



UNIVERZITET U NOVOM SADU
FAKULTET TEHNIČKIH NAUKA U
NOVOM SADU



**ESTIMACIJA STANJA AKTIVNIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA
INTEGRISANA U DISTRIBUTIVNI MENADŽMENT SISTEM**

– doktorska disertacija –

Mentor

Prof. dr Goran Švenda

Kandidat

mr Sonja Kanjuh

Novi Sad, 2021.



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:	Соња Кањух	
Ментор, МН:	Професор Горан Швенда	
Наслов рада, НР:	Естимација стања активних дистрибутивних мрежа интегрисана у дистрибутивни менаџмент систем	
Језик публикације, ЈП:	Српски	
Језик извода, ЈИ:	Српски / Енглески	
Земља публикавања, ЗП:	Србија	
Уже географско подручје, УГП:	Војводина	
Година, ГО:	2020	
Издавач, ИЗ:	Ауторски репринт	
Место и адреса, МА:	Нови Сад	
Физички опис рада, ФО: (поглавља/страна/ цитата/табела/слика/графика/прилога)	10 поглавља / 160 страна / 72 цитата / 31 табела / 48 слика / 0 графика / 1 прилог	
Научна област, НО:	Електротехничко и рачунарско инжењерство	
Научна дисциплина, НД:	Електроенергетика	
Предметна одредница/Кључне речи, ПО:	Дистрибутивна мрежа, естимација стања, дистрибутивни енергетски ресурси, дистрибутивни менаџмент систем	
УДК		
Чува се, ЧУ:	Библиотека ФТН, Нови Сад	
Важна напомена, ВН:		
Извод, ИЗ:	<p>У дисертацији је представљен поступак дистрибутивне естимације стања (ДЕС) за модерне дистрибутивне мреже са дистрибутивним енергетским ресурсима (активне дистрибутивне мреже) који је интегрисан у дистрибутивни менаџмент систем (ДМС). Интеграција поступка ДЕС у ДМС се састоји од следећег: 1) поступак ДЕС се наслања на јединствену базу података ДМС и 2) резултати добијени прорачуном ДЕС користе се у великом броју осталих функција ДМС у реалном времену.</p> <p>У дисертацији је описана идеја брзе, робусне и веома ефикасне ДЕС у реалном времену. Њена брзина је резултат редукције неопсервабилних делова мреже (без телеметричних вредности мерења) у математички модел мреже. Она је робусна јер је креирана тако да може да се примени независно од степена аутоматизације дистрибутивне – од мреже које располаже само са историјским подацима, до мреже која је у потпуности даљински контролисана. Главни аспект ове дисертације јесте потврда ефикасности ДЕС у реалном окружењу како за уравнотежене дистрибутивне мреже у симетричним и несиметричним режимима, тако и за неуравнотежене дистрибутивне мреже (у несиметричним режимима).</p>	
Датум прихватања теме, ДП:	22.06.2017.	
Датум одбране, ДО:		
Чланови комисије, КО:	Председник:	др Владимир Стрезоски
	Члан:	др Андрија Сарић
	Члан:	др Душко Бекут
	Члан:	др Драган Тасић
	Члан, ментор:	др Горан Швенда
		Потпис ментора



УНИВЕРЗИТЕТ У НОВОМ САДУ • ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА
21000 НОВИ САД, Трг Доситеја Обрадовића 6

КЉУЧНА ДОКУМЕНТАЦИЈСКА ИНФОРМАЦИЈА

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 :	Sonja Kanjuh	
Mentor, MN :	Professor Goran Švenda	
Title, TI :	State estimation of active distribution networks integrated in distribution management system	
Language of text, LT :	Serbian	
Language of abstract, LA :	Serbian / English	
Country of publication, CP :	Serbia	
Locality of publication, LP :	Vojvodina	
Publication year, PY :	2020	
Publisher, PB :	Author's reprint	
Publication place, PP :	Novi Sad	
Physical description, PD : (chapters/pages/ref./tables/pictures/graphs/appe	10 chapters / 160 pages / 72 ref / 31 tables / 48 pictures / 0 graphs / 1 appendix	
Scientific field, SF :	Electrical and computer engineering	
Scientific discipline, SD :	Power systems	
Subject/Key words, S/KW :	Distribution network, State Estimation, Distributed Energy Resources, Distribution Management System	
UC		
Holding data, HD :	Library of Faculty of technical sciences, Novi Sad	
Note, N :		
Abstract, AB :	<p>The dissertation presents the procedure of distributive state estimation (DSE) for modern distribution networks with distributed energy resources (active distribution networks) which is integrated into the distribution management system (DMS). The integration of the DES procedure into the DMS consists of the following: 1) the DES procedure relies on a single DMS database and 2) the results obtained by the DES calculation are used in a large number of other real-time DMS functions. The dissertation describes the idea of fast, robust and very efficient real - time DES. Its speed is the result of the reduction of non-observable parts of the network (without telemetry measurement values) into a mathematical model of the network. It is robust because it is designed so that it can be applied regardless of the degree of automation of the distribution - from a network that has only historical data, to a network that is fully remotely controlled. The main aspect of this dissertation is the confirmation of its efficiency in the real environment for both balanced and unbalanced distribution networks</p>	
Accepted by the Scientific Board on, ASB :	22.06.2017.	
Defended on, DE :		
Defended Board, DB :	President:	PhD Vladimir Strezoski
	Member:	PhD Andrija Sarić
	Member:	PhD Duško Bekut
	Member:	PhD Dragan Tasić
	Member, Mentor:	PhD Goran Švenda
		Menthor's sign

SADRŽAJ

1	UVOD	12
2	ESTIMACIJA STANJA DISTRIBUTIVNIH MREŽA DANAS	14
3	POSTAVKA PROBLEMA	16
4	OSNOVNI KONCEPTI	19
4.1	Ulazni podaci	19
4.1.1	Parametri elemenata DM	19
4.1.2	Podaci o topologiji	20
4.1.3	Originalna merenja	20
4.1.3.1	AMI podaci	21
4.1.4	Podaci o opterećenju potrošača	21
4.1.4.1	NDHD i godišnji kvantitativni reprezent opterećenja potrošača	22
4.1.4.2	Koeficijenti zavisnosti opterećenja potrošača od napona	24
4.1.4.3	Koeficijenti povratnog opterećenja	25
4.1.5	Podaci o opterećenju distributivnih energetske resursa	26
4.1.5.1	Generatorske jedinice	27
4.1.5.2	Fleksibilno opterećenje potrošača	27
4.1.5.3	Krive izlazne snage solarnih i vetro generatora	28
4.1.5.4	Dnevni rasporedi opterećenja distributivnih energetske resursa	29
4.1.5.5	DER inverter funkcije	30
4.1.6	Zakoni regulacije i pravila lokalne automatike	31
4.1.7	Rezultati estimacije stanja napojne mreže	31
4.1.8	Faktori pouzdanosti	32
4.1.9	Vremenski podaci	32
4.2	Oblasti merenja	33
4.2.1	Postupak određivanja oblasti merenja	34
4.2.2	Primer određivanja oblasti merenja DM	37
4.3	Zone regulacionih transformatora	45
4.3.1	Postupak određivanja zona regulacionih transformatora	45
4.3.2	Primer određivanja zona regulacionih transformatora	46
5	PROCEDURA ESTIMACIJE STANJA AKTIVNIH DM	51
5.1	Priprema podataka	53
5.1.1	Preestimacija	53
5.1.1.1	Prva aproksimacija injektiranja potrošača	54
5.1.1.2	Prva aproksimacija injektiranja DER-ova	55
5.1.2	Određivanje fiktivnih merenja	58
5.1.3	Osnovna verifikacija originalnih merenja	59
5.2	DES optimizaciona iterativna procedura	59
5.2.1	Korekcija fiktivnih merenja snage	60
5.2.1.1	Preslikavanje opterećenja transformatora	61
5.2.2	Korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti i verifikacija merenja snaga (struja)	62

5.2.2.1	Korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti	62
5.2.2.2	Verifikacija merenja snaga (struja)	71
5.2.3	Korekcija injektiranja neopservabilnih otoka i stanja mreže	73
5.2.4	Korekcija napona i stanja DM	78
5.2.4.1	Korekcija napona korena zona	79
5.2.4.2	Verifikacija merenja napona	81
5.2.4.3	Proračun nove aproksimacije stanja mreže	82
5.2.5	Provera konvergencije	82
6	INTEGRACIJA ESTIMACIJE STANJA AKTIVNIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA U DMS	83
6.1	Ulazni i izlazni podaci DES	83
6.2	DES u arhitekturi DMS	85
6.3	Mehanizam trigerovanja proračuna DES	87
7	VERIFIKACIJA PROCEDURE ESTIMACIJE STANJA AKTIVNIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA	89
7.1	Poređenje algoritma DES i PES	89
7.1.1	Numeričko poređenje	89
7.1.2	Poređenje vremenske efikasnosti	92
7.2	Primeri estimacije stanja aktivnih DM integrisane u DMS	94
7.2.1	Estimacija opterećenja trofaznih SN/NN transformatora	95
7.2.2	Estimacija stanja neuravnotežene DM sa solanim generatorima	98
7.2.2.1	Opis distributivne mreže	99
7.2.2.2	Simulacija merenih veličina	102
7.2.2.3	Oblasti merenja i zone regulacionih transformatora	108
7.2.2.4	Analiza rezultata DES	110
8	ZAKLJUČAK	119
9	LITERATURA	121
10	PRILOG	126
10.1	Preslikavanje opterećenja transformatora	126
10.1.1	Dvonamotajni trofazni transformatori sprege Y_{NY_n}	127
10.1.1.1	Sekundar \rightarrow Primar	127
10.1.1.2	Primar \rightarrow Sekundar	131
10.1.2	Dvonamotajni trofazni transformatori sprege Y_{Nd} i Y_{Ny}	133
10.1.2.1	Sekundar \rightarrow Primar	134
10.1.2.2	Primar \rightarrow Sekundar	136
10.1.3	Dvonamotajni transformatora sprege Y_{y_n} i D_{y_n}	138
10.1.3.1	Sekundar \rightarrow Primar	139
10.1.3.2	Primar \rightarrow Sekundar	140
10.1.4	Dvonamotajni transformatori sprege Y_y , D_y , Y_d i D_d	142
10.1.4.1	Sekundar \rightarrow Primar	142
10.1.4.2	Primar \rightarrow Sekundar	142
10.1.5	Tronamotajni trofazni transformatori	143

10.1.5.1 Sekundar & Tercijar → Primar	144
10.1.5.2 Primar & Tercijar → Sekundar	147
10.1.5.3 Primar & Sekundar → Tercijar	151

SRPSKE I ENGLSESKE SKRAĆENICE

- ADMS – Advanced Distribution Management System; Napredni distributivni menadžment sistem. Sistem za nadzor, kontrolu, optimizaciju i planiranje celokupne mreže distributivnog preduzeća. Sistem se zasniva na jedinstvenoj platformi za obradu, ažuriranje, čuvanje i razmenu podataka celokupne mreže na koju se nadovezuju integrisani SCADA sistem, sistemi za menadžment distributivne mreže, menadžment (pot)prenosne mreže, menadžment planiranih i neplaniranih operacija, menadžment distributivnih energetske resursa, itd.
- AMI – Advanced Metering Infrastructure; Unapređena merna infrastruktura;
- AMR – Advanced Metering Readings; Sistem pametnih merenja;
- BFS – Back/Forward Sweep algoritam; Algoritam čišćenja napred/nazad
- DES – Distributivna estimacija stanja;
- DER – Distributivni energetski resurs;
- DERMS – DER menadžment sistem; Sistem za upravljanje, kontrolu i planiranje DER-ova;
- DHD – Dnevni hronološki dijagram;
- DM – Distributivna mreža;
- DMD – Dinamički mimički dijagram;
- DMS – Distributivni menadžment sistem; Sistem za upravljanje, kontrolu i planiranje podsistema distribucije i potrošnje;
- DP – Distributivno preduzeće;
- CIS – Customer Information System; Sistem za vođenje podataka o potrošačima
- CPU – Centralna procesorska jedinica;
- ED – Elektrodistribucija;
- EES – Elektroenergetski sistem;
- EMS – Energy Management System; Sistem za vođenje tehničkih poslova u preduzeću za prenos električne energije;
- GIS – Geografski informacioni sistem;
- GUI – Graphical User Interface; Grafički korisnički interfejs;
- IED – Intelligent Electronic Device; Inteligentni elektronski uređaj;
- ICCP – Inter-Control Center Communications Protocol; Protokol za razmenu podataka u realnom vremenu između dva sistema;
- LAN – Local Area Network; Lokalna računarska mreža;

NDHD	–	Normalizovani dnevni hronološki dijagram;
NN	–	Niski napon;
NR	–	Newton-Raphson metod;
PMU	–	Phasor Measurements Unit; Uređaj za merenje fazora električnih veličina;
RAM	–	Random Access Memory; Radna memorija računara;
RTU	–	Remote Terminal Unit; Jedinica udaljenog terminala;
PV	–	Photo-voltaic (solarne ploče koje proizvode električnu energiju);
SCADA	–	Supervisory, Control and Data Acquisition system; Sistem za daljinski nadzor, komandovanje i prikupljanje podataka;
SMI	–	Smart Metering Infrastructure; Infrastruktura pametnih brojlara;
SN	–	Srednji napon;
TS	–	Tokovi snaga;
VN	–	Visoki napon;
WIS	–	Weather Information System; Sistem za prognozu vremena;
WLS	–	Weighted Least Squares; Metod minimalne sume ponderisanih kvadrata odstupanja.

SPISAK SLIKA

Slika 4.1 – NDHD aktivne snage	23
Slika 4.2 – Koeficijent povratnog opterećenja.....	26
Slika 4.3 – Krive izlazne snage generatora: a) vetro b) solarni.....	28
Slika 4.4 – Primer dnevnog rasporeda opterećenja baterije (Leto, Radni dan).....	30
Slika 4.5 – Volt-Var kriva, zavisnosti reaktivne snage DER-a od napona.....	30
Slika 4.6 – Blok dijagram algoritma za izvođenje matrice incidencije T	36
Slika 4.7 – Jednostavna radijalna DM: a) uravnotežena u simetričnom režimu b) neuravnotežena ili uravnotežena u nesimetričnom režimu	38
Slika 4.8 – Model DM u domenu relativnih vrednosti sa numeracijom čvorova, grana i otoka: a) uravnotežene u simetričnom režimu, b) neuravnotežene ili uravnotežene u nesimetričnom režimu.....	40
Slika 4.9 – Oblasti merenja primera DM: a) uravnotežene DM u simetričnom režimu, b) neuravnotežene i uravnotežene DM u nesimetričnim režimima	44
Slika 4.10 – Zone regulacionih transformatora primera DM.....	50
Slika 5.1 – Algoritam DES	52
Slika 6.1 – DSE integrisana u DMS.....	85
Slika 6.2 – Arhitektura okruženja funkcije DES u okviru DMS.....	87
Slika 6.3 – Mehanizam trigerovanja DES u okviru DMS.....	88
Slika 7.1 – Test DM sa dva čvora.....	89
Slika 7.2 – Primer jednostavne DM sa dva izvoda sa faznim merenjima snage	95
Slika 7.3 – Estimirane vrednosti merenja, potrošača i primara Tr SN/NN.....	98
Slika 7.4 – Primer aktivne neuravnotežene DM.....	100
Slika 7.5 – Prikaz faznosti SN sekcija primera DM.....	101
Slika 7.6 – NDHD aktivne i reaktivne snage za karakterističan period “leto” i karakterističan dan “vikend” za tipove potrošnje: a) “domaćinstvo”, b) “trgovačko-poslovni” i c) “industrija”	102
Slika 7.7 – Simulirana promena osunčanosti tokom 24 h.....	103
Slika 7.8 – Tipični dnevni raspored punjenja električnih vozila	103
Slika 7.9 – Simulirane vrednosti merenja na $Tr1$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje.....	104
Slika 7.10 – Simulirane vrednosti merenja na $Tr2$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje	104
Slika 7.11 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu $F1$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje.....	105
Slika 7.12 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu $F2$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje.....	105
Slika 7.13 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu $F3$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje.....	105
Slika 7.14 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu $F4$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje.....	106
Slika 7.15 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu $F5$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje.....	106
Slika 7.16 – Simulirane vrednosti merenja na reklozeru $R1$: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje	106
Slika 7.17 – Simulirane vrednosti merenja na $G3$: a) aktivne snage, b) međufaznog napona	107
Slika 7.18 – Simulirane vrednosti merenja napona na sabirnici $B1$	107
Slika 7.19 – Simulirane vrednosti merenja napona na sabirnicama: a) $B2$, b) $B3$	107
Slika 7.20 – Simulirane vrednosti merenja napona na NN potrošačima: a) $L1$, b) $L2$	107
Slika 7.21 – Simulirane vrednosti merenja napona na reklozeru $R1$	108
Slika 7.22 – Oblasti merenja primera neuravnotežene DM.....	109
Slika 7.23 – Zone regulacionih transformatora primera neuravnotežene DM	110
Slika 7.24 – Rezultati DES za merenja struje na $Tr1$: a) Izmerene, preestimirane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti.....	116
Slika 7.25 – Rezultati DES za merenja aktivne snage na $Tr1$: a) Izmerene, preestimirane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti	117
Slika 7.26 – Rezultati DES za merenja reaktivne snage na $Tr1$: a) Izmerene, preestimirane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti	117
Slika 7.27 – Rezultati DES za merenja struje na $Tr2$: a) Izmerene, preestimirane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti.....	117
Slika 7.28 – Rezultati DES za merenje aktivne snage na $Tr2$: a) Izmerene, preestimirane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti	118
Slika 7.29 – Rezultati DES za merenje reaktivne snage na $Tr2$: a) Izmerene, preestimirane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti.....	118

Slika 10.1 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege $Y_N y_n$ za simetrične režime a) direktnog (d), b) inverznog (i) i c) nultog (o) redosleda	127
Slika 10.2 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege $Y_N dk$ i $Y_N yk$ za simetrične režime redosleda: a) direktnog (d), b) inverznog (i), c) nultog (o) za spregu $Y_N dk$ i d) nultog (o) za spregu $Y_N yk$	133
Slika 10.3 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege Y_{nk} i D_{nk} za simetrične režime redosleda a) direktnog (d), b) inverznog (i), c) nultog (o) za spregu Y_{nk} i d) nultog (o) za spregu D_{nk}	138
Slika 10.4 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege Y_k , D_yk , Ydk i Ddk za simetrične režime redosleda a) direktnog (d), b) inverznog (i) i c) nultog (o)	142
Slika 10.5 – Pogonske šeme tronamotajnog transformatora sprege $Y_N y_n d$ za simetrične režime redosleda: a) direktnog (d), b) inverznog (i) i c) nultog (o):	143

SPISAK TABELA

Tabela 3.1 – Osnovne razlike prenosnih i distributivnih mreža	16
Tabela 4.1 – Matrica topologije \mathbf{T}'	41
Tabela 4.2 – Izvođenje matrice incidencije \mathbf{T} – Korak 1	42
Tabela 4.3 – Izvođenje matrice incidencije \mathbf{T} – Rezultat koraka 1.....	42
Tabela 4.4 – Matrica incidencije \mathbf{T}	43
Tabela 4.5 – Matrica topologije \mathbf{T}'_U	46
Tabela 4.6 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 1.....	46
Tabela 4.7 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 2.....	47
Tabela 4.8 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 2.....	47
Tabela 4.9 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 3.....	47
Tabela 4.10 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 3.....	47
Tabela 4.11 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 4.....	48
Tabela 4.12 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 4.....	48
Tabela 4.13 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 5.....	48
Tabela 4.14 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 5.....	49
Tabela 4.15 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 6.....	49
Tabela 4.16 – Matrica \mathbf{T}_U	49
Tabela 7.1 – Referentne vrednosti promenljivih stanja za test DM sa dva čvora	90
Tabela 7.2 – Estimirane vrednosti PSE i DSE za veoma opterećenu i slabo opterećenu test DM	91
Tabela 7.3 – Prosečna procentualna odstupanja referentnih i estimiranih vrednosti PSE i DSE.....	91
Tabela 7.4 – Vreme izvršenja DES izraženo preko broja DTS iteracija.....	93
Tabela 7.5 – Opterećenje sekundara Tr SN/NN sa uravnoteženim potrošačima	96
Tabela 7.6 – Opterećenje sekundara Tr SN/NN sa neuravnoteženim potrošačima	96
Tabela 7.7 – Opterećenje izvoda za neuravnotežene potrošače (rezultat tokova snaga)	97
Tabela 7.8 – Poređenje merenih vrednosti sa preestimiranim i estimiranim vrednostima	97
Tabela 7.9 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimirane vrednosti struje od merene vrednosti.....	111
Tabela 7.10 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimirane vrednosti aktivne snage od merene vrednosti	113
Tabela 7.11 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimirane vrednosti reaktivne snage od merene vrednosti.....	114
Tabela 7.12 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimirane vrednosti napona od merene vrednosti.....	115
Tabela 10.1 – Izrazi preslikavanja snage kod dvonamotajnih trofaznih transformatora.....	154
Tabela 10.2 – Izrazi preslikavanja snage kod tronamotajnih trofaznih transformatora sprege $\mathbf{Y}_N \mathbf{y}_n \mathbf{k}_{12} \mathbf{d} \mathbf{k}_{13}$	157

1 UVOD

Kvalitet upravljanja, analize i planiranja pogona kako prenosnih tako i distributivnih mreža direktno zavisi od kvaliteta poznavanja režima mreže koja se razmatra. Međutim, za kvalitetan proračun režima mreže raspoložive informacije često nisu dovoljne i/ili nisu njihove vrednosti nisu dovoljno pouzdane. Prikupljeni skup podataka ponekad ne samo da nije dovoljan da se kvalitetno odredio režim mreže, već nije dovoljan ni za njegov jednoznačan proračun. U cilju prevazilaženja navedenog problema i određivanja što kvalitetnije slike režima mreže, koristi se energetska funkcija za najbolju moguću procenu režima mreže na osnovu raspoloživih podataka – funkcija Estimacija stanja.

Estimacija stanja prenosnih mreža je utvrđena 70.-tih godina prošlog veka [1], a praktično realizovana pre više od 30 godina. Osnove estimacije stanja prenosnih mreža je dao Fred Schweppe [1,2]. On je definisao estimaciju stanja kao "algoritam za obradu podataka" koji pretvara redundantna merenja i ostale raspoložive informacije u estimaciju promenljivih stanja elektroenergetskog sistema (vrednosti modula i faznih stavova fazora napona) [54]. Danas, estimacija stanja predstavlja suštinski, nezamenjiv deo sistema za upravljanje prenosnih mreža (EMS – Energy Management System)¹.

Za razliku od prenosnih mreža, koje su od vitalnog interesa od samog početka elektrifikacije, nadgledanje, kontrola, upravljanje i planiranje distributivnih mreža (DM) dobija na značaju tek poslednjih trideset godina. Osim restrukturiranja, deregulacije i privatizacije elektroprivrede, tome je doprinela intenzivna ugradnja distributivnih obnovljivih izvora električne energije, pojava uređaja za skladištenje energije i sve većeg broja električnih vozila i sve veća potreba za upravljanjem opterećenjem krajnjih potrošača.

Distributivni menadžment sistem (DMS – Distribution Management System) je savremeni napredni sistem za efikasno i optimalno upravljanje DM. Potpunom integracijom DMS-a sa sistemom za daljinsko upravljanje, kontrolu i prikupljanje podataka (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition), sistemom pametnih brojila (AMI – Advanced Metering Infrastructure), geografskim informacionom sistemom (GIS), sistemom za vođenje podataka o potrošačima (CIS – Customer Information System) i drugim sistemima od interesa, dobija se sveobuhvatno tehničko rešenje za elektrodistributivna preduzeća [3,4]. DMS sadrži napredne funkcije koje pre svega optimizuju performanse distributivne mreže, automatizuju restauraciju napajanja, omogućavaju brz odziv distributivne mreže na zahteve prenosne mreže, pomažu u efikasnom operativnom planiranju, kao i u izboru najbolje strategije planiranja DM-e. U tu svrhu najčešće se koriste sledeće energetske funkcije: Optimalna regulacija naponskih prilika i reaktivne snage (Volt-Var Optimizacija - VVO), Rekonfiguracija mreže, Lokacija kvara, Izolacija kvara, Restauracija napajanja, Prognoza potrošnje i proizvodnje, itd.

¹ U daljem tekstu estimacija stanja prenosne mreže će se navoditi kao EMS ES.

Gotovo za sve navedene funkcije potrebna je kvalitetna procena (stacionarnih) stanja DM – distributivna estimacija stanja (DES). U skladu sa tim, DES predstavlja bazičnu energetska funkciju na osnovu koje se dobija najbolja procena stanja celokupne DM [5].

Uprkos velikom interesu za istraživanje problema DES i velikom broju radova koji su na tu temu objavljeni u poslednje tri decenije, samo su u malom broju radova prikazani rezultati njene primene u realnom okruženju. Neki od tih radova su [6,7,8,9]. Još manji broja radova prikazuje praktičnu primenu DES integrisanu u DMS [6,7,9]. U skladu sa tim može se reći da do danas nisu utvrđeni standardi za praktičnu primenu DES, odnosno nisu definisani osnovni koraci algoritma DES neophodni za formiranje industrijskog, komercijalnog proizvoda za DES koja je integrisana u savremene DMS. Dodatni problem je činjenica da usled ugradnje velikog broja distributivnih energetskih resursa² (DER) i razvoja mikro mreža, tradicionalno pasivni i relativno jednostavni distributivni sistemi postaju sve više aktivni i veoma složeni sistemi. Zbog toga procena stanja DM postaje sve izazoviji zadatak, odnosno može se zaključiti da DES integrisana u DMS ima sve kompleksniju ulogu u efikasnom upravljanju sadašnjih i budućih aktivnih DM.

U ovom radu predstavljen je robustan i brz DES koji je integrisan u savremen DMS. U suštini ona se zasniva na minimizaciji ponderisane sume kvadrata odstupanja i velikom broju ograničenja. Razdvajanje procene vrednosti struja od procene vrednosti napona predstavljenu metodu čini konceptualno različitim od tradicionalne estimacije stanja koja se primenjuje za upetljane prenosne mreže [7]. Kvalitet rezultata predstavljene metode, kao i drugih metoda estimacije stanja, direktno je proporcionalan količini i kvalitetu podataka sa kojima se raspolaže. Generalno, ona može da se primeni kao nezavisna funkcija, na osnovu koje će se dispečerima omogućiti uvid u aktuelne režime DM, ali i kao podrška složenim DMS proračunima. Na osnovu toga, DES je integrisana u DMS okruženje i predstavljena kao industrijski proizvod [10,14,15,16,17]. Njenom višegodišnjom praktičnom primenom pokazano je da je estimacija stanja velikih DM sa niskim stepenom redundanse telemetrisanih veličina merenja, ne samo moguća, nego da je dovoljno brza i dovoljno tačna da se može praktično primeniti u realnim distributivnim sistemima u realnom vremenu. Njene mogućnosti su predstavljene u [10,11,12,13].

U radu, nakon uvoda, u drugoj glavi dat je kratak pregled radova na temu DES. U trećoj glavi data je postavka problema estimacije stanja aktivnih DM. U istoj glavi, navedeni su osnovni razlozi za razvoj novog, posebnog, specijalizovanog matematičkog modela (koncepta) za DES. U četvrtoj glavi definisani su i objašnjeni osnovni pojmovi korišćeni u ovom radu. U petoj glavi detaljno je prikazan jednostavan, brz i robustan, specijalizovan algoritam za estimaciju stanja aktivnih DM. Uloga DES, u okviru DMS-a, prikazana je u šestoj glavi. Rezultati verifikacije procedure DES su prikazani u sedmoj, a zaključak u osmoj glavi. U devetoj glavi referentno je navedena korišćena literatura. U desetoj glavi, kao prilog, dat je materijal koji bi nepotrebno opterećivao osnovni tekst rada.

² U distributivne energetske resurse spadaju: distributivni generatori, skladišta električne energije, kućni solarni paneli, električna vozila i upravljivi potrošači.

2 ESTIMACIJA STANJA DISTRIBUTIVNIH MREŽA DANAS

Koncept pametnih mreža i njegova primena u distributivnim mrežama (DM) jeste imperativ za sve inženjere koji rade u ovoj oblasti. Distributivni Menadžment Sistem (DMS) predstavlja osnovu tog koncepta čija glavna karakteristika jeste mogućnost uvida u aktualno stanje DM radi efikasnog i sigurnog vođenja DM. Zbog toga distributivna estimacija stanja (DES) predstavlja osnovnu funkciju DMS-a. Kvalitet njenih rezultata direktno utiče na kvalitet rezultata gotovo svih DMS funkcija [3].

Iako postoji veliki broj radova na temu DES, njena primena u realnim DM-a je zanemarljivo mala. Osnovni razlog za to jeste mali stepen redundanse telemetrisanih vrednosti merenja u kontrolne centre, kao i uobičajeno velike dimenzije DM-a.

Prvi radovi na temu DES su objavljeni 90-ih godina prošlog veka [18,19,20,21,22,23].

Do danas, u literaturi su predstavljeni različiti modeli DES [64]. Najzastupljeniji su modeli koji se zasnivaju na tradicionalnom EMS ES [24,25] i kao takvi prilagođeni su za primenu u DM [18,26,27,28,29,30]. Osim njih, u literaturi se mogu naći i pokušaji da se napravi jedinstven model estimacije stanja, kako za prenosne, tako i za distributivne mreže [31,32]. Usko specijalizovani modeli za estimaciju stanja DM prikazani su u [8,21,22,33,34]. Modeli prikazani u [8,22] zasnovani su na heurističkim pravilima, dok su modeli u [21,26,27,33] zasnovani na teoriji verovatnoće. U modelima koji su prikazanim u [18,21,26,29,30,35] vektor stanja čine naponi čvorova, dok vektor stanja u [20,33,36,37] čine struje grana. U modelima koji su prikazani u [22,26] obrada merenja aktivne i reaktivne snage, napona i struja obavlja se istovremeno, u modelima [20,36] merenja napona su zanemarena, dok se modeli [27,35] zasnivaju na sinhronim vrednostima merenja napona i fazora struja.

Većina metoda primenljive su, prvenstveno, na uravnotežene DM u simetričnim režimima. Za DM u nesimetričnim režimima u literaturi se, takođe, može naći niz metoda, samo neke od njih su [18,19,22,26,27,28,38,42,57,59,68,69]. Neke od njih uvažavaju aktivnu prirodu modernih DM [42,57,59,68].

Za rešavanje gore pomenutih modela koriste se različite matematičke metode. Neke od njih su: metoda minimuma sume ponderisanih kvadrata odstupanja (WLS – weighted least squares) [18,20,24,25,26,28,31,36]; dekompozicija WLS problema celokupne DM na više manjih WLS problema [33,66]; fazi logika [39], veštačka inteligencija [40], itd.

Interesovanje za razvojem DES je poraslo otkako je ustanovljen koncept pametnih mreža (smart grid) koji je uticao na značajne promene u distributivnim sistemima [29,30,35,41,42,43].

Distributivne mreže se modernizuju i pored SCADA merenja integrišu se i pametna merenja (AMI podaci), kao i merenja fazora napona ili struja (PMU merenja). Zbog toga noviji radovi u svojim algoritmima koriste pametna merenja **[Error! Reference source not found.],61,67,71]** i PMU merenja [62,70,71].

Uprkos velikom broju gore pomenutih modela i procedura za njihovo rešavanje, standardni model DES i standardna procedura za njeno rešavanje još uvek nisu

ustanovljeni. Takođe, mali je broj DES koji su uspešno integrisani u okviru DMS, a još je manji broj onih čiji su rezultati potvrđeni na realnim DM u realnom vremenu. Upravo je na ovu temu, i o ovim problemima raspravljala IEEE zajednica na svoja dva generalna skupa [10,11,12,13].

3 POSTAVKA PROBLEMA

U velikom broju radova, autori pokušavaju da modele kreirane i primenjene za estimaciju stanja režima upetaljnih prenosnih mreža prilagode i primene i za estimaciju stanja režima dominantno radijalnih distributivnih mreža [18,26,27,28,29,30].

Međutim, prenosne i distributivne mreže se značajno razlikuju u pogledu: topologije, uravnoteženosti elemenata, redundanse telemetrisanih podataka i dimenzije sistema [44]. Osnovne razlike tipičnih prenosnih i distributivnih mreža su prikazane u tabeli Tabela 3.1 [54].

Tabela 3.1 – Osnovne razlike prenosnih i distributivnih mreža

	PRENOSNE MREŽE	DISTRIBUTIVNE MREŽE
uloga	povezuje podsistem proizvodnje sa podsistemima pod-prenosa i distribucije	napaja konkretne potrošače
topologija	upetljana	radijalna (slabo upetljana)
odnos R/X vodova	mali	velik
dimenzija sistema (broj čvorova, potrošača, ...)	od nekoliko stotina do hiljadu, dve čvorova	od 10 000 do 100 000 čvorova
uravnoteženost elemenata	uravnoteženi	uravnoteženi i neuravnoteženi
režim	simetričan	(ne)simetričan
daljinska kontrola	većina elemenata	skromna
redundansa telemetrisanih veličina	> 2 %	0.2 ÷ 0.3 %
merene veličine	aktivna i reaktivna snaga, struja, napon	najčešće struja i ponegde aktivna i reaktivna snaga i napon
učestalost promene uklopnog stanja	mala	velika

Osim razlika koje su navedene u Tabela 3.1, potrebno je naglasiti da primena algoritma EMS ES u DM često ne može praktično da se primeni. Neki od osnovnih razloga za to su velike dimenzije problema (veliki broj čvorova DM) i mali odnos parametara deonica X/R , zbog čega brze dekoplovane metode i DC aproksimacije, koje se često primenjuju u EMS ES, nisu efikasne za DES [36].

U ovom radu je prikazana robustna i brza DES optimizaciona procedura koja je integrisana u DMS. Kao i kod svake druge metode za estimaciju stanja, kvalitet DES rezultata je direktno proporcionalan kvalitetu i količini vrednosti merenja i podataka elemenata DM. Suštinska razlika je u konceptu njene realizacije. Razlozi za formiranje novog DES koncepta su sledeći [47]:

- Usled male redundanse, DM nikada nisu opservabilne. U predloženoj DES koriste se usrednjene 15 minutne vrednosti merenja snage/struje, vrednosti

koje su dobijene preko AMI (Advanced Metering Infrastructure) sistema i istorijski podaci – dnevni hronološki dijagrami (DHD) potrošnje, na osnovu kojih je ostvarena veštačka opservabilnost DM.

- Procedura DES u potpunosti prati karakteristike DM, na isti način na koji to čine specijalizovane procedure za proračune tokova snaga u DM. Procedura DES je, pre svega, usmerena prema proceni (kalibraciji) snage/struje injektiranja čvorova. Usled male redundanse merenja, najbolja moguća procena je urađena na osnovu istorijskih podataka i malog broja merenja u relnom vremenu. Nakon procene vredosti injektiranja u čvorove DM, primenom proračuna tokova snaga dobija se najbolja moguća procena vrednosti vektor stanja, vrednosti fazora napona svih čvorova DM.
- Prenosne mreže su uravnotežene, a njihovi režimi simetrični. Za procenu njihovog režima koristi se EMS ES. DM mogu da budu uravnotežene, u simetričnim, ali i u nesimetričnim režimima, odnosno neuravnotežene u nesimetričnim režimima (npr. DM u SAD, Kanadi, Južnoj Americi i Australiji). U ovom radu predložena procedura za DES je primenljiva kako za uravnotežene, tako i za neuravnotežene DM.
- U slučaju da je redundansa merenja 100%, proračuni EMS ES i DES su prilagođeni modelima i procedurama za proračune tokova snaga u prenosnim i distributivnim mrežama, respektivno. Proračun EMS ES je prilagođen proračunima tokova snaga koji je zasnovan na Newton-Raphson (NR) algoritmu [47], dok je proračun DES prilagođen proračunu tokova snaga koji je zasnovan na BFS (Back/Forward Sweep) algoritmu [47]. Ova dva algoritma se suštinski razlikuju. Kada je redundansa merenja iznad 100%, EMS ES i DES se svode na odgovarajuće procedure za proračun tokova snaga.
- Ako se EMS ES primeni u DM, sve mane modela i procedura za proračune tokova snaga, zasnovanih na NR algoritmu, prenose se u proceduru estimacije stanja DM (neki od problema su: porast vremena proračuna, veliki rang sistema jednačina, obrada čestih promena topologije, mali odnos X/R koji sprečava korišćenje brzih dekuplovanih metoda za proračune tokova snaga u DES [45]).
- Usled ugradnje velikog broja DER-ova i razvoja mikro mreža, tradicionalno pasivne i relativno jednostavne DM postaju sve više aktivne i veoma složene mreže.

Na kraju, trebalo bi istaći da u poznatoj literaturi i praksi nedostaju standardi za formiranje jedinstvenog, robustnog i skalabilnog matematičkog modela za estimaciju stanja savremenih, sve kompleksnijih DM, koje mogu biti: višenapospke radijalne, ili slabo upetljane, malih i izuzetno velikih dimenzija, sa različitim tipovima potrošača i DER-ovima, sa daljinski i lokalno kontrolisanim transformatorima i resursima za kontrolu napona i tokova reaktivne snage, sa veoma malom redundansom podataka realnog vremena i u simetričnim i nesimetričnim režimima.

Svi navedeni razlozi su uzeti u obzir prilikom formiranja novog, specijalizovanog

koncepta za proračun estimacije stanja u DM. Tako dobijen model za DES jeste mnogo efikasnija od estimacije stanja koja se koristi u prenosnim mrežama. Proračun DES brže konvergira od proračuna EMS ES. Razlog za to je činjenica da, u okviru DM, tokovi snaga koji su zasnovani na BFS algoritmu brže konvergiraju od tokova snaga koji su zasnovani na NR algoritmu. Konačno, specijalizovani model za DES može se primeniti i za određivanje stanja DM sa malim opterećenjem (problem karakterističan za EMS ES pri estimaciji stanja mreže sa malim vrednostima struja [30]).

4 OSNOVNI KONCEPTI

Radi lakšeg razumevanja matematičkog modela za DES, koji je prikazan u ovom radu, u prvom delu ove glave ukratko su opisani ulazni podaci koji su potrebni za DES. U drugom delu opisano je formiranje oblasti merenja i definisan je pojam matrice incidencije, u skladu s potrebama za njenu primenu u DES za uravnotežene i neuravnotežene DM. U poslednjem, trećem delu ove glave, definisan je pojam zone regulacionih transformatora.

4.1 Ulazni podaci

Model za estimaciju stanja zasniva se na podacima van realnog i podacima realnog vremena. Na osnovu podataka realnog vremena omogućeno je da se vrednosti opterećenja svih potrošača, koje su dobijene na osnovu podataka van realnog vremena, koriguju. Naravno, što je veći broj pouzdanih podataka iz realnog vremena, to je korekcija opterećenja potrošača kvalitetnija.

Za primenu DES potrebno je da se u jedinstvenoj DMS bazi podataka obezbedi sledećih sedam tipova podataka:

- Parametri mreže,
- Podaci o topologiji,
- Originalna merenja,
- Podaci o opterećenju potrošača,
- Podaci o opterećenju generatora,
- Rezultati estimacije stanja napojne mreže,
- Zakoni regulacije i pravila lokalne automatike,
- Faktori pouzdanosti merenja i istorijskih podataka o opterećenju potrošača i generatora,
- Vremenski podaci.

4.1.1 Parametri elemenata DM

Da bi se za potrebe DES formirao ekvivalentan model DM, potrebni su sledeći osnovni parametri elemenata DM:

- Sekcije: dužina, podužna rezistansa, reaktansa, susceptansa, nominalna struja, faznost, itd;
- Transformatori: nominalna snaga, napon kratkog spoja, struja praznog hoda, nominalni naponi, faznost, sprega, pravila rada lokalne automatike, parametri regulacione sklopke (broj otcepa, korak regulacije, itd.) ;
- Potrošači: faznost, srednja godišnja snaga, tip potrošnje kome su asocirani: normalizovani dnevni hronološki dijagram

(NDHD) aktivne i reaktivne snage, koeficijenti zavisnosti opterećenja potrošača od napona i koeficijenti povratnog opterećenja, itd;

- Generatori: nominalna snaga, tip tehnologije (solarni, vetro, hidro, dizel, itd.), tip mašine (sinhrona, asinhrona), itd;
- Kondenzatori: nominalna snaga, nominalni napon, faznost, pravila rada lokalne automatike.

4.1.2 Podaci o topologiji

Topološki podaci obuhvataju statuse rasklopne opreme, statuse regulacionih sklopki transformatora, kao i prekidi i prevezivanja sekcija. Za telemetrisane uređaje, statusi se prikupljaju pomoću SCADA sistema, a statusi netelemetrisanih uređaja, prekidi i prevezivanja sekcija se dojavljuju u dispečerski centar od strane nadležnih ekipa.

4.1.3 Originalna merenja

Predstavljena procedura DES uvažava izmerene vrednosti aktivne i reaktivne snage, modula struja, prividne snage, faktora snage, modula napona, ugla napona, kao i napunjenost baterije, u realnom vremenu. Njih obezbeđuju SCADA i AMI sistemi i u skladu sa tim se nazivaju *originalna merenja*. U okviru SCADA sistema, svakom merenju pridružuje se jedan od sledećih pokazatelja kvaliteta [54]:

- *Dobar* – nije detektovan prekid sa SCADA/AMI sistemom, merenje je osveženo u zadatom vremenskom intervalu i nalazi se unutar zadatog opsega očekivane vrednosti;
- *Nesiguran* – merenje nije osveženo u zadatom vremenskom intervalu, ili je vrednost ručno zadata (manual override);
- *Loš* – prekinuta konekcija sa SCADA/AMI sistemom (offscan).

Saglasno s tim, uveden je *faktor validnosti merenja c* [47]:

$$c = \begin{cases} 1.0, & \text{za dobra merenja,} \\ 0.5, & \text{za nesigurna merenja,} \\ 0.0, & \text{za loša merenja.} \end{cases} \quad (4.1)$$

Faktor validnosti 1.0 ukazuje na to da se izmerena vrednost, koja je prenetna SCADA/AMI sistemom u DMS, uključuje u proceduru s njegovom punom "težinom". Ta težina je jednaka izvesnosti (faktor pouzdanosti) koja je određena klasom tačnosti merne opreme, kao i vremenskim intervalom osvežavanja merene vrednosti³. Faktor validnosti 0.0 ukazuje na to da se odgovarajuće merenje isključuje iz procedure

³ Merene vrednosti dobijene preko SCADA sistema se osvežavaju svakih 3-30 sekundi, dok je period osvežavanja AMI podataka reda 5-15 minuta. Zbog toga težina merene vrednosti dobijene preko AMI sistema je nekoliko puta manje vrednosti od težine merenja koja se osvežava preko SCADA sistema.

estimacije, bez obzira na njegov faktor pouzdanosti. Dobra i nesigurna merenja jesu validna merenja.

4.1.3.1 *AMI podaci*

AMI sistem (AMI – Advanced Metering Infrastructure) predstavlja sistem koji meri, prikuplja i analizira potrošnju električne energije potrošača. Izmerene vrednosti se preko AMI sistema osvežavaju na zahtev, ili nakon isteka predefinisano vremenskog intervala.

AMI sistem je zapravo unapređen sistem pametnih merenja AMR (AMR – Automatic Metering Infrastructure) koji podržava dvosmernu komunikaciju između merenja i centralnog sistema. Dvosmerna komunikacija u ovom slučaju podrazumeva da se osim očitavanja merenja omogućava i slanje komandi za upravljanje opterećenja potrošača (uključivanje potrošača u program za regulaciju potrošnje, daljinsko isključenje, pružanje informacije o ceni električne energije). Osim toga, pametna merenja mogu da generišu i upozorenja potrošačima i operatorima DM prilikom detektovanja problema u kvalitetu isporučene električne energije, ili prekida napajanja.

Ukratko, AMI sistem predstavlja proširenje SCADA sistema i koristi se za nadgledanje i kontrolu potrošača u NN mreži.

Pametna merenja tipa Belveder (Bellwether) su merenja koja se mogu konfigurisati, tako da se za predefinisati vremenski interval (5-15 min), ili na zahtev, obezbeđuju srednje vrednosti izabranih električnih veličina. Belveder merenja mogu da obezbede sledeće vrednosti:

- Napon,
- Struju,
- Aktivnu i reaktivnu snagu,
- Prividnu snagu,
- Faktor snage,
- Aktivnu i reaktivnu energiju.

Od podataka AMI sistema predstavljena DES u ovom radu uvažava Belveder merenja, odnosno merene vrednosti napona, struje, aktivne, reaktivne i prividne snage, kao i faktor snage potrošača u NN mreži.

4.1.4 *Podaci o opterećenju potrošača*

Na vrednosti opterećenja potrošača utiče niz međusobno (ne)zavisnih faktora: godišnje doba, dan u nedelji, vremenski trenutak, geografska širina i dužina, mentalitet stanovništva, stepen ekonomskog razvoja, klima, vremenske prilike (temperatura, osunčanost, vetar, vlažnost vazduha itd.), slučajni događaji (događaji koji nisu predvidivi u normalnom pogonu), manifestacije (utakmice, koncerti, sajmovi), itd. [54].

