



УНИВЕРЗИТЕТ У НОВОМ САДУ
ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА У
НОВОМ САДУ



Određivanje optimalnog broja, tipa i lokacije uređaja za automatizaciju elektrodistributivnih mreža

– doktorska disertacija –

Mentor

dr Željko Popović

Kandidat

mr Branislav Brbaklić

Novi Sad, 2018.



КЉУЧНА ДОКУМЕНТАЦИЈСКА ИНФОРМАЦИЈА

Редни број, РБР:		
Идентификациони број, ИБР:		
Тип документације, ТД:	Монографска публикација	
Тип записа, ТЗ:	Штампана грађа	
Врста рада, ВР:	Докторска дисертација	
Аутор, АУ:	Бранислав Брбаклић	
Ментор, МН:	др Жељко Поповић	
Наслов рада, НР:	Одређивање оптималног броја, типа и локације уређаја за аутоматизацију електродистрибутивних мрежа	
Језик публикације, ЈП:	Српски	
Језик извода, ЈИ:	Српски / Енглески	
Земља публикавања, ЗП:	Србија	
Уже географско подручје, УГП:	Војводина	
Година, ГО:	2018	
Издавач, ИЗ:	Ауторски репринт	
Место и адреса, МА:	Нови Сад	
Физички опис рада, ФО: (поглавља/страна/цитата/табела/слика/графика/прилога)	8 поглавља / 92 страна / 54 цитата / 9 табела / 26 слика / 1 график / 1 прилог	
Научна област, НО:	Електротехничко и рачунарско инжењерство	
Научна дисциплина, НД:	Електроенергетика	
Предметна одредница/Кључне речи, ПО:	Дистрибутивна мрежа, аутоматизација, поузданост, мешовито целобројно програмирање, трошкови	
УДК		
Чува се, ЧУ:	Библиотека ФТН, Нови Сад	
Важна напомена, ВН:		
Извод, ИЗ:	<p>У дисертацији је представљен приступ заснован на алгоритму мешовитог целобројног линеарног програмирања (MILP) за одређивање оптималног броја, типа и локације уређаја за аутоматизацију дистрибутивне мреже. Уградња различитих типова нове опреме (даљински контролисани реклозери, секционери и индикатори проласка струје квара) као и релокација постојеће опреме су истовремено разматрани. Приликом одређивања оптималног сценарија за аутоматизацију, предложени приступ уважава трошкове испада потрошача/произвођача услед тренутних, краткотрајних и дуготрајних испада, најчешће коришћене показатеље поузданости (SAIFI, SAIDI, MAIFI, i ASIDI) као и трошкове дистрибутивног предузећа, асоциране уређајима за аутоматизацију и екипама које су укључене у процес решавања прекида напајања.</p> <p>Дакле, основни циљ ове дисертације је, да се направи модел заснован на мешовитом целобројном линеарном програмирању који ће омогућити одређивање најбољег сценарија за аутоматизацију дистрибутивне мреже у случајевима када се оцена квалитета испоруке дефинише преко показатеља поузданости, преко трошкова услед прекида напајања или комбинацијом ова два показатеља.</p>	
Датум прихватања теме, ДП:	09.07.2015.	
Датум одбране, ДО:		
Чланови комисије, КО:	Председник:	др Владимир Стрезоски
	Члан:	др Драган Поповић
	Члан:	др Душко Бекут
	Члан:	др Драган Тасић
Члан, ментор:	др Жељко Поповић	Потпис ментора



KEY WORDS DOCUMENTATION

Accession number, ANO :		
Identification number, INO :		
Document type, DT :	Monograph publication	
Type of record, TR :	Textual printed material	
Contents code, CC :	Phd thesis	
Author, AU :	Branislav Brbaklić	
Mentor, MN :	PhD Željko Popović	
Title, TI :	A Mixed Integer Linear Programming Based Approach for Optimal Placement of Different Types of Automation Devices in Distribution Networks	
Language of text, LT :	Serbian	
Language of abstract, LA :	Serbian / English	
Country of publication, CP :	Serbia	
Locality of publication, LP :	Vojvodina	
Publication year, PY :	2018	
Publisher, PB :	Author's reprint	
Publication place, PP :	Novi Sad	
Physical description, PD : (chapters/pages/ref./tables/pictures/graphs/appendixes)	8 chapters / 92 pages / 54 ref / 9 tables / 26 pictures / 1 graph / 1 appendix	
Scientific field, SF :	Electrical and computer engineering	
Scientific discipline, SD :	Power systems	
Subject/Key words, S/KW :	Distribution network, network automation, interruption costs, reliability indices, mixed integer linear programming.	
UC		
Holding data, HD :	Library of Faculty of technical sciences, Novi Sad	
Note, N :		
Abstract, AB :	<p>The dissertation presents a mixed integer linear programming (MILP) based approach for determining the optimal number, type and location of automation devices to be installed in the network by considering different types of devices simultaneously (remotely controlled circuit breakers/reclosers, sectionalizing switches, remotely supervised fault passage indicators). Simultaneously, it determines the new (optimal) locations of the automation devices that already exist in the network. In determining the most effective network automation scenario, the proposed approach takes into account the outage cost of consumers/producers due to momentary, short-term, and long-term interruptions, the commonly used network reliability indices (SAIFI, SAIDI, MAIFI, and ASIDI) as well as the cost of automation devices and the cost of crews. It provides the best network automation scenario in distribution systems if the network reliability indices are used for measuring the distribution system reliability, if cost of interruptions is defined to all consumers/producers, and if both approaches (criteria) are used.</p>	
Accepted by the Scientific Board on, ASB :	09.07.2015.	
Defended on, DE :		
Defended Board, DB :	President:	PhD Vladimir Strezoski
	Member:	PhD Dragan Popović
	Member:	PhD Duško Bekut
	Member:	PhD Dragan Tasić
	Member, Mentor:	PhD Željko Popović
		Menthor's sign

ZAHVALNICA

Zahvaljujem se svojim roditeljima i sestri na ljubavi i podršci koju su mi uvek pružali.

Zahvaljujem se svojim profesorima na svemu što su me naučili, a posebno hvala mojim profesorima elektroenergetike dr Vladimiru Strezoskom, dr Draganu Popoviću, dr Dušku Bekutu i dr Goranu Švendi na znanju i iskustvu koje su mi dali u dosadašnjem obrazovanju.

Veliku zahvalnost dugujem mom mentoru dr Željku Popoviću, na znanju, energiji i savetima koje mi je pružio u protekle tri godine, jer bez te podrške ne bih imao dovoljno snage da ovaj zadatak završim do kraja.

*Najveću zahvalnost ipak dugujem **Jasmini, Nikoli i Katarini**, na ljubavi, razumevanju i podršci, jer bez njih ova doktorska disertacija nikada ne bi bila napisana.*

Sadržaj

1. Uvod.....	1
2. Pouzdanost u elektrodistributivnim mrežama.....	4
2.1 Prekidi isporuke električne energije u elektrodistributivnim mrežama.....	4
2.2 Osnove pouzdanosti distributivnih mreža	7
2.2.1 Statistička ocena osnovnih pokazatelja pouzdanosti “m” i “r”.....	7
2.2.2 Pouzdanost distributivnih mreža.....	9
2.2.3 Pokazatelji pouzdanosti distributivne mreže	10
3. Mere za unapređenje pouzdanosti.....	19
3.1 Smanjenje broja kvarova	19
3.2 Smanjenje trajanja prekida napajanja	19
3.3 Smanjenje broja korisnika pogođenih kvarom	21
4. Uređaji i komponente za automatizaciju distributivnih mreža	22
4.1 Rasklopni uređaji u distributivnoj mreži	23
4.1.1 Prekidač.....	23
4.1.2 Prekidač sa automatskim ponovnim uključanjem (reklozer).....	24
4.1.3 Sklopka rastavljač	24
4.2 Uređaji za detekciju i indicaciju prolaska struje kvara.....	24
4.3 SCADA.....	25
4.3.1 Nadgledanje i obrada događaja.....	26
4.3.2 Upravljanje.....	26
4.3.3 Arhiviranje i analiza podataka	26
4.4 DMS.....	27
4.4.1 Lokalizacija i izolacija kvara i restauracija napajanja u DMS sistemu	28
5. Određivanje optimalnog broja, tipa i lokacije uređaja za automatizaciju distributivnih mreža.....	30
5.1 Pregled literature i predloženih unapređenja	30
5.2 Formulacija problema	33
5.2.1 Trajni kvar.....	33
5.2.2 Prolazni kvar	36
5.3 Matematički model	36
5.3.1 Nomenklatura.....	39
5.3.2 Kriterijumska funkcija	42

5.3.3	Ograničenja.....	44
5.4	Testiranje algoritma i analiza rezultata.....	51
6.	Zaključak	64
7.	Prilozi.....	65
7.1	Primeri ograničenja.....	65
7.2	Definicija zona u modelu.....	68
7.3	Linearizacija proizvoda celobrojne i kontinualne promenljive i proizvoda više celobrojnih promenljivih	72
7.4	Ostale dobiti od ugradnje uređaja za automatizaciju.....	74
8.	Literatura.....	80

Spisak skraćenica

APU	Automatsko ponovno uključenje
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
DGUI	Distributed Generation Unavailability Index
DMS	Distribution Management System (sistem za upravljanje distributivnim mrežama)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
MILP	Mixed Integer Linear Programing (mešovito celobrojno linearno programiranje)
NN	Niski napon
ODS	Operator elektrodistributivnog sistema
RTS	Reliability Test System
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SN	Srednji napon
SRPS EN 50160:2012	Srpski standard – Karakteristike napona isporučene električne energije iz javnih električnih mreža

Spisak slika

Slika 2.1 Niz promena stanja sa različitim dužinama trajanja m_i i r_i	7
Slika 2.2 Promena stanja idealizovanog elementa	8
Slika 2.3 Trajanje prekida u toku godine u zemljama Evropske Unije	13
Slika 2.4 Broj prekida u toku godine u zemljama Evropske Unije.....	14
Slika 2.5 Odnos troškova korisnika i operatora elektrodistributivnih sistema	16
Slika 2.6 Regulacije putem podsticaja unapređenja kvaliteta isporuke	17
Slika 4.1 Uređaji i komponente za automatizaciju distributivnih mreža	22
Slika 4.2 SCADA sistem.....	26
Slika 4.3 Sistem za upravljanje distribucijom.....	27
Slika 5.1 Algoritam procesa planiranja automatizacije elektrodistributivne mreže	32
Slika 5.2 Pojednostavljeni izvod.....	33
Slika 5.3 Trajni kvar između L_2 i L_3	34
Slika 5.4 Trajni kvar između L_4 i L_5	35
Slika 5.5 Test mreža.....	51
Slika 5.6 Strategija S1	56
Slika 5.7 Strategija S2.....	57
Slika 5.8 Razlika strategije S1 i S2.....	58
Slika 5.9 Strategija S6.....	59
Slika 5.10 Strategija S10.....	60
Slika 5.11 Uticaj budžetskih ograničenja na ukupan trošak pouzdanosti	62
Slika 7.1 Pojednostavljeni izvod za prikaz ograničenja.....	65
Slika 7.2 Pojednostavljeni izvod za prikaz zona.....	68
Slika 7.3 Prikaz oblasti S^{IN}	68
Slika 7.4 Prikaz oblasti S^{OUT}	68
Slika 7.5 Prikaz oblasti S^{FH}	69
Slika 7.6 Prikaz oblasti S^R	69
Slika 7.7 Pripadnost elemenata skupovima kada je korisnik iza kvara	71

Spisak tabela

Tabela 2.1 Definisane trenutnih, kratkotrajnih i dugotrajnih prekida u Evropskoj Uniji	6
Tabela 2.2 Štete kod prekida napajanja komercijale i industrijskih potrošača u Kanadi	15
Tabela 2.3 Štete kod prekida napajanja domaćinstava u Kanadi	15
Tabela 5.1 Opterećenje korisnika u test mreži	52
Tabela 5.2 Ulazni podaci	53
Tabela 5.3 Test rezultati	55
Tabela 5.4 Test rezultati sa budžetskim ograničenjima	61
Tabela 5.5 Uticaj vremenskog horizonta na strategiju za automatizaciju	63
Tabela 7.1 Pripadnost elemenata skupovima kada je korisnik iza kvara	70

1. Uvod

Osnovni cilj operatora elektrodistributivnih sistema (ODS) je da upravlja elektrodistributivnom mrežom na efikasan način, isporučujući električnu energiju propisanog kvaliteta krajnjim korisnicima sistema (u daljem tekstu – korisnicima). Efikasno upravljanje podrazumeva optimalan balans između željenog nivoa sigurnosti, pouzdanosti i kvaliteta isporučene energije sa jedne, i troškova potrebnih za postizanje tog nivoa sa druge strane.

Operatori elektrodistributivnih sistema su suočeni sa značajnim promenama koje se dešavaju u elektroenergetskom sektoru u poslednjih dvadeset godina. Ove promene su posledica:

- procesa deregulacije i privatizacije,
- masovne ugradnje pametnih uređaja kod korisnika, distributivnih generatora, skladišta električne energije i ostalih elemenata pametnih mreža,
- zahteva za stalno unapređenje kvaliteta isporučene električne energije, a posebno smanjenja broja i dužine prekida u isporuci električne energije.

Navedene promene su uticale na promenu praktično svih poslovnih procesa u ODS. Unapređivanje kontinuiteta isporuke električne energije, odnosno povećanje pouzdanosti, je često diktirano od strane regulatornih tela, koja u deregulisanom okruženju primenjuju mehanizme za nagrađivanje i kažnjavanje. ODS biva nagrađen kada unapređuje kontinuitet isporuke električne energije, a kažnjen u slučaju da ne ispunjava minimalnu zahtevanu pouzdanost [1]. Ugradnja opreme za automatizaciju distributivne mreže je jedna od najefektnijih mera kojima se utiče na unapređenje pouzdanosti kroz smanjenje trajanja prekida isporuke električne energije kao i broja pogođenih korisnika. U automatizovanim mrežama daljinski upravljani i nadgledani rasklopni uređaji i daljinski nadgledani indikatori prolaska struje kvara, omogućavaju efikasnu lokalizaciju i izolaciju mesta kvara i restauraciju napajanja, odnosno smanjenje dužine trajanja prekida isporuke električne energije korisnicima na delovima izvoda koji se mogu napojiti nakon izolacije kvara, kao i smanjenje broja korisnika pogođenih prekidima.

Određivanje optimalnog scenarija automatizacije, odnosno izbor optimalnog broja, tipa i mesta ugradnje automatizovanih uređaja u distributivnim mrežama je kompleksan kombinatorni optimizacioni problem, koji se već više od tri decenije razmatra u literaturi [2]-[22]. Za rešavanje ovog problema su predlagani različiti pristupi. Zbog kompleksnosti problema uglavnom su korišćeni heuristički i meta-heuristički algoritmi, koji daju rešenja čiji kvalitet je neizvestan, odnosno, ne zna se koliko su dobijana rešenja udaljena od najboljeg rešenja. Najčešće su rešavani problemi u kojima je razmatran samo jedan tip uređaja za automatizaciju. Pored toga, predloženi algoritmi ne razmatraju mogućnost promene lokacije (relokacije) postojeće opreme, kao ni istovremeno uvažavanje pokazatelja pouzdanosti i troškova usled neplaniranih prekida isporuke električne energije. U doktorskoj disertaciji je predložen pristup za određivanje broja, tipa i lokacije uređaja za automatizaciju distributivne mreže, zasnovan na algoritmu mešovitog celobrojnog linearnog programiranja (MILP). Ovaj pristup jednovremeno razmatra sledeće tipove daljinski nadgledanih i kontrolisanih uređaja:

-
- automatski prekidači sa ponovnim uključanjem (reklozeri),
 - sklopke-rastavljači na srednjenaponskim izvodima (sekcioneri),
 - indikatori prolaska struje kvara.

Navedeni uređaji imaju najveći efekat na smanjivanje vremena trajanja prekida i broja korisnika pogođenih prekidom. Predloženi pristup jednovremeno razmatra ugradnju novih uređaja za automatizaciju kao i nove lokacije postojećih automatizovanih uređaja. Prilikom određivanja optimalnog scenarija automatizacije distributivne mreže predloženi model uvažava troškove koje imaju korisnici električne energije usled trenutnih, kratkotrajnih i dugotrajnih prekida isporuke električne energije [23], troškove ODS koji su povezani sa neplaniranim prekidima isporuke električne energije (angažovanje ekipa na rešavanju kvara i njegovih posledica) i troškove neisporučene električne energije. Takođe, predloženi model razmatra i najčešće korišćene pokazatelje pouzdanosti (SAIFI, SAIDI, MAIFI i ASIDI), odnosno uvažava postojanje ciljnih vrednosti ovih pokazatelja. Na ovaj način, predloženi pristup omogućuje da se sve prethodno navedene pojedinačne strategije razmatraju istovremeno i tako obezbeđuje dobijanje optimalnog scenarija automatizacije u distributivnim mrežama.

Doktorska disertacija ima osam poglavlja. Uvodni deo dat je u prvom poglavlju. U drugom poglavlju je razmatrana pouzdanost elektroenergetskih sistema i metodologija za proračun pokazatelja pouzdanosti. Definisani su i kategorisani prekidi isporuke električne energije. Prikazani su međunarodni i domaći standardi u kojima su definisani prekidi i pouzdanost. U trećem poglavlju su prikazane mere koje se mogu primeniti da bi se smanjio broj kvarova, trajanje prekida isporuke električne energije, kao i broj korisnika pogođenih prekidom isporuke električne energije, a koje utiču na unapređivanje pokazatelja pouzdanosti. U četvrtom poglavlju su opisani uređaji i sistemi koji se koriste u automatizaciji distributivnih mreža. Prikazane su tehničke karakteristike i funkcionalni zahtevi koje treba da ispune komponente koje obezbeđuju različite scenarije automatizacije. Posebno je razmatrana uloga daljinski komandovanih i nadgledanih reklozera i sekcionera i daljinski nadgledanih indikatora prolaska struje kvara u automatizaciji distributivnih mreža. Pored uređaja, analiziran je i SCADA sistem, koji obezbeđuje daljinsko nadgledanje i upravljanje uređajima za automatizaciju, kao i DMS čija primena dodatno unapređuje efektivnost razmatranih uređaja za automatizaciju. U petom poglavlju je detaljno opisan matematički model zasnovan na mešovitom celobrojnom linearnom programiranju. Ovaj model definiše broj, tip i lokaciju novih automatizovanih uređaja (daljinski nadgledanih i upravljanih reklozera, sekcionera i indikatora prolaska struje kvara) koji treba da budu ugrađeni u mrežu i nove lokacije postojećih automatizovanih uređaja uvažavajući troškove koje imaju korisnici sistema usled trenutnih, kratkotrajnih i dugotrajnih prekida u isporuci električne energije, ukupan trošak uređaja za automatizaciju i trošak angažovanja ekipa, kao i ciljne (željene, propisane) vrednosti pokazatelja pouzdanosti (SAIFI, SAIDI, MAIFI i ASIDI). Predložen pristup omogućuje jednovremeno (simultano) razmatranje pojedinačnih strategija i na taj način obezbeđuje dobijanje optimalnog scenarija automatizacije u distributivnim mrežama. Predložena metodologija je verifikovana i testirana na IEEE RTS („Reliability Test System“) test sistemu definisanom u [24], koji se često koristi u literaturi koja se bavi automatizacijom distributivnih mreža. Pored toga, predloženi matematički model je potvrđen na test mreži,

koja sa 210 izvoda predstavlja reprezent realne distributivne mreže. U šestom poglavlju je dat zaključak.

Prilozi su dati u sedmom poglavlju. U prilogu 7.1 su na primeru pojednostavljenog izvoda detaljno objašnjena ograničenja, koja su deo matematičkog modela, vezana za modelovanje uticaja tipa i lokacije uređaja za automatizaciju na pokazatelje pouzdanosti u slučaju prolaznih i trajnih kvarova. U prilogu 7.2 su grafički prikazani i detaljno objašnjeni skupovi koji su korišćeni u formulisanju matematičkog modela. U prilogu 7.3 je prikazano modelovanje nelinearnosti u terminima MILP, koje je posledica množenja celobrojne i kontinualne promenljive kao i množenja celobrojnih promenljivih. U prilogu 7.4 je dat pregled indirektnih dobiti koje su posledica automatizacije distributivne mreže a nisu uvažene u matematičkom modelu. Pored direktnih finansijskih dobiti, indirektno dobiti se mogu prikazati preko mnoštva pokazatelja, kao što je smanjenje broja i vremena angažovanja ljudi, produžavanje životnog veka opreme, unapređenje iskorišćenja opreme, smanjenje gubitka prihoda, unapređenje ostalih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije, unapređivanje upravljanja distributivnom mrežom, dobit vezana za bezbednost i sigurnost.

2. Pouzdanost u elektrodistributivnim mrežama

Usled promena poslovnog okruženja, unapređenje kvaliteta isporučene električne energije postaje veoma važan cilj ODS. Kvalitet isporuke električne energije se najčešće prati sa stanovišta [1]:

- kontinuiteta isporuke električne energije (pouzdanost napajanja),
- tehničkog kvaliteta (kvalitet napona),
- komercijalnog kvaliteta (brzina i tačnost kojom se obrađuju zahtevi korisnika).

Ova disertacije razmatra unapređenje pouzdanosti, odnosno unapređenje kontinuiteta isporuke električne energije.

Pouzdanost neke opreme (elementa) se može definisati kao verovatnoća da će ta oprema obavljati svoju funkciju u predviđenom periodu vremena pod datim radnim uslovima. Pod pouzdanošću u distributivnim sistemima se podrazumeva kontinuitet u snabdevanju korisnika električnom energijom. Pouzdanost elektrodistributivne mreže je od velike važnosti, ne samo za krajnjeg korisnika nego i za ODS, jer utiče na javno zdravlje i sigurnost kao i na ekonomski rast i razvoj. Skoro sve, sem besprekidnog (perfektnog) napajanja korisnika električnom energijom, može dovesti do toga da se korisnici žale da je sistem "nepouzdan" (na primer, ukoliko jedan sistem isporučuje električnu energiju korisnicima 99,9% vremena u toku godine, to može da izgleda veoma impresivno, ali to takođe znači da će oko 8,5 sati u toku godine korisnici biti bez napajanja). Smanjenje broja i dužine trajanja prekida isporuke električne energije je zahtev koji stiže od strane regulatora i korisnika. Sa druge strane ODS ulaže u strukturu i upravljanje distributivnim sistemom tako da obezbedi prihvatljiv broj i dužinu trajanja prekida za većinu korisnika. Nalaženje optimalnog balansa između pouzdanosti i troškova je izazov koji postoji desetinama godina unazad, postoji i danas, a postojaće i u budućnosti.

Prekidi u isporuci električne energije korisnicima su najčešće posledica kvarova elemenata (opreme) u distributivnom sistemu. Zbog toga će u narednom poglavlju biti razmatrani prekidi, odnosno kvarovi i posledice koje trpe korisnici električne energije usled prekida napajanja.

2.1 Prekidi isporuke električne energije u elektrodistributivnim mrežama

Električna energija dolazi do korisnika mreže putem sistema proizvodnje, prenosa i distribucije. Svaka komponenta sistema može da se ošteti ili pokvari usled električnih ili mehaničkih naprezanja koja nastaju usled različitih uzroka, uključujući ekstremne vremenske uslove, uobičajene procese istrošenosti i degradacije tokom vremena kao i uticaje aktivnosti ljudi, ptica i životinja, Takva oštećenja mogu prouzrokovati prekid isporuke električne energije za jednog ili više korisnika mreže.

Prema domaćem standardu SRPS EN 50160:2012 [25], prekid isporuke električne energije je situacija pri kojoj je napon na mestu priključenja korisnika niži od 5% referentnog napona u svim fazama (za potrebe ovog standarda referentni napon je nazivni ili deklarisani napon sistema napajanja). Početak prekida isporuke električne energije se poklapa sa trenutkom otvaranja rasklopnog uređaja koji dovodi do promena u galvanskoj vezi dela distributivnog sistema zahvaćenog prekidom [26]. U slučaju raspoloživosti SCADA sistema, početak prekida se definiše na osnovu trenutka otvaranja daljinski nadgledanih rasklopnih uređaja. Međutim, kada prekid napajanja nije nastao kao posledica otvaranja daljinski nadgledanog rasklopnog uređaja, početak prekida se procenjuje na osnovu prve prijave korisnika distributivnog sistema. Prema [25], prekid isporuke električne energije može se klasifikovati kao:

- prethodno dogovoreni (planiran) - kada su korisnici mreže unapred obavešteni. Regulator definiše jasan set pravila koja treba da se ispoštuju da bi se prekid smatrao kao planirani. Ovi prekidi su obično posledica planiranih radova na električnoj mreži, a pošto su unapred obavešteni korisnici mreže, mogu umanjiti uticaj dogovorenog prekida preduzimanjem odgovarajućih mera.
- iznenadni (neplaniran) – svi oni koji nisu planirani. Ovi prekidi su najčešće nepredvidivi i uglavnom slučajni poremećaji, nastali usled trajnih ili prolaznih kvarova koji se uglavnom odnose na spoljašnje poremećaje ili otkaz opreme.

Najčešći uzrok neplaniranih prekida isporuke električne energije je pojava kvara usled delimičnog ili potpunog proboja električne izolacije. Uzroci proboja mogu da budu različiti. Na primer, prodor stranih elemenata u izolaciju (npr. vlaga), starenje izolacije, mehanička oštećenja (npr. građevinskim mašinama), visoki prenaponi, greške ekipa za održavanje. U kablovskim mrežama uzrok kvarova je najčešće starenje vodova, pojava i širenje parcijalnih pražnjenja u izolaciji kao i kidanje kablovskih vodova usled radova građevinskih mašina. Kvarovi u kablovskim mrežama su najčešće trajne prirode i zbog toga se ne mogu otkloniti korišćenjem uređaja za automatsko ponovno uključivanje (APU). U nadzemnim mrežama najčešći uzroci kvarova su naleti ptica, narasla vegetacija, atmosferska pražnjenja, zagađenost atmosfere, kidanje užadi usled dodatnog opterećenja, vandalizam, starenje materijala od koga je napravljen vod i slično. Velika većina ovih kvarova je prolaznog karaktera i uspešno se otklanjaju korišćenjem uređaja za APU (npr. uređaji sa ciklusom brzog (250 ms) i sporog APU (15s-3 min), koji se po pravilu koristi u nadzemnim mrežama). Iznenadni (neplanirani) prekidi isporuke električne energije se mogu klasifikovati kao:

- kratkotrajni prekidi,
- dugotrajni prekidi.

Iako je opšte prihvaćena potreba za klasifikacijom na kratkotrajne i dugotrajne prekide, ne postoji opšte prihvaćena granica dužine trajanja kratkotrajnog, odnosno dugotrajnog prekida isporuke električne energije. Različiti standardi na različit način definišu ovu granicu. Prema standardu IEEE 1366 [27] maksimalna dužina trajanja kratkotrajnih prekida napajanja je 5 minuta. Ovaj standard se najčešće primenjuje prilikom proračuna pokazatelja pouzdanosti u severnoj Americi. Sa druge strane, u većini Evropskih zemalja, prekid koji se posmatra kao kratkotrajni je prekid koji traje 3 minuta ili manje. Dugotrajni prekidi su prekidi koji traju

više od 3 minuta. Ova definicija je u skladu sa Evropskim standardom EN 50160 [28]. Pored toga, u nekim zemljama je napravljena razlika i između kratkotrajnih i veoma kratkih (trenutnih) prekida, gde su veoma kratki prekidi, oni koji traju do nekoliko sekundi, maksimalno 5 sekundi (Tabela 2.1) [26] [29].

Kratkotrajni prekidi najčešće nastaju kao posledica prolaznih kvarova koji se karakterišu proradom zaštite, a vraćanje napajanja je moguće bez popravke nekog od elemenata distributivne mreže. Pošto je većina kvarova u nadzemnim distributivnim mrežama prolaznog karaktera, izvodni prekidači su opremljeni zaštitnim uređajem i uređajem za automatsko ponovno uključenje (APU). Kod prolaznog kvara tokom beznaponske pauze dolazi do gašenja luka i de-jonizacije vazduha i time se eliminišu uslovi za ponovno uspostavljanje kvara. Ovakav pristup značajno smanjuje beznaponsku pauzu koju oseće korisnici i popravlja pouzdanost distributivne mreže. Beznaponska pauza u slučaju prolaznog kvara može da traje manje od 1 sekunde u slučaju brzog APU a do nekoliko desetina sekundi u slučaju sporog APU.

Tabela 2.1 Definisane trenutnih, kratkotrajnih i dugotrajnih prekida u Evropskoj Uniji [26]

Država	Trenutni prekidi	Kratkotrajni prekidi	Dugotrajni prekidi
Austrija			$T > 3 \text{ min}$
Belgija (Briselski region)			$T > 3 \text{ min}$
Belgija (Flamanska oblast)		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Belgija (Valonski region)		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Belgija (Savezna)		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Češka	$T \leq 1 \text{ sek}$	$1 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Danska		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Estonija			$T > 3 \text{ min}$
Finska		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Francuska	$T \leq 1 \text{ sek}$	$1 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Nemačka			$T > 3 \text{ min}$
Mađarska	$T \leq 1 \text{ sek}$	$1 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Italija	$T \leq 1 \text{ sek}$	$1 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Litvanija		$1 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Luksemburg			$T > 3 \text{ min}$
Holandija			$T > 1 \text{ min}$
Norveška		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Poljska	$T \leq 1 \text{ sek}$	$1 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Portugal		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Rumunija	$T \leq 1 \text{ sek}$	$1 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Slovenija		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Španija	$T \leq 0,5 \text{ sek}$	$0,5 \text{ sek} < T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Švedska		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$
Velika Britanija		$T \leq 3 \text{ min}$	$T > 3 \text{ min}$

U slučaju distributivnih mreža sa visokom stepenom automatizacije, kratkotrajni prekidi nisu samo posledica prolaznih kvarova, nego i trajnih kvarova koji mogu efikasno da se reše. U takvim mrežama, kada APU zbog prisustva trajnog kvara ne uspe da otkloni uzrok kvara, korišćenjem uređaja za automatizaciju, korisnicima sistema je moguće vratiti napajanje za vreme koje se klasifikuje kao kratkotrajni prekid napajanja. Dugotrajni prekid napajanja je posledica trajnog kvara, koji ne može da se otkloni delovanjem uređaja za APU. Kod ovih kvarova se nakon lokalizacije i izolacije kvara, čije trajanje zavisi od niza faktora, vrši restauracija napajanja onim korisnicima sistema koji se nalaze u delu mreže (voda) koji nije pogođen kvarom („zdrav“ deo voda). Ukoliko se neki od korisnika nalaze u delu mreže koja je izolovana u toku procesa izolacije kvara, njima je vraćanje napajanja moguće tek nakon otklanjanja (popravke) kvara.

2.2 Osnove pouzdanosti distributivnih mreža

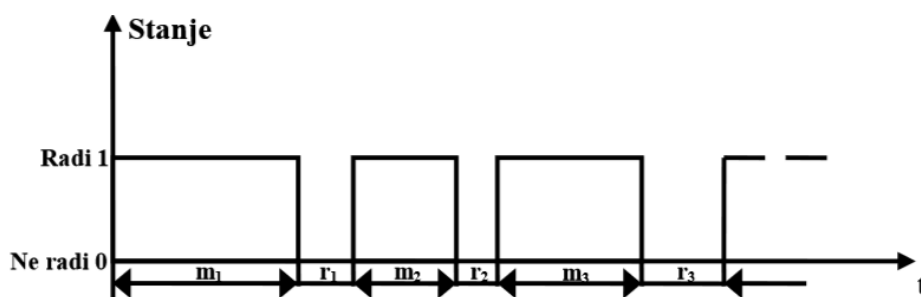
Da bi se pouzdanost mogla tretirati kao kriterijum u planiranju i analizi rada distributivnog sistema potrebno je definisati meru (pokazatelj) pouzdanosti i zatim postaviti odgovarajuće ciljeve.

2.2.1 Statistička ocena osnovnih pokazatelja pouzdanosti “m” i “r”

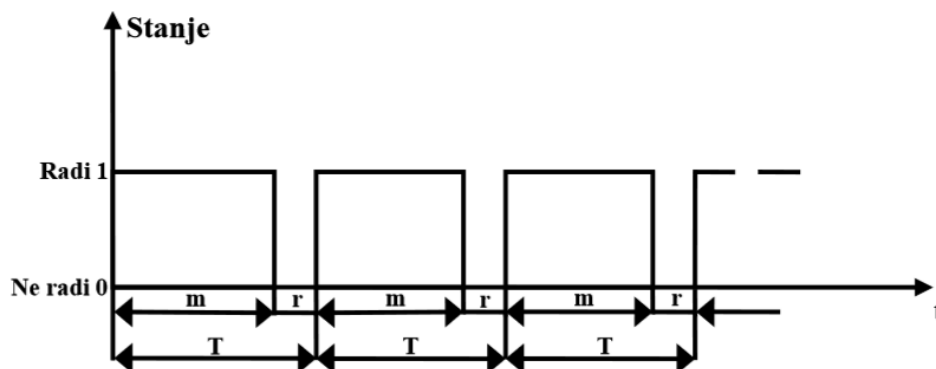
Neplanirani prekidi isporuke električne energije korisnicima sistema imaju stohastički karakter, što znači da je stanje same mreže, vezano za njenu ispravnost, takođe stohastička veličina. Za opisivanje elemenata, mreža i događaja, koriste se matematički modeli bazirani na zakonima verovatnoće i statistike. Bilo koji element sistema, se može naći u jednom od dva osnovna stanja [31], [32]:

- sistem ili element radi (1. stanje) i
- sistem ili element ne radi (2. stanje).

Analiziraju se oni elementi koji, po pravilu, mogu da se poprave, što je tipično za elemente u elektrodistributivnim mrežama, pa prekid isporuke električne energije traje onoliko koliko je potrebno za njihovu opravku (r – „repair“). Boravak u nekom od stanja je karakterisan godišnjim brojem boravaka u nekom od tih stanja i njihovim trajanjima. Tako trajanje ispravnog rada može da ima različite dužine m_i ($i=1, N$) i predstavlja slučajnu – stohastičku veličinu. Isto tako trajanje boravka u stanju kada je posmatrani element ili sistem otkazao je slučajna veličina i njena jedna realizacija se označava sa r_i ($i=1, N$), kao što se vidi na slici 2.1.



Slika 2.1 Niz promena stanja sa različitim dužinama trajanja m_i i r_i .



