva ka izvoru napajanja mreže. Nakon odabira veličine i operativnog ciklusa reklozera, uređaji koji su dublje u mreži se podešavaju tako da ostvare pravilnu koordinaciju. Više o koordinaciji reklozera sa ostalim zaštitnim uređajima je dato u poglavlju 3.2

3.1.3 Osigurači

U distributivnim mrežama evropskog tipa, osigurači su se koristili ranije kao zaštita srednjenaponskih izvoda do naponskog nivoa 35 kV. Danas je njihova upotreba retka u distributivnim mrežama “evropskog tipa“, međutim, i dalje se sreću u mrežama „američkog tipa“, kao zaštita izvoda koja se postavlja na početku laterala koji su uglavnom monofazni. Osigurač je uređaj za zaštitu elemenata sistema od struje preopterećenja i struje kvara. U sebi sadrži topljivi element koji se direktno greje prilikom prolaska struje, a ako struja premaši određenu vrednost, dolazi do uništenja elementa, što znači da osigurač vrši funkciju samo jednom i nakon delovanja se mora zameniti novim.

Opseg delovanja osigurača je ograničen sa dva faktora: donjom granicom koja je zasnovana na minimalno potrebnom vremenu za topljenje osigurača i gornjom granicom određenom sa maksimalnim ukupnim vremenom koje je potrebno da osigurač prekine struju kvara. Za pravilan izbor osigurača u jednom distributivnom sistemu potrebno je poznavati naponski i izolacioni nivo kao i struju opterećenja elementa na koji se ugrađuje osigurač. Nominalna struja osigurača treba da je veća od maksimalne trajne struje opterećenja. Preopterećenje se određuje na osnovu elemenata koji se štite, tj. koja preopterećenja mogu da trpe. Obično se bira tako da nominalna struja osigurača bude 1.5 puta veća od nominalne struje štićene deonice.

Postoje brojni standardi za klasifikaciju osigurača na osnovu nominalnih napona, nominalnih struja, strujno/vremenskih karakteristika i ostalog. Na primer, standard ANSI/UL 198-1982 pokriva niskonaponske osigurače od 600V i manje. Za srednjenaponske i visokonaponske osigurače u opsegu od 2.3 do 138kV, standard kao što je ANSI/IEEE C37.40, 41, 42, 46, 47 i 48 se primenjuje. Proizvođači osigurača kao i različite države imaju svoje standarde na osnovu kojih klasifikuju i razlikuju osigurače. Na Slika 0.6 je dat primer strujno/vremenskih karakteristika osigurača tipa SMU, proizvođača S&C (“S&C Power Fuses - Type SMU-20 (14.4 kV)”) [46].



Slika 0.6. – Strujno-vremenska karakteristike osigurača tip SMU-20

U distributivnoj mreži su u praktičnoj upotrebi osigurači do nominalne struje od 250 A s tim da je tendencija poslednjih nekoliko godina da ta vrednost ne premašuje 200 A. Na ovaj način se ograničava da u slučaju pregorevanja osigurača, ispala snaga ne bude suviše velika [47].

Sličan problem postoji i kod primene reklozera, gde je najveća nominalna struja reklozera ograničena na oko 200 A. Mada, teorijski nema nikakvih ograničenja da nominalna struja reklozera bude i veća.

Sa porastom nominalne struje reklozera veći deo mreže biva obuhvaćen isključenjima/uključenjima pri delovanju reklozera. To ujedno znači i uznemiravanje većeg broja potrošača, što u slučaju potrošača sa mikroprocesorskim i elektronskim trošilima može biti veoma neugodno. Zato je tendencija da nominalne struje, pa prema tome i broj potrošača, budu manji, čime će se delovanje reklozera lokalizovati na manji deo mreže. Čak se poslednjih godina brzo delovanje reklozera dopušta samo za vremenskih nepogoda.

3.2 TRADICIONALNE METODE ZA IZBOR PODEŠENJA I KOORDINACIJU ZAŠTITE DISTRIBUTIVNIH MREŽA

Da bi se obezbedila puna funkcionalnost zaštite neophodno je podesiti releje prema uklopnom stanju i karakterističnim režimima u distributivnoj mreži. Podešenja zaštite se izvode na osnovu rezultata dve vrste proračuna: 1) normalnih režima i 2) režima sa kratkim spojevima. Za prvi od navedenih proračuna se koriste funkcije estimacija stanja i proračuni tokova snaga

[48], dok se u drugom proračunu koriste kratki spojevi. Rezultati dobijeni ovim proračunima čine praktično nezaobilaznu osnovu za izbor karakteristika i podešenje zaštita.

Prilikom izbora podešenja zaštite potrebno je voditi računa o koordinaciji zaštitnih uređaja, kao bitnom faktoru koji će omogućiti selektivno delovanje zaštitom i isključivanje samo dela distributivne mreže pogođene kvarom. Prilikom koordinacije zaštitnih uređaja treba uvažiti dva kriterijuma:

1. Zaštita treba da otkloni trajne i prolazne kvarove u osnovnoj zoni šticećenja, pre nego što reaguje rezervna zaštita,
2. Gubitak napajanja izazvan trajnim kvarovima treba da se ograniči na što manji deo sistema.

U delu koji sledi razmatraju se podešenje i koordinacija releja, osigurača, osigurača i reklosera, releja i reklozera i osigurača.

3.2.1 Kriterijumi za podešenje i koordinaciju prekostrujnih zaštita u distributivnim mrežama

U ovom delu se razmatra izbor podešenja prekostrujnih releja u distributivnim mrežama za zaštitu od međufaznih kvarova (trenutna prekostrujna i vremenski zavisna prekostrujna zaštita) i za zaštitu od kratkih spojeva sa zemljom (trenutna zemljospojna i vremenski zavisna zemljospojna zaštita).

U opštem slučaju, za svaki prekostrujni relej postoji strujno i vremensko podešenje, pri čemu je vremensko podešenje kod trenutnih prekostrujnih releja jednako nuli.

Prekostrujni releji sa strujno nezavisnom karakteristikom se podešavaju izborom dva parametara: strujno podešenje i t (vremensko podešenje izraženo u sekundama). Prekostrujnim relejima sa strujno zavisnom karakteristikom se deluje u zavisnosti od intenziteta struje i ovi releji se takođe podešavaju izborom dva parametra: strujno podešenje i koeficijent finog podešenja kojim se bira strujno zavisnu karakteristiku iz odgovarajuće familije krivih.

Strujno podešenje trenutnih prekostrujnih releja

Kriterijum za podešenje trenutnih releja zavisi od mesta ugradnje i tipa elementa koji se štiti pomenutom vrstom releja [7].

U distributivnim mrežama, za zaštitu distributivnih vodova, trenutni releji se ugrađuju na početku distributivnih vodova, kao i na sredini distributivnih vodova u slučaju jako dugačkih vodova koji se sreću u mrežama "američkog tipa".

Trenutni prekostrujni relej na sredini distributivnog voda se tipično podešava na 125% od struje tropskog kratkog spoja sa suprotnog kraja voda odnosno na SN sabirnicama koje se nalaze u susednoj transformatorskoj stanici (transformatorska stanica koja je dalje od izvora napajanja u mreži).

Ako je to poslednji relej (ne postoji relej kojem bi razmatrani relej bio rezervni), tada se razmatrani relej tretira kao relej na distributivnom vodu koji se podešava prema jednoj od sledećih vrednosti:

1. 50% od struje trolejnog kratkog spoja na mestu ugradnje zaštite,
2. (6 – 10 (16)) puta u odnosu na maksimalnu struju opterećenja na toj deonici (u daljem tekstu biće pojašnjeno kako se izračunava ta vrednost).

Strujno podešenje prekostrujnih releja sa strujno nezavisnom/zavisnom karakteristikom

Kao osnova za proračun strujnog podešenja prekostrujnih releja uzima se maksimalna vrednost struje opterećenja elementa koji se štiti.

Strujno podešenje releja se bira da bude 1.5 puta veće od maksimalnog opterećenja. U tu vrednost je uračunato preopterećenje i izvesni stepen sigurnosti; može se koristiti i vrednost 2 kada se očekuje značajnije opterećenje pri uključenju napajanja nakon prekida napajanja potrošača).

Vremensko podešenje i koordinacija prekostrujnih releja sa strujno nezavisnom/zavisnom karakteristikom

Osnovni kriterijum za izbor vremenskog podešenja je da vremensko podešenje bude što je moguće manje, a da pri tom bude zadovoljena selektivnost između parova osnovni – rezervni relej (dva susedna, na red postavljena releja), kako bi se u slučaju kvara što brže izolovali samo elementi koji su pogođeni kvarom i obezbedio nesmetani rad ostatka sistema.

Vremenski interval koji mora biti zadovoljen između delovanja dva susedna releja (parova osnovni – rezervni relej) da bi se ostvarila zadovoljavajuća selektivnost naziva se stepen selektivnosti.

Stepen selektivnosti zavisi od više faktora:

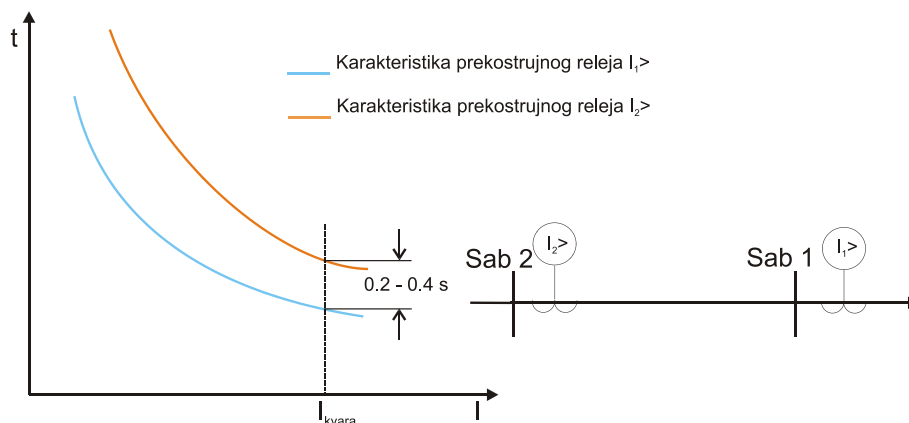
- Vremena koje je potrebno prekidaču da otvori svoje kontakte. Ovo vreme zavisi od tipa prekidača. Na primer, za uljne prekidače to vreme iznosi oko 100 ms, a za vakumske oko 80 ms.
- Greške koju unose strujni merni transformatori – kod strujno zavisnih releja vreme delovanja releja zavisi od merene struje kroz relej. S obzirom da postoji neka struja magnećenja strujnih mernih transformatora, struja na sekundaru strujnog mernog transformatora nije „kopija“ struje na primaru. Ova greška se odražava na vreme delovanja releja za postojeću struju kvara.
- Inercije releja – iako je kvar prekinut nakon delovanja releja, relej još neko vreme može ostati pobuđen zbog inercije. Vreme koje je potrebno da se relej u potpunosti resetuje kod elektromehaničkih releja je reda veličine 150 ms, a kod mikroprocesorskih je gotovo zanemarljivo i iznosi oko 20 ms.
- Margine sigurnosti – kod mikroprocesorskih je tipično oko 100 ms, a kod elektromehaničkih oko 150 ms.

Očigledno je da stepen selektivnosti zavisi od tipa prekidača na koji se deluje relejom i tipa releja i izračunava se sumirajući gore navedene faktore. Tipične vrednosti se kreću u opsegu od 0.2 do 0.4 sekunde.

Vremensko podešenje prekostrujnih releja sa strujno nezavisnom karakteristikom se izračunava tako da bude zadovoljena minimalna selektivnost između parova osnovni – rezervni relej. Vreme delovanja rezervnog releja t_{2r} (rezervni relej je onaj koji je bliži izvoru napajanja) je za stepen selektivnosti Δt veće od vremena delovanja osnovnog releja t_{1r} .

U radijalnim distributivnim mrežama postupak za vremensko podešenje počinje od releja koji su najviše udaljeni od korena mreže. Kod ovih releja se postavlja minimalno vremensko podešenje. Zatim se postupak nastavlja sukcesivno prema korenu mreže po svim parovima osnovni – rezervni relej. Ako je neki relej rezervni za više osnovnih releja, onda se za vreme t_{1r} usvaja najveće od vremena podešenja tih osnovnih releja.

Kod releja sa strujno zavisnom karakteristikom umesto vremena delovanja bira se koeficijent finog podešenja k , koji se izračunava tako da bude zadovoljena selektivnost između osnovnog i rezervnog releja za maksimalnu struju kvara ili za struju podešenja trenutnih releja, a kasnije se proverava da li je selektivnost zadovoljena i za manje vrednosti struje kvara što će biti objašnjeno u nastavku. Na Slika 0.7 su prikazane karakteristike prekostrujnih strujno zavisnih releja, izabrane tako da bude zadovoljena selektivnost za maksimalnu struju kvara - I_{kvara} na sabirnicama Sab 1. Vreme delovanja releja $I_{2>}$ je za stepen selektivnosti veće od vremena delovanja releja $I_{1>}$ za struju kvara na sabirnicama Sab1.



Slika 0.7. – Koordinacija strujno zavisnih releja

Prema IEC 60255 preporukama postoje četiri tipa karakteristika strujno zavisnih releja:

- normalno zavisna karakteristika ($\alpha=0.02$, $\beta=0.14$),
- vrlo zavisna karakteristika ($\alpha=1$, $\beta=13.5$),
- ekstremno zavisna karakteristika ($\alpha=2$, $\beta=80$),
- vrlo dugo zavisna karakteristika ($\alpha=1$, $\beta=120$).

Vreme delovanja strujno zavisnim relejima je definisano sledećim izrazom:

$$t = \frac{k \cdot \beta}{(I/I_{pod})^{\alpha-1}}, \quad (3.1)$$

gde je:

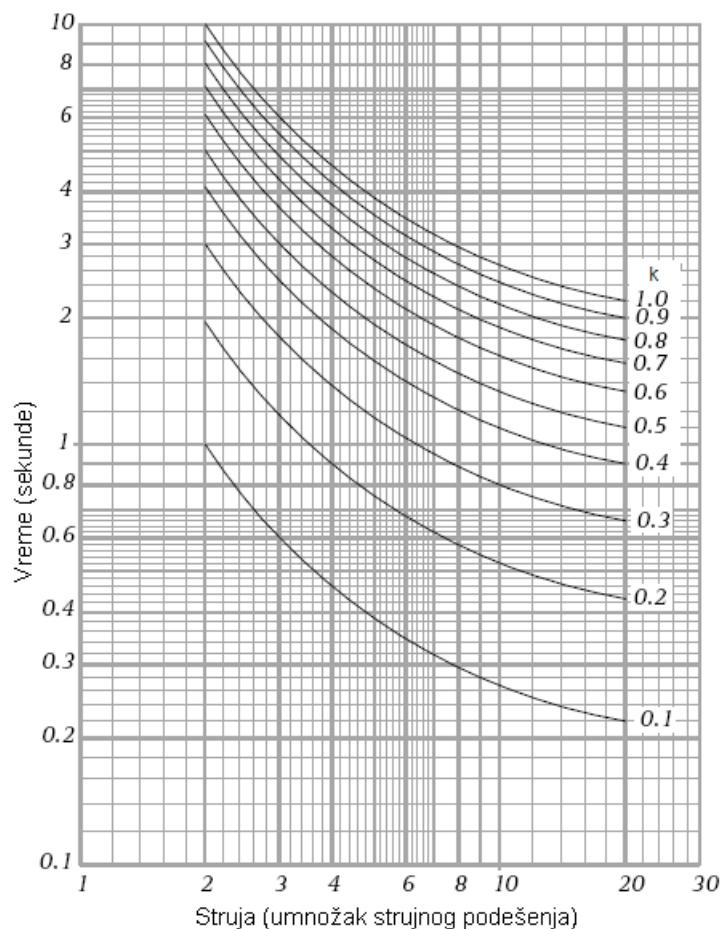
t – vreme delovanja releja pri struji I ,

I_{pod} – strujno podešenje releja,

k – koeficijent finog podešenja,

α, β – koeficijenti osnovnog podešenja, definisani po tipu karakteristike.

Promenom koeficijenta k na neku od vrednosti iz skupa {0.05; 0.1; 0.2; 0.3; 0.4; 0.5; 0.6; 0.7; 0.8; 0.9; 1.0} – Slika 0.8, vrši se izbor odgovarajuće krive da bi se obezbedila željena selektivnost.



Slika 0.8. – Normalno zavisne karakteristike releja

Iako su na Slika 0.8 prikazane karakteristike releja sa diskretnim vrednostima koeficijenta k , kod mikroprocesorskih releja je moguće zadati manji stepen finog podešenja čime se omogućava kontinualno podešavanje.

Releji sa normalno zavisnom karakteristikom se koriste tamo gde struja kvara relativno brzo opada sa promenom mesta kvara duž štice izloda. Kada nije moguće zadovoljiti željenu koordinaciju i selektivnost u slučajevima kada se struje kvara sporo menjaju sa promenom mesta kvara, koriste se releji sa vrlo zavisnom ili ekstremno zavisnom karakteristikom. Vrlo dugo zavisna karakteristika se koristi kada je pored velikih intenziteta struje kvara potrebno obezbediti relativno sporo delovanje.

U slučajevima kada je potrebno obezbediti mnogo brže delovanje zaštite pri velikim strujama kvara, koristi se kombinacija releja sa strujno zavisnom karakteristikom i trenutnih releja. Ova kombinacija releja se koristi i u situacijama kada je nemoguće ostvariti potrebnu selektivnost između parova osnovni – rezervni relej za velike struje kvara što je objašnjeno ranije (Slika 0.2).

Releji koji se koriste u američkim elektroenergetskim sistemima koriste krive definisane ANSI/IEEE standardima. Vreme delovanja ovim relejima se izračunava na osnovu sledećeg izraza:

$$t = \left(\frac{A}{(I/I_{pod})^{P-1}} + B \right) \cdot \left(\frac{14 \cdot k - 5}{9} \right), \quad (3.2)$$

gde je:

t – vreme delovanja releja pri struji I,

I_{pod} – strujno podešenje releja,

k – koeficijent finog podešenja,

A, B, P – koeficijenti čije vrednosti zavise od tipa karakteristike.

Prema ANSI/IEEE preporukama postoje sledeći tipovi karakteristika strujno zavisnih releja:

- ekstremno zavisna karakteristika (A=6.407, B=0.025, P=2.0),
- vrlo zavisna karakteristika (A=2.855, B=0.0712, P=2.0),
- zavisna karakteristika (A=0.0086, B=0.0185, P=0.02),
- kratko zavisna karakteristika (A=0.00172, B=0.037, P=0.02),
- ekstremno kratko zavisna karakteristika (A=1.281, B=0.005, P=2.0).

Koeficijent k može imati neku od sledećih vrednosti iz skupa {1;2;3;4;5;6;7;8;9;10}.

Procedura za izračunavanje koeficijenta finog podešenja prekostrujnih releja je data u nastavku.

Pretpostavlja se da je prethodno izračunata vrednost strujnog podešenja I_{pod} za razmatrani relej, a zatim se prelazi na izračunavanje parametra k. Ako se radi o releju koji je najudaljeniji od izvora napajanja (poslednji relej) koeficijent k se postavlja na minimalnu vrednost koju je moguće zadati na releju. U suprotnom, potrebno je izračunati vreme delovanja donjeg releja t_{1r} i to za vrednost struje na koju je podešen trenutni prekostrujni relej uz taj relej ili za vrednost maksimalne struje kvara na mestu ugradnje releja ako ne postoji trenutni relej uz razmatrani relej. Zahtevano vreme delovanja releja t_{2r} koji se podešava je:

$$t_{2r} = t_{1r} + \Delta t, \quad (3.3)$$

gde je Δt – stepen selektivnosti (0.2 s – 0.4 s) između svake dve na red postavljene zaštite.