Pojedinačno modelovanje opterećenja, za svaki individualni potrošač, zahteva isto toliko mernih uređaja, njihov neprekidni nadzor i kvalitetnu obradu i prenos podataka od

svakog potrošača do kontrolnog centa. Potpuni nadzor svih potrošača predstavljao bi potpunu automatizaciju DM, što bi za velike DM bila prilična investicija i koja može da se izbegne primenom DES integrisane u DMS.

S obzirom da se svi potrošači mogu grupisati u grupe sličnih potrošača i da se promene opterećenja za veliku grupu sličnih potrošača mogu smatrati da su istovremene i jednoznačne, svaka od tih grupa se može predstaviti svojim reprezentativnim dijagramima potrošnje [46]. U ovom radu, grupa sličnih potrošača se naziva tip potrošnje. Uobičajena klasifikacija potrošača u DM je na sledeće tipove potrošnje [46]: stambeni, komercijalni i industrijski. Naravno, ova klasifikacija potrošača može biti i znatno finija, npr. stambena potrošnja može da se подели u zavisnosti da li se razmatraju potrošači u kolektivnoj, ili individualnoj gradnji, sa ili bez centralnog grejanja, sa ili bez tople protočne vode, itd.

U ovom radu za modelovanje opterećenja potrošača koriste se sledeći podaci:

- Godišnji kvantitativni reprezent opterećenja potrošača (srednja ili maksimalna vrednost aktivne i reaktivne snage),
- Normalizovani dnevni hronološki dijagram (NDHD) opterećenja potrošača,
- Faktor pouzdanosti NDHD opterećenja potrošača,
- Koeficijenti zavisnosti opterećenja potrošača od napona,
- Koeficijent povratnog opterećenja (cold load pick up).

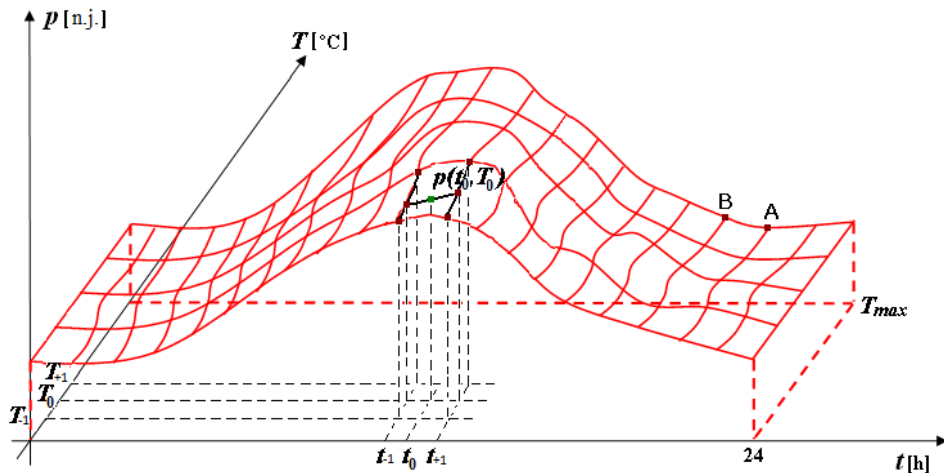
Njihov uticaj na opterećenje potrošača je opisan u nastavku rada.

4.1.4.1 *NDHD i godišnji kvantitativni reprezent opterećenja potrošača*

Za promenu opterećenja potrošača, kao dominantan faktor potrebno je definisati vremenski trenutak i pri tome zanemariti faktore ekonomskog trenda, slučajnih događaja, manifestacija i sl. U skladu sa prethodnim, podaci o opterećenju potrošača se mogu zadati po karakterističnim periodima (npr. zima, proleće, leto, jesen) i danima (radni dan, subota, nedelja, praznik).

U ovom radu, tipično ponašanje potrošača je definisano pomoću NDHD aktivne i reaktivne snage koji su određeni normalizacijom DHD kvantitativnim reprezentima opterećenja potrošača. Kvantitativni reprezent opterećenja potrošača najčešće su srednja godišnja aktivna i reaktivna snaga opterećenja potrošača.

NDHD aktivne i reaktivne snage su asocirani svakom tipu potrošnje i definisani su za svaku karakterističnu sezonu i dan, kao i karakteristični temperaturni opseg. Odnosno, NDHD su predstavljeni pomoću tri dimenzije: vreme t , aktivna(reaktivne) snaga $p(q)$ i temperatura T (Slika 4.1). Vremenska osa je ekvidistantna, a temperaturna osa može biti definisana neekvidistantnim opsezima.



Slika 4.1 – NDHD aktivne snage

Određivanje NDHD opterećenja se vrši na osnovu raspoloživih izmerenih vrednosti pojedinačnih i/ili grupe sličnih potrošača tako što se DHD aktivnih i reaktivnih snaga normalizuju sa izabranim kvantitativnim pokazateljem opterećenja potrošača. Da bi se odredili kvalitetni NDHD opterećenja za svaki tip potrošnje, potrebne su izmerene vrednosti opterećenja potrošača istog tipa, u periodu u kom su obuhvaćeni svi karakteristični periodi i dani, za celu godinu.

U slučaju da se u grupi sličnih potrošača nalazi potrošač koji ima DER i čiji doprinos utiče na izmerenu vrednost opterećenja potrošača, da bi se odredilo njegovo opterećenje, potrebno je uvažiti uticaj DER-a na opterećenje koje je izmereno. Na primer, ako je u pitanju kućni solarni panel, na merenu vrednost opterećenja potrošača potrebno je dodati injektiranje tog DER-a. Ako injektiranje DER-a nije izmereno, moguće je na osnovu istorijskih podataka, vremenskih prilika kada je merenje izvršeno i osnovnih karakteristika solarnog panela proceniti njegovu proizvodnju. Više detalja o proceni injektiranja solarnog panela je dato u delu 4.1.5.3.

Ako tipovi potrošnje u DM nisu prethodno definisani, tada je potrebno nad skupom NDHD opterećenja (određenih na osnovu merenja) svih potrošača, izvršiti njihovu klasterizaciju. Tim postupkom vrši se klasifikacija svih potrošača na optimalan broj grupa sličnih potrošača [48,48]. Na ovaj način definišu su tipovi potrošnje razmatrane DM, kao i njihovi NDHD opterećenja za sve karakteristične periode i dane.

NDHD opterećenja potrošača iz grupe sličnih potrošača u manjoj ili većoj meri odstupaju od NDHD opterećenja koji je određen za tip potrošnje. Zbog toga se uvodi pojam faktor pouzdanosti NDHD opterećenja tipa potrošnje koji predstavlja meru odstupanja NDHD opterećenja potrošača od NDHD opterećenja tipa potrošnje koji mu je pridružen.

Određivanje snage opterećenja potrošača za posmatrani trenutak t_0 i izmerenu (prognoziranu) temperaturu T_0 , na osnovu NDHD, vrši se na sledeći način:

1. Korak: Odrediti vrednosti snage potrošnje na početku i kraju vremenskog intervala (t_{-1}, t_{+1}) u kom se nalazi t_0 :

$$p(t, T_0) = p(t, T_{-1}) + \frac{p(t, T_{+1}) - p(t, T_{-1})}{T_{+1} - T_{-1}} (T_1 - T_{-1}), \quad t = t_{-1}, t_{+1}; \quad (4.2)$$

T_{-1} i T_{+1} – srednje vrednosti temperatura dva uzastopna temperaturna opsega koje istovremeno predstavljaju i temperaturni interval kome T_0 pripada.

2. Korak: Odrediti snage potrošnje za t_0 i T_0 :

$$p(t_0, T_0) = p(t_{-1}, T_0) + \frac{p(t_{+1}, T_0) - p(t_{-1}, T_0)}{t_{+1} - t_{-1}} (t_0 - t_{-1}). \quad (4.3)$$

3. Korak: Odrediti snage opterećenja potrošača i u apsolutnim jedinicama:

$$P_{\text{DHD}} = P_{\text{sri}} \cdot p(t_0, T_0), \quad (4.4)$$

P_{sri} – srednja godišnja snaga potrošača i .

Postupak određivanja reaktivne snage opterećenja potrošača je analogan postupku određivanja aktivne snage opterećenja potrošača koji je definisan izrazima (4.2) ÷ (4.4). Napomena: ovako određene vrednosti opterećenja potrošača predstavljaju vrednosti opterećenja za nominalne vrednosti napona DM, na mestu na kojem je potrošač priključen – U_{nom} .

Pametna merenja čuvaju izmerene vrednosti, tako da se njihova istorija može iskoristiti za određivanje NDHD tipova potrošnje, odnosno da se poboljša kvalitet ulaznih podataka za DES.

4.1.4.2 *Koeficijenti zavisnosti opterećenja potrošača od napona*

Zavisnost vrednosti opterećenja potrošača od aktuelne vrednosti napona na mestu njegovog priključenja na DM, modelovana je na osnovu sledećih 6 koeficijenata:

- a_p – udeo aktivne snage opterećenja potrošača modelovane kao konstantne snage,
- a_{pI} – udeo aktivne snage opterećenja potrošača modelovane kao konstantne struje,
- a_{pZ} – udeo aktivne snage opterećenja potrošača modelovane kao konstantne impedanse,
- a_Q – udeo reaktivne snage opterećenja potrošača modelovane kao konstantne snage,
- a_{QI} – udeo reaktivne snage opterećenja potrošača modelovane kao konstantne struje,
- a_{QZ} – udeo reaktivne snage opterećenja potrošača modelovane kao konstantne impedanse.

Pritom, vrednosti koeficijenata koji se odnose na aktivne i reaktivne snage moraju da

zadovolje sledeće jednačine:

$$a_P + a_{PI} + a_{PZ} = 1; \quad (4.5a)$$

$$a_Q + a_{QI} + a_{QZ} = 1. \quad (4.5b)$$

Smatra se da se zavisnost opterećenja potrošača od napona može na isti način modelovati za sve potrošače istog tipa potrošnje.

Vrednosti aktivne i reaktivne snage opterećenja potrošača, za trenutak t_0 , temperaturu T_0 i vrednost napona U_0 , uz uvažavanje izraza (4.4), definisane su na osnovu sledećih izraza:

$$P = P(t_0, T_0) \cdot \left(a_P + a_{PI} \frac{U_0}{U_{nom}} + a_{PZ} \left(\frac{U_0}{U_{nom}} \right)^2 \right); \quad (4.6a)$$

$$Q = Q(t_0, T_0) \cdot \left(a_Q + a_{QI} \frac{U_0}{U_{nom}} + a_{QZ} \left(\frac{U_0}{U_{nom}} \right)^2 \right); \quad (4.6b)$$

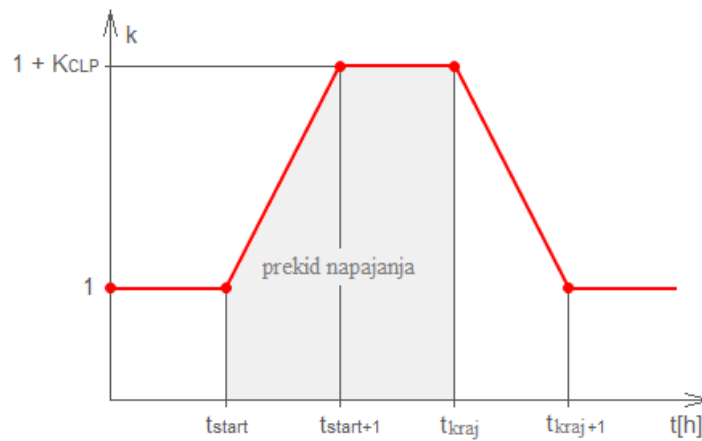
gde je U_{nom} nominalan napon DM.

4.1.4.3 **Koeficijenti povratnog opterećenja**

Kada se potrošaču koji je bio u beznaponskom stanju vrati napajanje, u zavisnosti od vremena koliko dugo je bio u beznaponskom stanju, vrednost njegovo opterećenje će biti veće od vrednosti koju bi taj potrošač imao bez prekida. Ovaj efekat se modeluje pomoću koeficijenta povratnog opterećenja (tzv. "cold load pick up"), čija vrednost može posebno da se definiše za aktivnu snagu i posebno za reaktivnu snagu.

U okviru DES, koja je prikazana u ovom radu, vrednost koeficijenta povratnog opterećenja u trenutku vraćanja napajanja potrošaču se određuje na osnovu dijagrama koji je prikazanog na Slika 4.2. Maksimalni efekat povratnog opterećenja, maksimalna vrednost koeficijenta povratnog opterećenja K_{CLP} , postiže se nakon sat vremena od početka prekida napajanja t_{start} . Njegov efekat može da se zanemari sat vremena nakon povratka napajanja.

Osim toga, podrazumeva se da je efekat povratnog opterećenja potrošača istog tipa potrošnje isti, tako da su maksimalni koeficijenti povratnog opterećenja potrošača za aktivnu i reaktivnu snagu nakon jednočasovnog prekida napajanja (K_{CLPP} i K_{CLPQ}) asocirani svakom tipu potrošnje.



Slika 4.2 – Koeficijent povratnog opterećenja

Na Slika 4.2 vremena početka i kraja prekida napajanja su t_{start} i t_{kraj} , vreme nakon sat vremena trajanja prekida napajanja je naznačeno sa $t_{\text{start}+1}$, a vreme nakon sat vremena po vraćanju napajanja sa $t_{\text{kraj}+1}$.

Za trenutak t_0 i temperaturu T_0 aktivna snaga potrošača se određuje na osnovu izraza:

$$P = P(t_0, T_0) \cdot k_P(t_0), \quad (4.7)$$

gde je k_P koeficijent povratnog opterećenja potrošača za aktivnu snagu u trenutku t_0 :

$$k_P(t_0) = \begin{cases} 1 & t_0 < t_{\text{start}} \\ 1 + K_{\text{CLPP}} \frac{t_0 - t_{\text{start}}}{60} & t_{\text{start}} \leq t_0 < t_{\text{start}+1} \\ 1 + K_{\text{CLPP}} & t_{\text{start}+1} \leq t_0 < t_{\text{kraj}} \\ 1 + K_{\text{CLPP}} \left(1 - \frac{t_0 - t_{\text{kraj}}}{60}\right) & t_{\text{kraj}} \leq t_0 < t_{\text{kraj}+1} \\ 1 & t_0 \geq t_{\text{kraj}+1} \end{cases} \quad (4.8)$$

Reaktivna snaga opterećenja potrošača se određuje na analogan način kao i aktivna snaga:

$$Q = Q(t_0, T_0) \cdot k_Q(t_0), \quad (4.9)$$

gde je k_Q koeficijent povratnog opterećenja potrošača za reaktivnu snagu. Njegova vrednost se računa na analogan način kao i vrednost koeficijenta k_P , pri čemu se u izraz (4.8) umesto K_{CLPP} koristi koeficijent K_{CLPQ} .

4.1.5 Podaci o opterećenju distributivnih energetske resursa

U zavisnosti od instalisane snage i lokacije DER u DM mogu da se podele na dve grupe:

- Generatorske jedinice – DER-ovi veće instalisane snage (>500 kW) priključeni najčešće na SN mrežu;

- Fleksibilno opterećenje potrošača – DER-ovi potrošača, najčešće priključeni na NN mrežu, instalisane snage manje od 100 kW.

4.1.5.1 *Generatorske jedinice*

U generatorske jedinice spadaju:

- Distributivni generatori (DG),
- Skladišta električne energije (baterije).

Osnovni podaci koji su potrebni za modelovanje DG, za proračun DES, su sledeći:

- Nominalna snaga i napon;
- Tip "goriva" koji generator koristi (sunce, vetar, voda, dizel, biomasa, itd.);
- Ugovor između distributivnog preduzeća i vlasnika DG-a (maksimalna i minimalna snaga injektiranja DER-a u DM, maksimalna i minimalna snaga potrošnja DER-a);
- Kriva izlazne snage DG-a – zavisnost snage generatora od vremenskih uslova (više detalja je dato u delu 4.1.5.3);
- Dnevni rasporedi opterećenja DG – tipično injektiranje DG (više detalja je dato u delu 4.1.5.4),
- DER inverter funkcije (više detalja je dato u delu 4.1.5.5).

Osnovni podaci koji su potrebni za modelovanje baterije su sledeći:

- Kapacitet baterije,
- Nominalni napon,
- Maksimalna snaga punjenja,
- Maksimalna snaga pražnjenja,
- Ugovor između distributivnog preduzeća i vlasnika baterije,
- Dnevni rasporedi opterećenja baterije – tipično dnevno punjenje i pražnjenje baterije (više detalja je dato u delu 4.1.5.4),
- DER inverter funkcije (više detalja je dato u delu 4.1.5.5).

4.1.5.2 *Fleksibilno opterećenje potrošača*

Od DER-ova u DM se najčešće sreću sistem solarnih panela instaliranih kod NN potrošača koji se na električnu mrežu konektuje preko DER invertera (tzv. PV "*photo-voltaic*" sistemi). U većini slučajeva kada PV sistem proizvodi električnu energiju, potrošači se umesto iz DM napajaju od PV sistema. Kada PV sistem ne proizvodi električnu energiju, potrošači se napajaju iz DM. U zavisnosti da li PV sistem proizvodi ili ne, ukupno opterećenje potrošača, posmatrano od strane DM, se menja, odnosno fleksibilno je. Zbog toga se PV sistemi kod potrošača, u ovom radu, posmatraju kao

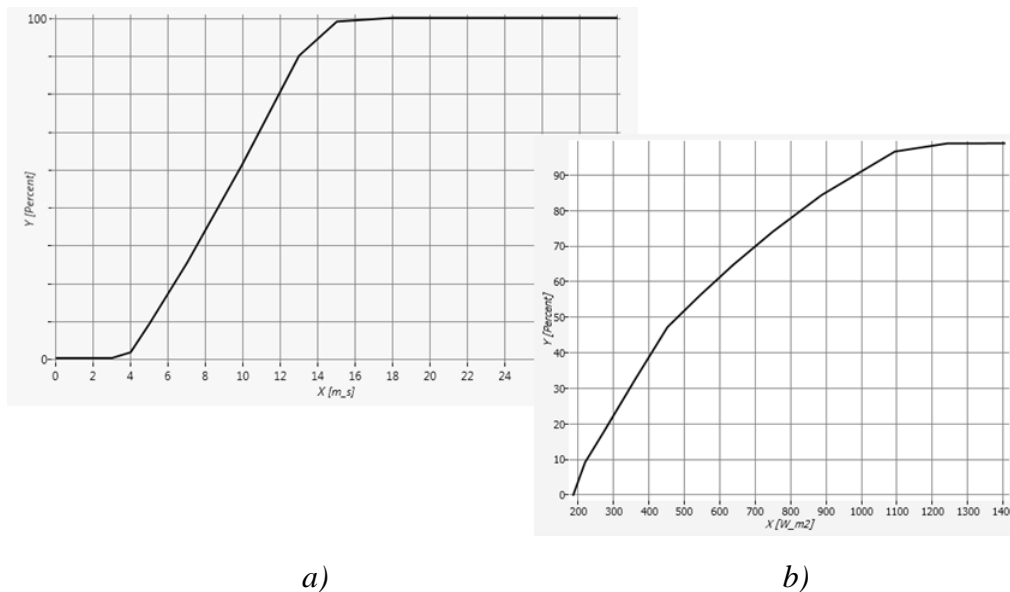
fleksibilno opterećenje potrošača.

U radu se pod fleksibilnim opterećenjem potrošača uvažavaju sledeći tipovi DER-ova:

- PV sistemi (solarni generatori),
- Vetro generatori,
- Električna vozila,
- Upravljiva potrošnja (bojleri, klima uređaji i sl.).

4.1.5.3 Krive izlazne snage solarnih i vetro generatora

Krive izlazne snage predstavljaju zavisnost snage generatora od vremenskih podataka (osunčanosti i brzine vetra) koje se asociraju solarnim i vetro generatorima. Na Slika 4.3 su prikazana dva primera krive izlazne snage: a) vetro generatora i b) solarnog generatora. Na apscisi su date vrednosti vremenskih podataka: a) vetra i b) osunčanosti, a na ordinati su prikazane procentualne vrednosti nominalnog opterećenja generatora.



Slika 4.3 – Krive izlazne snage generatora: a) vetro b) solarni

Za aktuelnu vrednost osunčanosti/vetra, sa krive izlazne snage generatora se dobija procentualna vrednost nominalnog opterećenja generatora koja se primenjuje na sve generatore kojima je asocirana posmatrana kriva izlazne snage.

Za vetro generatore izlazna snaga, za brzini vetra v , se određuje na osnovu krive izlazne snage vetro generatora i sledećeg izraza:

$$P_{\text{vetro}} = P_{\text{nom}} \cdot Y(v) / 100, \quad (4.10)$$

a solarne generatore izlazna snaga, za osunčanost S , se određuje na osnovu krive izlazne snage solarnog generatora i sledećeg izraza:

$$P_{\text{solar}} = P_{\text{nom}} \cdot Y(S) / 100. \quad (4.11)$$

U slučaju kada kriva izlazne snage generatora u modelu DM nije poznata, koriste se predefinisane krive izlazne snage generatora koje su zadate sledećim izrazima:

- Solarni generator:

$$P_{\text{solar}} = P_{\text{nom}} \cdot S / 1000 [1 - \lambda(T_c - 25)] \cdot \eta, \quad (4.12)$$

gde je:

P_{solar} – aktivna snaga injektiranja solarnog generatora u [kW];

P_{nom} – nominalna (maksimalna) snaga solarnog generatora u [kW];

S – osunčanost u [W/m^2];

λ – temperaturni koeficijent smanjenja snage; podrazumevana vrednost je 0.005;

η – stepen korisnog dejstva; podrazumevana vrednost je 0.95;

T_c – temperatura ćelije solarnog generatora [58]:

$$T_c = T + S(T_{\text{NOCT}} - 20) / 800, \quad (4.13)$$

gde je:

T – temperatura ambijenta u [$^{\circ}\text{C}$];

T_{NOCT} – nominalna radna temperatura ćelije u [$^{\circ}\text{C}$]; podrazumevana vrednost je 40°C .

Ako je T_c manja od 25°C , tada se zanemaruje smanjenje efikasnosti solarnog generatora od odstupanja temperature ambijenta od T_{NOCT} , odnosno smatra se da je član $\lambda(T_c - 25)$ jednak 0.

- Vetro generator:

$$P_{\text{vetro}} = \begin{cases} 0.0, & v_{\text{vetar}} < 3.5 \\ P_{\text{nom}}(v_{\text{vetar}} - 3.5) / (14 - 3.5), & 3.5 \leq v_{\text{vetar}} < 14 \\ 0.0, & v_{\text{vetar}} \geq 14 \end{cases}, \quad (4.14)$$

gde je:

P_{vetro} – aktivna snaga injektiranja vetro generatora [kW];

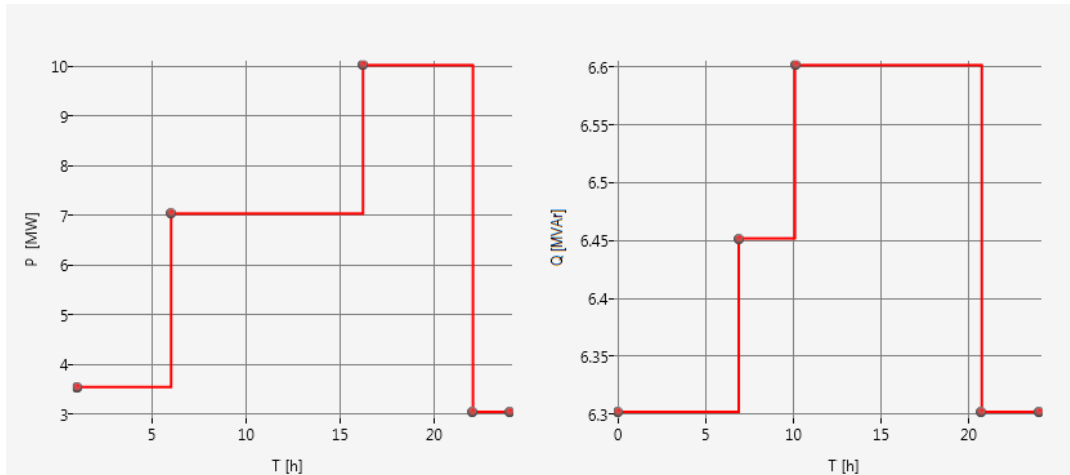
P_{nom} – nominalna (maksimalna) snaga vetro generatora u [kW];

v_{vetar} – brzina vetra [m/s].

4.1.5.4 Dnevni rasporedi opterećenja distributivnih energetske resursa

Dnevni rasporedi opterećenja se najčešće zadaju za baterije, DG i električna vozila koji ne zavise od vremenskih podataka. Oni se definišu za sve karakteristične dane i

sezone. Primer dnevnog rasporeda opterećenja baterije za karakterističnu sezonu Leto i karakterističan dan Radni dan je dat na Slika 4.4.



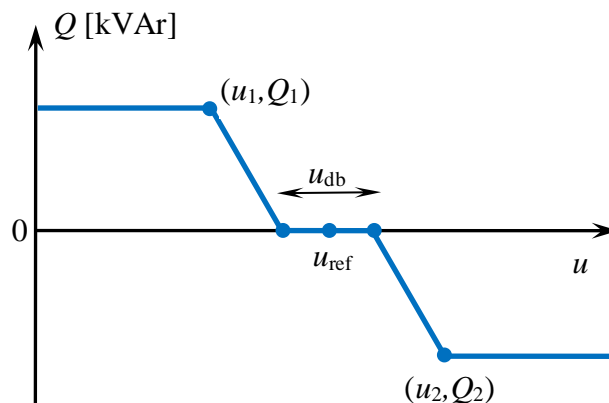
Slika 4.4 – Primer dnevnog rasporeda opterećenja baterije (Leto, Radni dan)

4.1.5.5 DER inverter funkcije

DER-ovi jednosmerne struje (solarni paneli, baterije) se na DM priključuju preko invertera, odnosno inverter DER sistema (DER invertera). DER inverter prati merenja napona i frekvencije i autonomno reguliše izlazne veličine DER-a, s obzirom na zadate limite.

U radu je opisan algoritam DES koji uvažava sledeće funkcionalnosti DER invertera:

- fiksni faktor snage,
- Volt-Var kriva – kriva zavisnosti reaktivne snage DER-a od napona (Slika 4.5).



Slika 4.5 – Volt-Var kriva, zavisnosti reaktivne snage DER-a od napona

Na slici Slika 4.5 je prikazan način rada DER-a u volt-var režimu rada. Naime, kada je napon u tački priključenja DER-a na DM u opsegu $u_{ref} - u_{db}/2 \div u_{ref} + u_{db}/2$, DER niti injektira, niti absorbuje reaktivnu snagu. Kada napon u tački priključka padne ispod vrednosti od $u_{ref} - u_{db}/2$, DER počinje da injektira reaktivnu snagu u DM i za napon u_1 dostiže maksimalnu vrednost reaktivne snage Q_1 . U suprotnom, kada napon u tački

priključka poraste iznad vrednosti od $u_{\text{ref}} + u_{\text{db}}/2$, DER počinje da injektira reaktivnu snagu u DM i za napon u_2 dostiže maksimalnu vrednost reaktivne snage Q_2 .

4.1.6 Zakoni regulacije i pravila lokalne automatike

Lokalna automatika je sistem upravljanja uređajem na osnovu vrednosti izmerenih veličina i pravila i/ili zakona regulacije.

Lokalna automatika je podržana za sledeće uređaje:

- Naponski regulatori i transformatori kod kojih je moguća promena pozicije regulacione sklopke pod opterećenjem (eng. "Under Load Tap Changing Transformer"). Vrednost napon na sekundaru, ili primara, se reguliše pomeranjem pozicije regulacione sklopke transformatora, tako da se zadovolji željeni napon (eng. "set point") u okviru zadate mrtve zone (eng. "bandwidth").
- Kondenzatori – status kondenzatora se određuje u skladu sa kontrolnim vrednostima (najčešće se prati vrednost napona, ako je izmerena vrednost manja / veća od donje / gornje kontrolne vrednosti, kondenzator se uključuje / isključuje).
- Generatori – za generatore koji imaju regulaciju aktivne i reaktivne snage izlazna snaga se zadaje preko željene vrednosti (set point) aktivne i reaktivne snage ili faktora snage; za generatore koji imaju regulaciju aktivne snage i napona izlazna snaga i napon se zadaju pomoću željene vrednosti (set point) aktivne snage i napona.
- Baterije – za baterije koje imaju regulaciju aktivne i reaktivne snage izlazna snaga se zadaje preko željene vrednosti (set point) aktivne i reaktivne snage ili faktora snage, stim da se mod rada baterije (pražnjenje, punjenje) definiše predznakom željene vrednosti (za pražnjenje se zadaje pozitivna vrednost, a za punjenje negativna vrednost).

4.1.7 Rezultati estimacije stanja napojne mreže

Ako je koren DM primar, ili sekundar napojnog transformatora, onda se na osnovu rezultata estimacije stanja nadređene mreže (mreža koja napaja DM) može raspolagati i s vrednostima snaga i/ili struje napojne grane i/ili napona korena (modula i faznog stava).

Kada su sistemi za nadgledanje, kontrolu, optimizaciju i planiranje distributive i (pot)prenosne mreže (DMS i EMS) integrisani u okviru jedinstvenog sistema (naprednog distributivnog menadžment sistema – ADMS) rezultati estimacije stanja nadređene mreže (u okviru EMS sistema), dostupni su za potrebe DES. U suprotnom, potrebno je izvršiti integraciju EMS-a i DMS-a koja se najčešće vrši pomoću protokola ICCP.

Snage i/ili struja napojne grane i/ili napon korena, koje su rezultat estimacije stanja u nadređenoj mreži, tretiraju se kao originalna merenja.

4.1.8 Faktori pouzdanosti

Za potrebe DES procedure sledeće promenljive se tretiraju kao slučajne veličine [47]:

- Originalna merenja;
- NDHD potrošača;
- Dnevni rasporedi opterećenja baterija i DG;
- Vrednosti estimirane u prenosnoj mreži;
- Vrednosti napona koji nisu izmereni;
- Vrednosti koje su upravljane od strane lokalne automatike;
- Vrednosti dobijene primenom serije uzastopnih operacija nad slučajnim promenljivima (*izvedene slučajne promenljive*).

Faktor pouzdanosti slučajne promenljive se definiše kao recipročna vrednost njene standardne devijacije $w = \sigma^{-1}$.

Standardne devijacije se određuju na sledeći način:

- Za originalna merenja one je proporcionalna klasi tačnosti AM i opsegu merne opreme RM:

$$\sigma = \frac{AM}{300} RM. \quad (4.15)$$

- Za NDHD potrošača i dnevnih rasporeda opterećenja baterija i DG, one se određuju eksperimentalno [49].
- Za vrednosti estimirane u prenosnoj mreži, one se uzimaju iz rezultata EMS ES.
- Za napone čije vrednosti nisu izmerene, one su određene tehničkim granicama.
- Za vrednosti kontrolisane od strane neopservabilnih kontrolnih resursa, one su jednake mrtvoj zoni delovanja lokalne automatike.
- Za izvedene slučajne promenljive (npr. izvedena merenja naopservabilnih injektiranja oblasti) određuju se na osnovu očekivanih vrednosti i standardne devijacije, slučajnih promenljivih koje definišu izvedene slučajne promenljive.

4.1.9 Vremenski podaci

Vremenski podaci su veoma bitni ulazni podaci za DES jer u značajnoj meri utiču na ponašanje potrošača u korišćenju električne energije. U opštem slučaju, potrošnja raste kako raste razlika spoljašnje temperature i željene temperature unutrašnjeg ambijenta (potrošači sve više koriste elektro uređaje za zagrevanje, ili hlađenje unutrašnjeg ambijenta).

Osim potrošnje, vremenski uslovi direktno utiču i na proizvodnju obnovljivih izvora energije, solar i vetro generatora. Proizvodnja solar generatora zavisi od osunčanosti i temperature, dok na proizvodnju vetro generator direktno utiče brzina vetra.

U algoritmu DES koji je predstavljen u ovom radu, podržana je mogućnost korišćenja minimalnog skupa vremenskih podataka: temperatura, osunčanost i brzina vetra. Za predstavljeni model DES vremenski podaci nisu neophodni, ali ako su dostupni oni doprinose kvalitetu rezultata estimiranog stanja, pogotovo kada aktuelni vremenski uslovi značajno odstupaju od uobičajenih vremenskih uslova za razmatranu karakterističnu sezonu.

Električna mreža DP se može prostirati na velikoj teritoriji, koja obuhvata više različitih geografskih oblasti, sa različitim klimatskim karakteristikama. Zbog toga je potrebno da se takva DM podeli na više vremenskih regiona, unutar kojih može da se smatra da je uticaj klimatskim promena, na ponašanje potrošača, odnosno proizvodnju DER-ova istog tipa.

Potrebni aktuelni i/ili prognozirani vremenski podaci za svaki vremenski region se dobijaju preko integracije DMS-a sa vremenskim servisom.

4.2 Oblasti merenja

Ideja podele DM na oblasti (oblasti merenja, delovi mreže, glavno stablo, podstabla, itd.) nije nova [6,15,16,22,33,50,66,71]. Međutim, u literaturi nije moguće pronaći formalnu definiciju oblasti, niti formalizam kojim se oblast definiše. U ovom radu ova ideja je izgrađena i primenjena na originalan, sistematski i svrsishodan način.

Motiv i opravdanje za podelu DM na oblasti zasniva se na činjenici da je procena opterećenja grupe distributivnih transformatora SN/NN nepoznatog opterećenja znatno kvalitetnija od procene opterećenja svakog od njih ponaosob. Osim toga, matematički model mreže sa oblastima je znatno manjih dimenzija, a njegova praktična realizacija znatno je brža od obrade celokupne mreže. Proračun se ne vrši nezavisno za svaku oblast nego za sve oblasti istovremeno, čime je uvažena njihova međusobna galvanska povezanost.

U ovom radu DM je podeljena na oblasti u skladu sa opservabilnošću grana, odnosno s obzirom na lokacije merenja na granama. Zbog toga se oblasti DM koje su ograničene sa merenjima nazivaju *oblasti merenja*, odnosno jednostavno *oblasti*.

Generalno gledano, DM nisu opservabilne [24,25]. Njihova opservabilnost se veštački povećava do minimalne vrednosti 1.0 (100%), odnosno iznad nje. Stoga je, za potrebe ovog rada, uvedena pojednostavljena definicija opservabilnosti nekog elementa, koja glasi:

- *Grana, ili otoka su opservabilni* ako na njima postoji merenje aktivne i/ili reaktivne snage i/ili merenje struje;
- *Čvor je opservabilan* ako na njemu postoji merenje modula napona.

4.2.1 Postupak određivanja oblasti merenja

Model DM se sastoji od rednih i otočnih grana (grana i otoka). Pod granama se podrazumevaju redne sekcije i transformatori. Pod otokama se podrazumevaju potrošači, generatori, ali i uređaji za kompenzaciju reaktivne snage. Svaka grana ima svoj predajni kraj, čvor grane bliži korenu DM, i prijemi kraj, čvor grane dalje od korena DM.

Kako su oblasti merenja određene pozicijama merenja na granama, u okviru DM su definisane sledeće granične tačke oblasti:

- Prijemni kraj napojne grane (koren mreže⁴);
- Krajevi opservabilnih grana sa merenjima (originalnim i fiktivnim⁵) i
- Prijemni čvorovi grana koji nisu predajni čvorovi ostalih grana.

Ukratko, oblast merenja predstavlja najmanji deo DM koji je oivičen graničnim tačkama.

S obzirom na definiciju oblasti, može se primetiti da grana koja ima merenja na svom prijemnom i predajnom kraju predstavlja oblast koja sadrži samo tu granu.

Formalni opis oblasti merenja DM počinje sa definicijom retke matrice incidencije grana i čvorova – matrica topologije DM \mathbf{T}' :

$$\mathbf{T}' = [\mathbf{B}'_1 \ \mathbf{B}'_2 \ \mathbf{S}' \ \mathbf{B}'_0 \ \mathbf{S}'_0]_{N \times M}, \quad (4.16)$$

gde su:

\mathbf{B}'_1 – submatrica incidencije čvorova i opservabilnih grana sa merenjima na predajnom kraju,

\mathbf{B}'_2 – submatrica incidencije čvorova i opservabilnih grana sa merenjima na prijemnom kraju,

\mathbf{S}' – submatrica incidencije čvorova i opservabilnih otoka,

\mathbf{B}'_0 – submatrica incidencije čvorova i neopservabilnih grana,

\mathbf{S}'_0 – submatrica incidencije čvorova i neopservabilnih otoka,

N – broj čvorova,

M – suma broja merenja na granama i otokama i broja neopservabilnih grana i otoka.

Incidencija kolona (grana) matrice topologije je sortirana u skladu sa indeksima

⁴ Koren predstavlja glavni izvor napajanja DM.

⁵ Fiktivna merenja se automatski uvode u okviru DES algoritma, radi veće opservabilnosti mreže. Detaljan opis njihovog određivanja je dat u glavi 5 – Određivanje fiktivnih merenja.

elemenata sledećih skupova:

α_{b1} – opservabilne grane sa merenjima na predajnom kraju;

α_{b2} – opservabilne grane sa merenjima na prijemnom kraju, ovaj skup sadrži indeks napojne grane, bez obzira da li postoje merenja na njenom prijemnom delu;

α_s – opservabilne otoke;

α_{b0} – neopservabilne grane, ovaj skup ne sadrži indeks napojne grane 1, bez obzira da li postoje merenja na njenom prijemnom delu;

α_{s0} – neopservabilne otoke.

Matrica topologije DM \mathbf{T}' se određuje analizom DM. Elementi submatrice matrice topologije su definisani na sledeći način:

$$t'_{i\alpha_x(j)} = \begin{cases} -1, & \text{čvor } i \text{ je predajni čvor grane } j, \\ 1, & \text{čvor } i \text{ je prijemni čvor grane } j, \\ 0, & \text{čvor } i \text{ ne pripada grani } j, \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad x = \{b_1, b_2, b_0\} \quad (4.17)$$

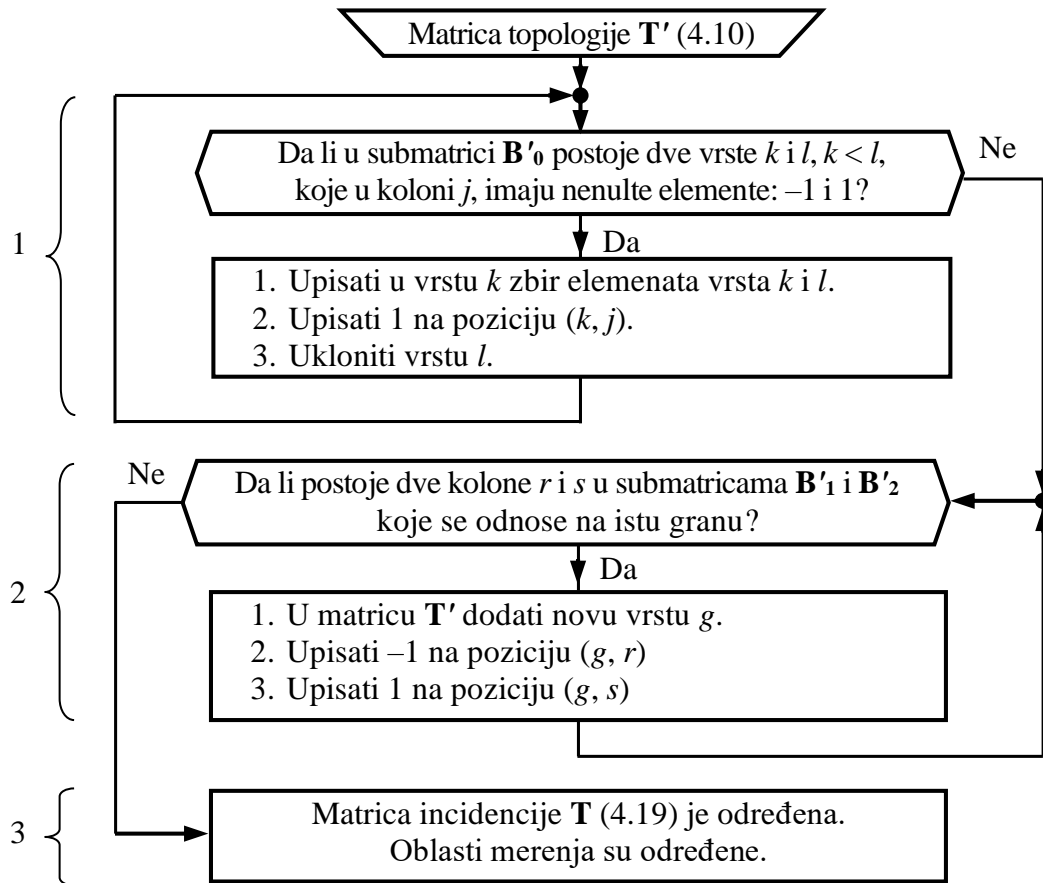
$$t'_{i\alpha_x(j)} = \begin{cases} 1, & \text{otoka } j \text{ se nalazi u čvor } i \\ 0, & \text{otoka } j \text{ se ne nalazi u čvor } i \end{cases} \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad x = \{s, s_0\} \quad (4.18)$$

Proces određivanja oblasti merenja DM se nastavlja transformacijom matrice topologije u matricu incidencije grana i otoka koji se nalaze u toj oblasti – matrica incidencije oblasti merenja grana i otoka – matrica incidencije \mathbf{T} . Algoritam transformacije je prikazan na Slika 4.6 gde su naznačena tri glavna dela algoritma.

U prvom delu algoritma u submatrici \mathbf{B}'_0 topološke matrice \mathbf{T}' uočiti vrste k i l koje u koloni j imaju nenulte elemente 1 i -1 . Zatim sabrati ove dve vrste, zbir upisati u vrstu k , upisati 1 na poziciju (k, j) i vrstu l potisnuti iz matrice \mathbf{T}' . Ovaj postupak sprovesti sve dok se iz sub-matrice \mathbf{B}'_0 ne eliminišu vrste koje u istoj koloni imaju nenulte elemente 1 i -1 .

U drugom delu algoritma potrebno je proveriti da li u submatricama \mathbf{B}'_1 i \mathbf{B}'_2 postoje kolone r i s koje se odnose na istu granu (grana ima merenja na predajnom i prijemnom kraju). Ako postoje, u matricu \mathbf{T}' se dodaje vrsta g . Zatim, na poziciju (g, r) se upisuje -1 , a na poziciju (g, s) se upisuje 1. Ovaj postupak je potrebno uraditi za sve kolone u submatricama \mathbf{B}'_1 i \mathbf{B}'_2 koje se odnose na istu granu.

Konačno, treći deo algoritma predstavlja uočavanje oblasti merenja u matrici incidencije \mathbf{T} .

Slika 4.6 – Blok dijagram algoritma za izvođenje matrice incidencije T

Ova transformacija uklanja identitet čvorova i grupiše grane i otoke u odgovarajuće oblasti. Na taj način određena je retka matrica incidencije:

$$\mathbf{T} = [\mathbf{B}_1 \ \mathbf{B}_2 \ \mathbf{S} \ \mathbf{B}_0 \ \mathbf{S}_0]_{K \times M}. \quad (4.19)$$

Ona ima K vrsta, po jednu za svaku oblast merenja.

Matrica incidencije predstavlja osnovni topološki koncept DES. Ona je osnova za određivanje oblasti merenja, definisanje opservabilnih i neopservabilnih grana i otoka, itd. Sledeće grane i otoke pripadaju oblasti i :

- Opservabilna grana j sa merenjima na predajnom kraju j ($j \in \alpha_{b1}$), u slučaju da je $t_{i\alpha_{b1}(j)} = 1$;
- Opservabilna grana j sa merenjima na prijemnom kraju j ($j \in \alpha_{b2}$), u slučaju da je $t_{i\alpha_{b2}(j)} = -1$;
- Opservabilna otoka j ($j \in \alpha_s$), u slučaju da je $t_{i\alpha_s(j)} = 1$;
- Neopservabilna grana j ($j \in \alpha_{b0}$), u slučaju da je $t_{i\alpha_{b0}(j)} = 1$;
- Neopservabilna otoka j ($j \in \alpha_{s0}$), u slučaju da je $t_{i\alpha_{s0}(j)} = 1$.