Slika 2.2 Promena stanja idealizovanog elementa

Da bi se modelovalo ponašanje realnog elementa, on se transformiše u idealizovani element. Niz slučajnih realizacija trajanja rada i trajanja popravki, realnog elementa, svodi se na idealizovani niz u kome su trajanja rada i otkaza nepromenjenog trajanja m i r . Ovde su m i r matematička očekivanja ovih slučajnih veličina (Slika 2.2). Matematička očekivanja trajanja rada m i otkaza (opravke) r računaju se sledećim relacijama:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^N m_i}{N} \quad (2.1)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N r_i}{N} \quad (2.2)$$

Suma trajanja rada i otkaza je perioda rada elementa i definisana je relacijom

$$T = m + r \quad (2.3)$$

Iz prethodnih jednačina (m , r , T) izvode se sledeće veličine:

1. intenzitet otkaza [1/god], pri čemu je m dimenzionisano u godinama:

$$\lambda = \frac{1}{m} \quad (2.4)$$

2. Frekvencija otkaza [1/god]:

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{m + r} \quad (2.5)$$

Treba znati da je numerička razlika između ovih dveju veličina veoma mala zato što je $m \gg r$.

Relativno je lako oceniti pokazatelje pouzdanosti za pojedine elemente koji se masovno primenjuju u praksi (transformatori, vodovi, prekidači, rastavljači,...). Teško je, a ponekad i nemoguće, da se odrede statistički podaci koji karakterišu pouzdanost (m, r, λ, \dots) za pojedine distributivne mreže ili sistema u celini. Naime pojedine distributivne mreže i pored toga što su uzajamno slične, veoma retko su identične u pogledu konfiguracije, karakteristika elemenata koji je čine i karakteristika ponašanja korisnika. Zato se oceni pouzdanosti pojedinih distributivnih mreža pristupa primenom matematičkih modela, koji na osnovu karakteristika pouzdanosti pojedinih elemenata omogućuju izračunavanje karakteristika sistema u celini. Računanje pouzdanosti treba da bude u mogućnosti da odredi pokazatelje pouzdanosti uvažavajući sve gore definisane faktore. Ovo postaje posebno važno u okruženju gde regulatorne agencije ocenjuju ODS na osnovu ovih pokazatelja.

2.2.2 Pouzdanost distributivnih mreža

Pouzdanost elektrodistributivne mreže, kao celine, zavisi od pouzdanosti njenih elemenata (transformatora, vodova, sabirnica, rasklopne opreme, itd.) pa se iz tog razloga modelovanje ovakvog sistema izvodi preko modela elemenata. Otkazi rada elemenata distributivnih mreža imaju naglašen stohastički karakter, što ima za posledicu da je stanje samog sistema, vezano za njegovu ispravnost, takođe stohastička veličina. Za opisivanje pouzdanosti elemenata, sistema, pojava i događaja koriste se metode i matematički modeli verovatnoće i statistike. Osnova za modelovanje pouzdanosti elemenata su matematički opisi uzroka i posledica otkaza. Uzroci otkaza (neplanirani i planirani) elemenata distributivnih mreža modeluju se odgovarajućim intenzitetom otkaza – λ . Prekidi napajanja elemenata izvoda se modeluju intenzitetom otkaza koji je kod deonica proporcionalan dužini deonice izvoda l i podužnom (jediničnom) intenzitetu otkaza deonice izvoda – λ_0 (1/ km god):

$$\lambda = \lambda_0 \cdot l \quad (1/\text{god}). \quad (2.6)$$

gde je

- λ_0 – podužni intenzitet otkaza napajanja korisnika [1/god/km],
- l – dužina voda

Posledice otkaza se modeluju prosečnim trajanjem iznenadnog prekida, odnosno trajanjem remonta r [h] koji može biti korektivan (usled prekida napajanja elementa) ili preventivan (planski).

Kvantifikovanje pouzdanosti distributivnih mreža se definiše setom indeksa koji su prepoznati kao merilo pouzdanosti. Međunarodni institut za energetiku i elektroniku „Institute of Electrical and Electronics Engineers” (IEEE) je standardizovao indekse pouzdanosti [27] (IEEE Std 1366-2003). Ovi indeksi predstavljaju srednje godišnje performanse distributivne mreže u terminima učestalosti i trajanja prekida isporuke električne energije.

2.2.3 Pokazatelji pouzdanosti distributivne mreže

Pouzdanost je teško iskazati jednim numeričkim pokazateljem, tj. jednom brojkom, usled različitih posledica koje trpe korisnici prilikom otkaza nekog od elemenata. Postoji niz pokazatelja pouzdanosti koji se mogu podeliti na neekonomske i ekonomske. U daljem tekstu dat je pregled najčešće korišćenih pokazatelja pouzdanosti.

2.2.3.1 Neekonomske pokazatelji pouzdanosti

Neekonomske pokazatelji pouzdanosti mogu da se podele na:

- Pokazatelje pouzdanosti orijentisane na broj korisnika pogođenih kvarom i
- Pokazatelje pouzdanosti orijentisane na snagu i neisporučenu energiju

Pokazatelji orijentisani na broj korisnika pogođenih kvarom

Pokazatelji orijentisani na broj korisnika pogođenih kvarom su veoma rašireni pokazatelji, koji su popularni kod regulatora, jer na isti način tretiraju male i velike industrijske korisnike. Ovi pokazatelji se vrlo često koriste za poređenja kvaliteta isporuke električne energije, a računaju se za definisani vremenski period.

Indeks prosečnog trajanja prekida isporuke električne energije – SAIDI (System average interruption duration index) je prosečno trajanje svih prekida napajanja po korisniku tokom perioda analize (najčešće godišnje). Za svaki prekid isporuke električne energije se računa proizvod broja korisnika i dužina trajanja prekida. Ova veličina se deli sa ukupnim brojem korisnika u posmatranoj oblasti.

$$SAIDI = \frac{\text{suma trajanja prekida pojedinih potrošača}}{\text{ukupan broj usluživanih potrošača}} = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T} \quad (2.7)$$

gde je:

- r_i – vreme potrebno za restauraciju napajanja usled prekida i .
- N_i – broj korisnika pogođenih prekidom isporuke električne energije usled dugotrajnog prekida i .
- N_T – ukupan broj korisnika.

Prema definiciji, SAIDI daje prosečno zbirno (kumulativno) vreme trajanja prekida napajanja jednog korisnika u toku godine. Za nepromenljiv broj korisnika, SAIDI može da se poboljša smanjivanjem broja dugotrajnih prekida ili skraćivanjem dužine trajanja prekida.

Indeks prosečne učestanosti prekida isporuke električne energije – SAIFI (System average interruption frequency index) je prosečan broj prekida napajanja (usled trajnih kvarova) po korisniku tokom perioda analize. Jednostavno, to je godišnji broj prekida napajanja korisnika, podeljen sa ukupnim brojem korisnika u posmatranoj oblasti.

$$SAIFI = \frac{\text{ukupan broj prekida napajanja potrošača}}{\text{ukupan broj usluživanih potrošača}} = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2.8)$$

gde je

- N_i – broj korisnika pogođenih prekidom isporuke električne energije usled dugotrajnog prekida i .
- N_T – ukupan broj korisnika.

Kako se vidi, SAIFI predstavlja srednji broj prekida napajanja jednog korisnika. Za nepromenljivi broj korisnika, jedini način da se poveća SAIFI je smanjenje broja dugotrajnih prekida isporuke električne energije. Kod proračuna SAIFI se obično uzimaju u obzir samo kvarovi koji traju kraće od 3 ili 5 minuta (Prema IEEE 1366 standardu maksimalna dužina trajanja trenutnih prekida napajanja je 5 minuta [27], mada se to razlikuje od zemlje do zemlje) jer se smatra da kraći prekidi ne smetaju korisnicima. Opravdanost ovakve konvencije može biti dovedena u pitanje sa povećanim korišćenjem personalnih računara i druge osetljive elektronske opreme. Imajući pomenuto u vidu, definisan je pokazatelj MAIFI (Momentary Average Interruption Index) koji se određuje na isti način kao SAIFI, ali obuhvata samo prekide koji traju kraće od 5 minuta.

Indeks prosečne učestanosti kratkotrajnih prekida isporuke električne energije – MAIFI (Momentary average interruption frequency index) je srednji broj kratkotrajnih prekida napajanja po broju korisnika u sistemu. Najčešće su kratkotrajni prekidi napajanja svi oni koji traju kraće od nekog unapred definisanog vremena, koje najčešće definiše regulatorno telo.

$$MAIFI = \frac{\text{ukupan broj kratkotrajnih prekida napajanja potrošača}}{\text{ukupan broj usluživanih potrošača}} \quad (2.9)$$

Ukupan broj prekida po korisniku godišnje dobija se sabiranjem MAIFI i SAIFI.

CAIDI (Customer average interruption duration index) je srednje trajanje prekida napajanja korisnika koji su bili pogođeni barem jednim prekidom napajanja. CAIDI može da se računa i kao količnik SAIDI i SAIFI indikatora.

$$CAIDI = \frac{\text{suma trajanja prekida pojedinih potrošača}}{\text{ukupan broj prekida napajanja potrošača}} \quad (2.10)$$

CAIDI se može predstaviti kao odnos SAIDI i SAIFI:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.11)$$

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) predstavlja prosečan broj otkaza po korisniku u toku godine.

$$CAIFI = \frac{\text{ukupan broj otkaza}}{\text{ukupan broj potrošača pogođenih otkazom}} \quad (2.12)$$

Pokazatelji pouzdanosti orijentisani na snagu i energiju korisnika bez napajanja

Proračun ovih pokazatelja je baziran na veličini potrošnje a ne na broju korisnika koji pogođeni prekidom napajanja. ASIFI (Average system interruption frequency index) je često

korišćen u situacijama kada postoji relativno mali broj korisnika, ali velike snage, najčešće komercijalni i industrijski korisnici. Teoretski, u područjima sa homogenom distribucijom potrošnje, ASIFI bi trebalo da bude isti kao i SAIFI. Matematički to je prikazano formulom:

$$ASIFI = \frac{\text{ukupna snaga koja je pogođena ispadom}}{\text{ukupna snaga koja je napojena}} = \frac{\sum Li}{L_T} \quad (2.13)$$

gde je:

- Li – instalirana snaga (kVA) potrošnje koja trpi posledice prekida napajanja
- L_T – ukupna instalirana potrošnja (kVA)

ASIDI (Average System Interruption Duration Index), kao i kod ASIFI, proračun ovih pokazatelja je baziran na veličini potrošnje koja je pogođena prekidom napajanja, a ne brojem pogođenih korisnika.

Matematički to je prikazano formulom:

$$ASIDI = \frac{\text{suma trajanja prekida pojedinih potrošača}}{\text{ukupna snaga koja je napojena}} = \frac{\sum r_i Li}{L_T} \quad (2.14)$$

gde je:

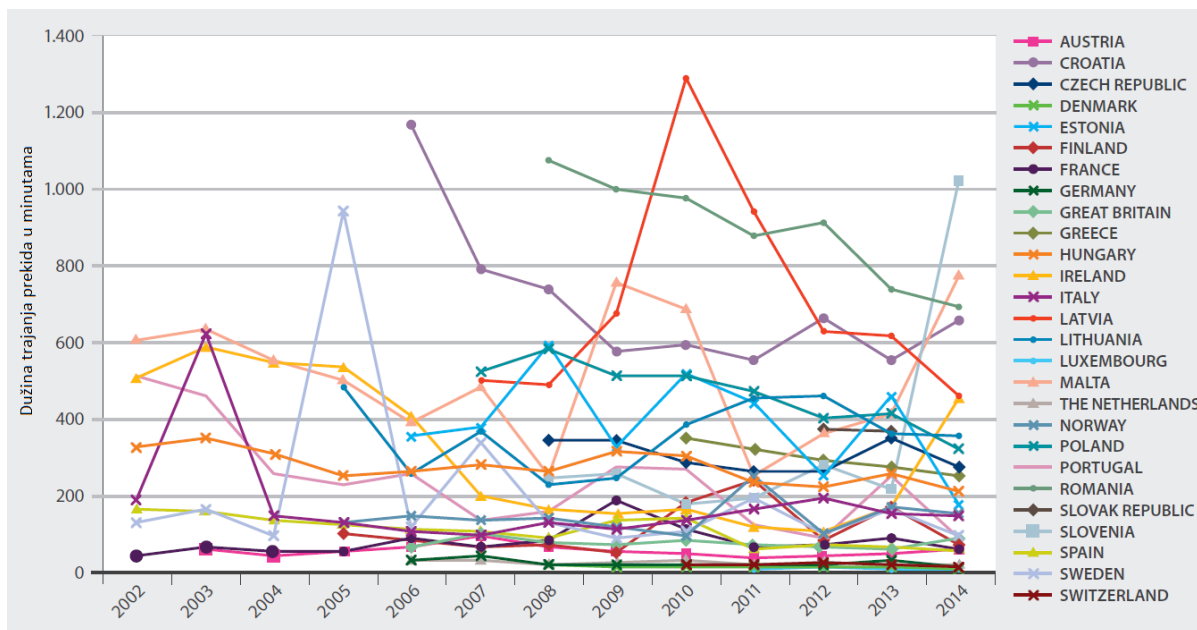
- r_i – vreme potrebno za restauraciju napajanja usled prekida i .
- Li – instalirana snaga (kVA) potrošnje koja trpi posledice prekida napajanja
- L_T – ukupna instalirana potrošnja (kVA)

Računanje ovih indeksa je jednostavno, ali je količina podataka potrebna da se oni izračunaju velika za realne distributivne mreže. Poseban izazov predstavlja računanje pokazatelja pouzdanosti na osnovu verovatnoće pojave kvara na nekom od elemenata. Ova verovatnoća se može odrediti na osnovu kvarova koji su se dešavali u prošlosti i koji su evidentirani u bazi podataka. Jedini praktični pravac za računanje ovih pokazatelja je softversko rešenje u vidu funkcije za proračun pokazatelja pouzdanosti. Glavna prednost softverskog rešenja je što omogućava analizu efekata koje mogu da donesu izmene u distributivnoj mreži, kao što je uvođenje sistema za automatizaciju, ili postavljanje nove opreme u distributivnu mrežu.

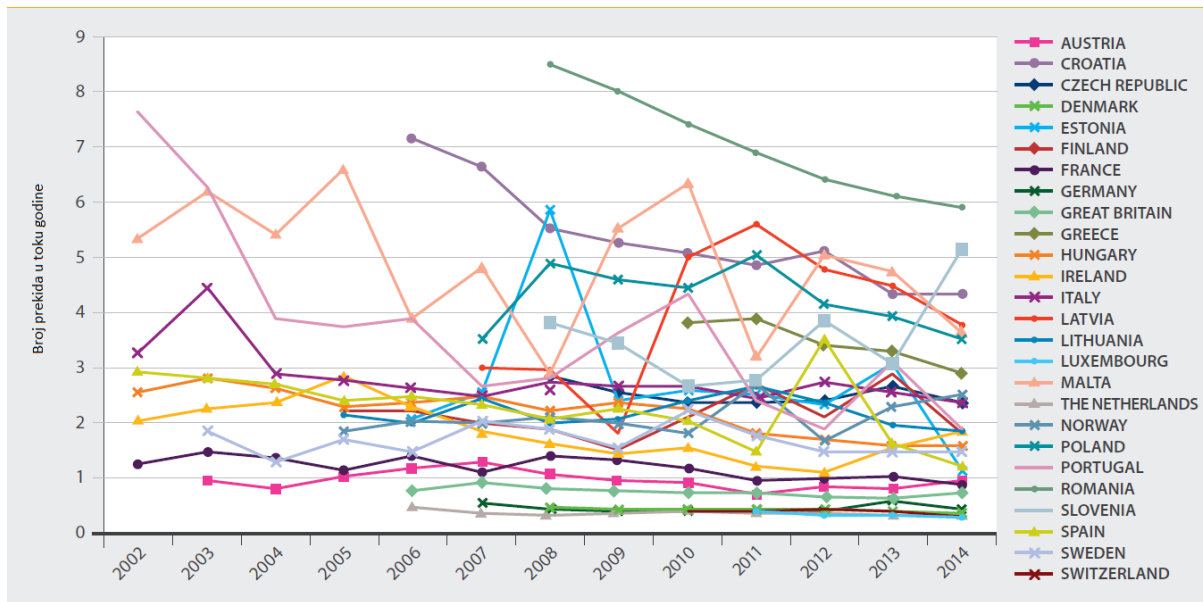
Iako najčešće korišćeni indeksi na adekvatan način omogućuju praćenje pouzdanosti ODS, nekad se može desiti da se na osnovu tih pokazatelja donesu odluke o budućim ulaganjima u distributivni sistem koje nisu usklađene sa interesima korisnika. Za manje vrednosti indeksa SAIFI i SAIDI, pouzdanost je veća, a smanjenje SAIDI i SAIFI je proporcionalno broju korisnika pogođenih otkazom. To znači da se investicioni projekti za poboljšanje pouzdanosti koji utiču na veći broj korisnika preferiraju više nego oni koji utiču na manji broj korisnika. Ipak, izvodi sa više korisnika tipično imaju bolju pouzdanost od izvoda sa manje korisnika. Samim tim, investicioni projekti bazirani na SAIFI i SAIDI indeksima mogu da povuku investicije u gusto naseljene oblasti gde je pouzdanost već zadovoljena. Isto tako i CAIDI može da bude problematičan ako se samo on posmatra kao mera pouzdanosti. To je zato što mnogi vide CAIDI kao meru efikasnosti sistema - što je

odziv ODS nakon kvara brži, CAIDI brže opada i samim tim pouzdanost je veća. Sa druge strane, CAIDI je jednak količniku SAIDI i SAIFI indeksa. To znači da kad se pouzdanost poboljšava i u frekvenciji i u trajanju, CAIDI može da se povećava, čime dolazimo do kontradiktorne definicije ovog indeksa [35]. U praksi se drugi pokazatelji, kao što su očekivana neisporučena energija ili srednja isključena snaga, znatno ređe koriste zbog nesigurnosti podataka o snagama potrošnje.

Regulatori elektroenergetskih sistema u Evropskoj Uniji veliku pažnju posvećuju kontinuitetu isporuke električne energije. Sve države članice učestvuju u pravljenju izveštaja o kontinuitetu isporuke. Iako postoje razlike kako se vrši praćenje kontinuiteta isporuke (tip prekida koji se prate, detaljima koji se prikupljaju vezano za prekide, i dr.), ovakav izveštaj je veoma bitan za izjednačavanje kvaliteta isporuke u celoj Evropskoj Uniji. Najčešće zastupljeni pokazatelji pouzdanosti koji se koriste u zemljama Evropske Unije su SAIDI, SAIFI, ASIDI i ASIFI. Sistemski indikatori „trajanje prekida u toku godine“ i „broj prekida u toku godine“ od 2002. do 2014. godine u zemljama Evropske Unije su prikazani na slikama 2.3 i 2.4 [1]. Pored praćenja dužine i frekvencije prekida isporuke električne energije, često se pravi razlika da li je prekid klasifikovan kao planirani ili neplanirani. Prilikom poređenja pokazatelja pouzdanosti između različitih država potrebno je uvažiti specifičnosti koje postoje u svakom zemlji povezanih sa prikupljanjem podataka na osnovu kojih su izračunati pokazatelji. Tako na primer, u Sloveniji pokazatelji pouzdanosti se računaju samo za srednjenaponsku distributivnu mrežu (prekidi u niskonaponskoj mreži se ne uvažavaju). U Finskoj se prijavljuje T-SAIDI (Transformatorski SAIDI), koji se računa tako što se SAIDI ponderiše sa godišnjom potrošnjom energije. Pokazatelji pouzdanosti od 2014. godine uvažavaju i niskonaponsku mrežu. I pored toga što se različito nazivaju ili je korišćena različita metodologija, ovi pokazatelju su prikazani na istom dijagramu.



Slika 2.3 Trajanje prekida u toku godine u zemljama Evropske Unije [1]



Slika 2.4 Broj prekida u toku godine u zemljama Evropske Unije [1]

2.2.3.2 Ekonomsko vrednovanje pouzdanosti

Ekonomsko vrednovanje pouzdanosti je vezano za proračun novčanog iznosa štete usled prekida napajanja (ekonomski pokazatelj pouzdanosti). Šteta pre svega zavisi od vrste i veličine korisnika, tako da šteta nije ista za domaćinstva i za komercijalne i industrijske korisnike. Pored toga, dužina trajanja prekida isporuke električne energije kao i tip prekida (planirani ili iznenadni), takođe utiču na veličinu štete. Štete usled prekida napajanja domaćinstava, koja predstavljaju značajan deo potrošača, naročito u gradskim i prigradskim mrežama, vrlo je teško valorizovati novčano. Vrednosti štete usled prekida napajanja korisnika, izražene u novčanim jedinicama, uglavnom se izražavaju kao funkcija snage (bilo srednje u toku trajanja prekida ili maksimalne godišnje), neisporučene energije (tokom godine ili trajanja prekida) i trajanja prekida. Trajanje prekida i njihova učestalost može značajno da se razlikuje među elektrodistributivnim mrežama, pa čak i među oblastima u okviru jedne mreže. Razlog tome su, između ostalog, razlike u strukturi i kvalitetu mreže (npr. podzemni kablovski vodovi u odnosu na nadzemne neizolovane vodove), ekološki i klimatski uslovi koji uzrokuju pojavu kvarova. Pored toga, jedan kvar može da ima različite posledice po korisnike u zavisnosti od pozicije kvara, korisnika i stepena automatizacije distributivne mreže.

U literaturi su predlagani različiti modeli za procenu šteta kod potrošača usled prekida napajanja [36]. Do podataka se dolazilo anketiranjem potrošača i analizom posledica pojedinih havarijskih situacija. Rezultate vrlo iscrpnih analiza, izvedenih za kanadske uslove, objavili su Bilinton (Billinton) i koautori u više navrata. Tabela 2.2 sadrži podatke za komercijalne i industrijske potrošače, a tabela 2.3 za domaćinstva. U tabeli 2.2 i tabeli 2.3 su navedeni rezultati dobijeni na osnovu analize troškova. Pretpostavljeno je da do prekida napajanja dolazi u 10 časova pre podne, krajem meseca januara, u petak. Procenjeni troškovi normalizovani su deljenjem sa vršnom godišnjom snagom korisnika i sa godišnjom potrošnjom, radi poređenja potrošača različitih instalisanih snaga. Štete su svedene na vršnu snagu i godišnju potrošnju, a ne na isključenu snagu i energiju neisporučenu za vreme prekida.

Tabela 2.2 Štete kod prekida napajanja komercijale i industrijskih potrošača u Kanadi

Trajanje prekida	Komercijala [€/kWh]	Industrija [€/kWh]
1 min.	0.000094	0,000191
20 min.	0,000626	0,000764
1 h	0.001813	0,001622
4 h	0,006675	0,004589
8 h	0,017299	0,008822

Tabela 2.3 Štete kod prekida napajanja domaćinstava u Kanadi

Trajanje prek.	20 min./mesec	1 h/mesec	4 h/mesec	4 h/nedelja
€/kWh	0,025	0,138	1,387	2,160

S obzirom na okolnosti pretpostavljene u trenutku nastanka kvara, može se smatrati da se isključena snaga u analizama praktično poklapa sa vršnom snagom. Kako se vidi, obuhvaćene su vrste potrošača koje su karakteristične za distributivne mreže. Dok se troškovi industrijskih potrošača i komercijale mogu dosta dobro proceniti na osnovu podataka o neobavljenoj delatnosti i škartu, mnoge vrste negativnih posledica kod domaćinstava mogu se samo vrlo neodređeno izraziti preko nekih novčanih jedinica. Primera radi, teško je valorizovati prekid grejanja ako domaćinstvo nema alternativno rešenje, prekid rada liftova, prekid napajanja vodom viših spratova zbog prestanka rada hidrofora, uznemiravanje usled prekida funkcionisanja različitih aparata za rad i odmor (računara, TV i radio prijemnika i dr.). Novčani ekvivalenti za ove vrste smetnji mogu se dobiti samo na osnovu subjektivnih ocena potrošača na koje, između ostalog, bitno utiču stečene navike i ranije postignuti standardi u kvalitetu napajanja. Štete kod industrijskih i komercijalnih korisnika skoro su proporcionalne vremenu trajanja prekida. Tako se za praktične proračune mogu se koristiti jednostavne relacije [32]:

$$C_i = 4.5 \cdot d \quad [€/kW]. \quad (2.15)$$

$$C_k = 7 \cdot d \quad [€/kW]. \quad (2.16)$$

gde je:

- C_i – cena štete kod industrijskih korisnika
- C_k – cena štete kod komercijalnih korisnika
- d – dužina trajanja prekida isporuke električne energije

Za praktične potrebe troškovi u domaćinstvu mogu se približno prikazati jednostavnijim formulama

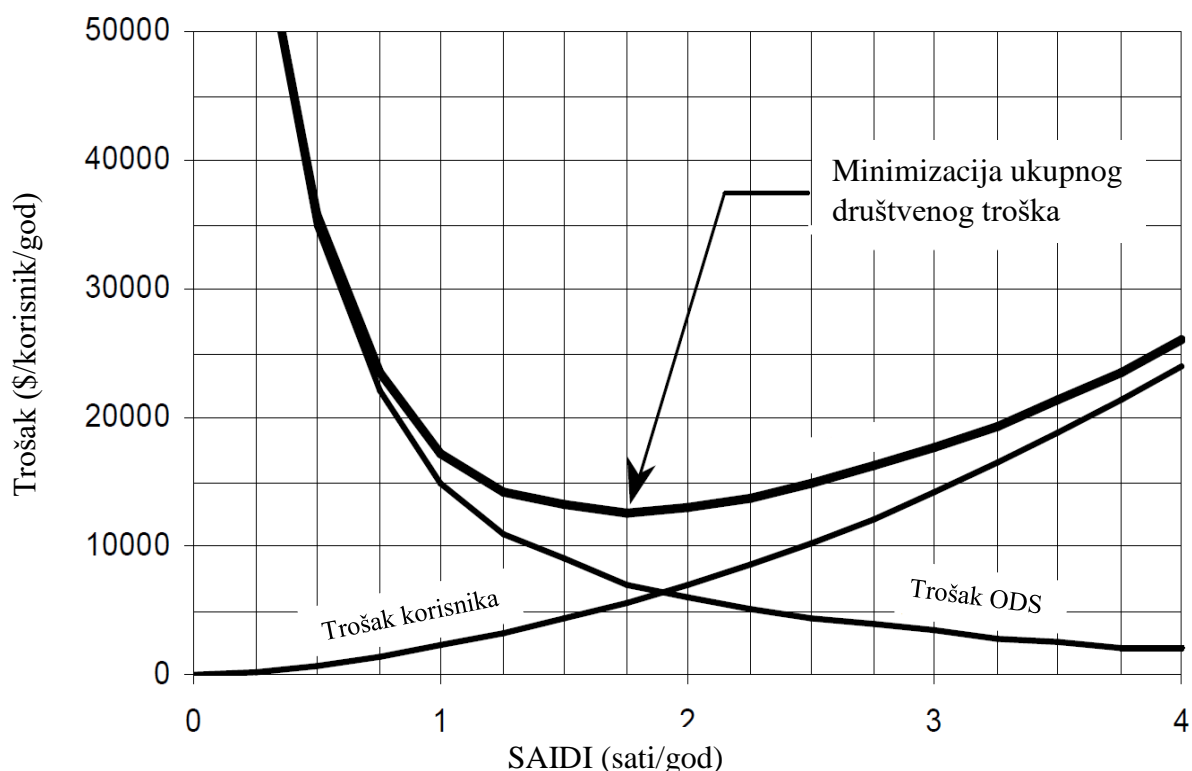
$$C_d = 0.75 \cdot d \quad [\text{€/domaćinstvu}] \quad \text{za } d \leq 2 \text{ h} \quad (2.17)$$

$$C_d = 1.5 \cdot d \quad [\text{€/domaćinstvu}] \quad \text{za } 3 \text{ h} \leq d \leq 8 \text{ h} \quad (2.18)$$

gde je:

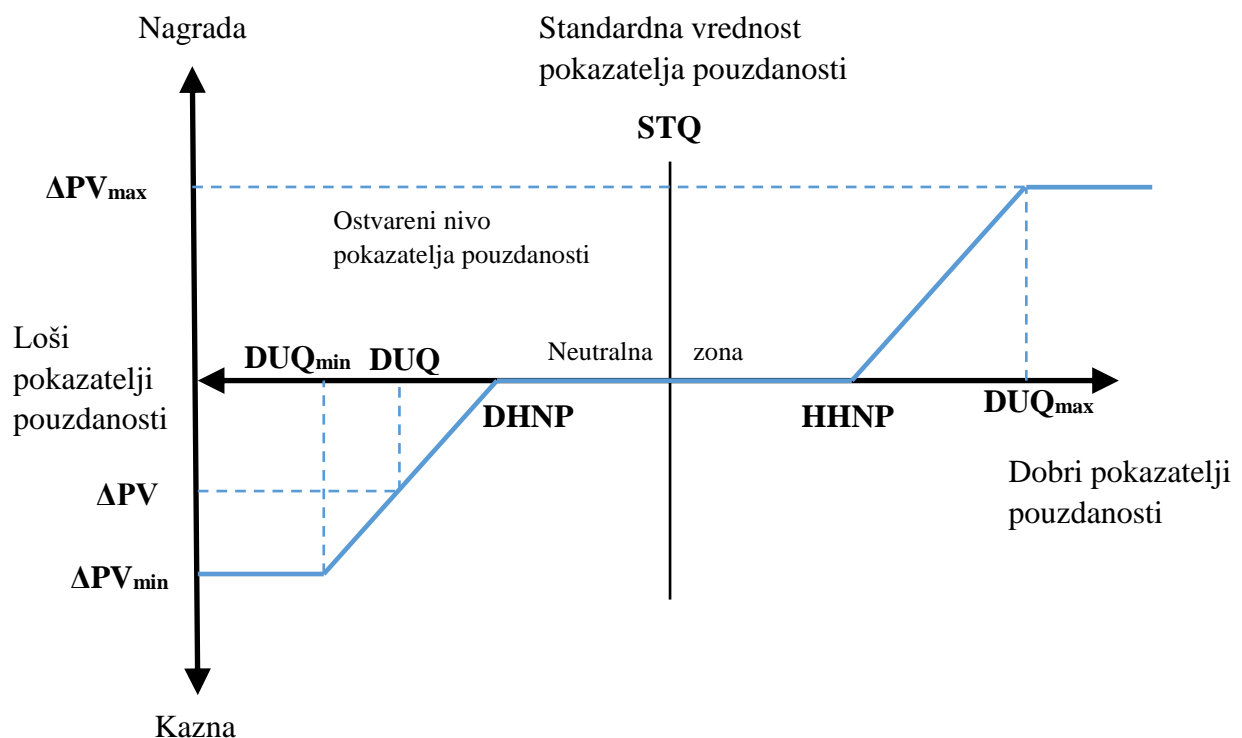
- C_d – cena štete domaćinstva

Direktno uvažavanje pouzdanosti u procesu planiranja automatizacije distributivne mreže je zasnovano na optimizaciji zajedničkog sistema vrednosti na relaciji korisnik – ODS. Tako na primer, kako dužina prekida isporuke električne energije (odnosno SAIDI) raste, troškovi koji trpe korisnici rastu. Sa druge strane, ako ODS želi da smanji SAIDI, mora da investira u modernizaciju distributivne mreže. Suma ove dve krive (Slika 2.5), predstavlja ukupni društveni trošak, a minimizacija te krive je ono čemu treba težiti [36]. Efekte prekida isporuke električne energije je potrebno vrednovati u meri u kojoj se poznaju, kako bi se mogla naći rešenja koja minimiziraju ukupne troškove. Štete u uslovima kada ne postoje regulative u pogledu potrebnog kvaliteta napajanja, snose neposredno u najvećoj meri potrošači. Međutim, nastali troškovi u industriji, komercijali i poljoprivredi uračunavaju se u cene proizvoda i usluga tako da se posredno prenose na vrlo široki krug potrošača uključujući i distributivna preduzeća u celini i njene radnike pojedinačno.



Slika 2.5 Odnos troškova korisnika i operatora elektrodistributivnih sistema [36]

Regulativa u nekim zemljama Evropske Unije je usmerena na davanje podsticaja za unapređenje kontinuiteta isporuke električne energije. Podsticaji, koji se baziraju na nagradama i kaznama vezanim za kontinuitet napajanja postoje u 17 od 26 zemalja Evropske Unije. Pomenuti podsticaju su često glavni pokretači planiranja automatizacije distributivne mreže. Kontinuitet isporuke električne energije se meri korišćenjem SAIDI i SAIFI indikatora. Ciljane vrednosti ovih pokazatelja, SAIDI_Q i SAIFI_Q, mogu biti definisane za celu distributivnu mrežu ili za pojedine oblasti. Veličina nagrade ili kazne zavisi od odnosa ostvarene vrednosti ovih pokazatelja od strane ODS i ciljanih vrednosti. Pored ciljanih vrednosti, regulator definiše i gornje i donje ograničenje, posle koga se dobija maksimalna vrednost nagrade odnosno kazne. Definisana je i „neutralna zona“ u kojoj nema ni nagrade ni kazne. Neutralna zona treba da eliminiše male godišnje fluktuacije posmatranih pokazatelja. Mehanizam regulacije putem podsticaja unapređenja kvaliteta isporuke je prikazan na slici 2.6 [1]. Da bi ODS izašao iz zone u kojoj plaća kazne zbog kvaliteta kontinuiteta napajanja koji je ispod propisanih granica i da bi ušao u zonu da dobije nagradu, neophodna su ulaganja u automatizaciju distributivnih mreža. Određivanje optimalnog broja, tipa i lokacije uređaja za automatizaciju je alat koji omogućava ODS da unapredi svoje poslovanje u pogledu kontinuiteta napajanja korisnika.



Slika 2.6 Regulacije putem podsticaja unapređenja kvaliteta isporuke [1]

Na slici 2.6 su korišćene sledeće oznake:

- ΔPV – nagrada/kazna (bonus/penal) za postignuti kvalitet izražen u novčanim jedinicama
- DUQ – postignuti nivo kvaliteta za posmatranu godinu
- ΔPV_{max} – maksimalna nagrada za postignuti kvalitet

-
- ΔPV_{min} - maksimalna kazna za postignuti kvalitet
 - DHNP – donja granica neutralne zone
 - HHNP – gornja granica neutralne zone
 - STQ – ciljane vrednosti pokazatelja pouzdanosti (često korišćeni pokazatelji pouzdanosti su SAIDI i SAIFI)
 - DUQ_{max} – granična vrednost preko koje se dobija maksimalna nagrada
 - DUQ_{min} – granična vrednost preko koje se dobija maksimalna kazna

3. Mere za unapređenje pouzdanosti

Da bi unapredio kontinuitet isporuke električne energije, ODS prilikom planiranja distributivnih mreža ima na raspolaganju sledeće opcije:

- Smanjenje broja kvarova
- Smanjenje trajanja prekida napajanja
- Smanjenje broja korisnika pogođenih kvarom

3.1 Smanjenje broja kvarova

Smanjenje broja kvarova može da se ostvari smanjenjem specifičnog intenziteta otkaza λ . Na primer, održavanjem propisane razdaljine između grana i nadzemnih vodova, smanjuje se intenzitet otkaza λ , unapređuje se pouzdanost sistema i smanjuju prekidi napajanja. Smanjenje broja kvarova se ostvaruje uklanjanjem uzroka koji dovode do kvara. Sledeća lista prikazuje najvažnije mere koje se mogu preduzeti da bi se smanjio broj kvarova:

- primena kvalitetnijih elemenata sa smanjenim brojem fabričkih grešaka,
- izbor konstrukcije koja je otpornija na nepovoljne spoljašnje uticaje,
- polaganje kablova na način koji će ga u što većoj meri zaštititi od spoljnih uticaja,
- nadgledanje kritičnih elemenata,
- unapređenje sistema održavanja (češće inspekcije i revizije, unapređenje procesa održavanja, uvođenje efektivnijih metoda i uređaja za ispitivanje, unapređenje procesa orezivanja),
- zaštita životinja od kontakta sa elementima pod naponom.