Kada se raspolaže sa t_{2r} , I_{pod} razmatranog releja i strujom podešenja donjeg trenutnog releja (ili vrednošću maksimalne struje kvara na suprotnom kraju) izračunava se k na osnovu izraza (3.1) ili (3.2).

Algoritam za podešenje prekostrujnih releja nulte komponente struje ($I_{0>>}$, $I_{0>}$) je analogan algoritmu za podešenje prekostrujnih releja ($I_{>>}$, $I_{>}$).

Nakon izbora strujnog podešenja prekostrujne zaštite, potrebno je proveriti osetljivost zaštita. Osetljivost se proverava u osnovnoj i rezervnoj zoni šticećenja [48, 49]. Osnovna zona šticećenja je deo mreže u kome se kratki spojevi prvenstveno eliminišu razmatranom zaštitom. Rezervna zona je deo mreže u kome se kratki spojevi eliminišu razmatranom zaštitom pod uslovom da on nije eliminisan nekom osnovnom zaštitom. U opštem slučaju rezervna zona ne mora da postoji. Kod $I_{>>}$ zaštita rezervna zona, po definiciji, ne postoji.

Za proveru osetljivosti potrebno je simulirati odgovarajuće kratke spojeve na kraju zona šticećenja. Kao mera osetljivosti koristi se koeficijent osetljivosti definisan sledećom relacijom:

$$k_{os} = \frac{I_{ks}^{min}}{I_{pod}} \quad (3.4)$$

gde je: I_{ks}^{min} – minimalna struja kratkog spoja.

Minimalna struja kratkog spoja se određuje deterministički. Obično se bira normalno uklopno stanje i mesto kratkog spoja koje se nalazi na kraju zone šticećenja, a takođe se bira i tip kratkog spoja za koji je struja minimalna. Smatra se da je režim koji je prethodio kratkom spoju, prazan hod. Dvopolni kratki spoj² je tip kratkog spoja za koji se proverava osetljivost kod zaštita od međufaznih kratkih spojeva, dok se jednopolni kratak spoj koristi kod zaštita od kratkih spojeva sa zemljom u mrežama koje nisu direktno uzemljene. Ovakav izbor tipa kratkog spoja za proveru osetljivosti zaštita je opravdan u distributivnim mrežama bez DER. Međutim, u uslovima rada mreže sa većim brojem DER ili u neposrednoj blizini DER potrebno je proveriti i ostale tipove kratkih spojeva. Ovo će detaljnije biti diskutovano u narednim delovima disertacije.

Kod mikroprocesorskih releja, koeficijent osetljivosti treba da ima vrednost veću ili jednaku od obično 1.3 za osnovnu, a za rezervnu zonu 1.2 ili 1.15. Koeficijent osetljivosti za osnovnu zonu mora biti postignut obavezno, dok je kod rezervne zone treba svakako pokušati da se obezbedi odgovarajuća osetljivost (ako nije moguće obezbediti daljinsku rezervu treba pokušati obezbediti lokalnu rezervu, a ako i to nije moguće tada bar činjenica da nema rezervne zaštite treba da bude poznata osoblju koje se bavi zaštitom).

Kod proračuna minimalnih struja kratkog spoja u distributivnoj mreži koristi se minimalna snaga kratkog spoja za opis parametara prenosne mreže iz koje se napaja razmatrana distributivna mreža. Takođe, preračunavaju se i termogeni otpori vodova (nadzemni vodovi i kablovi) na vrednost otpora koja odgovara maksimalno dozvoljenoj temperaturi provodnika θ^{MAX} na kraju kratkog spoja [49]. Te maksimalno dozvoljene temperature za provodnike nadzemnih vodova od bakra ili aluminijuma iznose orijentaciono između 180 i 200 [°C], dok su za kablove te vrednosti niže i definisane su standardima iz grupe JUS N.C5 za

² Ova pretpostavka važi u najvećem broju slučajeva. U neposrednoj blizini velikih rotacionih mašina treba proveriti i ostale tipove kratkih spojeva.

visokonaponske kablove (orijentaciono te vrednosti se kreću od 120 [°C] do 160 [°C]). Vrednosti otpora vodova R_{ks}^{min} za proračun minimalne struje kratkog spoja se izračunavaju na osnovu sledeće relacije:

$$R_{ks}^{min} = (1 + 0.004 \cdot (\theta^{MAX} - 20)) \cdot R_{20^{\circ}C}, \quad (3.5)$$

gde je:

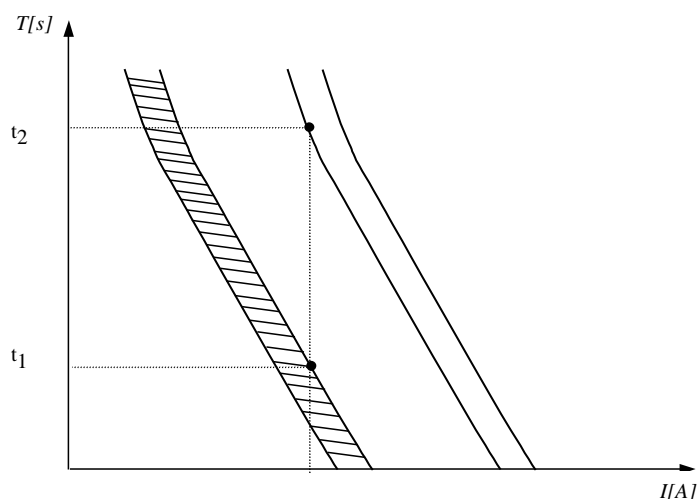
$R_{20^{\circ}C}$ – otpor provodnika voda na temperaturi od 20 [°C],
 θ^{MAX} – maksimalno dozvoljena temperatura provodnika.

3.2.2 Kriterijumi za koordinaciju dva osigurača

Osnovni kriterijum prilikom koordinacije dva osigurača se sastoji u tome da maksimalno vreme reagovanja glavnog osigurača ne pređe 75% minimalnog vremena potrebnog za topljenje rezervnog osigurača, tj. osigurava se da glavni osigurač prekine kvar pre delovanja rezervnog osigurača. Na Slika 0.9, sa t_1 i t_2 su označena vremena koja odgovaraju krivama maksimalnog vremena pregorevanja osigurača sa manjom nominalnom strujom i minimalnog vremena pregorevanja osigurača sa većom nominalnom strujom, respektivno. Uslov koordinacije dva na red vezana osigurača je:

$$t_1 \leq 0.75 \times t_2, \quad (3.6)$$

gde se u slučaju da je uslov dat izrazom (3.6) ispunjen, smatra da do pregorevanja osigurača sa većom nominalnom strujom neće doći.



Slika 0.9. – Koordinacija dva na red vezana osigurača

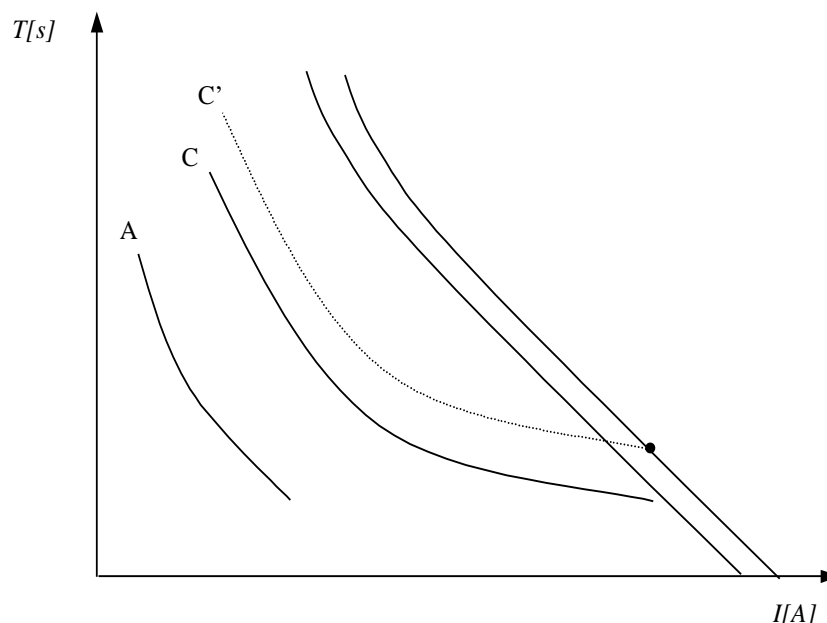
Ovakva situacija se retko sreće u mrežama evropskog tipa, ali postoji u mrežama američkog tipa na veoma dugačkim izvodima sa lateralima.

3.2.3 Kriterijumi za koordinaciju reklozera sa osiguračem

Koordinacija reklozera i osigurača zavisi od mesta ugradnje reklozera i osigurača na izvodu, tako da postoje dve mogućnosti. Prva, da je osigurač rezervna zaštita reklozeru

(smešten je bliže izvoru, što je mnogo ređa varijanta) i druga, da je reklozer rezervna zaštita osiguraču (smešten je bliže izvoru, ova varijanta se najčešće sreće u praksi u mrežama američkog tipa) . U daljem tekstu ova dva slučaja su obrađena posebno.

1. **Osigurač bliži izvoru:** u ovom slučaju, sve operacije reklozera treba da su brže od minimalnog vremena topljenja osigurača. To se može ostvariti korišćenjem multiplikativnih faktora na vremensko/strujnoj karakteristici reklozera kako bi se uključio efekat zamora topljivog elementa osigurača prouzrokovan akumulisanim zagrevanjem tokom uzastopnih delovanja reklozera, što je prikazano na slici 4.2.



Slika 0.10. – Koordinacija reklozera i osigurača kada je osigurač bliži izvoru

Na Slika 0.10 je sa A označena brza kriva reklozera, sa C spora, a sa C' je označena spora kriva reklozera pomnožena sa faktorom "k" iz tabele 3.1. Vrednost koeficijenta k zavisi od broja operacija reklozera i beznaponske pauze.

Uslov koordinacije je:

$$t_{\text{spora.kriva.reclosera}} \times k \leq t_{\text{max.vremena.topljenja}} \quad (3.7)$$

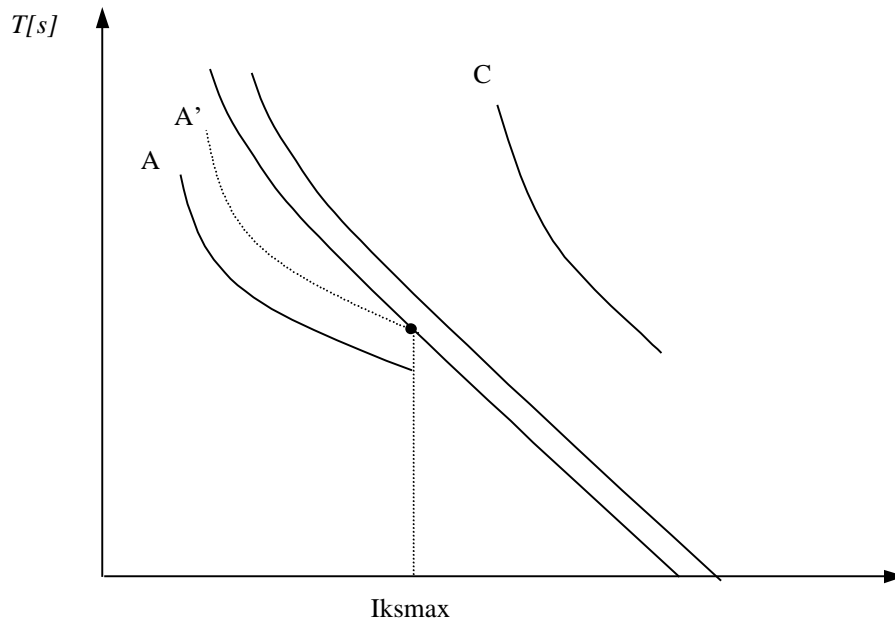
Tabela 3.1 – Koeficijent "k" kada je osigurač bliži izvoru

Broj perioda između uzastopnih operacija reklozera	Vrednosti koeficijenta "k" za:		
	dve brze/dve operacije	spore	četiri spore operacije
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45

600	1.35	1.35	1.35
-----	------	------	------

2. **Reklozer bliži izvoru:** Postoje dva osnovna principa za koordinaciju reklozera i osigurača u ovom slučaju. Prvi princip je zaštita osigurača od nepotrebnog topljenja (“fuse-saving mode“), kada reklozera svojim brzim operacijama, u slučaju prolaznih kvarova, reaguje pre topljivog elementa osigurača, dok u slučaju trajnih kvarova topljenje osigurača nastupa ranije nego što reklozer započne spore operacije. Time je omogućeno topljenje osigurača samo u slučaju trajnih kvarova, čime se izoluje deo izvoda u kvaru, iza osigurača. Uopšteno, prvo otvaranje reklozera bi otklonilo 80% prolaznih kvarova, dok bi drugo otklonilo narednih 10%. Pravilna koordinacija reklozera u seriji sa osiguračima podrazumeva da reklozera mogu prepoznati sve kvarove u mreži i sprečiti osigurače da deluju u slučaju prolaznih kvarova. Da bi se ostvarila pravilna koordinacija potrebno je da:

- minimalno vreme topljenja osigurača ($t_{min.vremena.topljenja}$) mora biti veće od vremena koje odgovara karakteristici brze krive reklozera pomnožene sa multiplikativnim faktorom "k" iz tabele 3.2.
- maksimalno vreme reagovanja osigurača ($t_{max.vremena.reagovanja}$) mora biti manje od vremena koje odgovara karakteristici spore krive reklozera bez multiplikativnog faktora



Slika 0.11. – Koordinacija reklozera i osigurača po “fuse-saving“ principu kada je reklozer bliži izvoru

Na Slika 0.11 je sa A označena brza kriva reklozera, sa A' brza kriva reklozera pomnožena sa faktorom "k" iz tabele 3.2, i sa C spora kriva reklozera. Uslov za koordinaciju se određuje iz:

$$t_{recloser} \times k \leq t_{min.vremena.topljenja} \times 0.75. \quad (3.8)$$

Tabela 3.2 – Koeficijent "k" kada je reklozer bliži izvoru

Broj perioda između uzastopnih operacija reklozera	Vrednosti koeficijenta "k"		
	jedna operacija	brza	dve brze operacije

25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Drugi princip koordinacije reklozera i osugrača, kada je reklozer bliži izvoru je „fuse-blowing“. U tom slučaju, sve operacije reklozera su sporije od topljenja osigurača za kvarove iza osigurača. Ovaj princip se primenjuje kada se očekuje da je većina kvarova koji se dešavaju u sistemu trajna, kao na primer u slučaju oluja (storm mode).

3.2.4 Koordinacija releja prema osigurača i reklozeru

Koordinacija prema osiguraču se svodi na određivanje vremena prorade releja t ako je osigurač podešen na vreme t_1 :

$$t = t_1 + \Delta t, \quad (3.9)$$

gde je Δt stepen selektivnosti, tipične vrednosti 0.4.

Da bi se shvatilo kako relej reaguje na uzastopne operacije reklozera, mora se početi od trenutka kada kvar nastane pa do njegovog otklanjanja od strane reklozera ili releja. Po nastanku kvara reklozer počinje operativni ciklus (videti Slika 0.4), takođe i relej registruje kvar. Tokom prve beznaponske pauze, relej ne stigne da se resetuje (u slučaju prolaznih kvarova, relej se resetuje jer je kvar otklonjen), tako kada reklozer ponovo uspostavi stanje sa kvarom, tajmer releja broji sa pozicije koja je veća od reset pozicije.

Tokom druge beznaponske pauze, ponavlja se prethodna situacija s tim što pobuđivanje i resetovanje zavise od zatečene pozicije, tako da se zaključuje sledeće: vreme koje se registruje na brojaču releja posle isteka vremena operativnog ciklusa reklozera mora biti manje od podešenog vremena reagovanja releja zbog toga što relej mora da sačeka sve (u ovom slučaju četiri) operacije reklozera, pa tek onda da otkloni kvar koji je sigurno trajan.

Koordinacija prema reklozeru je znatno teža u slučaju podešenja reklozera za kraće beznaponske pauze, u odnosu na slučaj kada su te pauze duže.

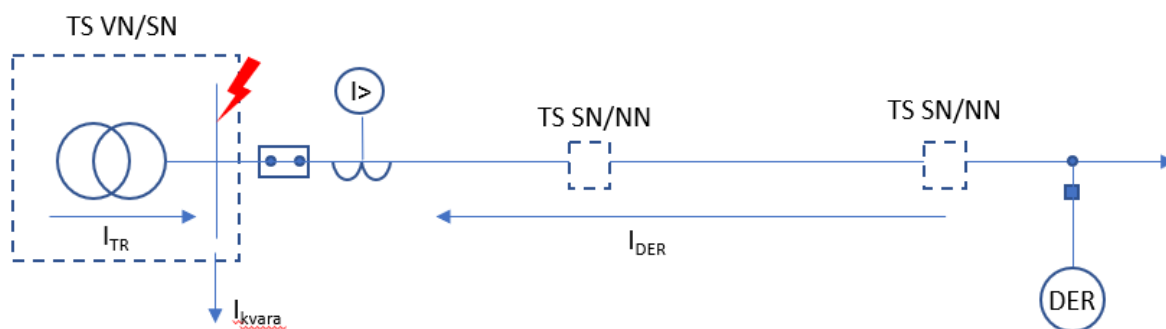
3.3 UTICAJ DISTRIBUTIVNIH GENERATORA NA RAD PREKOSTRUJNE ZAŠTITE

Savremeni trend u eksploataciji distributivnih mreža je uključivanje i korišćenje generatora relativno malih snaga od nekoliko kW u niskonaponske mreže do nekoliko MW u srednjenapnske distributivne mreže. Ovi generatori, zajedno sa skladištima električne energije, nazivaju se distribuirani energetske resursi (DER). U nastavku je opisan uticaj DER na rad i koordinaciju zaštite u distributivnim mrežama.

3.3.1 Uticaj DER na rad prekostrujnih zaštita u distributivnim mrežama

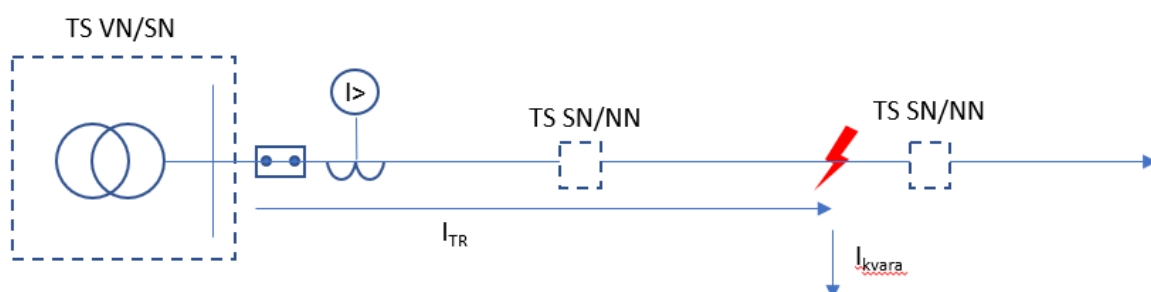
Prisustvo DER na distributivnom izvodu suštinski menja pogonske prilike na tom izvodu. Situacija se u tom slučaju menja, pa izvod iz radijalnog prelazi u pogon sa dvostranim napajanjem. Jedna napojna tačka su srednjenaponske sabirnice sa kojih polazi izvod, a druga je čvor u kome je priključen DER.

Priključenjem DER u distributivnu mrežu značajno se menjaju i karakteristične vrednosti režima sa kratkim spojem: struje kratkih spojeva na mestu kvara se povećavaju i predstavljaju sumu struja kvara od napojnog transformatora I_{TR} i od DER I_{DER} . DER predstavlja novi izvor energije koji, u slučaju kvara, napaja mesto kvara, te postoji još jedan tok struje od DER do mesta kvara. Taj tok struje dolazi naročito do izražaja u slučaju kvara kao na slici Slika 0.12. Tako u slučaju kvara na srednjenaponskim sabirnicama napojne transformatorske stanice kroz zaštitu teče isključivo komponenta struje kvara od DER – kao što je prikazano na Slika 0.12. Struje od DER mogu da poremete osetljivost i selektivnost zaštite i na taj način izazovu probleme u funkcionisanju zaštite [13].