Potrebno je naglasiti da se na osnovu elemenata matrice incidencije \mathbf{T} jednostavno određuju sledeće potrebne veličine za DES:

- Neopservabilna injektiranja oblasti i – suma injektiranja neopservabilnih otoka \hat{s}_j :

$$\hat{S}_i = \sum_{j \in \alpha_{s0}} t_{i\alpha_{s0}(j)} \hat{s}_j, \quad i = 1, 2, \dots, K; \quad (4.20)$$

- Gubici oblasti i – suma gubitaka $\Delta \hat{s}_j$ svih grana oblasti i :

$$\Delta \hat{S}_i = \sum_{j \in \alpha_{b1}} \frac{t_{i\alpha_{b1}(j)}(t_{i\alpha_{b1}(j)} + 1)}{2} \Delta \hat{s}_j + \sum_{j \in \alpha_{b2}} \frac{t_{i\alpha_{b2}(j)}(t_{i\alpha_{b2}(j)} - 1)}{2} \Delta \hat{s}_j + \sum_{j \in \alpha_{b0}} t_{i\alpha_{b0}(j)} \Delta \hat{s}_j$$

$$i = 1, 2, \dots, K, \quad (4.21)$$

- Suma kompleksnih snaga koje ulaze i izlaze iz oblasti i preko opservabilnih grana, kao i snaga injektiranja opservabilnih otoka \hat{s}_j oblasti i :

$$\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} \hat{s}_j + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} \hat{s}_j + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} \hat{s}_j, \quad i = 1, 2, \dots, K. \quad (4.22)$$

Na osnovu jednačina (4.14), (4.15) i (4.16) može se definisati jednačina bilansa kompleksnih (prividnih) snaga oblasti i :

$$\hat{S}_i = \Delta \hat{S}_i + \sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} \hat{s}_j + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} \hat{s}_j + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} \hat{s}_j = 0, \quad i = 1, 2, \dots, K. \quad (4.23)$$

Kompleksna jednačina (4.17) može da se podeli na dve realne jednačine, bilansi aktivnih i reaktivnih snaga oblasti i :

$$P_i = \Delta P_i + \sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} P_j + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} P_j + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} P_j = 0, \quad i = 1, 2, \dots, K$$

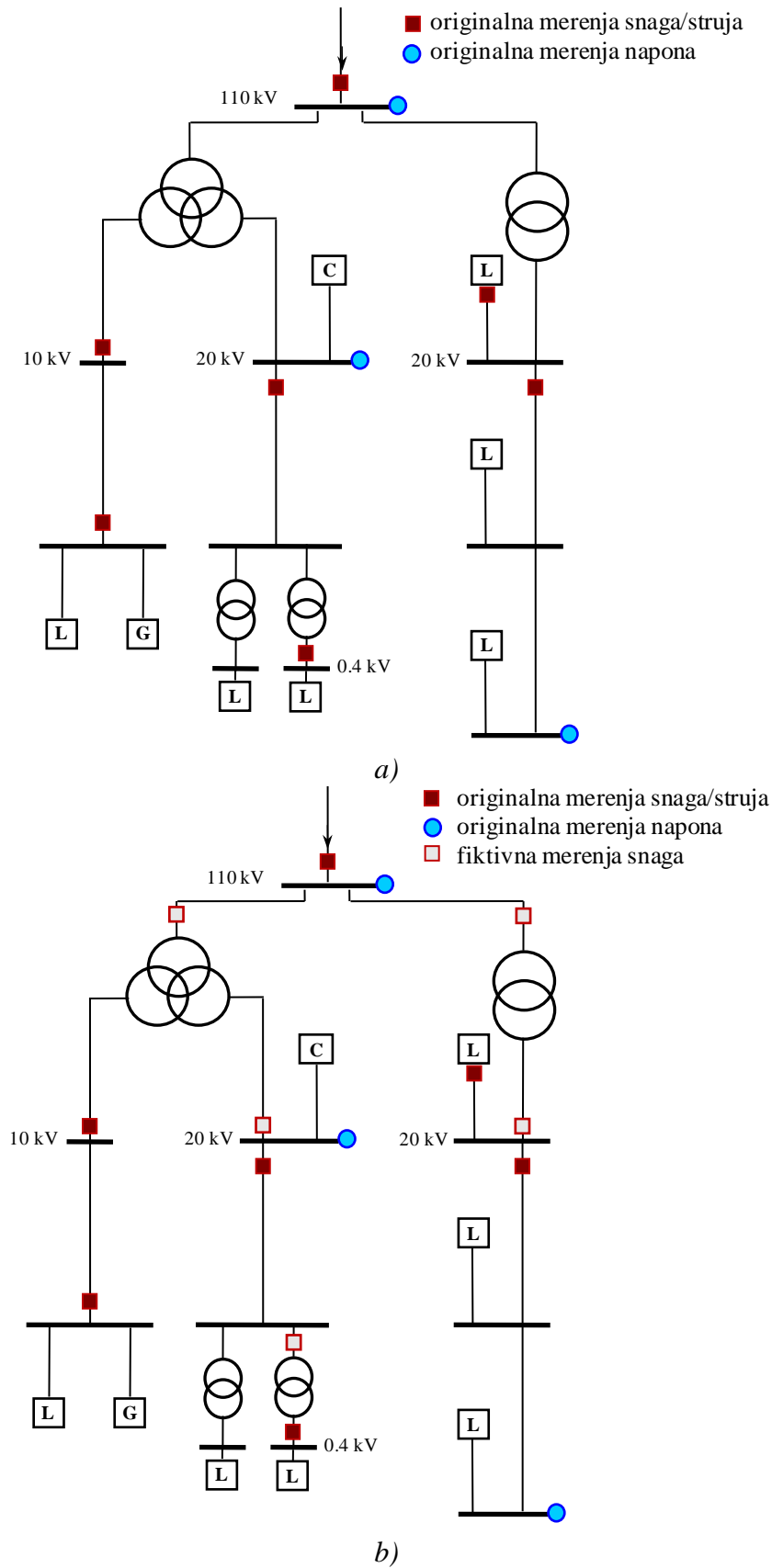
$$(4.24a)$$

$$Q_i = \Delta Q_i + \sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} Q_j + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} Q_j + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} Q_j = 0, \quad i = 1, 2, \dots, K.$$

$$(4.24b)$$

4.2.2 Primer određivanja oblasti merenja DM

Primer određivanja oblasti merenja uravnotežene DM, u simetričnom režimu, bez merenja na oba kraja grane, prikazan je u [47]. U ovom radu je prikazan postupak određivanja oblasti merenja na primerima uravnotežene DM (slika Slika 4.7a) i neuravnotežene DM, u nesimetričnom režimu, sa merenjima na oba kraja grane (slika 4.7b).



Slika 4.7 – Jednostavna radijalna DM: a) uravnotežena u simetričnom režimu b) neuravnotežena ili uravnotežena u nesimetričnom režimu

Na Slika 4.7a, prikazana je jednostavna radijalna uravnotežena DM u simetričnom režimu. DM se napaja iz TS sa tronamotajnim Tr 110/20/10 kV/kV/kV i dvonamotajnim Tr 110/20 kV/kV. Lokacije originalnih merenja snaga/struja i napona naznačene su sa simbolima ■ i ●, respektivno.

Ukoliko je razmatrana DM neuravnotežena, ili je uravnotežena ali je u nesimetričnom režimu, za formiranje matrice incidencije potrebno je uvesti i dodatna, fiktivna merenja. Lokacije fiktivnih merenja snaga naznačena su na slici 4.7b simbolom □. Postupak formiranja matrice topologije T' , DM u nesimetričnom režimu (DM sa dodatnim fiktivnim merenjima, slika 4.7b, i proces njene transformacije u matricu incidencije T prikazani su u nastavku rada.

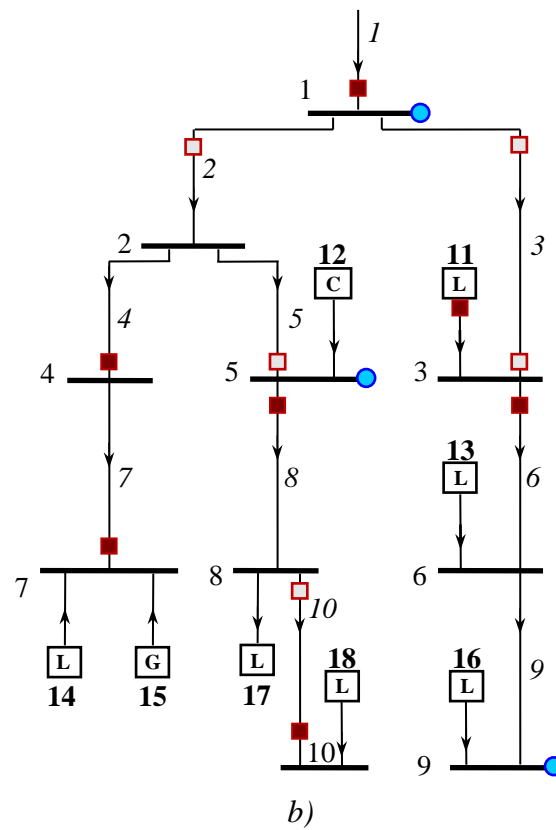
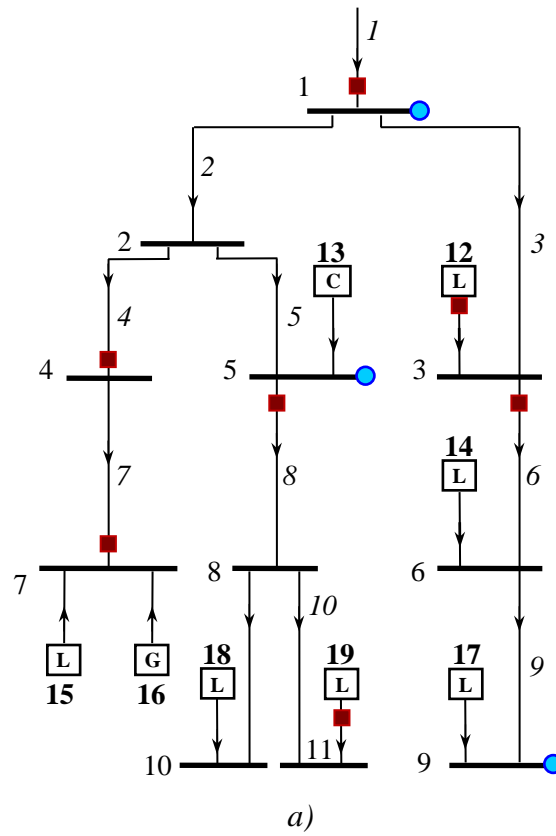
Da bi se odredile oblasti merenja, prvo se formira model DM u domenu relativnih vrednosti [51]. Njegova šema za uravnotežene DM u simetričnom režimu je prikazana na slici 4.8a, a za neuravnotežene DM i uravnotežene DM u nesimetričnim režimima na slici 4.8b. S obzirom da se radi u domenu relativnih vrednosti, na slici nisu eksplicitno prikazani transformatori. Otoke su označene kvadratićima: L – potrošač, G – generator i C – resurs za kompenzaciju reaktivne snage.

DM je numerisana po lejerima [52,53]. Čvorovi su na slici označeni debljim linijama, a grane su označene tanjim linijama. Grana 1 je *napojna grana*, a čvor 1 je *koren* mreže (visokonaponske sabirnice). Ukupan broj grana jednak je broju čvorova i odgovara broju N . Otoke su numerisane tako da nastavljaju numeraciju grana (čvorova) i njihov broj je naznačen sa J . Dakle, DM sadrži ukupno M grana i otoka:

$$M = N + J. \quad (4.25)$$

Na slici 4.8a čvorovi (grane) su numerisani od 1 do 11 ($N=11$). Otoke su numerisane tako da nastavljaju numeraciju grana (čvorova) od broja 12 do 19 ($J=8$). U skladu sa tim, model uravnotežene DM u simetričnom režimu se sastoji od ukupno 19 grana i otoka ($M = 11 + 8 = 19$) [47]. Formiranje matrice incidencije za takvu DM prikazano je u [47], tako su u ovom radu prikazani samo konačni rezultati.

Za razliku od DES za uravnotežene DM u simetričnom režimu, u DES za neuravnotežene DM i uravnotežene DM u nesimetričnom režimu, prilikom određivanja oblasti merenja, distributivni Tr SN/NN bez merenja i NN mreža koju napajaju, zajedno se predstavljaju preko jedne ekvivalentne neopservabilne otoka koja je direktno povezana na SN mrežu (npr. otoka **17** na slici Slika 4.8b). Ovim ekvivalentiranjem izbeglo se dodavanje fiktivnih merenja na primar i sekundar svakog trofaznog Tr SN/NN bez merenja, što je i najčešći slučaj u realnim DM. Time se pojednostavio i ubrzao postupak određivanja oblasti merenja i značajno su se smanjile dimenzije sistema za rešavanje DES optimizacione procedure (poglavlje 5.2).



Slika 4.8 – Model DM u domenu relativnih vrednosti sa numeracijom čvorova, grana i otoka: a) uravnotežene u simetričnom režimu, b) neuravnotežene ili uravnotežene u nesimetričnom režimu

Na slici 4.8b čvorovi (grane) su numerisani od i numerisani od 1 do 10 ($N = 10$). Otoka su numerisane od 11 do 18 ($J = 8$). Dakle, model neuravnotežene DM ili uravnotežene DM u nesimetričnom režimu se sastoji od ukupno 18 grana i otoka ($M = 10 + 8 = 18$).

Čvorovi svih grana, izuzev napojne grane, koji su bliže korenu, nazivaju se *predajnim čvorovima*, dok su ostali čvorovi *prijemni čvorovi*. Za napojnu granu važi obrnuto. U skladu sa tim, krajevi grana su predajni ili prijemni kraj. Svaka grana je orijentisana od predajnog ka prijemnom kraju (strelice na Slika 4.8); otoke su orijentisane ka čvorovima u kojima su priključene. Ovi smerovi su istovremeno referentni smerovi kompleksnih snaga/struja grana i otoka.

Originalna merenja snage/struje se nalaze na predajnim i prijemnim krajevima grana i na otokama. Ona su prikazana punim crvenim kvadratićima (npr. kvadratić na kraju grane 7 i kvadratić otoka **11** na slici 4.8b). Za potrebe algoritma DES za neravnoteženu DM i ravnoteženu DM u nesimetričnom režimu uvedena su i fiktivna merenja koja su prikazana praznim crvenim kvadratićima (npr. kvadratić na predajnom grane 3 na slici 4.8b). Merenja napona čvorova označena su punim plavim kružićima (npr. u čvorovima 5 i 9 na slici 4.8b).

Primer određivanja oblasti merenja uravnotežene DM u simetričnom režimu (Slika 4.8a) prikazan je u [47]. Zbog toga će se u ovom radu prikazati potupak određivanja oblasti merenja za primer neuravnotežene DM i uravnotežene DM u nesimetričnim režimima (Slika 4.8b).

Na osnovu originalnih i fiktivnih merenja snaga/struja grana i otoka prikazanih na slici Slika 4.8b, skupovi indeksa potrebni za određivanje matrice topologije \mathbf{T}' su:

$$\alpha_{b1} = \{2,3,6,8,10\};$$

$$\alpha_{b2} = \{1,3,4,5,7,10\};$$

$$\alpha_s = \{11\};$$

$$\alpha_{b0} = \{9\};$$

$$\alpha_{s0} = \{12,13,14,15,16,17,18\}.$$

Matrica topologije razmatrane DM je prikazana u Tabela 4.1

Tabela 4.1 – Matrica topologije \mathbf{T}'

	α_{b1}					α_{b2}					α_s	α_{b0}	α_{s0}							
grana	2	3	6	8	10	1	3	4	5	7	10	11	9	12	13	14	15	16	17	18
čvor indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1	-1	-1			1														
2	2	1						-1	-1											
3	3			-1			1					1								
4	4							1	-1											
5	5				-1				1					1						
6	6			1									-1		1					
7	7									1							1	1		
8	8				1	-1														1
9	9												1						1	
10	10										1									

Indeksi vrsta matrice topologije \mathbf{T}' od 1 do 10 odgovaraju rednim brojevima čvorova DM. Indeksi kolona matrice topologije \mathbf{T}' od 1 do 20 odgovaraju rednim brojevima grana i otoka DM. Grane i otoke su grupisani u skladu sa skupovima indeksa α_{b1} , α_{b2} , α_s , α_{b0} i α_{s0} .

Za primer DM elementi matrice topologije \mathbf{T}' su određeni na osnovu izraza (4.17) i (4.18). Na primer, element t'_{410} je -1 jer je čvor 4 predajni čvor observabilne grane 7, a element t'_{514} je 1 jer je otoka 12 povezana u čvor 5.

U skladu sa algoritmom prikazanim na Slika 4.6, matrica incidencije \mathbf{T} se izvodi iz matrice topologije \mathbf{T}' na sledeći način:

- Korak 1: Za neopservabilnu granu 9 kojoj odgovara kolona 13, postoje dve vrste: 6 i 9 ($k = 6$ i $l = 9$, $k < l$), sa nenultim elementima 1 i -1 , tTabela 4.2. Potrebno je zameniti vrednosti vrste 6 zbirom vrednosti vrsta 6 i 9, zatim elementu matrice t'_{613} dodeliti vrednost 1 i ukloniti vrstu 9. Tako dobijena matrica je prikazana u Tabela 4.3.

Tabela 4.2 – Izvođenje matrice incidencije \mathbf{T} – Korak 1

		α_{b1}					α_{b2}					α_s	α_{b0}	α_{s0}							
grana		2	3	6	8	10	1	3	4	5	7	10	11	9	12	13	14	15	16	17	18
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1	-1	-1				1														
2	2	1							-1	-1											
3	3			-1				1					1								
4	4								1		-1										
5	5				-1					1				1							
6	6			1									-1		1						
7	7										1					1	1				
8	8				1	-1														1	
9	9												1						1		
10	10										1										1

Tabela 4.3 – Izvođenje matrice incidencije \mathbf{T} – Rezultat koraka 1

		α_{b1}					α_{b2}					α_s	α_{b0}	α_{s0}							
grana		2	3	6	8	10	1	3	4	5	7	10	11	9	12	13	14	15	16	17	18
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1	-1	-1				1														
2	2	1							-1	-1											
3	3			-1				1					1								
4	4								1		-1										
5	5				-1					1				1							
6	6			1										1		1				1	
7	7										1						1	1			
8	8				1	-1														1	
10	9											1									1

- Korak 2: U matrici prikazanoj u Tabela 4.3 nema više neopservabilnih grana za koje postoje dve vrste sa nenultim elementima 1 i -1 . U ovom koraku je potrebno proveriti da li postoje kolone koje odgovaraju istoj grani u submatricama \mathbf{B}'_1 i \mathbf{B}'_2 . U matrici prikazanoj u Tabela 4.3 može se приметiti da postoje po dve kolone u submatricama \mathbf{B}'_1 i \mathbf{B}'_2 koje se odnose na istu granu i imaju nenulte elemente. To su

kolone 2 i 7 koje se odnose na granu 3 i kolone 5 i 11 koje se odnose na granu 10. Potrebno je dodati dve nove vrste u matricu \mathbf{T}' : 10 i 11, upisati 1 u elemente matrice $t_{10\ 2}$ i $t_{11\ 5}$, zatim upisati -1 u elemente matrice $t_{10\ 7}$ i $t_{11\ 11}$. Tako dobijena matrica je matrica incidencije \mathbf{T} , koja je prikazana u Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Matrica incidencije \mathbf{T}

		α_{b1}					α_{b2}					α_s	α_{b0}	α_{s0}									
grana		2	3	6	8	10	1	3	4	5	7	10	11	9	12	13	14	15	16	17	18		
oblast	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
I	1	-1	-1				1																
II	2	1							-1	-1													
III	3			-1				1					1										
IV	4								1		-1												
V	5				-1					1					1								
VI	6			1										1		1			1				
VII	7										1						1	1					
VIII	8				1	-1														1			
IX	9												1								1		
X	10		1					-1															
XI	11					1						-1											

Samo napojna grana, grana I , ne pripada ni jednoj oblasti jer element $t_{16} = 1 (\neq -1)$ pripada submatrici \mathbf{B}_2 .

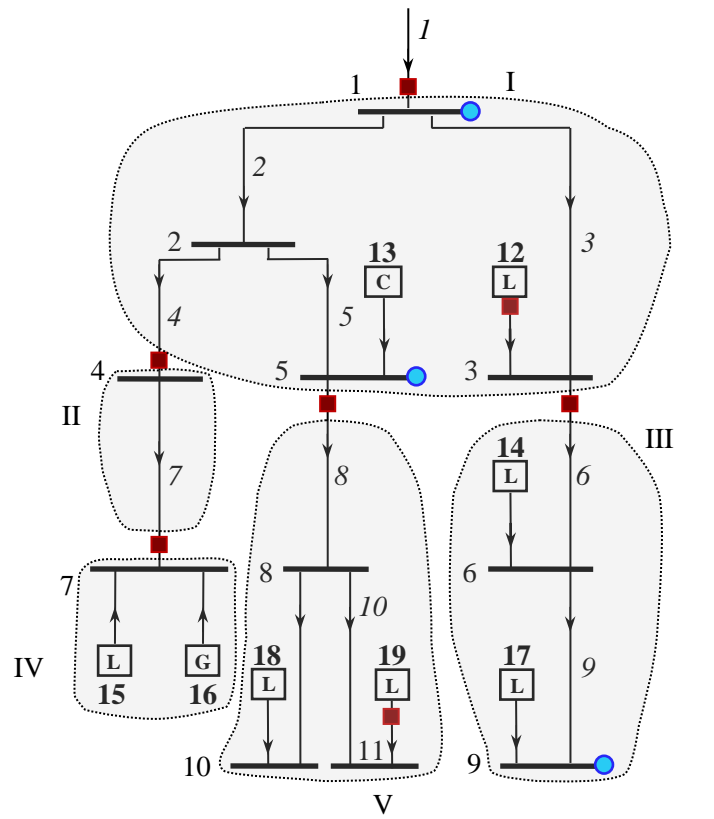
Na osnovu matrice incidencije \mathbf{T} može se uočiti da je za razmatranu DM, u nesimetričnom režimu određeno 11 oblasti. One su grafički predstavljene na Slika 4.9. U matrici incidencije \mathbf{T} (tabela 4.4) i na slici 4.9b, indeksi oblasti su naznačene rimskim brojevima.

Može se primetiti da neke oblasti sadrže potrošače i generatore čije injektiranje nije poznato, npr. oblast VI. Osim toga, mogu se uočiti i oblasti koje se sastoje samo od grana trofaznih transformatora, npr. oblast II.

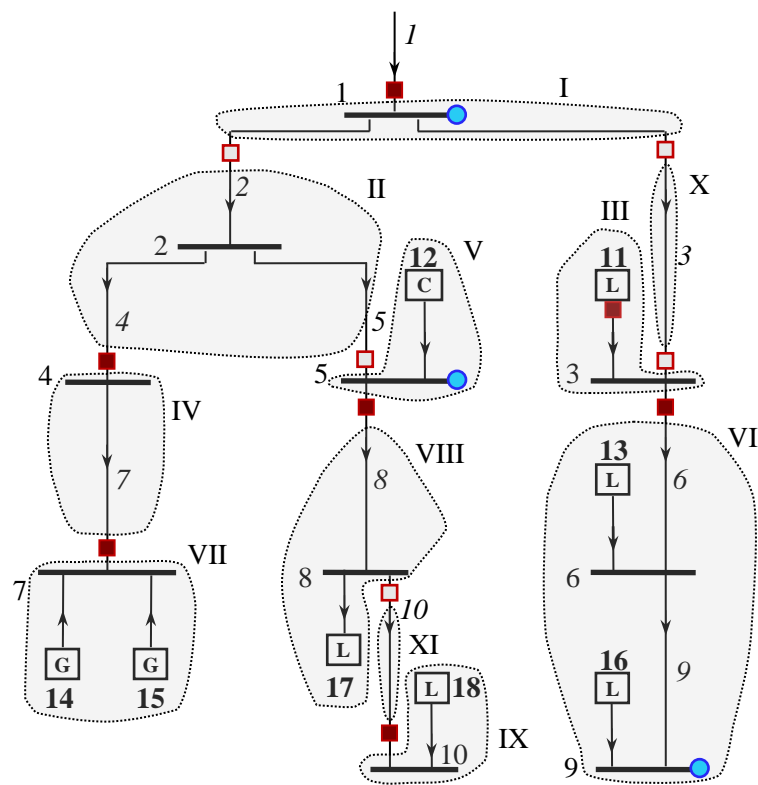
U ovom radu, za potrebe algoritma DES, uvodi se skup indeksa oblasti sa nepoznatom potrošnjom i/ili proizvodnjom α_L i skup indeksa oblasti koje čine samo grane trofaznih transformatora α_{Tr} . Za razmatranu DM, sa slike 4.8b, ovi skupovi su:

$$\alpha_L = \{\text{VI, VII, VIII, IX}\},$$

$$\alpha_{Tr} = \{\text{II, X, XI}\}.$$



a)



b)

Slika 4.9 – Oblasti merjenja primera DM: a) uravnotežene DM u simetričnom režimu, b) neuravnotežene i uravnotežene DM u nesimetričnim režimima

Za DM u simetričnom režimu, koja je prikazana na slikama 4.7a i 4.8b, oblasti merenja su grafički predstavljene na Slika 4.9. Može se uočiti da DM u nesimetričnom režimu ima znatno više oblasti merenja.

Treba naglasiti da matrica incidencije \mathbf{T} ima još jednu ključnu osobinu: kada bi se ona istovremeno izvela za celu mrežu jednog elektrodistributivnog preduzeća, onda bi se svaki njen *nezavisni deo* odnosio na mrežu jedne napojne TS. Ova činjenica dokazuje mogućnost razdvajanja procedure DES po mrežama napojnih TS.

4.3 Zone regulacionih transformatora

Zone regulacionih transformatora (zone) su uvedene u svrhu obrade merenja napona u okviru DES. Zona se sastoji od: korena zone – čvor koji se nalazi na strani sekundara regulacionog transformatora sa kontrolom napona i svih čvorova koji se napajaju preko korena zone, sve do prijemnih čvorova grana koji ne spadaju u predajne čvorove ostalih grana i do čvorova sa primarne strane svih ostalih regulacionih transformatora koji se napajaju sa korena zone. Zona može i ne mora da ima opservabilne čvorove (čvorove sa menjem vredosti napona).

4.3.1 Postupak određivanja zona regulacionih transformatora

Postupak određivanja zona regulacionih transformatora ne zavisi od režima DM. U skladu sa tim, postupak koji je prikazan u ovom delu isti je za DM koje su prikazane na slikama 4.7a i 4.7b.

Radi određivanja pripadnosti opservabilnih čvorova zonama, definiše se odgovarajuća matrica topologije čvorova i grana \mathbf{T}'_U :

$$\mathbf{T}'_U = \begin{bmatrix} \mathbf{A}' & \mathbf{B}' \\ \mathbf{C}' & \mathbf{D}' \end{bmatrix}. \quad (4.26)$$

Prve vrste matrice \mathbf{T}'_U (submatrice \mathbf{A}' i \mathbf{B}') predstavljaju čvorove u kojima se vrši kontrola napona, a zatim slede vrste (submatrice \mathbf{C}' i \mathbf{D}') svih ostalih čvorova. Broj prvih vrsta jednak je broju zona regulacionih transformatora. Prve kolone matrice \mathbf{T}'_U (submatrice \mathbf{A}' i \mathbf{C}') predstavljaju grane na čijim krajevima se nalaze merenja napona, a zatim slede kolone (submatrice \mathbf{B}' i \mathbf{D}') svih ostalih grana. U matrici \mathbf{T}'_U je prijemni kraj grane označen sa -1 , a predajni kraj grane sa 1 .

Da bi se zone odredile, potrebno je iz matrice \mathbf{T}'_U potisnuti sve nenulte elemente submatrice \mathbf{C}' i \mathbf{D}' , odnosno sve vrste koje nisu reprezentivne zona. Ova redukcija matrice se sprovodi sabiranjem njenih vrsta, analogno postupku opisanom u delu 4.2.1. Kao rezultat, dobija se matrica incidencije \mathbf{T}_U :

$$\mathbf{T}_U = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix}. \quad (4.27)$$

Zone su definisane na osnovu indeksa vrsta submatrice \mathbf{A} i \mathbf{B} . Pripadnost čvora

zoni definisana je pozitivnim nenultim elementima tih vrsta. Čvorovi s merenjem napona definisani su pozitivnim nenultim elementima submatrice \mathbf{A} .

Postupak određivanja zona je isti bilo da je DM u simetričnom, ili nesimetričnom režimu.

4.3.2 Primer određivanja zona regulacionih transformatora

Primer određivanja zona regulacionih transformatora je prikazan na primeru jednostavne DM, Slika 4.7. Grane koje na svom predajnom kraju imaju čvor sa merenjem napona su: 1, 5 i 9. Čvorovi u kojima se vrši regulacija napona su: 1, 3, 4 i 5. Odnosno, skupovi indeksa čvorova, koji su potrebni za određivanje matrice topologije \mathbf{T}'_U su:

$$\alpha_{b2} = \{1,5,9\};$$

$$\alpha_{b0} = \{2,3,4,6,7,8,10\}.$$

Matrica topologije \mathbf{T}'_U razmatrane DM je prikazana u tabeli Tabela 4.5. Isprekidanom linijom su definisane submatrice \mathbf{A}' , \mathbf{B}' , \mathbf{C}' i \mathbf{D}' .

Tabela 4.5 – Matrica topologije \mathbf{T}'_U

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1			-1	-1					
3	2					1		-1			
4	3						1		-1		
5	4		1							-1	
2	5		-1		1	-1					
6	6			-1				1			
7	7								1		
8	8									1	-1
9	9			1							
10	10										1

Redukovana matrica incidencije \mathbf{T}_U (4.27) se izvodi direktno iz matrice topologije \mathbf{T}'_U na sledeći način:

- Korak 1: Sabiraju se elementi vrsta matrice \mathbf{T}'_U koje imaju vrednost -1 i 1 u istoj koloni submatrice \mathbf{A}' i \mathbf{C}' , ili \mathbf{B}' i \mathbf{D}' (npr. vrste 1 i 5, koje u koloni 4 imaju elemente -1 i 1). Nakon transformacije, element t'_{U14} dobija vrednost 1 , a vrsta 5 se uklanja. Tako dobijena matrica je prikazana u tabeli Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 1

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2					1		-1			
4	3						1		-1		
5	4		1							-1	
6	5			-1				1			

7	6									1	
8	7									1	-1
9	8			1							
10	9										1

- Korak 2: Postupak opisan u koraku 1 se ponavlja za vrste 2 i 5 koje u koloni 7 imaju vrednosti -1 i 1 , respektivno, Tabela 4.7. Nakon te transformacije, element t'_{U27} dobija vrednost 1, a vrsta 5 se uklanja, tabelaTable 4.8.

Tabela 4.7 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 2

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2					1		-1			
4	3						1		-1		
5	4			1						-1	
6	5			-1				1			
7	6								1		
8	7									1	-1
9	8				1						
10	9										1

Table 4.8 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 2

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			-1		1		1			
4	3						1		-1		
5	4			1						-1	
7	5								1		
8	6									1	-1
9	7				1						
10	8										1

- Korak 3: Postupak opisan u koraku 1 se ponavlja za vrste 2 i 7 koje u koloni 3 imaju vrednosti -1 i 1 , respektivno, Tabela 4.9. Nakon te transformacije, element t'_{U23} dobija vrednost 1, a vrsta 7 se uklanja, tabelaTabela 4.10.

Tabela 4.9 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 3

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			-1		1		1			
4	3						1		-1		
5	4			1						-1	
7	5								1		
8	6									1	-1
9	7				1						
10	8										1

Tabela 4.10 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 3

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			1		1		1			
4	3						1		-1		
5	4		1							-1	
7	5							1			
8	6									1	-1
10	7										1

- Korak 4: Postupak opisan u koraku 1 se ponavlja za vrste 3 i 5 koje u koloni 8 imaju vrednosti -1 i 1 . Element t'_{U38} dobija vrednost 1 , a vrsta 5 se uklanja (Tabela 4.11). Dobijena matrica je prikazana u tabeli Tabela 4.12.

Tabela 4.11 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 4

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			1		1		1			
4	3						1		-1		
5	4		1							-1	
7	5								1		
8	6									1	-1
10	7										1

Tabela 4.12 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 4

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			1		1		1			
4	3						1		1		
5	4		1							-1	
8	5									1	-1
10	6										1

- Korak 5: Postupak opisan u koraku 1 se ponavlja za vrste 4 i 5 koje u koloni 9 imaju vrednosti -1 i 1 , respektivno, Tabela 4.13. Nakon te transformacije, element t'_{U49} dobija vrednost 1 , a vrsta 5 se uklanja, Tabela 4.14.

Tabela 4.13 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 5

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			1		1		1			
4	3						1		1		
5	4		1							-1	
8	5									1	-1
10	6										1

Tabela 4.14 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Rezultat koraka 5

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			1		1		1			
4	3						1		1		
5	4		1							1	-1
10	5										1

- Korak 6: Postupak opisan u koraku 1 se ponavlja za vrste 4 i 5 koje u koloni 10 imaju vrednosti -1 i 1 , respektivno, Tabela 4.15. Nakon te transformacije, element t'_{U410} dobija vrednost 1 , a vrsta 5 se uklanja, Tabela 4.16.

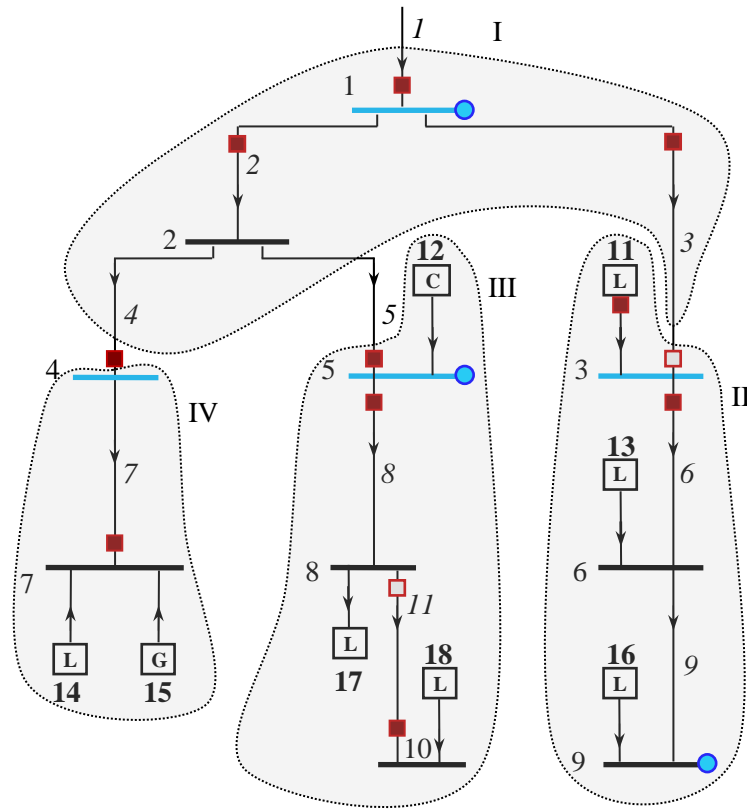
Tabela 4.15 – Izvođenje matrice \mathbf{T}_U – Korak 6

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
čvor	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	1	1	-1		1	-1	-1				
3	2			1		1		1			
4	3						1		1		
5	4			1						1	-1
10	5										1

Tabela 4.16 – Matrica \mathbf{T}_U

		α_{b2}			α_{b0}						
grana		1	5	9	2	3	4	6	7	8	10
zona	indeks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	1	1	-1		1	-1	-1				
II	2			1		1		1			
III	3						1		1		
IV	4		1							1	1

Na osnovu matrice \mathbf{T}_U definisane su 4 zone. One su grafički predstavljene na Slika 4.10. U matrici \mathbf{T}_U indeksi oblasti su, zbog lakšeg uočavanja na Slika 4.10, prikazani rimskim brojevima. Koren i čvorovi u kojima se reguliše napon zone, naznačeni su plavom bojom (čvorovi: 1, 3, 4 i 5).



Slika 4.10 – Zone regulacionih transformatora primera DM

5 PROCEDURA ESTIMACIJE STANJA AKTIVNIH DM

DES je u ovom radu formulisana na sledeći način: odrediti stanje DM koje je optimalno usklađeno sa:

- Izmerenim vrednostima,
- DHD otoka (DHD opterećenja potrošača, dnevni rasporedi opterećenja baterija i DG),
- Delovanjem regulacionih transformatora,
- Veličinama koje su estimirane u nadređenoj mreži,
- Delovanjem resursa za regulaciju aktivnih i reaktivnih snaga,
- Proizvodnjom solarnih i vetro generatora za aktuelne vremenske uslove.

Model DES utvrđuje se koristeći se podacima realnog i van realnog vremena (Ulazni podaci), matricom incidencije (Oblasti merenja) i zonama regulacionih transformatora (Zone regulacionih transformatora). S obzirom da je DES integrisana u DMS nad jedinstvenom bazom podataka i jedinstvenim modelom DM, raspolaže se sa integrisanom funkcijom *Distributivni proračun tokova snaga* [53]. Ovim proračunom su obuhvaćeni zakoni regulacije i pravila delovanja lokalne automatike regulacionih resursa. Time je obezbeđena konzistentnost rezultata estimacije stanja, za koje su zadovoljeni I i II Kirkohovi zakoni.

Za definisanje predloženog DES koncepta može da se iskoristi EMS ES pod uslovom da zadovoljava gore navedenih 6 uslova. U tu svrhu, EMS ES bi bio definisan kao WLS problem za proračun najboljeg vektora stanja (moduo i ugao napona). Do rešenja bi se došlo primenom procedure koja je zasnovana na NR iterativnom procesu.

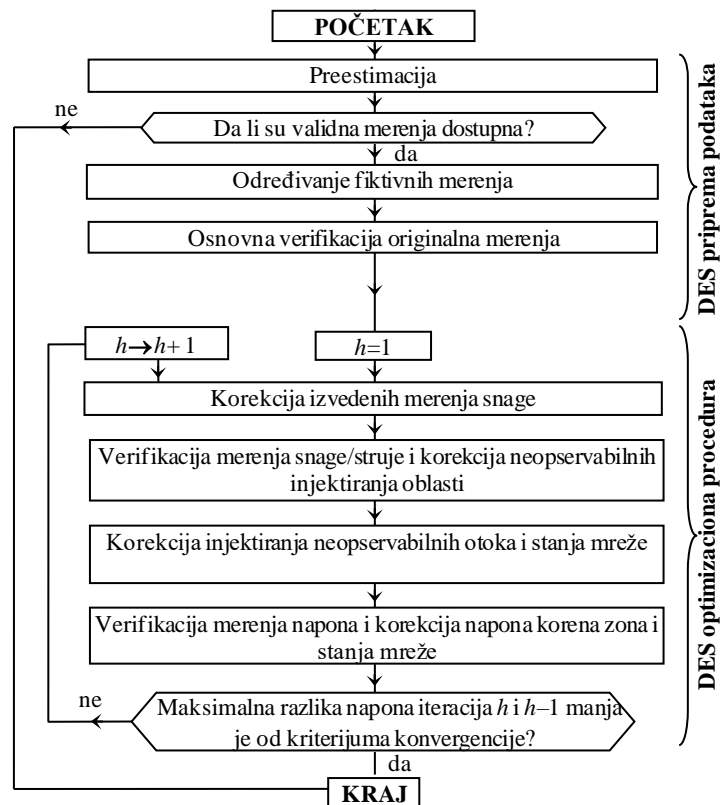
Za razliku od EMS ES, koncept DES predložen u ovom radu je orijentisan prema prirodi DM. Suština predloženog koncept DES je u sledećem:

- DES se izvršava posebno za mrežu svake napojne TS, a ne na nivou celokupne DM;
- Za određivanje stanja DM koristi se proračun tokova snaga zasnovan na BFS metodi;
- Obrade merenja snaga/struja i napona međusobno su razdvojene.

Koncept DES se sastoji od dva osnovna dela: pripreme podataka i optimizacione procedure. Algoritam DES se sastoji od sledećih 4 koraka (Slika 5.1):

1. Preestimacija – Osnovni proračun tokova snaga;
2. Određivanje fiktivnih merenja;
3. Osnovna verifikacija originalnih merenja;
4. DSE optimizaciona iterativna procedura:
 - 4.1 Korekcija fiktivnih merenja snage;
 - 4.2 Verifikacija merenja snage/struje i korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti;

- 4.3 Korekcija injektiranja neopservabilnih otoka i stanja mreže;
- 4.4 Verifikacija merenja napona i korekcija napona i stanja mreže;
- 4.5 Provera konvergencije.



Slika 5.1– Algoritam DES

Za uravnoteženu DM u simetričnom režimu proračun se vrši samo za jednu fazu, fazu a , odnosno primenjuje se pofazni matematički model DES koji je opisan u radovima [47,54].

DM sa neuravnoteženim elementima (monofazne i dvofazne deonice, monofazni transformatori, monofazni potrošači, itd.) imaju nesimetrične režime. Za njihovu obradu ne mogu da se primene modeli za proračune trofaznih uravnoteženih sistema u simetričnim režimima, odnosno njihova obrada ne može da se zasniva samo na obradi pozitivnog režima domena simetričnih komponenti. U skladu sa tim, za DM u nesimetričnim režimima ne može da se direktno primeni postupak za estimacija stanja uravnoteženih DM u simetričnim režimima koji je opisan u [47,54], ali se zato u potpunosti može iskoristiti.

Proračun DES za DM u nesimetričnim režimima se vrši za sve faze, odnosno koristi se trofazni matematički model DES. Ako se zanemari međusobni uticaj faznih provodnika, tada se u okviru jednog naponskog nivoa svaka faza može posmatrati za sebe. U skladu sa tim, proces DES za DM u nesimetričnim režimima može da se svede na tri nezavisna postupka DES za DM u simetričnim režimima (za svaku fazu po jedan proračun). Međutim, u DM postoje i trofazni transformatori koji sprečavaju ovako jednostavno rešavanje i predstavljaju osnovni razlog zašto je matematički model za DES

koji je opisan u radovima [47,54] nadograđen.

Za realizaciju DES u neuravnotešenim DM, u nesimetričnim režimima usvojene su sledeće pretpostavke:

- Međusobni uticaj opterećenja tri fazna provodnika nadzemnih vodova i kablova može da se zanemariti, tako da se provodnici iste faze mogu razmatrati nezavisno;
- Međufazni potrošači mogu da se modeluju kao fazni potrošači.

Na preslikavanje nesimetričnog opterećenja sa jednog na drugi kraj trofaznog transformatora utiču sve tri njegove faze. U skladu sa tim, ekvivalentna šema trofaznog transformatora u faznom domenu, mora da obuhvati sve tri faze. Posledica je da se u DM sa nesimetričnim opterećenjem i trofaznim transformatorima model mreže može raspregnuti na tri nezavisna model, za svaku fazu po jedan, samo u delovima mreže gde nema trofaznih transformatora. Ako su ti delovi mreže povezani preko trofaznog transformatora, npr Tr SN_1/SN_2 , onda su sve tri faze sa jednog i drugo kraja transformatora međusobno povezane. Dakle, faze sa primara i sekundara trofaznog transformatora ne mogu da se razmatraju nezavisno. Zbog toga se, prilikom formiranja matric incidencije, grane trofaznih transformatora tretiraju kao prekidi oblasti merenja.

Generalno, prekide oblasti merenja predstavljaju trofazni dvonamotajni i tronamotajni $VN/SN_1/SN_2$ i SN_1/SN_2 transformatori i samo oni SN/NN transformatori koji imaju merenja. Na taj način značajno se smanjuje broj oblasti u odnosu na broj oblasti koji bi se formirao kada bi svi trofazni SN/NN transformatori predstavljali prekid oblasti. Odnosno, ovim pristupom se značajno smanjuje broj oblasti koje je potrebno istovremeno obraditi, smanjuju se dimenzije modela i povećava se brzina proračuna.

U nastavku ove glave detaljno su opisani koraci DES za DM u nesimetričnim režimima.

5.1 Priprema podataka

Priprema podataka čine prva četiri koraka algoritma DES:

- Preestimacija – Osnovni proračun tokova snaga;
- Određivanje fiktivnih merenja – Utvrđivanje potrebnih merenja za optimizacionu proceduru (paragraf 5.2);
- Osnovna verifikacija originalnih merenja – Osnovna provera vrednosti merenja;
- Određivanje početne aproksimacije.

Ovi koraci su na slici Slika 5.1 prikazani u okviru bloka "DES priprema podataka".

5.1.1 Preestimacija

Preestimacija predstavlja osnovni proračun tokova snaga. Na osnovu prve aproksimacije fazora napona korena i injektiranja svih potrošača i generatora, vrši se

proračun tokova snaga za nesimetrična režime DM. Tako dobijeno stanje DM predstavlja prvu aproksimaciju stanja, odnosno preestimirano stanje razmatrane DM.

Ovaj proračun se vrši nezavisno od raspoloživih merenja. Ukoliko se ne raspolaže telemetrisanim vrednostima merenja, preestimirano opterećenje potrošača i injektiranje generatora, kao i vrednosti preestimiranog stanja predstavljaju "dovoljno dobre", konačne estimirane vrednosti kako opterećenja potrošača i injektiranja generatora, tako i stanja celokupne DM. U suprotnom, ove vrednosti se koriguju na osnovu izmerenih vrednosti (postupak opisanog u paragrafu 5.2.3.).

Odnosno, ako se u DM ne raspolaže s vrednostima merenja, onda rezultati preestimacije predstavljaju konačan rezultat DES (Slika 5.1).

5.1.1.1 *Prva aproksimacija injektiranja potrošača*

Da bi se za određeni trenutak izvršio osnovni proračun tokova snaga, potrebno je odrediti prvu aproksimaciju injektiranja potrošača za isti taj trenutak. Osim vrednosti prve aproksimacije injektiranja potrošača, u ovom koraku se određuje i njen faktor pouzdanosti.