Na primer, umesto golih nadzemnih vodova mogu se koristiti slaboizolovani provodnici ili podzemni kablovi, jer goli nadzemni vodovi imaju veću verovatnoću pojave kvara. Verovatnoća kvara kod nadzemnih vodova može da se smanji preventivnim delovanjem, na primer orezivanjem drveća. Korišćenje slaboizolovanih provodnika je jeftinije rešenje od postavljanja podzemnih kablova, ali nije toliko pouzdano. Podzemni kablovi nisu toliko izloženi spoljašnjim uticajima tako da kablovi na kojima se često javljaju kvarovi ukazuju da ih je potrebno zameniti. Slično je i sa rasklopnom opremom i transformatorima.

3.2 Smanjenje trajanja prekida napajanja

Trajanje prekida napajanja je ukupno vreme koje su korisnici sistema bili bez napajanja zbog trajnog kvara. Zona pogođena kvarom se odvaja od ostatka mreže korišćenjem odgovarajuće rasklopne opreme tako da se izoluje najmanji moguć deo mreže. Izolacija kvara ne utiče na dužinu trajanja prekida isporuke električne energije za deo mreže pogođen

kvarom, ali značajno popravlja performanse u ostalom delu mreže. Pri tome, veći broj daljinski upravljane rasklopne opreme, omogućuje bržu izolaciju i restauraciju napajanja. Vreme potrebno za vraćanje napajanja ne utiče na frekvenciju dugotrajnih ili kratkotrajnih prekida napajanja, ali utiče na vrednost indeksa SAIDI. Sledeća lista pokazuje neke od najznačajnijih mera kojima se može smanjiti dužina trajanja prekida isporuke električne energije:

1. Skraćenje vremena lokalizacije i izolovanja kvara i restauracije napajanja:

- primenom daljinski nadgledanih i upravljanih uređaja,
- primenom sistema za upravljanje pozivima nezadovoljnih korisnika (sistem za prijavu kvarova),
- modernizacijom centra upravljanja (implementacijom DMS sistema i sistema za upravljanje kvarovima),
- povećanjem broja ekipa,
- postojanjem alternativnih pravaca napajanja (susedni vod koji je sa vodom u kvaru povezan preko jednog ili vise normalno otvorenih rasklopnih uređaja). Prilikom izbora topologije izvoda ili transformatorske stanice, nameće se i problem rešavanja posledica planiranih i neplaniranih prekida napajanja. Konfiguracija distributivne mreže mora da omogući napajanje korisnika, kako u stanjima normalnog rada, tako i u stanjima prekida napajanja. Pri tome se kod prekida napajanja određenih korisnika, dopušta izvesno kraće trajanje prekida.

2. Skraćenje vremena popravke:

- dobrom organizacijom rada ekipa za održavanje mreže,
- polaganjem kablova u kablovske kanale, čime se skraćuje vreme potrebno za pristup mestu kvara,
- izborom takvih konstrukcija elemenata mreže koje omogućuju brzu zamenu odnosno opravku (npr. izvlačivi elementi rasklopnog postrojenja).

Modernizacija centra upravljanja može da bude veoma efikasna mera za skraćenje vremena potrebnog za lokalizaciju i izolaciju kvara i restauraciju napajanja. Ova mera posebno dolazi do izražaja u situaciji kada ODS pokriva veliko distributivno područje sa velikim brojem izvoda. U takvim mrežama, broj kvarova i broj daljinski upravljanih i nadgledanih uređaja je velik, tako da dispečeri ne mogu na brz i efikasan način ručno da reše sve prekide isporuke električne energije. Uvođenjem DMS sistema, koji sadrži integrisani sistem za upravljanje kvarovima, obezbeđuje se pomoć dispečerima u procesu lokalizacije i izolacije kvara i restauracije napajanja. DMS u centru upravljanja ima listu prekida koja predstavlja početno mesto na kome dispečer uočava pojavu svakog novog prekida u distributivnoj mreži. Ova

lista se ažurira u realnom vremenu i u opštem slučaju, prekidi se filtriraju na bazi oblasti za koju je dispečer odgovoran. U ekstremnim situacijama, kada su česte promene u listi prekida, dispečer ima mogućnost da po nekom kriterijumu izabere prekide na koje će se fokusirati i da od DMS dobije predlog odgovarajućih akcija.

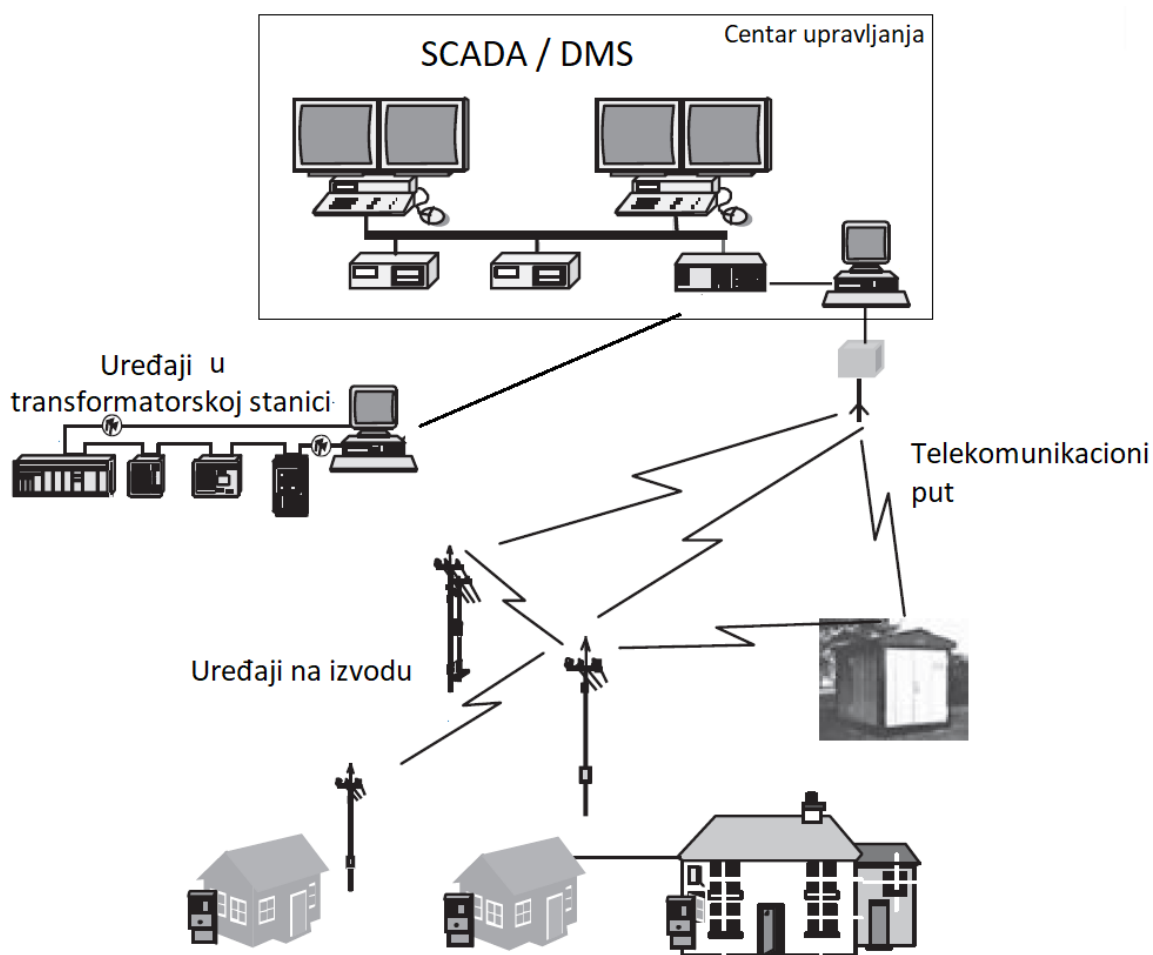
Još jednom treba naglasiti da ugradnja uređaja za automatizaciju (daljinski nadgledanih i kontrolisanih rasklopnih uređaja i daljinski nadgledanih indikatora prolaska struje kvara) i modernizacija centra upravljanja mogu da skrate vreme trajanja prekida napajanja i da na taj način neke dugotrajne prekide prevedu u kategoriju kratkotrajnih prekida.

3.3 Smanjenje broja korisnika pogođenih kvarom

Smanjenje broja korisnika pogođenih kvarom može se obezbediti većom zastupljenošću uređaja za automatizaciju, kao i odgovarajućom strukturom mreže o kojoj se vodi računa prilikom planiranja distributivne mreže. Daljinski nadgledani i upravljani reklozeri omogućavaju automatsku eliminaciju prolaznih kvarova koji se dešavaju na elementima iza reklozera i na taj način smanjuju broj potrošača pogođenih kratkotrajnim prekidima isporuke električne energije. Ugradnja daljinski nadziranih i upravljanih sekcionera i indikatora prolaska struje kvara omogućuje da se prekid isporuke električne energije detektuje i izvrši lokalizacija, izolacija i restauracija napajanja pre nego što prekid bude kategorisan kao dugotrajni (npr. u roku manjem od 5 minuta). Smanjenje broj korisnika pogođenih kvarom može da se omogući odgovarajućim planiranjem i konfiguracijom mreže. Na dužim izvodima je veća verovatnoća pojave kvara pa je za unapređivanje kontinuiteta isporuke električne energije umesto dva dugačka bolje napraviti četiri kratka izvoda. Na smanjenje broja korisnika mogu da utiču i tipovi rasklopne opreme, način uzemljenja, koncept zaštite, postojanje alternativnog napajanja, postojanje automatizacije.

4. Uređaji i komponente za automatizaciju distributivnih mreža

Daljinski nadgledani i upravljani rasklopni uređaji (kao što su reklozeri i sekcioneri) i indikatori prolaska struje kvara su uređaji za automatizaciju distributivnih mreža koji prvenstveno unapređuju pouzdanost, odnosno kontinuitet isporuke električne energije krajnjim korisnicima. Ovi uređaji su deo sistema za automatizaciju. Pored njih, sistem za automatizaciju čine i sistem za nadzor i prikupljanje podataka u realnom vremenu (SCADA) i sistem za upravljanje distribucijom (Distributivnim Menadžment Sistemom, u daljem tekstu DMS). Generalizovana arhitektura sistema za automatizaciju je prikazana na slici 4.1.



Slika 4.1 Uređaji i komponente za automatizaciju distributivnih mreža

4.1 Rasklopni uređaji u distributivnoj mreži

Rasklopni uređaji je zajednički termin za opremu koja se koristi za prekidanje i uspostavljanje strujnog kola. Rasklopni uređaji koji su obrađeni u okviru ove disertacije, a igraju značajnu ulogu u unapređivanju pokazatelja pouzdanosti su:

- Prekidač – uređaj (element) sposoban za uspostavljanje, provođenje i prekidanje radnih struja u normalnom pogonu, kao i uspostavljanje, provođenje u predviđenom kratkom roku i prekidanje struja u abnormalnim okolnostima kao što su kratki spojevi.
- Prekidač sa automatskim ponovnim uključanjem (reklozer) – prekidač opremljen sa relejom koji mu omogućava šemu otvaranja i zatvaranja strujnog kola.
- Sklopka rastavljač – uređaj (element) sposoban za uspostavljanje, provođenje i prekidanje radnih struja u normalnom pogonu, kao i provođenje u predviđenom kratkom roku struja kratkog spoja (kao i kod prekidača). Sklopka rastavljač nije dizajniran za prekidanje struja kratkih spojeva.

Pored ugradnje novih daljinski upravljanih i nadgledanih rasklopnih uređaja, neki ručno upravljani rasklopni uređaji mogu da se nadgrade tako da budu daljinski upravljani i nadgledani i na taj način postanu deo sistema za automatizaciju. Nadogradnja postojeće opreme smanjuje investicije prilikom automatizacije distributivne mreže jer je jeftinija od kupovine novih uređaja. U ovoj disertaciji su razmatrani prekidači, reklozeri i sklopka rastavljači, pa će oni biti detaljnije objašnjeni.

4.1.1 Prekidač

Srednjenaponski izvodi su najčešće povezani preko izvodnog prekidača sa srednjenaponskom sabirnicom u napojnoj transformatorskoj stanici. Glavni zadatak tog prekidača je da provodi radne struje u svakodnevnom radu i da u kombinaciji sa zaštitnim relejom prekine struju kvara ako se kratak spoj desi negde na izvodu. U slučaju kvara u distributivnoj mreži, izvodni prekidači imaju zadatak da lokalizuju kvar, tako da, što je moguće manje korisnika bude pogođeno prekidom isporuke električne energije. Na primer, ako se kvar desi na izvodu, izvodni prekidač će lokalizovati kvar na njemu, tako da je prekid napajanja lokalizovan samo na korisnike koji se napajaju sa izvoda gde se desio kvar. Korisnici na ostalim izvodima neće osetiti posledice kvara. Kada izvodni prekidač ne bi postojao, tada bi zaštita na transformatoru reagovala, tako da bi i izvodi na kojima nema kvara, kao i svi korisnici koji se napajaju preko njih, ostali bez električne energije. U slučaju kvara, zaštitni uređaj detektuje struju kvara i daje nalog prekidaču za prekidanje strujnog kola. Većina kvarova na nadzemnim vodovima imaju prolazni karakter, što znači da pri kratkotrajnim beznaponskim stanjima struja na mestu kvara prestaje da postoji, električni luk se prekida a vazduh se brzo de-jonizuje. Zbog toga se ugrađuje uređaj/funkcionalnost za automatsko ponovno uključanje (APU). Oni obezbeđuju da nakon prekidanja struje kvara prekidač čeka neko predefinisano vreme i posle toga se ponovo zatvara. Ako je kvar prolazan, prekidač ostaje u zatvorenom položaju (izvod je napojen i nikakvi dalji koraci nisu potrebni). Međutim, ako je kvar i dalje prisutan prekidač će ponovo prekinuti struju kvara, ostati otvoren neko vreme i ponovo se zatvoriti. Ako je i posle ovoga kvar još uvek prisutan prekidač će se otvoriti. Poslednji ciklus se može ponoviti i više puta ako je potrebno. Iskustvo

pokazuje da je najčešće prvi ciklus APU uspešno, što znači da se većina prolaznih kvarova eliminiše u prvom ciklusu [37].

4.1.2 Prekidač sa automatskim ponovnim uključenjem (reklozer)

Reklozer je prekidač koji ima svoju relejnu zaštitu i sistem za APU. Najčešće se postavlja na dugačkim nadzemnim vodovima jer je iskustvo pokazalo da najveći broj kvarova na nadzemnim vodovima ima prolazni karakter. Reklozer utiče na smanjenje broja potrošača pogođenih kvarom kao i na smanjenje dužine trajanja prekida isporuke električne energije. Zaštita, u okviru reklozera, posle pojave kratkog spoja daje nalog prekidaču i sistemu za automatsko ponovno uključenje. Ukoliko je kratak spoj prolaznog karaktera biće uklonjen uspešnim dejstvom APU. Ako je kvar trajnog karaktera doći će do trajnog otvaranja reklozera. U ovom slučaju samo korisnici koji se nalaze iza reklozera će osetiti prekid isporuke električne energije. Ostali korisnici koji se nalaze ispred reklozera će osetiti propad napona, ali ne i prekid napajanja. Reklozer isključuje deo izvoda koji se napaja preko njega (u slučaju kvarova samo na tom delu). Time se trenutno odvaja samo deo izvoda u kvaru, pa se napajanje korisnika koji se nalaze između prekidača na početku izvoda i reklozera ne remeti. To znači da reklozer treba postaviti tako da se značajniji korisnici nalaze na delu izvoda između izvodnog prekidača i reklozera. Uobičajeno, upravljački uređaj koji se koristi za upravljanje i kontrolu rada reklozera omogućuju najviše 4 sekvence akcija (otvoren – beznaponska pauza – zatvoren) u jednom ciklusu reklozera. Korisnik može definisati željeni broj operacija unutar jednog ciklusa kao i vreme beznaponske pauze svake operacije.

4.1.3 Sklopka rastavljač

Sklopka rastavljač je rasklopni uređaj koji u određenim pogonskim uslovima uključuje, provodi i prekida nazivne struje. Sklopka rastavljač najčešće ima komoru za gašenje električnog luka koji nastaje prilikom prekidanja radnih struja. Sklopka rastavljači mogu da budu opremljeni uređajima koji omogućavaju daljinsko nadgledanje i upravljanje. Daljinski upravljiva trofazna sklopka rastavljač sa automatskim otvaranjem se naziva i sekcioner. Uloga sklopka rastavljača u procesu upravljanja kvarovima je vezana sa izolacijom kvara i restauracijom napajanja. Nakon lokalizacije kvara sklopka rastavljači omogućavaju sekcionisanje izvoda i izolovanje elemenata sa kvarom. Nakon toga, ukoliko postoji normalno otvoreni sklopka rastavljač prema susednom izvodu, moguće je vratiti napajanje korisnicima koji se nalaze iza elementa sa kvarom. Za potrebe automatizacije trofazna sklopka rastavljač sa automatskim otvaranjem može da bude opremljena neophodnom opremom za detekciju struja kratkih spojeva (prekostrujni element) i zemljospojeva (zemljospojni element) i upravljačkim uređajem. Upravljački uređaj sekcionera može da ima ugrađenu logiku na osnovu koje se vrši automatsko otvaranje sklopke u beznaponskom stanju čime se omogućuje makro lokalizacija i izolacija mesta kvara.

4.2 Uređaji za detekciju i indikaciju prolaska struje kvara

Indikatori prolaska struje kvara su uređaji koji se postavljaju na strateškim mestima da bi obezbedili informacije o prolasku struje kvara. U radijalnim distributivnim mrežama bez distribuiranih generatora koriste se neusmereni indikatori prolaska struje kvara. Ukoliko

indikator detektuje struju kvara, to znači da se kvar desio iza indikatora. Međutim u upetljanim mrežama kao i u mrežama sa distribuiranim generatorima, potrebna je upotreba usmerenih indikatora prolaska struje kvara da bi se izbeglo lažno reagovanje. Očitavanja sa ovih uređaja mogu da pomognu prilikom procesa lokalizacije kvara, pri čemu je neophodan uslov da se omogući jasno razlikovanje struje kvara i struje uobičajenog opterećenja. U distributivnim mrežama sa izolovanom neutralnom tačkom, zbog malih struja jednofaznih kratkih spojeva, indikatori prolaska struje kvara mogu da se koriste za detekciju međufaznih kratkih spojeva. Najjednostavniji indikatori prolaska struje kvara su oni koji prate nultu komponentu struje i reaguju kada ona pređe određeni nivo (na primer, 50A je uobičajeno podešenje u mrežama u Srbiji koje rade sa uzemljenom neutralnom tačkom). U slučaju kada su ovi uređaji opremljeni sistemom za daljinsko nadgledanje, trajanje lokalizacije kvara može da bude značajno smanjeno. Svi tipovi i vrste indikatora prolaska struje kvara, bez obzira gde se montiraju, treba da imaju zaštitu od pojave kratkotrajnih udarnih struja („inrush current“) kojom se sprečava lažno reagovanje indikatora prolaska struje kvara u slučajevima ponovnog uključenja celoga voda ili dela voda.

4.3 SCADA

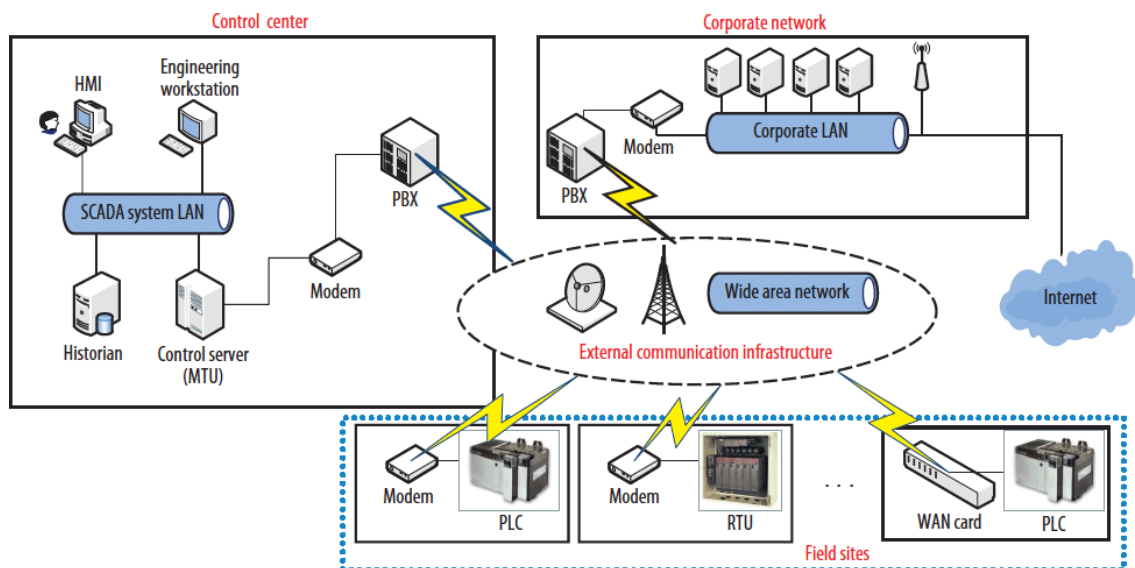
SCADA („Supervisory Control And Data Acquisition“) je osnova sistema za upravljanje u realnom vremenu i važna komponenta sistema za automatizaciju. Ona prikuplja podatke sa različitih izvora, smešta ih u bazu podataka i omogućuje slanje komandi ka uređajima. SCADA sistemi su prvu primenu imali u prenosnoj mreži, a primena u distributivnim mrežama je usledila tek tokom osamdesetih i početkom devedesetih godina prošlog veka. Tradicionalni SCADA sistemi, koji su ugrađivani u drugoj polovini dvadesetog veka, a koji su u upotrebi kod nas, treba da prošire postojeći nivo funkcionalnosti kako bi ispunili zahteve koje danas traže „inteligentne mreže“. Proširenje funkcionalnosti SCADA sistema najčešće se realizuje u dva pravca:

- integracijom sa drugim podsistemima unutar kompanije kao osnov za proširenje funkcionalnosti na nivou centra upravljanja i
- uvođenjem automatizacije duž izvoda u distributivnoj mreži.

SCADA predstavlja „oči“ i „ruke“ sistema za distribuciju električne energije. Ona prikuplja informacije sa uređaja u distributivnoj mreži, što dispečeru omogućava da vidi šta se dešava, i da na osnovu tih informacija donese odluke koje može da sprovede slanjem upravljačkih komandi. SCADA preko telekomunikacionog linka povezuje dispečera u centru upravljanja sa uređajima u distributivnoj mreži (Slika 4.2).

Bazne funkcionalnosti SCADA sistema su:

- prikupljanje podataka
- nadgledanje i procesiranje događaja
- upravljanje
- arhiviranje i analiza podataka



Slika 4.2 SCADA sistem

Prikupljanje podataka

Osnovne informacije koje opisuju stanje distributivne mreže dolaze putem SCADA sistema. Ovi podaci se prikupljaju automatski sa uređaja iz svih delova distributivne mreže, od napojnih transformatorskih stanica do uređaja na izvodima u dubini mreže. Najvažniji podaci koji se prikupljaju su podaci o statusima diskretnih tačaka i analogna merenja. Status rasklopne opreme i informacije o abnormalnom stanju (alarmi) su predstavljeni diskretnim signalima. Merenja napona, struje, aktivne, reaktivne snage i ostalih veličina koje se menjaju tokom vremena obavljaju se analognim signalima.

4.3.1 Nadgledanje i obrada događaja

Samo prikupljanje i čuvanje podataka donosi malo informacija, a mnogo važnija uloga SCADA sistemima je sposobnost praćenja svih podataka i poređenje sa normalnim vrednostima ili unapred definisanim granicama. Nadgledanje statusnih tačaka zahteva poređenje primljene vrednosti i vrednosti koja je smeštena u bazu podataka. Svaka promena statusne vrednosti generiše događaj („event“) koji obaveštava dispečera o promeni. Za merene vrednosti se definišu granice, pa u slučaju kada se merena vrednost izađe van unapred definisanih granica generiše alarm koji obaveštava dispečera.

4.3.2 Upravljanje

Upravljanje je najčešće inicirano ručno od strane dispečera u centru upravljanja ili automatski od strane sistema koji prati stanje u distributivnoj mreži. To mogu da budu pojedinačne komande za otvaranje/zatvaranje rasklopnih uređaja, komande za regulaciju i slanje cele sekvence komandi.

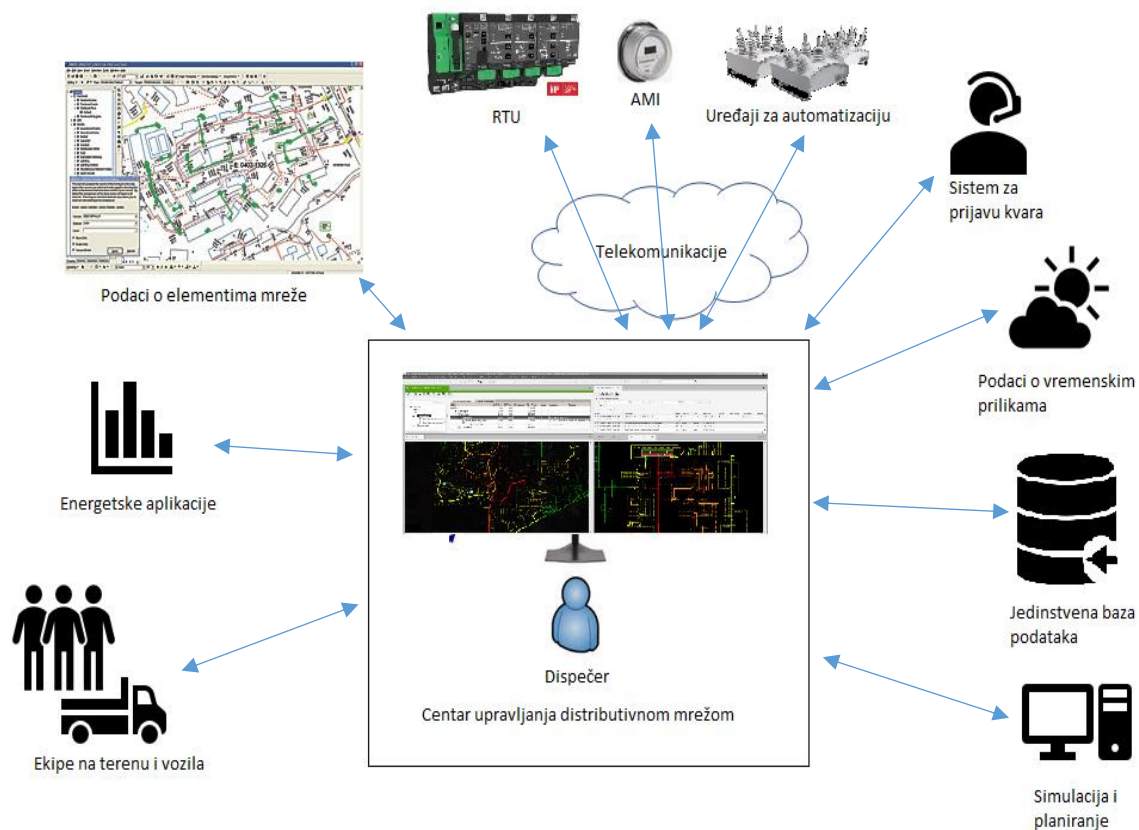
4.3.3 Arhiviranje i analiza podataka

Svi podaci koji su prikupljeni se smeštaju i u SCADA bazu podataka, da bi se kasnije mogli analizirati ili da bi se moglo rekonstruisati bilo koje stanje sistema iz prošlosti. Podaci

o kvalitetu napajanja, a posebno podaci o kontinuitetu isporuke električne energije koje prikuplja SCADA su veoma značajni za ODS.

4.4 DMS

DMS je sistem za donošenje odluka koji je namenjen za dispečere, inženjere, tehničare, menadžere i drugo osoblje u distributivnim kompanijama, koji služi za nadgledanje, upravljanje i optimizaciju distributivnih mreža bez ugrožavanja ekipa na terenu, ljudi i zaštite uređaja u distributivnoj mreži [39]. DMS se sastoji od tri osnovne komponente: baza podataka, SCADA i energetske aplikacije, koje treba da obezbede platformu za primenu velikog broja različitih funkcionalnosti. Osnova DMS je baza podataka u kojoj je opisana povezanost elemenata srednjenaponske i niskonaponske distributivne mreže, kao i parametri elemenata distributivne mreže (npr. verovatnoća pojave kvara). Korisnički interfejs omogućava dispečerima, inženjerima, tehničarima i menadžerima da unose i menjaju podatke o elementima distributivne mreže, primaju informacije sa terena putem SCADA, analiziraju, planiraju, optimizuju i šalju komande na uređaje na terenu (Slika 4.3). Povezan sa SCADA, DMS treba da olakša nadgledanje i upravljanje distributivne mreže u realnom vremenu. Tradicionalne SCADA su obuhvatale visokonaponske elemente u prenosnim mrežama, transformatorske stanice visoki na srednji napon i eventualno izvodne prekidače na počecima izvoda.



Slika 4.3 Sistem za upravljanje distribucijom

Uvođenjem koncepta DMS, SCADA se proširuje i na srednjenaponsku mrežu, odnosno na opremu van transformatorskih stanica. Takođe, DMS predstavlja platformu za pokretanje velikog broja naprednih analitičkih funkcija. Velika količina podataka i informacija koje prikuplja DMS, pruža značajne mogućnosti za razne analize. One se kreću od osnovnih, kao što su proračuni tokova snaga, kratkih spojeva, analize pouzdanosti, preko raznih optimizacija, do planiranja proširenja i izgradnje distributivne mreže [40].

4.4.1 Lokalizacija i izolacija kvara i restauracija napajanja u DMS sistemu

U elektrodistributivnim kompanijama koja imaju instaliran DMS najbolji rezultati se postižu kombinacijom sistema za prijavu kvarova i obrade informacija u realnom vremenu koje stižu preko sistema za daljinsko nadgledanje. Ovakav metod se pokreće direktno na osnovu informacija koje se prikupljaju u SCADA sistemu, pri čemu se kreira novi incident. Nakon detekcije kvara pristupa se procesu lokalizacije i izolacije kvara i restauracije napajanja. U centralizovanom SCADA/DMS sistemu, odluke vezane za lokalizaciju i izolaciju kvara i restauraciju napajanja se donose na osnovu:

- prikupljenih podataka sa uređaja u mreži,
- obrađenih podataka korišćenjem odgovarajućih analitičkih funkcija,
- generisanja upravljačkih komandi.

Informacije sa mernih uređaja, najčešće sa relejne zaštite ili indikatora prolaska struje kvara, prosleđuju se direktno u DMS, koji na osnovu tih podataka može da odredi lokaciju kvara. Upravljanje rasklopnom opremom može da bude ručno, poluautomatski ili automatski. Prilikom ručnog upravljanja dispečer je zadužen za odlučivanje kako će se reagovati na posledice kvara i izvršava sve manipulacije rasklopnom opremom u procesu lokalizacije i izolacije kvara kao i restauracije napajanja. DMS može da predloži potrebne akcije, ali je dispečer taj koji te akcije verifikuje i izvršava na terenu. Prednosti ovakvog upravljanja su što je jednostavan za implementaciju i što je pogodan kao prvi korak u uvođenju poluautomatskog i automatskog sistema za automatizaciju u distributivnu mrežu. Kod poluautomatskog upravljanja DMS automatski (bez učešća dispečera) izoluje mesto kvara i izvrši restauraciju napajanja dela izvoda iznad mesta kvara. Aktivnosti vezane za restauraciju napajanja korisnika iza mesta kvara dispečer obavlja ručno, na osnovu podataka koje dobija preko SCADA sistema. Poluautomatsko upravljanje je prirodno unapređenje ručnog upravljanja, pri čemu se restauracija napajanja korisnika, koji su na „zdravim“ delovima izvoda, dešava veoma brzo (npr. manje od 1 minuta). Dispečer je uključen u proces donošenja odluka u delu procedure koja je potencijalno kritična za opremu i sigurnost ljudi. U automatskom upravljanju, sve faze procesa lokalizacije, izolacije kvara i restauracije napajanja se odvijaju automatski. Lokalizacija, izolacija i restauracija napajanja se odvijaju bez učešća dispečera. Najveća prednost ovog načina upravljanja je u tome što se ceo proces odigrava automatski, pa je beznaponska pauza svedena na minimum, ali sa druge strane jedan ovakav sistem je veoma kompleksan i postoje poteškoće u njegovom prihvatanju i široj upotrebi.

Slanje komandi i upravljanje rasklopnim uređajima tokom procesa lokalizacije, izolacije kvara i restauracije napajanja u centralizovanom SCADA/DMS moguće je na jedan od sledećih načina:

- zatvorena petlja („closed-loop“) – automatsko izvršavanje upravljačkih akcija od strane DMS, bez bilo kakve interakcije sa dispečerom;
- otvorena petlja („open-loop“) – generisanje predloga upravljačkih akcija od strane DMS i autorizacija (potvrda) od strane dispečera za njihovo grupno automatsko izvršavanje;
- savetodavni režim („advisory-mode“) – generisanje predloga upravljačkih akcija od strane DMS i ručno izvršavanje/menjanje svih (ili samo nekih, pojedinačnih) akcija od strane dispečera.

Pored operativnog upravljanja, DMS predstavlja platformu za planiranje razvoja distributivne mreže. Ciljevi planiranja mogu da budu popravljavanje pokazatelja pouzdanosti ili smanjenje troškova što može da se implementira kroz funkciju za određivanje broja, tipa i lokacije uređaja za automatizaciju elektrodistributivnih mreža.