Slika 0.12. Tok struje kvara za kvar na srednjenaponskim sabirnicama napojnog transformatora

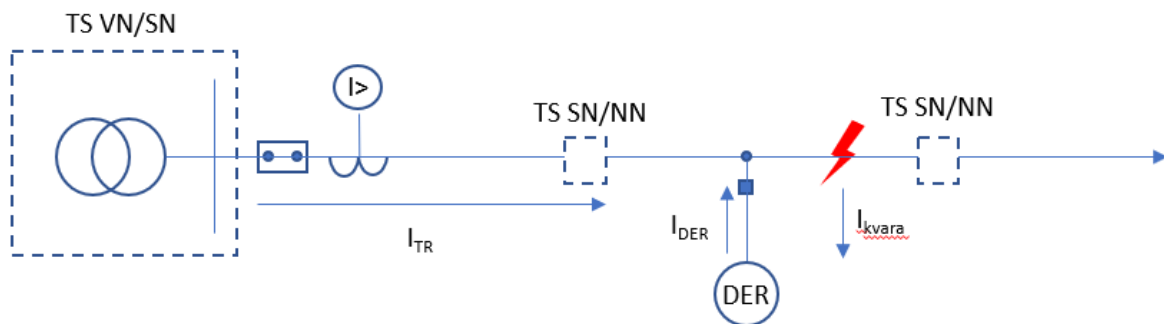
Neka se razmatra distributivni izvod sa prekostrujnom zaštitom na početku izvoda kao što je prikazano na slici Slika 0.13. U slučaju kvara na izvodu, kroz zaštitu prolazi komponenta struje kvara od napojnog transformatora do mesta kvara. Vrednost te struje je ista kao i vrednost struje kvara na mestu kvara ($I_{TR} = I_{kvara}$), kada nema priključenih DER na distributivnu mrežu.



Slika 0.13. Tok struje kvara za kvar na distributivnom izvodu bez DER

Neka je na isti taj izvod priključen DER kao što je prikazano na slici Slika 0.14. U slučaju kratkog spoja iza lokacije DER, vrednost struje kvara kroz zaštitu na početku izvoda je

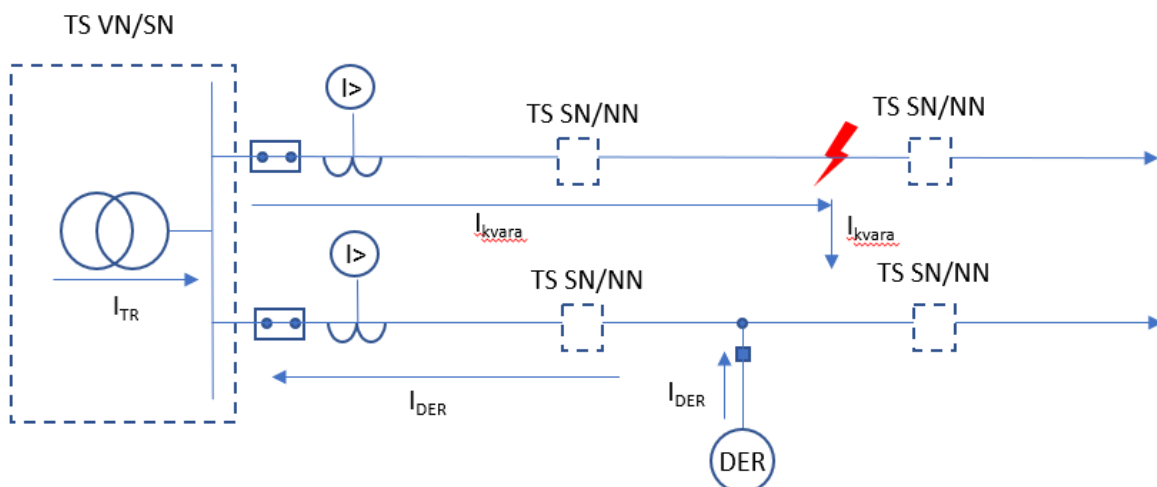
jednaka komponenti struje kvara od napojne transformatorske stanice (ITR). Ta komponenta struje je samo deo ukupne struje kvara na mestu kvara (I_{kvara}) i može biti manja od vrednosti struje kvara koja prolazi kroz zaštitu kad na izvodu nisu priključeni DER kao u primeru na slici Slika 0.13. Manja vrednost struje kvara kroz zaštitu može biti nedovoljna da inicira delovanje zaštitom u slučaju kvara. Priključenje DER na izvod distributivne mreže utiče na osetljivost zaštite, jer vrednosti struje kvara kroz zaštitu su manje i mogu biti nedovoljne za pouzdano delovanje zaštitom. Stoga je od velike važnosti proveriti rad i osetljivost zaštite za različite lokacije kvara na izvodu. Provera rada i osetljivosti zaštite se bazira na proračunima kratkog spoja. Na tačnost proračuna režima sa kvarom u mrežama sa DER veliki značaj i uticaj ima način modelovanja DER u režimu s kratkim spojem, što je detaljnije opisano u narednim poglavljima.



Slika 0.14. Tok struje kvara za kvar na distributivnom izvodu sa DER

3.3.2 Uticaj DER na selektivnost prekostrujne zaštite

Neka se razmatra deo distributivne mreže sa dva izvoda koji se napajaju iz iste transformatorske stanice kao što je prikazano na slici Slika 0.15. Oba izvoda se štite prekostrujnom zaštitom na početku izvoda. Izvodi su kratki, evropskog tipa, te je za zaštitu celokupnog izvoda dovoljno postaviti zaštitu samo na početku izvoda. Na jednom izvodu je priključen DER.

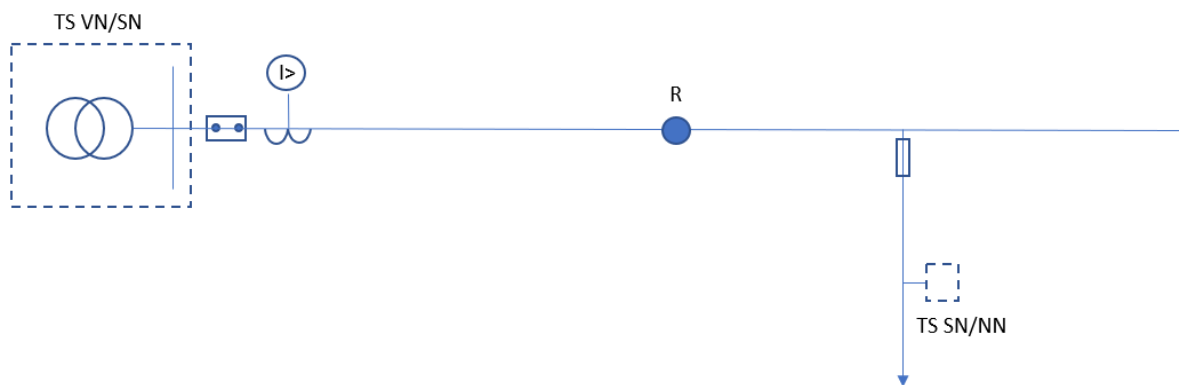


Slika 0.15. Tok struje kvara za kvar na distributivnom izvodu sa DER

U slučaju kvara na izvodu bez DER, struja kvara (I_{kvara}) je jednaka sumi struje kvara od napojnog transformatora (ITR) i od DER na susednom izvodu (IDER). Kroz zaštitu na izvodu bez kvara protiče komponenta struje od DER. Ukoliko je vrednost struje kvara od DER veća od vrednosti strujnog podešenja zaštite na izvodu bez kvara, struja kvara od DER će dovesti do nepotrebnog i neselektivnog delovanja zaštitom. Vrednost struje kvara od DER zavisi od snage DER i njegove udaljenosti od mesta kvara. DER veće snage injektira veću struju kvara. Da bi se ovo sprečilo, potrebno je uvesti usmerenu zaštitu na izvodu sa generatorom. Tako bi se eliminisao problem prorade zaštite usled kvara na susednom izvodu.

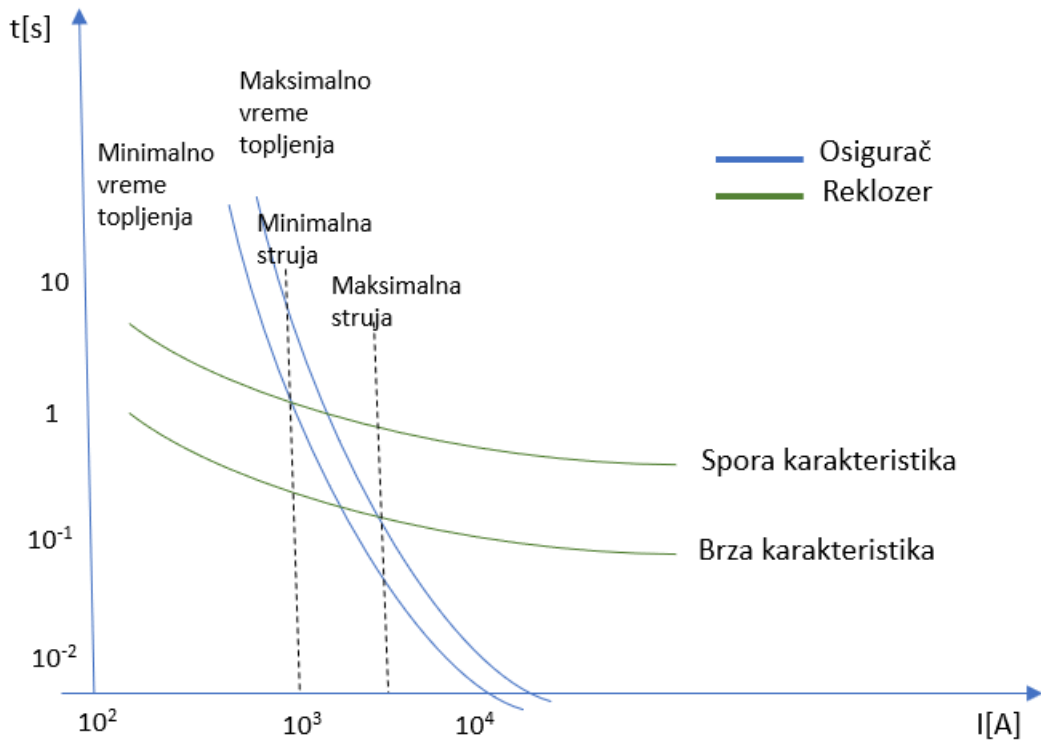
3.3.3 Uticaj DER na koordinaciju zaštite

DER mogu značajno da utiču i na koordinaciju zaštite. U nastavku je opisan problem uticaja DER na koordinaciju reklozera i osigurača na jednom dugačkom distributivnom izvodu, američkog tipa, koji je ilustrovan na slici Slika 0.16. Zaštita izvoda je ostvarena prekostrujnom zaštitom na početku izvoda i reklozera na sredini izvoda. Za zaštitu ogranaka (lateralala) koriste se osigurači koji se postavljaju na početku lateralala.



Slika 0.16. Primer distributivnog izvoda

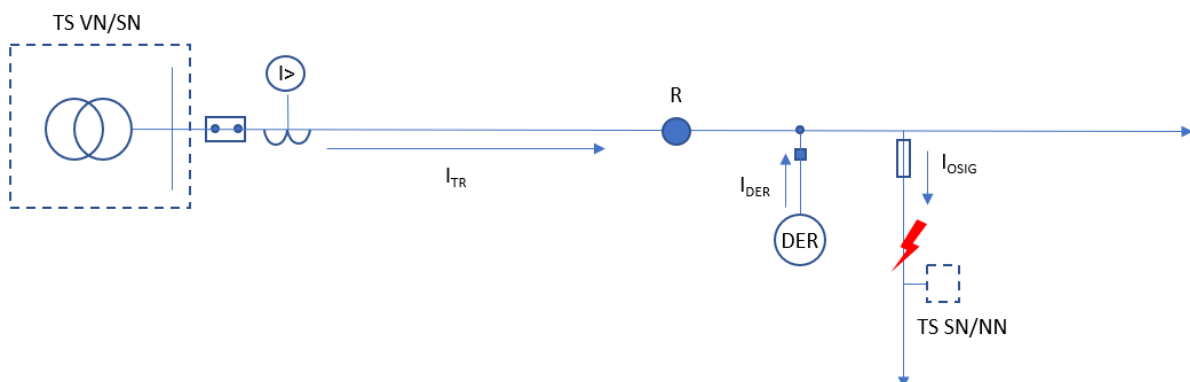
Koordinacije reklozera i osigurača je zasnovana na principu zaštite osigurača od prolaznih kvarova (“fuse-saving mode”) i ilustrovana je na slici Slika 0.17. U slučaju kvara na izvodu, iza osigurača, reklozer svojim brzim operacijama brže deluje od osigurača i na taj način štiti osigurač od nepotrebnog topljenja u slučaju prolaznih kvarova. U slučaju da je kvar trajan i da postoji nakon završenih brzih operacija reklozera, osigurač na lateralalu će se istopiti i izolovati lateralal izvoda sa kvarom. U slučaju da se osigurač ne istopi, reklozer će kao rezervna zaštita, nakon završenih sporih operacija trajno otvoriti svoje kontakte i izolovati deo izvoda sa kvarom.



Slika 0.17. Reklozer-osigurač koordinacija po principu „fuse-saving mode”

U slučaju kvara iza osigurača, na primeru izvoda kao na slici 3.5, struja kvara kroz reklozer je jednaka struji kvara kroz osigurač. Ukoliko je vrednost struje kvara kroz osigurač/reklozer u opsegu između maksimalne i minimalne vrednosti struja (slika 3.6), koordinacija između osigurača i reklozera je zadovoljena po principu zaštite osigurača od nepotrebnog topljenja u slučaju prolaznih kvara (fuse-saving mode).

Međutim, koordinacija reklozera i osigurača može biti narušena kada se na izvod priključi DER, jer se priključenjem DER na izvod menjaju vrednosti struja kvara. Neka je DER priključen na izvod kao što je prikazano na slici Slika 0.18.



Slika 0.18. Distributivni izvod sa DER

U slučaju istog kvara, iza osigurača, kao u prethodnom slučaju, struja kvara kroz osigurač je $I_{OSIG} = I_{TR} + I_{DER}$, dok je struja kroz reklozer I_{TR} kao što je ilustrovano na slici 3.7. Struja kvara kroz osigurač je veća od struje kvara kroz reklozer i može premašiti

maksimalnu vrednost struje sa slike Slika 0.17, što će izazvati topljenje osigurača pre nego što reklozer započne brze operacije. Time je ugrožena koordinacija reklozer-osigurač koja omogućava zaštitu osigurača od prelaznih kvarova. Dakle, prisustvo DER uslovljava različite vrednosti struja kroz zaštitne uređaje na istom izvodu čime se može narušiti koordinacija zaštitnih uređaja. U ovom slučaju, prolazni kvarovi postoju trajni jer brze operacije reklozera postaju sporije od vremena topljenja osigurača i time ne štite osigurač od nepotrebnog topljenja u slučaju prolaznih kvarova.

Konačno, veliki izazov u današnjim distributivnim mrežama jeste i činjenica da većina metoda za proračun kratkih spojeva ne uzima u obzir IBDER i DFIM sa dovoljnom tačnošću. Samim tim, metode za podešenje i koordinaciju relejne zaštite ovakvih mreža, koje su zasnovane na rezultatima proračuna kratkih spojeva, imaju pogrešne ulazne podatke što može da izazove neodgovarajuće podešenje i koordinaciju zaštite, pa posledično i nedovoljno zaštićen distributivni sistem.

Na osnovu svega navedenog može se zaključiti da DER priključeni u distributivnu mrežu znatno utiču na rad i funkcionisanje zaštite distributivnih mreža i mogu dovesti do nepouzdanog i neselektivnog delovanja zaštitom čime bi se narušilo nesmetano i pouzdano napajanje potrošača. Da bi se obezbedio pouzdan rad distributivne mreže, u ovim dinamičkim uslovima, sa velikim brojem priključenih DER, podešenje, provera osetljivosti i koordinacija zaštite predstavljaju značaj aspekt kome treba posvetiti posebnu pažnju. S jedne strane, veliki broj DER priključenih na distributivnu mrežu povećava pouzdanost napajanja potrošača, a sa druge strane dovodi do smanjenja pouzdanosti napajanja jer utiču na neselektivno i nepotrebno delovanje zaštitom. Stoga uticaj DER na podešenje i rad zaštite distributivnih mreža u prisustvu DER treba pažljivo analizirati. Uslovi u distributivnim mrežama se menjaju sa priključenjem DER, stoga podešenja zaštita se moraju adekvatno izabrati kako bi se izbeglo nepotrebno i neselektivno delovanje zaštitom u dinamičkim uslovima rada aktivnih distributivnih mreža i adekvatno delovanje zaštitom u slučaju kvara. Podešenje zaštite se izračunava na osnovu vrednosti struja kratkih spojeva i stoga je proračun režima sa kvarom veoma važan za proračun podešenja. U ovoj disertaciji, poseban akcenat je stavljen na razvoj preciznih modela i proračuna kratkih spojeva distributivnih mreža sa velikom količinom DER, kao i razvoja nove metode za adaptivnu relejnu zaštitu, zasnovane na rezultatima preciznog proračuna kratkih spojeva.

3.4. TRADICIONALNI MODELI DER ZA PRORAČUN REŽIMA SA KRATKIM SPOJEM

Do pre deset godina, distributivne mreže su bile gotovo potpuno pasivne, ili je postojao mali broj tradicionalnih sinhronih ili asinhronih mašina priključenih na mrežu. Modeli tradicionalnih sinhronih i asinhronih mašina su dobro poznati i u upotrebi su više od pola veka [50, 51]. Njihovi modeli su detaljno opisani u poglavljima 4.1 i 4.2. Međutim, poslednjih godina, pored tradicionalnih sinhronih i asinhronih mašina, sve je veći broj DER tipa 3 i tipa 4 koji se na distributivnu mrežu priključuju preko uređaja energetske elektronike: parcijalno (DFIM, DER tipa 3 kod kog se rotor priključuje preko invertora, dok je stator direktno

priključen na mrežu) ili potpuno (DER tipa 4 – IBDER).

Prema preporukama međunarodnog IEC standarda, DFIM se modeluje kao impedansa u proračunima kratkog spoja. Vrednost impedanse u direktnom redosledu se izračunava na sledeći način:

$$\hat{Z}_{DFIM} = \left(\frac{R_{WD}}{X_{WD}} + j \right) \frac{Z_{WD}}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_{WD}}{X_{WD}} \right)^2}}, \quad (3.10)$$

gde su:

- $Z_{WD} = \frac{\sqrt{2}k_{wd}U_n}{\sqrt{3}I_{max}}, \quad (3.11)$
- $\frac{R_{WD}}{X_{WD}} = 0.1$, ako proizvođač ne obezbedi drugačiju vrednost,
- k_{wd} zavisi od vrednosti impedanse zaštite invertora DFIM (kroubar) i uzima se vrednost 1.7 ako proizvođač ne obezbedi drugačiju vrednost,
- U_n – nominalni napon čvoru priključenja DFIM na mrežu,
- I_{max} – maksimalna (unapred poznata) vrednost struje tropolnog kratkog spoja.

Inverznu i nultu impedansu DFIM za proračune neuravnoteženih kratkih spojeva bi trebalo da obezbedi proizvođač.

Za IBDER, u standardu nisu definisani tačni modeli, samo postoji napomena da se DER ovog tipa modeluju idealnim strujnim generatorima u direktnom redosledu, gde su vrednosti struja tih izvora u opsegu od 1.2 do 1.5 puta od nominalne struje DER, koje bi trebalo da obezbedi proizvođač. [52].