Prva aproksimacija injektiranja potrošača se određuje na jedan od sledeća dva načina:

1. Ako se vrednosti injektiranja potrošača prate u realnom vremenu, npr. pomoću SCADA i AMI sistema, prva aproksimacija injektiranja potrošača je jednaka izmerenim vrednostima. U tom slučaju, faktor pouzdanosti prve aproksimacije injektiranja potrošača je jednak faktoru pouzdanosti merenja.
2. Ako merenja nisu dostupno, prva aproksimacija injektiranja potrošača se određuje na osnovu vrednosti DHD (proizvod kvantitativnog pokazatelja injektiranja potrošača i NDHD injektiranja karakterističnih potrošača – postupak opisan u paragrafu 4.1.4.1). Pritom, za posmatrani trenutak i aktuelne/prognoziranje vremenske uslove, uvažava se procena injektiranja fleksibilnog opterećenja (injektiranja solarnih panela, potrošnje električnog vozila, itd.). U ovom slučaju, faktor pouzdanosti prve aproksimacije injektiranja potrošača je jednak faktoru pouzdanosti NDHD za njegov karakteristični tip potrošnje.

Može se primetiti da je u slučaju nedostupnosti izmerenih vrednosti, proces prve aproksimacije injektiranja potrošača znatno kompleksniji jer zahteva i procenu fleksibilnog opterećenja potrošača. U ovom slučaju postupak određivanja prve aproksimacije injektiranja potrošača se sastoji od sledećih koraka:

1. Za razmatrani trenutak definiše se karakteristični period i dan, i svakom potrošaču se pridruže NDHD opterećenja aktivne i reaktivne snage za njegov tip potrošnje, kao i njegov kvantitativni pokazatelji opterećenja aktivne i reaktivne snage.
2. Za potrošače se odrede apsolutne vrednosti opterećenja aktivne i reaktivne snage – proizvod njegovog kvantitativnog pokazatelja opterećenja i relativne vrednosti opterećenja, određene na osnovu NDHD i aktuelne temperature

(postupak opisan u delu 4.1.4.1).

3. Ako potrošač ima i fleksibilno opterećenje, tipa solarni panel, vetro generator ili električno vozilo, vrednost opterećenja određena u 2. koraku se koriguje se obzirom na aktulnu/prognoziranu vrednost fleksibilnog opterećenja:

$$P_L = P_{DHD} - P_{gen} + P_{ev} , \quad (5.1a)$$

$$Q_L = Q_{DHD} , \quad (5.1b)$$

gde je:

- P_L, Q_L – aktivna i reaktivna snaga opterećenja potrošača,
- P_{DHD}, Q_{DHD} – aktivna i reaktivna snaga potrošača na osnovu vrednosti DHD,
- P_{gen} – prva aproksimacija injektiranja aktivne snage solarnog panela, i/ili vetro generatora,
- P_{ev} – prva aproksimacija potrošnje aktivne snage električnog vozila.

Prva aproksimacija aktivne snage potrošnje električnog vozila se određuje na osnovu njegovog dnevnog rasporeda opterećenja (postupak opisan u delu 4.1.5.4). Postupak određivanja prve aproksimacije injektiranja solarnih i vetro generatora je opisan u delu 5.1.1.2.

Reaktivna snaga opterećenja potrošača se određuje analogno postupku određivanja aktivne snage opterećenja potrošača, uz uvažavanje pretpostavke da je reaktivna snaga fleksibilnog opterećenja mala i da se može zanemariti.

5.1.1.2 *Prva aproksimacija injektiranja DER-ova*

Kao i za potrošače, prilikom određivanja prve aproksimacije injektiranja DER-a uvažavaju se prvo telemetrisane vrednosti mrenja, a zatim prognozirani i istorijski podaci.

U opštem slučaju to je sasvim dovoljno da se odredi kvalitetna vrednost prve aproksimacije injektiranja DER-a. Izuzetak predstavljaju DER-ovi čije injektiranje zavisi od vremenskih prilika, npr.: solar i vetro generatori. Kada su vremenski podaci dostupni, injektiranje solar i vetro generatora se dovoljno dobro može proceniti na osnovu postupka opisanog u paragrafu 4.1.5.3. Međutim, kada vremenski podaci nisu dostupni, za određivanje prve aproksimacije injektiranja solar i vetro generatora mogu se iskoristiti merenja na generatorima istog tipa u istom regionu.

5.1.1.2.1 *Određivanje koeficijenata solar/vetro proizvodnje vremenskih regiona*

Proizvodnja solar i vetro generatora direktno zavisi od vrlo promenljivih vremenskih parametara (osunčanost, brzina vetra) i zbog toga ona može značajno da se menja u realnom vremenu. Ako se posmatra deo DM za koji se može smatrati da su vremenski uslovi veoma slični (jedan vremenski region) za očekivati je da se, u opštem slučaju, svi solar (vetro) generatori slično ponašaju. Odnosno, da se poznavanjem proizvodnje pojedinih solar (vetro) generatora, može dovoljno dobro proceniti proizvodnja drugih generatora istog tipa u istom vremenskom regionu.

Kada u realnom vremenu merenje izlazne snage solar/vetro generatora nije dostupno i kada integracija DMS i vremenskog servisa nije ostvarena, za određivanje prve aproksimacije injektiranja ovih tipova generatora mogu se iskoristiti merenja na solar/vetro generatora koji su u istom vremenskom regionu.

Na osnovu merenja solar i vetro generatora koji se nalaze u istom vremenskom regionu određuju se srednje relativne proizvodnje solar i vetro generatora tog vremenskog regiona – koeficijent solar proizvodnje vremenskog regiona C_{VR}^{solar} i koeficijent vetro proizvodnje vremenskog regiona C_{VR}^{vetro} . Postupak određivanja ovog koeficijenta čine sledeći koraci:

1. Određivanje srednje (očekivane) vrednosti:

$$\bar{X}_{VR_j}^k = \frac{1}{M_{VR_j}^k} \sum_{i=1}^{M_{VR_j}^k} \frac{P_{m_i}}{S_{nom_i}}, \quad k = \text{solar, vetro}; \quad j = 1, \dots, N_{VR}; \quad (5.2)$$

gde je:

$\bar{X}_{VR_j}^k$ – očekivana vrednost koeficijenta solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) proizvodnje vremenskog regiona j ;

$M_{VR_j}^k$ – broj merenja solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) generatora u vremenskom regionu j ;

P_{m_i} – merena vrednost aktivne snage i -tog generatora;

S_{nom_i} – nominalna snaga i -tog generatora,

N_{VR} – broj vremenskih regiona.

2. Određivanje standardne devijacije:

$$\sigma_{VR_j}^k = \sqrt{\frac{1}{M_{VR_j}^k} \sum_{i=1}^{M_{VR_j}^k} \left(\frac{P_{m_i}}{S_{nom_i}} - \bar{X}_{VR_j}^k \right)^2}, \quad k = \text{solar, vetro}; \quad j = 1, \dots, N_{VR}; \quad (5.3)$$

gde je $\sigma_{VR_j}^k$ standardna devijacija koeficijenta solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) proizvodnje vremenskog regiona j .

3. Detektovanje generatora koji odstupaju od očekivanog ponašanja:

Na osnovu očekivane vrednosti i standardne devijacije koje su određene u prethodnim koracima, detektuju se generatori koji odstupaju od ponašanja ostalih generatora. To su generatori za koje nije zadovoljen sledeći uslov:

$$\bar{X}_{VR_j}^k - 2\sigma_{VR_j}^k \leq \frac{P_{m_i}}{S_{nom_i}} \leq \bar{X}_{VR_j}^k + 2\sigma_{VR_j}^k, \quad (5.4)$$

$$i = 1, \dots, M_{VR_j}^k; \quad k = \text{solar, vetro}; \quad j = 1, \dots, N_{VR}.$$

4. Određivanje koeficijenta solar/vetro proizvodnje vremenskog regiona:

$$C_{VR_j}^k = \frac{1}{d_{VR_j}^k} \sum_{\substack{i=1 \\ i \notin D_{VR_j}^k}}^{M_{VR_j}^k} \frac{P_{m_i}}{S_{nom_i}}, i = 1, \dots, M_{VR_j}^k; k = \text{solar, vetro}; j = 1, \dots, N_{VR}; \quad (5.5)$$

gde je:

$C_{VR_j}^k$ – koeficijent solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) proizvodnje vremenskog regiona j ;

$D_{VR_j}^k$ – skup indeksa solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) generatora u vremenskom regionu j koji ne zadovoljavaju izraz (5.4);

$d_{VR_j}^k$ – broj elemenata skupa $D_{VR_j}^k$.

5.1.1.2.2 Postupak određivanja prve aproksimacije injektiranja DER-a

Prilikom određivanja prve aproksimacije aktivne i reaktivne snage DER-a sledeći slučajevi se uvažavaju, po redosledu:

1. DER-u je asocirano telemetrisano merenje dobrog SCADA kvaliteta – U ovom slučaju prva aproksimacija aktivne i reaktivne snage DER-a se određuje na osnovu izmerene vrednosti direktno, ako je merenje aktivne ili reaktivne snage poznato, ili indirektno na osnovu merenja struje, napona i faktora snage postupkom opisanom u delu 5.2.1.
2. DER-u je asocirana telemetrisana referentna vrednost – Kada prvi slučaj nije zadovoljen, proverava se da li je kontrolna vrednost dobrog SCADA kvaliteta. Ako je dostupna, onda je prva aproksimacija injektiranja DER-a jednaka kontrolnoj vrednosti.
3. DER je solar ili vetro generator – Ovaj slučaj se obrađuje ako prethodni slučajevi nisu zadovoljeni, ali samo za solar i vetro generatore. Postupak obuhvata obradu sledećih slučajeva, po redosledu:
 - a. Poznati su vremenski podaci (osunčanost, brzina vetra, temperatura) – Prva aproksimacija injektiranja generatora se određuje na osnovu krive izlazne snage generatora, na osnovu postupka opisanog u paragrafu 4.1.5.3.
 - b. Poznati su solar/vetro koeficijenti vremenskih regiona – Kada vremenski podaci nisu poznati, tada se vrednost prve aproksimacije injektiranja generatora određuje na osnovu solar/vetro koeficijenata vremenskih regiona, pomoću sledećih izraza:

$$P_{gen_i}^k = C_{VR_j}^k S_{nom_i}, \quad k = \text{solar, vetro}; \quad i = 1, 2, \dots, G_{VR_j}^k, \quad (5.6)$$

gde je:

- $P_{\text{gen}_i}^k$ – prva aproksimacija injektiranja solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) generatora, bez validnog merenja, koji se nalazi u vremenskom regionu j ;
- $C_{\text{VR}_j}^k$ – koeficijenta solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) proizvodnje vremenskog regiona j ;
- S_{nom_i} – nominalna snaga i -tog generatora;
- $G_{\text{VR}_j}^k$ – broj solar ($k = \text{solar}$) ili vetro ($k = \text{vetro}$) generatora, bez merenja, u vremenskom regionu j .

4. Prognoza injektiranja DER-a je dostupna – Prva aproksimacija injektiranja DER-a jednaka je prognoziranoj vrednosti.
5. DER-u je asociran dnevni raspored opterećenja – Prva aproksimacija injektiranja DER-a jednaka je vrednosti dnevnog rasporeda opterećenja za karakterističnu sezonu i dan koji se odnose na posmatran trenutak.
6. Za DER je poznata samo netelemetrisana kontrolna vrednost – Prva aproksimacija injektiranja DER-a jednaka je kontrolnoj vrednosti. U ovom slučaju, izuzetak su solar generatori čija prva aproksimacija injektiranja se postavlja na nultu vrednost u periodu od 20 h do 8h.

5.1.2 Određivanje fiktivnih merenja

Radi usklađivanja estimiranog stanja s DHD otoka, uvedene se dve vrste fiktivnih merenja:

1. *Fiktivna merenja aktivne i reaktivne snage* – Pofazna merenja koja se dodeljuju pojedinim granama i otokama čije vrednosti se preuzimaju iz Preestimacije (rezultat proračuna tokova snaga za prvu aproksimaciju injektiranja otoka). Faktori pouzdanosti fiktivnih merenja otoka jednake su faktorima pouzdanosti njihovih DHD. Faktori pouzdanosti fiktivnih merenja grana jednake su faktorima pouzdanosti suma aktivnih i reaktivnih snaga svih otoka koje se napajaju s tih grana (paragraf 4.1.8). Ova vrsta fiktivnih merenja se uvodi za:
 - Napojnu granu,
 - Opservabilnu granu i otoku;
 - Svaki kraj neopservabilnog VN/SN i SN/SN trofaznog transformatora;
 - Neobservabilni kraj grane gde je određen prekid petlje DM (upetljani deo DM)
 - Trofazan ili dvofazan element ima merenja u nekoj fazi, ali nema merenja za svaku fazu. Tada se fiktivna merenja uvode za faze bez merenja.
2. *Fiktivna merenja aktivne i reaktivne snage neopservabilnih injektiranja oblasti* – Pofazna merenja koja su određena realnim i imaginarnim delom kompleksne snage prve aproksimacije injektiranja otoka koje pripadaju oblasti – relacija

(4.16). Njihovi faktori pouzdanosti jednaki su faktorima pouzdanosti suma aktivnih i reaktivnih snaga injeckiranja neopservabilnih otoka u oblasti, respektivno (paragraf 4.1.8). Ova fiktivna merenja su neophodna za formulaciju dva kriterijuma optimizacije (paragraf 5.2.1).

Obe vrste fiktivnih merenja i njihovi faktori pouzdanosti se ne menjaju tokom cele DES procedure.

5.1.3 Osnovna verifikacija originalnih merenja

Osnovna verifikacija originalnih merenja (paragraf 4.1.3) se zasniva na rezultatima Preestimacije (paragraf 5.1) i informacijama iz SCADA sistema. Svako merenje čiji je kvalitet "dobar", ostaje dobro. Merenje čiji je kvalitet "loš", ostaje loše. Merenje čiji je kvalitet "nesiguran", dodatno se heuristički analizira. Heuristička pravila za utvrđivanje loših, među nesigurnim merenjima, su sledeća:

- Vrednost merenje je izvan opsega koje je korisnik zadao;
- Vrednost merenja aktivne snage je negativna, a "ispod" merenja nema generatora;
- Vrednost merenja reaktivne snage je negativna, a ispod merenja nema resursa za kompenzaciju reaktivne snage;
- Vrednost merenje je bliska nulu, a ispod merenja ima potrošnje i nema generatora;
- Vrednosti merenja struje, aktivne i reaktivne snage i napona na istoj lokaciji nisu međusobno usaglašena;
- Suma merenja tokova snaga u čvor nije bliska nuli;
- Vrednost merenje je veća od merenja koje je iznad njega, a DM je radijalna i između tih merenja nema generatora;
- Vrednost merenje na kondenzatoru nije u skladu sa njegovim statusom (npr. merenje reaktivne snage je nula, a kondenzator je uključen);
- Merenje nije u skladu sa tehničkim karakteristikama elementa na kojem se ono nalazi;
- Vrednost merenja modula struje prevazilazi podešenje relejne zaštite koja nije delovala;
- Vrednost merenja modula napona značajno odstupa od naponskog nivoa DM.

Ova pravila utiču na određivanje faktora validnosti, izraz (4.1), originalnih merenja. Merenja i njihovi faktori pouzdanosti su konstantni, ali se njihov faktor validnosti menja u toku DES procedure.

5.2 DES optimizaciona iterativna procedura

DES optimizaciona procedura se sastoji od sledećih pet koraka (slika Slika 5.1):

1. Korekcija fiktivnih merenja snage – Određivanje vrednosti izvedenih merenja

- snage na osnovu originalnih merenja struje i poslednjeg izračunatog stanja DM.
2. Korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti i verifikacija merenja snaga/struja – Rešavanje prvog WLS optimizacionog problema koji je zasnovan na konceptu podele DM na oblasti merenja i čiji je cilj procena ukupnog neopservabilnog injektiranja oblasti merenja uz detekciju loših vrednosti merenja snage/struje.
 3. Korekcija injektiranja neopservabilnih otoka i stanja DM – Injektiranja neopservabilnih otoka se koriguju na osnovu prethodno korigovanih vrednosti neopservabilnih injektiranja oblasti. Ovaj korak se završava proračunom tokova snaga, zasnovanog na BFS algoritmu, sve u cilju određivanja konzistentne aproksimacije stanja DM.
 4. Korekcija napona i stanja mreže – Rešavanje drugog WLS optimizacionog problema u cilju bolje estimacije modula napona i detekcije loših merenja napona. Ova procedura je zasnovana na konceptu podele DM na zone regulacionih transformatora. Kao i prethodni i ovaj korak se završava izvršavanjem proračuna TS, radi određivanja konzistentne aproksimacije stanja DM.
 5. Provera konvergencije.

Koraci se izvršavaju jedan za drugim, u iterativnom postupku, sve dok DES ne konvergira.

5.2.1 Korekcija fiktivnih merenja snage

Vrednosti fiktivnih pofaznih merenja aktivne i reaktivne snage se izvode na osnovu originalnih merenja i uvode u sledećim slučajevima:

- Za fiktivna merenja trofaznog ili dvofaznog elementa koji ima merenje u nekoj fazi, ali nema merenja za svaku fazu. Prilikom određivanja vrednosti fiktivnog merenja usvaja se pretpostavka da je odnos izmerenih vrednosti snage u fazi sa merenjem i u fazi sa fiktivnim merenjem blizak odnosu njihovih vrednosti iz poslednjeg izračunatog stanja DM. Vrednost fiktivnog merenja u fazi k , x_k^m se određuje na osnovu sledećeg izraza:

$$x_k^m = x_i^m \frac{x_k^h}{x_i^h}, \quad i, k \in \{a, b, c\}, \quad i \neq k, \quad (5.7)$$

gde je:

- x_i^m – vrednost merenja snage/struje u fazi i ,
- x_i^h, x_k^h – vrednosti snage/struje iz poslednjeg izračunatog stanja DM (iteracije h) na mestu merenja u fazama i i k .
- Originalno merenje je merenje modula struje, fazne/trofazne prividne snage ili trofazne aktivne/reaktivne snage. U zavisnosti od raspoloživih originalnih merenja, izvedena fazna merenja aktivne i reaktivne snage se određuju na osnovu sledećih izraza:
 - Merenje struje:

$$P_k^m = I_k^m U_k^h \cos \varphi_k^h, \quad k = \{a, b, c\}, \quad (5.8a)$$

$$Q_k^m = I_k^m U_k^h \sin(\arccos \varphi_k^h), \quad k = \{a, b, c\}, \quad (5.8b)$$

- Merenje prividne snage:

$$P_k^m = S_k^m \cos \varphi_k^h, \quad k = \{a, b, c\}, \quad (5.8c)$$

$$Q_k^m = S_k^m \sin(\arccos \varphi_k^h), \quad k = \{a, b, c\}, \quad (5.8d)$$

- Merenje trofazne aktivne/reaktivne snage:

$$P_k^m = P^m \frac{P_k^h}{P^h}, \quad k = \{a, b, c\}, \quad (5.8e)$$

$$Q_k^m = Q^m \frac{Q_k^h}{Q^h}, \quad k = \{a, b, c\}, \quad (5.8f)$$

gde je:

I_k^m – merenje struje u fazi k ;

U_k^h – merenje ili vrednost iz poslednjeg izračunatog stanja DM (iteracije h) modula napona u fazi k ;

$\cos \varphi_k^h$ – merenje ili vrednost iz poslednjeg izračunatog stanja DM (iteracije h) faktora snage u fazi k ;

S_k^m – merenje prividne snage u fazi k ;

P_k^m, Q_k^m – fiktivna merenja aktivne/reaktivne snage u fazi k ;

P^m, Q^m – fiktivna ukupne aktivne/reaktivne trofazne snage.

- Za neopservabilni namotaj trofaznog transformatora sa merenjem. U slučaju kada bar na jednom namotaju transformatora postoji merenje, vrednost fiktivnih merenja na ostalim namotajima se određuje postupkom *Preslikavanje opterećenja trofaznih transformatora* (paragraf 5.2.1.1).

U prvoj iteraciji, ove vrednosti su uzete iz Prestimacije, osnovni proračun tokova snaga (paragraf 5.1.1). Faktor pouzdanosti fiktivnih merenja snage je određen na osnovu konstantnog faktora pouzdanosti promenljivih, čije vrednosti su uvažene iz poslednjeg izračunatog stanja DM (iteracije h), kao i konstantnog faktora pouzdanosti merenja struje, snage i modula napona (paragraf 4.1.8). Ovi faktori pouzdanosti su konstantni tokom DES procedure.

5.2.1.1 *Preslikavanje opterećenja transformatora*

Postupak proračuna očekivanih vrednosti opterećenja transformatora jednog kraja na osnovu izmerenih, ili estimiranih vrednosti opterećenja njegovih ostalih krajeva nazvan je "Preslikavanje opterećenja trofaznih transformatora".

Ovaj postupak se zasniva na modelu trofaznog transformatora [65] i pretpostavci da je odnos vrednosti napona na krajevima transformatora u estimiranom i preestimiranom stanju blizak.

Izrazi na osnovu kojih se ovo "preslikavanje" izvršava izvedeni su na osnovu ekvivalentnih šema trofaznih transformatora u domenu simetričnih komponenti, uz uvažavanje vrednosti napona iz preestimiranog stanja. Zbog njihove složenosti izrazi za "preslikavanje" opterećenja sa jednog (dva) kraja dvonamotajnog (tronamotajnog) transformatora na njegov drugi (treći) kraj prikazani su u prilogu 10.1.

Generalno, ovi izrazi u matričnoj notaciji glase:

$$\mathbf{S}_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \mathbf{D}_{ij} \mathbf{S}_j + \mathbf{W}_{ij}, \quad i \in \{1, \dots, n\}, \quad (5.8a)$$

gde su:

n – broj krajeva transformatora;

\mathbf{D}_{ij} – kvadratna matrica koeficijenata zavisnosti vrednosti kompleksne snage i -tog od j -tog kraja transformatora za faze a, b i c;

$$\mathbf{D}_{ij} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{ij}^{aa} & \hat{d}_{ij}^{ab} & \hat{d}_{ij}^{ac} \\ \hat{d}_{ij}^{ba} & \hat{d}_{ij}^{bb} & \hat{d}_{ij}^{bc} \\ \hat{d}_{ij}^{ca} & \hat{d}_{ij}^{cb} & \hat{d}_{ij}^{cc} \end{bmatrix}, \quad i, j \in \{1, \dots, n\} \wedge i \neq j; \quad (5.8b)$$

\mathbf{W}_{ij} – vektor vrednosti kompleksne snage i -tog kraja transformatora, koja je posledica uticaja opterećenja j -tog kraja, za sve tri faze:

$$\mathbf{W}_{ij} = [\hat{w}_{ij}^a \ \hat{w}_{ij}^b \ \hat{w}_{ij}^c]^T, \quad i, j \in \{1, \dots, n\} \wedge i \neq j, \quad (5.8c)$$

\mathbf{S} – vektor vrednosti kompleksne snage i -tog, odnosno j -tog kraja trofaznog transformatora:

$$\mathbf{S}_i = [P_{ia} - jQ_{ia} \ P_{ib} - jQ_{ib} \ P_{ic} - jQ_{ic}]^T, \quad i, j \in \{1, \dots, n\} \wedge i \neq j. \quad (5.8d)$$

5.2.2 Korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti i verifikacija merenja snaga (struja)

U svakoj iteraciji procedure simultano se koriguju aproksimacije neopservabilnog injektiranja oblasti i ponovo verifikuju do tada validna originalna merenja snaga (struja).

5.2.2.1 Korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti

Korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti, uz određivanje aproksimacija aktivne i reaktivne snage observabilnih grana i otoka, predstavlja nelinearni optimizacioni problem sa ograničenjima tipa jednakosti. Pritom se koristi optimizacioni kriterijum minimizacije sume kvadrata odstupanja aproksimativnih od originalnih vrednosti merenja i kvadrata odstupanja aproksimativnih od fiktivnih vrednosti merenja. Ograničenja tipa jednakosti čine jednačine I Kirchhoff-ovog zakona za neobservabilne oblasti ekvivalentne DM, izrazi (4.18), kao i jednačine preslikavanja opterećenja trofaznih transformatora, izrazi (5.8). Matematička formulacija navedenog problema

optimizacije glasi:

$$\min\{z(\mathbf{X})\}, \text{ za } \mathbf{F}(\mathbf{X}) = \mathbf{0}, \quad (5.9)$$

gde su:

$z(\mathbf{X})$ – kriterijumska fukcija:

$$\begin{aligned} z(\mathbf{X}) = & \sum_{j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s} \sum_{k=a,b,c} [c_{jk}^P (w_{jk}^P)^m (p_{jk} - p_{jk}^m)^2 + (w_{jk}^P)^f (p_{jk} - p_{jk}^f)^2] \frac{1}{|p_{jk}^f|} + \\ & + \sum_{j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s} \sum_{k=a,b,c} [c_{jk}^Q (w_{jk}^Q)^m (q_{jk} - q_{jk}^m)^2 + (w_{jk}^Q)^f (q_{jk} - q_{jk}^f)^2] \frac{1}{|q_{jk}^f|} + \\ & + \sum_{i \in \alpha_L} \sum_{k=a,b,c} (W_{ik}^P)^f (P_{ik} - P_{ik}^f)^2 \frac{1}{|P_{ik}^f|} + \sum_{i \in \alpha_L} \sum_{k=a,b,c} (W_{ik}^Q)^f (Q_{ik} - Q_{ik}^f)^2 \frac{1}{|Q_{ik}^f|}; \end{aligned} \quad (5.10)$$

$\mathbf{F}(\mathbf{X})$ – ograničenja bilansa aktivne i reaktivne snage oblasti merenja, kao i ograničenja definisana postupkom preslikavanja opterećenja trofaznih transformatora za transformatorske oblasti:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}) = [\mathbf{F}^P(\mathbf{X}^P) \ \mathbf{F}^Q(\mathbf{X}^Q) \ \mathbf{F}_{Tr}^P(\mathbf{X}^P, \mathbf{X}^Q) \ \mathbf{F}_{Tr}^Q(\mathbf{X}^P, \mathbf{X}^Q)]^T, \quad (5.11)$$

gde su:

$\mathbf{F}^P(\mathbf{X}^P)$ – ograničenja bilansa aktivne snage oblasti merenja:

$$\begin{aligned} \mathbf{F}^P(\mathbf{X}^P) = & P_{ik} - \Delta P_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} p_{jk} \right), \\ & i \in \alpha_L, \quad k = a,b,c; \end{aligned} \quad (5.12a)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{F}^P(\mathbf{X}^P) = & -\Delta P_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} p_{jk} \right), \\ & i = 1,2,\dots,K \wedge i \notin \alpha_{Tr} \cup \alpha_L, \quad k = a,b,c; \end{aligned} \quad (5.12b)$$

$\mathbf{F}^Q(\mathbf{X}^Q)$ – ograničenja bilansa reaktivne snage oblasti merenja

$$\begin{aligned} \mathbf{F}^Q(\mathbf{X}^Q) = & Q_{ik} - \Delta Q_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} q_{jk} \right), \\ & i \in \alpha_L, \quad k = a,b,c; \end{aligned} \quad (5.12c)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{F}^Q(\mathbf{X}^Q) = & -\Delta Q_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} q_{jk} \right), \\ & i = 1,2,\dots,K \wedge i \notin \alpha_{Tr} \cup \alpha_L; \quad k = a,b,c. \end{aligned} \quad (5.12d)$$

$\mathbf{F}_{Tr}^P(\mathbf{X}^P, \mathbf{X}^Q)$ – ograničenja definisana relacijama preslikavanja aktivne snage trofaznih transformatora, izrazi (5.8):

$$\mathbf{F}_{\text{Tr}}^{\text{P}}(\mathbf{X}^{\text{P}}, \mathbf{X}^{\text{Q}}) = p_{ik} - \text{Re}\left\{ \sum_{j \in \alpha_{\text{b2}} \cap \alpha_{\text{bTr}}} \mathbf{D}_{ij} \mathbf{s}_j + \hat{u}_{ij}^k \right\},$$

$$i \in \alpha_{\text{b1}} \cap \alpha_{\text{bTr}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.12\text{e})$$

gde je α_{bTr} skup indeksa grana trofaznih transformatora sa merenjima.

$\mathbf{F}_{\text{Tr}}^{\text{Q}}(\mathbf{X}^{\text{P}}, \mathbf{X}^{\text{Q}})$ – ograničenja definisana relacijama preslikavanja reaktivne snage trofaznih transformatora, izrazi (5.8):

$$\mathbf{F}_{\text{Tr}}^{\text{Q}}(\mathbf{X}^{\text{P}}, \mathbf{X}^{\text{Q}}) = q_{ik} + \text{Im}\left\{ \sum_{j \in \alpha_{\text{b2}} \cap \alpha_{\text{bTr}}} \mathbf{D}_{ij} \mathbf{s}_j + \hat{u}_{ij}^k \right\},$$

$$i \in \alpha_{\text{b1}} \cap \alpha_{\text{bTr}}, \quad k = \text{a,b,c}. \quad (5.12\text{f})$$

Vektor \mathbf{X}^{P} se sastoji od ažuriranih aproksimacija promenljivih p_{jk} , $j \in \alpha_{\text{b1}} \cup \alpha_{\text{b2}} \cup \alpha_{\text{s}}$ i P_{ik} , $i \in \alpha_{\text{L}}$, $k = \text{a,b,c}$. Elementi vektora \mathbf{X}^{Q} se određuju na isti način, samo se oni odnose na reaktivnu snagu.

Optimizacioni problem predstavlja matematičku interpretaciju DES koja se odnosi samo na merenja snaga (struja), na sledeći način:

- Prva suma kriterijuma optimizacije, izraz (5.10), odnosi se na originalna i izvedena merenja snage (u slučaju da postoje originalna merenja snage i merenja koja su izvedena iz originalnih merenja struje, koja su dostupna u istoj tački, prikazane sume se trivijalno proširuju);
- Druga suma se odnosi na fiktivna merenje snage grana i otoka;
- Treća suma se odnosi na fiktivna merenja neopservabilnih injektiranja oblasti.

Gubici aktivne i reaktivne snage oblasti u estimiranom stanju nisu poznati, ali se u ograničenjima (5.12a) ÷ (5.12d) ne tretiraju kao nepoznate promenljive. Naime, u ovom radu, kao i u [54], se smatra da se gubici aktivne i reaktivne snage oblasti ne razlikuju mnogo između dve iteracije. Zbog toga je u izrazima (5.12a) ÷ (5.12d) uvedena aproksimacija da su ΔP_{ik} i ΔQ_{ik} određeni na osnovu rezultata poslednjeg proračuna tokova snaga.

Na osnovu kriterijumske funkcije i ograničenja (5.10) i (5.12) formira se Lagranžova (Lagrange) funkcija:

$$\begin{aligned} L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda}) &= z(\mathbf{X}) + [\boldsymbol{\lambda}^{\text{P}}]^{\text{T}} \mathbf{F}^{\text{P}}(\mathbf{X}^{\text{P}}) + [\boldsymbol{\lambda}^{\text{Q}}]^{\text{T}} \mathbf{F}^{\text{Q}}(\mathbf{X}^{\text{Q}}) + \\ &\quad + [\boldsymbol{\lambda}_{\text{Tr}}^{\text{P}}]^{\text{T}} \mathbf{F}_{\text{Tr}}^{\text{P}}(\mathbf{X}^{\text{P}}, \mathbf{X}^{\text{Q}}) + [\boldsymbol{\lambda}_{\text{Tr}}^{\text{Q}}]^{\text{T}} \mathbf{F}_{\text{Tr}}^{\text{Q}}(\mathbf{X}^{\text{P}}, \mathbf{X}^{\text{Q}}) \end{aligned} \quad (5.13)$$

$$= z(\mathbf{X}) + \boldsymbol{\lambda}^{\text{T}} \mathbf{F}(\mathbf{X});$$

gde je sa $\boldsymbol{\lambda}$ naznačen vektor Lagranžovih multiplikatora.

Diferenciranjem funkcije $L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})$ po nepoznatim promenljivama i izjednačavanjem tako dobijenih izraza sa nulom, dobija se sledeći sistem jednačina:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial p_{jk}} = 0 &\Leftrightarrow \\ &2[c_{jk}^P (w_{jk}^P)^m (p_{jk} - p_{jk}^m) + (w_{jk}^P)^f (p_{jk} - p_{jk}^f)] \frac{1}{|p_{jk}^f|} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \notin \alpha_{\text{Tr}}}}^K \lambda_{ik}^P (t_{i\alpha_{b1}(j)} + t_{i\alpha_{b2}(j)}) - \\ &- \sum_{i \in \alpha_{\text{Tr}}} \lambda_{\text{Tr} ik}^P (t_{i\alpha_{b1}(j)} - t_{i\alpha_{b2}(j)}) \sum_{h=a,b,c} \text{Re}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\} - \text{Im}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\} = 0 \\ & j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s \quad k = a, b, c; \quad (5.14a) \end{aligned}$$

gde je $n(j)$ kraj transformatora na kome se nalazi merenje na grani j iz skupa $\alpha_{b\text{Tr}}$.

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial q_{jk}} = 0 &\Leftrightarrow \\ &2[c_{jk}^Q (w_{jk}^Q)^m (q_{jk} - q_{jk}^m) + (w_{jk}^Q)^f (q_{jk} - q_{jk}^f)] \frac{1}{|q_{jk}^f|} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \notin \alpha_{\text{Tr}}}}^K \lambda_{ik}^Q (t_{i\alpha_{b1}(j)} + t_{i\alpha_{b2}(j)}) - \\ &- \sum_{i \in \alpha_{\text{Tr}}} \lambda_{\text{Tr} ik}^Q (t_{i\alpha_{b1}(j)} - t_{i\alpha_{b2}(j)}) \sum_{h=a,b,c} \text{Re}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\} + \text{Im}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\} = 0 \\ & j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s \quad k = a, b, c; \quad (5.14b) \end{aligned}$$

$$\frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial P_{ik}} = 0 \Leftrightarrow 2(W_{ik}^P)^f (P_{ik} - P_{ik}^f) \frac{1}{|P_{ik}^f|} + \lambda_{ik}^P = 0, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.14c)$$

$$\frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial Q_{ik}} = 0 \Leftrightarrow 2(W_{ik}^Q)^f (Q_{ik} - Q_{ik}^f) \frac{1}{|Q_{ik}^f|} + \lambda_{ik}^Q = 0, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.14d)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \lambda_{ik}^P} = 0 &\Leftrightarrow P_{ik} - \Delta P_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} p_{jk} \right) = 0 \\ & i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.14e) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \lambda_{ik}^P} = 0 &\Leftrightarrow \Delta P_{ik} + \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} p_{jk} \right) = 0 \\ & i = 1, 2, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{\text{Tr}} \cup \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.14f) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \lambda_{ik}^Q} = 0 &\Leftrightarrow Q_{ik} - \Delta Q_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} q_{jk} \right) = 0 \\ & i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.14g) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \lambda_{ik}^Q} = 0 &\Leftrightarrow \Delta Q_{ik} + \left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} q_{jk} \right) = 0 \\ & i = 1, 2, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{\text{Tr}} \cup \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.14h) \end{aligned}$$

$$\frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \lambda_{\text{Tr}ik}^{\text{P}}} = 0 \Leftrightarrow \sum_{j \in \alpha_{\text{b1}} \cap \alpha_{\text{bTr}}} t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} p_{jk} - \text{Re} \left\{ \sum_{r \in \alpha_{\text{b2}} \cap \alpha_{\text{bTr}}} \mathbf{D}_{1n(r)} \mathbf{s}_r + \hat{u}_{1n(r)}^k \right\} = 0$$

$$i \in \alpha_{\text{Tr}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.14\text{i})$$

$$\frac{\partial L(\mathbf{X}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \lambda_{\text{Tr}ik}^{\text{Q}}} = 0 \Leftrightarrow \sum_{j \in \alpha_{\text{b1}} \cap \alpha_{\text{bTr}}} t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} q_{jk} + \text{Im} \left\{ \sum_{r \in \alpha_{\text{b2}} \cap \alpha_{\text{bTr}}} \mathbf{D}_{1n(r)} \mathbf{s}_r + \hat{u}_{1n(r)}^k \right\} = 0$$

$$i \in \alpha_{\text{Tr}}, \quad k = \text{a,b,c}. \quad (5.14\text{j})$$

Svođenje prethodnog sistema jednačina na nepoznati deo (levo od znaka jednakosti) i poznati deo (desno od znaka jednakosti) dobija se sledeći sistem linearnih algebarskih jednačina:

$$[c_{jk}^{\text{P}} (w_{jk}^{\text{P}})^{\text{m}} + (w_{jk}^{\text{P}})^{\text{f}}] \frac{p_{jk}}{|p_{jk}^{\text{f}}|} - 0.5 \sum_{\substack{i=1 \\ i \notin \alpha_{\text{Tr}}}}^K \lambda_{ik}^{\text{P}} (t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} + t_{i\alpha_{\text{b2}}(j)}) -$$

$$- 0.5 \sum_{i \in \alpha_{\text{Tr}}} \lambda_{\text{Tr}ik}^{\text{P}} (t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} - t_{i\alpha_{\text{b2}}(j)}) \sum_{h=\text{a,b,c}} \text{Re} \{ \hat{d}_{1n(j)}^{hk} \} - \text{Im} \{ \hat{d}_{1n(j)}^{hk} \}) =$$

$$= [c_{jk}^{\text{P}} (w_{jk}^{\text{P}})^{\text{m}} p_{jk}^{\text{m}} + (w_{jk}^{\text{P}})^{\text{f}} p_{jk}^{\text{f}}] \frac{1}{|p_{jk}^{\text{f}}|}, \quad j \in \alpha_{\text{b1}} \cup \alpha_{\text{b2}} \cup \alpha_{\text{s}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.15\text{a})$$

$$[c_{jk}^{\text{Q}} (w_{jk}^{\text{Q}})^{\text{m}} + (w_{jk}^{\text{Q}})^{\text{f}}] \frac{q_{jk}}{|q_{jk}^{\text{f}}|} - 0.5 \sum_{\substack{i=1 \\ i \notin \alpha_{\text{Tr}}}}^K \lambda_{ik}^{\text{Q}} (t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} + t_{i\alpha_{\text{b2}}(j)}) -$$

$$- 0.5 \sum_{i \in \alpha_{\text{Tr}}} \lambda_{\text{Tr}ik}^{\text{Q}} (t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} - t_{i\alpha_{\text{b2}}(j)}) \sum_{h=\text{a,b,c}} \text{Re} \{ \hat{d}_{1n(j)}^{hk} \} + \text{Im} \{ \hat{d}_{1n(j)}^{hk} \}) =$$

$$= [c_{jk}^{\text{Q}} (w_{jk}^{\text{Q}})^{\text{m}} q_{jk}^{\text{m}} + (w_{jk}^{\text{Q}})^{\text{f}} q_{jk}^{\text{f}}] \frac{1}{|q_{jk}^{\text{f}}|}, \quad j \in \alpha_{\text{b1}} \cup \alpha_{\text{b2}} \cup \alpha_{\text{s}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.15\text{b})$$

$$(W_{ik}^{\text{P}})^{\text{f}} \frac{1}{|P_{ik}^{\text{f}}|} P_{ik} + 0.5 \lambda_{ik}^{\text{P}} = 0.5 (W_{ik}^{\text{P}})^{\text{f}} \frac{P_{ik}^{\text{f}}}{|P_{ik}^{\text{f}}|}; \quad i \in \alpha_{\text{L}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.15\text{c})$$

$$(W_{ik}^{\text{Q}})^{\text{f}} \frac{1}{|Q_{ik}^{\text{f}}|} Q_{ik} + 0.5 \lambda_{ik}^{\text{Q}} = 0.5 (W_{ik}^{\text{Q}})^{\text{f}} \frac{Q_{ik}^{\text{f}}}{|Q_{ik}^{\text{f}}|}; \quad i \in \alpha_{\text{L}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.15\text{d})$$

$$P_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{\text{b1}}} t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{\text{b2}}} t_{i\alpha_{\text{b2}}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{\text{s}}} t_{i\alpha_{\text{s}}(j)} p_{jk} \right) = \Delta P_{ik}, \quad i \in \alpha_{\text{L}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.15\text{e})$$

$$- \sum_{j \in \alpha_{\text{b1}}} t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{\text{b2}}} t_{i\alpha_{\text{b2}}(j)} p_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{\text{s}}} t_{i\alpha_{\text{s}}(j)} p_{jk} = \Delta P_{ik},$$

$$i = 1, 2, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{\text{Tr}} \cup \alpha_{\text{L}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.15\text{f})$$

$$Q_{ik} - \left(\sum_{j \in \alpha_{\text{b1}}} t_{i\alpha_{\text{b1}}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{\text{b2}}} t_{i\alpha_{\text{b2}}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{\text{s}}} t_{i\alpha_{\text{s}}(j)} q_{jk} \right) = \Delta Q_{ik}, \quad i \in \alpha_{\text{L}}, \quad k = \text{a,b,c}; \quad (5.15\text{g})$$

$$-\left(\sum_{j \in \alpha_{b1}} t_{i\alpha_{b1}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_{b2}} t_{i\alpha_{b2}(j)} q_{jk} + \sum_{j \in \alpha_s} t_{i\alpha_s(j)} q_{jk}\right) = \Delta Q_{ik},$$

$$i = 1, 2, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{Tr} \cup \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.15h)$$

$$\sum_{j \in \alpha_{b1} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b1}(j)} p_{jk} - \sum_{r \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b2}(r)} \sum_{h=a,b,c} \operatorname{Re}\{\hat{d}_{1n(r)}^{hk}\} p_{rk} - \operatorname{Im}\{\hat{d}_{1n(r)}^{hk}\} q_{rk} =$$

$$= - \sum_{r \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b2}(r)} \operatorname{Re}\{\hat{u}_{1n(r)}^k\}$$

$$i \in \alpha_{Tr}, \quad k = a, b, c; \quad (5.15i)$$

$$\sum_{j \in \alpha_{b1} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b1}(j)} q_{jk} - \sum_{r \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b2}(r)} \sum_{h=a,b,c} \operatorname{Re}\{\hat{d}_{1n(r)}^{hk}\} q_{rk} - \operatorname{Im}\{\hat{d}_{1n(r)}^{hk}\} p_{rk} =$$

$$= - \sum_{r \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b2}(r)} \operatorname{Im}\{\hat{u}_{1n(r)}^k\}$$

$$i \in \alpha_{Tr}, \quad k = a, b, c. \quad (5.15j)$$

Može se uočiti da u sistemu linearnih algebarskih jednačina (5.15) postoje sprege promenljivih merenja aktivne i reaktivne snage. One su istaknute u izrazima (5.15i) i (5.15j). Zbog toga se prikazani sistem jednačina ne može dekoplovati na dva podsistema (podsistem jednačina aktivne snage i podsistem jednačina reaktivne snage) kao što je to slučaj za DES za uravnotežene DM u simetričnim režimima koja je opisana u [54].

Sistem jednačina (5.15), prikazan u matričnoj notaciji, glasi:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_m & \mathbf{0} & \mathbf{A}_{Om}^T & \mathbf{A}_{Tr}^T \\ \mathbf{0} & \mathbf{A}_L & \mathbf{A}_{OL}^T & \mathbf{0} \\ \mathbf{A}_{Om} & \mathbf{A}_{OL} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{A}_{Tr} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix}_{R \times R} \times \begin{bmatrix} \mathbf{X}_m \\ \mathbf{X}_L \\ \lambda_O \\ \lambda_{Tr} \end{bmatrix}_{R \times 1} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}_m \\ \mathbf{B}_L \\ \mathbf{B}_{\lambda_O} \\ \mathbf{B}_{\lambda_{Tr}} \end{bmatrix}_{R \times 1} \Leftrightarrow \mathbf{A} \times [\mathbf{X} \ \boldsymbol{\lambda}]^T = \mathbf{B}, \quad (5.16)$$

gde su:

R – dimenzije sistema jednačina (5.15):

$$R = 6(N_m + N_L + K), \quad (5.17)$$

gde je:

N_m – broj lokacija sa merenjima, odnosno ukupan broj elemenata skupova α_{b1} , α_{b2} i α_s ;

N_L – broj oblasti merenja sa otokama, odnosno ukupan broj elemenata skupa α_L ,

K – ukupan broj oblasti merenja.