5. Određivanje optimalnog broja, tipa i lokacije uređaja za automatizaciju distributivnih mreža

5.1 Pregled literature i predloženih unapređenja

Automatizacija distributivne mreže je jedna od najefektnijih strategija za unapređenje pouzdanosti u distributivnim mrežama. Ona omogućuje smanjenje kako trajanja prekida napajanja tako i broja pogođenih korisnika. U automatizovanim mrežama daljinski upravljani rasklopni uređaji i daljinski nadgledani indikatori prolaska struje kvara imaju najveći doprinos u unapređenju kontinuiteta isporuke električne energije. Izbor optimalnog broja, tipa i mesta ugradnje ovih uređaja u distributivnim mrežama je kompleksan optimizacioni problem koji se već više od tri decenije razmatra u literaturi [2]-[22]. Međutim, samo nekoliko predloženih pristupa u literaturi jednovremeno razmatra različite tipove automatizovanih uređaja [14]-[22], čime se omogućava dobijanje kvalitetnijih (efektnijih) scenarija automatizacije u poređenju sa rešenjima dobijenim razmatranjem samo pojedinačnih tipova uređaja. U [14] je predložen pristup zasnovan na algoritmu mešovitog celobrojnog linearnog programiranja (MILP) koji uvažava troškove dugotrajnih prekida i ukupne troškove uređaja. Ovaj pristup koristi i heuristička pravila, koja zavise od konfiguracije izvoda, za određivanje lokacije uređaja. U [15] je predložen algoritam tabu pretraživanja zasnovan na skupu heurističkih pravila za određivanje najboljih lokacija automatizovanih uređaja. Ovaj pristup razmatra troškove koji su posledice kratkotrajnih i dugotrajnih prekida kao i troškove investicija i održavanja automatizovanih uređaja. Pristup zasnovan na modifikovanoj diskretnoj verziji algoritma roja čestica je predložen u [16] za određivanje optimalnog broja i lokacije dva tipa automatizovanih rasklopnih uređaja (sekcionalizer i reklozera) u radijalnim distributivnim mrežama uzimajući u obzir trošak automatizovanih uređaja i trošak dugotrajnih prekida. Heuristički kombinatorni algoritam predložen u [17] i [41] koristi dekompoziciju originalnog problema sa više tipova automatizovanih uređaja u niz jednostavnijih pod-problema sa jednim tipom uređaja. Ovaj pristup definiše skup heurističkih pravila za određivanje lokacije pojedinačnih tipova uređaja duž voda uz uvažavanje troškova trajnih prekida i troškova uređaja. Genetski algoritam prikazan u [18] je korišćen za određivanje optimalnog broja i lokacije reklozera i sekcionera u radijalnim distributivnim mrežama. Ovaj pristup teži da unapredi indekse pouzdanosti kao što su SAIFI, SAIDI i DGUI (Distributed Generation Unavailability Index) uzimajući u obzir cenu uređaja za automatizaciju. Višekriterijumska optimizacija prikazana u [19] koristi set heurističkih pravila da bi podelila razmatranu radijalnu distributivnu mrežu na manje delove da bi se umanjila kompleksnost problema. Ovaj pristup uvažava SAIFI i SAIDI pokazatelje pouzdanosti, ukupnu cenu različitih tipova opreme za automatizaciju kao i cenu trajnog prekida napajanja. MILP pristup prikazan u [21] razmatra radijalne distributivne mreže u kojima je dozvoljen ostrvski rad generatora kao i odsecanje opterećenja. U radu se istovremeno posmatra postavljanje različitih tipova uređaja za automatizaciju uvažavajući trenutne i dugotrajne prekida napajanja. Algoritam mešovitog celobrojnog linearnog programiranja prikazan u [22] se koristi za određivanje optimalnog broja i lokacije sekcionalizera i osigurača u radijalnim mrežama u kojima je omogućen ostrvski rad

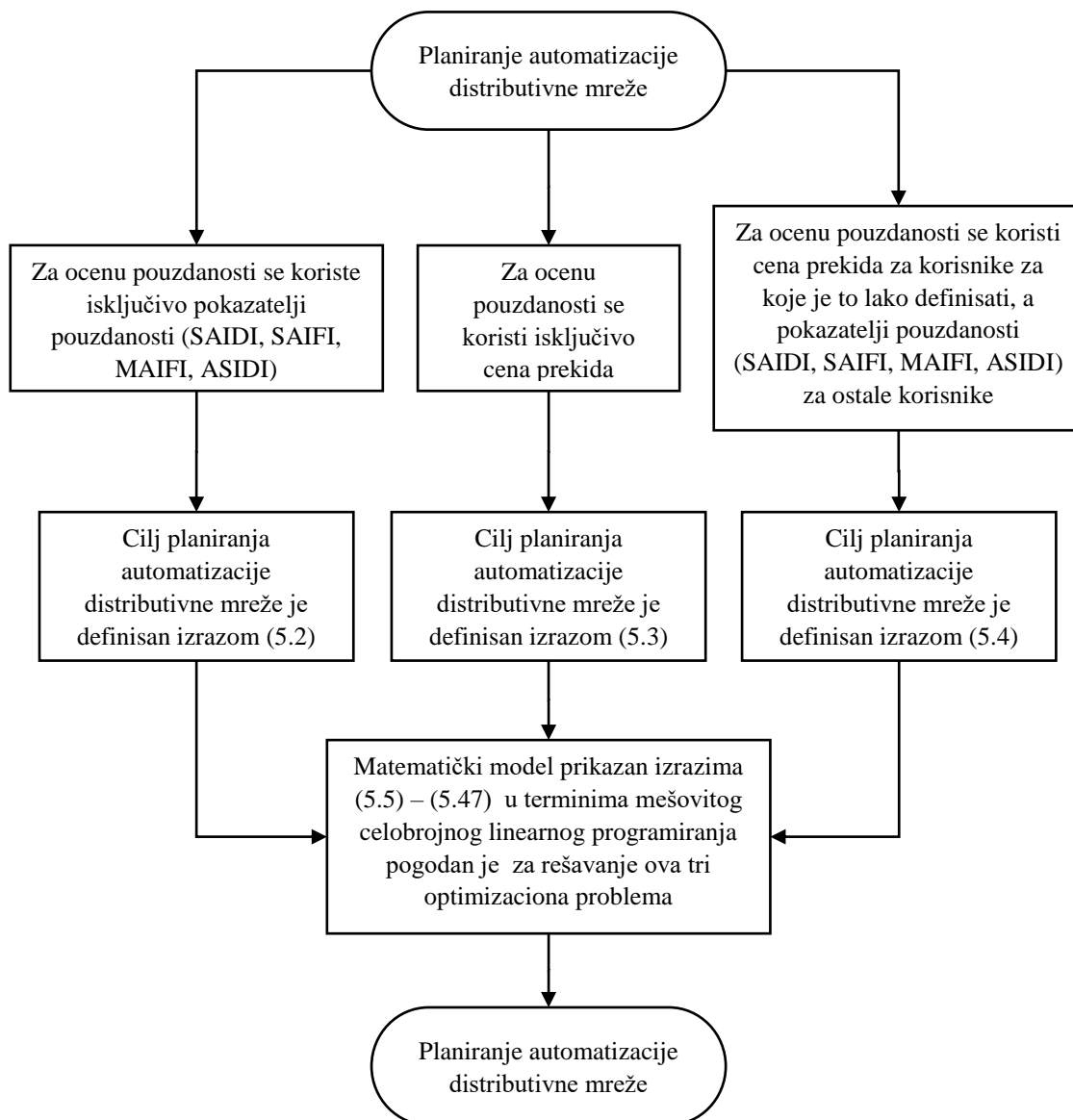
generatora. Algoritam uzima u obzir cenu dugotrajnih i kratkotrajnih prekida napajanja kao i cenu uređaja za automatizaciju.

Pošto su predloženi pristupi uglavnom zasnovani na heurističkim i meta-heurističkim algoritmima ili koriste heuristička pravila, oni ne mogu garantovati dobijanje globalnog optimuma, odnosno kvalitet dobijenih rešenja je neizvestan. Takođe, predloženi pristupi ne uvažavaju mogućnost relokacije automatizovanih uređaja koji već postoje u mreži, što može da bude vrlo efektivna strategija za unapređenje pouzdanosti u distributivnim mrežama [23]. Konačno, prikazani pristupi nisu uvažili mogućnost istovremenog uvažavanja troškova usled prekida napajanja i pokazatelja pouzdanosti prilikom određivanja najbolje strategije za unapređivanje pouzdanosti distributivne mreže.

U ovoj disertaciji je predložen pristup zasnovan na MILP modelu koji garantuje dobijanje globalnog optimuma predloženog rešenja. Predloženi algoritam definiše: broj, tip i lokaciju novih uređaja za automatizaciju koji treba da budu ugrađeni u mreži, kao i nove lokacije postojećih automatizovanih uređaja. Model uzima u obzir cenu neisporučene energije korisnicima usled trenutnih, kratkotrajnih i dugotrajnih prekida napajanja, najčešće korišćene pokazatelje pouzdanosti (SAIFI, SAIDI, MAIFI i ASIDI), kao i cenu uređaja za automatizaciju i cenu angažovanja ekipa. Na taj način predloženi pristup omogućuje da se svi prethodno navedeni ciljevi razmatraju pojedinačno ili istovremeno. Izbor odgovarajuće strategije je povezan sa ciljevima koje država ili odgovarajuće regulatorno telo postavi pred ODS. Na slici 5.1 su predstavljena tri moguća cilja koja treba ostvariti kod planiranja automatizacije distributivne mreže, a koja su razmatrana u ovoj disertaciji. Ova tri cilja odražavaju tri moguća načina na koji regulatori i ODS mogu da mere kontinuitet u isporuci električne energije. Ocena uspešnosti ODS može da se prikaže isključivo preko pokazatelja pouzdanosti, preko cene neisporučene energije, ili kombinacijom ova dva pristupa. Kombinacija pokazatelja pouzdanosti i cene neisporučene energije se najčešće primenjuje tako da se cena neisporučene energije primenjuje za velike komercijalne odnosno industrijske korisnike, a pokazatelji pouzdanosti na sve ostale tzv. male korisnike (npr. domaćinstva). Za svaki od ovih pristupa moguće je definisati različite strategije za automatizaciju distributivne mreže. Predloženi MILP model omogućava rešavanje sva tri pristupa u određivanju strategije za automatizaciju distributivne mreže, pri čemu je uvaženi cilj izražen u novčanim jedinicama, kao i željena vrednost pokazatelja pouzdanosti.

Pored toga, prednosti predloženog pristupa su:

- Istovremeno određuje broj, tip i lokaciju novih uređaja za automatizaciju koji treba da budu ugrađeni u mreži, nove lokacije postojećih automatizovanih uređaja.
- Pored cene novih uređaja za automatizaciju, i cene potrebne da se promeni lokacija postojećeg uređaja, ovaj pristup uvažava cenu posade koja je angažovana na lokalizaciji i izolaciji kvara i restauraciji napajanja.
- Algoritam uvažava i cenu neisporučene električne energije korisnicima odnosno gubitke koje trpe proizvođači električne energije u distributivnoj mreži zbog toga što nisu bili u prilici da prodaju proizvedenu električnu energiju usled kratkotrajnih i dugotrajnih prekida napajanja.



Slika 5.1 Algoritam procesa planiranja automatizacije elektrodistributivne mreže

- Predloženi pristup uvažava i cenu štete nastale zbog trenutnih prekida napajanja. Ovo je veoma interesantno kod velikih industrijski i komercijalnih korisnika (npr. šteta koja nastaje usled kvara na velikim motorima ili na industrijskoj elektronici, koje su posledice trenutnih prekida napajanja [24])
- Pored štete koja je nastala kao posledica prekida napajanja, predloženi algoritam uvažava i različite pokazatelje pouzdanosti. Pored uobičajeno korišćenih pokazatelja pouzdanosti, kao što su SAIDI i SAIFI [3], [18], uvaženi su i MAIFI i ASIDI [24], [27].
- Predloženi pristup obezbeđuje određivanje najboljeg scenarija za automatizaciju, u slučaju kada se pouzdanost može definisati u novčanim jedinicama, kada se pouzdanost definiše kroz željene (zadate) vrednosti različitih pokazatelja pouzdanosti

ili kada postoji kombinacija prethodno opisanih pristupa. Poslednje omogućava da se kao mera pouzdanosti koristi trošak prekida kod onih korisnika kod kojih je jednostavno utvrditi visinu troškova za dati prekid napajanja i istovremeno korišćenje pokazatelja pouzdanosti za ostale korisnike u distributivnoj mreži (npr. za domaćinstava) [24].

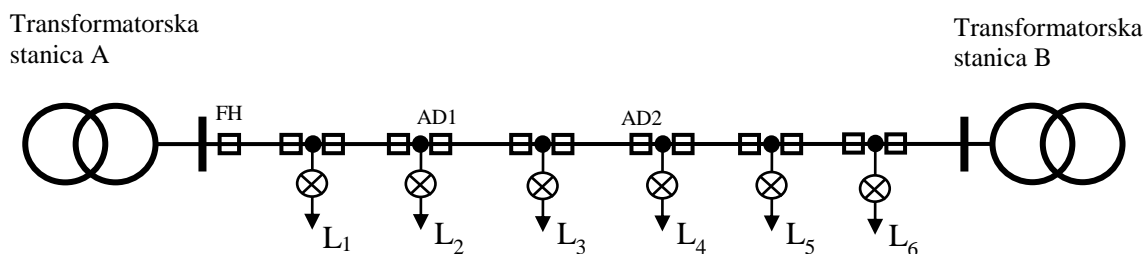
5.2 Formulacija problema

Uticao daljinski nadgledanih i upravljanih reklozera, sekcionera i indikatora prolaska struje kvara na trajanje prekida isporuke električne energije i broja korisnika pogođenih kvarom će biti prikazana na pojednostavljenom radijalnom izvodu (Slika 5.2). Kvadratićima su predstavljene potencijalne lokacije za ugradnju uređaja za automatizaciju. Na početku izvoda se nalazi izvodni prekidač obeležen sa FH, koji je automatizovan i opremljen sa APU. Sa AD1 i AD2 su označena mesta na kojima može da se nalazi daljinski nadgledan i upravljani uređaj za automatizaciju čiji uticaj će biti prikazan u formulaciji problema. U narednim primerima će biti prikazan uticaj reklozera, sekcionera ili indikatora prolaska struje kvara. Sa $L_1 - L_6$ su obeleženi korisnici, koji predstavljaju ekvivalent niskonaponske mreže (korisničko područje) koja se napaja sa potrošačke transformatorske stanice. Sa kružićima su obeležena mesta na kojima je moguće priključiti ili isključiti korisničko područje u potrošačkim transformatorskim stanicama. Na ovom pojednostavljenom izvodu će biti prikazan uticaj uređaja za automatizaciju na trajanje prekida isporuke električne energije u slučaju trajnog i prolaznog kvara.

5.2.1 Trajni kvar

Uticao uređaja za automatizaciju prilikom pojave trajnog kvara može da se posmatra na osnovu broja korisnika pogođenih prekidom isporuke električne energije i dužinom trajanja prekida. Posmatra se situacija da se trajni kvar desi na vodu koji povezuje korisnike L_2 i L_3 (Slika 5.3).

Prvi slučaj koji se razmatra je situacija u kojoj ne postoji ni jedan uređaj za automatizaciju osim izvodnog prekidača. U tom slučaju, kada se desi trajni kvar, trenutni relej detektuje struju kvara i otvara izvodni prekidač u transformatorskoj stanici, što uzrokuje prekid napajanja za sve korisnike koji se nalaze na tom izvodu.

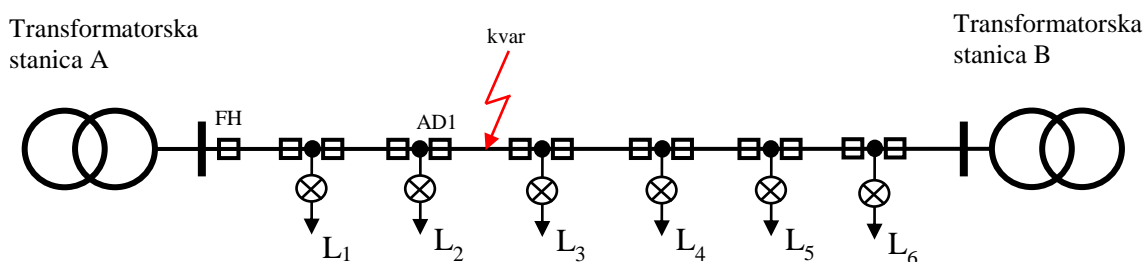


Slika 5.2 Pojednostavljeni izvod

Ako je izvodni prekidač pokriven sistemom za daljinsko nadgledanje i upravljanje, dispečer u centru upravljanja će biti obavešten o prekidu napajanja na izvodu. U suprotnom, kada nema SCADA sistema, ODS će početi da prima telefonske pozive od korisnika koji prijavljuju prekid isporuke električne energije. Kada se prekid detektuje, dispečer pokreće proceduru za lokalizaciju, izolaciju kvara i restauraciju napajanja. On šalje ekipu na teren da locira kvar i da ga izoluje, otvarajući najbližu rasklopnu opremu koja služi za sekcionisanje. Ukoliko postoji mogućnost rezervnog napajanja, ekipa će uraditi rekonfiguraciju da bi se napojili svi korisnici koji se nalaze na delovima izvoda bez kvara. Ovaj proces traje u proseku između 15 i 60 minuta.

Ako se na poziciji AD1 nalazi reklozer, on će u slučaju kvara detektovati struju kratkog spoja i prekinuti strujno kolo, tako da korisnici L_1 i L_2 neće osetiti prekid napajanja. Korisnici iza reklozera na poziciji AD1 će osetiti posledice dugotrajnog prekida. Ovi korisnici će morati da sačekaju da ekipe na terenu pronađu i otklone kvar. Vreme potrebno za lokalizaciju kvara je kraće nego u prethodnom slučaju, pošto nije potrebno pretražiti ceo izvod nego samo deo iza AD1.

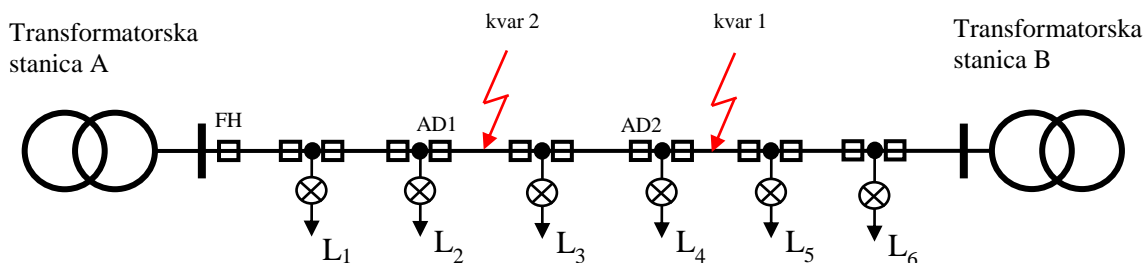
Ako se na poziciju AD1 ugradi daljinski nadgledani i upravljani sekcioner, korisnici L_1 i L_2 će osetiti kratkotrajni prekid napajanja. U ovom slučaju, kada se desi kvar, sekcioner i izvodni prekidač će registrovati da je kroz njih prošla struja kvara. Izvodni prekidač će prekinuti strujno kolo, tako da će svi korisnici na izvodu ostati bez napajanja električnom energijom. Dispečer u centru upravljanja će putem SCADA sistema dobiti informaciju da je izvodni prekidač otvoren, a da je kroz sekcioner AD1 prošla struja kvara. Na osnovu ovih informacija dispečer zaključuje da je kvar iza AD1. Otvaranjem daljinski upravljano sekcionera AD1 iz centra upravljanja moguće je sekcionisati izvod tako da se galvanski odvoji deo izvoda bez kvara (na kome se nalaze korisnici L_1 i L_2), i deo sa kvarom (korisnici iza AD1). Ponovnim zatvaranjem izvodnog prekidača FH korisnicima L_1 i L_2 se vraća napajanje. Zahvaljujući SCADA i DMS sistemima, beznaponska pauza koju osećaju korisnici L_1 i L_2 je kraća od maksimalne dužine trajanja kratkotrajnih prekida, pa se njihov prekid napajanja klasifikuje kao kratkotrajni. Korisnici iza sekcionera na poziciji AD1 će osetiti posledice dugotrajnog prekida. Ovi korisnici će morati da sačekaju da ekipe na terenu pronađu i otklone kvar. U slučaju da je AD1 daljinski nadgledani indikator prolaska struje kvara, pomenuta dva korisnika (L_1 i L_2) kao i svi ostali korisnici na izvodu bi osetili posledice dugotrajnog prekida napajanja. U ovom slučaju, kada se desi kvar, izvodni prekidač će detektovati struju kvara i prekinuće strujno kolo, tako da će svi korisnici na izvodu ostati bez napajanja električnom energijom.



Slika 5.3 Trajni kvar između L_2 i L_3

Pošto ne postoji daljinski upravljani rasklopni uređaj koji bi omogućio sekcionisanje izvoda, svi korisnici će osetiti posledice dugotrajnog prekida. Iako daljinski nadgledani indikator prolaska struje kvara ne sprečava pojavu dugotrajnog prekida, on značajno može da skрати vreme potrebno ekipama na terenu da izvrše lokalizaciju i izolaciju kvara, pošto obezbeđuje informacije na osnovu kojih može da se smanji oblast koju treba da pretraže ekipe na terenu da bi pronašle element sa kvarom. Bez ovih informacija ekipe bi morale da traže kvar na svim elementima koji se nalaze iza uređaja koji je prekinuo struju kvara.

U sva tri pomenuta slučaja, nakon izolacije elementa sa kvarom, korisnici $L_3 - L_6$ mogu biti napojeni ukoliko postoji normalno otvorena rasklopna oprema prema susednom izvoru napajanja. u slučaju kada je taj rasklopni uređaj daljinski nadgledan i kontrolisan, tada se restauracija napajanja korisnika $L_3 - L_6$ može izvršiti iz centra upravljanja. U suprotnom ekipa mora da ode na lokaciju gde se nalazi normalno otvorena rasklopna oprema i da ga ručno zatvori. Potrebno je naglasiti da AD1, bez obzira da li je to reklozer, sekcioner ili indikator prolaska struje kvara, skraćuje trajanje prekida napajanja i za korisnike $L_3 - L_6$ jer skraćuje vreme potrebno za lokalizaciju i izolaciju kvara. Postavljanjem još jednog uređaja za automatizaciju (AD2) omogućeno je pravljenje grupe korisnika $L_4 - L_6$, kojoj je moguće skratiti dužinu trajanja prekida napajanja. Ukoliko je AD2 reklozer, on bi otklanjao kvarove koji se dešavaju iza njega, tako da ti kvarovi ne izazivaju prekid isporuke električne energije korisnicima koji se nalaze iznad AD2. U slučaju kvara iza AD2 (kvar 1 – slika 5.4), korisnici L_4, L_5 i L_6 bi bili pogođeni trajnim kvarom, dok bi korisnici $L_1 - L_3$ osetili propad napona svaki put kada reklozer detektuje struju kratkog spoja. Ukoliko su AD1 i AD2 daljinski nadgledani i upravljani sekcionalizeri u slučaju kvara između AD1 i AD2 (kvar 2 – slika 5.4), samo bi korisnik L_3 bio pogođen dugotrajnim prekidom isporuke električne energije. Kada se desi trajni kvar, sekcioner AD1 i izvodni prekidač će registrovati struju kvara i izvodni prekidač će prekinuti strujno kolo, tako da će svi korisnici ostati bez napajanja električnom energijom. Struja kvara neće proteći kroz sekcioner AD2. Na osnovu ovih informacija dispečer u centru upravljanja zaključuje da se kvar nalazi negde između sekcionera AD1 i AD2. Otvaranjem daljinski upravljaniog sekcionera AD1 i AD2 moguće je sekcionisati izvod tako da se galvanski razdvoje delovi izvoda bez kvara, i deo sa kvarom. AD1 i AD2 omogućuju pravljenje dve grupe korisnika kojima je moguće brzo vratiti napajanje, a to su korisnici L_1 i L_2 i korisnici L_4, L_5 i L_6 . Ponovnim zatvaranjem izvodnog prekidača FH korisnici L_1 i L_2 ponovo dobijaju napajanje, a korisnici $L_4 - L_6$ se prebacuju na susedni izvod zatvaranjem normalno otvorenog rasklopnog uređaja prema susednom izvodu.



Slika 5.4 Trajni kvar između L_4 i L_5

Dužina trajanja prekida napajanja za L₄ - L₆ zavisi od vremena potrebnog da se izvrše manipulacije sa AD2 i NOS. Zahvaljujući SCADA i DMS sistemima, beznaponska pauza koju osete korisnici L₁, L₂, L₄, L₅ i L₆ je kraća od maksimalne dužine trajanja kratkotrajnih prekida, tako da u ovoj situaciji jedino korisnik L₃ trpi posledice dugotrajnog prekida isporuke električne energije.

5.2.2 Prolazni kvar

Uticao uređaja za automatizaciju prilikom pojave prolaznog kvara biće prikazan na pojednostavljenom izvodu sa slike 5.2. Prvi slučaj koji se razmatra je da ne postoji ni jedan uređaj za automatizaciju osim izvodnog prekidača. Kada se desi prolazni kvar, izvodni prekidač će detektovati struju kvara i prekinuće strujno kolo. Posle kratke beznaponske pauze APU će ponovo zatvoriti strujno kolo. Pošto je kvar bio prolazni (uzrok kvara je nestao tokom beznaponske pauze) izvodni prekidač će ostati zatvoren, pa će svi korisnici biti ponovo napojeni električnom energijom. U ovom slučaju svi korisnici će osetiti trenutni prekid isporuke električne energije. Ako se na poziciju AD1 ugradi reklozer, on će u slučaju kvara detektovati struju kratkog spoja, tako da korisnici L₁ i L₂ neće osetiti prekid napajanja, dok će korisnici iza reklozera na poziciji AD1 osetiti posledice trenutnog prekida. U svim ostalim slučajevima, tj. ako je AD1 daljinski nadgledani i upravljani sekcioni ili indikator prolaska struje kvara, svi korisnici će biti pogođeni kratkotrajnim prekidom napajanja. U zavisnosti od stepena automatizacije distributivne mreže, jedan kvar može da rezultuje propad napona kod jedne grupe korisnika, kratkotrajnim prekidom napajanja za drugu grupu i dugotrajnim prekidom napajanja za treću grupu korisnika.

5.3 Matematički model

Matematički model, zasnovan na mešovitom celobrojnom linearnom programiranju (MILP), za određivanje optimalne strategije za unapređenje pouzdanosti u distributivnim mrežama dat je u nastavku. Kriterijumska funkcija izražena u novčanim jedinicama je prikazana sa F1 u izrazu (5.1), dok je cilj povezan sa pokazateljima pouzdanosti definisan sa izrazom F2.

$$F1 = C^{AD} + C^{RL} + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \cdot (CINT_t + CCREW_t) \quad (5.1)$$

F2 = *Pokazatelji pouzdanosti*

U F1, investicioni troškovi ugradnje nove daljinski nadgledane i upravljane opreme kao što su reklozeri, sekcioni i indikator prolaska struje kvara je označeno sa C^{AD}. Ovaj trošak se sastoji od troškova nabavke, instaliranja i kasnijeg održavanja opreme za automatizaciju. Dodatni troškovi i cena dodatne opreme, kao na primer komunikaciona oprema i sl. može da bude asociirana investicionom troškovima. Trošak zamene postojeće opreme je označen sa C^{RL}. Ovaj trošak se sastoji od demontaže postojeće opreme na jednoj lokaciji i ugradnje iste na drugu lokaciju. Godišnji očekivani troškovi neisporučene energije za korisnike i distribuirane generatore usled trenutnih prekida napajanja (do 1s), kratkotrajnih prekida napajanja (npr. od 1s do 3 min) ili dugotrajnih prekida napajanja (npr. preko 3 min) je

uvažena kroz $CINT_t$. Ovaj trošak takođe uvažava godišnji prognozirani rast potrošnje odnosno proizvodnje. Godišnji troškovi ekipe na terenu (osoblja, opreme, vozila, goriva...) koji se koriste prilikom lokalizacije i izolacije kvara kao i restauracije napajanja su uvaženi u $CCREW_t$. Troškovi usled prekida napajanja ($CINT$), kao i troškovi angažovanja ekipa ($CCREW$) su uvaženi sa stopom amortizacije d .

Indeksi pouzdanosti razmatrani u ovom radu koji su prikazani preko formule F2 su: MAIFI, SAIDI, SAIFI i ASIDI [27]. MAIFI uvažava trenutne i kratkotrajne prekide napajanja, a SAIFI i SAIDI uzimaju u obzir dugotrajne prekide napajanja u distributivnom mreži. Ovi indeksi su bazirani na broju korisnika pogođenih kvarom. Za merenje pouzdanosti u oblastima sa relativno malim brojem korisnika sa velikom snagom kao što su industrijski i komercijalni korisnici i velike farme obnovljivih izvora električne energije, koriste se indeksi pouzdanosti koji se baziraju na veličini potrošnje odnosno proizvodnje. U ovom modelu je iskorišćen ASIDI kao indeks koji uzima u obzir velike korisnike odnosno proizvođače.

Pristup koji je obrađen u ovoj tezi definiše optimalnu strategiju za automatizaciju elektrodistributivnih mreža ukoliko se pouzdanost određuje na jedan od sledećih načina:

1. U situaciji kada se uspešnost ODS meri samo na osnovu pokazatelja pouzdanosti, tada se cilj planiranja automatizacije distributivne mreže može predstaviti sledećom jednačinom:

$$\min \{ C^{AD} + C^{RL} + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \cdot CCREW_t \} \quad (5.2)$$

Uz uvažavanje ograničenja:

$$SAIDI \leq SAIDI_T$$

$$SAIFI \leq SAIFI_T$$

$$MAIFI \leq MAIFI_T$$

$$ASIDI \leq ASIDI_T$$

Kriterijumska funkcija i ograničenja (5.2) definišu scenario automatizacije distributivne mreže koji obezbeđuje da indeksi pouzdanosti SAIDI, SAIFI, MAIFI, i ASIDI na kraju procesa automatizacije budu ispod zadatih tj. ciljanih (target) vrednosti ($SAIDI_T$, $SAIFI_T$, $MAIFI_T$, i $ASIDI_T$), kao i smanjivanje troškova ODS, kao što su troškovi ekipa na terenu ($CCREW_t$), cenu opreme za automatizaciju (C^{AD}), kao i troškove asocirane premeštanju postojeće opreme za automatizaciju na optimalnu lokaciju (C^{RL}). Ovde treba naglasiti da C^{AD} , C^{RL} i $CCREW_t$ predstavljaju varijable koje treba da budu minimizovane, dok indeksi pouzdanosti $SAIDI$, $SAIFI$, $MAIFI$, i $ASIDI$ predstavljaju varijable čije gornje vrednosti treba da budu ispod zadatih vrednosti $SAIDI_T$, $SAIFI_T$, $MAIFI_T$, i $ASIDI_T$. Troškovi usled prekida napajanja ($CINT$) se u ovoj strategiji ne razmatraju.

2. U situaciji kada se uspešnost ODS meri na osnovu troškova usled prekida napajanja korisnika, cilj planiranja automatizacije elektrodistributivne mreže postaje:

$$\min \{ C^{AD} + C^{RL} + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \cdot (CINT_t + CCREW_t) \} \quad (5.3)$$

Ova kriterijumska funkcija definiše scenario za automatizaciju koji minimizuje ukupne troškove, tako što obezbeđuje optimalan balans između troškova koje trpe korisnici usled nestanka električne energije ($CINT_t$) i troškova koje ima ODS, kao što su troškovi ekipa na terenu ($CCREW_t$), cenu opreme za automatizaciju (C^{AD}), kao i troškove asocirane premeštanju postojeće opreme na optimalnu lokaciju (C^{RL}). Ovde treba naglasiti da se pokazatelji pouzdanosti ne koriste prilikom odrađivanja optimalne strategije za automatizaciju.

3. U situaciji kada se uspešnost ODS meri na osnovu troškova prekida napajanja velikih korisnika i indeksa pouzdanosti za ostale korisnike (domaćinstva), tada se planiranja automatizacije elektrodistributivne mreže može prikazati:

$$\min \{ C^{AD} + C^{RL} + \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \cdot (CINT_t + CCREW_t) \} \quad (5.4)$$

Uz uvažavanje ograničenja:

$$SAIDI \leq SAIDI_T$$

$$SAIFI \leq SAIFI_T$$

$$MAIFI \leq MAIFI_T$$

$$ASIDI \leq ASIDI_T$$

Ova kriterijumska funkcija i ograničenja obezbeđuju istovremeno razmatranje troškova prekida napajanja korisnika/proizvođača kod kojih se lako određuju direktni troškovi usled nestanka električne energije. Ovi troškovi se lako određuju u industrijskom i komercijalnom sektoru, jer oni predstavljaju direktne troškove usled prekida proizvodnje, prekida prodaje, potrebe za prekovremenim radom, kvarova na opremi, ponovnog pokretanje procesa, gubitaka usled prekida tehnoloških procesa, proizvedene električne energije koja nije mogla da se proda što je posebno od interesa za velike proizvođače električne energije. Scenario automatizacije elektrodistributivne mreže definisan sa (5.4), minimizira ukupne troškove koje trpe korisnici/proizvođači usled nestanka električne energije ($CINT_t$) i troškova koje ima ODS kao što su troškovi ekipa na terenu ($CCREW_t$), cenu opreme za automatizaciju, (C^{AD}) kao i troškove asocirane premeštanju postojeće opreme na optimalnu lokaciju (C^{RL}), uvažavajući i održavajući indekse pouzdanosti $SAIDI$, $SAIFI$, $MAIFI$, i $ASIDI$ koji predstavljaju varijable čije gornje vrednosti treba da budu ispod zadatih ciljanih vrednosti $SAIDI_T$, $SAIFI_T$, $MAIFI_T$, i $ASIDI_T$.

Ovako definisan problem planiranja automatizacije elektrodistributivnih mreža je modelovan u jedinstvenom MILP modelu koji je zajedno sa nomenklaturom prikazan u nastavku.