Modelovanje DFIM i IBDER prema IEC standardu je suviše pojednostavljeno, pa samim tim i nedovoljno tačno. Veliki broj informacija se očekuje da obezbedi proizvođač i do njih je vrlo često teško doći ili su nedostupne. Takođe, ovim modelima se ne uzima u obzir ponašanje DFIM i IBDER u slučaju kratkog spoja, koje je opisano u poglavljima 4.3 i 4.4, na adekvatan način.

S obzirom da proračun podešenja i koordinacije zaštitnih uređaja direktno zavise od proračuna režima sa kratkim spojem, upotreba ovih pojednostavljenih modela DFIM i iBDER u proračunima može dovesti do pogrešnih zaključaka i neadekvatno izabranog podešenja zaštite što može prouzrokovati neadekvatno i neselektivno delovanje zaštitom, a time i ozbiljne štete u radu sistema.

U ovoj disertaciji, za proračun režima sa kratkim spojem, koriste se unapređeni modeli DFIM i IBDER, inicijalno predloženi u [30, 31], a opisani u sledećem poglavlju.

GLAVA 4

MODELI DER ZA PRORAČUN REŽIMA DISTRIBUTIVNIH MREŽA S KRATKIM SPOJEVIMA

U ovoj glavi su predstavljene modeli sledećih tipova DER za proračun režima distributivnih mreža s kratkim spojevima:

1. modeli sinhrona mašine direktno priključene na mrežu,
2. modeli asinhrona mašine direktno priključene na mrežu,
3. modeli DFIM,
4. modeli IBDER.

Posebna pažnja je posvećena modelima DFIM i IBDER pošto je to od suštinske važnosti za proračune režima savremenih distributivnih mreža s kratkim spojevima.

Podrazumeva se da su DER priključeni trofazno na distributivnu mrežu, stoga su modeli DER predstavljeni u domenu simetričnih komponenti. Transformacija modela iz domena simetričnih komponenti u fazni domen vrši se pomoću odgovarajuće matrice transformacije [7-9].

Izlaganja u ovoj glavi zasnovana su na istraživanjima iz [30, 31], dok su modeli DFIM i IBDER unapređeni tako da obezbeđuju preciznije rezultate proračuna kao ulazne podatke u metodu za proračun podešenja i koordinacije relejne zaštite.

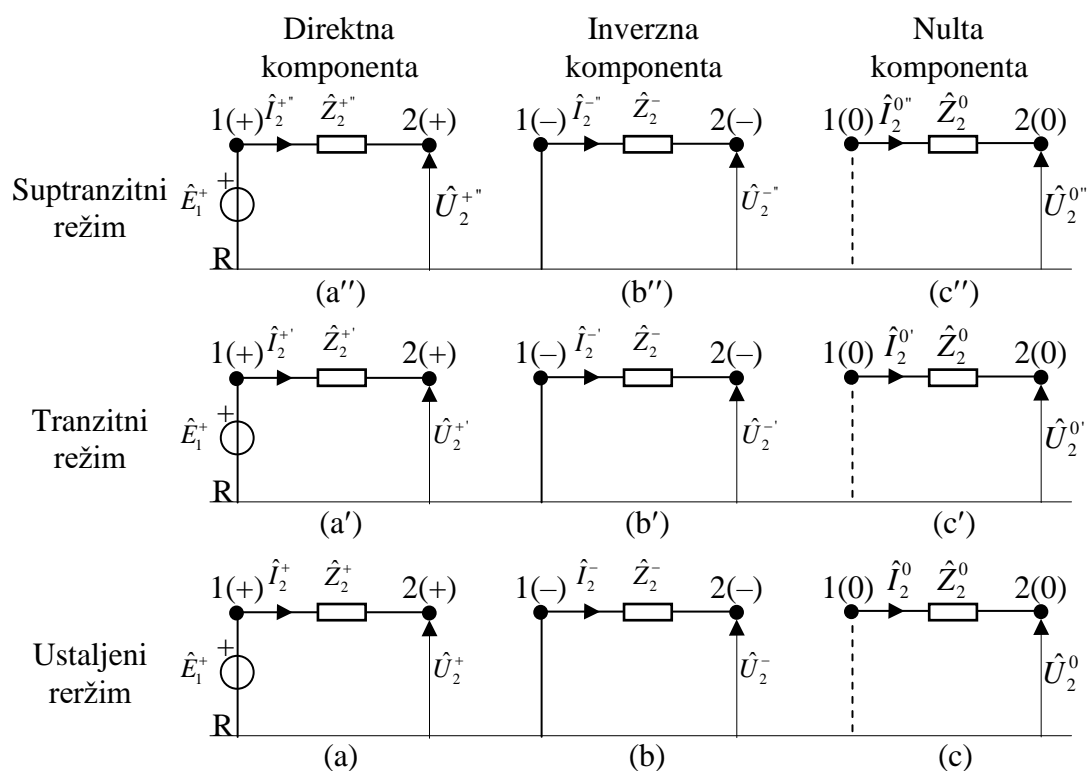
4.1 DER TIPA 1: SINHRONA MAŠINA DIREKTNO PRIKLJUČENA NA MREŽU

U ovoj disertaciji, sinhrona mašine direktno priključene na mrežu se u proračunima režima mreža s kratkim spojevima modeluju preko odgovarajućeg Tevenenovog ekvivalenta za sva tri redosleda simetrije (direktni, inverzni i nulti), s obzirom da su režimi s kratkim spojevima generalno nesimetrični. Ekvivalentno kolo sinhrona mašine za sva tri redosleda simetrije i za tri vremenske sekvence (subtranzitni, tranzitni i ustaljeni) je prikazan na slici 4.1. S obzirom da su sinhrona mašine uravnoteženi elementi, njihova ekvivalentna kola za sva tri redosleda simetrije su međusobno raspregnuta [32]. Čvor 1 je interni čvor mašine, a čvor 2 je čvor u kom je mašina priključena na mrežu. Sa \hat{E}^+ je označena direktna komponenta faznih elektromotornih sila indukovanih u namotajima statora sinhrona mašine usled obrtanja konstantnog elektromagnetnog polja rotora. S obzirom na simetriju tih elektromotornih sila direktnog redosleda, njihova inverzna i nulta komponenta jednake su nuli (kratkospojeni krajevi između čvora 1 i referentnog čvora u kolima za inverzni i nulti redosled). Za namotaje statora sinhrona mašine, koji su povezani u zvezdu koja nije uzemljena ili trougao, struje nultog redosleda u tim namotajima ne mogu se uspostaviti. Statori mašina s tako povezanim namotajima predstavljaju prekide za nulte komponente struja i stoga je kratak spoj između

čvora 1 i referentnog čvora u kolima nultog redosleda predstavljen isprekidanim linijama. Impedansa ekvivalentnog kola sinhrona mašine za simetričan režim direktnog redosleda se menje u vremenu od trenutka nastanka kratkog spoja:

1. Subtranzitna impedansa označena sa $\hat{z}^{+''}$ – impedansa ekvivalentnog kola sinhrona mašine za simetričan režim direktnog redosleda prvih stotina milisekundi
2. Tranzitna impedansa označena sa $\hat{z}^{+'}$ – impedansa ekvivalentnog kola sinhrona mašine za simetričan režim direktnog redosleda u drugoj vremenskoj sekvenci, oko jedne sekunde
3. Ustaljenja impedansa označena sa \hat{z}^{+} - impedansa ekvivalentnog kola sinhrona mašine za simetričan režim direktnog redosleda u trećoj sekvenci, kada se vrednost struje kratkog spoja ustali

Parametri ekvivalentnih kola za simetrične režime inverznog i nultog redosleda ne menjaju se u vremenu.



Slika 0.1. Ekvivalentna kola sinhrona mašine za simetričan režim direktnog, inverznog i nultog redosleda u subtranzitnom, tranzitnom i ustaljenom režimu

4.2 DER TIPA 2: ASINHRONA MAŠINA DIREKTNO PRIKLJUČENA NA MREŽU

Asinhrona mašine direktno priključene na mrežu su takođe predstavljene preko Thevenenovog ekvivalenta u proračunima režima mreža s kratkim spojevima. Kod asinhronih mašina ne postoji tranzitna sekvenca kao kod sinhronih mašina. Pobuda se obezbeđuje iz mreže, te promena napona izazvana kratkim spojem će usloviti da asinhrona mašina brzo izgubi pobudu. Stoga, kod modela asinhrona mašine ne postoji idealan naponski generator u ustaljenoj

vremenskoj sekvenci. Model asinhronne mašine u inverznom redosledu isti je kao i u direktnom, s tim što je idealni naponski generator anuliran u suptranzitnoj sekvenci. Simetrična komponenta režima nultog redosleda najčešće ne postoji, jer su namotaji statora uglavnom povezani u trougao ili zvezdu koja nije uzemljena [30, 31].

U skladu sa datim objašnjenjem, ekvivalentno kolo asinhronne mašine u proračunima režima sa kratkim spojem za sva tri redosleda simetrije se može prikazati na isti način kao na slici 4.1, ali bez tranzitne vremenske sekvence i sa anuliranim idealnim naponskim generatoriam u sva tri kola direktnog redosleda.

4.3 DER TIP 3: DFIM

Kao što je ilustrovano na slici 4.2, rotor vetrogeneratora tipa 3, ili DFIM, je priključen preko invertora na mrežu, dok je stator priključen direktno. Jedan od zadataka invertora je kontrola izlazne struje DFIM. S obzirom da je invertor osetljiv na vrednosti struja koje su veće od nominalnih, mora biti zaštićen. Postoje dve izvedbe zaštite invertora: kroubar ili čoper. U zavisnosti od toga koja od ove dve zaštite se koristi za zaštitu invertora, razlikuju se modeli DFIM za proračun režima s kratkim spojem [30, 31].

1. Zaštita izvedena kroubarom (Slika 0.2a) – ukoliko su struje kratkog spoja velike (na primer, ako se kratak spoj desi blizu mesta priključenja DFIM), kroubar će kratkospojiti namotaje rotora, preko otpornika, i time zaštititi invertor od prevelikih struja kratkog spoja [30, 31]. Na ovaj način se gubi kontrola izlazne struje i DFIM se modeluje slično kao asinhronna mašina u proračunu režima sa kratkim spojem, jer su namotaji rotora kratkospojeni. Jedino što u slučaju DFIM postoji dodatni otpornik kroubara u kolu rotora, koji može da ima i do 20 puta veću otpornost od otpornosti rotora, pa se zanemaruje u proračunima [30, 31]. Ukoliko struje kratkog spoja nisu toliko velike da oštete invertor (u slučaju kratkog spoja koji dalje od mesta priključenja DFIM), kroubar neće odreagovati i invertor nastavlja da kontroliše vrednost izlazne struje. U ovom slučaju, model DFIM za proračun režima sa kratkim spojem je identičan modelu IBDER, koji je obrađen u narednom paragrafu. Da li je kratak spoj kritičan, u smislu da su struje velike i da će izazvati reagovanje kroubara, ili nije, može da se utvrdi na osnovu vrednosti napona u čvoru priključenja DFIM na mrežu. Ako je napon u čvoru priključenja manji od unapred zadate vrednosti, kratak spoj se smatra kritičnim i pretpostavlja se da će kroubar reagovati i tada se DFIM modeluje kao impedansa koja se računa na sledeći način:

$$\hat{Z}_{AM} = \left(\frac{R_{WD}}{X_{WD}} + j \right) \frac{Z_{WD}}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_{WD}}{X_{WD}} \right)^2}} \quad (4.1)$$

gde su:

$$Z_{WD} = \frac{\sqrt{2}k_{wd}U_n}{\sqrt{3}I_{max}}, \quad (4.2)$$

$\frac{R_{WD}}{X_{WD}} = 0.1$, ako proizvođač ne obezbedi drugačiju vrednost,

k_{wd} zavisi od vrednosti impedanse zaštite invertora DFIM (kroubar) i uzima se

- vrednost 1.7 ako proizvođač ne obezbedi drugačiju vrednost,
 U_n – nominalni napon čvoru priključenja asinhronne mašine na mrežu,
 I_{max} – maksimalna (unapred poznata) vrednost struje tropolnog kratkog spoja
2. Zaštita izvedena preko čopera (Slika 0.2b) – čoper omogućava da se invertorom kontroliše izlazna struja u slučaju kratkog spoja, bez obzira na njenu vrednost. U skladu sa tim, DFIM sa ugrađenim čoperom se modeluje kao IBDER u proračunu režima sa kratkim spojem. Model IBDER je opisan u sledećem paragrafu.

Modelovanje DFIM u zavisnosti od načina zaštite invertora i ozbiljnosti kratkog spoja u odnosu na razmatrani DFIM je ugrađen u blok dijagram kompletne iterativne procedure za proračun režima mreže s kratkim spojem, koji je prikazan u narednoj glavi.

4.4 DER TIPA 3-4: IBDER I DFIM U SLUČAJU USPEŠNE KONTROLE STRUJE KRATKOG SPOJA

IBDER kao i DFIM u slučaju da se uspe zadržati kontrola struje kratkog spoja (ako je kratak spoj dovoljno daleko od DFIM, ili ako se invertor DFIM štiti čoperom – deo 4.3) su modelovani na isti način, te će se za oba tipa DER koristiti oznaka DER tipa 3-4 u nastavku rada.

Modeli DER tipa 3-4 su detaljno opisani u [30, 31] i dati su za sve tri vremenske sekvence (subtranzitnu, tranzitnu i ustaljenu). Predloženi modeli za DER tipa 3-4 su zasnovani na FRT zahtevima utvrđenim u Pravilima o pogonu distributivnih mreža i predstavljeni u tri vremenske sekvence – u suptranzitnoj, tranzitnoj i ustaljenoj. Ti modeli su u ovoj disertaciji dodatno unapređeni, odnosno u svakoj iteraciji proračuna režima mreže sa kvarom, modeli se unapređuju i njihova vremena ostanka na mreži se takođe preračunavaju u svakoj iteraciji.

Predloženi modeli DER 3-4 tipa, u ovoj disertaciji, sastoje se isključivo od direktne komponente. Režimi inverznog i nultog redosleda su zanemareni, jer DER tipa 3-4 injektiraju simetrične sruje direktnog redosleda, u većini slučajeva, čak i u slučaju neuravnoteženih kvarova [34, 35]. Shodno tome, modeli DER tipa 3-4 se sastoje od idealnih strujnih generatora simetričnih struja direktnog redosleda.

Smatra se da DER tipa 3-4 reaguju na smanjenje napona u skladu sa pravilima o pogonu DER priključenih na mrežu u slučaju kvara, i da se isključuje sa mreže nakon određenog vremena u skladu sa FRT karakteristikom, kao što je opisano u prethodnom paragrafu.

Invertorima ugrađenim u DER tipa 3-4 uglavnom je potrebno jedna do dve periode (20-40 ms) da se detektuje kratak spoj u mreži [5, 6]. U tom kratkom periodu, da bi se odžala konstantnom injektirana snaga pre kratkog spoja, dolazi do porasta injektirane struje, s obzirom na smanjeni napon čvora njihovog priključenja na mrežu. Nakon detekcije kvara, injektirana struja DER se počinje kontrolisati. Vrednost struje kratkog spoja u kratkom periodu pre nego što se invertorom detektuje kratak spoj, kao i odnos aktivne i reaktivne komponente (kontrolisane) struje kratkog spoja nakon što se invertorom kratak spoj detektuje, određuju se

iterativno, u zavisnosti od vrednosti napona direktnog redosleda u čvoru priključenja na mrežu, [3]. Nakon svake iteracije, model se koriguje u skladu sa promenom napona na mestu priključenja. Takođe, predloženi model DER tipa 3-4 uvažava i FRT karakteristiku, odnosno, vreme isključenja DER sa mreže u zavisnosti od vrednosti napona na mestu priključenja. S obzirom da vreme isključenja DER zavisi od vrednosti napona, DER tipa 3-4 na različitim lokacijama u mreži u odnosu na alokaciju kvara, imaju različita vremena isključenja. Stoga, struje kvara kroz zaštitu zavise i od broja DER koji će ostati priključeni na mrežu dok se zaštitom ne odreaguje.

Posle utvrđivanja dovoljno dobrih aproksimacija napona \hat{V}_T^+ , modeli DER tipa 3-4 dele se na suptranzitne, tranzitne i ustaljene. Suptranzitna sekvenca je definisana kao vreme dok DER tipa 3-4 ne detektuju kratak spoj, a u ovoj disertaciji se uzima vreme od 40 ms. Tranzitna i ustaljena sekvenca definišu se na osnovu zahteva FRT.

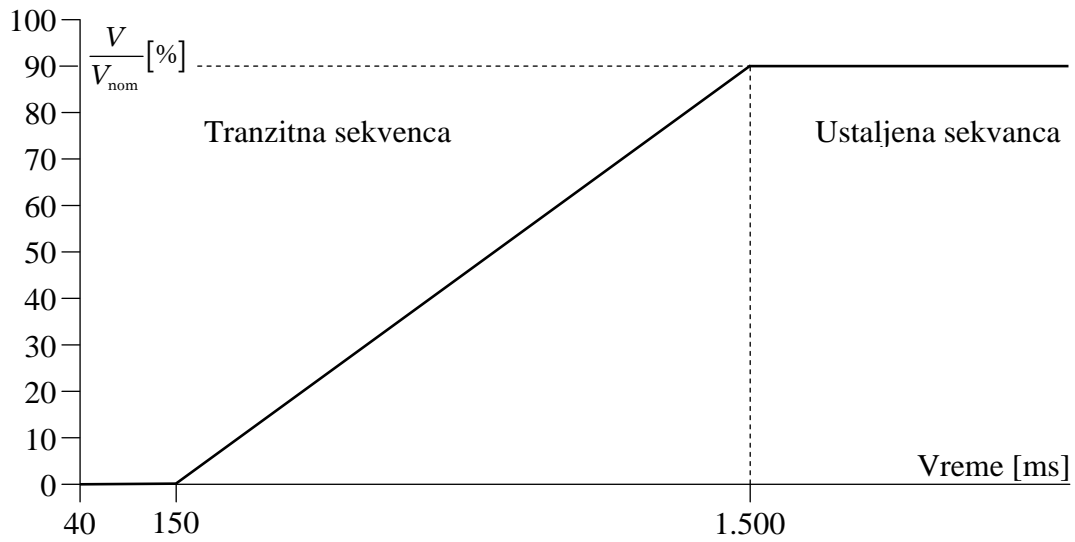
U ovoj disertaciji su za proračune izabrani nemački zahtevi FRT, kao najstroži. Međutim, ti modeli se lako mogu modifikovati ukoliko se razmatraju drugi zahtevi FRT i drugo vreme potrebno da se kratak spoj detektuje inverterom.

Neka je ukupan broj DER tipa 3-4 označen sa $N_{\text{DER}3-4}$. U prvoj iteraciji, svi DER tipa 3-4 modeluju se idealnim strujnim generatorima, sa strujama jednakim njihovim strujama režima neposredno pre kratkog spoja ($\hat{I}_{\text{DER}3-4,i}^{\text{pre}}, i = 1, \dots, N_{\text{DER}3-4}$). Ove struje su poznate ili iz proračuna tokova snaga, ili iz estimacije stanja. U nastavku proračuna raspolaže se dovoljno dobrim aproksimacijama napona cele mreže, pa i napona u čvorovima priključenja DER tipa 3-4 ($\hat{V}_T^+, i = 1, \dots, N_{\text{DER}3-4}$).

Posle prve iteracije, inicijalna aproksimacija napona čvorova u kojima su priključeni DER tipa 3-4 ($\hat{V}_T^+, i = 1, \dots, N_{\text{DER}3-4}$) su poznati.

Posle utvrđivanja dovoljno dobrih aproksimacija napona \hat{V}_T^+ , modeli DER tipa 3-4 dele se na suptranzitne, tranzitne i ustaljene. Suptranzitna sekvenca je definisana kao vreme dok DER tipa 3-4 ne detektuju kratak spoj, (u najvećem broju slučajeva to vreme je od 20ms do 40 ms. Tranzitna i ustaljena sekvenca definišu se na osnovu zahteva FRT.