\mathbf{A}_m – dijagonalna submatrica koeficijenata koji se odnose na promenljive merenja, dimenzije $6N_m \times 6N_m$, nju čine dve submatrice:

\mathbf{A}_m^P – dijagonalna submatrica koeficijenata za promenljive merenja aktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{m_{jk}}^P = [c_{jk}^P (w_{jk}^P)^m + (w_{jk}^P)^f] \frac{1}{|p_{jk}^f|}, \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, k = a, b, c; \quad (5.18a)$$

\mathbf{A}_m^Q – dijagonalna submatrica koeficijenata za promenljive merenja reaktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{m_{jk}}^Q = [c_{jk}^Q (w_{jk}^Q)^m + (w_{jk}^Q)^f] \frac{1}{|q_{jk}^f|}, \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, k = a, b, c. \quad (5.18b)$$

\mathbf{A}_L – dijagonalna submatrica koeficijenata koji se odnose na promenljive injektiranja oblasti sa otokama, dimenzije $6N_L \times 6N_L$, ona se sastoji od dve dijagonalne submatrice:

\mathbf{A}_L^P – dijagonalna submatrica koeficijenata za promenljive injektiranja aktivne snage oblasti sa otokama, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{L_{ik}}^P = (W_{ik}^P)^f \frac{1}{|P_{ik}^f|}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.19a)$$

\mathbf{A}_L^Q – dijagonalna submatrica koeficijenata za promenljive injektiranja reaktivne snage oblasti sa otokama, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{L_{ik}}^Q = (W_{ik}^Q)^f \frac{1}{|Q_{ik}^f|}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c. \quad (5.19b)$$

\mathbf{A}_{Om} – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja, dimenzije $6N_O \times 6N_m$, gde je N_O ukupan broj oblasti, ali bez oblasti koje pripadaju skupu α_{Tr} , odnosno:

$$N_O = K - |\alpha_{Tr}|, \quad (5.20)$$

submatrica \mathbf{A}_{Om} se sastoji od sledeće dve submatrice:

\mathbf{A}_{Om}^P – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja aktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{Om_{ijk}}^P = -0.5(t_{i\alpha_{b1}(j)} + t_{i\alpha_{b2}(j)}), \quad (5.21a)$$

$$i = 1, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{Tr}, \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, \quad k = a, b, c;$$

\mathbf{A}_{Om}^Q – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja reaktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{Om_{ijk}}^Q = -0.5(t_{i\alpha_{b1}(j)} + t_{i\alpha_{b2}(j)}), \quad (5.21b)$$

$$i = 1, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{Tr}, \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, \quad k = a, b, c;$$

\mathbf{A}_{OL} – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima injektiranja oblasti sa otokama, dimenzije $6N_O \times 6N_L$, nju čine dve submatrice:

\mathbf{A}_{OL}^P – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima injektiranja aktivne snage oblasti sa otokama, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{OL_{ijk}}^P = \begin{cases} 0.5, & i \in \alpha_L \wedge i = j \\ 0.0 & i \notin \alpha_L \vee i \neq j \end{cases} \quad (5.22a)$$

$$i = 1, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{Tr}, \quad j \in \alpha_L, \quad k = a, b, c;$$

\mathbf{A}_{OL}^Q – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima injektiranja reaktivne snage oblasti sa otokama, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{OL_{ijk}}^Q = \begin{cases} 0.5, & i \in \alpha_L \wedge i = j \\ 0.0 & i \notin \alpha_L \vee i \neq j \end{cases} \quad (5.22b)$$

$$i = 1, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{Tr}, \quad j \in \alpha_L, \quad k = a, b, c;$$

\mathbf{A}_{Tr} – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti iz skupa α_{Tr} sa promenljivima merenja, dimenzije $6N_{Tr} \times 6N_m$, nju čine dve submatrice:

\mathbf{A}_{Tr}^P – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti iz skupa α_{Tr} sa promenljivima merenja, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{Tr_{ijk}}^P = \begin{cases} t_{i\alpha_{b1}(j)}, & j \in \alpha_{b1} \cap \alpha_{bTr} \wedge \text{merenje aktivne snage} \\ -t_{i\alpha_{b2}(j)} \sum_{h=a,b,c} \text{Re}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\}, & j \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr} \wedge \text{merenje aktivne snage} \\ t_{i\alpha_{b2}(j)} \sum_{h=a,b,c} \text{Im}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\}, & j \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr} \wedge \text{merenje reaktivne snage} \\ 0.0, & \text{za ostale} \end{cases}$$

$$i \in \alpha_{Tr} \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, \quad k = a, b, c; \quad (5.23a)$$

\mathbf{A}_{Tr}^Q – submatrica koeficijenata koji ukazuju na vezu oblasti iz skupa α_{Tr} sa promenljivima merenja, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$a_{Tr_{ijk}}^Q = \begin{cases} t_{i\alpha_{b1}(j)}, & j \in \alpha_{b1} \cap \alpha_{bTr} \wedge \text{merenje reaktivne snage} \\ -t_{i\alpha_{b2}(j)} \sum_{h=a,b,c} \text{Re}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\}, & j \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr} \wedge \text{merenje reaktivne snage} \\ t_{i\alpha_{b2}(j)} \sum_{h=a,b,c} \text{Im}\{\hat{d}_{1n(j)}^{hk}\}, & j \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr} \wedge \text{merenje aktivne snage} \\ 0.0, & \text{za ostale} \end{cases}$$

$$i \in \alpha_{Tr} \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, \quad k = a, b, c; \quad (5.23b)$$

\mathbf{B}_m – vektor kolona slobodnih članova, dimenzije $6N_m \times 1$, njega čine dva subvektora kolona:

\mathbf{B}_m^P – subvektor kolona slobodnih članova koji se odnose na promenljive merenja aktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{m_{jk}}^P = c_{jk}^P (w_{jk}^P)^m p_{jk}^m + (w_{jk}^P)^f p_{jk}^f \left] \frac{1}{|p_{jk}^f|} \right], \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, \quad k = a, b, c; \quad (5.24a)$$

\mathbf{B}_m^Q – subvektor kolona slobodnih članova koji se odnose na promenljive merenja reaktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{m_{jk}}^Q = c_{jk}^Q (w_{jk}^Q)^m q_{jk}^m + (w_{jk}^Q)^f q_{jk}^f \left] \frac{1}{|q_{jk}^f|} \right], \quad j \in \alpha_{b1} \cup \alpha_{b2} \cup \alpha_s, \quad k = a, b, c; \quad (5.24b)$$

\mathbf{B}_L – vektor kolona slobodnih članova koji se odnose na promenljive opterećenja oblasti sa otokama, dimenzije $6N_L \times 1$, on se sastoji od dva subvektora kolona:

\mathbf{B}_L^P – subvektor kolona slobodnih članova koji se odnose na promenljive injektiranja aktivne snage oblasti sa otokama, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{L_{ik}}^P = 0.5(W_{ik}^P)^f \frac{P_{ik}^f}{|P_{ik}^f|}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.25a)$$

\mathbf{B}_L^Q – subvektor kolona slobodnih članova koji se odnose na promenljive injektiranja aktivne snage oblasti sa otokama, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{L_{ik}}^Q = 0.5(W_{ik}^Q)^f \frac{Q_{ik}^f}{|Q_{ik}^f|}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.25b)$$

\mathbf{B}_{λ_0} – vektor kolona slobodnih članova koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja i injektiranja oblasti sa otokama, dimenzije $6N_0 \times 1$, on se sastoji od dva subvektora kolona:

$\mathbf{B}_{\lambda_0}^P$ – subvektor kolona slobodnih članova koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja aktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{\lambda_{0ik}}^P = \Delta P_{ik} \quad i = 1, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{Tr}, \quad k = a, b, c; \quad (5.26a)$$

$\mathbf{B}_{\lambda_0}^Q$ – subvektor kolona slobodnih članova koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja aktivne snage, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{\lambda_{0ik}}^Q = \Delta Q_{ik} \quad i = 1, \dots, K \wedge i \notin \alpha_{Tr}, \quad k = a, b, c; \quad (5.26b)$$

$\mathbf{B}_{\lambda_{Tr}}$ – vektor kolona slobodnih članova koji ukazuju na vezu oblasti iz skupa α_{Tr} sa promenljivima merenja, dimenzije $6N_{Tr} \times 1$, on se sastoji od dva subvektora

kolona:

$\mathbf{B}_{\lambda_{Tr}}^P$ – subvektor kolona slobodnih članova koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{\lambda_{Tr}ik}^P = - \sum_{j \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b2}(j)} \operatorname{Re}\{\hat{u}_{1n(j)}^k\} \quad i \in \alpha_{Tr}, \quad k = a, b, c; \quad (5.27a)$$

$\mathbf{B}_{\lambda_{Tr}}^Q$ – subvektor kolona slobodnih članova koji ukazuju na vezu oblasti sa promenljivima merenja, čiji elementi su definisani na sledeći način:

$$b_{\lambda_{Tr}ik}^Q = - \sum_{j \in \alpha_{b2} \cap \alpha_{bTr}} t_{i\alpha_{b2}(j)} \operatorname{Im}\{\hat{u}_{1n(j)}^k\} \quad i \in \alpha_{Tr}, \quad k = a, b, c. \quad (5.27b)$$

Može se primetiti da je matrica \mathbf{A} sistema jednačina (5.16) simetrična. Sub-matrice \mathbf{A}_m i \mathbf{A}_L su dijagonalne, dakle, vrlo retke. Sub-matrica \mathbf{A}_m sadrži faktore validnosti i pouzdanosti originalnih i fiktivnih merenja, a submatrica \mathbf{A}_L sadrži faktore pouzdanosti i vrednosti poslednje aproksimacije promenljivih injektiranja oblasti sa otokama. Sub-matrica \mathbf{A}_{Om} se sastoji od elemenata takođe vrlo retke matrice incidencije \mathbf{T} , definisana izrazom (4.13). Sub-matrica \mathbf{A}_{OL} je takođe vrlo retka. Sub-matrica \mathbf{A}_{Tr} sadrži elemente koji se odnose samo na originalna i fiktivna merenja trofaznih dvonamotajnih i tronamotajnih transformatora i takođe je vrlo retka. Elementi vektora \mathbf{B}_m sadrže originalna i fiktivna merenja snaga, njihove faktore validnosti i pouzdanosti. Elementi vektora \mathbf{B}_L sadrže vrednosti poslednje aproksimacije promenljivih injektiranja oblasti, kao i njihove faktore pouzdanosti. Elementi vektora \mathbf{B}_{λ_O} sadrže vrednosti poslednje aproksimacije gubitaka oblasti, a elementi vektora $\mathbf{B}_{\lambda_{Tr}}$ sadrže vrednosti poslednje aproksimacije napona trofaznih dvonamotajnih i tronamotajnih transformatora poslednje aproksimacije.

Dakle, inverzija (faktorizacija) matrice \mathbf{A} , odnosno rešenje sistema jednačina (5.16) ne predstavljaju teškoću. Ta rešenja direktno ili indirektno sadrže korigovane aproksimacije veličina koje se mere i aproksimacije neopservabilnih injektiranja oblasti.

Sve ove aproksimacije, kao i ostale vrednosti veličina stanja DM koje su rezultat proračuna unutar h -te iteracije, treba da nose superskript " $h+1$ " (Slika 5.1). Superskript " $h+1$ " je izostavljen radi pojednostavljenja oznaka.

5.2.2.2 Verifikacija merenja snaga (struja)

Verifikacija merenja snaga (struja) se sastoji od provere aktuelne validnosti originalnih merenja, odnosno detekcije loših vrednosti među do tada validnim merenjima snaga (struja).

Na osnovu poslednjih aproksimacija snaga i napona, mogu se izračunati aproksimacije vrednosti modula struja u granama sa merenjima struje:

$$I_k = \frac{\sqrt{P_k^2 + Q_k^2}}{U_k} \quad k = a, b, c. \quad (5.28)$$

Nakon ovog postupka, poznate su korigovane aproksimacije snaga (struja) u svim tačkama sa originalnim merenjima.

Za svako originalno merenje, koje do sada nije utvrđeno kao loše, uvode se *dozvoljena relativna i apsolutna greška merenja*, respektivno:

$$g_{\text{doz}} = A \cdot KT / 100, \quad (5.29a)$$

$$G_{\text{doz}} = g_{\text{doz}} \cdot O, \quad (5.29b)$$

gde je:

KT – klasa tačnosti merne opreme;

O – opseg merenja;

A – *faktor uhodanosti* DES; na početku primene $A = 2$, a kada se primena uhoda $A = 1$.

Za svako originalno merenje definišu se *apsolutna i relativna greška merenja*, respektivno:

$$G = |x - x^m|, \quad (5.30a)$$

$$g = \begin{cases} G/|x^m|, & |x^m| > \varepsilon^m, \\ g_{\text{doz}}, & |x^m| \leq \varepsilon^m, \end{cases} \quad (5.30b)$$

gde je sa x označena poslednja aproksimacija veličine koja se meri, sa x^m njena izmerena vrednost, a sa ε^m unapred specificiran kriterijum male vrednosti merenja.

Ako se na osnovu izraza (5.30b) vrednost relativne greške izjednači sa dozvoljenom greškom merenja, tada će se u daljem postupku detekcije loših merenja, za merenja malih vrednosti, razmatrati samo apsolutna greška.

Ukoliko je za sva merenja sledeća disjunkcija istinita (bar je jedna nejednakost zadovoljena):

$$G < G_{\text{doz}} \vee g < g_{\text{doz}}, \quad (5.31)$$

loših merenja nema; ako ima merenja za koja ona nije istinita (ni jedna nejednakost nije zadovoljena), onda se za svako takvo merenje uvode *složena greška Γ* i *dozvoljena složena greška Γ_{doz}* , koje su srazmerne faktoru pozdanosti merenja w :

$$\Gamma = w g G, \quad (5.32a)$$

$$\Gamma_{\text{doz}} = w g_{\text{doz}} G_{\text{doz}}. \quad (5.32b)$$

Za svako merenje sa složenom greškom formira se razlika:

$$\Delta\Gamma = \Gamma - \Gamma_{\text{doz}}. \quad (5.33)$$

Merenje s najvećom pozitivnom razlikom (5.33) predstavlja *loše merenje*. Ovo originalno merenje snage, odnosno oba merenja izvedena iz originalnog merenja struje eliminišu se iz dalje procedure DES, bez promene matrice incidencije, na sledeći način:

1. Faktori validnosti loših merenja se anuliraju i tada se:
 - primenom Leme o inverziji matrice refaktorizuje matrica sistema jednačina (5.16);
 - koriguju odgovarajući elementi vektora kolone \mathbf{B}_m .
2. Rešavanjem sistema jednačina (5.16), izračunaju se nove vrednosti vektora $\mathbf{X}_m, \mathbf{X}_L, \lambda_O$ i λ_{Tr} .

Ovaj postupak detekcije loših merenja se ponavlja sve dok postoje merenja za koja su razlike (5.33) pozitivne. Ovim je završena simultana korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti i verifikacija merenja snaga (struja).

5.2.3 Korekcija injektiranja neopservabilnih otoka i stanja mreže

Korekcija injektiranja neopservabilnih otoka predstavlja korekciju njihovih aproksimacija iz prethodne iteracije, sa ciljem da se u tekućoj iteraciji zadovolji ukupno neopservabilno injektiranje svake oblasti (rezultat postupka opisanog u paragrafu 5.2.2).

Korekcija aproksimacija injektiranja aktivnih i reaktivnih snaga neopservabilnih otoka izvršava se po oblastima. Ona se zasniva na *debalansima aktivnih i reaktivnih snaga oblasti*.

Pod debalansom aktivne/reaktivne snage oblasti podrazumeva se razlika poslednje i prethodne aproksimacije aktivne i reaktivne snage neopservabilnog injektiranja oblasti.

$$D_{ik}^{P^h} = P_{ik}^h - P_{ik}^{h-1}, \quad i \in \alpha_L; \quad k = a, b, c; \quad (5.34a)$$

$$D_{ik}^{Q^h} = Q_{ik}^h - Q_{ik}^{h-1}, \quad i \in \alpha_L; \quad k = a, b, c; \quad (5.34b)$$

gde je:

$D_{ik}^{P^h}, D_{ik}^{Q^h}$ – debalans neopservabilnog injektiranja aktivne i reaktivne snage faze k , oblasti i , tekuće iteracije h ;

P_{ik}^h, Q_{ik}^h – ukupno neopservabilno injektiranje aktivne i reaktivne snage faze k , oblasti i , tekuće iteracije h ;

$P_{ik}^{h-1}, Q_{ik}^{h-1}$ – ukupno neopservabilno injektiranje aktivne i reaktivne snage faze k , oblasti i , prethodne iteracije $h-1$.

Korekcija injektiranja neopservabilnih otoka se vrši za svaki potrošač i DER unutar oblasti s obzirom na debalans aktivnih i reaktivnih snaga oblasti, a u cilju određivanja estimirane vrednosti opterećenja potrošača i DER-ova.

Kao i za uravnotežene i za neuravnotežene DM korekcija injektiranja neopservabilnih otoka se vrši posebno za aktivnu i reaktivnu snagu. U radu [54] je ovaj

postupak opisan za uravnotežene DM. U ovom radu će se opisati postupak korekcije injektiranja neopservabilnih otoka za neuravnotežene DM.

U neuravnoteženim DM postoje neopservabilne oblasti koje sadrže neuravnotežene (monofazne) i uravnotežene (trofazne) potrošače i DER-ove. Oni mogu biti priključeni direktno na SN mrežu (SN potrošač, SN DER) ili preko Tr SN/NN (NN potrošač, NN DER). U neuravnoteženim DM, najčešće se sreću monofazni i trofazni Tr SN/NN, kao i trofazno vezani monofazni Tr SN/NN.

Za razliku od DES za uravnotežene DM [54], gde se debalans aktivnih i reaktivnih snaga oblasti direktno raspoređuje na potrošače i DER-ove, u neuravnoteženim DM se prvo koriguje injektiranje neopservabilnih SN potrošača, SN DER-ova i primara Tr SN/NN, a zatim se koriguje injektiranje neopservabilnih NN potrošača i DER-ova.

Kada je poznato korigovano injektiranje aktivne i reaktivne snage primara SN/NN transformatora, korekcija injektiranja neopservabilnih NN potrošača i DER-ova se vrši pomoću postupka Preslikavanje opterećenja transformatora. Postupkom Preslikavanje opterećenja transformatora se određuje korigovano NN opterećenje Tr SN/NN koje se zatim raspoređuje svim njegovim NN potrošačima i DER-ovima i tako određuje korigovano injektiranje aktivne i reaktivne snage neopservabilnih NN potrošača i DER-ova.

U neuravnoteženim DM, ukupno injektiranje aktivne/reaktivne snage oblasti čine injektiranja trofaznih i monofaznih SN potrošača, SN DER-ova i SN/NN transformatora.

$$P_{ik} = P_{ik}^{3f} + P_{ik}^{1f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.35a)$$

$$Q_{ik} = Q_{ik}^{3f} + Q_{ik}^{1f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c; \quad (5.35b)$$

gde je:

P_{ik}, Q_{ik} – ukupno neopservabilno injektiranje aktivne i reaktivne snage u fazi k , oblasti i ;

P_{ik}^{3f}, Q_{ik}^{3f} – ukupno neopservabilno injektiranje aktivne i reaktivne snage u fazi k , svih trofaznih SN potrošača, SN DER-ova i Tr SN/NN koji napajaju trofazne NN potrošače u oblasti i ;

P_{ik}^{1f}, Q_{ik}^{1f} – ukupno neopservabilno injektiranje aktivne i reaktivne snage u fazi k , svih monofaznih Tr SN/NN u oblasti i .

Da se ne bi narušila uravnoteženost trofaznih potrošača prilikom korekcije injektiranja potrošača, u ovom radu je uvažena pretpostavka da je odnos ukupnog neopservabilnog injektiranja otoka oblasti i ukupnog neopservabilnog injektiranja trofaznih SN potrošača, SN DER-ova i Tr SN/NN koji napajaju trofazne NN potrošače te oblasti, u korigovanom i preestimiranom stanju DM isti:

$$\left(\sum_{k=a,b,c} P_{ik} \right)^h : (P_i^{3f})^h = \left(\sum_{k=a,b,c} P_{ik} \right)^{h=0} : (P_i^{3f})^{h=0}, \quad i \in \alpha_L, ; \quad (5.36a)$$

$$\left(\sum_{k=a,b,c} Q_{ik} \right)^h : (Q_i^{3f})^h = \left(\sum_{k=a,b,c} Q_{ik} \right)^{h=0} : (Q_i^{3f})^{h=0}, \quad i \in \alpha_L; \quad (5.36b)$$

gde je h indeks iteracije optimizacione procedure. Vrednosti promenljivi koje se odnose na preestimirano stanje (Preestimaciji), naznačene su sa $h=0$.

Na osnovu izraza (5.36) se može odrediti ukupno neopservabilno injektiranje trofaznih SN potrošača, SN DER-ova i Tr SN/NN koji napajaju trofazne NN potrošače u oblasti i .

$$(P_i^{3f})^h = \left(\sum_{k=a,b,c} P_{ik} \right)^h \left(\frac{P_i^{3f}}{\sum_{k=a,b,c} P_{ik}} \right)^{h=0}, \quad i \in \alpha_L; \quad (5.37a)$$

$$(Q_i^{3f})^h = \left(\sum_{k=a,b,c} Q_{ik} \right)^h \left(\frac{Q_i^{3f}}{\sum_{k=a,b,c} Q_{ik}} \right)^{h=0}, \quad i \in \alpha_L. \quad (5.37b)$$

Kada se odredi ukupno korigovano neopservabilno injektiranje trofaznih SN potrošača, SN DER-ova i Tr SN/NN koji napajaju trofazne NN potrošače oblasti i , na osnovu izraza (5.37), jednostavno se određuje i ukupno korigovano neopservabilno injektiranje monofaznih Tr SN/NN:

$$P_{ik}^{1f} = P_{ik} - \frac{1}{3} P_i^{3f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a,b,c; \quad (5.38a)$$

$$Q_{ik}^{1f} = Q_{ik} - \frac{1}{3} Q_i^{3f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a,b,c. \quad (5.38a)$$

Razlika ukupne preestimirane i korigovane vrednosti injektiranja neobservabilnih otoka jedne oblasti predstavlja debalans koji treba raspodeliti otkama te oblasti.

$$(P_i^{3f})^h - (P_i^{3f})^{h=0} = D_i^{P3f}, \quad i \in \alpha_L, \quad (5.39a)$$

$$(Q_i^{3f})^h - (Q_i^{3f})^{h=0} = D_i^{Q3f}, \quad i \in \alpha_L, \quad (5.39b)$$

$$(P_{ik}^{1f})^h - (P_{ik}^{1f})^{h=0} = D_{ik}^{P1f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a,b,c. \quad (5.39c)$$

$$(Q_{ik}^{1f})^h - (Q_{ik}^{1f})^{h=0} = D_{ik}^{Q1f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a,b,c. \quad (5.39d)$$

gde su sa D_i^{P3f} i D_i^{Q3f} naznačeni ukupni debalansi aktivne i reaktivne snage trofaznih otoka, u oblasti i , a sa D_{ik}^{P1f} i D_{ik}^{Q1f} ukupni debalans aktivne i reaktivne snage monofaznih otoka, faze k , u oblasti i .

U DES za neuravnotežene DM, kao i za uravnotežene DM, prilikom korekcije injektiranja neopservabilnih otoka, uvažava se činjenica da svim potrošačima grupe

sličnih potrošača, njihov predstavnik, tipični potrošač ne odgovara u istoj meri. U kojoj meri je potrošač sličan tipičnom potrošaču ukazuje vrednost težinskog faktora preestimiranog opterećenja.

Odnos korekcija injektiranih aktivnih i reaktivnih snaga neopservabilnih otoka j i n , koje pripadaju oblasti i , srazmeran je odnosu apsolutnih vrednosti njihovih poslednjih aproksimacija i obrnuto srazmeran odnosu njihovim faktora pouzdanosti:

$$\frac{d_{ij}^P}{d_{in}^P} = \frac{|p_j^{h=0}| w_n^P}{|p_n^{h=0}| w_j^P}, \quad (5.40a)$$

$$\frac{d_{ij}^Q}{d_{in}^Q} = \frac{|q_j^{h=0}| w_n^Q}{|q_n^{h=0}| w_j^Q}, \quad (5.40b)$$

gde su d_{ij}^P i d_{ij}^Q delovi debalansa aktivnih i reaktivnih snaga oblasti i sa kojima treba da se koriguju poslednje aproksimacije injektirane aktivne i reaktivne snage njene neopservabilne otoke j .

Korekcija aktivne i reaktivne snage injektiranja neopservabilne otoke j , koja pripada oblasti i , sprovodi se na sledeći način:

$$p_j = p_j^{h=0} + d_{ij}^P, \quad (5.41a)$$

$$q_j = q_j^{h=0} + d_{ij}^Q. \quad (5.41b)$$

Odatle sledi:

$$\sum_{j \in \alpha_{s0}^{3f}} t_{ij} d_{ij}^P = D_i^{P3f}, \quad i \in \alpha_L, \quad (5.42a)$$

$$\sum_{j \in \alpha_{s0}^{3f}} t_{ij} d_{ij}^Q = D_i^{Q3f}, \quad i \in \alpha_L, \quad (5.42b)$$

$$\sum_{j \in \alpha_{s0}^{1fk}} t_{ij} d_{ij}^P = D_{ik}^{P1f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c, \quad (5.42c)$$

$$\sum_{j \in \alpha_{s0}^{1fk}} t_{ij} d_{ij}^Q = D_{ik}^{Q1f}, \quad i \in \alpha_L, \quad k = a, b, c, \quad (5.42d)$$

gde su:

- α_{s0}^{3f} – skup indeksa neopservabilnih trofaznih otoka;
- α_{s0}^{1fk} – skup indeksa neopservabilnih monofaznih otoka, faza k .

Na osnovu relacija (5.40), (5.41) i (5.42), mogu se odrediti delovi debalansa oblasti i sa kojima je potrebno korigovati tekuće aproksimacije aktivne i reaktivne snage injektiranja njene neopservabilne otoke j :

$$d_{ij}^P = \frac{|p_j^{h=0}| |D_i^{P3f}|}{w_j^P \sum_{n \in \alpha_{s0}^{3f}} \frac{t_{in} |p_n^{h=0}|}{w_n^P}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0}^{3f}, \quad (5.43a)$$

$$d_{ij}^Q = \frac{|q_j^{h=0}| |D_i^{Q3f}|}{w_j^Q \sum_{n \in \alpha_{s0}^{3f}} \frac{t_{in} |q_n^{h=0}|}{w_n^Q}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0}^{3f}, \quad (5.43b)$$

$$d_{ij}^P = \frac{|p_j^{h=0}| |D_{ik}^{P1f}|}{w_j^P \sum_{n \in \alpha_{s0k}^{1f}} \frac{t_{in} |p_n^{h=0}|}{w_n^P}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0k}^{1f}, \quad k = a,b,c, \quad (5.43c)$$

$$d_{ij}^Q = \frac{|q_j^{h=0}| |D_{ik}^{Q1f}|}{w_j^Q \sum_{n \in \alpha_{s0k}^{1f}} \frac{t_{in} |q_n^{h=0}|}{w_n^Q}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0k}^{1f}, \quad k = a,b,c. \quad (5.43d)$$

Na osnovu izraza (5.41) i (5.43) sledi izraz za korekciju tekuće aproksimacije aktivne i reaktivne snage injektiranja njene neopservabilne otoke j .

$$p_j = p_j^{h=0} + \frac{|p_j^{h=0}| |D_i^{P3f}|}{w_j^P \sum_{n \in \alpha_{s0}^{3f}} \frac{t_{in} |p_n^{h=0}|}{w_n^P}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0}^{3f}, \quad (5.44a)$$

$$q_j = q_j^{h=0} + \frac{|q_j^{h=0}| |D_i^{Q3f}|}{w_j^Q \sum_{n \in \alpha_{s0}^{3f}} \frac{t_{in} |q_n^{h=0}|}{w_n^Q}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0}^{3f}, \quad (5.44b)$$

$$p_j = p_j^{h=0} + \frac{|p_j^{h=0}| |D_{ik}^{P1f}|}{w_j^P \sum_{n \in \alpha_{s0k}^{1f}} \frac{t_{in} |p_n^{h=0}|}{w_n^P}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0k}^{1f}, \quad k = a,b,c, \quad (5.44c)$$

$$q_j = q_j^{h=0} + \frac{|q_j^{h=0}| |D_{ik}^{Q1f}|}{w_j^Q \sum_{n \in \alpha_{s0k}^{1f}} \frac{t_{in} |q_n^{h=0}|}{w_n^Q}}, \quad i \in \alpha_L, \quad j \in \alpha_{s0k}^{1f}, \quad k = a,b,c. \quad (5.44d)$$

Na osnovu izraza (5.44), u tekućoj iteraciji, korigovane su vrednosti injektiranja neopservabilnih SN potrošača i DER-ova, neopservabilnih NN potrošača i DER-ova koji se napajaju preko Tr SN/NN sa merenjem, kao i neopservabilnih ekvivalentnih otoka sa kojima su predstavljeni ekvivalenti potrošnje viđeni s primarne strane Tr SN/NN bez merenja.

Da bi se odredilo korigovano injektiranje neopservabilnih NN potrošača i DER-ova

koji se napajaju preko Tr SN/NN bez merenja, potrebno je korigovano SN opterećenje Tr SN/NN "preslikati" na NN stranu i zatim korigovano NN opterećenje raspodeliti njegovim NN potrošačima i DER-ovima.

Postupak "preslikavanja" za trofazne transformatore se vrši metodom *Preslikavanje opterećenja transformatora*, odnosno pomoću izraza (5.8).

Za monofazne transformatore korigovano opterećenje preslikano na NN stranu dobija se jednostavnom korekcijom zadnjeg estimiranog opterećenja sa SN strane umenjeno za gubitke transformatora koji su poznati na osnovu preestimiranog stanja:

$$p_j^{NN} = p_j^{SN} - \Delta p_j^{h=0}, \quad j \in \alpha_{s0}^{1fk}, \quad k = a,b,c; \quad (5.45a)$$

$$q_j^{NN} = q_j^{SN} - \Delta q_j^{h=0}, \quad j \in \alpha_{s0}^{1fk}, \quad k = a,b,c; \quad (5.45b)$$

gde su $\Delta p_j^{h=0}$ i $\Delta q_j^{h=0}$ gubici aktivne i reaktivne snage monofaznog Tr SN/NN u preestimiranom stanju.

Kada su poznata korigovana NN opterećenja Tr SN/NN, može se odrediti debalans opterećenja transformatora u odnosu na NN opterećenje u preestimiranom stanju:

$$D_i^P = p_i^h - p_i^{h=0}, \quad i \in \alpha_{SN/NN}, \quad (5.46a)$$

$$D_i^Q = q_i^h - q_i^{h=0}, \quad i \in \alpha_{SN/NN}, \quad (5.46b)$$

gde je $\alpha_{SN/NN}$ skup indeksa Tr SN/NN bez merenja.

Izraz na osnovu kojeg se određuje korigovano injektiranje NN potrošača i DER-ova koji se napajaju preko Tr SN/NN bez merenja je sledeći:

$$p_j = p_j^{h=0} + \frac{|p_j^{h=0}| |D_i^P|}{w_j^P \sum_{n \in \alpha_i^{NN}} \frac{|p_n^{h=0}|}{w_n^P}}, \quad i \in \alpha_{SN/NN}, \quad (5.47a)$$

$$q_j = q_j^{h=0} + \frac{|q_j^{h=0}| |D_i^Q|}{w_j^Q \sum_{n \in \alpha_i^{NN}} \frac{|q_n^{h=0}|}{w_n^Q}}, \quad i \in \alpha_{SN/NN}, \quad (5.47b)$$

gde je α_i^{NN} skup indeksa potrošača i generatora koji se napajaju preko i -tog Tr SN/NN.

Na osnovu poslednjih aproksimacija napona korena zona, kao i injektiranja opservabilnih i neopservabilnih otoka, uz korišćenje proračuna tokova snaga, koriguje se i poslednja aproksimacija stanja DM.

5.2.4 Korekcija napona i stanja DM

U svakoj iteraciji procedure simultano se koriguju aproksimacije napona sekundara regulacionih transformatora, verifikuju se sva do tada validna originalna merenja napona

i koriguje se stanje DM. Smatra se da razlike napona čvorova u oblasti zone zavise isključivo od tokova snaga (struja) u granama te zone, a da su ti tokovi dovoljno dobro procenjeni s poslednjim proračunom tokova snaga.

Treba naglasiti da se merenja modula fazora napona koriste pre svega u ES prenosnih mreža, u sistemima sa velikom redundansom izmerenih podataka. Sa druge strane, mogućnosti za verifikaciju telemetrisanih veličina merenja napona u DM su veoma male. Razlog je pre svega u sledećim činjenicama:

- Redundansa merenja u standardnim DM je veoma mala, na osnovu literature njena vrednost je $0.2 \div 0.3$ [23], dok je praktično ta vrednost i znatno manja. Posledica je da je uticaj pojedinačnih merenja na kvalitet konačnog rešenja izrazito velik.
- Male greške merenja modula napona (čak i uobičajeno male greške reda procenta, $1 \div 2$ %, što je u okvirima klase tačnosti mernog instrumenta) mogu u potpunosti da naruše kvalitet rezultata estimacije stanja. Sa druge strane, greška merenja struje (snage) grane i injektiranja čvorova ne utiču značajno na procenu vrednosti napona čvorova DM (prilog 9.2 u [54]).
- Održavanje modula fazora napona, na izmerenim vrednostima, zahteva proračune tokova snaga sa PV čvorovima. Za takav tretman čvorova, male greške merenja modula fazora napona, značajno menjaju režim kola, pre svega tokove reaktivnih snaga.

Dakle, istovremena obrada telemetrisanih veličina merenja struja, aktivnih i reaktivnih snaga i napona značajno otežava njihovu verifikaciju. Pritom, matematički model koji bi obuhvatio istovremenu obradu tih veličina bio bi veoma složen, nelinearan i po pravilu iterativan, odnosno zahtevan po pitanju performansi sistema za primenu u realnom vremenu.

Imajući u vidu sve prethodno navedeno, u ovom radu je predstavljen algoritam u kom su dekuplovane verifikacija merenja struja, aktivnih i reaktivnih snaga i verifikacija merenja napona. Iz istih razloga verifikacija merenja napona svodi se na korekciju vrednosti napona korena zone. Pritom, cilj je da naponske prilike u DM sa prethodno estimiranim vrednostima injektiranja otoka i napona korena zone budu što bliže telemetrisanim vrednostima merenja napona.

Korigovanjem napona korena zona, postiže se optimalno usklađivanje vrednosti koje su dobijene u poslednjem proračunu TS sa svim validnim vrednostima merenjima napona u zonama.

5.2.4.1 ***Korekcija napona korena zona***

Pod *korekcijom napona korena zone* podrazumeva se optimalno usklađivanje napona korena zone sa svim validnim merenjima napona u toj zoni, uz uvažavanje padova napona izračunatih na osnovu poslednjih proračuna tokova snaga.

U DES za neuravnotežene DM, uvažena je mogućnost regulacije napona po fazi pomoću monofaznih regulatora napona. Za razliku od uravnoteženih DM, u

neuravnoteženim DM koren zone nije uvek trofazan čvor i njegov napon retko kada ima simetričanu vrednost. Zbog toga nije moguće primeniti identičan postupak verifikacije merenja napona i estimacije napona korena zona kao u DES za uravnotežene DM.

U slučaju trofaznog korena zone, proračun se vrši uvažavajući vrednosti napona u domenu simetričnih komponenti i koriste se samo merenja napona trofaznih čvorova. Za monofazne korene zona, vrši se obrada svih merenja napona koja se nalaze u njoj i koriste se vrednosti napona u faznom domenu.

U opštem slučaju, kriterijum optimizacije za zonu j glasi:

$$z_{jx} = w_j^2 (u_{jx} - u_{jx}^0)^2 + \sum_{i \in v_j} (f_i^m w_i^m)^2 (u_{ix} - u_{ix}^m)^2, \quad j \in \alpha_Z, \quad (5.48)$$

$$x = \begin{cases} \text{d, i, o,} & \text{koren zone } j \text{ je trofazan,} \\ k \in \{\text{a, b, c}\}, & \text{koren zone } j \text{ je monofazan, faze } k. \end{cases}$$

gde je:

u_{jx} – nepoznati napon korena zone j u fazi/redosledu x ,

u_{jx}^0 – aproksimacija napona korena zone j u fazi/redosledu x ,

w_j – faktor pouzdanosti aproksimacija napona korena zone j ,

v_j – skup indeksa merenja napona u zoni j ,

u_{ix} – napon opservabilnog čvora i u fazi/redosledu x ,

u_{ix}^m – vrednost merenja napona opservabilnog čvora i u fazi/redosledu x ,

w_i^m – faktor pouzdanosti merenja i ,

f_i^m – faktor validnosti izmerene vrednosti merenja napona i .

U slučaju trofaznog korena zona, merenja napona trofaznih čvorova se iz faznog domena jednostavno transformišu u domen simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{u}_{jd} \\ \hat{u}_{ji} \\ \hat{u}_{jo} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{u}_{ja} \\ \hat{u}_{jb} \\ \hat{u}_{jc} \end{bmatrix}. \quad (5.49)$$

Kompleksne vrednosti merenja napona se izračunavaju uvažavajući merenje ugla napona, ili ugla napona izračunatog u poslednjem proračunu tokova snaga.

Prilikom određivanja vrednosti napona korena zone usvojene su sledeće pretpostavke:

- Dovoljno tačne vrednosti padova napona od korena zone do mesta na kojem se nalazi merenje napona i mogu se odrediti na osnovu proračuna tokova

snaga, za korigovana injektiranja otoka i aproksimaciju vrednosti napona korenu zona.

- Padovi napona, od korena zone do mesta na kojem se nalazi merenje napona i , koji je određeni proračunom tokova snaga, za optimalnu i estimiranu vrednost napona korena zone, imaju približno istu vrednost.

Na osnovu ovih pretpostavki sledi da se kriterijum optimizacije (5.48) može prikazati i u sledećem obliku:

$$z_{jx} = w_j^2 (u_{jx} - u_{jx}^0)^2 + \sum_{i \in v_j} (f_i^m w_i^m)^2 (u_{jx} - \nabla u_{jix} - u_{ix}^m)^2, \quad j \in \alpha_Z, \quad (5.50)$$

$$x = \begin{cases} \text{d, i, o,} & \text{koren zone } j \text{ je trofazan,} \\ k \in \{\text{a, b, c}\}, & \text{koren zone } j \text{ je monofazan, faze } k. \end{cases}$$

gde je razlika poslednje aproksimacije napona korena zone j i napona čvora i , koji pripada istoj zoni, naznačena sa ∇u_{jix} , ($\nabla u_{jix} = 0$).

Minimum kriterijuma optimizacije (5.50), za vrednost napona korena zone glasi:

$$u_{jx} = \frac{w_j^2 u_{jx}^0 + \sum_{i \in v_j} (f_i^m w_i^m)^2 (\nabla u_{jix} + u_{ix}^m)}{w_j^2 + \sum_{i \in v_j} (f_i^m w_i^m)^2}, \quad j \in \alpha_Z, \quad (5.51)$$

$$x = \begin{cases} \text{d, i, o,} & \text{koren zone } j \text{ je trofazan,} \\ k \in \{\text{a, b, c}\}, & \text{koren zone } j \text{ je monofazan, faze } k. \end{cases}$$

Za trofazne korene zona, vrednosti napona u faznom domenu se određuju poznatim postupkom transformacije vrednosti simetričnog domena u fazni domen:

$$\begin{bmatrix} \hat{u}_{ja} \\ \hat{u}_{jb} \\ \hat{u}_{jc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{u}_{jd} \\ \hat{u}_{ji} \\ \hat{u}_{jo} \end{bmatrix}. \quad (5.52)$$

Na osnovu relacije (5.51) je očigledno da ako nema merenja napona u zoni ($v_j = \emptyset$), aproksimacija napona njenog korena jednaka je vrednosti izračunatoj poslednjim proračunom tokova snaga.

5.2.4.2 Verifikacija merenja napona

Rešavanje optimizacionog problema (5.50) je praćeno verifikacijom merenja napona koja se odnosi na otkrivanje loših merenja napona. Pritom, poznato je da u normalnim režimima vrednosti modula napona ne odstupaju značajno od svojih nominalnih vrednosti. Odnosno, njihove relativne vrednosti su veoma bliske jedinici. Zahvaljujući tome, za razliku od verifikacije merenja snage (struje), verifikacija merenja vrednosti modula napona znatno je jednostavnije.

U ovom slučaju dovoljno je uvesti jedinstvenu grešku merenja g_{doz} u domenu relativnih jedinica.

Za svako merenje napona definiše se greška:

$$g = |x - x^m|, \quad (5.53)$$

pri čemu je sa x označena poslednja aproksimacija napona u tački merenja, a sa x^m izmerena vrednost. Merenje s najvećom greškom, koja je veća, ili jednaka s dozvoljenom greškom $g \geq g_{\text{doz}}$, smatra se lošim merenjem. Njegov faktor validnosti se anulira. Koristeći se izrazima (5.51) i (5.52), izračunava se nova aproksimacija vrednosti napona korena zone.

Koristeći novu aproksimaciju napona korena zona, vrši se proračun tokova snaga. Time se dobija nova aproksimacija stanja DM. Postupak se ponavlja sve dok postoje loša merenja napona.

5.2.4.3 *Proračun nove aproksimacije stanja mreže*

Uvažavajući izračunate vrednosti napona korena zona i poslednje aproksimacije injektiranja otoka vrši se novi proračun tokova snaga. Ovim proračunom se dobija konzistentna aproksimacija naponskog profila DM, koji je u optimalnoj saglasnosti s validnim merenjima napona, zakonima regulacije i pravilima delovanja lokalne automatike regulacionih resursa.

5.2.5 *Provera konvergencije*

Ako razlike poslednjih i prethodnih aproksimacija fazora napona ne prevazilaze unapred specificovane kriterijume konvergencije, procedura DES se završava. U suprotnom, procedura se nastavlja prema algoritmu prikazanom na Slika 5.1.

6 INTEGRACIJA ESTIMACIJE STANJA AKTIVNIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA U DMS

Distributivni menadžment sistem (DMS) je sistem za efikasno i optimalno upravljanje DM, koji omogućava dinamički nadzor i kontrolu mreže, analizu i optimizaciju pogona, dugoročno optimalno planiranje razvoja, smanjenje gubitaka i troškova pogona mreže i poboljšanje kvaliteta isporuke električne energije [54].

Njegova glavna karakteristika jeste mogućnost uvida u stanje DM i zbog toga DES predstavlja osnovnu funkciju DMS-a. Osim toga, rezultati funkcije DES su osnovni ulazni podaci za većinu analitičkih DMS funkcija za nadzor i upravljanje DM, rešavanje problema DM nastale usled kvarova i/ili narušenog kvaliteta isporučene električne energije, optimizaciju rada DM, reastauraciju napajanja potrošača, itd. Zbog toga, kvalitet rezultata DES direktno utiče na kvalitet rezultata gotovo svih DMS funkcija [3] i samim tim na kvalitet poslovanja distributivnog preduzeća.

Kvalitet DES direktno zavisi od dostupnosti i kvaliteta ulaznih podataka: telemetriranih podataka u realnom vremenu (merenja, statusi rasklopne opreme, zadate vrednosti lokalne automatike, itd.), parametara elemenata DM, NDHD potrošnje, podataka o vremenu, itd. Za ažurnu slika stanja DM u svakom trenutku, potrebno je da DES prati promene ulaznih podataka u realnom vremenu i da se usled tih promena automatski izvršava. Da bi se sprečila automatska realizacija DES na svaku pojedinačnu promenu, DES se atomatski izvršava u sledećim slučajevima:

- Na promenu vrednosti merenja, kada je promena veća od predefinisane vrednosti i kada je razlika izmerene i poslednje izračunate vrednosti veća od predefinisane vrednosti;
- Na promenu vremenskih podataka (osunčanost, ili brzina vetra) kada je promena veća od predefinisane vrednosti;
- Periodično, za predefinisani vremenski period (npr. svakih 15 min).

Na taj način, sprečeno je nepotrebno opterećenje celokupnog sistema i očuvana dovoljno kvalitetna slika aktuelnog stanja DM.

U slučaju promene topologije, ili pozicije rasklopne sklopke, ili zadate vrednosti lokalne automatike, bez dodatnih promena u potrošnji i/ili proizvodnji DM, za osvežavanje slike stanja DM dovoljno je da se automatski izvrši samo proračun tokova snaga (na osnovu zadnje estimiranih vrednosti injektiranja u čvorove DM). Pritom, mora da se prati i promena izmerene vrednosti na mestu promene topologije. Ako je razlika izmerene vrednosti i vrednosti koja je dobijena na osnovu proračuna tokova snaga veća od dozvoljene, potrebno je da se izvrši i proračun DES. Na ovaj način se izbegava kompleksni proračun DES, odnosno poboljšavaju se performanse celokupnog DMS sistema.

6.1 Ulazni i izlazni podaci DES

Ulazni podaci za DES integrisanu u DMS se mogu klasifikovati u 4 grupe:

- Podaci Internog modela DMS:
 - Parametri i modeli elemenata DM,
 - Aktuelna topologija DM,
 - Faktori pouzdanosti merenja i rezultata estimacije stanja nadređene mreže (snage injektiranja u koren DM i napon korena DM);
- Podaci Modela stanja DMS:
 - Napon korena DM,
 - Aproksimacije opterećenja potrošača,
 - Aktuelna podešenja regulatora transformatora, kondenzatora i generatora,
 - Aktuelne vrednosti merenja i njihov SCADA kvalitet (merenja),
 - Aktuelni vremenski podaci (temperatura, osunčanost, brzina vetra),
 - Rezultati estimacije stanja nadređene mreže (EMS rezultati: snage injektiranja u koren DM i napon korena DM).
- Podaci modela prognoze:
 - Prognoza injektiranja DER-ova,
 - Prognoza vremenskih podataka.
- Parametri za podešavanja rada DES:
 - Dozvoljena razlika izmerene vrednosti i njene prve aproksimacije za merenja struje, aktivne, reaktivne i prividne snage (apsolutna i procentualna vrednost),
 - Dozvoljena razlika izmerene vrednosti modula napona i njene poslednje aproksimacije (procentualna vrednost),
 - Kriterijum konvergencije,
 - Maksimalan broj iteracija.