5.3.1 Nomenklatura

U prikazanom matematičkom modelu su korišćeni sledeći simboli:

Konstante

T – period razmatranja,

d – interesna (diskontna) stopa, respektivno,

$p(k)$ – stopa rasta opterećenja/proizvodnje tipa (k),

NF – broj izvoda u razmatranoj mreži,

$NLPC_f$ – broj korisničkih čvorova na izvodu (i) za koje je definisana i uvažava se cena neisporučene električne energije,

$NLPR_f$ – broj korisničkih čvorova na izvodu (f) za koje se uvažavaju pokazatelji pouzdanosti,

CLP_j – broj korisničkih tipova u čvoru (j),

$N_{con}(f, j)$ – broj korisnika u čvoru (j),

$N_{\Sigma con}$ – ukupan broj korisnika za koje se računaju pokazatelji pouzdanosti u razmatranoj mreži,

NC_f – broj grana (deonica) na izvodu (f); smatra se da je transformatorska stanica (SN/NN) jedna grana koja ima jediničnu dužinu sa odgovarajućim intenzitetom otkaza,

$\lambda^{fault}(f, i)$ – intenzitet trajnih otkaza grane (i) [broj trajnih kvarova/god./km] na izvodu (f); kod TS ovaj parametar je dat kao [broj trajnih kvarova/god.],

$\lambda^{tfault}(f, i)$ – intenzitet prolaznih otkaza grane [broj prolaznih kvarova/god./km] (i) na izvodu (f), kod TS ovaj parametar je dat kao [broj prolaznih kvarova/god.],

NR_f – broj mogućih lokacija reklozera na izvodu (f). Na primer, u podzemnim srednjenaponskim mrežama uređaji za automatizaciju mogu da budu postavljeni u svakoj MV/LV transformatorskoj stanici, dok je u nadzemnim mrežama svaki stub potencijalno mesto za postavljanje uređaja za automatizaciju,

$NREC_{max}(f)$ – maksimalni broj lokacija reklozera na izvodu (f) koji mogu da budu postavljeni u nizu tako da bude zadovoljena koordinacija relejne zaštite na izvodu,

NS_f – broj mogućih lokacija daljinski upravljanih sekcionera na izvodu (f),

NFI_f – broj mogućih lokacija indikatora kvara sa daljinskom dojavom na izvodu (f),

L_f – ukupna dužina izvoda (f),

$L(f, i)$ - dužina grane (i) na izvodu (f) u [km]; za transformatorsku stanicu se uzima da je ova vrednost jednaka 1,

$LDG(f, j, k)$ – vrednost potrošnje/proizvodnje tipa (k) u čvoru (j) na izvodu (f),

LDGsys (t) – ukupna vrednost potrošnje/proizvodnje korisnika/proizvođača koja se koristi za računanje pokazatelja pouzdanosti u godini (t),

$l(f,i,s)$ – dužina dela izvoda (f) na kome je potrebno uraditi lokalizaciju i izolaciju u slučaju kvara (i) kada se indikator prolaska struje kvara nalazi u (s),

NR_f^{exist} – broj postojećih reklozera na izvodu (f),

NS_f^{exist} – broj postojećih sekcionera na izvodu (f),

NFI_f^{exist} – broj postojećih indikatora kvara sa daljinskom dojavom, na izvodu (f),

$S^{\text{IN}}(f,i,j)$ – skup mogućih lokacija za ugradnju uređaja za automatizaciju između kvara (i) i čvora (j),

$S^{\text{FH}}(f,i,j)$ – skup mogućih lokacija za ugradnju uređaja za automatizaciju između kvara (i) i početka izvoda,

$S^{\text{OUT}}(f,i,j)$ – skup mogućih lokacija za ugradnju uređaja za automatizaciju koje ne pripadaju skupu $S^{\text{IN}}(f,i,j)$,

$S^{\text{NO}}(f,i,j)$ – skup NOS kroz koje je moguće vraćanje napajanja čvoru (j) nakon izolacije kvara (i),

$S^{\text{BF}}(f,i,j)$ – skup lokacija između kvara (i) i NOS preko kojih je moguće vraćanje napajanja čvoru (j),

$S^{\text{FE}}(n,f)$ – skup mogućih mesta za ugradnju reklozera na izvodu (f) na putu (n) između početka izvoda i kraja izvoda,

$CI(f,s)$ – investicioni trošak za reklozer na izvodu (f),

$CIS(f,s)$ – investicioni trošak za sekcioner na izvodu (f),

$CIF(f,s)$ – investicioni trošak za indikator prolaska struje kvara sa daljinskom dojavom na izvodu f ,

$DIC(f,s)$ – trošak demontaže za reklozer na izvodu (f),

$DICS(f,s)$ – trošak demontaže za sekcioner na izvodu (f),

$DICF(f,s)$ – trošak demontaže za indikator prolaska struje kvara sa daljinskom dojavom na izvodu (f),

$IC(f,s)$ – instalacioni trošak za reklozer na izvodu (f),

$ICS(f,s)$ – instalacioni trošak za sekcioner na izvodu (f),

$ICF(f,s)$ – instalacioni trošak za indikator prolaska struje kvara sa daljinskom dojavom na izvodu (f),

$MC(f,s)$ – ukupan svedeni trošak održavanja za reklozer na izvodu (f),

$MCS(f,s)$ – ukupan svedeni trošak održavanja za sekcioner na izvodu (f),

$MCF(f,s)$ – ukupan svedeni trošak održavanja za indikator prolaska struje kvara sa daljinskom dojavom na izvodu (f),

$CC^m(f,j,k)$ – trošak usled trenutnog prekida za korisnik tipa (k) u čvoru (j) na izvodu (f),

$CC^{st}(f,j,k)$ – trošak usled prolaznog prekida za korisnik tipa (k) u čvoru (j) na izvodu (f), respektivno,

$CCREW(f,i)$ – trošak ekipe u procesu lokalizacije, izolacije i restauracije usled trajnog kvara (i) na izvodu (f),

$TIZM(f,i)$ – vreme trajanje prekida usled trajnog kvara na grani (i) na izvodu (f). To je vreme potrebno da ekipa uradi lokalizaciju i izolaciju,

$CC^{lt}(f,j,k)$ – trošak koji trpe korisnici/proizvođači tipa (k) u čvoru (j) na izvodu (f) usled trajnog prekida,

$\Delta TIZF(f,i,s)$ – skraćenje vremena potrebnog za lokalizaciju i izolaciju u slučaju kada postoji uređaj za automatizaciju na lokalizaciji (s) koji pripada setu $(S^{IN}(f,i,j) \cup S^{OUT}(f,i,j))$,

$TRSC^{NOS}(f,i)$ – trajanje restauracije napajanja u čvoru (j) nakon izolacije kvara (i) u slučaju kada je vraćanje napajanja urađeno ručnim zatvaranjem NOS,

$TRSC^{FH}(f,i)$ – trajanje restauracije napajanja u čvoru (j) nakon izolacije kvara (i) u slučaju kada je vraćanje napajanja urađeno ručnim zatvaranjem izvodnog prekidača,

$T_0(f)$ – prosečno vreme da se okupi ekipa i da se stigne do izvoda sa kvarom (f),

$MAIFI_T$, – željena vrednosti MAIFI pokazatelja pouzdanosti,

$SAIDI_T$, – željena vrednosti SAIDI pokazatelja pouzdanosti,

$SAIFI_T$, – željena vrednosti SAIFI pokazatelja pouzdanosti,

$ASIDI_T$ – željena vrednosti ASIDI pokazatelja pouzdanosti,

Kontinualne promenljive

$N(f,i,j)$ – promenljiva koja reprezentuje broj korisnika koji osete posledice kratkotrajnih i dugotrajnih prekida napajanja u čvoru (j) u slučaju kvara (i),

$NCT(f,i,j)$ – promenljiva koja reprezentuje broj korisnika koji osete posledice trenutnih prekida napajanja u čvoru (j) u slučaju prolaznog kvara (i),

$NCP(f,i,j)$ – promenljiva koja reprezentuje broj korisnika koji osete posledice trajnih prekida napajanja u čvoru (j) u slučaju trajnog kvara (i),

$MAIFI$ – promenljiva koja predstavlja odgovarajući pokazatelj pouzdanosti,

$SAIDI$ – promenljiva koja predstavlja odgovarajući pokazatelj pouzdanosti,

$SAIFI$ – promenljiva koja predstavlja odgovarajući pokazatelj pouzdanosti,

$ASIDI$ – promenljiva koja predstavlja odgovarajući pokazatelj pouzdanosti,

$t(f,i,j)$ – promenljiva koja reprezentuje trajanje prekida napajanja čvora (j),

$tiz(f,i,j)$ – promenljiva koja reprezentuje trajanje lokalizacije i izolacije čvoru (j),

$trs(f,i,j)$ – promenljiva koja reprezentuje trajanje vraćanja napajanja čvoru (j),

$c^m(f,i,j,k)$ – promenljiva koja predstavlja troškove usled trenutnih prekida napajanja za korisnika/proizvođača tipa (k) u čvoru (j), na izvodu (f),

$c^{st}(f,i,j,k)$ – promenljiva koja predstavlja troškove usled kratkotrajnih prekida napajanja za korisnika/proizvođača tipa (k) u čvoru (j), na izvodu (f),

$cteam(f,i)$ – promenljiva koja predstavlja troškove angažovanja ekipe zbog trajnog kvara (i) na izvodu (f),

$ciz(f,i)$ – promenljiva koja predstavlja troškove angažovanja ekipe za potrebe lokalizacije, izolacije trajnog kvara (i) na izvodu (f),

$cre(f,i)$ – promenljiva koja predstavlja troškove angažovanja ekipe za potrebe lokalizacije, izolacije i restauracije trajnog kvara (i) na izvodu (f),

$c_{virt}^{st}(f,i,j,k)$ – veštačka promenljiva,

$wfi^{virt}(f,i,s)$ – veštačka promenljiva,

$w^{virt}(f,i,j)$ – veštačka promenljiva,

Binarne promenljive

$w(f,s)$ – binarna (celobrojna) promenljive (tipa (0,1)) koje imaju vrednost 1 ako se na poziciji (s) na izvodu (f) ugrađuje reklozer,

$ww(f,s)$ – binarna (celobrojna) promenljive (tipa (0,1)) koje imaju vrednost 1 ako se na poziciji (s) na izvodu (f) ugrađuje sekcioner,

$wfi(f,s)$ – binarna (celobrojna) promenljive (tipa (0,1)) koje imaju vrednost 1 ako se na poziciji (s) na izvodu (f) ugrađuje indikator prolaska struje kvara sa daljinskom dojavom,

$w^m(f,s)$ – binarna (celobrojna) promenljiva (tipa(0,1)) koja ima vrednost 1 ako se postojeći daljinski upravljani reklozer premesti na poziciju (s) na izvodu (f),

$ww^m(f,s)$ – binarna (celobrojna) promenljiva (tipa(0,1)) koja ima vrednost 1 ako se postojeći daljinski upravljani sekcioner premesti na poziciju (s) na izvodu (f),

$wfi^m(f,s)$ – binarna (celobrojna) promenljiva (tipa(0,1)) koja ima vrednost 1 ako se postojeći daljinski upravljani indikator prolaska struje kvara premesti na poziciju (s) na izvodu (f).

5.3.2 Kriterijumska funkcija

Matematički model koji je prikazan generalizovanom formulom (5.1), u ovom poglavlju će biti detaljnije objašnjen. Cilj planiranja automatizacije distributivne mreže je minimizacija troškova koji su izraženi u novčanim jedinicama i prikazani su sledećom jednačinom:

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+d)^t} \cdot (CINT_t + CCREW_t) + C^{AD} + C^{RL} \right\} \quad (5.5)$$

$CINT_t$ - prvi sabirak u (5.5) opisuje trošak usled neisporučene i/ili neproizvedene električne energije zbog trajnih, prolaznih i trenutnih kvarova na elementima distributivne mreže (npr. kvarovi na deonicama, transformatorima SN/NN i sl.) u celokupnom periodu razmatranja (planiranja) T . U jednačini je uvažen rast opterećenja i rast proizvodnje koji pripadaju oblasti korisničkih čvorova na izvodu (f) za koje je definisana i uvažava se cena neisporučene električne energije ($NLPC_f$). Kada se prvi sabirak napiše u razvijenom obliku dobije se jednačina

$$CINT_t = \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NC_f} \sum_{j \in NLPC_f} \sum_{k \in CLP_j} (1+p(k))^t \cdot LDG(f,j,k) \cdot L(f,i) \cdot \{ \lambda^{fault}(f,i) \cdot [c^{st}(f,i,j,k) + CC^{lt}(f,j,k) \cdot t(f,i,j)] + \lambda^{tfault}(f,i) \cdot c^m(f,i,j,k) \} \quad (5.6)$$

Proizvod binarne i kontinualne promenljive, koji se javljaju u (5.5), je linearizovan na način opisan u [45] i detaljno je prikazan u prilogu 7.3.

Trošak angažovanja ekipa (ljudi, opreme, vozila) na otklanjanju kvarova (u procesu lokalizacije i izolacije kvara i u procesu restauracije napajanja) u razmatranom periodu je obuhvaćen drugim sabirkom u (5.5):

$$CCREW_t = \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NC_f} \lambda^{fault}(f,i) \cdot L(f,i) \cdot cteam(f,i) \quad (5.7)$$

Ograničenja koja su povezana sa troškom angažovanja ekipa su prikazani od (5.30) – (5.33).

Treći sabirak C^{AD} je investicioni trošak, odnosno, trošak ugradnje i trošak održavanja reklozera, sekcionera i indikatora prolaska struje kvara sa daljinskom dojavom. Kada se C^{AD} napiše u razvijenom obliku dobijamo sledeću jednačinu:

$$C^{AD} = \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NR_f} (CI(f,s) + IC(f,s) + MC(f,s)) \cdot w(f,s) + \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NS_f} (CIS(f,s) + ICS(f,s) + MCS(f,s)) \cdot ww(f,s) + \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NFI_f} (CIF(f,s) + ICF(f,s) + MCF(f,s)) \cdot wfi(f,s) \quad (5.8)$$

Četvrti član C^{RL} opisuje trošak relokacije postojećih uređaja za automatizaciju distributivne mreže na novu/optimalnu lokaciju.

$$\begin{aligned}
C^{RL} = & \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NR_f} IC(f,s) \cdot w^m(f,s) + \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NS_f} ICS(f,s) \cdot w w^m(f,s) + \\
& + \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NFI_f} ICF(f,s) \cdot w f i^m(f,s) + \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NR_f^{exist}} (1-w(f,s)) DIC(f,s) + \\
& + \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NS_f^{exist}} (1-w w(f,s)) DICS(f,s) + \sum_{f \in NF} \sum_{s \in NFI_f^{exist}} (1-w f i(f,s)) DICF(f,s)
\end{aligned} \tag{5.9}$$

Jednačina (5.9) zajedno sa ograničenjima (5.28) – (5.30), opisuju trošak usled premeštanja postojećih uređaja, kao i njihov trošak održavanja. Treba imati na umu da se i za postojeće automatizovane uređaje definišu celobrojne promenljive zbog toga što se oni mogu premeštati na druge lokacije. Ako postojeći uređaj ostane na originalnoj lokaciji, tada je za njega računat samo trošak održavanja. Ako se predlaže premeštanje postojećeg uređaja na neku drugu lokaciju, tada se uzimaju u obzir i trošak demontaže i trošak ugradnje. S obzirom da za sva naredna ograničenja važi: $f \in NF$, $i \in NC_f$, $j \in NL_f$, $k \in CL_f$ ovi izrazi su u narednim razmatranjima izostavljeni.

5.3.3 Ograničenja

Ograničenja koja se razmatraju se odnose na pokazatelje pouzdanosti, na uticaj tipa i lokacije uređaja za automatizaciju na cenu i trajanje prekida, kao i na uticaj tipa i lokacije uređaja za automatizaciju na pokazatelje pouzdanosti. Pored toga razmatraju se operaciona, budžetska i logička ograničenja.

Ograničenja vezana za pokazatelje pouzdanosti

Cilj procesa planiranja automatizacije distributivne mreže se bazira na ograničenjima indeksa pouzdanosti. Ograničenja koja se odnose na indekse pouzdanosti SAIDI, SAIFI, MAIFI, i ASIDI, zajedno sa ograničenjima (5.34) – (5.42) obezbeđuju zadovoljavanje željenih vrednosti ovih pokazatelja. Ova ograničenja uvažavaju samo korisnike na izvodu (f) za koje su definisani i uvažavaju se pokazatelji pouzdanosti ($NLPR_f$). Potrebno je naglasiti da ograničenja (5.10) – (5.13) zajedno sa (5.5) omogućuju obezbeđivanje optimalnog scenarija za automatizaciju distributivne mreže u sva tri ranije definisana scenarija: kada se gleda samo cena prekida napajanja, kada se gledaju samo zadovoljenje ciljanih vrednosti pokazatelja pouzdanosti ili jednovremena kombinacija oba spomenuta kriterijuma.

a) SAIDI:

$$\frac{1}{N_{\Sigma con}} \cdot \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NC_f} \sum_{j \in NLPR_f} N_{con}(f,j) \cdot (1-w^{virt}(f,i,j)) \cdot \lambda^{fault}(f,i) \cdot L(f,i) \cdot t(f,i,j) \leq SAIDI_T \tag{5.10}$$

b) SAIFI:

$$\frac{1}{N_{\Sigma con}} \cdot \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NC_f} \sum_{j \in NLPR_f} \lambda^{fault}(f,i) \cdot L(f,i) \cdot N(f,i,j) \leq SAIFI_T \tag{5.11}$$

c) MAIFI:

$$\frac{1}{N_{\Sigma con}} \cdot \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NC_f} \sum_{j \in NLPR_f} \cdot \lambda^{fault}(f,i) \cdot L(f,i) \cdot NCT(f,i,j) + \lambda^{fault}(f,i) \cdot L(f,i) \cdot NCP(f,i,j) \leq MAIFI_T \quad (5.12)$$

d) ASIDI:

$$\frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T (1+p)^t \cdot \left\{ \frac{1}{LDG_{sys}(t)} \cdot \sum_{f \in NF} \sum_{i \in NC_f} \sum_{j \in NLPR_f} \sum_{k \in CLP_j} \lambda^{fault}(f,i) \cdot L(f,i) \cdot t(f,i,j) \cdot LDG(f,j,k) \right\} \leq ASIDI_T \quad (5.13)$$

Ograničenja koja modeluju uticaj tipa i lokacije uređaja za automatizaciju na cenu i trajanje prekida.

a) Uticaj uređaja za automatizaciju na troškove prekida usled trenutnih kvarova

Ograničenja (5.14) i (5.15) se primenjuju u slučajevima trenutnog kvara.

$$c^m(f,i,j,k) \geq CC^m(f,j,k) \cdot \left(1 - \sum_{s \in S^R(f,i,j)} w(f,s) + w^m(f,s)\right) \quad (5.14)$$

$$S^R(f,i,j) = S^{IN}(f,i,j) \cap S^{FH}(f,i), j \in NLPC_f \quad (5.15)$$

Ograničenja (5.14) i (5.15) obezbeđuju da trošak usled trenutnog kvara sa stanovišta korisnika u čvoru (j) bude jednak nuli ako je reklozer instaliran na lokaciji koja pripada skupu $S^R(f,i,j)$. Ako je $S^R(f,i,j) = \{\emptyset\}$, tada važi:

$$c^m(f,i,j,k) = CC^m(f,j,k) \quad (5.16)$$

b) Uticaj uređaja za automatizaciju na troškove prekida usled prolaznih kvarova

Ograničenja (5.17) i (5.18) se primenjuju u slučajevima prolaznih kvarova.

$$c_{virt}^{st}(f,i,j,k) \geq (ww(f,s) + ww^m(f,s)) \cdot CC^{st}(f,j,k), \quad \forall s \in S^R(f,i,j), j \in NLPC_f \quad (5.17)$$

$$c^{st}(f,i,j,k) \geq \left(1 - \sum_{s \in S^R(f,i,j)} w(f,s) + ww^m(f,s)\right) \cdot c_{virt}^{st}(f,i,j,k), \quad j \in NLPC_f \quad (5.18)$$

Ograničenja iz (5.17) i (5.18) definišu da će čvor (j) osetiti posledice kratkotrajnih prekida napajanja ako se trajni kvar (i) desi ispod čvora (j) i ako postoji sekcioner koji pripada oblasti $S^R(f,i,j)$. $CC^m(f,j,k)$ je cena prolaznog prekida za opterećenje/generator tipa (k) u čvoru (j) na izvodu (f) usled trajnog kvara. U slučaju kada se umesto sekcionera nalazi reklozer, korisnik u čvoru (j) neće osetiti kratkotrajni prekid napajanja, bez obzira da li postoji NOS.

$$\begin{aligned}
c^{st}(f,i,j,k) &\geq (w(f,s) + w^m(f,s) + ww(f,s) + ww^m(f,s)) \cdot \\
&\cdot (w(f,ss) + w^m(f,ss) + ww(f,ss) + ww^m(f,ss)) \cdot CC^{st}(f,j,k), \\
&\forall s \in S^{NOS}(f,i,j) \wedge \forall ss \in S^{NO}(f,i,j), j \in NLPC_f
\end{aligned} \tag{5.19}$$

$$S^{NOS}(f,i,j) = S^{IN}(f,i,j) \cap S^{BF}(f,i,j) \tag{5.20}$$

Ograničenja iz (5.19) i (5.20) definišu da će čvor (j) osetiti posledice kratkotrajnog prekida napajanja ako se trajni kvar (i) desi iznad čvora (j) i ako postoji automatski NOS i ako postoji rasklopni uređaj koji propada oblasti $S^{NOS}(f,i,j)$. $S^{NO}(f,i,j)$ je skup normalno otvorenih rasklopnih uređaja (NOS) preko kojih je moguće uraditi restauraciju napajanja za čvor (j) nakon izolacije kvara (i); $S^{BF}(f,i,j)$ je skup potencijalnih lokacija, gde razmatrani daljinski upravljani uređaji mogu biti instalirani, između kvara (i) i NOS-eva preko kojih je moguće napajanja čvora (j). U suprotnom, čvor (j) će biti izložen trajnom prekidu.

Proizvod binarne i kontinualne promenljive u (5.10) i (5.18) kao i proizvod binarnih varijabli u (5.19) i (5.34) je linearizovan kao što je predloženo u [45] i detaljno je prikazan u prilogu 7.3.

c) Uticaj uređaja za automatizaciju na trajanje lokalizacije i izolacije trajnih kvarova

$$\begin{aligned}
tiz(f,i,j) &\geq TIZM(f,i) - \sum_{s \in (S^{IN}(f,i,j) \cup S^{OUT}(f,i,j))} \Delta TIZF(f,i,s) \cdot wfi^{virt}(f,i,s) - \\
&- TIZM(f,i) \cdot \sum_{s \in S(f,i,j)} (w(f,s) + w^m(f,s) + ww(f,s) + ww^m(f,s))
\end{aligned} \tag{5.21}$$

$$wfi^{virt}(f,i,j) - (wfi(f,s) + wfi^m(f,s) + w(f,s) + w^m(f,s) + ww(f,s) + ww^m(f,s)) \leq 0, \tag{5.22}$$

gde $s \in (S^{IN}(f,i,j) \cup S^{OUT}(f,i,j))$

$$\sum_{s \in (S^{IN}(f,i,j) \cup S^{OUT}(f,i,j))} wfi^{virt}(f,i,s) \leq 1 \tag{5.23}$$

$$S(f,i,j) = S^R(f,i,j) \cup S^{NOS}(f,i,j) \tag{5.24}$$

$$\Delta TIZF(f,i,s) = (TIZM(f,i) - T_0(f)) - (TIZM(f,i) - T_0(f)) \cdot \left(\frac{l(f,i,s)}{L_f} \right) \tag{5.25}$$

Ako nakon izolacije trajnog kvara (i) nije moguće u procesu restauracije napojiti čvor (j) tada važi sledeće: $S(f,i,j) = \{\emptyset\}$. Ograničenja (5.21) – (5.24) definišu da je trajanje lokalizacije i izolacije trajnog kvara (i) posmatrano iz čvora (j) jednako nuli ako $S(f,i,j) \neq \{\emptyset\}$ i ukoliko postoji reklozer ili sekcioner na lokaciji $s \in S(f,i,j)$. Ukoliko ne postoji reklozer ili sekcioner

na lokaciji $s \in S(f,i,j)$ ali postoji indikator prolaska struje kvara na lokaciji $s \in (S^{IN}(f,i,j) \cup S^{OUT}(f,i,j))$, trajanje lokalizacije i izolacije trajnog kvara koji se vidi iz (j) se redukuje za $\Delta TIZF(f,i,s)$ kao što je to definisano u (5.25). Prilikom ovoga je potrebno uočiti da se reklozer ili sekcioner instaliran na bilo kojoj lokaciji na izvodu (f) ponaša isto kao i indikator prolaska struje kvara, što je obezbeđeno sa (5.22). U svim ograničenjima od (5.21) do (5.33) podrazumeva se da čvor (j) pripada skupu $NLPR_f, j \in NLPR_f$.

d) Uticaj uređaja za automatizaciju na trajanje restauracije napajanja

$$trs(f,i,j) \geq TRSC^{NOS}(f,i,j) \cdot [1 - \sum_{s \in SNO(f,i,j)} w w(f,s) + w(f,s) + w^m(f,s) + w w^m(f,s)] \quad (5.26)$$

$$trs(f,i,j) = TRepair(f,i) \quad (5.27)$$

$$trs(f,i,j) = TRSC^{FH}(f,i,j) \cdot (1 - w(f,s)), \quad s = s_{FH} \quad (5.28)$$

Ovde je potrebno naglasiti da je samo jedno od ograničenja (5.26) – (5.28) aktivno za svaku kombinaciju (f,i,j) . Ograničenje (5.26) je aktivno ako se napajanje čvora (j) može restaurisati preko NOS. Ograničenje (5.27) je aktivno ako ne postoji NOS i ako se čvor (j) ne može restaurisati preko izvodnog prekidača, kao ni kada se čvor (j) ne može napojiti preko bilo kog NOS usled operativnih naponskih ili strujnih odnosno termičkih ograničenja. U tom slučaju trajanje restauracije napajanja je jednako trajanju popravke kvara ($TRepair(f,i)$). Ograničenje (5.28) je aktivno u slučaju kada je napajanje čvora (j) obezbeđeno preko izvodnog prekidača (s_{FH}). To definiše da će trajanja beznaponske pauze u čvoru (j) biti nula ako je izvodni prekidač daljinski upravljani.

Takođe, potrebno je držati na umu da gore pomenute informacije, odnosno status čvora (j) (napojen ili ne napojen) u slučaju kvara (i) , putanja kojom će se vratiti napajanje (preko izvodnog prekidača ili preko NOS čvora (j) u slučaju kvara na deonici (i)) može biti određen unapred za svaku kombinaciju (f,i,j) korišćenjem funkcije restauracija napajanja [46] u razmatranom delu mreže. Ukoliko $DG(dg,f)$ ne može biti priključen na mrežu kod napajanja iz alternativnog pravca (npr. zbog narušenih naponskih ili termičkih ograničenja na vodu ili problema sa relejnom zaštitom) tada će DG biti van pogona sve dok se kvar ne popravi. U tom slučaju važi ograničenje (5.27). Totalno vreme prekida napajanja čvora (j) usled trajnog kvara (i) na izvodu (f) može se odrediti sledećom jednačinom:

$$t(f,i,j) = tiz(f,i,j) + trs(f,i,j) \quad (5.29)$$

e) Uticaj uređaja za automatizaciju na troškove ekipe na terenu:

$$ciz(f,i) \geq tiz(f,i,j) \cdot CCREW(f,i) \quad (5.30)$$

$$cre(f,i) \geq trs(f,i,j) \cdot CCREW(f), \text{ za } trs(f,i,j) \neq TRepair(f,i) \quad (5.31)$$

$$cre(f,i) = 0 \text{ za } trs(f,i,j) = TRepair(f,i) \quad (5.32)$$

Treba naglasiti da ograničenja (5.30) – (5.32) ne uzimaju u obzir vreme popravke kvara (TRepair(f,i)) za proračun troška angažovanja ekipe. Ukupan trošak angažovanja ekipe u procesu lokalizacije, izolacije i restauracije usled trajnog prekida (i) na izvodu (f) iznosi:

$$ctema(f,i) = ciz(f,i) + cre(f,i) \quad (5.33)$$

Modelovanje uticaja tipa i lokacije uređaja za automatizaciju na pokazatelje pouzdanosti

a) Prolazni kvar ispod čvora

$$NCT(f,i,j) = N_{con}(f,j) \cdot \prod_{s \in S^R(f,i,j)} (1 - (w(f,s) + w^m(f,s))) \quad (5.34)$$

Ograničenje (5.34) definiše da korisnik u čvoru (j) neće osetiti posledice kratkotrajnih prekida napajanja ako je prolazni kvar (i) ispod čvora (j) u slučaju kada postoji reklozer između čvorova (j) i (i).

b) Prolazni kvar iznad čvora

$$NCT(f,i,j) = N_{CON}(f,j) \quad (5.35)$$

Ograničenje (5.35) određuje da će korisnik u čvoru (j) osetiti posledice kratkotrajnih prekida napajanja usled prolaznog kvara (i) koji se desi iznad čvora (j).

c) Trajni kvar ispod čvora

$$N(f,i,j) = N_{CON}(f,i,j) \cdot \prod_{s \in S^R(f,i,j)} (1 - (w(f,s) + w^m(f,s) + ww(f,s) + ww^m(f,s))) \quad (5.36)$$

$$NCP(f,i,j) = [N_{CON}(f,j) \cdot (1 - \prod_{s \in S^R(f,i,j)} (1 - (ww(f,s) + ww^m(f,s))))] \cdot \prod_{s \in S^R(f,i,j)} (1 - (w(f,s) + w^m(f,s))) \quad (5.37)$$

Ograničenje (5.36) određuje da korisnik u čvoru (j) neće osetiti posledice dugotrajnih prekida napajanja ako se trajni kvar (i) desi na elementu koji se nalazi ispod čvora (j) u slučaju kada postoji reklozer ili rasklopni uređaj između čvora (j) i kvara (i). Ograničenje (5.37) određuje da će korisnik u čvoru (j) osetiti kratkotrajne prekide, ako se trajni kvar (i) desi na elementu koji se nalazi ispod čvora (j) a da se između čvora (j) i kvara (i) nalazi sekcioner, ali ne i reklozer.

d) Trajni kvar iznad čvora

$$N(f,i,j) = N_{CON}(f,j) \quad (5.38)$$

$$N(f,i,j) \geq N_{\text{CON}}(f,j) \cdot \prod_{s \in S^{\text{NOS}}(f,i,j)} (1 - (ww(f,s) + ww^m(f,s) + w(f,s) + w^m(f,s))) \quad (5.39)$$

$$N(f,i,j) \geq N_{\text{CON}}(f,j) \cdot \prod_{s \in S^{\text{NO}}(f,i,j)} (1 - (ww(f,s) + ww^m(f,s) + w(f,s) + w^m(f,s))) \quad (5.40)$$

$$N(f,i,j) \leq N_{\text{CON}}(f,j) \quad (5.41)$$

Ograničenje (5.38) je aktivno u slučajevima kada ne postoji NOS preko koga je moguće vratiti napajanje čvoru (j), kao i kada NOS postoji, ali se zbog naponskih i termičkih ograničenja ne može iskoristiti za vraćanje napajanja. Ograničenja (5.39) – (5.41) definišu da korisnik u čvoru (j) neće osetiti posledice dugotrajnih prekida napajanja ako se trajni kvar (i) dogodi na elementu koji se nalazi iznad čvora (j) i ako su ispunjena sledeći uslovi:

- Postoji reklozer ili sekcioner između (i) i (j)
- Postoji automatizovani NOS preko kojeg je moguće vratiti napajanje čvoru (j)

Ova dva uslova omogućuju galvansko odvajanje elementa sa kvarom i korisnika u čvoru (j) i njegovo prebacivanje na susedni izvod preko automatizovanog NOS.

e) Dodatna ograničenja

$$N(f,i,j) = N_{\text{CON}}(f,j) \cdot (1 - w^{\text{virt}}(f,i,j)) \quad (5.42)$$

Ograničenje (5.42) omogućava računanje pokazatelja pouzdanosti SAIDI korišćenog u (5.10). U svim ograničenjima (5.34) – (5.42) uvaženo je da čvor (j) pripada skupu NLPC_f : $j \in \text{NLPC}_f$. Ograničenja (5.34) – (5.42) su detaljnije objašnjena na primeru pojednostavljenog izvoda u prilogu 7.2.

Operaciona i budžetska ograničenja

$$\sum_{s \in \text{SFE}(n,f)} w(f,s) + w^m(f,s) \leq \text{NERC}_{\text{max}}(f), \quad n \in \text{NFE}(f) \quad (5.43)$$

Ograničenje (5.43) obezbeđuje uvažavanje maksimalnog broja reklozera koji se mogu postaviti na izvodu. Ovo ograničenje obezbeđuje da broj reklozera neće preći maksimalno dozvoljeni broj reklozera koji obezbeđuje adekvatnu koordinaciju relejne zaštite.

$$C^{\text{AD}} + C^{\text{RL}} \leq B \quad (5.44)$$

Ograničenje (5.44) je aktivno kada se razmatraju budžetska ograničenja.

Logička ograničenja

$$\sum_{f \in N_f} \sum_{s \in NR_f} w^m(f,s) \leq \sum_{f \in N_f} \sum_{s \in NR_f^{\text{exist}}} (1 - w(f,s)) \quad (5.45)$$

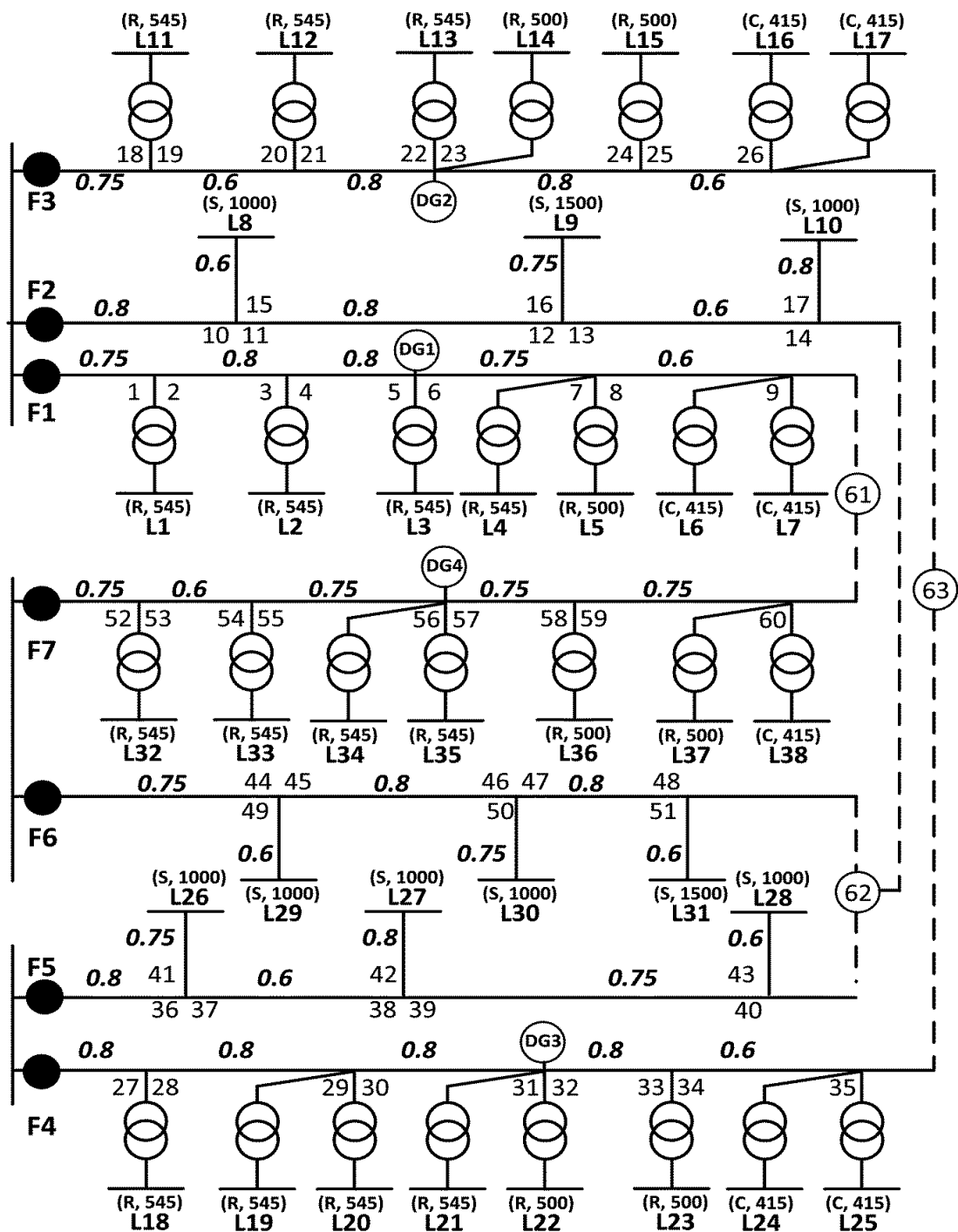
$$\sum_{f \in N_f} \sum_{s \in NS_f} ww^m(f,s) \leq \sum_{f \in N_f} \sum_{s \in NS_f^{exist}} (1- ww(f,s)) \quad (5.46)$$

$$\sum_{f \in N_f} \sum_{s \in NFI_f} wfi^m(f,s) \leq \sum_{f \in N_f} \sum_{s \in NFI_f^{exist}} (1- wfi(f,s)) \quad (5.47)$$

Ograničenja (5.45) – (5.47) obezbeđuju da se samo oni uređaji koji već postoje u mreži mogu premeštati na druge lokacije i da nakon premeštanja razmatrani uređaj više ne postoji na ranijoj lokaciji.