Na osnovu nemačkih zahteva FRT, tranzitna i ustaljena sekvenca su definisane kao što je prikazano na slici **Error! Reference source not found.** Tranzitna sekvenca počinje u trenutku kada se inverterom detektuje kratak spoj (posle 40 ms od trenutka kratkog spoja) i završava se posle 1500 ms od momenta kada se desio kratak spoj. Ustaljena sekvenca počinje po završetku tranzitne sekvence i traje dokle god se kratak spoj ne izoluje iz mreže.



Slika 0.2 – Tranzitna i ustaljena vremenska sekvenca za DER tipa 3-4

S obzirom da je tranzitni period od interesa za analizu rada i koordinaciju zaštita, u ovoj disertaciji, tranzitni model DER tipa 3-4 je od interesa.

Na osnovu poznatog faznog stava direktne komponente napona na čvorima priključenja, inicijalna aproksimacija faznog stava reaktivne injektirane struje svih DER tipa 3-4 se računaju na sledeći način:

$$\delta_{I_{react}i}^1 = \delta_{V_i}^1 - \frac{\pi}{2}, i = 1, \dots, N_{DER3-4}, \quad (4.3)$$

gde je $\delta_{I_{react}i}^1$ ugao inicijalne aproksimacije direktne komponente reaktivne struje DER tipa 3-4, $\delta_{V_i}^1$ ugao napona \hat{V}_{Ti}^1 na mestu priključenja DER tipa 3-4 u prvoj iteraciji.

Sada se računa relativni odnos odstupanja direktne komponente napona DER tipa 3-4 od nominalnog napona na mestu priključenja DER tipa 3-4 (V_{Tnomi}^+) na sledeći način.

$$r_{VTi}^h = \frac{V_{Ti}^{+h}}{V_{Tnomi}^+}, i = 1, \dots, N_{DER3-4}. \quad (4.4)$$

Izračunata vrednost relativnog odnosa r_{VTi}^h , u h-toj iteraciji, koristi se za proračun vremena isključenja DER tipa 3-4 u skladu sa FRT zahtevima (slika). U ovoj disertaciji, uvaženi su nemački FRT zahtevi, kao najstroži, i u skladu sa njima, vreme isključenja DER se računa na sledeći način:

$$t_i^h = 150 + \frac{1500-150}{0.9} r_{VTi}^h [\text{ms}], i = 1, \dots, N_{DER3-4}, \quad (4.5)$$

za sve DER kod kojih je napon u čvoru na mestu priključenja ispod 90% u odnosu na nominalni napon. DER kod kojih su naponi u čvorovima na mestu priključenja iznad 90% od nominalnog napona ostaju priključeni tokom kvara. Na ovom mestu je bitno istaći da je na isti način moguće dobiti izraze za proračun vremena isključenja u skladu sa preostalim FRT zahtevima.

Odnos modula reaktivne struje i nominalne struje i-tog DER tipa 3-4 ($I_{DER3-4i}^{nom}$) u h-toj

iteraciji, jednak je dvostrukoj vrednosti r_{VTi}^h (saglasno sa slikom 4.4.1.4.1):

$$\frac{I_{DER3-4i}^{reakt,h}}{I_{DER3-4i}^{nom}} = 2 r_{VTi}^h, i = 1, \dots, N_{DER3-4}. \quad (4.6)$$

Sada je moguće izračunati vrednost modula reaktivne struje i-tog DER tipa 3-4 u h-toj iteraciji kao:

$$I_{DER3-4i}^{reakt,h} = 2 r_{VTi}^h I_{DER3-4i}^{nom}, i = 1, \dots, N_{DER3-4}. \quad (4.7)$$

Na kraju, modul reaktivne struje $I_{DER3-4i}^{reakt,h}$ u h-toj iteraciji, poredi se sa ograničenjem struje kratkog spoja i-tog DER tipa 3-4 ($I_{DER3-4i}^{max}$) i na osnovu njihovog odnosa se određuje ukupna struja kratkog spoja i-tog DER tipa 3-4 ($\hat{I}_{DER3-4i}^{k,h}$):

$$I_{DER3-4i}^{reakt,h} \begin{cases} > I_{DER3-4i}^{max} \Rightarrow \hat{I}_{DER3-4i}^{k,h} = I_{DER3-4i}^{max} e^{j\delta_{I_{reakt}^h}^h} \\ \leq I_{DER3-4i}^{max} \Rightarrow \hat{I}_{DER3-4i}^{k,h} = I_{DER3-4i}^{akt,h} \delta_{Vi}^h + I_{DER3-4i}^{reakt,h} e^{j\delta_{I_{reakt}^h}^h} \end{cases}, \quad (4.8)$$

gde je:

$$I_{DER3-4i}^{akt,h} = \sqrt{(I_{DER3-4i}^{max})^2 - (I_{DER3-4i}^{reakt,h})^2}, i = 1, \dots, N_{DER3-4}. \quad (4.9)$$

Vrednosti u (h+1) iteraciji se dobijaju na osnovu vrednosti napona izračunatih u (h+1) iteraciji, na osnovu proračunata koji su opisani u [16] i u ukratko predstavljani u narednom poglavlju.

Na osnovu prethodno utvrđenog, vrednosti struja DER tipa 3-4 zavise od upravljačkih strategija invertora i generalno se razlikuju od struja pre kratkog spoja, te se njihov uticaj u Δ -kolu ne može zanemariti. Stoga je Δ -kolo distributivne mreže sa priključenim DER tipa 3-4 aktivno na mestu kratkog spoja kao i u svim čvorovima u kojima su DER tipa 3-4 priključeni na mrežu. U ovim čvorovima u Δ -kolu, deo struje DER tipa 3-4 koja predstavlja razliku struja u slučaju kratkog spoja i struje pre kratkog spoja mora da se injektira u Δ -kolo. Ove struje su poznate kao ekscesne struje [30, 31], a Δ -kolo sa injektiranim ekscesnim strujama naziva se generalizovano Δ -kolo [30, 31]. U skladu sa tim, DER tipa 3-4 se u Δ -kolu modeluju idealnim strujnim generatorima sa strujama jednakim ekscesnim strujama. Injektirane struje DER tipa 3-4 su simetrične direktnog redosleda, tako da se samo direktni redosled tradicionalnog Δ -kola menja. Ekscesne struje svih DER tipa 3-4 se računaju na sledeći način:

$$\hat{I}_{DER3-4i}^{\Delta+} = \hat{I}_{DER3-4i}^{k+} - \hat{I}_{DER3-4i}^{pk+}, i \in \alpha_{DER3-4}, \quad (4.10)$$

gde je:

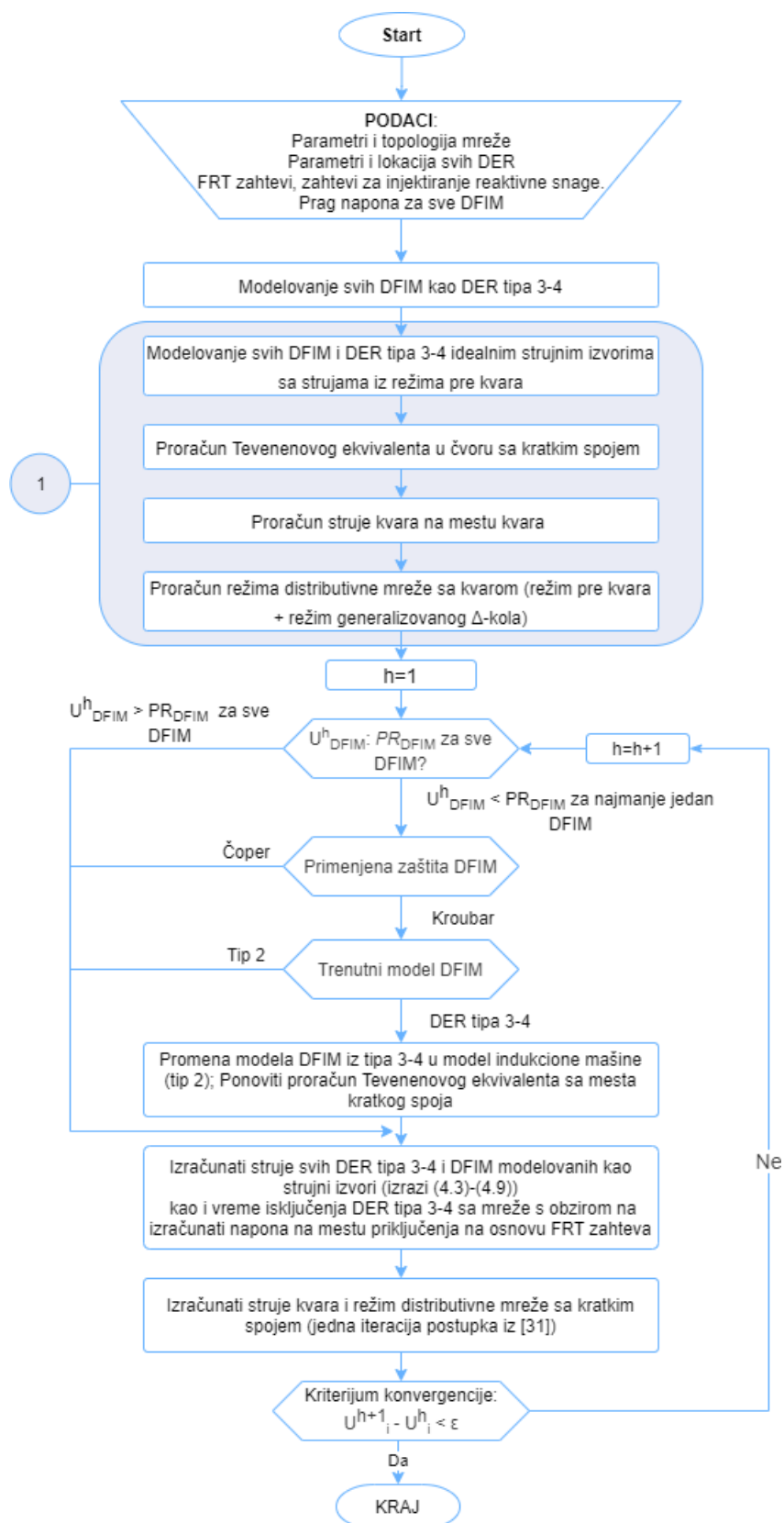
- α_{DER3-4} označen skup indeksa čvorova u kojima su priključeni DER tipa 3-4,
- $\hat{I}_{DER3-4i}^{k+}$ se odnosi na (suptranzitnu, tranzitnu ili ustaljenu) struju i-tog DER tipa 3-4,
- $\hat{I}_{DER3-4i}^{pk+}$ je direktna komponenta struje i-tog DER tipa 3-4 iz režima pre kratkog spoja, koja je poznata ili iz proračuna tokova snaga ili iz estimacije stanja.

Pogonska kola inverznog i nultog redosleda generalizovanog Δ -kola su pasivna svuda osim na mestu kompleksnog kratkog spoja.

GLAVA 5

PRORAČUN REŽIMA AKTIVNE DISTRIBUTIVNE MREŽE SA KRATKIM SPOJEM

U ovoj disertaciji, proračun režima aktivnih distributivnih mreža s kratkim spojem bazira se na proceduri koja je predložena i detaljno opisana u [30, 31]. Proračun struje kratkog spoja i režima distributivne mreže sa kratkim spojem se bazira na unapređenoj metodi sumiranja struja korekcija napona (USSKN) koja je detaljno izložena u [30, 31]. Predložena metoda za proračun režima sa kratkim spojem je u ovoj disertaciji unapređena tako što se uvažava korekcija modela DER tipa 3-4 u svakoj iteraciji u zavisnosti od vrednosti proračunatog napona na mestu priključenja DER tipa 3-4, kao i vreme isključenja DER u skladu sa FRT karakteristikom. Blok dijagram algoritma predložene metode za proračun režima sa kratkim spojem je prikazan na slici 5.1.



Slika 0.1 – Blok dijagram algoritma za proračun kratkih spojeva sa iterativim proračunom struja kvara DFIM i DER tipa 3-4

Procedura započinje unosom podataka i formiranjem modela elemenata distributivne mreže. Svi elementi distributivne mreže se zamenjuju odgovarajućim modelima za proračun

režima sa kratkim spojem. Modeli DER za proračun režima sa kratkim spojem su izloženi u glavi 4, dok su modeli ostalih elemenata opšte poznati [32, 33]. Smatra se da DER tipa 3-4 reaguju na smanjenje napona u skladu sa pravilima o pogonu DER priključenih na mrežu u slučaju kvara, i da se isključuju sa mreže nakon određenog vremena u skladu sa FRT karakteristikom. U ovoj disertaciji su za proračune izabrani nemački zahtevi FRT, kao najstroži. Međutim, ti modeli se lako mogu modifikovati ukoliko se razmatraju drugi zahtevi FRT i drugo vreme potrebno da se kratak spoj detektuje inverterom. Invertorima ugrađenim u DER tipa 3-4 uglavnom je potrebno jedna do dve periode (20-40 ms) da se detektuje kratak spoj u mreži [3, 44]. U tom kratkom periodu, da bi se odžala konstantnom injektirana snaga pre kratkog spoja, dolazi do porasta injektirane struje, s obzirom na smanjeni napon čvora njihovog priključenja na mrežu prema karakteristici predstavljenoj na slici 2.19. Ovaj kratak period dok inverter ne detektuje kvar izlazi iz okvira materije obrađene u ovoj disertaciji.

Na početku proračuna, svi DFIM se modeluju kao DER tipa 3-4 i izvršava se kompletan proračun režima sa kratkim spojem (blok 1 na slici 5.1) primenom metode izložene u [30, 31]:

- Svi DER tipa 3-4 modeluju se idealnim strujnim generatorima, sa strujama jednakim njihovim strujama režima neposredno pre kratkog spoja ($I_{\text{DER3-4 } i}^{\text{pre}}$). Ove struje su poznate ili iz proračuna tokova snaga, ili iz estimacije stanja.
- Proračun Tevenenovog ekvivalenta u čvoru sa kratkim spojem [30, 31]
- Proračun struje kvara na mestu kvara
- Proračun režima distributivne mreže.

U nastavku proračuna raspolaze se dovoljno dobrim aproksimacijama napona cele mreže, pa i napona u čvorovima priključenja DER tipa 3-4 (\hat{V}_T^+) kao i čvorovima priključenja DFIM (U_{DFIM}^h). Ukoliko je izračunata vrednost napona (U_{DFIM}^h) za makar jedan DFIM manja od vrednosti zadatog napona praga, model tog DFIM se menja u model indukcionog mašine (DER tipa 2) i DFIM se zamenjuje impedansom koja se računa na osnovu formula (4.1) – (4.2), te je potrebno ponovo izračunati Tevenenov ekvivalent u čvoru sa kratkim spojem.

Za DFIM kod kojih su vrednosti napona U_{DFIM}^h veće od vrednosti praga, kao i za DER tipa 3-4 računaju se struje kratkog spoja na osnovu formula (4.3) – (4.9), kao i vreme isključenja DER tipa 3-4 na osnovu FRT zahteva s obzirom na izračunatu vrednost napona u čvoru priključenja DER.

Poslednji blokovi predstavljaju kompletan proračun struje kvara na mestu kvara i režima distributivne mreže sa kvarom primenom metode izložene u [30, 31].

Kriterijum konvergencije postupka je zadovoljen kada su razlike vrednosti napona u dve sukcesivne iteracije manje od zadate vrednosti ($\hat{U}_i^{h+1} - \hat{U}_i^h < \varepsilon$), gde ε predstavlja kriterijum konvergencije.

GLAVA 6

NOVI METOD ZA PRORAČUN PODEŠENJA I KOORDINACIJU RELEJNE ZAŠTITE U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA SA DER

Kako bi se prevazišli svi izazovi pri podešenju i koordinaciji zaštitne opreme usled integracije DER u distributivne mreže koji su navedeni u prethodnim poglavljima, u ovoj disertaciji je predložen novi metod za adaptivnu relejnu zaštitu distributivnih mreža sa velikom količinom DER. On će biti izložen kako sledi.

Podešenje prekostrujnih releja podrazumeva izbor strujnog i vremenskog podešenja odnosno strujno zavisne vremenske karakteristike releja koja definiše vreme delovanja za različite vrednosti struje kvara, kao što je opisano u poglavlju 3 i [7, 8]. Strujno podešenje se određuje u odnosu na maksimalno dozvoljenu vrednost struje kroz štice element, dok se vremensko podešenje bira tako da se obezbedi potrebna selektivnost između parova osnovni – rezervni relej, odnosno, da se obezbedi brže delovanje releja za kvarove u osnovnoj zoni štice u odnosu na rezervni relej iznad.

Strujno podešenje trenutnih prekostrujnih releja

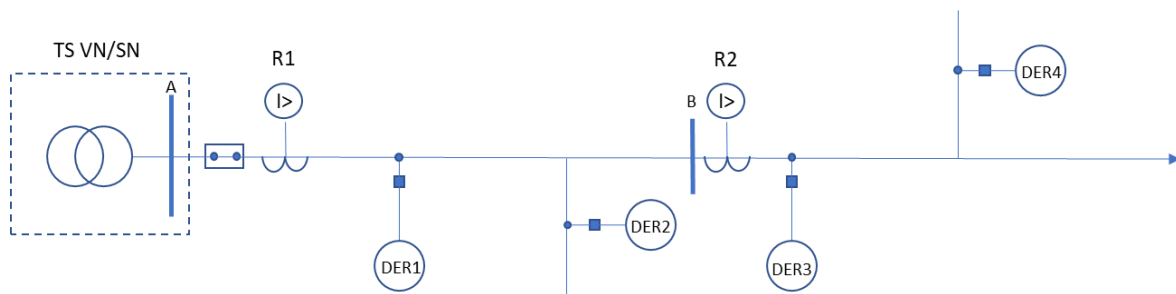
Kriterijum za podešenje trenutnih releja su opisani u poglavlju 3.2.1. Za proračun podešenja trenutnih releja koriste su maksimalne vrednosti struja kratkog spoja. U aktivnim distributivnim mrežama sa priključenim DER, maksimalna struja kratkog spoja kroz zaštitu se javlja u uslovima kada su svi DER nizvodno od zaštite isključeni i svi DER uzvodno od zaštite uključeni [7, 8]. Za proračun struje kratkog spoja, za željenu konfiguraciju mreže, koristi se unapređeni algoritam opisan u prethodnom poglavlju.

Vremensko podešenje prekostrujnih releja

Izbor vremena podešenja kao i izbor strujno zavisne karakteristike je opisan u poglavlju 3.2.1. Kao što je tamo navedeno, da bi se obezbedila potrebna selektivnost zaštite za sve vrednosti struja kratkih spojeva pri različitim konfiguracijama i uslovima rada mreže, dovoljno je obezbediti selektivnost zaštite za maksimalnu vrednost struje kvara. Prema tome, proračun podešenja vremenskih karakteristika zaštite se bazira na proračunu kratkih spojeva za konfiguraciju i uslove u mreži pri kojima se javlja maksimalna struja kratkog spoja kroz zaštitu. U aktivnim distributivnim mrežama sa priključenim DER, maksimalna struja kratkog spoja kroz zaštitu se javlja u uslovima kada su svi DER nizvodno od zaštite isključeni i svi DER uzvodno od zaštite uključeni [7, 8]. Selektivnost zaštite je zadovoljena ako je vreme delovanja rezervne zaštite za stepen selektivnosti veće od vremena delovanja osnovne zaštite za maksimalnu vrednost struje kvara u slučaju kratkog spoja na mestu ugradnje osnovne zaštite. Na osnovu izračunatog potrebnog vremena delovanja rezerve zaštite za maksimalnu vrednost struje kvara određuje se strujno zavisna karakteristika releja. Tako za par releja R1 i R2 prikazane na slici 6.1, selektivnost je zadovoljena ukoliko je vreme delovanja releja R1, kao

rezervnog releja, veće od vremena delovanja releja R2, kao osnovnog releja, za kratak spoj na sabirnicama B (mesto ugradnje releja R2).