Model stanja DMS sadrži podatke koji su potrebni za sve energetske DMS funkcije, kako za rekonstrukciju rezultata tokova snaga, od poslednjeg proračuna DES, tako i za prognozu stanja DM u bilo kom momentu, bez obzira na promene uklopnog stanja. Zajedno, Model stanja i Interni model DMS sadrže neophodne podatke za rekonstrukciju bilo kog stanja DM u sadašnjosti, ili budućnosti [54].

Glavni izlazni podaci (rezultati) funkcije DES, integrisane u DMS, su estimirane vrednosti:

- Merenja struje, napona, aktivne, reaktivne i prividne snage, faktora snage i ugla fazora napona,
- Napon korena DM za sve tri faze,
- Aktivne i reaktivne snage opterećenja monofaznih, dvofaznih i trofaznih potrošača,
- Aktivne i reaktivne snage injektiranja monofaznih, dvofaznih i trofaznih DER-ova,
- Trenutno stanje napunjenosti baterija,

- Status kondenzatora,
- Pozicije regulacionih sklopki transformatora,
- Stanje DM: moduli i fazni stavovi napona svih čvorova, moduli struja, faktor snage, aktivne i reaktivne snage za sve faze svih sekcija, transformatora i otoka.

Osim prethodno navedenih vrednosti, kao rezultat verifikacije merenja (delovi 5.2.2.2 i 5.2.4.2), za svako merenje se kao izlazni podaci funkcije DES formiraju i sledeće vrednosti:

- Preestimirana (očekivana) vrednost,
- Minimalna i maksimalna očekivana vrednost,
- Kvalitet estimirane vrednosti,
- Detektovani problemi prilikom verifikacije merene vrednosti,
- Apsolutna i procentulana razlika merene i preestimirane vrednosti,
- Apsolutna i procentualna razlika merene i estimirane vrednosti.

6.2 DES u arhitekturi DMS

Efikasan, praktično primenljiv DMS zahteva jedinstvenu platformu, jedinstveni matematički model, korisnički interfejs, administraciju, sigurnost i održavanje za sve DMS funkcije i funkcionalnosti. U skladu sa tim za kvalitetnu procenu stanja DM neophodna je potpuna integracija funkcije DES u DMS. Samo potpunom integracijom DES u DMS omogućena je direktna razmena podataka između DES i ostalih komponenti DMS-a, bez dodatnih adaptera i postupaka za prilagođavanje, obradu i prikaz podataka.

Najbitnija primana rezultata DES jeste u operacijama DMS u realnom vremenu: za detaljan uvid u stanje DM (ukupno opterećenje, gubici snage, ukupna proizvodnja, lokacije sa narušenim operativnim limitima, itd.), za optimizaciju rada DM (regulacija napona i reaktivnih snaga, minimizacija gubitaka snage, itd.), kao i za efikasnu kontrolu prekida napajanja potrošača (restauracija napajanja, odsecanje opterećenja) (Slika 6.1).



Slika 6.1 – DSE integrisana u DMS

Rezultati DSE, kao što su estimirano opterećenje potrošača i injektiranje DER-ova, ključni indeksi performansi (ukupna potrošnja i proizvodnja, ukupni gubici snage, faktor snage, itd.) i rezultati verifikacije merenja, čuvaju se u istoriskoj bazi podataka. Ovi podaci se koriste za analizu van realnog vremena (off line) rada DM. Na osnovu njih mogu da se odrede ukupni gubici električne energije, ekstremne vrednosti potrošnje i proizvodnje, elementi DM na kojima su najčešće narušena tehnička ograničenja, merenja sa lošim kvalitetom estimacije, itd. Osim toga, estimirane vrednosti ukupne potrošnje izvoda, kao i estimirane vrednosti injektiranja DER-ova mogu da se iskoriste kao ulazni podaci za prognozu potrošnje i proizvodnje.

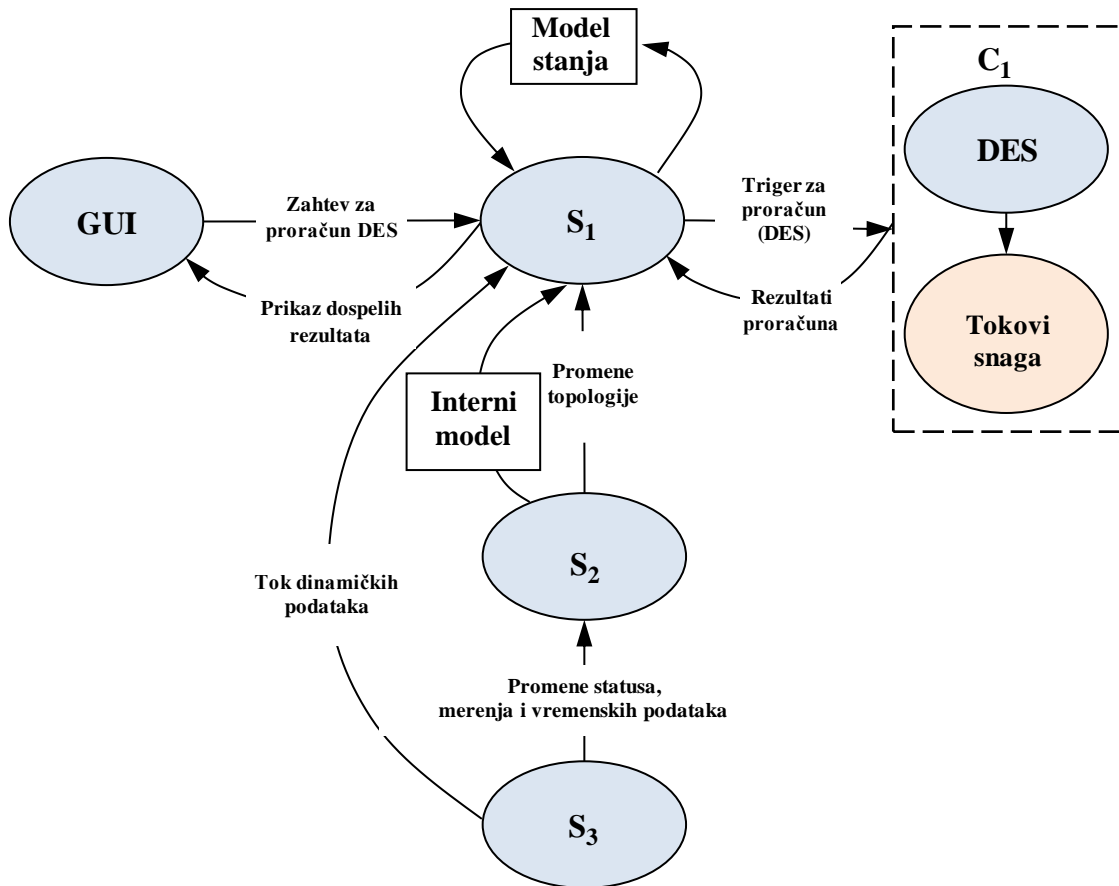
Kao što je na slici Slika 6.1 prikazano, rezultati DSE se koriste i u drugim modulima DMS, npr. sistemi za kontrolu i upravljanje DM, EMS sistem i DERMS sistem. EMS koristi zadnje estimirano opterećenje $Tr_{VN/SN}$, kada validna merenja nisu dostupna za određivanje estimiranog stanja (pot)prenosne mreže. DERMS se oslanja na estimirano stanje DM i uvažava estimirano injektiranje DER-ova za njihovo praćenje rada i kontrolu.

Najvažnije komponente DMS-a, neophodne za proračun DES su [54]:

- Servis za pripremu podataka za izvršenje energetske funkcije; vrši trigerovanje proračuna energetske funkcije; prima i vrši obradu rezultata proračuna energetske funkcije i priprema Model stanja DMS – servis S_1 .
- Servis za određivanje aktuelnog Internog modela (matematičkog modela DM) koji koriste energetske funkcije – servis S_2 ;
- Servis za prosleđivanje promena dinamičkih podataka (statusi rasklopne opreme, pozicije regulacionih sklopki, vrednosti merenja, itd.) – servis S_3 ;
- Komponenta odgovorna za prosleđivanje ulaznih podataka za proračun energetske funkcije, startovanje proračuna i prosleđivanje rezultata proračuna u servis S_1 – komponenta C_1 .

Na slici 6.2 prikazana je arhitektura okruženja energetske funkcije DES u okviru ADMS.

Na slici Slika 6.2 je prikazano da servis S_1 dobija sve promene dinamičkih podataka od servisa S_3 , od servisa S_2 dobija aktuelni Interni model, a od komponente C_1 rezultate poslednjeg proračuna DES. Na osnovu dinamičkih podataka i rezultata DES servis S_1 priprema Model stanja. Nakon toga, svi ulazni podaci za DES su spremni. Tada servis S_1 trigeruje proračun DES i prosleđuje neophodne ulazne podatke komponenti C_1 . Nakon završetka proračuna DES, komponenta C_1 prosleđuje rezultate servisu S_1 gde su dostupni za prikaz i odakle ih preuzima Model stanja. Dospela DES rezultate preuzima i aplikacija za dinamički mimički dijagram i njima osvežava grafički korisnički interfejs (GUI) [54].



Slika 6.2 – Arhitektura okruženja funkcije DES u okviru DMS

6.3 Mehanizam trigerovanja proračuna DES

Isto kao i estimacija stanja uravnoteženih DM-a, koja je opisana u [54], tako i DES za neuravnotežene DM-e se realizuje za jedan električno povezani deo mreže – oblast korena. Oblast korena je galvanski povezan deo mreže, koji se napaja sa istog korena DM. To je najčešće deo mreže koji se napaja preko Tr VN/SN, odnosno preko više Tr VN/SN sa zajedničkim VN sabirnicama [54].

Oblasti korena DM nisu unapred definisane i nisu fiksne. Nakon promene toplogije one se ponovo formiraju. Odnosno, elementi koji su bili napajani sa jednog korena, nakon promene toplogije mogu biti napajani sa nekog drugog korena i samim tim su u okviru drugog matematičkog modela. Na isti način, ako je posledica promene toplogije formiranje petlje između dva Tr VN/SN, kompletna električno povezana mreža (mreža oba transformatora), sa svim elementima, biće predstavljena novim jedinstvenim matematičkim modelom [54].

Oblast korena je rezultat servisa S_2 . Međusobno, oblasti korena su galvanski nezavisne i zbog toga se njihovi proračuni DES mogu izvršavati nezavisno i paralelno. Komponenta C_1 obezbeđuje paralelno izvršavanje proračuna, uvažavajući resurse sistema (dostupni RAM i procesor) [54].

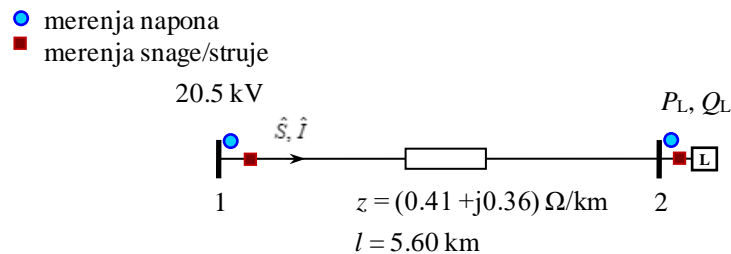
7 VERIFIKACIJA PROCEDURE ESTIMACIJE STANJA AKTIVNIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA

U ovom radu je opisan algoritam DES koji se koceptualno razlikuje od ustanovljenog algoritma estimacije stanja za prenosne mreže (PES). Da bi se istakle prednost DES za estimaciju stanja DM, koji je predstavljen u ovom radu, u odnosu na PES, u ovoj glavi su na primeru jednostavne DM analizirane njihove mogućnosti.

Osim toga, na primerima neuravnotežene DM sa DER-ovima analizirane su mogućnosti primene prikazanog DES.

7.1 Poređenje algoritma DES i PES

U ovom delu su predstavljene i kvantitativno upoređenje mogućnosti DES, koji je prikazana u ovom radu, i PES koji je prikazana u [24,25]. Primeri su realizovani jednostavnoj test DM sa dva čvora (slika Slika 7.1), gde je čvor 1 balansni čvor, a u čvoru 2 je priključen potrošač. Na test DM postavljena su merenja modula napona na oba kraja grane, modula struje i aktivne i reaktivne snage na predajnom kraju grane.



Slika 7.1 – Test DM sa dva čvora

U cilju poređenja efikasnosti DES i PES izvršeno je poređenje kvaliteta, tačnosti rezultata procene stanja test DM (numeričko poređenje) i brzine dva proračuna.

7.1.1 Numeričko poređenje

Izvršeno je šest numeričkih eksperimenata u kojima je test DM veoma opterećena i kada je slabo opterećena. Svaki par odgovarajućih eksperimenata se sastoji od istog seta merenja, sa istim procentualnim vrednostima grešaka merenja.

Opterećenja potrošača su sledeća:

- Veoma opterećena DM: $P_L = 3.0 \text{ MW}$ i $Q_L = 1.5 \text{ MVar}$,
- Slabo opterećena DM: $P_L = 0.6 \text{ MW}$ i $Q_L = 0.3 \text{ MVar}$.

Promenljive stanja razmatrane test DM sa dva čvora, koje su dobijene proračunom tokova snaga za različita opterećenja i zadati linijski napon u balansnom čvoru 1, vrednosti $20.5 \angle 0^\circ \text{ kV}$ su prikazane u tabeli Tabela 7.1. U daljem tekstu, ove vrednosti su uzete kao tačne, referentne vrednosti.

Tabela 7.1 – Referentne vrednosti promenljivih stanja za test DM sa dva čvora

Režim	Veoma opterećena DM	Slabo opterećena DM
\hat{U}_1 [kV]	11.835681 $\angle 0^\circ$	11.835681 $\angle 0^\circ$
\hat{S} [MVA]	3.06456 – j1.55670	0.602482 – j0.302179
\hat{I} [A]	96.80480 $\angle -26.92888^\circ$	18.983 $\angle -26.63524^\circ$
\hat{U}_2 [kV]	11.54937 $\angle -0.36383^\circ$	11.779574 $\angle -0.071345^\circ$
\hat{S}_L [MVA]	3.000 – j1.500	0.600 – j0.300
$\Delta\hat{U}$ [kV]	295.780 $\angle 14.35617^\circ$	58.0014 $\angle 14.64859^\circ$

Pored referentnih vrednosti, posebnu pažnju treba obratiti i na sledeće činjenice:

- Za pet puta veće opterećenje, vrednost napona na kraju voda je smanjena za, samo, 1.9449 % (od $0.9952 \cdot U_1$ kada je opterećenje malo, do $0.9758 \cdot U_1$ kada je opterećenje veliko);
- Za pet puta veće opterećenje, pad napona je 510 % veći (od 58.00 V, do 295.78 V);
- Greška merenja napona od 1 %, $0.01 \cdot U_1 \approx 118$ V, samo na jednom kraju grane, jednaka je 1/3 vrednosti pada napona u veoma opterećenoj DM i dva puta je veća od vrednosti pada napona u slabo opterećenoj DM;
- Greška merenja napona od 1 %, na oba kraja grane, ukupno ≈ 235 V, jednaka je 2/3 vrednosti pada napona u veoma opterećenoj DM, i četiri puta je veća od vrednosti pada napona u slabo opterećenoj DM.

Estimirane vrednosti napona i faznih uglova, koji su dobijeni iz PES i DES, prikazane su u tabeli Tabela 7.2. U prvom delu ove tabele "Eksperiment" dati su osnovni podaci o izvršenom eksperimentu:

- n – redni broj eksperimenta;
 U_1 – greška merenja napona na početku izvoda;
 U_2 – greška merenja napona potrošača;
 P, Q, I – greške merenja aktivne i reaktivne snage i struje na početku izvoda;
 P_L, Q_L – greške merenja aktivne i reaktivne snage potrošača.

Oznakom “/“ je naznačeno da u eksperimentu telemetrisana vrednost merenja nije dostupna.

Greška merenja predstavlja procentualno odstupanje od referentne vrednosti (npr. +1% znači da izmerena vrednost odstupa za +1% u odnosu na referentnu vrednost koja je data u tabeli Tabela 7.1; 0% znači da izmerena vrednost ne odstupa od referentne vrednosti).

Faktor pouzdanosti merenja napona je 50, dok je za aktivnu i reaktivnu snagu, ali i vrednosti struje faktor pouzdanosti 10. U svim eksperimentima poznata su opterećenja, kao istorijski podaci, sa greškom od +30% do –30% i faktorom pouzdanosti 1.

Tabela 7.2 – Estimirane vrednosti PSE i DSE za veoma opterećenu i slabo opterećenu test DM

Eksperiment								Veoma opterećena DM						Slabo opterećena DM					
n	U_1	U_2	P	Q	I	P_L	Q_L	U_1 [kV]		U_2 [kV]		θ_2 [°]		U_1 [kV]		U_2 [kV]		θ_2 [°]	
	%	%	%	%	%	%	%	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE
1	0	0	/	/	0	0	0	11.835	11.835	11.549	11.549	-0.363	-0.363	11.835	11.835	11.779	11.779	-0.071	-0.071
2	0	0	0	0	/	+30	+30	11.836	11.835	11.549	11.549	-0.364	-0.363	11.835	11.835	11.779	11.779	-0.071	-0.071
3	+1	0	/	/	0	0	0	11.896	11.894	11.606	11.607	-0.292	-0.363	11.896	11.894	11.837	11.838	-0.051	-0.071
4	+1	0	/	/	+5	0	0	11.903	11.901	11.599	11.600	-0.314	-0.380	11.897	11.896	11.836	11.837	-0.050	-0.074
5	+1	-1	0	0	/	0	0	11.836	11.835	11.548	11.549	-0.363	-0.363	11.836	11.835	11.778	11.779	-0.071	-0.071
6	+1	-1	0	0	0	0	0	11.836	11.835	11.549	11.549	-0.362	-0.363	11.836	11.835	11.779	11.779	-0.070	-0.071

Kvalitet PES i DES rezultata je određen poređenjem kvaliteta estimiranih vrednosti stanja DM. Na osnovu estimiranih vrednosti napona, tabela Tabela 7.2, izračunate su sve ostale promenljive estimiranog stanja DM. U tabeli Tabela 7.3 su prikazana srednja procentualna odstupanja referentne i estimirane vrednosti promenljivih stanja DM, koja su dobijena primenom PES i DES. U koloni Δ_V^{est} prikazane su vrednosti odstupanja napona oba čvora test DM, u koloni Δ_I^{est} vrednosti odstupanja struje grane, a u kolonama Δ_P^{est} i Δ_Q^{est} odstupanja aktivne i reaktivne snage predajnih i prijemnih krajeva.

U poslednjoj vrsti tabele Tabela 7.3 prikazane su srednje vrednosti odstupanja estimirane i referentne vrednosti svih 6 eksperimenata.

Tabela 7.3 – Prosečna procentualna odstupanja referentnih i estimiranih vrednosti PSE i DSE

Eksperiment	Veoma opterećena DM								Slabo opterećena DM							
	Δ_V^{est}		Δ_I^{est}		Δ_P^{est}		Δ_Q^{est}		Δ_V^{est}		Δ_I^{est}		Δ_P^{est}		Δ_Q^{est}	
	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE	PSE	DSE
1	0.000	0.000	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.003	0.000	0.000	0.001	0.004	0.001	0.005	0.004	0.011
2	0.003	0.000	0.272	0.001	0.273	0.001	0.266	0.003	0.001	0.000	0.289	0.003	0.291	0.004	0.292	0.011
3	0.505	0.500	0.239	0.322	1.909	0.822	10.588	0.830	0.501	0.500	2.040	0.289	1.657	0.792	17.862	0.796
4	0.503	0.500	5.161	5.263	3.184	5.764	15.032	5.885	0.501	0.500	6.758	5.207	2.149	5.733	25.743	5.747
5	0.006	0.001	0.459	0.047	0.397	0.041	0.701	0.070	0.006	0.001	2.409	0.004	2.092	0.008	3.681	0.005
6	0.005	0.001	0.236	0.047	0.180	0.041	0.487	0.070	0.003	0.001	1.245	0.004	0.931	0.008	2.509	0.005
S	0.170	0.167	1.061	0.947	0.991	1.112	4.513	1.144	0.169	0.167	2.124	0.919	1.187	1.092	8.349	1.096

Na osnovu prikazanih rezultata može se primetiti da su vrednosti koje su dobijene primenom PES bolji u skladu sa kriterijumom PES, ali estimirano stanje test DM nije bolje od estimiranog stanja koje je određeno primenom DES procedure.

Osim toga, PES procedura konvergira, sa kriterijumom konvergencije 10^{-8} , za 5 do 12 iteracija. Pritom, treba naglasiti da za isti kriterijum konvergencije (10^{-8}), PES nije konvergirala za eksperimente 3 i 4 (slabo opterećena DM). Za te eksperimente bilo je potrebno da se kriterijum konvergencije smanji na 10^{-3} . DES je konvergirala za sve eksperimente sa istim kriterijumom konvergencije (10^{-8}), za 1 do 3 iteracija.

Na osnovu analize rezultata eksperimenata prikazanih u tabelama Tabela 7.2 i Tabela 7.3, može se zaključiti:

- Ako se u estimaciji stanja favorizuje kvalitet vrednosti napona, što je slučaj u PES, tada se zanemaruje kvalitet estimacije trenutnih vrednosti aktivne, i posebno kvalitet reaktivne snage (pogledati rezultate eksperimenata 2÷6).
- Nasuprot PES, koncept DSE nije osetljiva na promenu opterećenja DM. Za PSE smanjenjem opterećenja DM povećava se uticaj greške merenja napona na kvalitet estimacije stanja (pogledati rezultate eksperimenata 3÷6, za slabo opterećenu DM).
- Nasuprot PES, DES nema problem konvergencije prilikom estimacije stanja DM (pogledati rezultate eksperimenata 3 i 6).
- Tjuniranjem PES, individualno za svaki eksperiment, mogu da se dobiju bolji rezultati od prikazanih, ali to njenu praktičnu primenu čini veoma komplikovanom [56].

7.1.2 Poređenje vremenske efikasnosti

PES i DES se izvršavaju trenutno, trigerovanjem nakon isteka vremenskog perioda, nakon promene vrednosti merenja, i/ili nakon promene topologije mreže. Promena topologije prenosne i distributivne mreže je veoma spora. To znači da su dva uzastopna, vremenski veoma bliska, estimirana stanja DM, u najvećem broju slučajeva veoma slična. U skladu sa tom činjenicom, poslednja estimacija stanja je veoma dobra pretpostavka za izvršavanje naredne estimacije stanja.

Razmatranja koja slede su zasnovana na sledećim činjenicama i pretpostavkama:

- Činjenica 1: CPU vremena PES i DES se mogu veoma dobro proceniti. Ta procena može da se realizuje na osnovu poređenja vremena koje je potrebno za proračun tokova snaga zasnovanog na NR algoritmu (prenosni tokovi snaga – PTS) i vremena koje je potrebno za proračun tokova snaga zasnovanog na BFS algoritmu (distributivni tokovi snaga – DTS), na istoj DM sa istim ulaznim podacima i istim kriterijumom konvergencije.
- Činjenica 2: Odnos CPU vremena koja su potrebna za izvršenje proračuna tokova snaga DM, primenom NR i BFS algoritama, iznosi približno $PTS/DTS = 5$ [52,53].
- Činjenica 3: Broj iteracija potreban za proračune PTS i DTS je približno isti, za istu vrednost kriterijuma konvergencije [53]. Zbog toga se, isti odnos iz činjenice 2 može primeniti i za procenu odnosa CPU vremena za izvršenje jedne iteracije proračuna tokova snaga DM, primenom NR i BFS algoritama: približno $PTS(1)/DTS(1) = 5$.
- Pretpostavka 1: Opterećenje DM i kriterijum konvergencije su isti za PTS i DTS. Oba proračuna konvergiraju za 5 iteracija koristeći "ravan start". Prema tome, na osnovu činjenice 3, može se zaključiti da je ukupno vreme za PTS 25 puta veće od vremena potrebnog za iteraciju DTS. Na osnovu činjenica 2 i 3, može se zaključiti da je CPU vreme potrebno za izvršenje iteracije PTS jednako CPU vremenu koje je potrebno za izvršenje 25 iteracija DTS (pretpostavka se daje za ravan start).

- Pretpostavka 2: Sledeće izjave se mogu dokazati: *i*) CPU vreme potrebno za iteraciju PES je duže nego CPU vreme neophodno za svaku iteraciju PTS i *ii*) broj iteracija koje su neophodne za izvršenje PES je veći od broja iteracija koje su neophodne za izvršenje PTS. Bez obzira na ove činjenice može se pretpostaviti: *i*) odnos CPU vremena za izvršenje PES i DES je približno 5 (u skladu sa činjenicom 2); *ii*) broj iteracija koje su neophodne za obradu nelinearnih jednačina PES i PTS je isti. To su prilično pesimistične pretpostavke za procenu ukupnog CPU vremena za izvršenje DES, naspram ukupnog vremena za izvršenje PES.
- Pretpostavka 3: PTS i DTS mogu da konvergiraju za jednu iteraciju ako polaze od "dobre" pretpostavke (prethodno estimirano stanje). Dostupnost dobre pretpostavke je tipično i za PES i za DES. Prema tome, veliki broj PTS i DTS počinje sa veoma dobrim naponskim profilom DM koji su dostupni iz prethodnog izvršenja PES, odnosno DES.
- Pretpostavka 4: Primeri sa ponavljanjem procedure usled odbačenih merenja se ne razmatraju.
- Pretpostavka 5: U opštem slučaju, poslednja DES iterativna procedura ne zahteva više od dve iteracije da bi konvergirala.

Shodno pretpostavkama 1 i 3, razmatraju se dva slučaja. U prvom slučaju, podrazumeva se ravan start PES i DES. Ovaj slučaj se razmatra jedino u svrhu opisa uobičajenog drugog slučaja, kada postoje dobre pretpostavke za PTS u PES i za sve DTS u DES. Vreme izvršenja DES, za oba slučaja, definisano je brojem BFS iteracija. Vreme neophodno za jednu BFS iteraciju je označeno sa T_{1BFS} .

U Tabela 7.4 se nalaze sva vremena izvršavanja pojedinačnih procedura DES, Slika 5.1. Vremena izvan zagrada se odnose na DES u slučaju ravnog starta. Vremena unutar zagrada odnose se na DES sa dobrom pretpostavkom (prethodni DES rezultati su bliski realnom stanju DM).

Tabela 7.4 – Vreme izvršenja DES izraženo preko broja DTS iteracija

Deo DES procedure	Vreme	Komentar
Priprema DES		
5.1.1 Preestimacija	$5 \times T_{1BFS}(0)$	$5 \times T_{1BFS}$ se odnosi na ravan start (Pretpostavka 1). Oznaka (0) se odnosi na dobru početnu pretpostavku. Umesto izvršavanja procedure Preestimacija koriste se rezultati prethodnog proračuna DES.
5.1.2 Određivanje fiktivnih merenja	$1 \times T_{1BFS}(0)$	Prilikom ravnog starta DES procedure, vreme koje je potrebno za izvršavanje delova 5.1.2, 5.1.3 i 5.1.4 je manje od T_{1BFS} .
5.1.3 Osnovna verifikacija originalnih merenja		
5.1.4 Određivanje početne aproksimacije		
Ukupan broj BFS iteracija	$6 \times T_{1BFS}(0)$	Za proceduru opisanu u poglavlju 5.

DES iteracija br. 1		
5.2.1 Korekcija izvedenih merenja snage	0	Potrebno vreme se može zanemariti.
5.2.2 Korekcija neopservabilnih injektiranja oblasti i verifikacija merenja snage (struje)	$1 \times T_{1BFS}$	Rešenje sistema jednačina (5.16), retke matrice malih dimenzija ($\sim 6 \times$ broj lokacija sa merenjem u DM, kojih najčešće ima malo). Ovo vreme je manje od T_{1BFS} .
5.2.3 Korekcija injektiranja neopservabilnih otoka i stanja mreže	$1 \times T_{1BFS}$	Nije neophodno više od jedne BFS iteracije da bi se postigao kriterijum konvergencije tokova snaga zasnovanih na BFS algoritmu, imajući u vidu da procedura startuje sa dobrom pretpostavkom.
5.2.4 Korekcija napona i stanja mreže	$1 \times T_{1BFS}$	Važi isti komentar kao za prethodni deo DES procedure.
Ukupan broj BFS iteracija	$3 \times T_{1BFS}$	Za prvu DES iteraciju
DES iteracija br. 2		
Ukupan broj BFS iteracija	$3 \times T_{1BFS}$	Za drugu DES iteraciju
Celokupan proces DES procedure		
Ukupan broj BFS iteracija	$12 \times T_{1BFS}$ ($3 \times T_{1BFS}$)	Vreme od $12 \times T_{1BFS}$ se odnosi na celokupan proces DES procedure kada se koristi ravan start. Vreme od $3 \times T_{1BFS}$ se odnosi na celokupan proces DES procedure kada se koristi prethodno estimirano stanje, kada druga iteracija nije potrebna.

Na osnovu rezultata prikazanih u tabeli može se zaključiti sledeće:

- Kada je DES procedura započeta sa dobrim pretpostavkama (postoji prethodno estimirano stanje), odnos vremena potrebnih za DES i PES iznosi 3/5, odnosno 60%.
- Kada je DES procedura započeta ravnim startom, odnos vremena koja su neophodnih za DES i PES iznosi 12/25, odnosno 48%.

Ovim primerom je potvrđena bolja efikasnost primene DES, koja je prikazana u ovom radu, u odnosu na primenu PES, za estimacija stanja DM.

7.2 Primeri estimacije stanja aktivnih DM integrisane u DMS

Algoritam DES koji je opisan u ovom radu je zapravo nadogradnja algoritma estimacije stanja za DM koji je prikazan u [54] i koji je namenjen za uravnotežene DM. U ovom radu je prikazana DES koja se oslanja na procedure prikazane u [54], ali koja uvažava neuravnoteženost elemenata DM i koja je primenljiva i za DM u nesimetričnim režimima.

Kako su rezultati verifikacije DES za uravnotežene DM prikazani u [54], u ovom radu su prikazani rezultati DES na primerima neuravnotežene DM.

7.2.1 Estimacija opterećenja trofaznih SN/NN transformatora

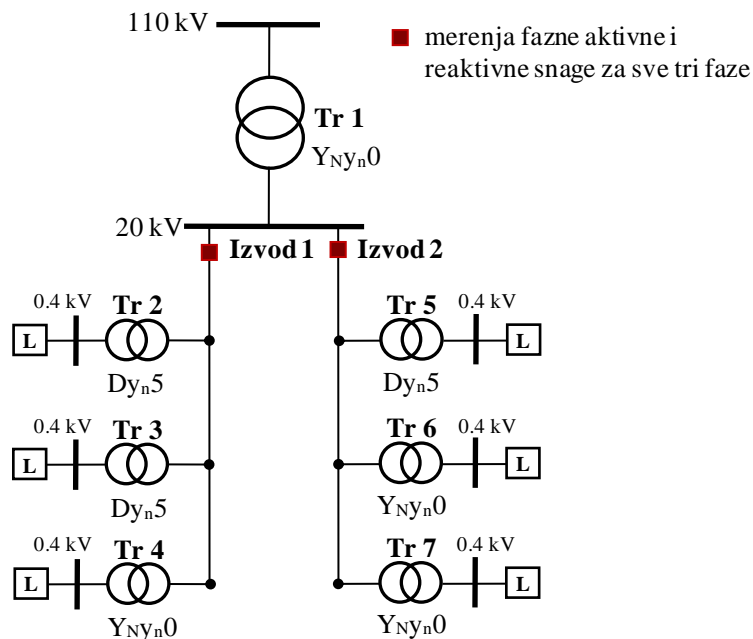
U primeni estimacije stanja na realnim DM, često se nailazi na problem da podaci o potrošnji i proizvodnji NN DM nisu precizni i da se ne raspolaže sa pametnim merenjima potrošača. U tom slučaju se pri modelovanju opterećenja Tr SN/NN, aproksimira da je potrošač uravnotežen element, odnosno da je opterećenje aktivne i reaktivne snage isto za sve tri faze. Posledica takve aproksimacije je da je preestimirano opterećenje Tr SN/NN simetrično.

DES prikazan u ovom radu, na osnovu nesimetričnih vrednosti faznih merenja aktivne i reaktivne snage i u slučaju kada je opterećenje Tr SN/NN modelovano kao uravnoteženo, može da odredi opterećenje svake faze Tr SN/NN tako da su estimirane i izmerene vrednosti merenja veoma bliske.

Mogućnosti primene DES u nesimetričnim režimima prikazane su na primeru jednostavne DM sa jednim trofaznim Tr VN/SN, Tr 1, sprege Y_{NY_n0} , i dva izvoda sa kojih se napaja po tri Tr SN/NN, Slika 7.2. Na početku oba izvoda se nalaze fazna merenja aktivne i reaktivne snage za sve tri faze. Izvod 1 napaja tri Tr SN/NN: Tr 2 sprege Dy_n5 , Tr 3 sprege Dy_n5 i Tr 4 sprege Y_{NY_n0} . Izvod 2 napaja tri Tr SN/NN: Tr 5 sprege Dy_n5 , Tr 6 sprege Y_{NY_n0} i Tr 7 sprege Dy_n5 .

Svi Tr SN/NN napajaju NN DM čija ukupna potrošnja je modelovana kao uravnotežena, stim što su NN potrošači koji se napajaju preko Tr 2 i Tr 5 modelovani kao trofazni, dok su ostali potrošači monofazni.

Razmatran je primer u kojem je trofazno opterećenje Tr SN/NN modelovano kao simetrično, a fazna merenja aktivne i reaktivne snage na početku izvoda kao nesimetrična.



Slika 7.2 – Primer jednostavne DM sa dva izvoda sa faznim merenjima snage

U Tabela 7.5 su date vrednosti opterećenja uravnoteženih potrošača koji se napajaju sa sekundara šest Tr SN/NN. Ove vrednosti predstavljaju preestimirane vrednosti

opterećenja Tr SN/NN.

Tabela 7.5 – Opterećenje sekundara Tr SN/NN sa uravnoteženim potrošačima

Transformator	P_a [kW]	P_b [kW]	P_c [kW]	Q_a [kVAr]	Q_b [kVAr]	Q_c [kVAr]
Tr 2	407.86	407.86	407.86	141.04	141.04	141.04
Tr 3	131.64	131.64	131.64	44.41	44.41	44.41
Tr 4	80.18	80.18	80.18	28.33	28.33	28.33
Tr 5	407.86	407.86	407.86	141.04	141.04	141.04
Tr 6	131.64	131.64	131.64	44.41	44.41	44.41
Tr 7	80.18	80.18	80.18	28.33	28.33	28.33

U ovom primeru simulirano je da su vrednosti merenja aktivne i reaktivne snage, na početku izvoda, jednake rezultatima tokova snaga za primer u kojem je pojedinim monofaznim potrošačima opterećenje aktivne i reaktivne snage povećano za oko 30 %, Tabela 7.6.

Tabela 7.6 – Opterećenje sekundara Tr SN/NN sa neuravnoteženim potrošačima

Transformator	P_a [kW]	P_b [kW]	P_c [kW]	Q_a [kVAr]	Q_b [kVAr]	Q_c [kVAr]
Tr 2	407.86	407.86	407.86	141.04	141.04	141.04
Tr 3	131.64	171.66	131.64	44.41	60.44	44.41
Tr 4	80.18	80.18	110.13	28.33	28.33	38.33
Tr 5	407.86	407.86	407.86	141.04	141.04	141.04
Tr 6	131.64	171.66	131.64	44.41	60.44	44.41
Tr 7	80.18	80.18	110.13	28.33	28.33	38.33

Da bi se odredile vrednosti merenja na početku izvoda simulirano je povećanje opterećenje distributivnih transformatora na sledeći način:

- Izvod 1, transformator Tr 3, faza b: aktivna snaga za 30 %, a reaktivna snaga za 36 %;
- Izvod 1, transformator Tr 4, faza c: aktivna snaga za 27 %, a reaktivna snaga za 35 %;
- Izvod 2, transformator Tr 6, faza b: aktivna snaga za 30 %, a reaktivna snaga za 36 %;
- Izvod 2, transformator Tr 7, faza c: aktivna snaga za 27 %, a reaktivna snaga za 35 %.

Rezultati proračuna tokova snaga na početku izvoda (za potrošnju prikazanu u Tabela 7.6 i simetričan napon korena od 110 kV) prikazani su u Tabela 7.7. Ove vrednosti predstavljaju vrednosti merenja na početku izvoda.

Tabela 7.7 – Opterećenje izvoda za neuravnotežene potrošače (rezultat tokova snaga)

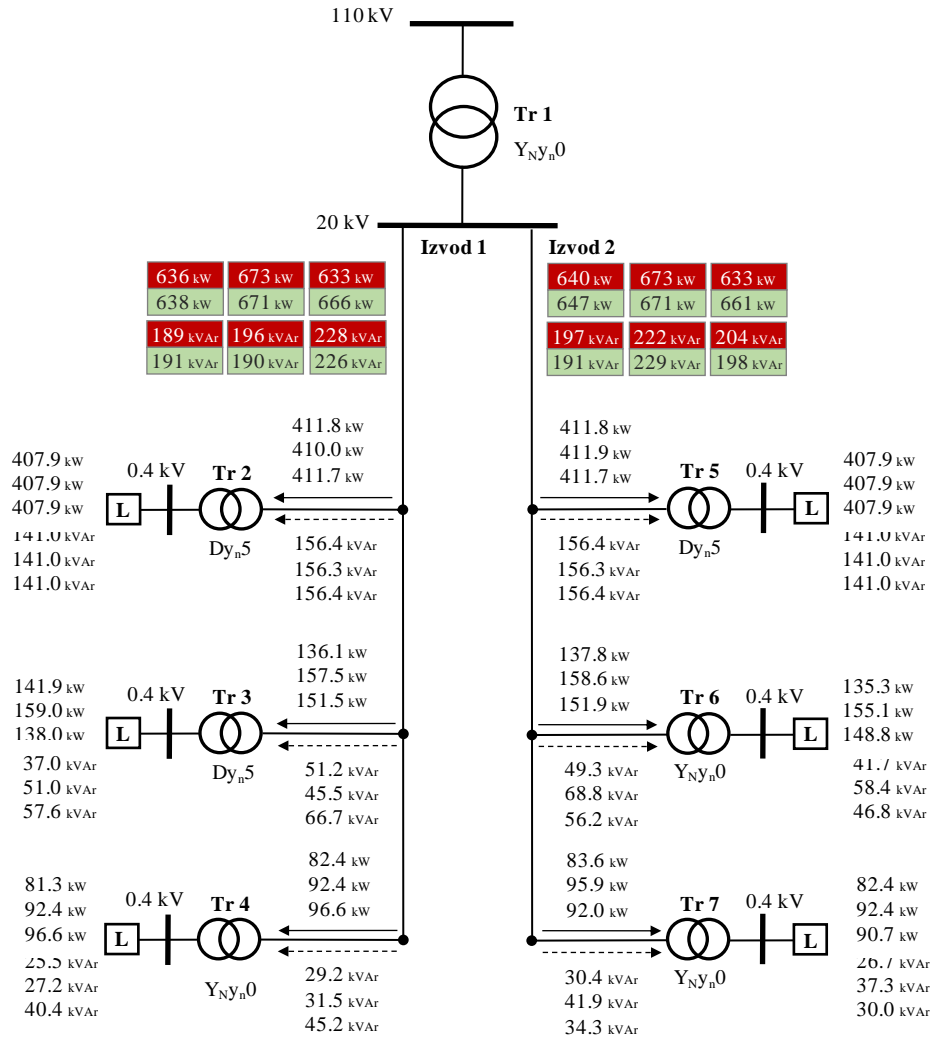
Izvod	P_a [kW]	P_b [kW]	P_c [kW]	Q_a [kVAr]	Q_b [kVAr]	Q_c [kVAr]
Izvod 1	636.45	673.81	663.48	189.03	196.12	228.19
Izvod 2	640.30	673.09	663.22	196.66	222.28	204.18

Rezultati DES (nakon samo jedne iteracije), za vrednosti merenja aktivne i reaktivne snage na početku izvoda, Tabela 7.7 i preestimirane vrednosti potrošnje, tabela 7.6, prikazani su u Tabela 7.8. Apsolutne razlike merene vrednosti od preestimirane i estimirane su prikazane u su vrstama $|\Delta MP|$ i $|\Delta ME|$, respektivno. Procentualna odstupanja preestimirane i estimirane vrednosti od merene su prikazane u vrstama ΔMP [%] i ΔME [%], respektivno.

Tabela 7.8 – Poređenje merenih vrednosti sa preestimiranim i estimiranim vrednostima

Izvod		P_a [kW]	P_b [kW]	P_c [kW]	Q_a [kVAr]	Q_b [kVAr]	Q_c [kVAr]
Izvod 1	Mereno	636.45	673.81	663.48	189.03	196.12	228.19
	Preestimirano	633.95	633.95	633.95	194.13	194.13	194.13
	Estimirano	638.41	671.44	666.81	191.32	190.71	226.02
	$ \Delta MP $	2.50	39.86	29.53	5.10	1.99	34.06
	ΔMP [%]	0.39	5.91	4.45	2.70	1.01	14.92
	$ \Delta ME $	1.96	2.37	3.33	2.29	5.41	2.17
	ΔME [%]	0.31	0.35	0.50	1.21	2.75	0.95
Izvod 2	Mereno	640.30	673.09	663.22	196.66	222.28	204.18
	Preestimirano	633.95	633.95	633.95	194.13	194.13	194.13
	Estimirano	646.97	671.77	661.21	191.92	229.53	198.51
	$ \Delta MP $	6.35	39.14	29.27	2.53	28.15	10.05
	ΔMP [%]	0.99	5.81	4.41	1.29	12.66	4.92
	$ \Delta ME $	6.67	4.32	2.01	4.74	7.25	5.67
	ΔME [%]	1.04	0.64	0.30	2.41	3.26	2.78

Estimirane vrednosti merenja, aktivne i reaktivne snage potrošača, kao i aktivne i reaktivne snage na primaru Tr SN/NN prikazane su na Slika 7.3. Na slici su na početku izvoda redom prikazane vrednosti merenja aktivne i reaktivne snage za faze a, b i c, respektivno. Merene vrednosti su prikazane u crvenim poljima, tabela 7.7, a estimirane vrednosti u zelenim poljima, tabela 7.8.



Slika 7.3 – Estimirane vrednosti merenja, potrošača i primara Tr SN/NN

Na osnovu rezultata prikazanih u Tabela 7.8 može se primetiti da je odstupanje estimirane od merene vrednosti aktivne snage na Izvodu 1 manje, ili jednako 0.5 %, dok je na Izvodu 2 maksimalno odstupanje estimirane od merene vrednosti oko 1 %. Procentualno odstupanje estimirane od merene vrednosti reaktivne snage na oba izvoda je malo veće i iznosi oko 3 %.

U prikazanom primeru izvršena je samo jedna iteracija DES, što znači da su vrednosti za preestimirano stanje DM (prva aproksimacija stanja DM) simetrične. Posledica je da su i vrednosti napona koje su se koristile u postupku preslikavanja estimirane snage sa primara na sekundar transformatora takođe bile simetrične, što je svakako doprinelo lošijim rezultatima preslikavanja estimiranog opterećenja reaktivne snage sa primara na sekundar.

7.2.2 Estimacija stanja neuravnotežene DM sa solarnim generatorima

Verifikacija prikazane procedure DES u ovom radu je izvršena na primeru aktivne neuravnotežene DM čiji podaci su preuzeti iz realne DM severne Amerike. U toku 24 h simulirane su promene vrednosti merenja struje, snage i napona na osnovu promene

potrošnje i osunčanosti. Primer je urađen za dan 26. jun 2020. (petak) radni dan, tokom pandemije virusa Covid-19.

U primeru je uvažen uticaj pandemije virusa Covid-19 na potrošnju DM. Naime, tokom pandemije većina ljudi je kod kuće, industrijski i komercijalni potrošači ne rade ili rade smanjenog obima, zbog čega je potrošnja radnim danom veoma slična potrošnji vikendom [63].

7.2.2.1 Opis distributivne mreže

Na slici Slika 7.4 je prikazan šematski prikaz primera DM, ali bez NN mreže. NN mreža jeste modelovana, ali zbog jednostavnosti prikaza nije predstavljena na slici. Na osnovu slike Slika 7.4 može se primetiti da se razmatrana DM se sastoji od 2 napojna trofazna transformatora Tr1 i Tr2 i 5 izvoda sa opterećenjem (F1 ÷ F5).