5.4 Testiranje algoritma i analiza rezultata

Za testiranje i verifikaciju predloženog MILP modela (5.5) – (5.47) je korišćena distributivna test mreža prikazana na slici 5.5. Ova test mreža je deo IEEE RBTS test sistema (čvor 4) koja je obrađena i analizirana u [24]. Test mreža se sastoji se od 38 korisničkih čvorova i 63 potencijalne lokacije za ugradnju daljinski upravljanih uređaja.



Slika 5.5 Test mreža

Ova šema je izabrana kao referentna šema za analizu pokazatelja pouzdanosti definisana u IEEE. Najčešće se koristi za poređenje i verifikaciju alternativnih tehnika i kompjuterskih programa za računanje pouzdanosti. Test šema se sastoji od 7 izvoda i dovoljno je mala da se na njoj lako mogu prikazati rezultati proračuna, a sadrži sve potrebne podatke za računanje pokazatelja pouzdanosti, kao i sve elemente koji utiču na pouzdanost. U svrhu testiranja originalna mreža iz [24] je modifikovana tako što su dodata 4 generatora istog tipa na izvodima F1, F3, F4 i F7. Na slici 5.5, puni kružići predstavljaju normalno zatvorene rasklopne uređaje, dok prazni kružići (61, 62 i 63) predstavljaju normalno otvorene uređaje (NOS). Usvojeno je da su rasklopni uređaji u izvodnom polju daljinski nadgledani i upravljani, za razliku od NOS sa kojima komanduje ekipa koja se nalazi na terenu. Svi ostali podaci, kao što je intenzitet otkaza i vrednost opterećenja su preuzeti iz [24] i [36] i dati u tabeli 5.2. U šemi su definisana 3 osnovna tipa korisnika:

- domaćinstva,
- mali industrijski korisnici,
- komercijalni korisnici.

Vršno opterećenje za svaki tip potrošnje je prikazano u tabeli 5.1. Dužine deonice su 0.6, 0.75 i 0.8 km i prikazane su na slici 5.5 pored svake deonice, koje mogu da budu nadzemne i kablovske. Dizajn ove test mreže je urađen prema uobičajenoj praksi u distributivnim kompanijama na osnovu topologije, nivoa opterećenja i definisanih limita. Izvodi su radijalni, sa normalo otvorenim rasklopnim uređajem koji omogućava pravljenje petlje i paralelan rad. U slučaju kvara, rasklopni uređaji na izvodu služe za izolovanje kvara, a normalno otvoreni rasklopni uređaji obezbeđuju mogućnost alternativnog napajanja. U test mreži su modelovana tri tipa korisnika: domaćinstva, mali industrijski korisnici i komercijalni korisnici. Tip korisnika i individualna potrošnja svakog korisnika su prikazani kod korisničkog čvora na test šemi. Korisnički čvorovi su označeni sa L_x, gde je x redni broj korisničkog čvora, a oznaka u zagradi označava tip korisnika i njegovu srednju snagu. Oznake za tip korisnika na slici 5.5 su:

- R – domaćinstva
- S – mali industrijski korisnici
- C – komercijalni korisnici

Tabela 5.1 Opterećenje korisnika u test mreži

Tip korisnika	Vršno opterećenje [MW]
Domaćinstva	19.00
Mali industrijski korisnici	16.30
Komercijalni korisnici	4.70
Ukupno	40.00

Intenzitet otkaza elemenata (sekcija i elemenata u transformatorskim stanicama), tj. verovatnoća pojave trajnog i prolaznog kvara je prikazana u tabeli 5.2. Pretpostavlja se da su osigurači i rastavljači 100% pouzdani. Pored verovatnoće pojave kvara, tabela 5.2 prikazuje troškove ugradnje nove opreme, relokacije postojeće, održavanje uređaja za automatizaciju (CI, IC, MC, DIC). Ovde su dati prosečni troškovi angažovanja ekipa, kao i prosečna vremena potrebna za lokalizaciju i izolaciju kvara i restauraciju napajanja u originalnoj mreži u kojoj nema uređaja za automatizaciju, kao i prosečno vreme da se okupi ekipa i da se stigne do izvoda sa kvarom. Na kraju su date cene neisporučene električne energije za sve tipove potrošnje kao i troškovi koje trpe proizvođači električne energije zbog kvara na distributivnoj mreži usled nemogućnosti da prodaju proizvedenu električnu energiju.

Tabela 5.2 Ulazni podaci

Parametri	Sekcije		Transformatorske stanice (SN/NN)	
$\lambda^{\text{fault}} / \lambda^{\text{tfault}}$	0.065/0.015		0.015/0.004	
$\lambda_{\text{new}}^{\text{fault}} / \lambda_{\text{new}}^{\text{tfault}}$	0.048/0.011		0.011/0.003	
TRepair [h]	5		10	
Cena uređaja za automatizaciju [U.S.\$]	CI	IC	MC	DIC
Reklozer (R)	6,550	500	1,384	500
Sekcioner (S)	4,200	500	922.91	500
Indikator prolaska struje kvara	550	50	117.78	50
Vreme i cena angažovanja ekipe tokom lokalizacije, izolacije kvara i restauracije napajanja				
CCREW [U.S.\$/h]	100			
TIZM [h]	1.8			
T ₀ [h]	0.85			
TRSC ^{NOS} [h]	1.0			
Cena prekida [U.S.\$]	CC ^m	CC st	CC ^{lt}	
Domaćinstva	0.03	0.03	0.50	
Komercijalni korisnici	1.88	5.57	15.55	
Industrijski korisnici	2.16	3.1	5.39	
Distributivni generator	6	6	17.11	

Uvaženo je da se reklozori i sekcioni ponašaju i kao indikatori prolaska struje kvara. Takođe, pretpostavljeno je da reklozori na lokacijama 12 i 38 kao i sekcioni na poziciji 32 već postoje u mreži. Usvojeno je da su svi parametri u izrazima (5.5) – (5.47) isti za svaku kombinaciju (i) i (f) i zbog toga zavisnost (f,i) nije navedena u tabeli 5.2. Pretpostavljeno je da je:

- vremenski horizont proračuna 15 godina,
- interesna (diskontna) stopa 8%,
- godišnja stopa rasta je 2% za svaki tip potrošnje,
- proizvodnja svakog generatora je 1,5 MW,
- godišnja stopa rasta je 1% za svaki generator,
- maksimalni dozvoljeni broj reklozera u nizu je dva.

U slučaju da se pokazatelji pouzdanosti koriste kao kriterijum, tada se pretpostavlja da su ciljane vrednosti pokazatelja pouzdanosti:

- $MAIFI_T=0.06$,
- $SAIFI_T=0.15$,
- $SAIDI_T=0.45$,
- $ASIDI_T=0.49$.

Ovde je potrebno naglasiti da su ciljane vrednosti pokazatelja pouzdanosti izabrane tako da budu za 50% bolje (manje) od početnih vrednosti pokazatelja pouzdanosti u inicijalnom stanju mreže (tj. u inicijalnom scenariju) kao što je prikazano u prvoj vrsti u tabeli 5.3.

Rezultati koji su dobijeni primenom predloženog MILP modela su prikazani u tabeli 5.3. Sa S0 do S10 su označene analizirane strategije, dobijene kombinacijom različitih pojedinačnih strategija za poboljšanje pouzdanosti. Ove strategije su uvažavale ugradnju pojedinačnih uređaja za automatizaciju, njihovu kombinaciju, uvažavanje pokazatelja pouzdanosti, da bi se pokazao njihov uticaj i značaj jednovremenog razmatranja različitih uređaja za automatizaciju. Detaljna analiza rezultata prikazanih u tabeli 5.3 će biti prikazani u nastavku.

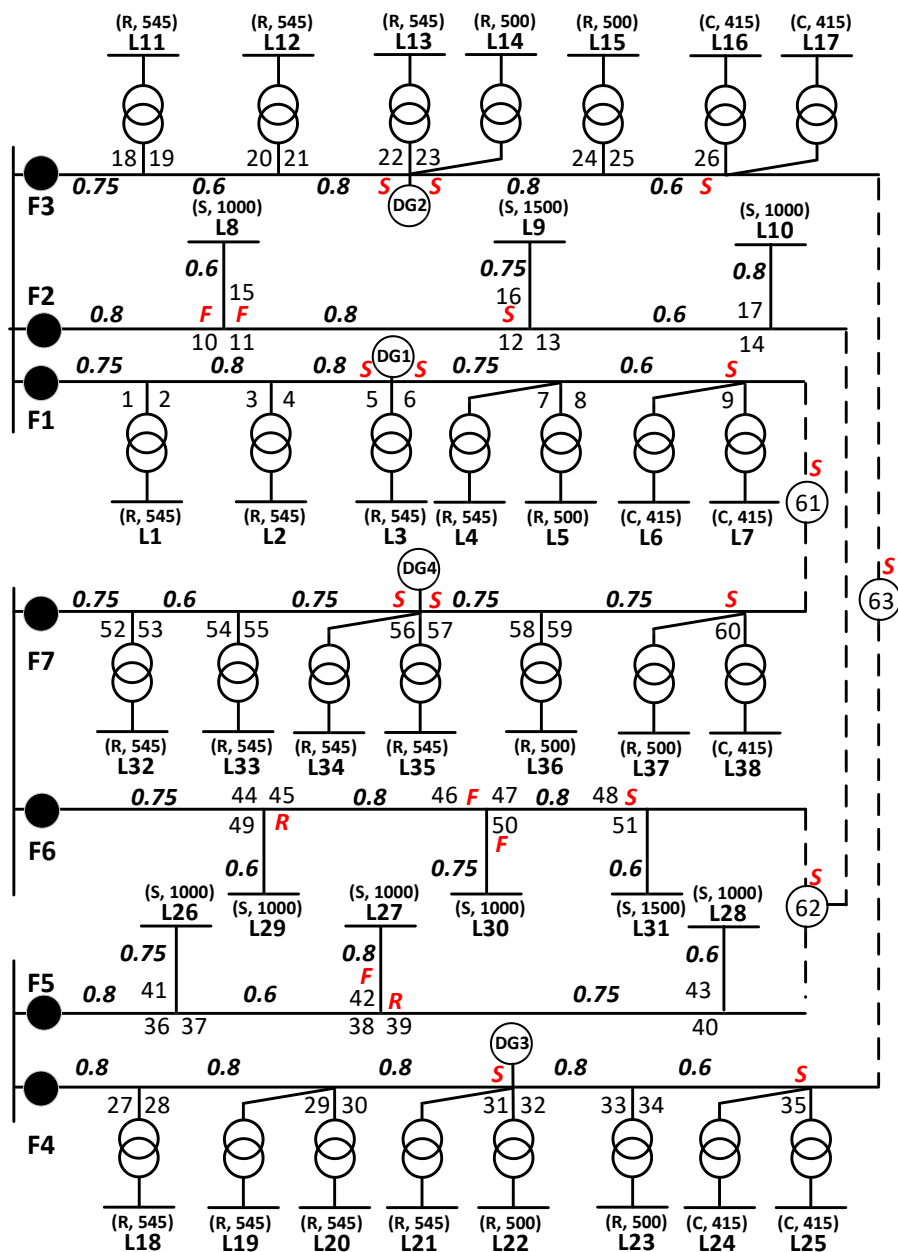
Strategije S0 do S6 su razmatrane za mrežu sa slike 5.5 uz pretpostavku da se troškovi koje trpe korisnici mogu izraziti u novčanim jedinicama. S0 je strategija koja razmatra samo relokaciju postojećih uređaja za automatizaciju, bez ugradnje novih uređaja. Na osnovu rezultata u tabeli 5.3 vidi se da je budžet potreban za ovu strategiju najmanji, ali da su ukupni troškovi za ceo vremenski horizont planiranja veoma veliki. Ovaj rezultat pokazuje potrebu i neophodnost ulaganja u automatizaciju distributivne mreže. Uložena materijalna sredstva u uređaje za automatizaciju će se tokom vremena eksploatacije isplatiti, ali je potrebno pronaći optimalna mesta za ugradnju da bi povraćaj investicija bio najveći.

Tabela 5.3 Test rezultati

Strategija	Novi uređaj za automatizaciju			Pokazatelj pouzdanosti				Relokacija		Ukupan trošak [U.S.\$]	Budžet (C ^{AD} + C ^{RL}) [U.S.\$]
	Reklozer	Sekcioner	Indikator prolaska struje kvara	MAIFI	SAIFI	SAIDI	ASIDI	Sa lokacije	Na lokaciju		
Početna	n/c	n/c	n/c	0.11	0.31	0.91	0.98	12,38,32	n/c	1,823,889	0
S0	n/c	n/c	n/c	0.07	0.26	0.7	0.9	12 32 38	5 63 31	1,586,433	3,000
S1	39, 45	5, 6, 9, 12, 22, 23, 26, 31, 35, 48, 56, 57, 60, 61, 62, 63	10, 15, 42, 46, 50	0.2	0.11	0.38	0.39	12 (32) 38	13 - 37	827,652	112,424
S2	13, 39, 45	5, 6, 9, 22, 23, 26, 31, 35, 48, 56, 57, 60, 61, 62, 63	10, 15, 36, 41, 46, 50	(S1)	(S1)	(S1)	(S1)	12,38,32	n/c	828,357	114,671
S3	6, 9, 13, 22, 23, 31, 32, 39, 45, 47, 56, 57, 61, 62, 63	n/c	n/c	0.06	0.12	0.39	0.42	(12) 32 38	- 5 37	878,208	128,510
S4	n/c	5, 6, 9, 12, 22, 23, 26, 31, 35, 39, 46, 48, 56, 57, 60, 61, 62, 63	n/c	0.2	0.11	0.38	0.4	12 (32) 38	13 - 37	833900	103,212
S5	n/c	n/c	10, 12, 13, 15, 17, 19, 21, 22, 24, 26, 33, 35, 36, 38, 39, 40, 41, 44, 46, 47, 48, 49, 53, 55, 56, 58, 60	0.08	0.3	0.6	0.7	12 32 38	61 63 31	1,272,231	25,973
S6	5, 30, 56, 57	12, 46, 61, 62, 63	-	0.06 _T	0.15 _T	0.45 _T	0.49 _T	12 32 38	23 38 32	68,541	64,850
S7	-	3, 5, 7, 13, 22, 23, 63, 29, 31, 39, 46, 48, 56, 57, 60, 61, 62, 63	21, 24, 55	0.2 _T	0.11 _T	0.38 _T	0.39 _T	(12) (32) (38)	- - -	101,434	97,743
S8	-	5, 22, 31, 56, 57, 61, 62, 63	7, 24, 30, 44, 47, 49, 50	0.18	0.15 _T	0.45 _T	0.49 _T	(12) (32) (38)	- - -	53,699	50,008
S9	-	22, 29, 58	-	0.12	0.15 _T	0.45 _T	0.99	12 32 38	5 56 31	23,559	19,868
S10	5, 13, 23, 30, 32, 39, 56, 57	12, 48, 61, 63	10, 15, 42, 47, 50	0.06 _T	0.15 _T	0.45 _T	0.49 _T	12 32 38	37 62 45	307,147	96,554

n/c – nije razmatrano
(Sx) – Elementi u tekućem scenariju su identični kao i u scenariju Sx.
(x) – Postojeći uređaji ostaju na početnim pozicijama (x)

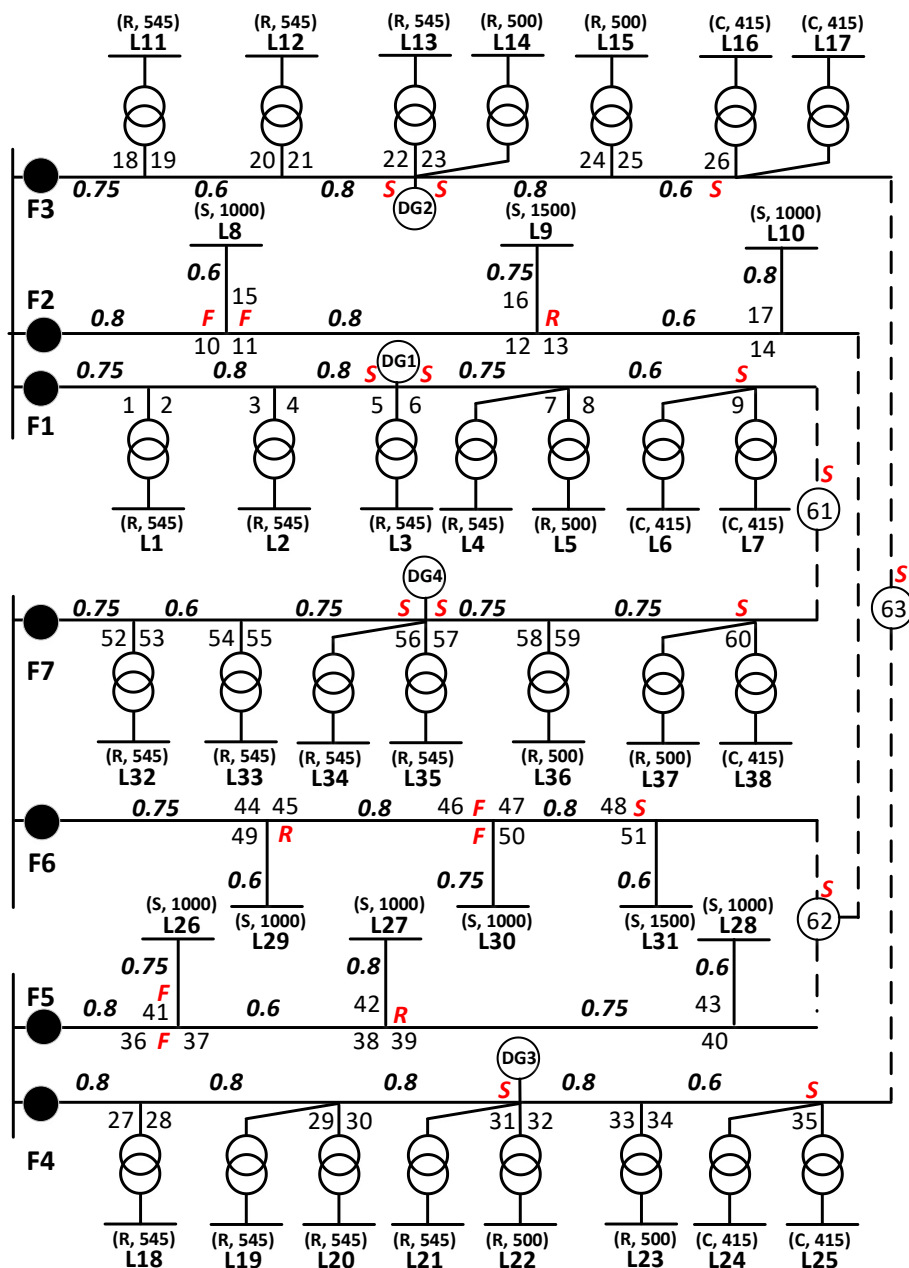
S1 predstavlja optimalnu strategiju, odnosno strategiju sa minimalnim ukupnim troškom definisanim kriterijumskom funkcijom (5.5). Pored ugradnje novih daljinski upravljivih i nadgledanih uređaja (reklozera, sekcionera i indikatora prolaska struje kvara), strategija S1 razmatra istovremeno relokaciju postojećih daljinski upravljivih uređaja. Mesta ugradnje uređaja za automatizaciju predloženih strategijom S1 su prikazana na slici 5.6. Predložena je ugradnja dva nova reklozera, 16 sekcionera, 5 indikatora prolaska struje kvara i predložena je relokacija dva postojeća uređaja. Mesta ugradnje reklozera su obeležena sa R, sekcionera sa S, a indikatora prolaska struje kvara sa F.



Slika 5.6 Strategija S1

Strategija S2 je modifikacija strategije S1 sa jedinom razlikom da se u S2 ne razmatra relokacija postojećih uređaja za automatizaciju. Predloženi rezultat za strategiju S2 je prikazan u tabeli 5.3, kao i na slici 5.7. Ukupni troškovi strategije S2 su veći od strategije S1, a broj i lokacija uređaja za automatizaciju koja treba da bude postavljena u mrežu se razlikuje u ove dve strategije. Ova činjenica ukazuje na potrebu jednovremenog razmatranja ugradnje nove opreme zajedno sa relokacijom postojeće opreme da bi se dobio optimalan broj tip i lokacija uređaja za automatizaciju.

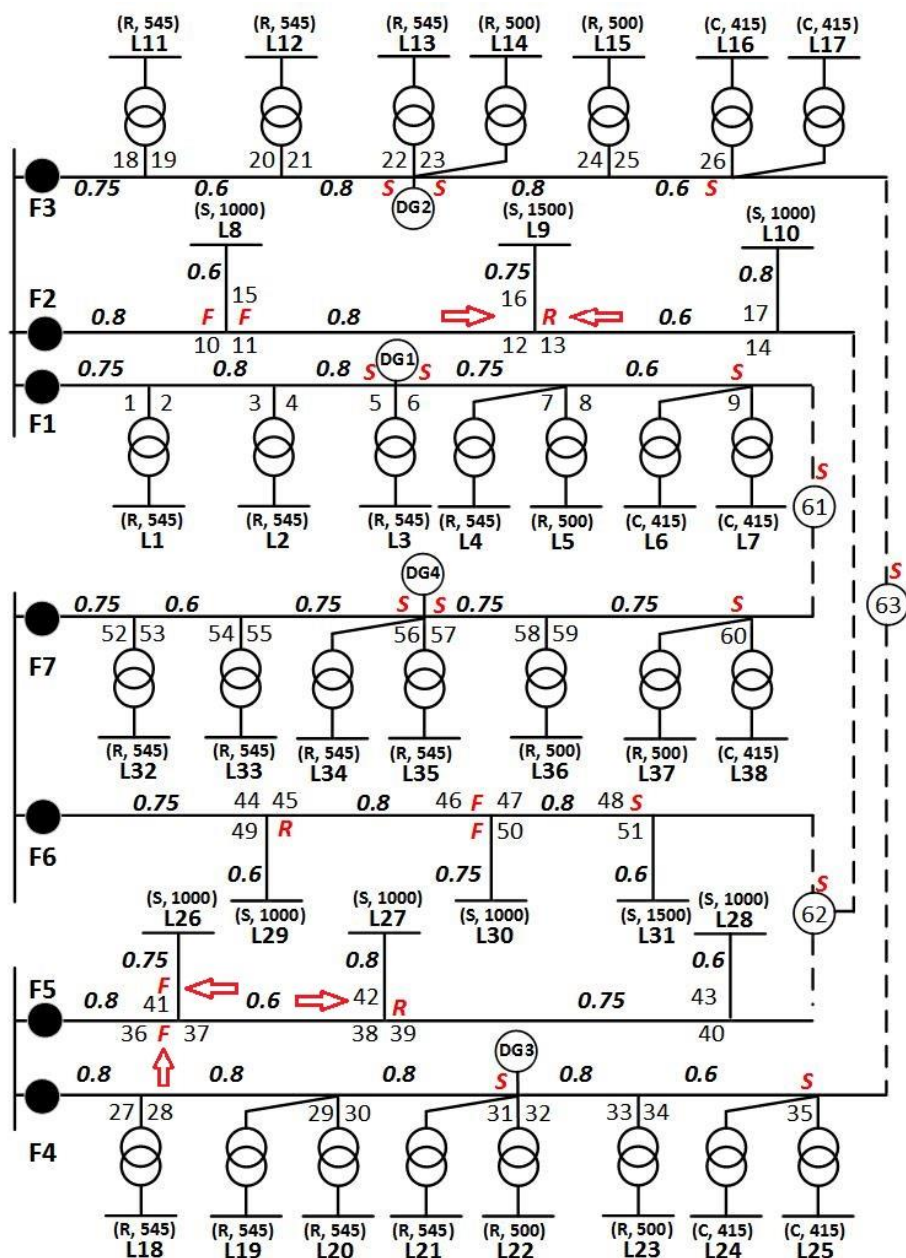
Grafička prezentacija razlike strategije S1 i S2 je prikazana na slici 5.8. Kao osnova je korišćena strategija S2, a sa crvenim strelicama su obeležena mesta gde se strategija S2 razlikuje od strategije S1. Kao što se vidi u strategiji S2, ugrađen je jedan reklozer više (na poziciji 13) u odnosu na strategiju S1.



Slika 5.7 Strategija S2

Ukupno je predložen jedan više indikator prolaska struje kvara na poziciji 36, a indikator sa pozicije 42 je predložen na poziciji 41. U strategiji S2 predložen je jedan sekcioni manje i to na poziciji 12.

Takođe, strategija u kojoj se jedino relokacija postojećih uređaja za automatizaciju razmatra kao strategija za unapređenje pouzdanosti, označena je sa S0. Inicijalni troškovi se redukuju za 13% (sa početnih U.S. \$1,823,889 na U.S. \$ 1,586,433) u odnosu na početnu strategiju. U ovom slučaju inicijalni trošak je trošak koji postoji u početnom stanju mreže. Ovi rezultati pokazuju da relokacija postojeće opreme za automatizaciju distributivne mreže može da bude efikasna strategija za unapređivanje pouzdanosti distributivnih mreža, a pri tome naglašava značaj određivanja optimalne lokacije opreme za automatizaciju u distributivnim mrežama.



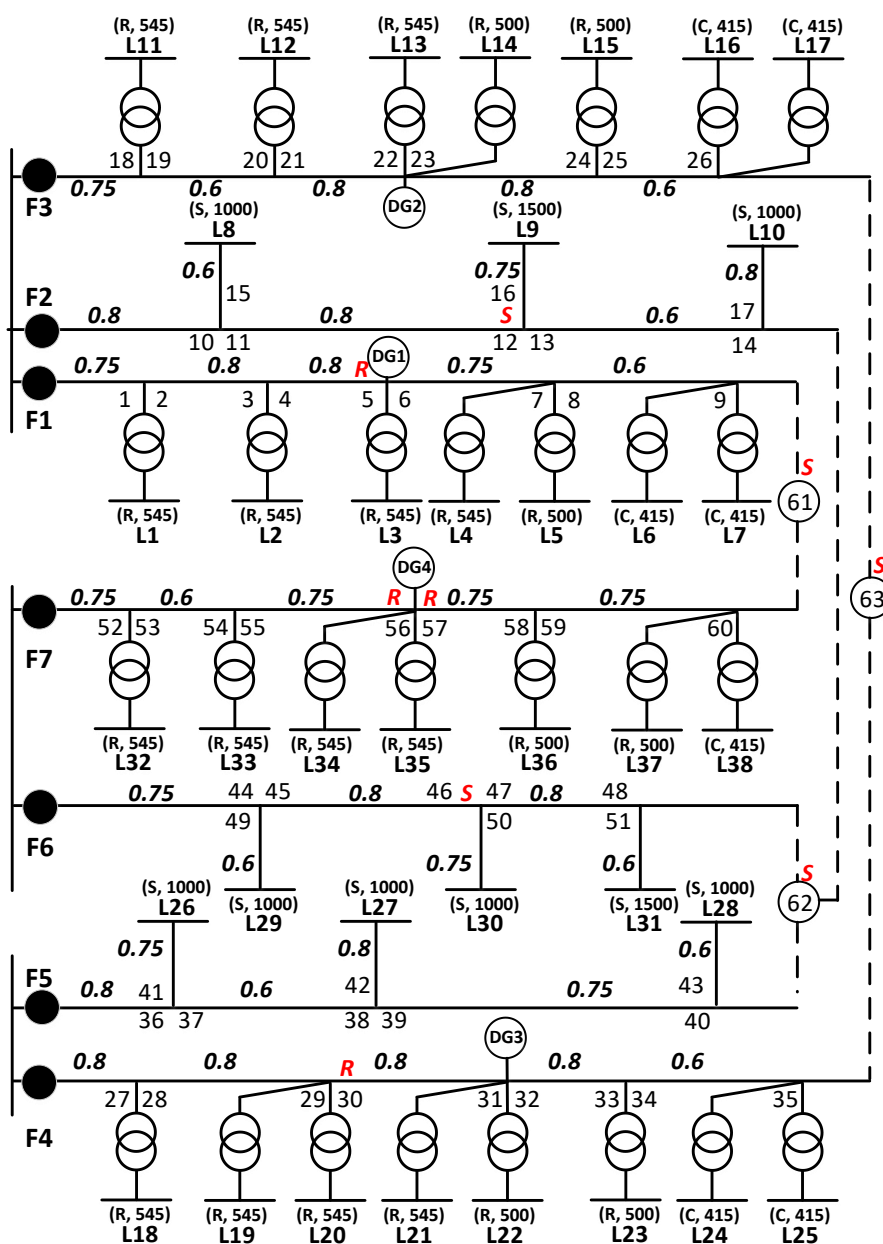
Slika 5.8 Razlika strategije S1 i S2

Uticaj pojedinačnih tipova uređaja na poboljšanje pouzdanosti je razmatran u strategijama u kojima su daljinski uređaji posmatrani zasebno, uz uvažavanje mogućnosti relokacije postojećih uređaja. Na primer u strategijama S3-S5 su posebno razmatrani različiti tipovi opreme za automatizaciju. U strategiji S3 su razmatrani samo reklozeri, u S4 samo sekcioneri, a u S5 samo indikatori prolaska struje kvara. Minimalni ukupni trošak je ostvaren u strategiji S4 (Tabela 5.3). Na osnovu ovih rezultata, u razmatranoj radijalnoj mreži, ovaj tip uređaja ima najveći uticaj na poboljšanje pouzdanosti. Treba naglasiti da strategija S4 ima veći ukupan trošak za 1% u odnosu na S1 gde su svi tipovi uređaja uzeti u obzir. Ovi rezultati potvrđuju važnost istovremenog razmatranja različitih tipova daljinski upravljanih uređaja.

U slučaju kada se samo pokazatelji pouzdanosti koriste za merenje kvaliteta isporuke električne energije, optimalna strategija za unapređenje pouzdanosti distributivne mreže je

prikazan sa S6 u tabeli 5.3 i na slici 5.9. Ciljane vrednosti pokazatelja pouzdanosti korišćene u posmatranom scenariju su označene indeksom (T). Pored toga, ako se pokazatelji pouzdanosti određeni sa optimalnom strategijom S1 koriste kao ciljane vrednosti, strategija za automatizaciju je prikazana sa S7. Ovde je potrebno naglasiti da S1 i S7 obezbeđuju veoma sličnu pouzdanost distributivne mreže, ali se razlikuju u broju i lokaciji opreme za automatizaciju. Takođe, treba naglasiti da različite ciljane vrednosti pokazatelja pouzdanosti kao ove koje su korištene u S6 i S7, mogu da dovedu do primetno različitih strategija za automatizaciju, a samim tim i različitih budžetskih zahteva.

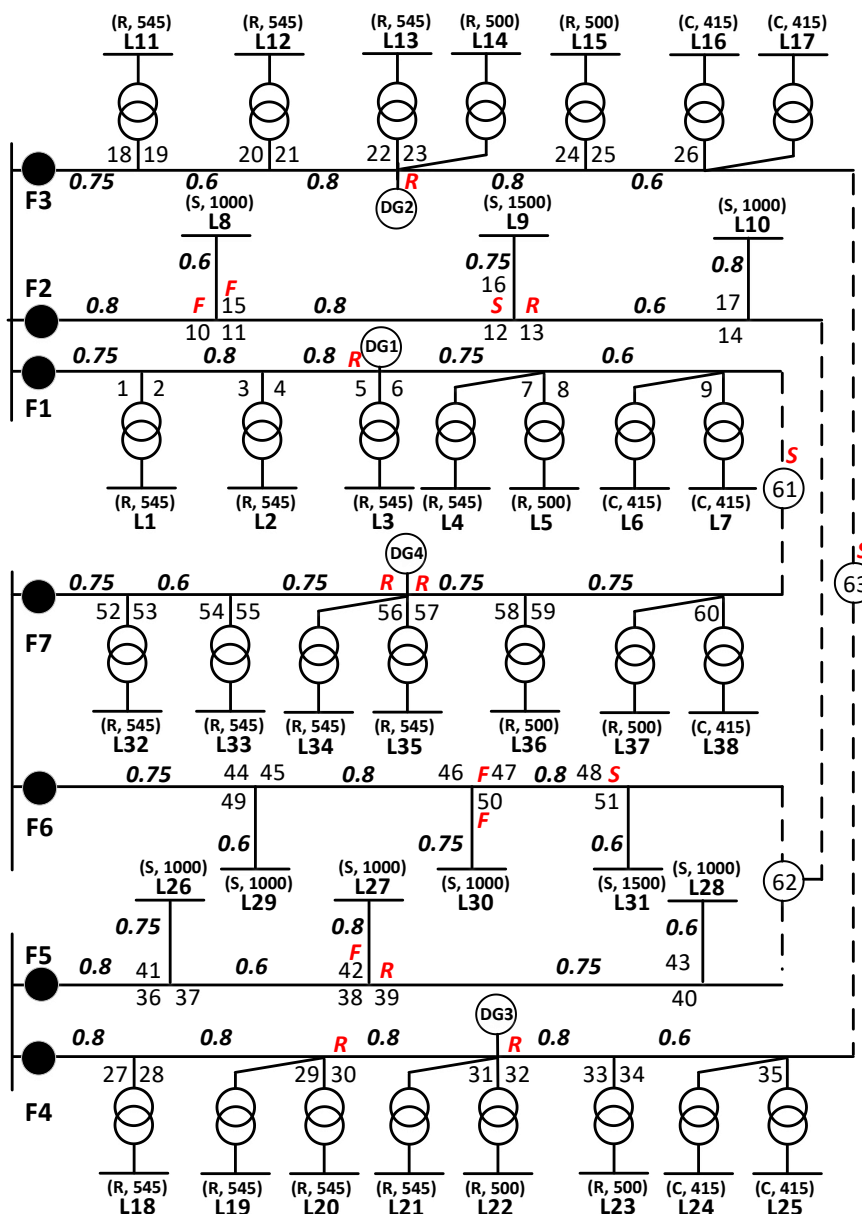
Uticaj tipa pokazatelja pouzdanosti na planiranje strategije za automatizaciju distributivne mreže je prikazan strategijama S8 i S9. U S8 pokazatelj pouzdanosti MAIFI nije razmatran, odnosno nije pravljena razlika između kratkotrajnih i dugotrajnih prekida isporuke električne energije.