Za razliku od tradicionalnih metoda, novi metod predložen u ovoj disertaciji podrazumeva da su struje kratkog spoja na mestu kvara kao i struje kvara kroz releje R1 i R2 dobijene primenom unapređene metode za proračun kratkih spojeva, pri čemu se smatra da su DER tipa 3 i DER tipa 4 isključeni sa mreže, a za ostale DER se koriste modeli opisani u poglavlju 4 s obzirom na odgovarajući tip DER.



Slika 6.1 – Primer izvoda

Kada se izračunaju i poznaju parametri podešenja zaštite, proverava se osetljivost i koordinacija zaštite za minimalne vrednosti struja kratkih spojeva, uvažavajući aktuelnu topologiju i sve DER koji su trenutno priključeni na mrežu. Osetljivost i koordinacija se proveravaju s obzirom na minimalnu struju kratkog spoja kroz zaštite u slučaju kratkog spoja na kraju zone štice osnove zaštite.

Tradicionalne metode za proveru osetljivosti i koordinaciju zaštite u tradicionalnim distributivnim mrežama su detaljno opisani u [7, 8]. Kao što je ranije naglašeno u poglavlju 3, tradicionalne metode, koje su primarno namenjene za pasivne distributivne mreže ili distributivne mreže sa priključenim tradicionalnim sinhronim i asinhronim generatorima, ne mogu se primeniti na distributivne mreže sa velikim brojem IBDER i DFIM.

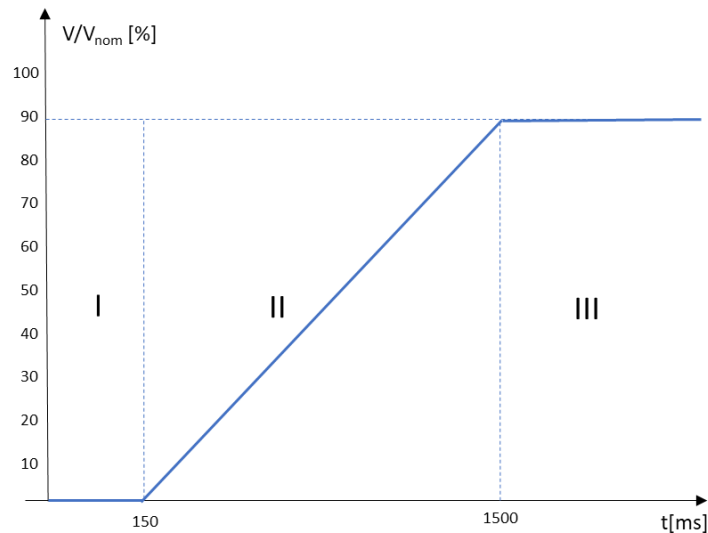
U ovoj disertaciji je predložena unapređena metoda za proveru osetljivosti i koordinacije zaštite kojom su prevaziđeni nedostaci tradicionalnih metoda za primenu u mrežama sa velikim brojem IBDER i DFIM (DER tipa 3-4) [53].

6.1. UNAPREĐENA METODA ZA PROVERU OSETLJIVOSTI I KOORDINACIJU ZAŠTITE U AKTIVNIM DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA

U distributivnim mrežama sa DER koji su na mrežu priključeni preko uređaja energetske elektronike (DFIM i IBDER), vrednost struje kratkog spoja se značajno menja pre nego što zaštita odreaguje, uvažavajući vreme isključenja DER prema FRT karakteristikama. Stoga, za razliku od tradicionalnih metoda, u ovoj disertaciji se uvode vremenski intervali u periodu od momenta pojave kratkog spoja do vremena delovanja zaštite [53]. Vremenski intervali se određuju sekvencijalno u zavisnosti od vremena isključenja DER na osnovu FRT karakteristike. Osetljivost i koordinacija zaštite se proverava za svaki vremenski interval sa vrednostima struja kratkog spoja koje zavise od broja DER koji su u tom vremenskom intervalu

priključeni na mrežu. Pri tome, vreme delovanja releja se preračunava za svaki vremenski interval uvažavajući promenu vrednosti struje kratkog spoja zbog isključenja DER kao i stepen pobuđenosti releja [53].

Neka se razmatra koordinacija para osnovni (R2) – rezervni (R1) relej sa slike 6.1. Koordinacija i selektivnost između ova dva releja se proverava za slučaj kratkog spoja na kraju osnovne zone štice reja R2. U ovoj disertaciji, sva razmatranja se baziraju na nemačkim FRT zahtevima koji su ponovo prikazani na slici 6.2.



Slika 6.2. Nemačka FRT karakteristika

Kao što se vidi na slici, u prvih 150 ms nakon pojave kratkog spoja, svi DER ostaju priključeni na mrežu. Stoga, prvi vremenski interval od interesa je interval od trenutka pojave kratkog spoja do 150 ms (na slici označen sa I). Potrebno je naglasiti da i u slučaju bilo kog drugog FRT zahteva, dužina intervala se jednostavno određuje na isti način. Za prvi određen vremenski interval, izvršava se kompletan proračun struje kratkog spoja i režima sa kratkim spojem uvažavajući predložene modele IBDER i DFIM kao što je opisano u prethodnom poglavlju. Struja kratkog spoja kroz relej R2 u prvom vremenskom intervalu je \hat{I}_{R2}^1 , a struja kvara kroz relej R1 je \hat{I}_{R1}^1 . Vreme delovanja releja R2 za izračunatu struju kratkog spoja u prvom vremenskom intervalu je t_{R2}^1 , dok je vreme delovanja releja R1 za struju kvara kroz relej R1 obeležen sa t_{R1}^1 .

Ako je vreme delovanja releja R2 manje od 150ms, tada osnovna zaštita R2 reaguje pre isključenja DER sa mreže i proračun se tu završava. Međutim, ako je vreme delovanja releja R2 veće od 150ms, tada se određuje drugi vremenski interval između 150ms i vremena reagovanja releja R2 – t_{R2}^1 . Istovremeno se računaju vremena isključenja DER. Vreme isključenja DER za izračunate vrednosti napona se računaju na osnovu izraza (4.5) za svaki DER priključen na mrežu. Ako postoji bar jedan DER čije je vreme isključenja u drugom vremenskom intervalu, izvršava se još jedna iteracija proračuna kratkih spojeva za drugi vremenski interval od interesa. Proračun kratkih spojeva za drugi vremenski interval se izvršava bez DER čija vremena isključenja su u intervalu između 150ms i t_{R1}^1 . Izračunate struje kratkih spojeva kroz releje R1 i R2 u drugom vremenskom intervalu su \hat{I}_{R1}^2 i \hat{I}_{R2}^2 , respektivno.

Na osnovu strujno-vremenskih karakteristika releja dobijaju se vremena delovanja releja $t(\hat{I}_{R2}^2)$, $t(\hat{I}_{R1}^2)$ za izračunate struje kvara \hat{I}_{R1}^2 i \hat{I}_{R2}^2 , respektivno. Međutim, da bi se dobila tačna vrednost vremena delovanja releja u drugom vremenskom intervalu potrebno je uvažiti činjenicu da je kroz releje proticala struja kvara \hat{I}_{R1}^1 i \hat{I}_{R2}^1 u prethodnom vremenskom intervalu, tokom prvih 150ms. Prema tome, vremena delovanja releja R1 i R2 u drugom vremenskom intervalu se računaju na sledeći način [35, 53]:

$$t_{R2}^2 = 150ms + t(\hat{I}_{R2}^2) - 150ms \cdot \frac{t(\hat{I}_{R2}^2)}{t(\hat{I}_{R2}^1)}, \quad (6.1)$$

$$t_{R1}^2 = 150ms + t(\hat{I}_{R1}^2) - 150ms \cdot \frac{t(\hat{I}_{R1}^2)}{t(\hat{I}_{R1}^1)}, \quad (6.2)$$

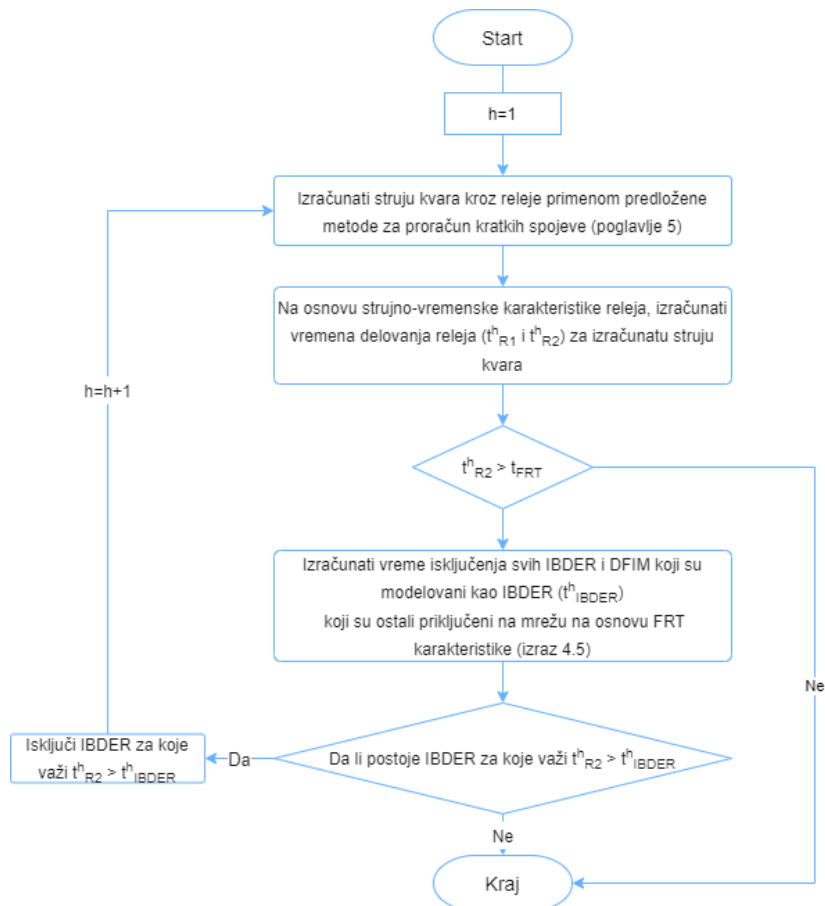
gde su $t(\hat{I}_{R2}^2)$, $t(\hat{I}_{R1}^2)$ vremena delovanja releja izračunata na osnovu strujno vremenske karakteristike.

Sledeći korak je da se proverí da li će se neki od preostalih DER isključiti sa mreže u periodu između 150ms i t_{R2}^2 . Ako ne, procedura se završava i vremena delovanja releja su t_{R2}^2 i t_{R1}^2 . Ako postoje DER koji će se isključiti u intervalu između 150ms i t_{R2}^2 , cela procedura se ponavlja dok ne ostane ni jedan od DER koji bi se isključio do preračunatog vremena delovanja releja R2.

Da bi se proverila koordinacija zaštite u celoj mreži, celu proceduru je potrebno ponoviti za svaki par osnovna-rezervna zaštita u distributivnoj mreži.

Cela procedura je potpuno primenljiva i za proveru koordinacije reklozer – osigurač, što će biti pokazano u narednom poglavlju.

Prethodno opisani algoritam nove metode za proveru koordinacije zaštite u aktivnim distributivnim mrežama za jedan par osnovna-rezervna zaštita je prikazan na slici 6.3.



Slika 6.3. Algoritam provere koordinacije zaštite

Potrebno je napomenuti da se u algoritmu u koraku za proračun struja kratkih spojeva uvažavaju odgovarajući modeli DFIM za kratke spojeve u zavisnosti od ozbiljnosti kvara kao što je objašnjeno u poglavlju 4.3, kao i odgovarajući modeli IBDER i FRT karakteristike i cela procedura proračuna se bazira na algoritmu koji je objašnjen i prikazan u poglavlju 5. Zbog jednostavnosti prikaza, procedura proračuna kratkih spojeva nije detaljno prikazana u algoritmu provere koordinacije releja.

U sledećem poglavlju, predložena metoda je numerički verifikovana i prikazane su velike prednosti predložene metode u odnosu na tradicionalne metode za podešenje i koordinaciju relejne zaštite, kada se razmatraju aktivne distributivne mreže sa velikom količinom savremenih DER.

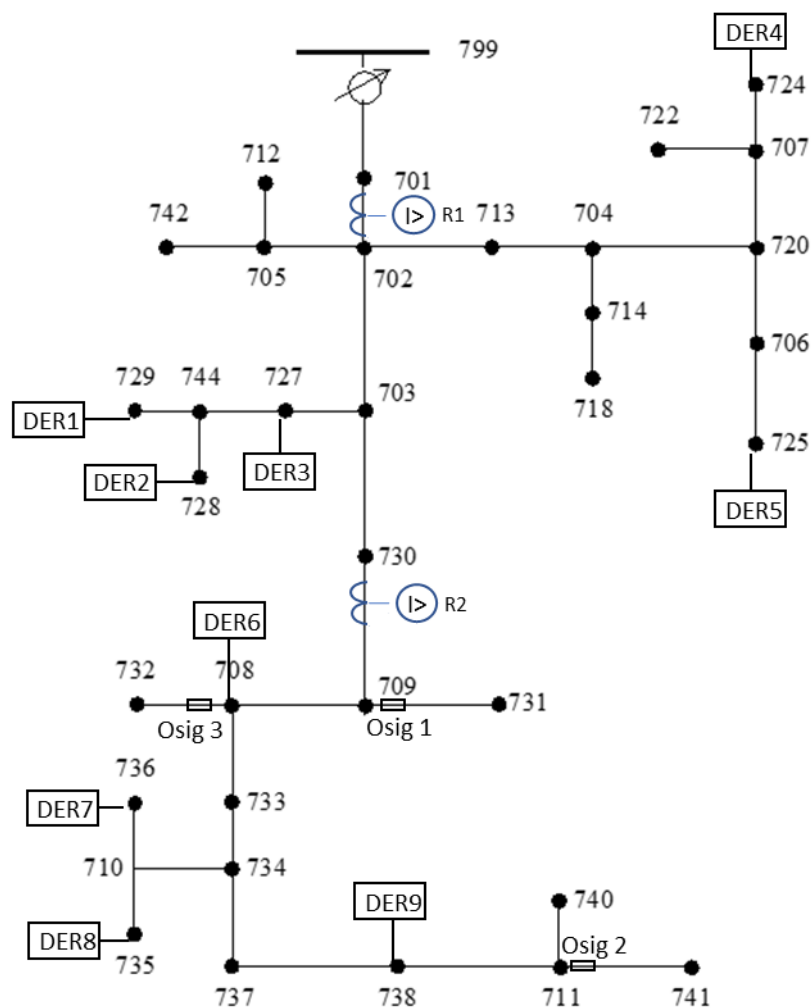
GLAVA 7

NUMERIČKA VERIFIKACIJA PREDLOŽENE METODE ZA ADAPTIVNU RELEJNU ZAŠTITU DISTRIBUTIVNIH MREŽA SA DER

U ovom poglavlju biće prikazani numerički rezultati podešenja i koordinacije relejne zaštite distributivnih mreža sa DER, koristeći se predloženim metodom. Takođe, biće prikazane prednosti predloženog metoda u odnosu na tradicionalne, kada su u pitanju distributivne mreže sa velikom količinom DER.

7.1 PODEŠENJE I PROVERA KOORDINACIJE OSNOVNI – REZERVNI RELEJ

Predložena metoda za podešenje i koordinaciju zaštite u aktivnim distributivnim mrežama je prvo verifikovana na IEEE 37 izvodu, prikazanom na slici 7.1. U pitanju je srednjenaponski izvod sa 37 čvorova koji se napaja iz regulacionog napojnog transformatora.



Slika 7.1. – IEEE 37 izvod

U odnosu na originalnu konfiguraciju, IEEE 37 izvod je prilagođen za potrebe testiranja na sledeći način:

- Devet DER je dodato u čvorove: 724, 725, 729, 727, 736, 728, 708, 735 i 736. Priključeni DER pokrivaju skoro 50% od ukupne potrošnje izvoda u normalnom radu.
- Nominalni napon izvoda je 20kV.
- Sve sekcije na izvodu su trofazne, istih parametara.
- Za zaštitu izvoda izabrani su prekostrujni releji R1 i R2 sa strujno zavisnom vremenskom karakteristikom. Relej R1 se nalazi na sekciji između čvorova 701 i 702, dok je relej R2 postavljen na sekciju između čvorova 730 i 709 (otprilike na sredini dužine fidera).
- Tri osigurača Osig1, Osig 2 i Osig 3 su postavljena između čvorova 709 i 731, 711 i 741, 708 i 732, respektivno.
- Potrošnja je modelovana kao konstanta impedansa (u proračunima kratkih spojeva)
- Impedansa ekvivalenta prenosne mreže je jednaka nuli (smatra se da je prenosna mreža beskonačne snage).

DER priključeni u čvorovima 724, 725, 729, 727 i 736 su DFIM, dok su ostali IBDER. Svi DFIM imaju iste parametre: nominalna snaga je 3,96MW, odnos polazne i nominalne struje je 8, $R_g/X_g = 0.1$. Direktna i inverzna impedansa iznose $\hat{Z} = (0.418 + j4.187)\Omega$. Smatra se da nisu uzemljeni te u nultom režimu predstavljaju prekid. Svi IBDER imaju iste parametre. Njihove nominalne struje su 350A.

Izbor strujnog i vremenskog podešenja releja R1 i R2

Strujna podešenja prekostrujnih releja R1 i R2 su određena na osnovu maksimalne struje sekcija na kojima se releji nalaze kao što je navedno u poglavlju 6. Izračunate vrednosti strujnih podešenja releja R1 i R2 iznose 500A i 200A, respektivno.

IEEE veoma inverzna karakteristika je izabrana kao strujno-vremenska karakteristika za oba releja, koja može da se prikaže sledećom formulom:

$$t = D \cdot \left[\frac{19.61}{M^2 - 1} \right] + 0.491, \quad (7.1)$$

gde je t – vreme delovanja releja, M – multiplicator strujnog podešenja ($= \frac{I_{kvara}}{I_{podešenja}}$), D – koeficijent finog podešenja.

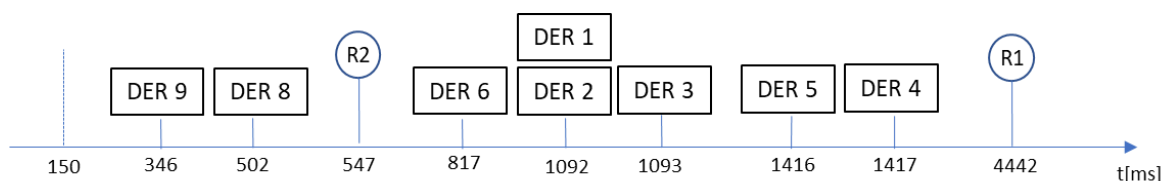
S obzirom da je relej R2 poslednji relej na razmatranom izvodu, gledano nizvodno od napojne transformatorske stanice, za koeficijent finog podešenja se bira najmanja vrednost od 0.5, u skladu sa procedurom podešenja, da bi se osigurala što brža eliminacija kvarova na izvodu.

Koeficijent finog podešenja za relej R1 se određuje na osnovu uslova koordinacije sa R2 relejem za maksimalnu struju kvara na mestu ugradnje releja R2. Za uslov koordinacije je usvojena vrednost od 0.4 s. Kao što je ranije navedeno, maksimalna struja kvara na mestu ugradnje releja R2 (čvor 730) se dobija pri uslovima kada su svi DFIM and IBDER nizvodno od mesta kvara isključeni. Izračunata struja kvara na mestu kvara predloženom metodom za proračun kratkih spojeva (poglavlje 5) iznosi 7236A, dok struja kvara kroz releje R1 i R2 iznosi 5853 i 7236A, respektivno. Da bi se obezbedila koordinacija između releja R1 i R2 pri zadatoj vrednosti uslova koordinacije od 0.4s, koeficijent finog podešenja releja R1 treba izabrati da bude minimum 3 [54]

Provera koordinacije releja R1 i R2

Nakon izbora podešenja releja za maksimalnu struju kvara, potrebno je proveriti koordinaciju releja za normalnu konfiguraciju izvoda sa svim IBDER i DFIM. Koordinacija releja R1 i R2 se proverava za kvar na kraju zone štice reja releja R2 (čvor 741) prema algoritmu sa slike 6.3. Za proračun struje kvara na mestu kvara i režima sa kvarom koristi se unapređena metoda opisana u poglavlju 5.