Oba transformatora Tr1 i Tr2 su nominalnog prenosnog odnosa 138/12.47 kV/kV i nominalne snage 30 kVA, sprege Dy_n1 . Transformatori imaju mogućnost automatske regulacije napona pomoću regulacione sklopke na sekundaru od 33 pozicije sa 0.625 % promene napona po otepu namotaja transformatora.

Izvodi napajaju ukupno 7003 potrošača, ukupne srednje godišnje snage 19106 kW, pomoću 1568 distributivnih transformatora nominalnog prenosnog odnosa 12.47/0.24 kV/kV. U DM je integrisano ukupno 293 DER ukupne nominalne snage 6694.8 kVA.

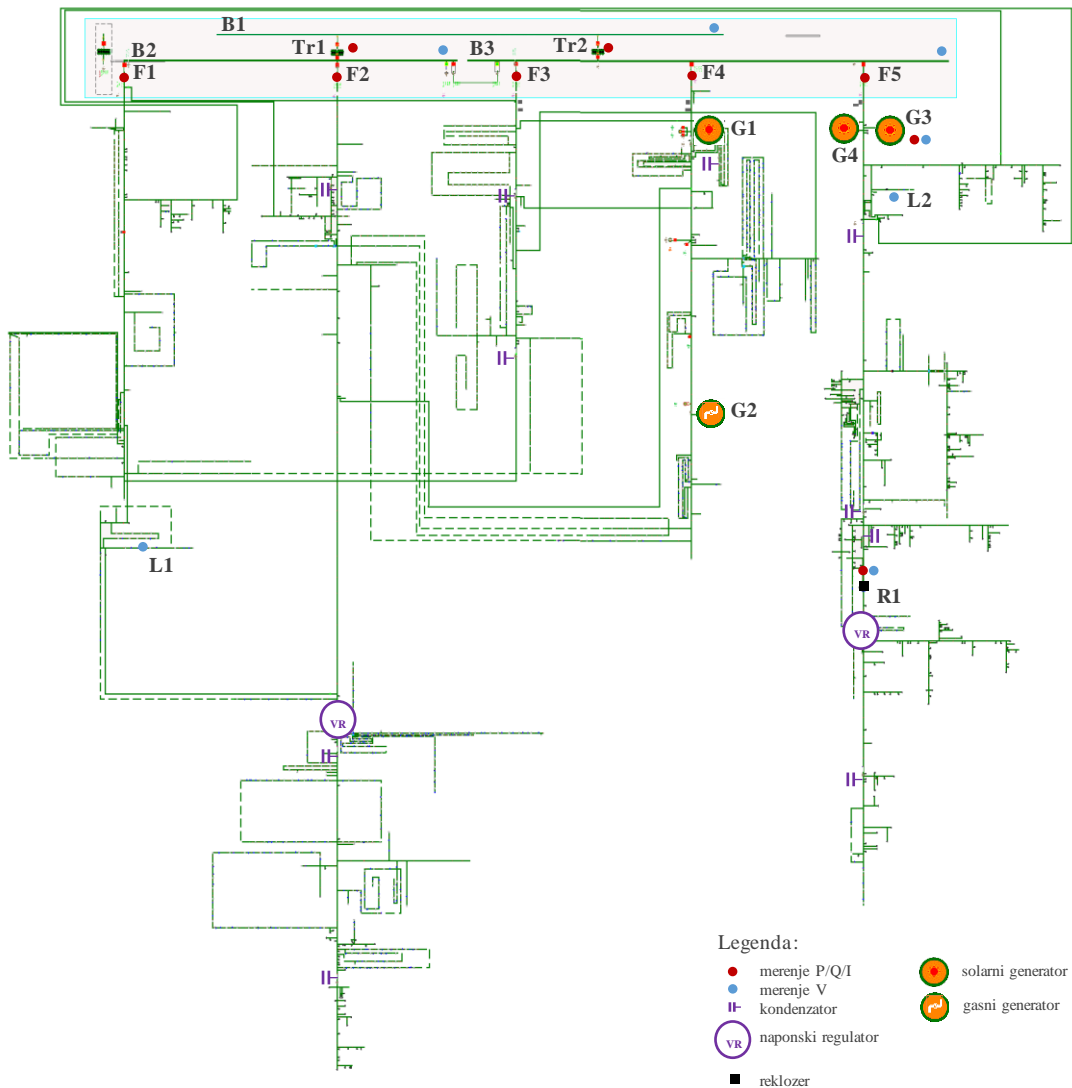
Od 293 DER-a, njih 288 su generatori ukupne nominalne snage 6679.8 kVA, a ostalih 5 su električnih vozila ukupne maksimalne snage punjenja 15 kW. Od 288 generatora, njih 287 su solarni generatori ukupne nominalne snage 4679.8 kVA, a preostali generator je gasni generator nominalne snage 300 kVA. Od solarnih generatora samo tri su priključena na SN mrežu: na izvodu F4 je generator nominalne snage 1.6 MVA, a na izvodu F5 su dva solarna generatora istih nominalnih snaga od po 1 MVA. Ostali solarni generatori se nalaze u NN mreži. Na slici Slika 7.4 su adekvatnom simbolima koji ukazuju na njihov tip naznačene lokacije SN generatora.

Primer DM sadrži 10 trofaznih kondenzatora od kojih je 9 nominalne snage 1200 kVAr, a jedan je nominalne snage 600 kVAr. Svi kondenzatori su sa lokalnom kontrolom napona i zadati su im isti naponski kontrolni limiti 105 % i 95 %. Odnosno, kada je napon veći od 105 % kondenzator se automatski isključuje sa DM, a ako je napon manji od 95 %, kondenzator se automatski priključuje na DM.

Osim toga, na izvodima F2 i F5 u svaku fazu postavljen je po jedan monofazan regulator napona nominalnog napona 7.2 kV sa regulacionom sklopkom na sekundaru sa 33 pozicije i 0.625 % naponske promene po otepu namotaja transformatora. Po tri monofazna naponska regulatora različitih faza su vezana u spregu Y sa primarne i sekundarne strane i njihove lokacije na izvodima su na slici Slika 7.4 naznačene sa "VR".

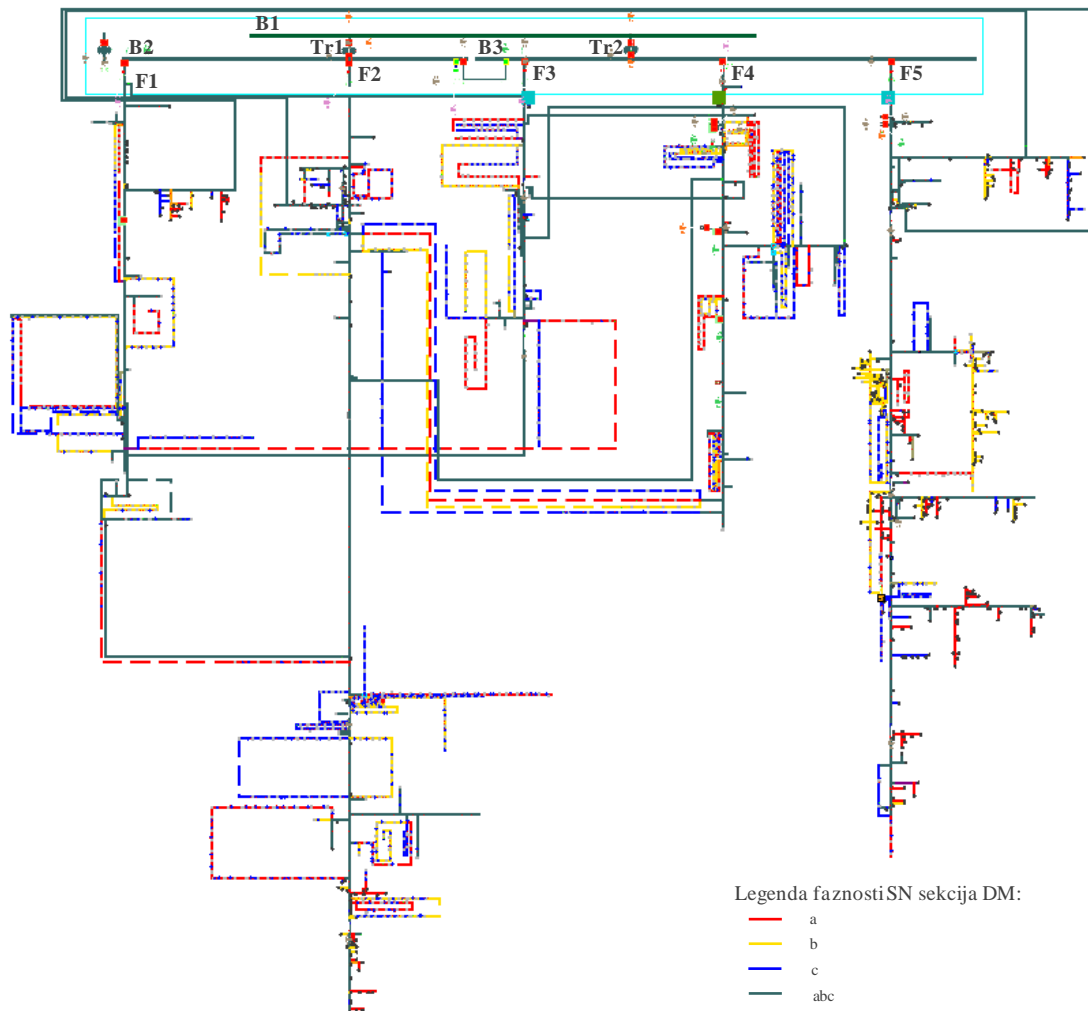
DM je opremljena telemetrisanim merenjima struje (24), aktivne snage (23), reaktivne snage (22) i napona (15), ukupno 84. Od 84 merenja, 2 su merenja ukupne trofazne aktivne i reaktivne snage, 2 su merenja međufaznog napona, dok su ostala merenja (80) fazna merenja snage, struje ili napona. Faktori pouzdanosti merenja su 80.

Na slici Slika 7.4 odgovarajućim simbolima (Legendu na slici) naznačene su lokacije merenja snage i struje, merenja napona, kondenzatora, naponskih regulatora i generatora koji su priključeni na SN mrežu. Lokacije potrošača i njihovih fleksibilnih resursa (solarnih panela i električnih vozila) nisu prikazane na ovoj slici jer se nalaze u NN mreži.



Slika 7.4 – Primer aktivne neuravnotežene DM

Da bi se uočila neuravnoteženost primera DM, na slici Slika 7.5 prikazane su SN sekcije u boji koja odgovara njihovoj faznosti (Legenda na slici Slika 7.5).



Slika 7.5 – Prikaz faznosti SN sekcija primera DM

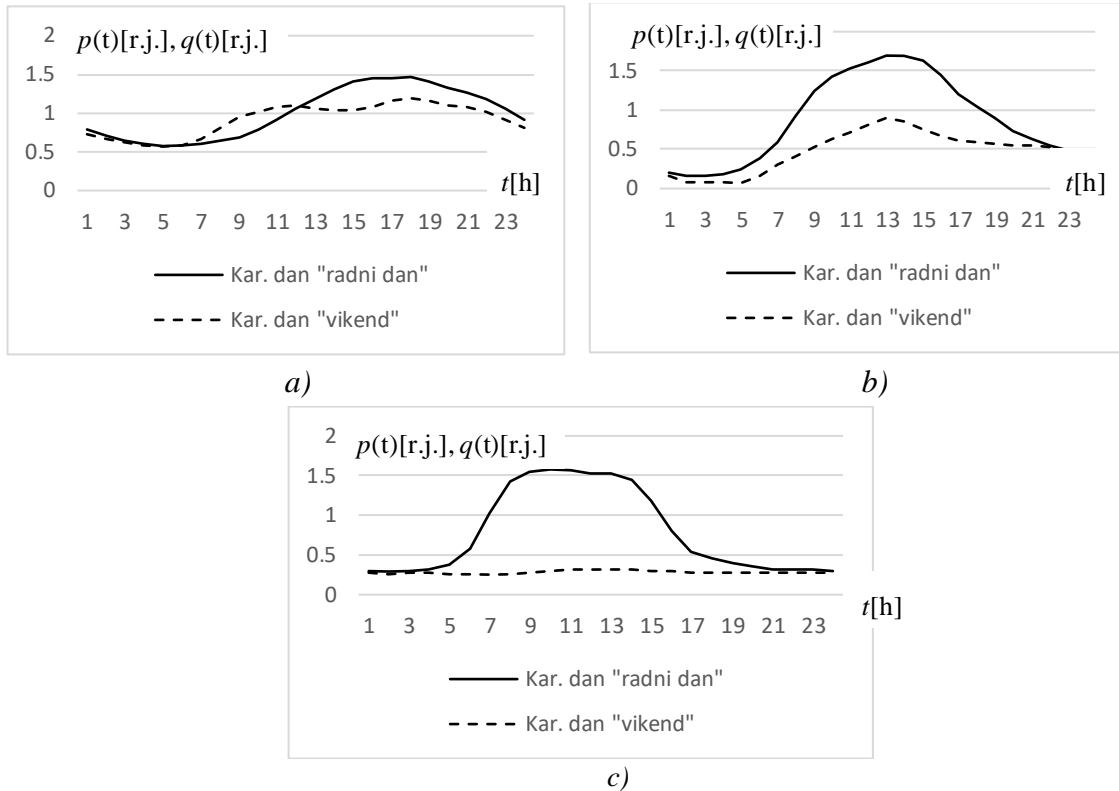
Od 7003 potrošača, njih 187 (2.7 %) je trofazno, dok su ostali potrošači (6816, 97.3%) monofazni. Na fazu a je priključeno ukupno 2367 potrošača, na fazu b je priključeno 2282 potrošača, dok je na fazu c priključeno 2167 potrošača.

Tipično opterećenje potrošača je definisano pomoću 3 tipa potrošnje: "domaćinstvo", "trgovačko-poslovni" i "industrija".

Za svaki tip potrošnje definisano je 5 karakterističnih perioda: "zima 1", "proleće", "leto", "jesen" i "zima 2" i 3 karakteristična dana: "radni dan", "vikend". Trajanje karakterističnih perioda je određeno početkom i krajem godišnjeg doba na koje se odnose. Karakteristični dan "radni dan" se odnosi na sve radne dane u nedelji (ponedeljak, utorak, sreda, četvrtak i petak), a karakterističan dan "vikend" se odnosi na subotu, nedelju i praznik.

S obzirom da se u ovom primaru razmatra letnji dan (26. jun 2020), kao primer NDHD opterećenja potrošača, na slici Slika 7.6 su prikazani NDHD aktivne(reaktivne) snage svih tipova potrošnje ("domaćinstvo", "trgovačko-poslovni" i "industrija") za karakterističnu sezonu "leto" i karakteristične dane "radni dan" i "vikend". Faktor pouzdanosti NDHD opterećenja potrošača za sve tipove potrošnje je 10.

Koeficijenti zavisnosti opterećenja potrošača od napona su: $a_P = a_{PZ} = 0$, $a_{PI} = 1$, $a_Q = a_{QZ} = 0$ i $a_{QI} = 1$.



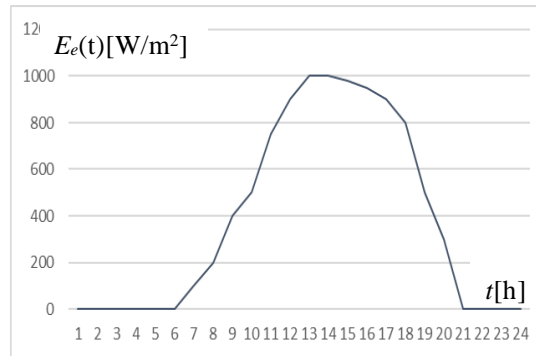
Slika 7.6 – NDHD aktivne i reaktivne snage za karakterističan period "leto" i karakterističan dan "vikend" za tipove potrošnje: a) "domaćinstvo", b) "trgovačko-poslovni" i c) "industrija"

7.2.2.2 Simulacija merenih veličina

Simulirane vrednosti merenja su određene proračunom tokova snaga [53] na osnovu zadate potrošnje i proizvodnje i napona korena.

Da bi merene vrednosti oslikavale tipično ponašanje potrošača tokom pandemije, opterećenje potrošača tipa potrošnje "domaćinstvo" je određena na osnovu NDHD aktivne i reaktivne snage za karakterističnu sezonu "leto" i karakterističan dan "vikend" (Slika 7.6). U ovom primeru, pri simulaciji merenih vrednosti je smatrano da nema aktivnosti potrošača ostalih tipova potrošnje ("trgovačko-poslovni" i "industrija").

Radi uvažavanja promene merenih vrednosti na promenu vremskih uslova, simulirana je promena osunčanosti u toku 24 h (Slika 7.7).

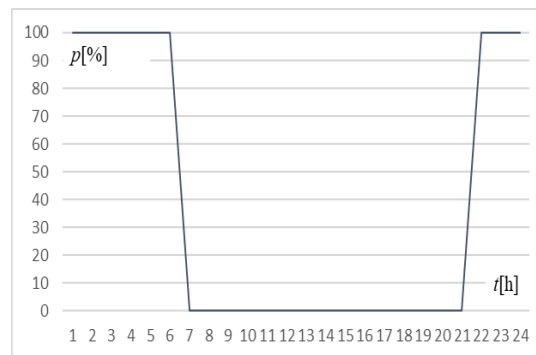


Slika 7.7 – Simulirana promena osunčanosti tokom 24 h

Uvažavanjem promene osunčanosti, primenom izraza (4.12) određene su proizvodnje solarnih generatora, koje su korišćene kao ulazne veličine za proračun tokova snaga.

Za gasni generator je uvaženo da tokom posmatranog intervala proizvodi konstantno 100 kW.

Za simulaciju potrošnje električnih vozila uvažen je tipični dnevni raspored punjenja električnih vozila prikazan na Slika 7.8, gde p predstavlja procentualnu vrednost snage punjenja u odnosu na maksimalnu snagu punjenja električnog vozila.



Slika 7.8 – Tipični dnevni raspored punjenja električnih vozila

Zadati napon za napojne transformatore je isti i iznosi 102.9 %, a zadata “mrtva zona“ delovanja je 2 %. Za regulatore napona na izvodima F2 i F2 zadati napon je isti i iznosi 103.3 %, a zadata “mrtva zona“ delovanja je 1.25 %.

Na osnovu slike Slika 7.4 može se primetiti da su merenja snaga/struja postavljena na sledećim elementima DM:

- Sekundarima transformatora Tr1 i Tr2;
- Početku izvoda F1 ÷ F5;
- Reklozeru R1 na izvodu F5;
- Generatoru G3 na izvodu F5;

dok su merenja napona postavljena na sledećim elementima DM:

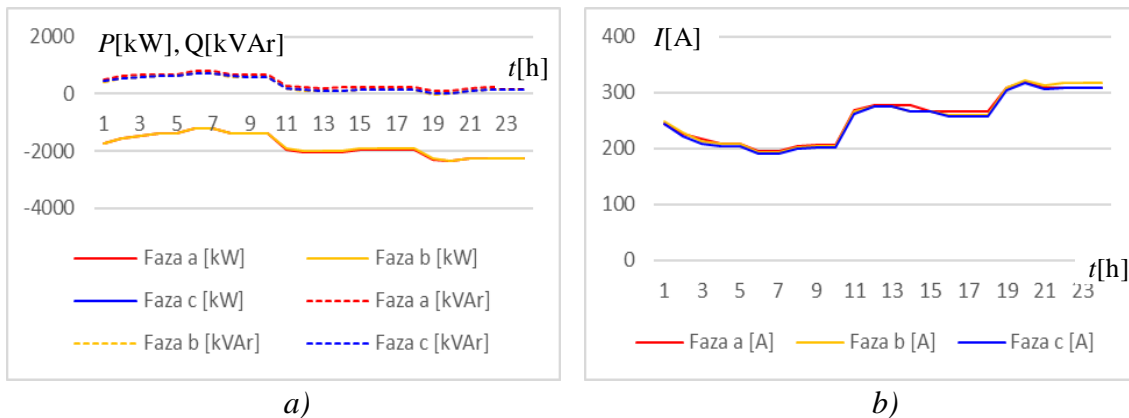
- VN sabirnici B1 u napojnoj TS;
- SN sabirnicama B2 i B3 u napojnoj TS;

- Reklozeru R1 na izvodu F5;
- Generatoru G3 na izvodu F5;
- Monofaznom potrošaču L1 na izvodu F1;
- Trofaznom potrošaču L2 na izvodu F5.

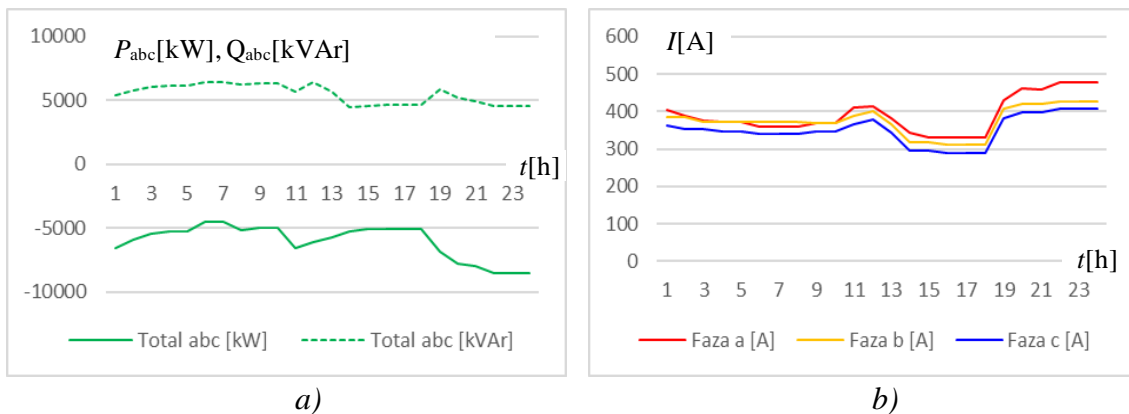
Rezultati tokova snaga su direktno upisani kao vrednost merenja u posmatranom trenutku. Tokovi snaga su automatski izvršavani svakih 15 minuta i na taj način je simulirana promena vrednosti merenih vrednosti struje, napona i aktivne i reaktivne snage u toku 24 h za razmatran dan (26.jun 2020.). Simulirane vrednosti merenja struje, aktivne i reaktivne snage na: napojnim VN/SN transformatorima Tr1 i Tr2, izvodima F1÷F5, solarnom generatoru G3 i reklozeru R1 (u dubini izvoda F5) su prikazane na slikama Slika 7.9 ÷ a) b)

Slika 7.17a. Trendovi merenja struje i aktivne snage su prikazani punom linijom, a trendovi reaktivne snage isprekidanom linijom. Simulirane vrednosti merenja napona na: VN sabirnici B1 i SN sabirnicama B2 i B3 u napojnoj TS, solarnom generatoru G3, reklozeru R1 (u dubini fidera F5) i NN potrošačima su prikazane na slikama Slika 7.9a) b)

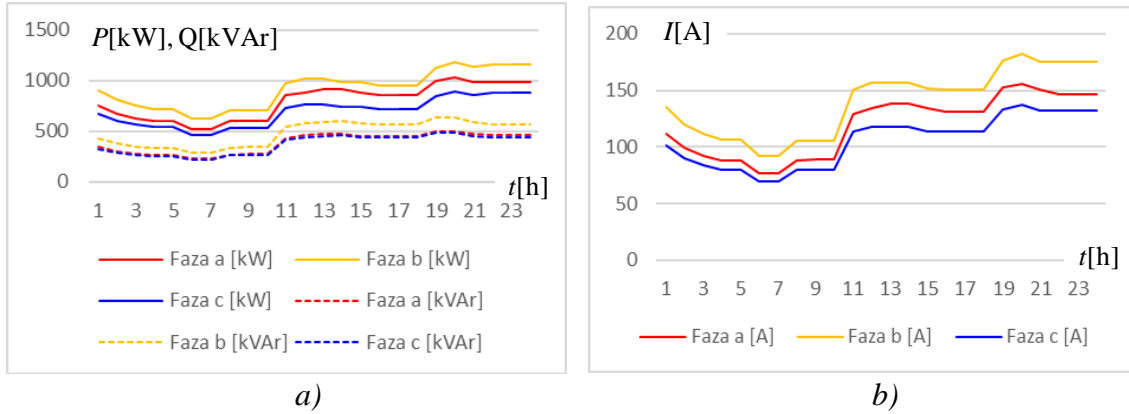
Slika 7.17b ÷ Slika 7.21.



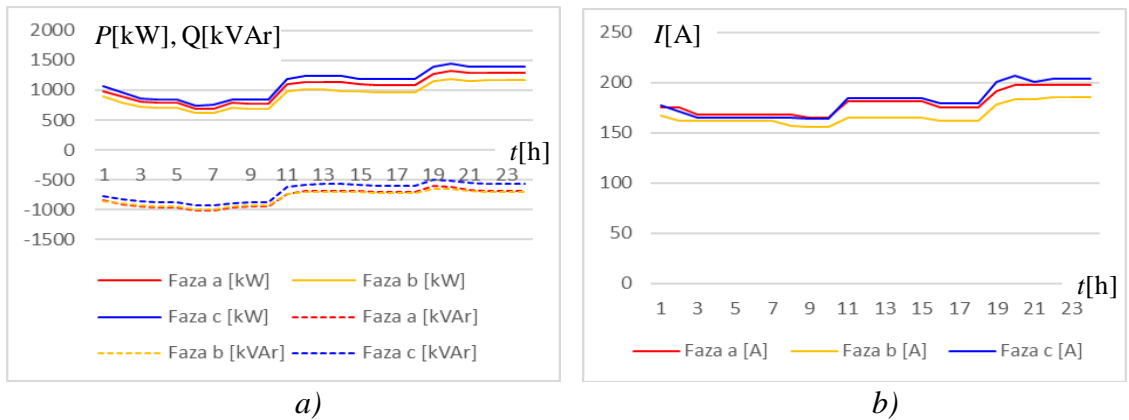
Slika 7.9 – Simulirane vrednosti merenja na Tr1: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



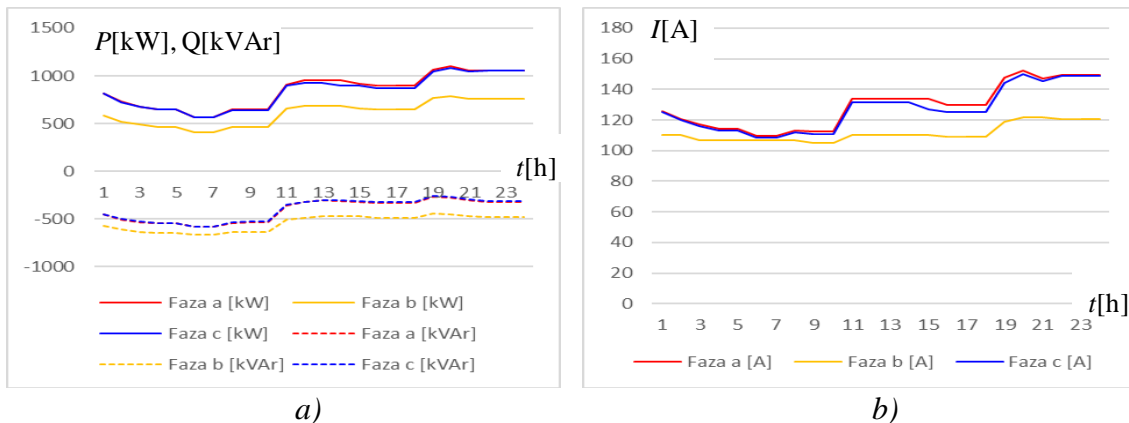
Slika 7.10 – Simulirane vrednosti merenja na Tr2: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



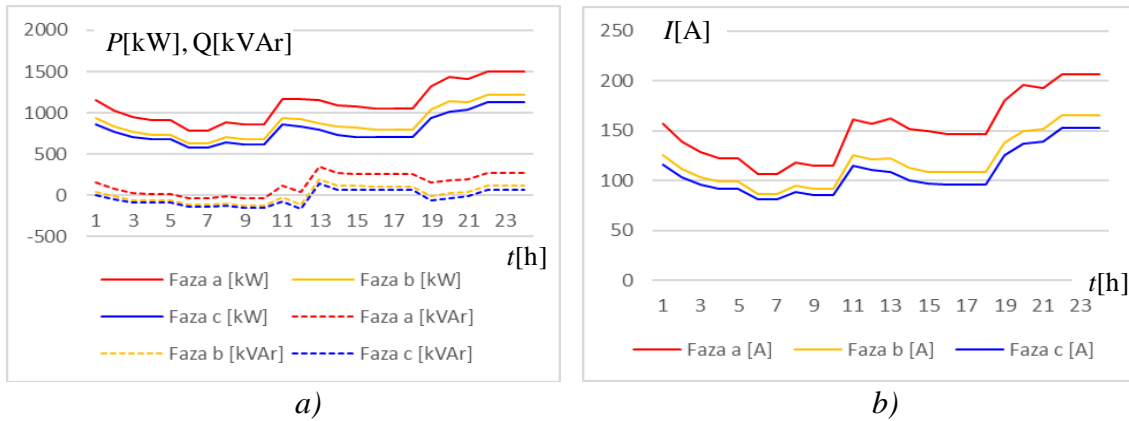
Slika 7.11 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu F1: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



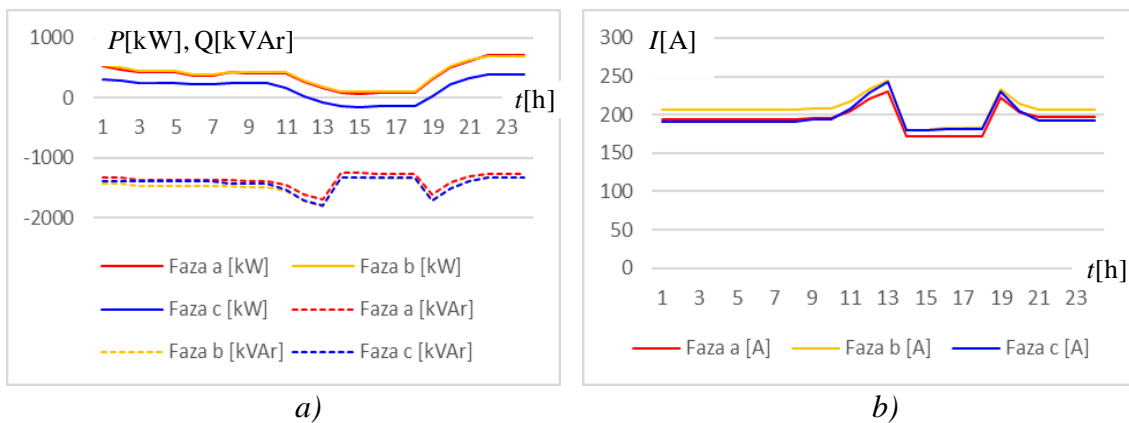
Slika 7.12 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu F2: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



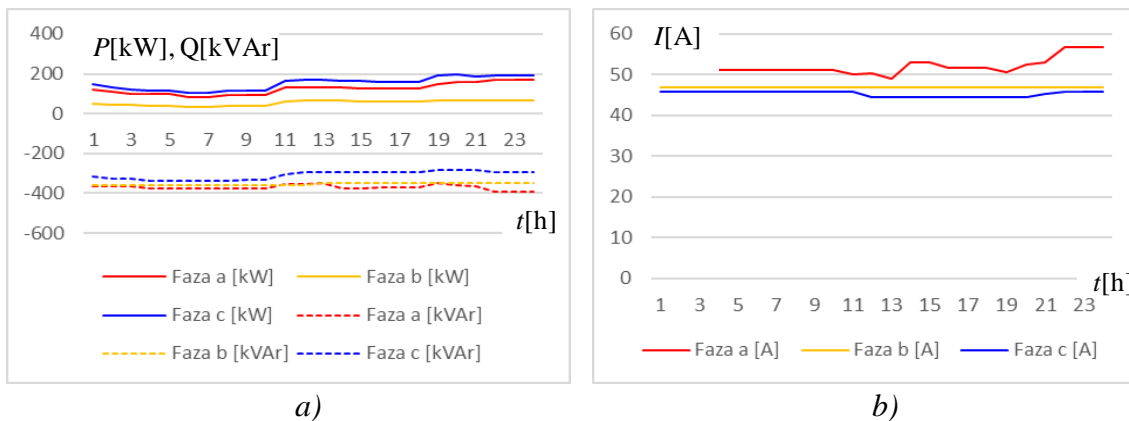
Slika 7.13 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu F3: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



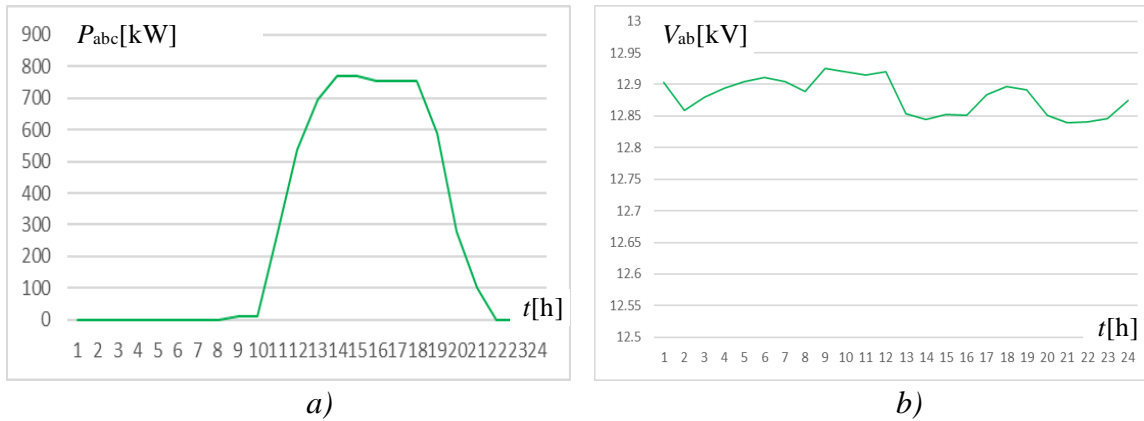
Slika 7.14 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu F4: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



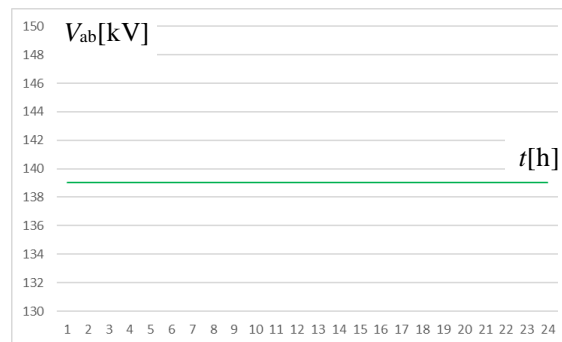
Slika 7.15 – Simulirane vrednosti merenja na izvodu F5: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



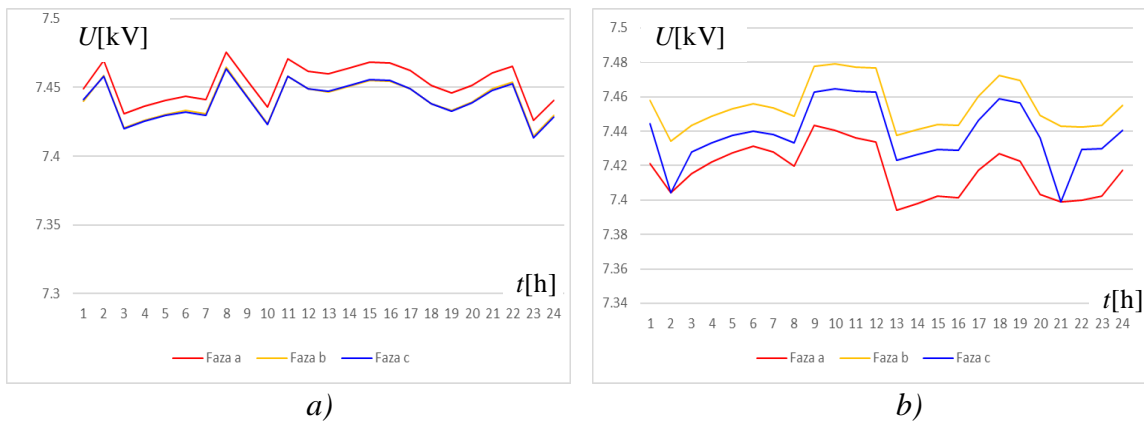
Slika 7.16 – Simulirane vrednosti merenja na reklozeru R1: a) aktivne i reaktivne snage, b) struje



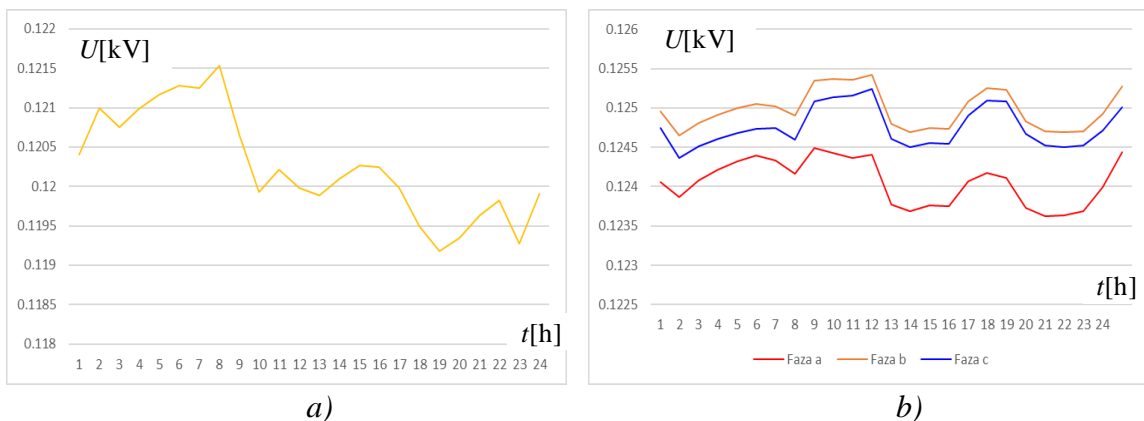
Slika 7.17 – Simulirane vrednosti merjenja na G3: a) aktivne snage, b) međufaznog napona



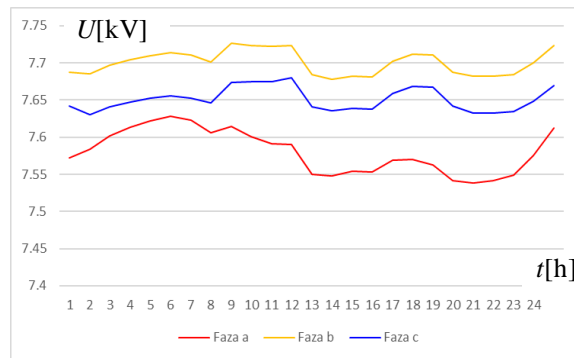
Slika 7.18 – Simulirane vrednosti merjenja napona na sabirnici B1



Slika 7.19 – Simulirane vrednosti merjenja napona na sabirnicama: a) B2, b) B3



Slika 7.20 – Simulirane vrednosti merjenja napona na NN potrošačima: a) L1, b) L2



Slika 7.21 – Simulirane vrednosti merjenja napona na reklozeru R1

7.2.2.3 Oblasti merjenja i zone regulacionih transformatora

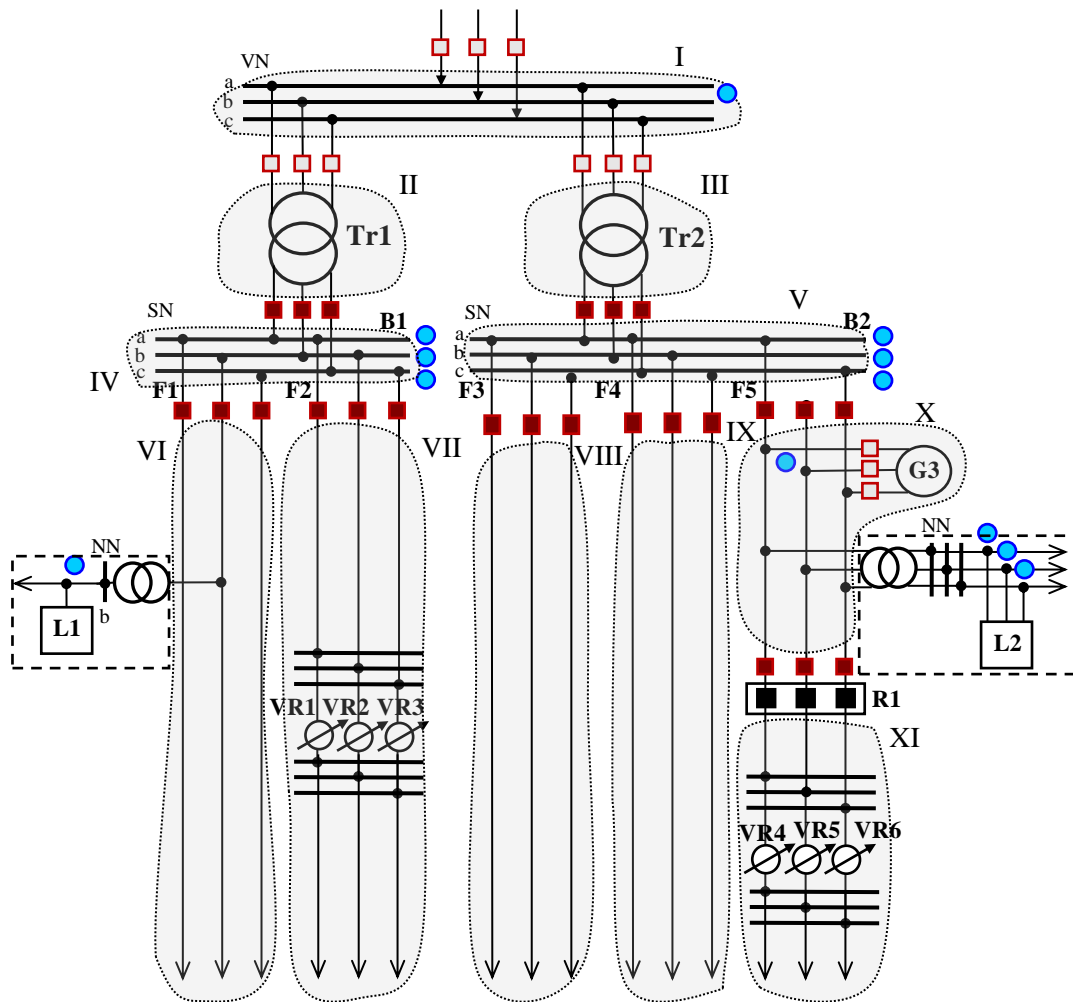
Matematički model primera DM sadrži ukupno 20967 SN i NN čvora, odnosno 20966 SN i NN grana. Od kojih 10835 čvorova i 10834 grana čini NN mrežu.

Da bi se formirale oblasti merjenja, uvedena su fiktivna pofazna merjenja aktivne i reaktivne snage na sledećim elementima DM:

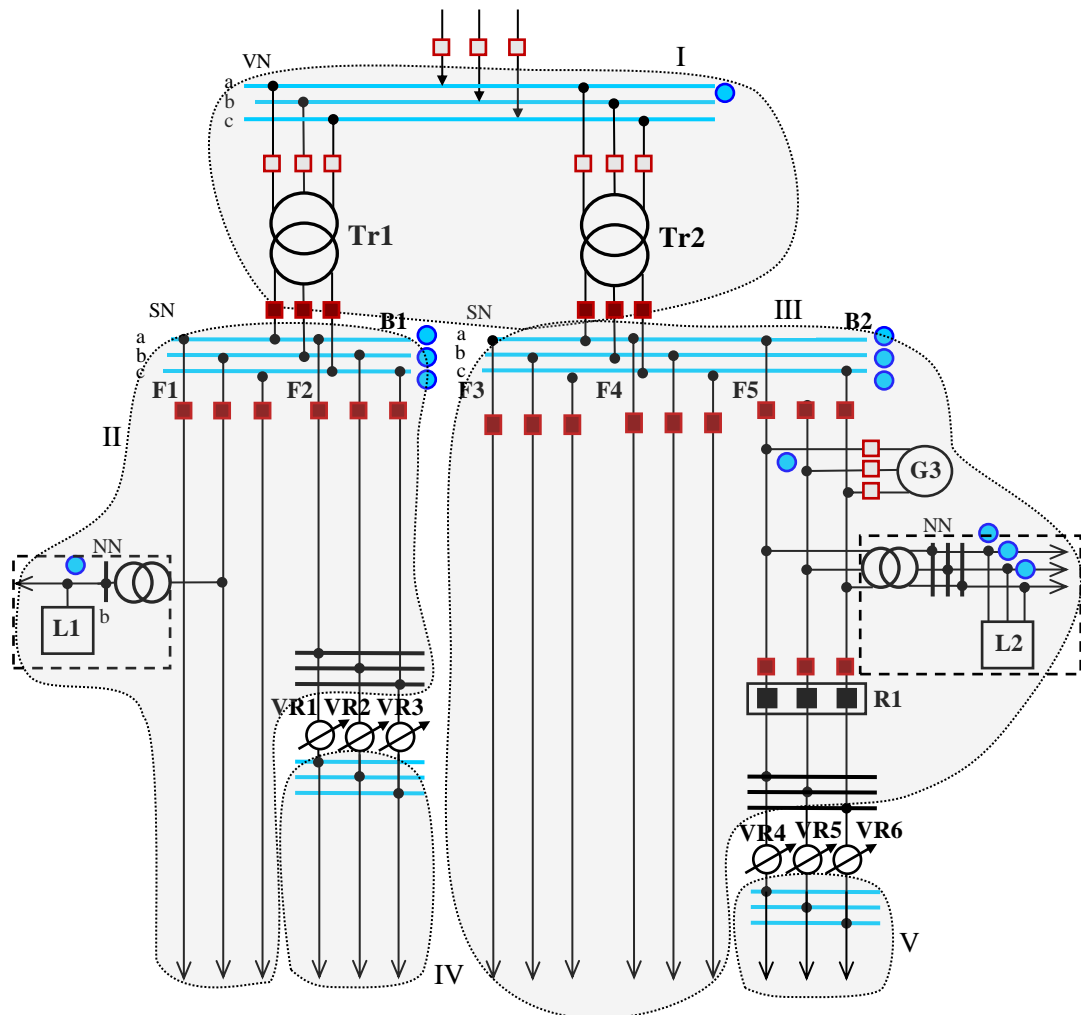
- Korenu koji napaja TS;
- Primarima transformatora Tr1 i Tr2;
- Generatoru G3.