Slika 5.9 Strategija S6

Dobijena optimalna strategija za automatizaciju se razlikuje od S6 u odnosu na broj, tip i lokaciju uređaja za automatizaciju. Može se primetiti da reklozer nije deo optimalne strategije u ovom slučaju. Ako ni MAIFI ni ASIDI nisu uzeti u razmatranje optimalni scenario za automatizaciju je prokazan u S9. U ovom scenariju nema uređaja za automatizaciju koji su postavljeni na izvod sa industrijskim korisnicima (F2, F5 i F6). Ovi rezultati naglašavaju uticaj pokazatelja pouzdanosti koji su povezani sa kratkotrajnim prekidima napajanja, kao i pokazatelja pouzdanosti koji su povezani sa veličinom opterećenja na scenario za optimalnu automatizaciju distributivnih mreža.

U slučaju kada se razmatra trošak usled nestanka električne energije industrijskih korisnika (priključenih na izvode F2, F5 i F6) i kada se pokazatelji pouzdanosti koriste kao



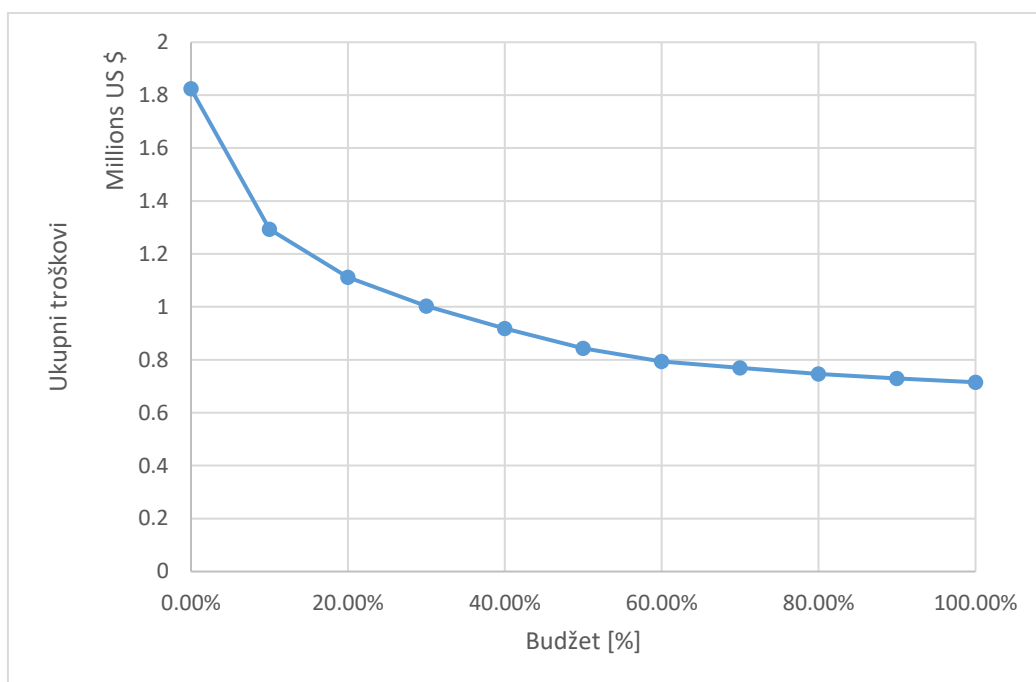
Slika 5.10 Strategija S10

mera pouzdanosti distributivne mreže, optimalni scenario za automatizaciju je prikazan sa S10 (Slika 5.10). U S10, ciljane vrednosti pokazatelja pouzdanosti kao i cena neisporučene energije velikih industrijskih korisnika je ista kao u ranijim scenarijima S1 i S6. Optimalno rešenje prikazano u S10 se razlikuje od scenarija S1 i S6. Potrebno je naglasiti da zahtevani budžet (B), odnosno trošak dodeljen elektrodistributivnoj kompaniji je najveći u S1 a najmanji u S6. Ovi rezultati takođe pokazuju kako način određivanja nivoa pouzdanosti utiče na scenario za optimalnu automatizaciju distributivnih mreža.

Uticaj budžetskih ograničenja će biti prikazan na sledećem primeru. Posmatra se ista početna mreža, gde se sa S-100% označena optimalna strategija S1 iz tabele 5.3. Prilikom određivanja strategije S-100% nisu uvažavana budžetska ograničenja, budžet koji je dobijen primenom MILP modela se uzima kao početni budžet. Svaka sledeća strategija je računata sa budžetom koji je za dodatnih 10% manji od početnog budžeta (Tabela 5.4). Strategija S-90% ima budžet koji je za 10% bio manji od budžeta koji je dobijen bez uvažavanja budžetskih ograničenja. Može se videti da je u strategiji S-90% ugrađen jedan reklozer manje, isti broj sekcionera i tri indikatora prolaska struje kvara manje nego u optimalnoj strategiji S-100%, pri čemu su se ukupni troškovi povećali samo za 0.2%. Strategija S-80% ima budžet koji je za 20% manji od budžeta strategije S-100%, a ukupni troškovi su za 1% veći od troškova u optimalnoj strategiji.

Tabela 5.4 Test rezultati sa budžetskim ograničenjima

Strategija	Novi uredaj za automatizaciju			Relokacija		Budžetska ograničenja [% of S1]	Ukupan trošak [U.S.\$]	Budžet (C ^{AD} + C ^{RL}) [U.S.\$]
	Reklozer	Sekcioner	Indikator prolaska struje kvara	Sa lokacije	Na lokaciju			
Početna	n/c	n/c	n/c	12,38,32	n/c	0	1823889	0
S -100%	39, 45	5, 6, 9, 12, 22, 23, 26, 31, 35, 48, 56, 57, 60, 61, 62, 63	10, 15, 42, 46, 50	12 32 38	13 32 37	100%	827652	112424
S – 90%	45	5, 6, 9, 12, 22, 23, 26, 31, 35, 48, 56, 57, 60, 61, 62, 63	39, 46	12 32 38	13 32 38	90%	830021	100837
S-80%	45	5, 6, 9, 22, 23, 26, 31, 35, 48, 56, 57, 61, 62, 63	14, 16, 39	12 32 38	12 32 38	80%	836090	89309
S-70%	-	5, 6, 9, 22, 23, 26, 31, 46, 56, 57, 61, 62, 63	14, 16, 33, 39, 50, 58	12 32 38	12 32 38	70%	846337	77406
S-60%	-	5, 6, 22, 23, 31, 46, 56, 57, 61, 62, 63	7, 14, 16, 24, 33, 39, 50	12 32 38	12 32 38	60%	860954	66877
S-50%	-	5, 6, 22, 23, 31, 46, 56, 57, 61, 62, 63	-	12 32 38	61 63 31	50%	899665	56229
S-40%	-	5, 22, 31, 56, 61, 62, 63	7, 10, 12, 38, 46	12 32 38	23 32 57	40%	963534	44949
S-30%	-	5, 22, 63, 61, 62, 63	7, 12, 24, 38, 46	12 32 38	31 32 56	30%	1036260	33703
S-20%	-	5, 61, 63	12, 38, 46,	12 32 38	31 22 56	20%	1134434	22022
S-10%	-	63	12, 22, 38, 46, 56	12 32 38	5 32 61	10%	1304755	11212



Slika 5.11 Uticaj budžetskih ograničenja na ukupan trošak pouzdanosti

Na ovom primeru se vidi da se uticaj povećanja budžeta na smanjenje ukupnih troškova smanjuje i da posle neke tačke ulazi u zasićenje. Uticaj budžeta na ukupne troškove je grafički prikazan na slici 5.11. Budžet od 10% ima najveći doprinos na smanjenje ukupnih troškova u vrednosti od U.S. \$ 519,134. Povećanje budžeta za dodatnih 10% smanjuje ukupne troškove za dodatnih U.S. \$ 170,321. Svako dodatno povećanje budžeta smanjuje uticaj na ukupne troškove, pa u slučaju kada ukupni budžet pređe 60% dodatno povećanje budžeta smanjuje ukupne troškove za manje do U.S. \$ 10,000.

Vremenski horizont koji se posmatra prilikom određivanja optimalne strategije za automatizaciju distributivne mreže je jedan od važnih činilaca, a njegov uticaj će biti prikazan u nastavku. Uređaji za automatizaciju koji se ugrađuju u distributivnu mrežu treba da obezbede dobit koja će u toku njihovog životnog veka opravdati investicije i doneti profit ODS. Primer prikazan u tabeli 5.5 pokazuje uticaj vremenskog horizonta na planiranje optimalne strategije za automatizaciju. Sa S-15 je obeležena optimalna strategija (identična sa S1 iz tabele 5.3) koja je dobijena u slučaju kada se razmatra vremenski horizont planiranja od 15 godina. Strategija S-5 je dobijena tako što je vremenski horizont skraćen na 5 godina, a u S-1 vremenski horizont je bio postavljen samo na godinu dana. Može se primetiti da se u strategiji S-5 ne predlaže ugradnja reklozera, pošto njihova ugradnja sa tako kratkim vremenskim horizontom planiranja ne može da opravda potrebne investicije. Broj uređaja za automatizaciju koji se ugrađuju u distributivnu mrežu je manji u strategijama S-5 i S-1. Da bi se ove strategije mogle porediti, ukupni troškovi su svedeni na isti vremenski period. Ukupni troškovi koji se posmatraju na horizontu od 15 godina najmanji su kod optimalne strategije S-15.

Tabela 5.5 Uticaj vremenskog horizonta na strategiju za automatizaciju

Strategija	Novi uredaj za automatizaciju			Relokacija		Vremenski horizont [godina]	Ukupan trošak [U.S.\$]	Budžet ($C^{AD} + C^{RL}$) [U.S.\$]
	Reklozer	Sekcioner	Indikator prolaska struje kvara	Sa lokacije	Na lokaciju			
Početna	n/c	n/c	n/c	12,38,32	n/c	0	1823889	0
S -15	39, 45	5, 6, 9, 12, 22, 23, 26, 31, 35, 48, 56, 57, 60, 61, 62, 63	10, 15, 42, 46, 50	12 32 38	13 32 37	15	827652	112424
S - 5	-	5, 6, 9, 22, 23, 31, 46, 56, 57, 61, 62, 63	14, 16, 24, 33, 47	12 32 38	13 32 38	5	855375	71064
S-1	-	22, 61, 63	12, 38, 46	12 32 38	31 5 56	1	1135686	22022

Za rešavanje MILP problema (5.5) – (5.47) korišćen je programski paket CPLEX 12.6.3 [54] na procesoru od 1.6-GHz i 8 GB RAM memorije. Vreme rešavanja najkompleksnijeg problema, strategije S10, je manje od 50 sekundi. Sposobnost predloženog pristupa za rešavanje problema realnih mreža je takođe testirana. Za mrežu od 210 izvoda, koja je kreirana umnožavanjem mreže sa slike 5.5, ukupan trošak je U.S.\$ 9,214,410 dok je vreme izvršenja manje od 50 minuta. Time je demonstrirana sposobnost predloženog pristupa da rešava probleme realnih veličina.

6. Zaključak

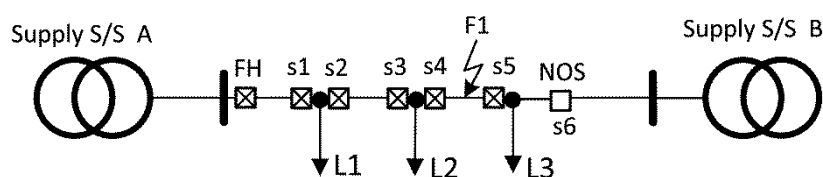
U ovoj disertaciji je predložen pristup, zasnovan na mešovitom celobrojnom lineranom programiranju, za određivanje optimalnog scenarija automatizacije u distributivnim mrežama. Predloženi pristup istovremeno određuje optimalan broj, tip i lokaciju više različitih tipova novih automatizovanih uređaja (reklozera, sekcionera i detektora prolaska struje kvara) kao i optimalnu relokaciju postojećih automatizovanih uređaja. Pored troškova novih automatizovanih uređaja i troškova relokacije postojećih automatizovanih uređaja, koji se najčešće uvažavaju u literaturi, predloženi pristup uzima u obzir i troškove ekipa angažovanih kod otklanjanja kvarova. Takođe je, pored troškova koje trpe korisnici distributivnog sistema usled kratkotrajnih i dugotrajnih prekida, omogućeno i uvažavanje troškova usled trenutnih prekida uzrokovanih prolaznim kvarovima. Ovi troškovi su od posebnog značaja za velike industrijske i komercijalne potrošače (npr. zbog oštećenja opreme bazirane na elektronici ili problema u radu velikih indukcionih motora). Pored troškova usled prekida, pristup predložen u ovoj tezi, uvažava i različite indekse kao meru pouzdanosti. Uz uobičajeno korišćene indekse, bazirane na broju korisnika pogođenih trajnim kvarovima, kao što su SAIFI i SAIDI, razmatra se i pokazatelj pouzdanosti koji je baziran na trenutnim/kratkotrajnim prekidima (MAIFI) kao i pokazatelj baziran na veličini opterećenja pogođenog trajnim kvarom (ASIDI). Predloženi pristup omogućava određivanje optimalnog scenarija automatizacije ako je cilj optimizacije definisan u novčanim jedinicama (minimizacija ukupnih troškova), ako je cilj definisan kroz zadate (ciljne) vrednosti pojedinih pokazatelja pouzdanosti kao i u slučaju kada se koristi kombinacija prethodna dva cilja. Poslednja mogućnost obezbeđuje da se razmatraju troškovi prekida kod onih korisnika kod kojih se na jednostavan način mogu identifikovati direktni troškovi kod prekida napajanja a da se kod svih ostalih korisnika koriste različiti indeksi kao mera pouzdanosti. Dobijeni rezultati pokazuju da predloženi pristup predstavlja efikasan alat za određivanje najboljeg scenarija automatizacije u distributivnim mrežama. Oni naglašavaju značaj jednovremenog razmatranja više različitih tipova automatizovanih uređaja kao i relokacije postojećih uređaja. Rezultati takođe naglašavaju značaj i važnost uvažavanja pokazatelja pouzdanosti baziranih na trenutnim prekidima (npr. MAIFI) kao i pokazatelja pouzdanosti baziranih na veličini opterećenja pogođenog kvarom (npr. ASIDI) u planiranju budućih sistema za automatizaciju.

Budući pravci rada u ovoj oblasti će biti usmereni ka uvažavanju i modelovanju neizvesnosti vezanih za veličinu opterećenja, promenljivost i neizvesnost proizvodnje iz obnovljivih izvora, kao i neizvesnost vezanu za intenzitet otkaza i dužine trajanja prekida napajanja. Za određivanje najboljeg scenarija automatizacije u prisustvu navedenih neizvesnosti će se razvijati pristupi zasnovani na analizi rizika, odnosno na oceni i rangiranje rizika, čija osnova može da bude deterministički algoritam koji je predstavljen u ovom radu.

7. Prilozi

7.1 Primeri ograničenja

Ograničenja (5.34) – (5.42) će ovde biti detaljnije objašnjena na primeru pojednostavljenog izvoda prikazanog na slici 7.1. Pojednostavljeni izvod polazi iz transformatorske stanice A i sastoji se od tri deonice. Na početku izvoda se nalazi izvodni prekidač (FH), a svaka deonica na svojim krajevima može da ima sekcionere (s_x). Na izvodu se nalaze i tri korisnička čvora sa potrošnjom (L1, L2 i L3). Ovaj izvod ima NOS prema susednom izvodu, koji se napaja iz susedne transformatorske stanice B.



Slika 7.1 Pojednostavljeni izvod za prikaz ograničenja

Da bi se prikazao uticaj uređaja za automatizaciju na broj korisnika pogođenih kvarom, analizira se kvar F1 ($i = F1$) zajedno sa 5 potencijalnih mesta za postavku reklozera ($s1 - s5$). Pretpostavlja se da ovde ne postoje ranije postavljeni uređaji za automatizaciju distributivne mreže ($w^m(.)=w^m(.)=0$), a da su NOS ($s6$) i izvodni prekidač (FH) automatizovani. Uvažavajući pomenute uslove set ograničenja (5.34) – (5.42) definiše broj korisnika koji će biti pogođeni kratkotrajnim i dugotrajnim prekidima isporuke električne energije u slučaju prolaznog i trajnog kvara F1.

Prema (5.15) i (5.20) mogu se napisati sledeće jednačine:

$$S^R(1,F1,L1) = \{s2,s3,s4\} \cap \{s1,s2,s3,s4\} = \{s2,s3,s4\} \quad (P.1)$$

Korisnik L1 neće osetiti trenutne prekide isporuke električne energije usled kvara F1, ako je reklozer instaliran na lokaciji koja pripada skupu $S^R=\{s2, s3, s4\}$ (između korisnika L1 i kvara F1). Isto važi i za korisnike L2 i L3.

$$S^R(1,F1,L2) = \{s4\} \cap \{s1,s2,s3,s4\} = \{s4\} \quad (P.2)$$

$$S^R(1,F1,L3) = \{s5\} \cap \{s1,s2,s3,s4\} = \{\emptyset\} \quad (P.3)$$

Korisnik će osetiti posledice kratkotrajnog prekida isporuke električne energije u slučaju trajnog kvara ako postoji automatski NOS koji pripada oblasti S^{NOS} . U slučaju kvara F1, za korisnike L1 i L2 S^{NOS} je prazan skup, a za korisnika L3 to je $S^{NOS}=\{s5\}$:

$$S^{NOS}(1,F1,L1) = \{s2,s3,s4\} \cap \{s5\} = \{\emptyset\} \quad (P.4)$$

$$S^{NOS}(1,F1,L2) = \{s4\} \cap \{s5\} = \{\emptyset\} \quad (P.5)$$

$$S^{NOS}(1,F1,L3) = \{s5\} \cap \{s5\} = \{s5\} \quad (P.6)$$

$$SNO(1,F1,L1) = SNO(1,F1,L2) = SNO(1,F1,L3) = \{s6\} \quad (P.7)$$

Za sva tri korisnika, $s6$ je normalno otvoreni rasklopni uređaj preko kog je moguće uraditi restauraciju napajanja – $SNO(f,i,j)=\{s6\}$.

a) U slučaju da je F1 prolazni kvar

Prema ograničenjima (P.1) – (P.3) i ograničenjima (5.34) i (5.35) mogu se napisati sledeće jednačine koje reprezentuju broj korisnika pogođenih posledicama trenutnih prekida napajanja u slučaju kvara F1:

$$NCT(1,F1,L1) = N_{CON}(1,L1) \cdot (1-w(1,s2)) \cdot (1-w(1,s3)) \cdot (1-w(1,s4)) \quad (P.8)$$

$$NCT(1,F1,L2) = N_{CON}(1,L2) \cdot (1-w(1,s4)) \quad (P.9)$$

$$NCT(1,F1,L3) = N_{CON}(1,L3) \quad (P.10)$$

Ovde je potrebno naglasiti da će na osnovu (P.8) – (P.10) korisnik u čvoru L3 osetiti kratkotrajni prekid napajanja u slučaju prolaznog kvara F1, bez obzira na lokaciju reklozera ($s1-s5$). U slučaju da je reklozer postavljen u $s4$ ($w(1,s1)=0$, $w(1,s2)=0$, $w(1,s3)=0$, $w(1,s4)=1$) i ako je NOS automatizovan ($ww(1,s6)=1$) korisnici u čvorovima L1 i L2 neće osetiti kratkotrajni prekid napajanja, dok će korisnik L3 osetiti kratkotrajni prekida napajanja. Jednačine (P.8) – (P.10) u tom slučaju postaju

$$NCT(1,F1,L1) = 0 \quad (P.11)$$

$$NCT(1,F1,L2) = 0 \quad (P.12)$$

$$NCT(1,F1,L3) = N_{CON}(1,L3) \quad (P.13)$$

Na ovaj način je definisan broj korisnika pogođenih kratkotrajnim prekidom napajanja F1.

b) U slučaju da je F1 trajni kvar koji se desio ispod čvora

Uvažavajući ograničenja (P.1) – (P.3) kao i (5.36) – (5.37) broj korisnika koji oseće posledice kratkotrajnih i dugotrajnih prekida napajanja za čvorove iznad kvara F1 mogu da se prikažu sledećim jednačinama:

$$N(1,F1,L1) = N_{CON}(1,L1) \cdot (1-(w(1,s2)+ww(1,s2))) \cdot (1-(w(1,s3)+ww(1,s3))) \cdot (1-(w(1,s4)+ww(1,s4))) \quad (P.14)$$

$$N(1,F1,L2) = N_{CON}(1,L2) \cdot (1-(w(1,s4)+ww(1,s4))) \quad (P.15)$$

Broj korisnika koji osete posledice dugotrajnih prekida napajanja za čvorove iznad kvara F1 mogu da se prikažu sledećim jednačinama:

$$NCP(1,F1,L1) = [N_{CON}(1,L1) \cdot (1-(1-(ww(1,s2)) \cdot (1-ww(1,s3)) \cdot (1-ww(1,s4))))] \cdot (1-w(1,s2)) \cdot (1-w(1,s3)) \cdot (1-w(1,s4)) \quad (P.16)$$

$$NCP(1,F1,L2) = [N_{CON}(1,L2) \cdot (1-(1-(ww(1,s4))))] \cdot (1-w(1,s4)) \quad (P.17)$$

U slučaju da je reklozer postavljen u s4 ($w(1,s1)=0$, $w(1,s2)=0$, $w(1,s3)=0$, $w(1,s4)=1$) i ako je NOS automatizovan ($ww(1,s6)=1$), jednačine (P.14) – (P.17) postaju:

$$N(1,F1,L1) = 0 \quad (P.18)$$

$$N(1,F1,L2) = 0 \quad (P.19)$$

$$NCP(1,F1,L1) = 0 \quad (P.20)$$

$$NCP(1,F1,L2) = 0 \quad (P.21)$$

Na osnovu ovoga sledi da je broj korisnika u čvorovima iznad F1 koji će osetiti posledice dugotrajnih i kratkotrajnih prekida napajanja u slučaju trajnog kvara nula.

c) U slučaju da je trajni kvar F1 iznad čvora

Prema ograničenjima (P.4) – (P.7) i (5.38) – (5.41) sledeće jednačine mogu da se napišu za čvorove ispod F1.

$$N(1,F1,L3) \geq N_{CON}(1,L3) \cdot (1-(w(1,s5)+ww(1,s5))) \quad (P.22)$$

$$N(1,F1,L3) \geq N_{CON}(1,L3) \cdot (1-(w(1,s6)+ww(1,s6))) \quad (P.23)$$

$$N(1,F1,L3) \leq N_{CON}(1,L3) \quad (P.24)$$

Uvažavajući $ww(1,s6) = 1$ i $w(1,s4) = 1$ prethodne jednačine se mogu napisati u obliku:

$$N(1,F1,L3) \geq N_{CON}(1,L3) \quad (P.25)$$

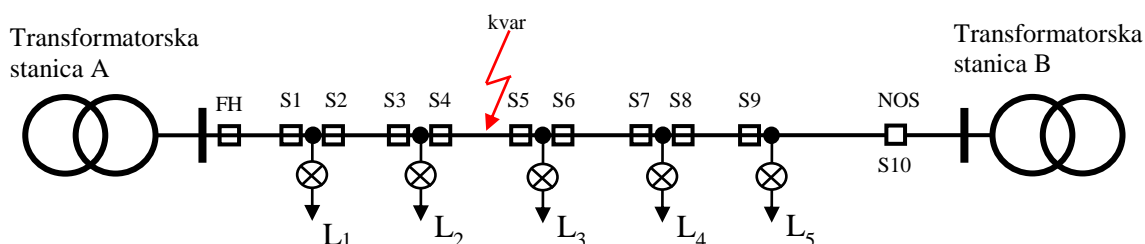
$$N(1,F1,L3) \geq 0 \quad (P.26)$$

$$N(1,F1,L3) \leq N_{CON}(1,L3) \quad (P.27)$$

Iz ovoga proizilazi da je $N(1,F1,L3) = N_{CON}(1,L3)$. Na ovaj način je određen broj korisnika u čvorovima ispod F1 koji će osetiti posledice dugotrajnih prekida napajanja u slučaju trajnog kvara.

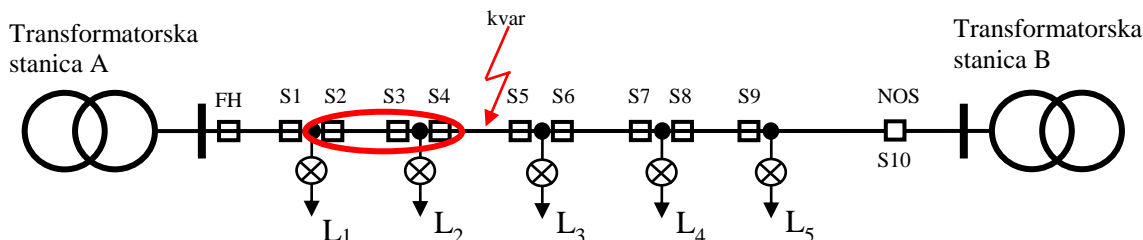
7.2 Definicija zona u modelu

U predloženom MILP modelu (5.5) – (5.47) definisane su različite zone kojima pripada oprema ($S^{IN}(f,i,j)$, $S^{OUT}(f,i,j)$, $S^{FH}(f,i)$, $S^{NO}(f,i,j)$, $S^{BF}(f,i,j)$, S^R). U ovom prilogu će ove zone biti grafički prikazane na pojednostavljenom izvodu, koji ima mogućnost dvostranog napajanja. Pojednostavljeni izvod (Slika 7.2) polazi iz transformatorske stanice A sastoji se od šest deonica. Na početku izvoda se nalazi izvodni prekidač (FH), a svaka deonica na svojim krajevima može da ima sekcionere (s_x). Na izvodu se nalazi i pet korisničkih čvorova sa potrošnjom (L_1, L_2, L_3, L_4 i L_5). Ovaj izvod ima NOS prema susednom izvodu, koji se napaja iz susedne transformatorske stanice B. Na sledećim slikama definisane su oblasti, ako se posmatra kvar između s_4 i s_5 i korisnik L_1 .



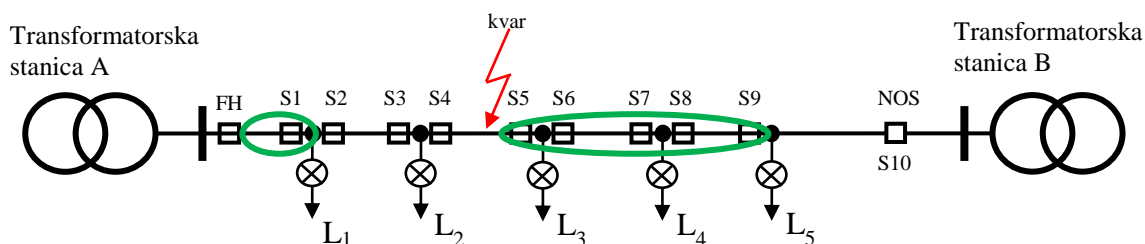
Slika 7.2 Pojednostavljeni izvod za prikaz zona

$S^{IN}(f,i,j)$ – skup potencijalnih lokacija između kvara (i) i čvora (j) gde razmatrani daljinski upravljani uređaji mogu biti instalirani. Na pojednostavljenom izvodu sa slike to su mesta s_2, s_3 , i s_4 . Na slici 7.3, ova mesta su obojena crvenom bojom.



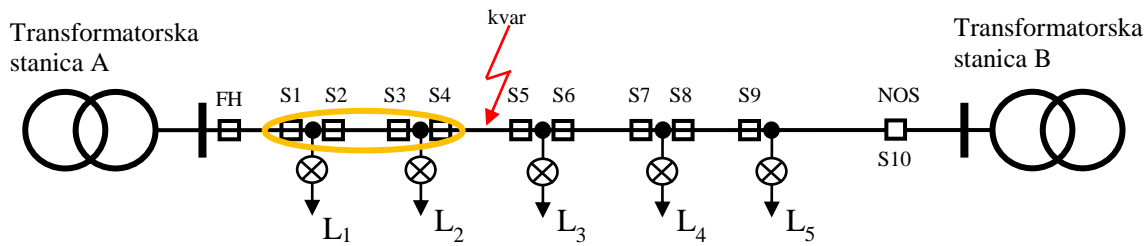
Slika 7.3 Prikaz oblasti S^{IN}

$S^{OUT}(f,i,j)$ – skup mogućih lokacija za ugradnju uređaja za automatizaciju koje ne pripadaju skupu $S^{IN}(f,i,j)$. Na pojednostavljenom izvodu sa slike to su mesta s_1, s_5, s_6, s_7, s_8 , i s_9 . Na slici 7.4 ova mesta su obojena zelenom bojom.



Slika 7.4 Prikaz oblasti S^{OUT}

$S^{FH}(f,i)$ – skup mogućih lokacija za ugradnju uređaja za automatizaciju između kvara (i) i početka izvoda. Na pojednostavljenom izvodu sa slike to su mesta $s_1, s_2, s_3,$ i s_4 . Na slici 7.5, ova mesta su obojena žutom bojom.

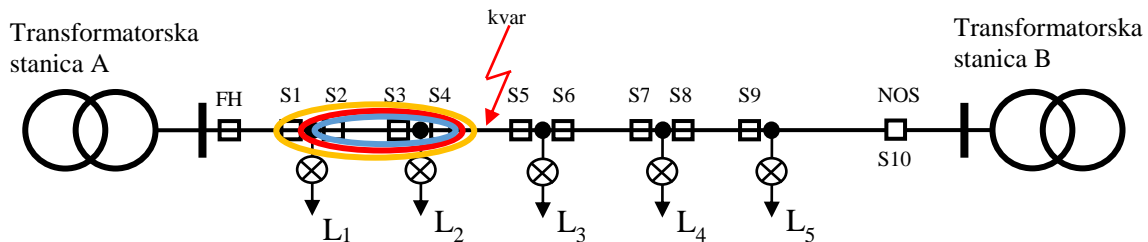


Slika 7.5 Prikaz oblasti S^{FH}

$SNO(f,i,j)$ – skup NOS kroz koje je moguće vraćanje napajanja čvoru (j) nakon izolacije kvara (i). U slučaju kvara F1, nakon lokalizacije i izolacije, korisnik L1 može da se napoji samo preko izvodnog prekidača, tako da je SNO u ovom slučaju prazan skup $\{0\}$.

$S^{BF}(f,i,j)$ – skup potencijalnih lokacija, gde razmatrani daljinski upravljani uređaji mogu biti instalirani, između kvara (i) i NOS-eva preko kojih je moguće napajanja čvora (j). U suprotnom, čvor (j) će biti izložen trajnom prekidu. U ovom primeru S^{BF} je prazan skup $\{0\}$.

S^R predstavlja presek S^{IN} i S^{FH} u slučaju kada je korisnik ispred kvara ($S^{IN} \cap S^{HF}$). Na pojednostavljenom izvodu sa slike to su mesta $s_2, s_3,$ i s_4 . Na slici 7.6, ova mesta su obojena plavom bojom. S obzirom da je $SNO = \{0\}$, tada je $S^{IN} = S^R$.



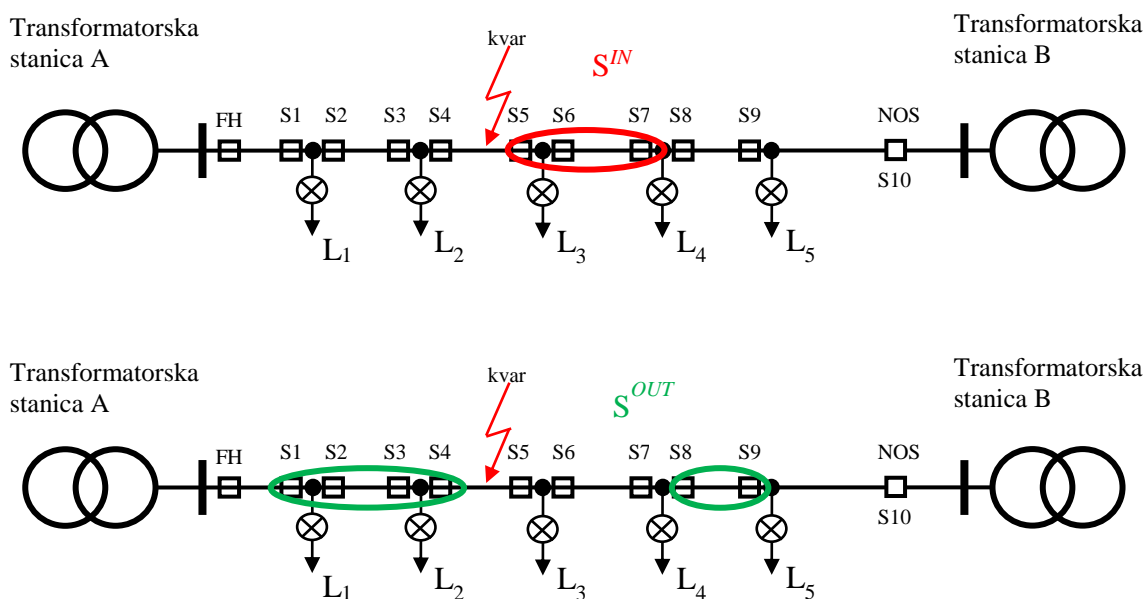
Slika 7.6 Prikaz oblasti S^R

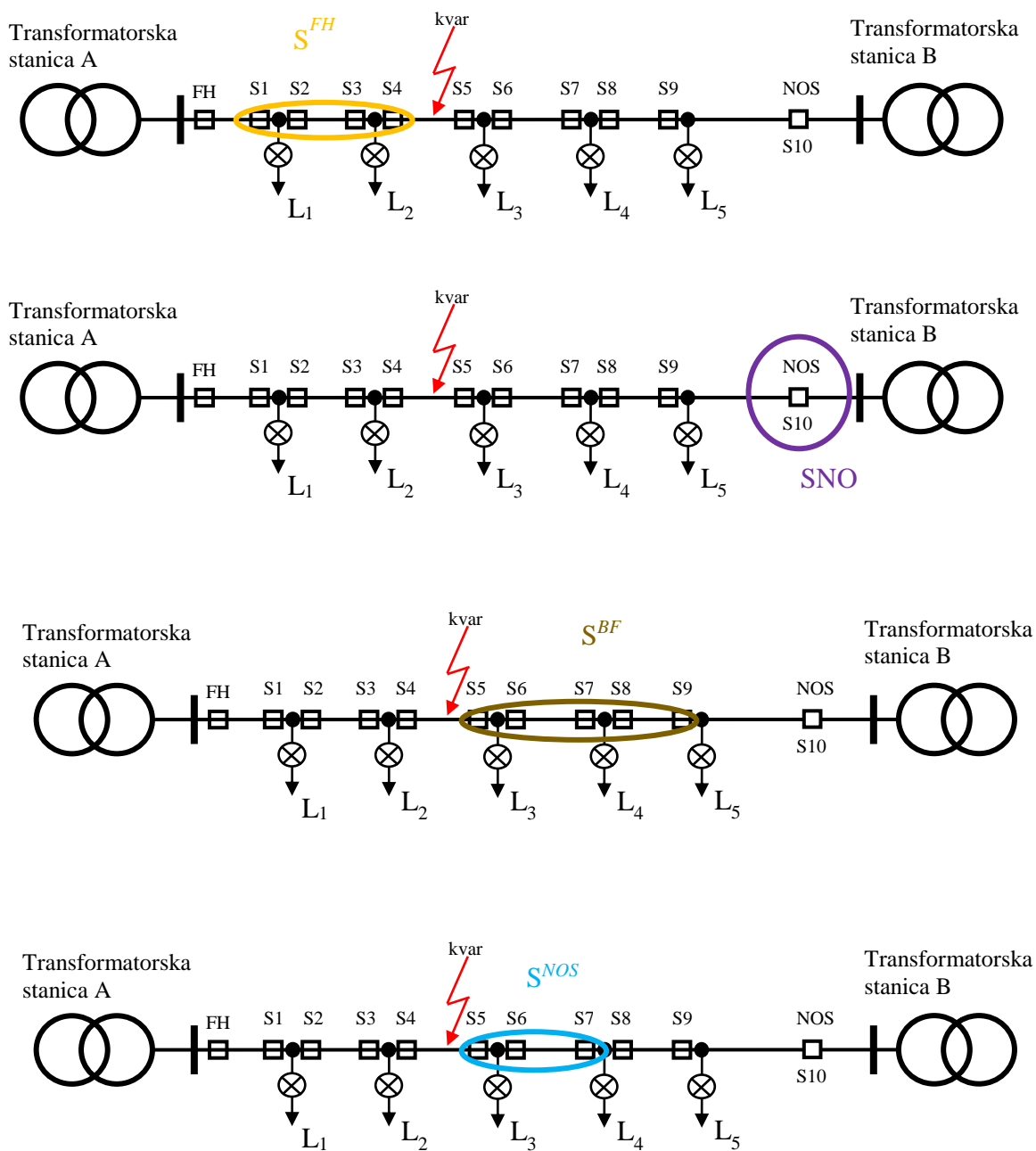
Ovakva analiza može da se prikaže i na primeru korisnika koji se nalazi iza kvara, tj, između kvara i normalno otvorenog rasklopnog uređaja. U slučaju da se posmatra kvar između s_4 i s_5 i korisnik L4, rezultati ove analize prikazani su u tabeli 7.1.