Prvi korak algoritma je proračun struje kratkog spoja na mestu kvara, kao i vrednosti struja kvara kroz releje R1 i R2, na osnovu algoritma sa slike 5.1, za prvi vremenski interval od momenta pojave kvara do 150ms, kada su svi DFIM i IBDER priključeni na mrežu. Inicijalna vrednost struje kvara, u ovom slučaju iznosi 3918A, dok su izračunate struje kvara kroz releje R1 i R2 1993 i 2641, respektivno. Vreme delovanja releja R1 za izračunatu struju kvara kroz relej R1 je 4.442s, dok je vreme delovanja relaj R2 za izračunatu vrednost struje kvara kroz R2 0.547 s. Na osnovu izračunatih vrednosti napona u čvorima priključenja DFIM, modeli za četiri DFIM – DER3, DER1, DER5 i DER4 su promenjeni u IBDER modele. Vreme isključenja IBDER i DFIM koji su modelovani kao IBDER je računato na osnovu izračunatih vrednosti napona u čvorima gde su IBDER priključeni na mrežu na osnovu izraza 4.5. Izračunate vrednosti vremena isključenja IBDER i DFIM koji su modelovani kao IBDER su prikazani na slici 7.2.



Slika 7.2. – Vremena isključenja IBDER za inicijalne vrednosti struje kratkog spoja i napona u čvorovima priključenja

Kao što se može videti sa slike, DER8 i DER9 koji su priključeni u čvorovima 735 i 738, respektivno, će se isključiti u periodu između 0.150 s i vremena delovanja releja R2 (0.547 s), te se procedura proračuna ponavlja bez DER8 i DER9 za sledeći vremenski interval. Sada su struje kvara kroz relej R1 i R2 2084 A i 2718 A, respektivno, a vremena delovanja releja R1 i R2 4.084 s i 0.544 s, respektivno. Novo vreme delovanja releja R2 je 0.544 s. U cilju pojednostavljenja proračuna smatra se da se nijedan DER dodatno neće isključiti pre delovanja

relejem R2. Stoga se procedura proračuna zaustavlja i kao rezultat proračuna se usvajaju vremena delovanja releja R1 i R2 od 4.084 s i 0.544 s, respektivno.

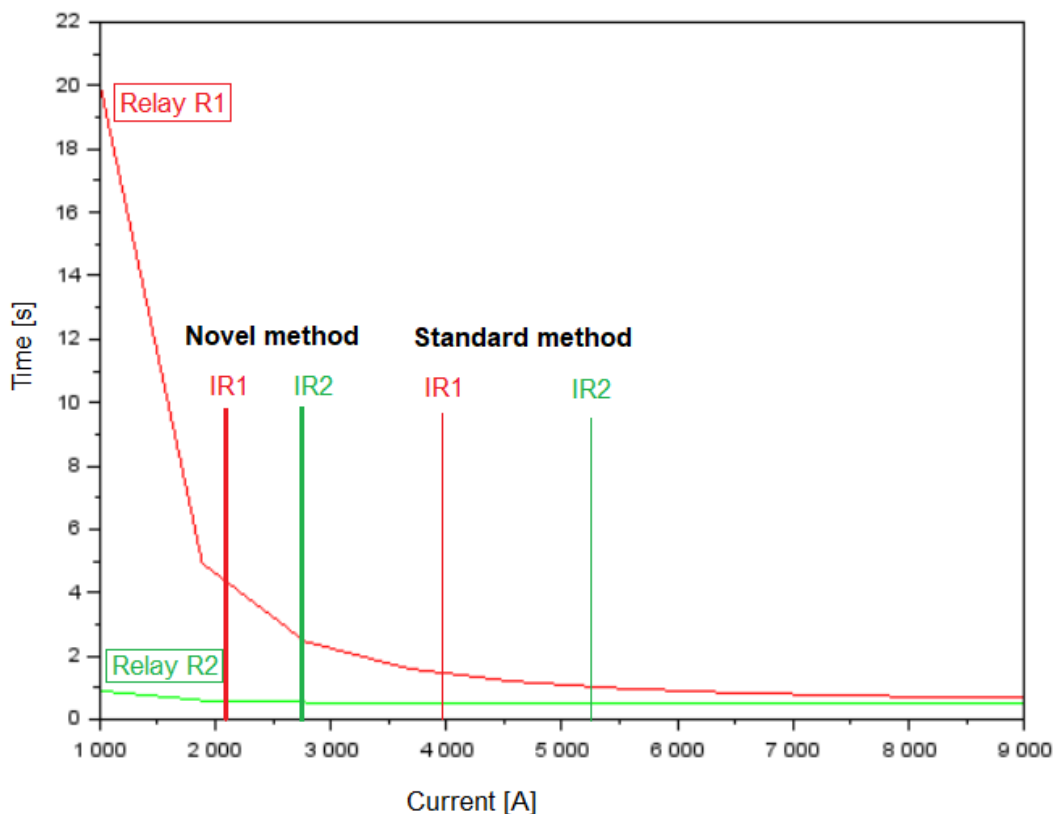
Sa druge strane, isti ovaj proračun je izvršen primenom standardne metode [7] u kojoj su DFIM modelovani kao asinhronne mašine (zamenjeni odgovarajućim impedansama, $\hat{Z} = (0.418 + j4.187)\Omega$) i u kojoj se ne uvažavaju vremena isključenja DER u uslovima kvara. Kao rezultat se dobijaju mnogo veće vrednosti struje kvara na mestu kvara i kroz zaštitu. Struja kvara na mestu kvara u čvoru 741, primenom standardne metode, iznosi 6660A, dok su odgovarajuće struje kroz releje R1 i R2 u tom slučaju, 3953A i 5265A, respektivno. Odgovarajuća vremena delovanja releja R1 i R2 u tom slučaju su 0.956 s i 0.505 s, respektivno.

Rezultati oba proračuna, primenom predložene metode i primenom standardne metode, su prikazani u tabeli ispod.

Tabela 7.1. Rezultati koordinacije releja R1 i R2 dobijeni primenom nove i standardne metode za slučaj kratkog spoja na kraju štíčene zone releja R2

	Struja kvara (Nova metoda)	Vreme delovanja (Nova metoda)	Struja kvara (Standardna metoda)	Vreme delovanja (Standardna metoda)
R1	2.084	4.084	3.953	0.958
R2	2.718	0.544	5.265	0.505
Mesto kvara	3.622	/	6.661	/
Uslov koordinacije	/	3.54	/	0.451

Karakteristike releja i vrednosti struja kratkih spojeva kroz releje izračunate predloženom i tradicionalnom metodom su prikazane na slici 7.3.



Slika 7.3. – Karakteristike releja R1 i R2 sa označenim vrednostima struja kvara u slučaju kratkog spoja u čvoru 741

7.2 PROVERA KOORDINACIJE OSIGURAČ - REKLOZER

Predložena metoda je verifikovana i na primeru provere koordinacije osigurač – reklozer. Za ovu svrhu korišćena je ista šema kao u prethodnom primeru, pri čemu se na mestu releja R2 sada nalazi reklozer. Reklozer ima dve operacije, jednu brzu i jednu sporu. Za brzu operaciju je izabrana tradicionalna karakteristika 133 (C), koja se može predstaviti sledećom formulom [56, 57]:

$$t = D \cdot \left[\frac{8.76047}{M^{1.80788} - 0.380004} \right] + 0.029977, \quad (7.2)$$

dok je za sporu operaciju izabrana tradicionalna 138 (W) karakteristika:

$$t = D \cdot \left[\frac{15.4628}{M^{1.6209} - 0.345703} \right] + 0.056438 \quad (7.3)$$

gde je t – vreme delovanja releja, M – multiplicator strujnog podešenja ($= \frac{I_{kvara}}{I_{podešenja}}$), D – koeficijent finog podešenja.

Strujno podešenje reklozera je 200 A, koje je određeno na osnovu vrednosti maksimalne struje sekcije na kojoj se nalazi rekozer. S obzirom da je reklozer poslednja zaštita na fideru gledano nizvodno od napojne transformatorske stanice, u skladu sa procedurom vremenskog podešenja, izabrane su karakteristike sa najmanjim koeficijentom finog podešenja,

$D = 0.1$ za brzu i $D = 1$ za sporu karakteristiku, da bi se obezbedila brza eliminacija kvarova.

Svi osigurači su istih karakteristika izabrani za nominlanu struju od 65A [55].

Koordinacija reklozer – osigurač se proverava za kratak spoj na sabirnicama 741.

U tabeli 7.2 su dati rezultati proračuna primenom predložene metode i primenom standardne metode. Kao rezultati su prikazane izračunate struje kvara kroz reklozer, osigurač i na mestu kratkog spoja, kao i vreme delovanja brze i spore operacije reklozera i vreme topljenja osigurača.

Tabela 7.2. Rezultati koordinacije reklozer-osigurač dobijeni primenom nove i standardne metode za slučaj kratkog spoja na kraju štíčene zone releja R2

	Struja kvara (Nova metoda)	Vreme delovanja (Nova metoda)	Struja kvara (Standardna metoda)	Vreme delovanja (Standardna metoda)
R – brza operacija	2641.8	0.293	5265	0.134
R – spora operacija	2641.8	0.009	5265	0.005
Osigurač	3918	0.051	6661	0.035
Mesto kvara	3918	/	6661	/
Uslov koordinacije	/	0.042	/	0.505

U toku proračuna predloženom metodom, na osnovu izračunatih vrednosti napona, modeli četiri DFIM na lokacijama 727, 729, 725 i 724 su promenjeni u modele IBDER. S obzirom da je vreme delovanja brze operacije reklozera, kao i vreme topljenja osigurača manje od vremena isključenja DER prema FRT karakteristici, svi DER se uvažavaju u proračunu.

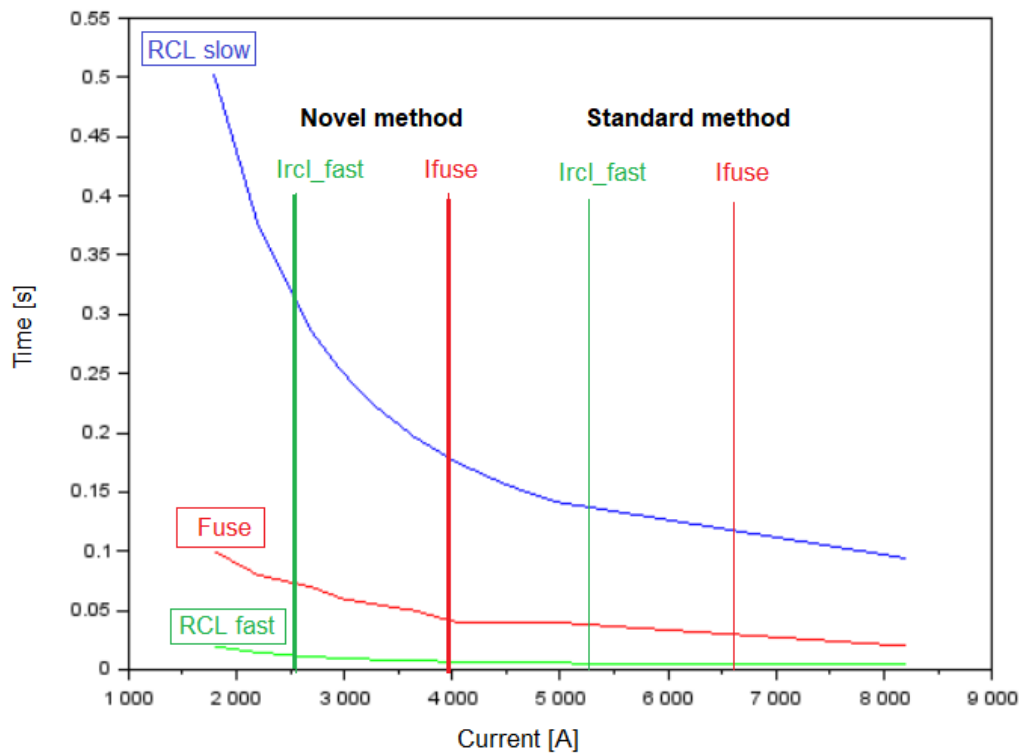
Izračunata struja kvara na mestu kvara je 3918 A, dok je struja kvara kroz reklozer i osigurač 2641 A i 3918 A, respektvino. Vreme delovanja brze operacije reklozera iznosi 0.009 s, dok je vreme topljenja osigurača 0.051 s. Sa druge strane, struje kratkog spoja dobijene primenom standardne metode su značajno veće od struja koja su dobijene predloženom metodom.

Koordinacija reklozer-osigurač se analizira u oblasti većih struja gde koordinacija može biti ugrožena.

Analizom rezultata dobijenih primenom standardne metode, može se zaključiti da je koordinacija reklozer-osigurač kritična s obzirom da je vreme topljenja osigurača blisko vremenu delovanja brze operacije reklozera. Da bi se osigurala željena koordinacija, potrebno je prilagoditi karakteristiku reklozera izborom većem koeficijenta finog podešenja. Na taj način se povećava vreme brze operacije reklozera što za posledicu ima duže trajanje kvara.

Karakteristike reklozera i osigurača kao i vrednosti struja krakatih spojeva izračunate primenom predložene i standardne metode su date na slici ispod. Sa slike je jasno da su

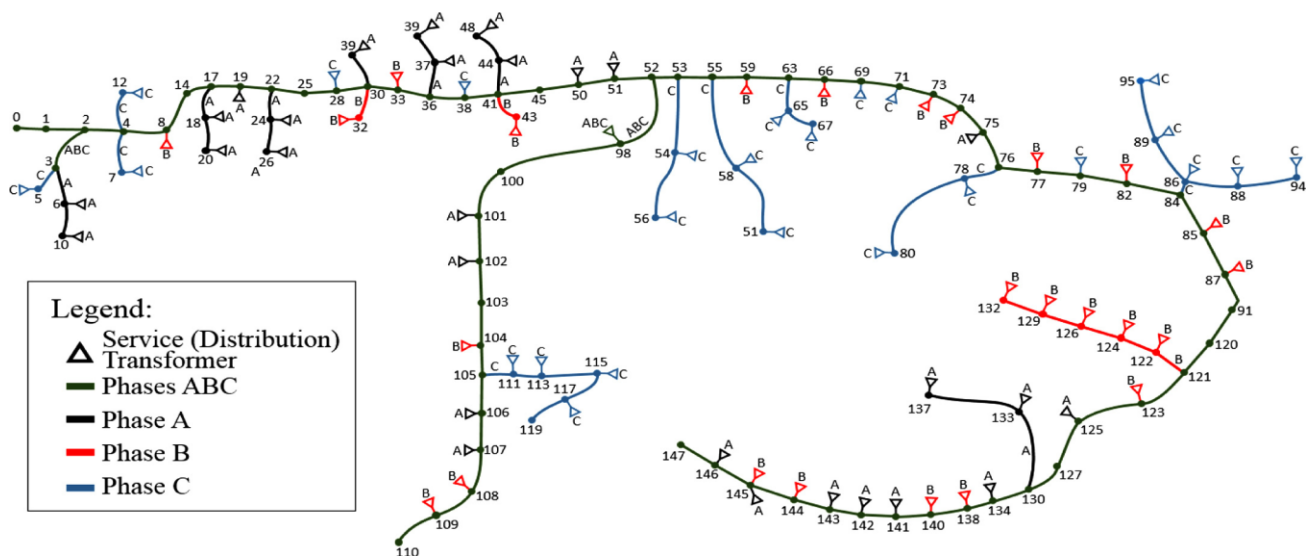
primenom predloženog metoda otklonjeni nedostaci standardnog metoda.



Slika 7.4. – Karakteristike reklozera i osigurača sa označenim vrednostima struja kvara u slučaju kratkog spoja u čvoru 741

7.3 VERIFIKACIJA NA REALNOJ MREŽI

Na kraju, predložena metoda je verifikovana na primeru jednog realnog distributivnog izvoda sa 186 čvorova – slika 7.5 [58-59].



Slika 7.5. – Srednjenaponski izvod realne distributivne mreže

U odnosu na originalnu konfiguraciju, izvod je modifikovan na sledeći način:

1. Sve sekcije su trofazne međusobno istih parametara ($Z=0.09+j0.36$), očne impedanse su zanemarene,
2. Releji R1 je lociran na sekciji između čvorova 0 i 1, dok je relej R2 lociran na sekciji između čvorova 52 i 53,
3. Šest DFIM je priključeno u čvorovima 22, 28, 36, 45, 130 i 141, Svi DFIM su istih karakteristika: nominalna snaga od 1MW, odnos polazne i nominalne struje je 8, $R_g/X_g + 0.1$,
4. Tri IBDER priključeno u čvorove 36, 73 i 77. Svi IBDER su međusobno istih parametara: nominalna snaga od 500kW (nominalna struja 25A).

Strujna podešenja releja R1 i R2 su određena na osnovu maksimalne struje sekcija na kojima se releji nalaze. Izračunate vrednosti strujnih podešenja releja R1 i R2 iznose 500A i 200A, respektivno. IEEE veoma inverzna karakteristika je izabrana za oba releja. S obzirom da je relej R2 poslednji relej na razmatranom fideru, gledano nizvodno od napojne transformatorske stanice, za koeficijent finog podešenja se bira najmanja vrednost od 0.5, u skladu sa procedurom podešenja, da bi se osigurala što brža eliminacija kvarova na izvodu.

Koeficijent finog podešenja za relej R1 se određuje na osnovu uslova koordinacije sa R2 relejem za maksimalnu struju kvara na mestu ugradnje releja R2. Za uslov koordinacije je usvojena vrednost od 0.4 s. Kao što je ranije navedeno, maksimalna struja kvara na mestu ugradnje releja R2 (čvor 52) se dobija pri uslovima kada su svi DFIM and IBDER nizvodno od mesta kvara isključeni. Izračunata struja kvara na mestu kvara predloženom metodom za proračun kratkih spojeva iznosi 7040, dok struja kvara kroz releje R1 i R2 iznosi 4114 i 7040, respektivno. Da bi se obezbedila koordinacija između releja R1 i R2 pri zadatoj vrednosti uslova koordinacije od 0.4s, koeficijent finog podešenja releja R1 terba izabrati da bude minimum 3 [54].

Nakon izbora podešenja releja R1 i R2, koordinacija ova dva releja je proverena za slučaj kratkog spoja na kraju izvoda (čvor 147). Rezultati dobijeni proračunom primenom predložene metode su prikazani u tabeli 3. Kao rezultati proračuna date su vrednosti struja kratkog spoja na mestu kvara i kroz releje R1 i R2, kao i vreme delovanja releja R1 i R2.

Tabela 7.3. Rezultati koordinacije releja R1 i R2 dobijeni primenom nove metode za slučaj kratkog spoja na kraju realnog izvoda sa 187 čvorova

	Struja kvara	Vreme delovanja
R1	2375	3.219
R2	2460	0.556
Mesto kvara	2486	/
Uslov koordinacije		2.66

7.4 DISKUSIJA DOBIJENIH REZULTATA

Na osnovu rezultata prikazanih u Tabeli 7.1, očigledno je da su struje kratkog spoja

dobijene primenom standardne metode veće od struja kratkog spoja dobijenih primenom predložene nove metode. Izračunata struja kvara primenom standardne metode kroz relej R2 je skoro dvostruko veća od struje kvara kroz isti relej dobijene primenom nove metode. Ova razlika je posledica toga što standardna metodologija koristi impedantni model za predstavljanje DFIM, bez obzira na ozbiljnost kratkog spoja u odnosu na DFIM, kao i što ne uvažava vreme isključenja DER s obzirom na FRT karakteristiku. Kao posledica toga dobijaju se netačni i nepouzdana rezultati struja kvarova kroz zaštitne uređaje, kao i netačna vremena delovanja, što može dovesti do pogrešnih zaključaka o koordinaciji zaštite.