Tabela 7.1 Pripadnost elemenata skupovima kada je korisnik iza kvara

S^{IN}	Skup potencijalnih lokacija između kvara (i) i čvora (j) gde razmatrani daljinski upravljani uređaji mogu biti instalirani	$\{s5, s6, s7\}$
S^{OUT}	Skup mogućih lokacija na izvodu (f) koje ne pripadaju skupu $S^{IN}(f, i, j)$.	$\{s1, s2, s3, s4, s8, s9\}$
S^{FH}	Skup potencijalnih lokacija između kvara (i) i izvodnog polja (početka izvoda) gde razmatrani daljinski upravljani uređaji mogu biti instalirani;	$\{s1, s2, s3, s4\}$
SNO	Skup normalno otvorenih rasklopnih uređaja (NOS) preko kojih je moguće uraditi restauraciju napajanja za čvor (j) nakon izolacije kvara (i);	$\{s_{10}\}$
S^{BF}	Skup potencijalnih lokacija, gde razmatrani daljinski upravljani uređaji mogu biti instalirani, između kvara (i) i NOS-eva preko kojih je moguće napajanja čvora (j). U suprotnom, čvor (j) će biti izložen trajnom prekidu	$\{s5, s6, s7, s8, s9\}$
S^R	$S^{IN} \cap S^{FH}$ (kada je korisnik ispred kvara)	$\{s5, s6, s7\} \cap \{s1, s2, s3, s4\} = \{\emptyset\}$
S^{NOS}	$S^{IN} \cap S^{BF}$ (kada je korisnik iza kvara)	$\{s5, s6, s7\}$
S	$S^R \cup S^{NOS}$	$= S^{NOS} = \{s5, s6, s7\}$

Skupovi iz tabele 7.1, mogu se grafičku prikazati na pojednostavljenom izvodu na sledećim primerima (Slika 7.7)





Slika 7.7 Pripadnost elemenata skupovima kada je korisnik iza kvara

7.3 Linearizacija proizvoda celobrojne i kontinualne promenljive i proizvoda više celobrojnih promenljivih

Proizvod binarne i kontinualne promenljive u (5.10) i (5.18) je linearizovan kao što je predloženo u [45]. Umesto proizvoda celobrojne promenljive z i kontinualne promenljive x , definiše se nova promenljiva y i sledeći set ograničenja:

$$y \leq x \cdot M \quad (\text{P.28})$$

$$y \geq 0 \quad (\text{P.29})$$

$$y \leq x \quad (\text{P.30})$$

$$y \geq x - (1 - z) \cdot M \quad (\text{P.31})$$

Gde je M veliki broj, za koji je važi da je M veće za svako z .

U jednačini (5.10), umesto proizvoda binarne celobrojne promenljive $w^{virt}(f,i,j)$ i kontinualne promenljive $t(f,i,j)$ se uvodi nova kontinualna promenljiva $y(f,i,j)$ i sledeći skup ograničenja:

$$y(f,i,j) \leq w^{virt}(f,i,j) \cdot T_{Max} \quad (\text{P.32})$$

$$y(f,i,j) \geq 0 \quad (\text{P.33})$$

$$y(f,i,j) \leq t(f,i,j) \quad (\text{P.34})$$

$$y(f,i,j) \geq t(f,i,j) - (1 - w^{virt}(f,i,j)) \cdot T_{Max} \quad (\text{P.35})$$

Pri čemu je T_{Max} ulazna promenljiva za koju važi da je veća od t .

U jednačini (5.18), umesto proizvoda binarne celobrojne promenljive $w^{virt}(f,i,j)$ i kontinualne promenljive $t(f,i,j)$ se uvodi nova kontinualna promenljiva $y1(f,i,j,k)$ i sledeći skup ograničenja:

$$y1(f,i,j,k) \leq \sum (w(f,s) + w^m(f,s)) \cdot C_{Max}^{st} \quad (\text{P.36})$$

$$y1(f,i,j,k) \geq 0 \quad (\text{P.37})$$

$$y1(f,i,j,k) \leq c_{virt}^{st}(f,i,j,k) \quad (\text{P.38})$$

$$y1(f,i,j,k) \geq c_{virt}^{st}(f,i,j,k) - (1 - \sum (w(f,s) + w^m(f,s))) \cdot C_{Max}^{st} \quad (\text{P.39})$$

Pri čemu je C_{Max}^{st} ulazna promenljiva za koju važi da je veća od $c_{virt}^{st}(f,i,j,k)$.

Umesto proizvod P binarnih promenljivih se definiše jedna kontinualna promenljiva ($v(ss, f)$) i sledeći skup ograničenja

$$v(ss, f) \leq w_{k,1}(s, f) \quad (\text{P.40})$$

$$v(ss, f) \leq w_{k,2}(s, f) \quad (\text{P.41})$$

...

$$v(ss, f) \leq w_{k,P}(s, f) \quad (\text{P.42})$$

$$v(ss, f) \geq \sum_{p=1}^P w_{k,p}(s, f) - P + 1 \quad (\text{P.43})$$

Na ovaj način je izvršena linearizacija proizvoda binarnih promenljivih u sledećim jednačinama: (5.19), (5.34), (5.36), (5.37), (5.39) i (5.40).

7.4 Ostale dobiti od ugradnje uređaja za automatizaciju

Ugradnjom sistema za automatizaciju ODS ostvaruju višestruke dobiti u mnogim oblastima. Automatizacija poboljšava pouzdanost distributivnih mreža, povećava efikasnost upravljanja distributivnom mrežom i produžava životni vek opreme, pa je treba vrednovati na osnovu svih tipova dobiti koje ona omogućuje. Istorijski gledano, automatizacija distributivnih mreža je najpre implementirana u napojnim transformatorskim stanicama, gde je najviše izražena multi-funkcionalna dobit primene automatike. Primena automatike u dubini distributivne mreže zahteva mnogo više vremena i investicija, a sprovodila se samo tamo gde se mogla dobiti neka merljiva dobit. U poslednjih dvadesetak godina proces širenja automatizacije izvan napojnih transformatorskih stanica je u velikoj ekspanziji kako u srednjenaponskoj, tako i u niskonaponskoj mreži, sve do pametnih brojlara kod krajnjih korisnika. Dobit koju donosi sistem za automatizaciju u distributivnim mrežama je višestruka i može se klasifikovati na različite načine i prikazati preko mnoštva pokazatelja. Američki institut za elektroenergetske sisteme (EPRI) je napravio obimnu studiju u kojoj je definisao 7 generičkih tipova dobiti koji se mogu ostvariti primenom sistema za automatizaciju [44]:

- Odlaganje investicija za neku godinu u budućnosti. Dobit se ostvaruje kroz odlaganje kapitalnih investicija za neki drugi momenat u budućnosti. Ugradnjom nove opreme omogućava se transfer opterećenja između transformatora u slučajevima velikog opterećenja, tako da se ugradnja još jednog transformatora odlaže sve dok postojeći transformatori imaju dovoljno kapaciteta da pokriju ukupnu potrošnju.
- Odlaganje investicija u toku iste godine – ova dobit predstavlja zamenu tradicionalne opreme savremenim inteligentnim uređajima. Kompanija mora pažljivo da evaluiira troškove, jer benefiti mogu da budu negativni. Npr. troškovi ugradnje daljinski upravljane rasklopnog uređaja su veći od troškova ugradnje ručnog rasklopnog uređaja, ali indirektno dobiti ne mogu da se ostvare bez daljinski upravljane opreme.
- Upravljanje i održavanje koje zavisi od opreme koja je ugrađena. Ova dobit se zasniva na pretpostavki da su novi inteligentni uređaji pouzdaniji i jednostavniji za održavanje. Najočigledniji primer je mogućnost daljinskog postavljanja podešenja inteligentnih uređaja, tako da se smanjuje vreme potrebno da se ekipa pošalje na teren da bi primenila podešenje.
- Upravljanje i održavanje koje zavisi od funkcije automatizacije. Ova dobit se ogleda u unapređenju procesa u distributivnoj kompaniji. Tipično, napor da se prikupe podaci iz transformatorskih stanica i sa izvoda je mnogo manji nakon primene sistema za automatizaciju.
- Odlaganje investicija usled pomeranja vršnog opterećenja u vremenu usled mogućnosti upravljanja potrošnjom. Svaka funkcionalnost sistema za automatizaciju koja ima mogućnost za smanjenje opterećenja, omogućuje rasterećenje bilo kog preopterećenog elementa. Minimizaciona gubitaka i optimizaciona napona i reaktivne

snage mogu da unaprede gubitke u mreži i tako smanje potrebu za vršnim opterećenjem.

- Operativne uštede koje su povezane sa smanjenjem isporučene energije (kWh) usled odsecanja vršnog opterećenja. Ova dobit je energetska ekvivalent tačke 5, koji omogućava godišnje uštede povezane sa sistemom za automatizaciju.
- Operativne uštede koje su posledica smanjenja neisporučene energije (kWh) usled prekida napajanja. Sistem za automatizaciju može da smanji broj korisnika pogođenih kvarom i smanji vreme trajanja kvara.

Uštede mogu da budu formulisane i kao unapređenja u tačnosti, eliminisanju krađe, unapređenju efikasnosti zaposlenih, konstantno unapređivanje daljinskog očitavanja i slično. Neke dobiti, posebno one koji direktno utiču na smanjenje troškova ODS, mogu se odraziti na dobiti koje osećaju kupci električne energije i to kroz niže cene (tarife) ili izbegavanje rasta cena, iako ova povezanost ne mora biti direktna. Postoji i dobit društva u celini (opšte društvena dobit) koja se obično teže kvantifikuje, ali može biti važna u procenjivanju ukupne dobiti.

Dobit može da bude direktna i indirektna. Direktna dobit je ostvarena unapređenjem pokazatelja zbog kojih je uvedena automatizacija, a indirektna dobit se ostvaruje primenom neke druge funkcionalnosti koja je posredno omogućena zbog postojanja sistema za automatizaciju. Najbolji primer indirektno dobiti predstavlja bolja opservabilnost distributivne mreže, lakše upravljanje mrežom zbog mogućnosti daljinskog komandovanja, a najbolja indirektna dobit se dobija uvođenjem DMS. Implementacija DMS rezultuje boljim performansama sistema kroz popravljavanje indeksa pouzdanosti, kvalitetnijim balansiranjem opterećenja, omogućena je kvalitetnija analiza distributivne mreže, upravljanje elementima distributivne mreže, bolje planiranje održavanja. Dobit koji ODS može da ostvari od uvođenja sistema za automatizaciju može da se direktno meri uštedama u investicijama (tzv. CAPEX) ili smanjenjem operativnih troškova (tzv. OPEX). Pored toga dobit može da se подели na merljivu dobit i neku stratešku dobit koja nije lako merljiva. Mnoge konsultantske kuće su dale procenu odnosa dobiti i troškova koje donosi sistem za automatizaciju. KEMA Consulting [42] kao dobit uvažava kontinualno praćenje i dijagnostikovanje stanja elemenata, daljinsko upravljanje rasklopnim uređajima, kondenzatorskim baterijama i naponsko upravljanje proizvodnjom, a procenjen odnos dobiti i troškova je u odnosu 2.14 : 1. Black & Veatch [43] su predstavili biznis model za ODS srednje veličine gde je taj odnos još veći – 4.3 : 1.

Vrednovanje sistema za automatizaciju u distributivnim kompanijama najčešće se može definisati na osnovu tri osnovne vrste dobiti:

- direktna finansijska dobit
 - smanjenjem operativnih troškova, troškova održavanja i kapitalnih/investicionih troškova,
 - smanjenjem vremena angažovanja inženjera,
 - produžavanje životnog veka opreme,

-
- unapređenje iskorišćenja opreme,
 - smanjenje gubitaka prihoda,
 - dobit vezana za pouzdanost snabdevanja i kvalitet električne energije
 - odstupanjem napona, debalans napona,
 - smanjenjem opterećenja u toku havarijskih/predhavarijskih stanja,
 - dobit vezana za bezbednost i sigurnost
 - povećanjem bezbednosti ekipa (i stanovništva),
 - podrškom osoblju (dispečerima) u donošenju odluka u stanjima sa narušenom bezbednošću ili sigurnošću,
 - podrškom inženjerima u dizajniranju sistema sa unapređenom bezbednošću i/ili pouzdanošću,
 - povećanjem fizičke i virtuelne (“cyber”) sigurnosti rada distributivnog sistema.

Smanjenje operativnih troškova, troškova održavanja i kapitalnih/investicionih troškova

Jedna od neposrednih dobiti je smanjenje operativnih troškova i troškova održavanja. Smanjenje operativnih troškova ODS se ostvaruje kroz kvalitetnije informacije o stanju mreže, automatsko izvršavanje planiranih manipulacija rasklopnom opremom, efikasnije otklanjanje kvarova i sl. Sistem za automatizaciju omogućuje bolji uvid u stanje sistema, što omogućava da se mreža vodi sa manjom marginom nego što je to bilo ranije, kroz oslobađanje kapaciteta koji su bili rezervisani za neplanirane prekide isporuke električne energije. Sa druge strane, otvara mogućnost preventivnog održavanja opreme koja je izložena dodatnom naprezanju i postoji opasnost od njenog otkaza.

Sistem za automatizaciju se može koristiti i za smanjenje gubitaka aktivne snage, tako što će se promeniti položaj normalno otvorenog prekidača (NOP). Rekonfiguracija distributivne mreže koja se ostvaruje na takav način, može da ima kriterijum za smanjenje gubitaka aktivne snage na izvodima. Proračuni tokova snaga omogućuju da se optimizuje životni vek opreme spram operacionih potreba, a automatizacija otvorenih tačaka između izvoda omogućava kratkoročne transfere opterećenja, sa preopterećenih na manje opterećene susedne izvode. Pored smanjenja operativnih troškova, odlaganje izgradnje novih kapaciteta, pojačanja postojećih kapaciteta i zamene postojeće opreme, mogu dovesti do značajnih ušteda u kapitalnim (investicionim) troškovima. Automatizacija omogućava prikupljanje velike količine podataka u realnom vremenu, što inženjerima i planerima omogućava bolji uvid u stanje postojećeg sistema i na taj način otvara prostor za bolje vođenje i planiranje distributivne mreže uz smanjivanje operativnih i kapitalnih troškova. Na primer, podaci o opterećenju nekog elementa zajedno sa dužinom trajanja opterećenja, daju planeru mogućnost da se u procesu planiranja izbegava korišćenje kriterijuma zasnovanog na “najgorem mogućem slučaju (scenariju)”, odnosno mreža se planira na osnovu realnih

podataka. Primena strategije održavanja zasnovana na prediktivnom održavanju i na održavanju zasnovanom na ekspertskom sistemu je omogućena postojanjem sistema za automatizaciju. U ove generalne strategije spadaju: strategije održavanja zasnovane na stanju opreme (*condition-based maintenance*), strategije održavanja bazirane na proceni rizika (*risk-based maintenance*), strategije održavanja zasnovane na pouzdanosti (*reliability-based maintenance*), kao i strategije održavanja zasnovane na stalnom nadzoru (*on-line monitoring*). Ove strategije se koriste umesto preventivnog održavanja baziranog na vremenskim periodima (svake godine ili svake dve godine i sl.) i na osnovu njih i sakupljenih podataka kroz sistem za automatizaciju je moguće proceniti, na primer, da je oprema u takvom stanju da može da podnese opterećenja koja su veća od kataloških vrednosti. Primenom ovakvih strategija, predviđa se koja će oprema biti kratkotrajno preopterećena i priprema se kroz održavanje za takve uslove (ako može – npr. bolje hlađenje – provera ventilacije i ventilatora, termovizija, dotezanje spojeva).

Podaci o vrednostima merenih veličina (npr. struje, naponi i sl.) u realnom vremenu u nekim tačkama u sistemu unapređuju tačnost proračuna tokova snaga i na taj način se dobija tačniji režim (stanje) mreže. Tako se sa većom izvesnošću mogu prihvatiti proračuni vezani za npr. loše naponske prilike u mreži, preopterećenja nekih deonica, proračun neisporučene električne energije, snage kod kvarova i planiranih radova... Ovi podaci mogu da se koriste i za planiranje razvoja distributivnih mreža tako da se umesto pravljenja „najgoreg mogućeg scenarija“, mogu koristiti ulazi zasnovani na realnim podacima. Tradicionalni metod upravljanja transformatorskim stanicama je putem RTU kao deo SCADA sistema. Direktna dobit ovakvog načina upravljanja je izvedena iz mogućnosti daljinskog upravljanja i daljinskog očitavanja merenih veličina što omogućava bolji uvid u režim. Uvođenje automatizacije u transformatorskim stanicama predstavlja malu inkrementalnu dobit, dok se glavna dobit ostvaruje smanjivanjem operativnih troškova i troškova održavanja.

Smanjenje vremena angažovanja inženjera

Ova dobit se odnosi na smanjenje troškova vezanih za smanjenje vremena (redovnog i prekovremenog) angažovanja inženjera i/ili smanjenje broja inženjera potrebnih za obavljanje određene funkcije. Na primer, mogućnost daljinskog pregleda/podešavanja/izmena IED-ova (mikroprocesorskih zaštita, lokalne automatike). Ovo smanjenje može biti prouzrokovano:

- Unapređenjem alata koji se koriste pri obavljanju specifične inženjerske funkcije;
- Smanjenjem vremena potrebnog za validaciju podataka;
- Smanjenjem vremena potrebnog za analizu problema;
- Smanjenjem vremena utrošenog na dizajniranje, specificiranje i instaliranje sistema.

Produženje životnog veka opreme

Ako može biti produžen životni vek opreme, onda kompanija odlaže troškove vezane za njenu zamenu. Ove uštede mogu biti u kapitalnim troškovima ili troškovima održavanja. Mogući načini produženja životnog veka opreme uključuju:

- Izbegavanje preopterećivanja opreme;
- Ograničavanje vremena trajanja preopterećenja opreme;

-
- Unapređenje informacija o stvarnom stanju opreme;
 - Procedure bazirane na prediktivnom održavanju.

Unapređenje iskorišćenja opreme

Ako neka oprema može biti više opterećivana a da ne dođe do preopterećenja, onda je moguće izbeći nabavku dodatne opreme. Unapređenje iskorišćenja opreme se postiže:

- Unapređenjem real-time informacija o stvarnom stanju opreme, uključujući i podatke o dužini trajanja i iznosu bilo kog preopterećenja, tako da oprema može da bude korišćena do njenog nazivnog kapaciteta na osnovu stvarnih, a ne procenjenih podataka.
- Na osnovu procedura zasnovanih na prediktivnom održavanju, koje omogućavaju da oprema bude korišćena do nazivnog kapaciteta uz manji rizik.

Napomena:

Informacija o stvarnim profilima opterećenja ne samo da može da odgodi zamenu npr. trafoa, već može da dovede do toga da taj trafo može da se tretira bez potrebe izgradnje novog ili pak pojačanja postojećeg ili prebacivanja na susedne trafoue, što se odražava na odlaganje investicija u nove objekte ili pojačanja.

Odstupanja napona, debalans napona

Koristi od unapređenja kvaliteta električne energije pre svega imaju kupci, ali i ODS, ukoliko su zahtevi za odgovarajućim kvalitetom električne energije propisani tako da mogu prouzrokovati plaćanje penala. Oprema za daljinski nadzor (monitoring) i merenje nekih elemenata kvaliteta električne energije (npr. vrednost napona kod kupaca ili u EEO) omogućava da kompanija detektuje probleme sa kvalitetom pre nego što se kupci žale i na taj način izbegnu plaćanje penala. Na ovaj način je moguće odrediti deo mreže u kom se javljaju smetnje, kao i potencijalne kupce koji bi mogli biti uzrok pogoršanog kvaliteta električne energije.

Smanjenje opterećenja u toku havarijskih/predhavarijskih stanja

U toku vršnih opterećenja, oluja ili predhavarijskih/havarijskih stanja u elektroenergetskom sistemu, ODS može da vrši isključenje opterećenja da bi sprečila dugotrajne ispade i/ili ispade većeg obima. Mogući način automatizacije smanjenja opterećenja je korišćenje automatizovane rasklopne opreme koja omogućava daljinsko uključanje/isključenje pojedinačnih distributivnih transformatorskih stanica i/ili izvoda. Time se omogućava veća selektivnost kod isključenja u havarijskim situacijama (usled preopterećenja, kod redukcija) i izbegava se pojava „payback“ efekta kod uključanja izvoda nakon dužih prekida (a time i mogućih dodatnih prekida u napajanju).

Dobit vezana za bezbednost i sigurnost

Bezbednost je kategorija koja je važna sama za sebe, ali se može i finansijski iskazati kroz medicinske troškove lečenja usled povreda, gubitka radnog vremena, vremena utrošenog na ponovljene obuke i raznih drugih troškova vezanih za povećani rizik od povreda (npr. kod osiguranja, vrednovanja radnih mesta).

Procena sigurnosnih rizika u distributivnim kompanijama je kompleksna za analizu i vezana je za sve vrste „pretnji“ sigurnom radu distributivnog sistema. Moguće je izvršiti procenu troškova vezanih za narušenu sigurnost i na bazi tih troškova proceniti dobiti za ODS.

Povećanje bezbednosti ekipa (i stanovništva)

Bezbednost ekipa (i stanovništva) je obično vezana sa neoprežnošću, greškama, nedostatkom svesti o mogućim opasnostima (npr. pad provodnika na zemlju) i sl. Unapređenje bezbednosti se može postići na sledeći način:

- Korišćenjem nadzora opreme u distributivnom sistemu, tako da se mogu detektovati potencijalno opasna stanja (npr. prisustvo napona u delu mrežu, posebno u prisustvu DG, prisustvo napona u okviru EEO, prisustvo/odsustvo uzemljenja itd.);
- Korišćenjem rasklopne opreme kod koje je omogućeno „daljinsko“ uključivanje/isključenje, čime se smanjuje rizik od povreda osoblja prilikom ručnih manipulacija, a usled otkaza/kvara na rasklopnim uređajima.

Podrška osoblju (dispečerima) u donošenju odluka u stanjima sa narušenom bezbednošću ili sigurnošću

Automatizacija može da unapredi detekciju i predupredi nastajanje mogućih sigurnosnih i/ili bezbednosnih problema kroz “closed-loop” sistem ili putem informacija datih dispečeru kroz “advisory-mode”, čime se obezbeđuje pravovremeno reagovanje i izbegavanje mogućih grešaka.

Podrška inženjerima u dizajniranju sistema sa unapređenom bezbednošću i/ili pouzdanošću

Inženjeri planeri su suočeni sa povećanjem kompleksnosti distributivnog sistema, uključujući zahteve da sistem radi što bliže svojim granicama, kao i zahteve za povezivanjem sve većeg broja distributivnih generatora u sistem koji nije inicijalno dizajniran za njihov rad. Automatizacija može pomoći inženjerima planerima da procene bezbednosne rizike u toku planiranja, projektovanja i izgradnje mreže.

Povećanje fizičke i virtuelne (“cyber”) sigurnosti rada distributivnog sistema

Određivanje kritičnih potreba sistema i nivoa tajnosti (privatnosti) podataka, njihove ranjivosti na fizičke i „cyber“ napade i određivanje tipova protivmera za zaštitu od najverovatnijih napada, sastavni su deo procene sigurnosnih rizika sistema.

8. Literatura

- [1] Council of European Energy Regulators (CEER), “6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply”, 2016.
- [2] A. Pregelj, M. Begovic, A. Rohatgi, Recloser allocation for improved reliability of DG-enhanced distribution networks, *IEEE Trans. Power Syst.*, 21 (3) (2006) 1442–1449.
- [3] L. Wang, C. Singh, Reliability-constrained optimum placement of reclosers and distributed generators in distribution networks using an ant colony system algorithm, *IEEE Trans. Syst. Man Cyber.-Part C: Applications and reviews*, 38 (6) (2008) 757–764.
- [4] H. Falaghi, M.-R. Haghifam, Ch. Singh, Ant colony optimization based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach’, *IEEE Trans. Power Del.*, 24 (1) (2009) 268-276.
- [5] A. Abiri-Jahromi, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Parvania, M. Mosleh, Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems, *IEEE Trans. Power Syst.*, 27 (1) (2012) 362–370.
- [6] I. Lim, T.S. Sidhu, M.S. Choi, S. J. Lee, B. N. Ha, An optimal composition and placement of automatic switches in DAS’, *IEEE Trans. Power Del.*, 28 (3) (2013) 1474–1482.
- [7] A. Shahsavari, S.M. Mazhari, A. Fereidunian, H. Lesani, Fault indicator deployment in distribution systems considering available control and protection devices: A multi-objective formulation approach, *IEEE Trans. Power Syst.*, 29 (5) (2014) 2359-2369.
- [8] J.R. Bezerra, G.C. Barroso, R.P.S. Leão, R.F. Sampaio, Multiobjective optimization algorithm for switch placement in radial power distribution networks, *IEEE Trans. Power Del.*, 30 (2) (2015) 545-552.
- [9] L.S. Assis , J.F.V. González, F.L. Usberti, C. Lyra, C. Cavellucci, F.J. Von Zuben, Switch allocation problems in power distribution systems, *IEEE Trans. Power Syst.*, 30 (1) (2015) 246-253.
- [10] A. Safdarian, M. Lehtonen, M. Fotuhi-Firuzabad, Optimal Distribution Network Automation Considering Earth Fault Events, *IEEE Trans. Smart Grid*, 6 (2) (2015) 1010-1018.
- [11] S. Ray, A. Bhattacharya, S. Bhattacharjee, Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 76 (2016) 53-68.
- [12] S. Chouhan, H. Inan, A. Feliachi, Optimal number and placement of automated sectionalizing switches for smart grid distribution automation, in: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2016.

-
- [13] O.K. Siirto, A. Safdarian, M. Lehtonen, M. Fotuhi-Firuzabad, Optimal distribution network automation considering earth fault events, *IEEE Trans. Smart Grid*, 6 (2) (2015) 1010-1018.
- [14] J.M. Sohn, S.R. Nam, and J.K. Park, Value-Based Radial Distribution System Reliability Optimization, *IEEE Trans. Power Syst.*, 21 (2) (2006) 941-947.
- [15] L. G. W. Silva, R. A. F. Pereira, J. R. Abbad, J. R. S. Matovani, Optimized placement of control and protective devices in electric distribution systems through reactive tabu search algorithm, *Electr. Power Syst. Res.*, 78 (3) (2008) 372-381.
- [16] A. Moradi, M. F.-Firuzabad, Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm, *IEEE Trans. Power Del.*, 23 (1) (2008) 271-279.
- [17] D. S. Popovic, Lj. R. Glamocic, M. D. Nimrihter, The optimal automation level of medium voltage distribution networks, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 33 (3) (2011) 430-4385.
- [18] A. V. Pombo, J. Murta-Pina, V. F. Pires, A multiobjective placement of switching devices in distribution networks incorporating distributed energy resources, *Electr. Power Syst. Res.*, 30 (1) (2016) 34-45.
- [19] M.S. Stojanovic, D.S. Tasic, A.T. Ristic, Optimal allocation of distribution automation devices in medium voltage network, *Elektronika i Elektrotehnika*, 19 (4) (2013) 9-14.
- [20] Z. Popovic, S. Knezevic, B. Brbaklic, Optimal number, type and location of remotely controlled and supervised devices in distribution networks, in: *PowerTech*, IEEE Eindhoven, 2015.
- [21] Z. Popovic, S. Knezevic, B. Brbaklic, Optimal number, type and location of automation devices in distribution networks with distributed generation, in: *CIREN Workshop*, Helsinki, 2016.
- [22] A. Heidari, V. G. Agelidis, M. Kia, J. Pou, J. Aghaei, M. Shafie-khah, J. P. S. Catalao, Reliability optimization of automated distribution networks with probability customer Interruption cost model in the presence of DG units, *IEEE Trans. Smart Grid*, 8 (1) (2017) 305-315.
- [23] Jen-Hao Teng, Chan-Nan Lu, Feeder-Switch Relocation for Customer Interruption Cost Minimization, *IEEE Trans. Power Del.*, 17 (1) (2002) 254-259.
- [24] R. N. Billinton, I. Sjarief, A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results, *IEEE Trans. Power Syst.*, 6 (2) (1991) 813-820.
- [25] SRPS EN 50160, Karakteristike napona isporučene električne energije iz javnih električnih mreža, 2012.
- [26] 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER, 2008.
- [27] IEEE Std. 1366-2012, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, New York, 2012.
- [28] EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks, 2010.

-
- [29] Council of European Energy Regulators (CEER), 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf (accessed 06.11.2016.).
- [30] Grupa za unapređenje registara ispada, „Izveštaj o unapređenom registru prekida, „EPS Distribucija“ d.o.o. Beograd“, 2016.
- [31] J. Northcote-Green and R. Wilson, CONTROL and Automation of Electrical Power Distribution System, CRC Press, 2007.
- [32] J. Nahman i suradnici, „Pouzdanost elektridistributivnih sistema“, Studija urađena za JP Elektroprivreda Srbije, Okobar 1999.
- [33] Izveštaj o pokazateljima neprekidnosti isporuke za distributivni sistem, Agencija za energetiku Republike Srbije.
- [34] Vlada republike Srbije, „Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom („Službeni glasnik RS“, br. 63/2013)“, 2013.
- [35] T. Dorji, Reliability Assessment of Distribution Systems - Including a case study on Wangdue Distribution System in Bhutan, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electrical Power Engineering, 2009.
- [36] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker, E. Chan, J. Aweya, A Canadian Customer Survey to Assess Power System Reliability Worth, IEEE Trans. Power Syst., 9 (1) (1994) 443-450.
- [37] Miroslav D. Nimrihter, „Elektrodistributivni sistemi“, FTN izdavaštvo, Novi Sad, 2009.
- [38] Richard E. Brown, Electric Power Distribution Reliability, Second Edition, CRC Press, 2008.
- [39] The IEEE Power and Energy Society (PES) Task Force on DMS.
- [40] Popovic D.S., "Power Application – A Cherry on the Top of the DMS Cake", DA/DSM DistribuTECH Europe 2000.
- [41] Lj. Glamočić: „Metodologija za određivanje optimalnog nivoa automatizacije srednjenaponske distributivne mreže“, Doktorski rad, Novi Sad, 2010.
- [42] Delson, M., McDonald, J. and Uluski, R.W., Distribution Automation: Solutions for Success, Utility University, DistribuTECH 2001 Preconference Seminar, San Diego, Feb. 4, 2001.
- [43] Bird, R., Business Case Development for Utility Automation, DA/DSM Europe, Conference Proceedings, Vienna, October 8–10, 1996.
- [44] EPRI, Guidelines in Evaluating Distribution Automation, Final Report, EPRI EL- 3728, Nov. 1984.

-
- [45] A. Abraham, A.-E. Hassanien, P. Siarry, A. Engelbrecht, *Foundations of Computational Intelligence*, vol. 3, Springer-Verlag, Berlin, (2009) 153-234.
- [46] D. S. Popovic, R. M. Ciric, A Multi-Objective Algorithm for Distribution Networks Restoration, *IEEE Trans. Power Del.*, 16 (3) (1999) 1134-1141.
- [47] R. Billinton, R. Allen: „Reliability Evaluation of Power Systems“, New York: Plenum, 1996.
- [48] M.D. Nimrihter, R.M. Ciric, D.S. Popovic: „Distribution Network Reliability Analysis by Application of Monte Carlo Simulations“, 15th International Conference on Electricity Distribution CIRED, Nice, France, 1-4. June 1999.
- [49] M.D. Nimrihter, P.N. Đapic: „Reliability Indices Estimation of Unstationary Distribution Networks“, 14th International Conference on Electricity Distribution CIRED, Birmingham, 2-5. June 1997.
- [50] M.D. Nimrihter: „Reliability Indices Estimation of Distribution Circuits by Application of Distribution Networks with Fault Locators“, IV International Nikola Tesla Symposium, Belgrad, 23-25. September 1991.
- [51] M.D. Nimrihter, S.D. Kojic: „Model Used to Evaluate Reliability Factors in the MV Power Distribution Automation“, DA/DSM DistribuTech Europe 96, Viena, 8.-10. October 1996.
- [52] M.D. Nimrihter: „Influence of Distribution Automation on Distribution Networks Reliability“, V International Nikola Tesla Symposium, Belgrade, 15.-18. October 1996.
- [53] M.D. Nimrihter: „Choice of Optimum Locations of Remote Controlled Switching Devices“, DA/DSM DistribuTech Europe 97, Amsterdam, Netherlands, 14-16. October 1997.
- [54] *CPLEX 12.6 Manual*, IBM Corporation, Armonk, NY, 2013.