Dodatno, vreme delovanja releja R1, kao rezervne zaštite releja R1, je relativno veliko, oko 4s, što može navesti inženjere da razmatraju korekciju i izbor novog podešenja releja. Do ovog zaključka se ne dolazi ukoliko se analiza radi primenom standardne metode.

Na osnovu rezultata prikazanih u Tabeli 7.2, izračunate vrednosti struje kratkog spoja na mestu kvara i kroz reklozer i osigurač primenom standardne metodu su znatno veće od struja koje se dobijaju primenom nove metode. I ovde je razlog što standardna metodologija koristi impedantni model DFIM u proračunima kratkih spojeva i ne uvažava vreme isključenja DER prema FRT karakteristici. Kao posledica, analiza koordinacije reklozer-osigurač se vrši u oblasti mnogo većih struja nego što je realno slučaj, što dovodi do pogrešnih zaključaka. Kao što se vidi na slici 7.4, koordinacija reklozer-osigurač je kritična u oblastima velikih struja, gde je vreme topljenja osigurača veoma blisko vremenu delovanja brzi operacija reklozera, što narušava uslove koordinacije.

Iz tabele 7.3 je očigledno da je nova metoda primenjiva i na realne distributivne mreže, odnosno primenljiva je u industrijskim softverima za nadzor, upravljanje i zaštitu elektrodistributivnih mreža velikih dimenzija.

GLAVA 8

ZAKLJUČCI

U ovoj disertaciji je predstavljena nova metoda za adaptivnu relejnu zaštitu distributivnih mreža sa velikom količinom DER zasnovanih na uređajima energetske elektronike.

Predložena metoda iterativno proračunava vrednosti struje kvara kroz zaštitne uređaje i na osnovu rezultata proračuna, adaptivno podešava koordinaciju zaštitnih uređaja. Predloženom metodom uvaženi su sledeći ključni parametri distributivnih mreža sa velikom količinom DER zasnovanih na uređajima energetske elektronike:

1. Razvijeni su i uvaženi izuzetno precizni modeli za DFIM, kako u slučaju ozbiljnih kvarova, tako i u slučaju blagih kvarova. Modeli se iterativno unapređuju na osnovu rezultata proračuna.
2. Unapređeni su modeli za IBDER, tako da se iterativno unapređuju na osnovu rezultata proračuna i zahteva FRT.
3. Proračunavaju se vremena isključenja DER diktirana zahtevima FRT, i na osnovu rezultata proračuna, formiraju se vremenski intervali u kojima će se DER isključivati sa mreže. U okviru ovih intervala, iterativno se preračunavaju struje kratkih spojeva kroz zaštitne uređaje, i na osnovu njih se podešenje i koordinacija uređaja adaptivno podešava.
4. Konačno, trajanje konstruisanih intervala se u svakoj iteraciji poredi sa vremenom reagovanja releja, na osnovu čega se formira poslednji interval, odnosno na osnovu čega se iterativni proračun zaustavlja.

Uvažavanjem navedenih faktora, predloženi metod za adaptivnu relejnu zaštitu u distributivnim mrežama sa velikom količinom DER je izuzetno precizan i primenljiv nad realnim distributivnim mrežama sa realnim brojem i pozicioniranjem zaštitnih uređaja, bez potrebe za dodatnim ulaganjem u opremu.

U disertaciji su prikazane velike prednosti predloženog metoda u odnosu na tradicionalne metode relejne zaštite distributivnih mreža.

Konačno, pokazano je da je predložena metoda primenljiva i efikasna za proračune realnih distributivnih mreža velikih dimenzija sa velikom količinom DER, kao deo Distributivnog Menadžment Sistema (DMS) softverskog rešenja.

GLAVA 9

LITERATURA

- [1] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, "Short Circuit Calculations in Network with Distributed Generation", *Electric Power Systems Research*, 78, pp. 1181–1191, 2008.
- [2] W. Kramer, S. Chakraborty, B. Kroposki, and H. Thomas: *Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems*. National Renewable Energy Laboratory. Report TP-581-42672, 2008.
- [3] D. V. Tu, S. Chaitusaney, and A. Yokoyama: "Maximum-Allowable Distributed Generation Considering Fault Ride-Through Requirement and Reach Reduction of Utility Relay", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol. 29, No. 2, pp. 534–541, 2014.
- [4] R. A. Walling, M.L. Reichard, "Short Circuit Behavior of Wind Turbine Generators" *Proc. 2009 IEEE Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, 2009.
- [5] Joint Working Group: "Fault current contribution from wind plants", Report to the T&D Committee of the IEEE Power and Energy Society, *Pro Relay*, 2015.
- [6] J. R. Williams, B. Karlson: "Wind Power Plant Short-Circuit Modeling Guide", Sandia Nat. Lab., Albuquerque, NM, 2012.
- [7] J. M. Gers, E. J. Holmes: „Protection of electricity distribution networks”, 2nd Ed. London, UK: The Institution of Electrical Engineers; 2004.
- [8] S. H. Horowitz and A.G. Phadke, *Power System Relaying*, 4th Ed. West Sussex, UK: John Willey and Sons, 2014.
- [9] H. Wan, K. K. Li and K. P. Wong, "An Adaptive Multiagent Approach to Protection Relay Coordination With Distributed Generators in Industrial Power Distribution System", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 5, pp. 2118-2124, Sept.-Oct. 2010.
- [10] H. H. Zeineldin, H. M. Sharaf, D.K. Ibrahim, E. E. A. El-Zahab, "Optimal protection coordination for meshed distribution systems with DG using dual setting directional over-current relays" , *IEEE Transactions on Smart Grid* , vol.6, no.1, pp.115-123, Jan. 2015(1).
- [11] H. Zhan, et al, "Relay protection coordination integrated optimal placement and sizing of distributed generation sources in distribution networks", *IEEE Transaction on Smart Grid*; vol.7, pp. 55–65, 2016.
- [12] S. Boljevic, M. F. Conlon, "Fault Current Level Issues for Urban Distribution Network with High Penetration of Distributed Generation" *Proc. The 6th Conf. on the European Energy Market*. 2009. p. 1–6.
- [13] A. Girgis and S. Brahma, "Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system," *LESCOPE 01. 2001 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering*. Conference Proceedings. Halifax, NS, Canada, 2001, pp. 115-119.

- [14] **10** Q. Wang, N. Zhou and L. Ye, "Fault Analysis for Distribution Networks With Current-Controlled Three-Phase Inverter-Interfaced Distributed Generators," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, pp. 1532-1542, June 2015.
- [15] L. Strezoski, M. Prica, K. A. Loparo, "Generalized Δ -circuit concept for integration of distributed generators in online short-circuit calculations" *IEEE Transaction on Power Systems*, 32 (4), pp. 3237–3245, July 2017.
- [16] L. Strezoski, M. Prica and K. A. Loparo, "Sequence Domain Calculation of Active Unbalanced Distribution Systems Affected by Complex Short Circuits," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1891-1902, March 2018.
- [17] M. E. Baran, I. M. El-Markaby, "Fault analysis on distribution feeders with distributed generators", *IEEE Transaction on Power Systems*, 20(4), pp. 1757–1764, 2005.
- [18] M. Tsili, S. Papathanassiou: "A Review of Grid Code Technical Requirements for Wind Farms", *IET Renew. Power Gen.*, 2009, Vol. 3, No. 3, pp. 308–332, 2009.
- [19] BDWE Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.: "Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network", 2008.
- [20] Distribution System Operators – ESB Networks, 'Irish Distribution Code', 2015
- [21] X. Kong, Z. Zhang, X. Yin and M. Wen, "Study of Fault Current Characteristics of the DFIG Considering Dynamic Response of the RSC," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 2, pp. 278-287, June 2014.
- [22] A. Hooshyar, M. A. Azzouz and E. F. El-Saadany, "Three-Phase Fault Direction Identification for Distribution Systems With DFIG-Based Wind DG," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 747-756, July 2014.
- [23] J. Zhang, B. Zhang and Z. Hao, "Equivalent circuit of DFIG with crowbar protection for relay protection analysis," 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP), Edinburgh, 2016, pp. 1-5.
- [24] M. H. Cintuglu, T. Ma and O. A. Mohammed, "Protection of Autonomous Microgrids Using Agent-Based Distributed Communication," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 351-360, Feb. 2017.
- [25] H. Muda and P. Jena, "Superimposed Adaptive Sequence Current Based Microgrid Protection: A New Technique," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 757-767, April 2017.
- [26] S. F. Zarei and M. Parniani, "A Comprehensive Digital Protection Scheme for Low-Voltage Microgrids with Inverter-Based and Conventional Distributed Generations," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 441-452, Feb. 2017.
- [27] S. Chen, N. Tai, C. Fan, J. Liu, S. Hong, "Adaptive distance protection for grounded fault of lines connected with doubly-fed induction generators" *IET Generation, Transmission & Distribution*; 11(6), pp. 1513–1520, 2017.
- [28] K. A. Saleh, M. S. El Moursi, H. H. Zeineldin, "A new protection scheme considering fault ride through requirements for transmission level interconnected wind parks" *IEEE Transaction on Industrial Informatics*, 11(6), pp. 1324–1333, Dec. 2015.
- [29] L.V. Strezoski, M. D. Prica, V. A. Katic, B. Dumnic, "Short-circuit modeling of inverter based distributed generators considering the FRT requirements" *North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-6, Denver, CO. 2016.

- [30] L. Strezoski, "Modelovanje i fundamentalni proračuni aktivnih distributivnih mreža", *in press*, Srbija: Novi Sad, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad, 2021.
- [31] L. Strezoski, "Complex Short-Circuit Calculation in Unbalanced Distribution Networks with Distributed Energy resources", Ph.D. Dissertation, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, Novi Sad, Serbia, 2017.
- [32] V. Strezoski, *Osnovni proračuni elektroenergetskih sistema (Tom I i Tom II)*. Srbija: Novi Sad, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad, 2017.
- [33] V. Strezoski, *Osnove Elektroenergetike*, Srbija: Novi Sad, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad, 2013.
- [34] J. Ma, X. Wang, Y. Zhang, Q. Yang, A.G. Phadke: "A Novel Adaptive Current Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 43, no. 1, 2012
- [35] H. Hooshyar, M. E. Baran, Fault Analysis on Distribution Feeders With High Penetration of PV Systems, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 28, NO. 3, AUGUST 2013
- [36] B. Kroposki, C. Pink, R. DeBlasio, H. Thomas, M. Simoes, and P. K. Sen: "Benefits of power electronic interfaces for distributed energy systems", *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 25, No. 3, pp. 901–908, 2010.
- [37] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer: "Distributed generation: Definition, benefits and issues", *Energy Policy*, Vol. 33, No. 6, pp. 787–798, 2005.
- [38] L. Goldstein, B. Hedman, D. Knowles, S. Freedman, R. Woods, and T. Schweizer: "Gas-fired distributed energy resource technology characterizations", National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Tech. Rep. NREL/TP-620–34783, 2003.
- [39] F. A. Farret and M. G. Simoes: *Integration of Alternative Sources of Energy*. New York: Wiley, 2006.
- [40] Seventh Edition Fuel Cell Handbook, EG&G Technical Services, Inc., Albuquerque, NM, DOE/NETL-2004/1206, 2004.
- [41] A. Akhil and S. Kraft: "Battery energy storage market feasibility study— Expanded report", Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, SAND97-1275/2, 1997.
- [42] I. Gyuk, P. Kulkarni, J. H. Sayer, J. D. Boyes, G. P. Corey, and G. H. Peek: "The United States of storage", *IEEE Power Energy Mag.*, Vol. 3, No. 2, pp. 31–39, 2005.
- [43] N. R. Friedman: "Distributed energy resources interconnection systems: Technology review and research needs", National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Tech. Rep. NREL/SR-560-32459, 2002
- [44] V. Katic, B. Dumnic, D. Milicevic, S. Grabic, Z. Corba, N. Katic: "Moderne Tehnologije Vetrogeneratora", CIRED, Vrnjacka Banja, Serbia, 2012.
- [45] Z.R. Ivanovic, E.M. Adzic, M.S. Vekic, S.U. Grabic, N.L. Celanovic, V.A. Katic: "HIL Evaluation of Power Flow Control Strategies for Energy Storage Connected to Smart Grid Under Unbalanced Conditions", *IEEE Trans. on Power Elect.*, Vol. 27, Np. 11, pp. 4699–4710, 2012.
- [46] <https://www.sandc.com/en/products--services/products/smd-power-fuses-outdoor-distribution/>

- [47] Group of authors: „Power System Protection – part Relays“ (author J.W.Hodgkiss), P.Peregrinus Ltd., New York, 1981.
- [48] D. Popović, D. Bekut, V. Treskanica: „Specijalizovani DMS algoritmi“, DMS Group, Novi Sad, 2004.
- [49] D. Bekut: „Relejna zaštita“, Stylos, Novi Sad, 1999.
- [50] P. M. Anderson, Analysis of Faulted Power Systems. New York, NY, USA: IEEE Press, 1995.
- [51] R. Bergen and V. Vittal: Power System Analysis (2nd Ed.), New Jersey, Prentice Hall, 2000.
- [52] IEC 60909-0, 2016: Short-Circuit Currents in Three-Phase A. C. Systems—Part 0: Calculation of Short-Circuit Currents, 2016.
- [53] L. Strezoski, I. Stefani, D. Bekut. “Novel Method for Adaptive Relay Protection in Distribution Systems with Electronically Coupled DERs”, *Int. J. of Elec. Pow. & En. Syst. (IJPES)*, Vol. 116, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105551>.
- [54] IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays," in IEEE Std C37.112-1996 , vol., no., pp.i-, 1997. doi: 10.1109/IEEESTD.1997.81576
- [55] Karakteristike osigurača: max - <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/tcc-number-153-1-5-1.pdf?dt=637361969951252922>, min - <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/tcc-number-153-1.pdf?dt=637361970685017894>
- [56] ABB PCD Control Protection Curves, Available online at: <https://library.e.abb.com/public/1bc69ae25de85ac585256c44005e98c4/PCD%20Protection%20Curves.pdf>.
- [57] Schweizer Engineering Laboratories (SEL), “Advanced Recloser Control”. Available online at: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Data%20Sheets/651R_DS_20160715.pdf?v=20160815-175229
- [58] V. Krsman, A. Saric, “Verification and estimation of phase connectivity and power injections in distribution network”, in *Electric Power System Research*, vol. 143, no. 1, pp. 281-291, 2017.
- [59] IEEE Test Feeders, Available online at: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>

План третмана података

Назив пројекта/истраживања
Прорачун подешавања и координације релејне заштите у дистрибутивним системима са дистрибуираним енергетским ресурсима заснованим на уређајима енергетске електронике
Назив институције/институција у оквиру којих се спроводи истраживање
Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду
Назив програма у оквиру ког се реализује истраживање
Енергетика, електроника и телекомуникације
1. Опис података
<i>1.1 Врста студије</i>
<i>Укратко описати тип студије у оквиру које се подаци прикупљају</i>
Коришћени су подаци са https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/ о IEEE test feeder 186-bus, као и “dummy” подаци.
<i>1.2 Врсте података</i>
квантитативни
<i>1.3. Начин прикупљања података</i>
Из претходно објављених научних радова
<i>1.3 Формат података, употребљене скале, количина података</i>
Претходно објављени научни радови у пдф формату
<i>1.3.1 Употребљени софтвер и формат датотеке:</i>
а) PDF фајл, датотека _____
б) Фортран датотека
<i>1.3.2. Број записа (код квантитативних података)</i>

а) број варијабли -

б) број мерења (испитаника, процена, снимака и сл.) -

1.3.3. Поновљена мерења

Не.

Уколико је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) временски размак између поновљених мера је _____

б) варијабле које се више пута мере односе се на _____

в) нове верзије фајлова који садрже поновљена мерења су именоване као _____

Напомене: _____

Да ли формати и софтвер омогућавају дељење и дугорочну валидност података?

Да

2. Прикупљање података

2.1 Методологија за прикупљање/генерисање података

2.1.1. У оквиру ког истраживачког нацрта су подаци прикупљени?

анализа текста из претходно објављене литературе

2.1.2 Навести врсте мерних инструмената или стандарде података специфичних за одређену научну дисциплину (ако постоје).

-

2.2 Квалитет података и стандарди

IEC стандард

2.2.1. Третман недостајућих података

а) Да ли матрица садржи недостајуће податке? Не

Ако је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) Колики је број недостајућих података? _____

б) Да ли се кориснику матрице препоручује замена недостајућих података? Да Не

в) Ако је одговор да, навести сугестије за третман замене недостајућих података

2.2.2. На који начин је контролисан квалитет података? Описати

Поређењем са прорачунима по стандарду

2.2.3. На који начин је извршена контрола уноса података у матрицу?

-

3. Третман података и пратећа документација

3.1. Третман и чување података

3.1.2. URL адреса <https://www.journals.elsevier.com/international-journal-of-electrical-power-and-energy-systems>

3.1.4. Да ли ће подаци бити у отвореном приступу?

Да

Ако је одговор не, навести разлог _____

-

3.1.5. Подаци неће бити депоновани у репозиторијум, али ће бити чувани.

Образложење

-

3.2 Метаподаци и документација података

3.2.1. Који стандард за метаподатке ће бити примењен?

-

3.2.1. Навести метаподатке на основу којих су подаци депоновани у репозиторијум.

-

Ако је потребно, навести методе које се користе за преузимање података, аналитичке и процедуралне информације, њихово кодирање, детаљне описе варијабли, записа итд.

3.3 Стратегија и стандарди за чување података

3.3.1. До ког периода ће подаци бити чувани у репозиторијуму? -

3.3.2. Да ли ће подаци бити депоновани под шифром? Не

3.3.3. Да ли ће шифра бити доступна одређеном кругу истраживача? -

3.3.4. Да ли се подаци морају уклонити из отвореног приступа после извесног времена?

Не

Образложити

4. Безбедност података и заштита поверљивих информација

Овај одељак МОРА бити попуњен ако ваши подаци укључују личне податке који се односе на учеснике у истраживању. За друга истраживања треба такође размотрити заштиту и сигурност података.

4.1 Формални стандарди за сигурност информација/података

Истраживачи који спроводе испитивања с људима морају да се придржавају Закона о заштити података о личности (https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_zastiti_podataka_o_licnosti.html) и одговарајућег институционалног кодекса о академском интегритету.

-

4.1.2. Да ли је истраживање одобрено од стране етичке комисије? Да Не

Ако је одговор Да, навести датум и назив етичке комисије која је одобрила истраживање

-

4.1.2. Да ли подаци укључују личне податке учесника у истраживању?

-

Ако је одговор да, наведите на који начин сте осигурали поверљивост и сигурност информација везаних за испитанике:

- а) Подаци нису у отвореном приступу
- б) Подаци су анонимизирани
- ц) Остало, навести шта

5. Доступност података

5.1. Подаци ће бити

Јавно доступни

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести под којим условима могу да их користе:

-

Ако су подаци доступни само уском кругу истраживача, навести на који начин могу приступити подацима:

-

5.4. Навести лиценцу под којом ће прикупљени подаци бити архивирани.

-

6. Улоге и одговорност

6.1. Навести име и презиме и мејл адресу власника (аутора) података

lukastrezoski@uns.ac.rs

izabela.stefani@schneider-electric-dms.com

6.2. Навести име и презиме и мејл адресу особе која одржава матрицу с подацима

-

6.3. Навести име и презиме и мејл адресу особе која омогућује приступ подацима другим истраживачима

izabela.stefani@schneider-electric-dms.com