Na osnovu postupka opisanog u paragrafu 4.2.1, određeno je ukupno 11 oblasti merjenja koje prikazane na pojednostavljenom prikazu razmatranog primera DM (Slika 7.22) osenčenim oblastima, naznačene rimskim brojevima I ÷ XI. Lokacije originalnih merjenja snaga/struja, fiktivnih merjenja snaga i originalnih merjenja napona naznačene su simbolima ■, □ i ●, respektivno.

Na osnovu postupka opisanog u paragrafu 4.3.1, određeno je ukupno 5 zona regulacionih transformatora koje su prikazane osenčenim oblastima, naznačene rimskim brojevima I ÷ V na Slika 7.23. Lokacije originalnih merjenja snaga/struja, fiktivnih merjenja snaga i originalnih merjenja napona naznačene su simbolima ■, □ i ●, respektivno. Koren i čvorovi u kojima se reguliše napon zone, naznačeni su plavom bojom



Slika 7.22 – Oblasti merenja primera neuravnotežene DM



Slika 7.23 – Zone regulacionih transformatora primera neuravnotežene DM

7.2.2.4 Analiza rezultata DES

Da bi procenio kvalitet DES rezultata za svako merenje određene su prosečna i maksimalna, apsolutna i relativna (procentualna) odstupanja estimirane od merene vrednosti tokom razmatrana 24 h (26. jun 2020.). Ova odstupanja su definisana sledećim izrazima:

- Prosečno apsolutno odstupanje merene i estimirane vrednosti:

$$\Delta^{\text{est}} = \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} |x_t^m - x_t^{\text{est}}|; \quad (7.1a)$$

- Prosečno relativno odstupanje merene i estimirane vrednosti:

$$\Delta^{\text{est}} [\%] = \frac{100}{24} \sum_{t=1}^{24} \frac{|x_t^m - x_t^{\text{est}}|}{x_t^m}; \quad (7.1b)$$

- Maksimalno apsolutno odstupanje merene i estimirane vrednosti:

$$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}} = \max \left\{ |x_t^m - x_t^{\text{est}}|, t = 1, \dots, 24 \right\} \quad (7.2a)$$

- Maksimalno relativno odstupanje merene i estimirane vrednosti:

$$\Delta_{\max}^{\text{est}} [\%] = \max \left\{ 100 \frac{|x_t^m - x_t^{\text{est}}|}{x_t^m}, t = 1, \dots, 24 \right\} \quad (7.2b)$$

Da bi se analizirao uticaj preestimiranih vrednosti potrošnje i proizvodnje na kvalitet estimiranih vrednosti, određena su i prosečna i maksimalna, apsolutna i relativna (procentualna) odstupanja merene i preestimirane vrednosti. Ova odstupanja su definisana sledećim izrazima:

- Prosečno apsolutno odstupanje merene i preestimirane vrednosti:

$$\Delta^{\text{pre}} = \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} |x_t^m - x_t^{\text{pre}}|; \quad (7.3a)$$

- Prosečno relativno odstupanje merene i preestimirane vrednosti:

$$\Delta^{\text{pre}} [\%] = \frac{100}{24} \sum_{t=1}^{24} \frac{|x_t^m - x_t^{\text{pre}}|}{x_t^m}; \quad (7.3b)$$

- Maksimalno apsolutno odstupanje merene i preestimirane vrednosti:

$$\Delta_{\max}^{\text{pre}} = \max \left\{ |x_t^m - x_t^{\text{pre}}|, t = 1, \dots, 24 \right\} \quad (7.4a)$$

- Maksimalno relativno odstupanje merene i preestimirane vrednosti:

$$\Delta_{\max}^{\text{pre}} [\%] = \max \left\{ 100 \frac{|x_t^m - x_t^{\text{pre}}|}{x_t^m}, t = 1, \dots, 24 \right\} \quad (7.4b)$$

Vrednosti odstupanja (7.1 ÷ 7.4) za sva merenja primera DM su prikazana u tabelama Na osnovu vrednosti prikazanih u Tabela 7.9, može se primeti da su prosečna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti struje, za posmatrani period, u intervalu [0.41, 2.54] A i [0.51, 1.53] %, respektivno. Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti struje su, za posmatrani period, u intervalu [0.51, 0.87] A i [1.67, 3.93] %, respektivno (Tabela 7.12).

Za posmatrani period, prosečna apsolutna i procentualna odstupanja preestimirane i merene vrednosti struje su u intervalu [9.24, 194.95] A i [12.66, 350.86] %, respektivno (Tabela 7.12). Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja preestimirane i merene vrednosti struje su, za posmatrani period, u intervalu [4.82, 71.01] A i [6.17, 121.81] %, respektivno (Tabela 7.12).

Tabela 7.10 ÷ Tabela 7.12. Prosečne i maksimalne vrednosti odstupanja za svako merenje su prikazane u kolonama “Avg” i “Max”, respektivno. Maksimalne vrednosti odstupanja za svaki tip merenja su naglašene podebljanim fontom.

Tabela 7.9 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimirane vrednosti struje od merene vrednosti

Element	Merenje	[A]	[%]	[A]	[%]
---------	---------	-----	-----	-----	-----

		Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$
Tr1	Ia	1.86	6.61	0.75	2.39	105.00	187.41	40.01	70.34
	Ib	1.86	5.43	0.77	2.03	108.92	195.79	41.76	75.50
	Ic	1.60	4.97	0.68	1.87	101.12	184.26	39.27	71.37
Tr2	Ia	2.14	5.90	0.54	1.67	194.95	350.86	50.46	103.11
	Ib	2.54	8.07	0.68	2.10	138.01	253.27	37.76	80.99
	Ic	1.79	5.41	0.51	1.36	150.48	268.51	43.99	92.88
F1	Ia	0.94	3.02	0.85	2.79	45.58	83.68	37.52	63.66
	Ib	0.95	3.53	0.72	2.75	46.89	89.62	32.66	59.69
	Ic	0.74	2.70	0.74	2.75	43.53	77.71	40.60	68.47
F2	Ia	1.51	3.85	0.86	2.19	49.51	87.32	27.24	49.71
	Ib	1.41	3.88	0.86	2.39	47.44	83.08	28.06	51.31
	Ic	1.50	4.90	0.84	2.96	49.78	92.26	26.89	51.41
F3	Ia	1.01	3.89	0.77	2.90	85.74	152.66	65.09	117.52
	Ib	1.15	4.29	1.04	3.93	71.32	125.37	63.49	114.74
	Ic	1.02	4.70	0.80	3.75	91.58	152.75	71.01	121.81
F4	Ia	1.69	4.25	1.18	2.86	55.01	107.20	35.79	73.32
	Ib	1.44	3.16	1.28	3.16	52.05	96.63	43.77	88.91
	Ic	1.28	2.90	1.23	3.29	46.68	87.23	43.16	90.52
F5	Ia	1.22	6.53	0.62	2.96	21.36	36.21	10.96	18.38
	Ib	2.11	7.21	1.02	3.08	17.10	26.12	12.67	6.17
	Ic	2.21	6.17	1.17	3.21	9.24	16.16	4.82	8.41
R1	Ia	0.53	1.71	1.01	3.23	20.56	26.91	39.63	52.27
	Ib	0.72	1.14	1.53	2.43	11.62	12.66	24.74	26.95
	Ic	0.41	1.16	0.92	2.55	18.35	24.84	40.61	55.90

Na osnovu vrednosti prikazanih u Tabela 7.9, može se primeti da su prosečna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti struje, za posmatrani period, u intervalu [0.41, 2.54] A i [0.51, 1.53] %, respektivno. Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti struje su, za posmatrani period, u intervalu [0.51, 0.87] A i [1.67, 3.93] %, respektivno (Tabela 7.12).

Za posmatrani period, prosečna apsolutna i procentualna odstupanja preestimirane i merene vrednosti struje su u intervalu [9.24, 194.95] A i [12.66, 350.86] %, respektivno (Tabela 7.12). Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja preestimirane i merene

vrednosti struje su, za posmatrani period, u intervalu [4.82, 71.01] A i [6.17, 121.81] %, respektivno (Tabela 7.12).

Tabela 7.10 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimirane vrednosti aktivne snage od merene vrednosti

Element	Merenje	[kW]		[%]		[kW]		[%]	
		Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$
Tr1	Pa	14.06	53.29	0.79	2.62	807.84	1400.15	43.23	71.54
	Pb	13.02	41.80	0.75	2.60	825.21	1437.96	43.84	75.18
	Pc	11.26	44.83	0.67	2.61	772.77	1355.82	41.81	71.23
Tr2	Pabc	55.22	162.08	0.96	2.67	4780.87	8033.21	82.01	159.65
F1	Pa	6.13	20.39	0.81	2.75	339.24	602.25	41.86	69.66
	Pb	7.27	21.75	0.83	2.69	351.73	647.52	37.52	67.88
	Pc	5.43	16.43	0.82	2.71	321.89	559.14	46.04	77.82
F2	Pa	8.16	29.43	0.85	2.58	460.53	797.90	44.18	73.02
	Pb	7.74	20.72	0.91	2.73	467.78	790.44	50.52	82.45
	Pc	8.39	32.35	0.80	2.65	443.86	796.68	39.17	67.24
F3	Pa	8.31	37.42	1.00	4.15	774.35	1200.74	90.62	133.15
	Pb	4.69	13.89	0.80	2.65	753.68	1105.47	123.20	169.77
	Pc	7.52	23.35	0.94	2.67	777.86	1211.44	92.42	138.75
F4	Pa	10.49	28.04	1.03	2.99	412.50	773.62	36.37	73.77
	Pb	9.75	27.04	1.19	3.98	391.12	707.26	43.90	88.50
	Pc	9.20	28.13	1.23	4.53	352.13	640.23	43.66	89.94
F5	Pa	4.61	14.37	1.59	7.98	568.15	818.29	291.25	1024.49
	Pb	5.41	12.74	1.78	3.99	325.41	526.58	146.31	496.90
	Pc	3.94	9.92	2.41	6.81	439.11	615.96	79.11	137.47
G3	Pabc	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
R1	Pa	1.36	4.02	1.20	3.73	281.68	379.49	231.31	300.19
	Pb	0.51	1.34	1.00	2.97	32.15	53.78	57.45	87.51
	Pc	2.25	6.41	1.47	4.03	206.42	296.95	136.16	186.53

Na osnovu vrednosti prikazanih u Tabela 7.9, može se primeti da su prosečna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti aktivne snage, za posmatrani period, u intervalu [0.0, 55.22] kW i [0.0, 2.41] %, respektivno. Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti aktivne snage su, za posmatrani period, u intervalu [0.0, 162.08] kW i [0.0, 7.98] %, respektivno (Tabela 7.12).

Za posmatrani period, prosečna apsolutna i procentualna odstupanja preestimrane i merene vrednosti aktivne snage su u intervalu [0.0, 4780.87] kW i [0.0, 291.25] %, respektivno (Tabela 7.12). Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja preestimrane i merene vrednosti aktivne snage su, za posmatrani period, u intervalu [0.0, 8033.21] kW i [0.0, 1024.49] %, respektivno (Tabela 7.12).

Tabela 7.11 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimrane vrednosti reaktivne snage od merene vrednosti

Element	Merenje	[kVAr]		[%]		[kVAr]		[%]	
		Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$
Tr1	Qa	10.33	29.43	3.01	9.66	165.56	413.16	74.71	311.42
	Qb	9.90	27.92	4.32	11.18	180.89	440.14	399.86	6294.66
	Qc	7.95	28.41	3.44	9.89	181.35	440.10	781.29	15730.51
Tr2	Qabc	73.50	153.01	1.40	3.32	996.32	1953.16	19.36	41.99
F1	Qa	4.27	13.95	1.19	3.27	73.88	173.12	18.28	38.58
	Qb	5.33	17.07	1.21	3.29	76.36	189.03	14.57	33.23
	Qc	4.15	12.29	1.26	3.19	74.61	169.69	19.39	39.03
F2	Qa	9.69	23.96	1.26	3.49	96.85	240.04	13.73	33.94
	Qb	7.56	15.82	0.95	2.25	103.51	251.11	14.36	34.97
	Qc	6.84	19.10	0.98	2.29	110.17	270.41	18.51	45.07
F3	Qa	6.40	21.70	1.71	6.63	239.79	447.64	67.40	136.78
	Qb	4.60	14.81	0.86	3.06	247.36	421.53	47.92	87.07
	Qc	5.77	27.16	1.53	8.51	242.84	451.10	69.35	141.32
F4	Qa	2.10	15.88	1.73	6.18	22.19	87.42	35.19	313.71
	Qb	1.87	8.47	2.18	6.92	19.79	83.45	23.40	128.64
	Qc	1.27	6.03	2.11	9.09	18.16	83.90	55.33	781.48
F5	Qa	11.44	40.73	0.83	2.52	110.42	243.34	8.30	19.17
	Qb	13.76	45.57	0.94	2.64	42.24	91.48	2.85	5.85
	Qc	12.58	38.13	0.91	2.76	48.62	103.44	3.4	7.75
R1	Qa	3.52	11.12	0.94	2.97	40.16	74.37	10.76	20.18

	Qb	3.77	8.07	1.06	2.26	92.08	101.84	26.14	28.50
	Qc	2.54	8.26	0.83	2.79	20.77	40.00	6.63	13.52

Na osnovu vrednosti prikazanih u Tabela 7.9, može se primeti da su prosečna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti reaktivne snage, za posmatrani period, u intervalu [1.27, 73.50] kVAr i [0.83, 4.32] %, respektivno. Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti reaktivne snage su, za posmatrani period, u intervalu [6.03, 153.01] kVAr i [2.25, 11.18] %, respektivno (Tabela 7.12).

Za posmatrani period, prosečna apsolutna i procentualna odstupanja preestimirane i merene vrednosti reaktivne snage su u intervalu [18.16, 996.32] kVAr i [2.85, 781.29] %, respektivno (Tabela 7.12). Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja preestimirane i merene vrednosti reaktivne snage su, za posmatrani period, u intervalu [40.0, 1953.16] kVAr i [5.85, 15730.51] %, respektivno (Tabela 7.12).

Tabela 7.12 – Prosečna i maksimalna apsolutna i relativna odstupanja estimirane i preestimirane vrednosti napona od merene vrednosti

Element	Merenje	[kV]		[%]		[kV]		[%]	
		Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{est}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{est}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$	Δ^{pre}	$\Delta_{\text{max}}^{\text{pre}}$
B1	Vab	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0006	0.0006	0.0004	0.0004
B2	Ua	0.0174	0.0392	0.23	0.53	0.0380	0.0766	0.51	1.03
	Ub	0.0176	0.0395	0.24	0.53	0.0395	0.0789	0.53	1.06
	Uc	0.0177	0.0396	0.24	0.53	0.0384	0.0770	0.52	1.03
B3	Ua	0.0149	0.0342	0.20	0.46	0.0178	0.0462	0.24	0.62
	Ub	0.0127	0.0357	0.17	0.48	0.0159	0.0568	0.21	0.76
	Uc	0.0128	0.0367	0.17	0.49	0.0174	0.0499	0.23	0.67
R1	Ua	0.0166	0.0405	0.22	0.53	0.0606	0.1292	0.80	1.70
	Ub	0.0169	0.0360	0.22	0.47	0.0402	0.1028	0.52	1.34
	Uc	0.0163	0.0355	0.21	0.46	0.0640	0.1099	0.84	1.43
G3	Vab	0.0276	0.0660	0.21	0.51	0.0425	0.1049	0.33	0.81
L1	Ub	0.0003	0.0006	0.25	0.51	0.0011	0.0022	0.88	1.82
L2	Ua	0.0003	0.0006	0.22	0.50	0.0004	0.0012	0.36	0.94
	Ub	0.0002	0.0006	0.20	0.50	0.0003	0.0010	0.22	0.78
	Uc	0.0002	0.0006	0.20	0.53	0.0003	0.0007	0.25	0.59

Na osnovu analize rezultata DES za merenja napona (Tabela 7.12), može se primeti da su za naponski nivo 138 kV prosečna i maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti napona su, za posmatrani period, 0.0001 kV, 0.0001 kV, 0.0001 % i 0.0001 %, respektivno. Za naponski nivo 138 kV, za posmatrani period,

prosečna i maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja preestimrane i merene vrednosti napona 0.0006 kV, 0.0006 kV, 0.0004 % i 0.0004 % %, respektivno (Tabela 7.12).

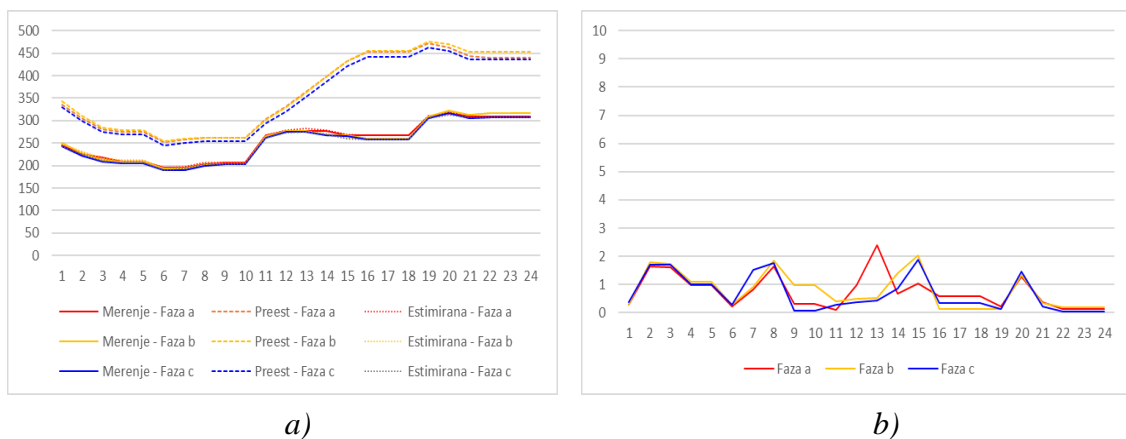
Na osnovu vrednosti prikazanih u Tabela 7.9, može se primeti da su prosečna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti napona za naponski nivo 12.47 kV, za posmatrani period, u intervalu [0.0127, 0.0276] kV i [0.17, 0.24] %, respektivno. Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti napona za naponski nivo 12.47 kV su, za posmatrani period, u intervalu [0.0342, 0.066] kV i [0.46, 0.53] %, respektivno (Tabela 7.12).

Za posmatrani period, prosečna apsolutna i procentualna odstupanja preestimrane i merene vrednosti napona za naponski nivo 12.47 kV su u intervalu [0.0178, 0.064] kV i [0.21, 0.84] %, respektivno (Tabela 7.12). Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja preestimrane i merene vrednosti napona za naponski nivo 12.47 kV su, za posmatrani period, u intervalu [0.0462, 0.1292] kV i [0.62, 1.70] %, respektivno (Tabela 7.12).

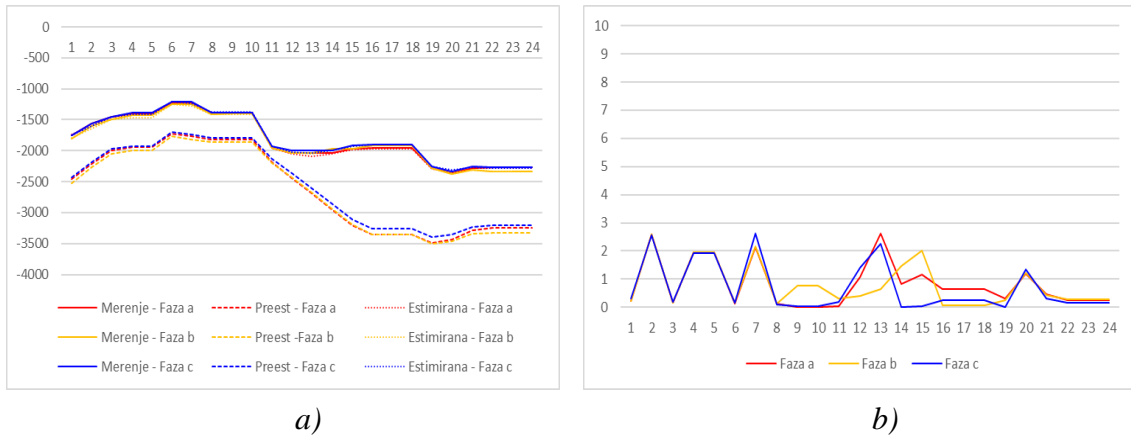
Na osnovu vrednosti prikazanih u Tabela 7.9, može se primeti da su prosečna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti napona za naponski nivo 0.208 kV, za posmatrani period, u intervalu [0.0002, 0.0003] kV i [0.20, 0.25] %, respektivno. Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja estimirane i merene vrednosti napona za naponski nivo 0.208 kV su, za posmatrani period, 0.0006 kV i [0.50, 0.53] %, respektivno (Tabela 7.12).

Za posmatrani period, prosečna apsolutna i procentualna odstupanja preestimrane i merene vrednosti napona za naponski nivo 0.208 kV su u intervalu [0.0003, 0.0011] kV i [0.22, 0.88] %, respektivno (Tabela 7.12). Maksimalna apsolutna i procentualna odstupanja preestimrane i merene vrednosti napona za naponski nivo 0.208 kV su, za posmatrani period, u intervalu [0.0007, 0.022] kV i [0.59, 1.82] %, respektivno (Tabela 7.12).

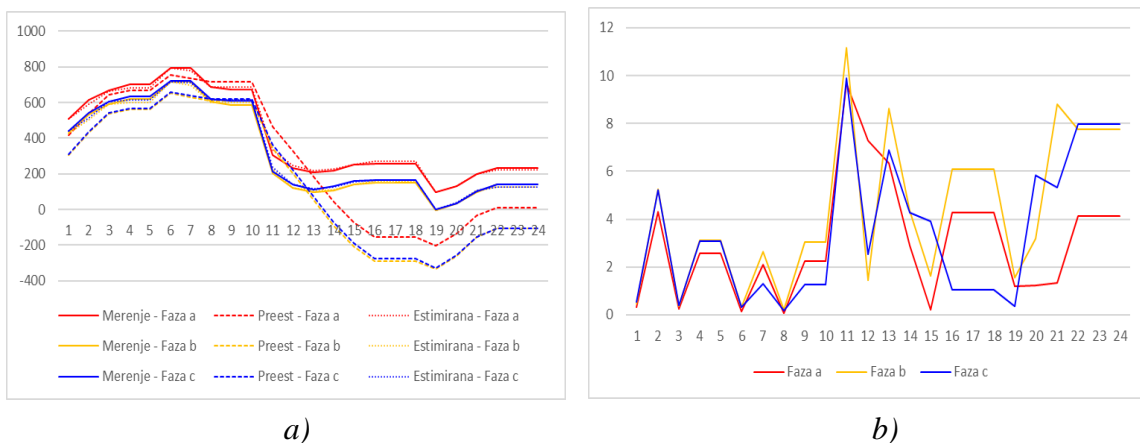
Grafički prikaz trendova merene, preestimrane i estimirane vrednosti promenljivih, kao i trendovi relativnog odstupanja estimirane vrednosti od merene vrednosti, tokom 24 h razmatranog dana (26. jun 2020.) prikazana su za merenja na VN/SN transformatorima Tr1 i Tr2, slike Slika 7.24 Slika 7.29.



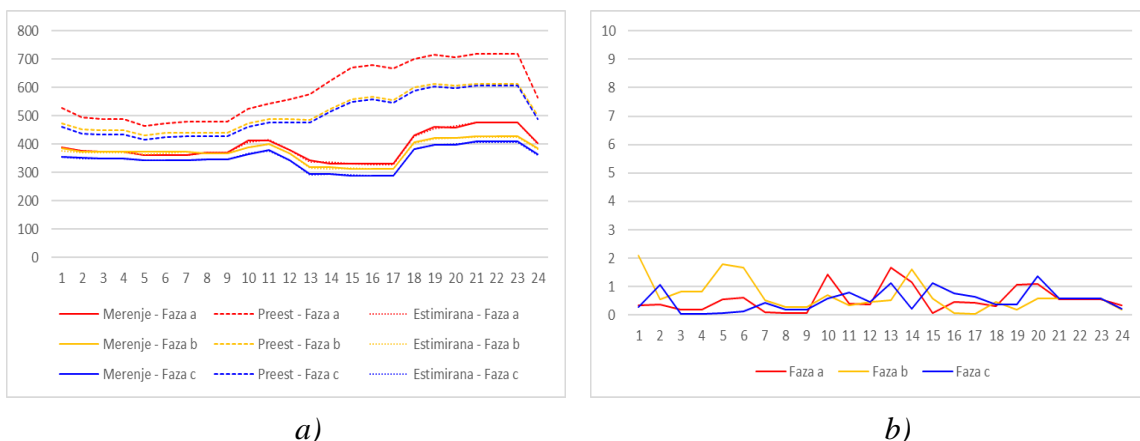
Slika 7.24 – Rezultati DES za merenja struje na Tr1: a) Izmerene, preestimrane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti



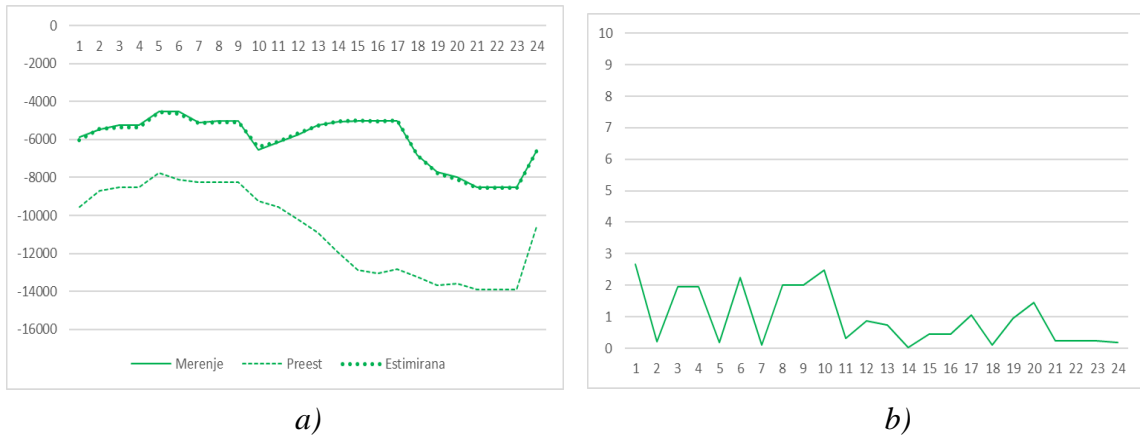
Slika 7.25 – Rezultati DES za merjenja aktivne snage na Tr1: a) Izmerene, preestimrane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti



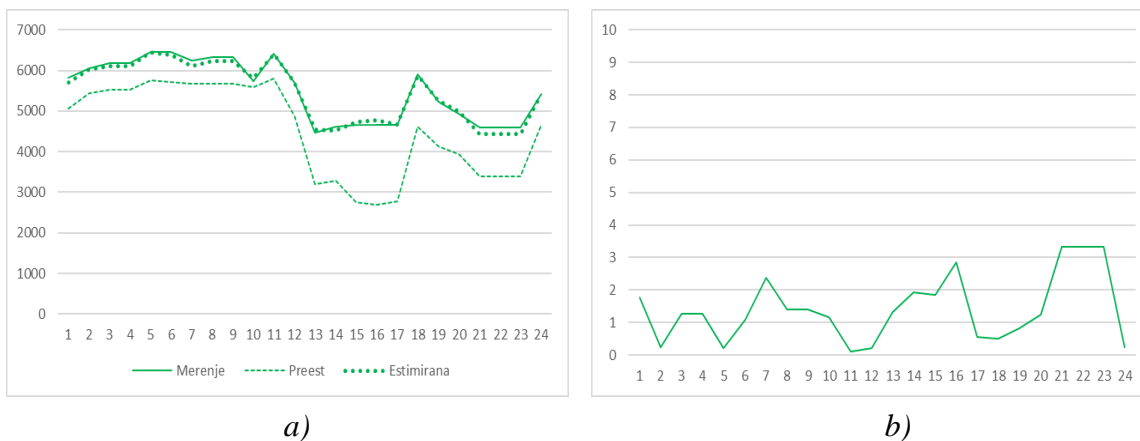
Slika 7.26 – Rezultati DES za merjenja reaktivne snage na Tr1: a) Izmerene, preestimrane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti



Slika 7.27 – Rezultati DES za merjenja struje na Tr2: a) Izmerene, preestimrane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti



Slika 7.28 – Rezultati DES za merenje aktivne snage na Tr2: a) Izmerene, preestimrane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti



Slika 7.29 – Rezultati DES za merenje reaktivne snage na Tr2: a) Izmerene, preestimrane i estimirane vrednosti, b) Procentualno odstupanje estimirane od izmerene vrednosti

Na osnovu slika Slika 7.24Slika 7.29 se može primetiti da iako se preestimrane vrednosti merenja struja, aktivne i reaktivne snage dosta razlikuju od merenih vrednosti, trendovi estimirane vrednosti merenja struje, aktivne i reaktivne, i fazne i trofazne, su veoma bliske trendovim merenih vrednosti.

Na osnovu rezultata DES prikazanih u tabelama Tabela 7.9 ÷ Tabela 7.12 i na slikama Slika 7.24Slika 7.29 se može primetiti da iako se preestimrane vrednosti struja, aktivne i reaktivne snage dosta razlikuju od merenih vrednosti, estimirane vrednosti struje, aktivne i reaktivne, i fazne i trofazne, su veoma bliske merenim vrednostima. Osim toga, može se primetiti i da iako preestimrane vrednoti merenja struja, aktivne i reaktivne snage nisu bliske merenim vrednostima, preestimrane vrednosti merenja napona od merenih ne odstupaju mnogo.

Srednje vreme potrebno za izvršenje DES za primer DM, ne računajući vreme potrebno za prikupljanje podataka, iznosi 1.88 s (korišćen je računar sledećih karakteristika: 2.9GHz, 32GB, 64-bit). Maksimalan broj DSE iteracija je 5.

8 ZAKLJUČAK

U ovom radu je prikazana specijalizovana iterativna procedura DES u realnom vremenu za aktivne DM koja je integrisana u DMS. Procedura je primenljiva za DM s više naponskih nivoa, sa potrošačima, DER-ovima, resursima za kompenzaciju reaktivne snage i regulacionim transformatorima. Predstavljena procedura je vrlo robustna. Ona se može primeniti na DM bez telemetrije, odnosno na DM s vrlo skromnim nivoom telemetrije (rezultati DES prikazani u delu 7), kao i na DM s proizvoljno visokim nivoom telemetrije (čak i na opservabilne DM). Međutim, kvalitet rezultata DES je u direktnoj srazmeri s nivoom telemetrije i kvalitetom podataka o DM.

U prikazanoj proceduri DES se do vektora stanja dolazi indirektno: na osnovu verifikovanih vrednosti merenja tokova snaga (struja) vrši se korekcija injektiranja neopservabilnih otoka, zatim se verifikuju merenja napoma i koriguju naponi korena zona DM i na kraju se na osnovu tih vrednosti vrši proračun tokova snaga. Razlozi zašto se na ovakav način određuje stanje DM su sledeći: redundansa izmerenih veličina u DM je veoma mala, direktni proračun vektora stanja (fazora napona) zahteva simultanu obradu svih merenja (tokova snaga, struja, napona) i greške u vrednostima parametara elemenata DM znatno više utiču na proračune vrednosti padova napona nego na proračune vrednosti tokova snaga (struja). Navedeni razlozi, kao i činjenica da greške u merenjima struja (snaga) grana malo utiču na kvalitet proračuna napona čvorova na krajevima tih grana, dok male greške u merenjima vrednosti napona značajno utiču na kvalitet proračuna vrednosti struja (snaga) grana, predstavljaju osnovni motiv zašto je u predstavljenoj DES verifikacija merenja struja (snaga) raspregnuta od verifikacije merenja napona.

Originalna DM, koja je dominantno neopservabilna, redukuje se na "potpuno" opservabilnu mrežu. Razlozi za to su sledeći: 1) neopservabilna mreža ne može kvalitetno da se reši na nivou detalja (svakog elementa), ali može na nivou oblasti koje su definisane merenjima; 2) redukovana DM je neuporedivo manjih dimenzija i njena obrada je neuporedivo brža od obrade potpune DM.

Prikazana DSE procedura se konceptualno razlikuje od dobro poznate PES procedure. Njene osnovne prednosti u odnosu na ostale predložene metodologije su sledeće:

- Predstavljena je kvalitetna DES integrisana u DMS, primenljiva u realnom vremenu za savremene aktivne DM. DES je zasnovana na prirodi DM i na proračunu tokova snaga sa BFS algoritmom primenljivim na DM (distributivni tokovi snaga). Prema tome, konceptualno se razlikuje od PES.
- Procedura je veoma robustna. Robustnost dokazuje činjenica da se može primeniti na DM koja nije telemetrisana, odnosno na DM koja ima nizak nivo telemetrije, kao i na DM sa visokim nivoom telemetrije. Kvalitet rezultata DES je direktno proporcionalan nivou telemetrije i kvalitetu istorijskih podataka DM.
- DES procedura je u potpunosti u skladu sa proračunima distributivnih tokova snaga, jer se struje/snage i merenja napona se redom procesuiraju u svakoj iteraciji rešavanja DES procedure. Ovo obezbeđuje veći kvalitet estimacije stanja, u poređenju sa rezultatima primene PES procedure na DM.

- Estimacija trofaznih uravnoteženih i neuravnoteženih DM u nesimetričnim režimima;
- DM s velikim brojem "pametnih brojila" (SMI – Smart Metering Infrastructure, AMI – Advanced Metering Infrastructure);
- Uvažavanje vremenskih prilika i estimacija DER-ova
- Njena brzina je zasnovana na formalnoj definiciji oblasti merenja DM i na njihovom jednostavnom i sistematskom načinu određivanja zahvaljujući primeni koncepta matrice incidencije koja se odnosi na merenja snage/struje. Procedura za određivanje matrice incidencije je jednostavna. Suštinski, ona je dobijena pregledom DM. Ova procedura nije ograničena brojem čvorova mreže, lokacijom i brojem merenja.
- Pored oblasti merenja, predstavljen je sličan koncept zona regulacionih transformatora za obradu merenja napona.
- Predstavljene su dve originalne procedure čiji zadatak je odbacivanje loših merenja snage/struje i loših merenja napona. One su u punom skladu sa predstavljanim DES konceptom.
- Pošto se DES procedura može izvršavati paralelno na svim napojnim transformatorskim stanicama, vreme koje potrebno za proračun DES, u okviru distributivnog preduzeća bilo koje veličine, može se smanjiti na vreme koje je potrebno za proračun najveće oblasti DM koja je napojena od strane prenosne transformatorske stanice. Na ovaj način zajedno sa brzinom i kvalitetom rezultata DES nije prepreka. Naprotiv, predstavlja veliki doprinos unapređenju ostalih DMS funkcija.

Konačno, procedura DES koja je predstavljena u ovom radu može da se razvija u sledećim pravcima:

- Korekcija očekivanih trendova opterećenja karakterističnih potrošača, njihovih NDHD opterećenja, na osnovu rezultata DES;
- Verifikacija topologije DM;
- Optimalna lokacija i vrsta merenja u DM;

9 LITERATURA

1. F.C.Schweppe, J.Wildes: Power System Static-State Estimation; Part I: Exact Model, Part II: Approximate Model, Part III: Implementation, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 1, January 1970, pp. 120-135
2. F.C.Schweppe, E.Handshin: Static State Estimation in Electric Power Systems, Proc. of the IEEE, Vol. 62, July 1974, pp. 972-983
3. Popović D.S.: Power Applications – A Cherry on the Top of the DMS Cake; DA/DSM DistribuTECH Europe 2000, Vienna, Austria, October 2000, Specialist Track 3, Session 3, Paper 2
4. N.Katic, M.Miljkovic, S.Kanjuh: Analiza isplativosti primene DA/DMS sistema; JUKO CIRED, VI Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama, Vrnjačka Banja, Oktobar 2008, ref. R-4.7
5. G.Švenda, V.Strezoski: Estimacija stanja kao osnovna energetska funkcija za analizu, upravljanje i planiranje pogona distributivnih mreža; I Jugoslovensko savetovanje o elektrodistributivnim mrežama – JUKO CIRED", Zlatibor, 5.-8. oktobar 1998, ref. R-4.03, str. R-4.03/1-8
6. Z.Simendic, V.Strezoski, G.Svenda: In-Field Verification of the Real-Time Distribution State Estimation; 18-th International Conference on electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005, Session No.3
7. G.S.Švenda, V.C.Strezoski, S.Kanjuh, Z.J.Simendić: In-Field Verification of the Real-Time Distribution State Estimation; Balkan Power Centre Report, Workshop T.1.3, Operation and Control of RES in Isolated Regions, Belgrade, Nov. 2005.
8. D.L.Lubkeman, J.Zhang, A.K.Ghosh, R.H.Jones: Field Results for a Distribution Circuit State Estimator Implementation; IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.15, No.1, January 2000, pp. 399-406
9. G.S.Švenda, V.C.Strezoski, Ž.Popović: Verifikacija estimacije stanja na distributivnoj mreži Bačke Topole; II Jugoslovensko savetovanje o elektrodistributivnim mrežama – "JUKO CIRED", Herceg Novi, 26.-29. septembar 2000, ref. R-4.08, str. R-4.08/1-8
10. Atanackovic Đ., Dabic V.: Deployment of Real-Time State Estimator and Load Flow in BC Hydro DMS - Challenges and Opportunities; 2013 IEEE PES GM, Vancouver, BC, 21-25 July 2013, pp. 1-5.
11. Švenda G., Strezoski V.: Distribution State Estimation: Wishes and Practical Possibilities; 2013 IEEE PES GM – Shaping the Future Energy Industry, Vancouver, BC, 21-25 July 2013; No. GM2515 – Lecture invited by IEEE PES Committees; <http://www3.ece.neu.edu/~abur/ieee/PES2013/Paper4.pdf>
12. Švenda G., Strezoski V.: Distribution State Estimation in Real-Life: Challenges and Experiences; 2014 IEEE PES GM, Washington, National Harbor, MD, USA, 27-31 July 2014; Panel Session: State Estimation for Distribution System Monitoring and Control-Implementation Challenges; No. 14PESGM-2761 – Lecture invited by IEEE PES Committees
13. Johnson M.: Application of Distribution State Estimation in Duke Energy's DSDR Carolinas Project; 2014 IEEE PES GM, Washington, National Harbor, MD, USA, 27-

- 31 July 2014; Panel Session: State Estimation for Distribution System Monitoring and Control-Implementation Challenges, No. 14PESGM-2760 – Lecture invited by IEEE PES Committees
14. Simendić Z., Strezoski V., Švenda G.: In-Field Verification of the Real-Time Distribution State Estimation; 18th CIRED, Turin, June 2005, Session No.3
 15. Katić N., Fei L., Švenda G., Yongji Z.: Distribution State Estimation Field Testing; 5th CIGRE, Shanghai, September 2012, Paper FP0647, pp. 1-4
 16. Katić N., Fei L., Švenda G., Yongji Z.: Field Testing of Distribution State Estimation; 22th CIRED, Stockholm, 10-13 Jun 2013; Session 3, Manuscript 0335, pp. 1-4
 17. Lembo G.D., Petroni P., Noce C.: Reduction of Power Losses and CO₂ Emissions: Accurate Network Data to Obtain Good Performance of DMS Systems; 20th CIRED, Prague, June 2009, Session No.4, Paper No. 0362
 18. Baran M.E, Kelley A.W.: State Estimation for Real Time Monitoring of Distribution System, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1601-1609, 1994.
 19. Lu C.N, Teng J.H, Liu W.H.E.: Distribution System State Estimation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 229-240, 1995.
 20. Baran M.E, Kelley A.W.: A Branch Current Based State Estimation Method for Distribution Systems, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 483-491, 1995.
 21. Ghosh A.K, Lubkeman D.L, Downey M.J, Jones R.H.: Distribution Circuit State Estimation Using Probabilistic Approach, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, 1997.
 22. Roytelman I, Shahidehpour S.M.: State Estimation for Electric Power Distribution Systems in Quasy Real Time Conditions, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, no. 4, 1993, pp. 2009-2015
 23. Celik M.K, Liu W.H.E.: A Practical Distribution State Calculation Algorithm, IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, Vol. 1, 1999, pp. 442-447
 24. Monticelli A.: State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach; Norwell, MA: Kluwer, 1999.
 25. Abur A., Gomez-Exposito A.: Power System State Estimation: Theory and Implementation; Marcel Dekker, 2004.
 26. Li K.: State Estimation for Power Distribution System and Measurement Impacts; IEEE Trans. on PS, vol. 11, no. 2, pp. 911-916, 1996
 27. Meliopoulos A.P., Zhang F.: Multiphase Power Flow and State Estimation for Power Distribution Systems; IEEE Trans. on PS, vol. 11, no. 2, pp. 939-946, 1996.
 28. Đafić I., Gilles M., Jabr R.A., Pal.B.C.: Real Time Estimation of Loads in Radial and Unsymmetrical Three-Phase Distribution Networks; IEEE Trans. on PS, vol. 28, no. 4, Nov. 2013, pp. 4839-4848.
 29. Rousseaux P., Toubeau J.-F., Z. De Greve, Vallee F., Glavic M., T. Van Cutsem: A new formulation of state estimation in distribution systems including demand and generation states, PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, Eindhoven, June 29-July 2 2015, pp. 1-6
 30. Nusrat N., Lopatka P., Irving M.R., Taylor G.A., Salvini S., Wallom D.C.H.: An Overlapping Zone-Based State Estimation Method for Distribution Systems, IEEE Trans. on SG, vol. 6, no. 4, July 2015, pp. 2126-2133

31. Sun H.B, Zhang B.M.: Global State Estimation for Whole Transmission and Distribution Networks; *Electric Power System Research*, 74, 2005, pp. 187-195.
32. Gomez-Exposito A., Abur A., de la Villa Jean A., Gomez-Quiles C.: A Multilevel State Estimation Paradigm for Smart Grids; *Proceedings of the IEEE*, 2011, 99, (6), pp. 952-976
33. Deng Y., He Y., Zhang B.: A Branch-Estimation-Based State Estimation Method for Radial Distribution Systems; *IEEE Trans. on PWRD*, vol. 17, no. 4, 2002, pp. 1057-1062
34. Leite J.B., Mantovani J.R.S.: Distribution System State Estimation Using the Hamiltonian Cycle Theory, *IEEE Trans. on SG*, vol. 7, no. 1, Jan. 2016, pp. 366-375
35. Sharma A., Srivastava S.C., Chakrabarti S.: Multi-agent-based dynamic state estimator for multi-area power system, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 1, 17 2016, pp. 131-141
36. Lin W.M., Teng J.H., Chen S.J.: A Highly Efficient Algorithm in Treating Current Measurements for the Branch-Current-Based Distribution State Estimation; *IEEE Trans. on PWRD*, 2001, 16, (3), pp. 433-439
37. Wang H., Schulz N.N.: A Revised Branch Current-Based Distribution System State Estimation Algorithm and Meter Placement Impact; *IEEE Trans. on PS*, 2004, 19, (1), pp. 207-213
38. D.Thukarama, Jovitha Jerome, C.Surapong: A Robust Three-Phase State Estimation Algorithm for Distribution Networks; *Electric Power Systems Research*, Vol.55, Sep. 2000, pp. 191-200
39. W Miranda V., Pereira J.: Load Allocation in DMS with a Fuzzy State Estimator; *IEEE Trans. on PS*, vol. 15, no. 2, 2000, pp. 529-534
40. Manitasas E., Singh R., Pal B.C., Strbac G.: Distribution System State Estimation Using an Artificial Neural Network Approach for Pseudo Measurement Modeling; *IEEE Trans. on PS*, vol. 27, no. 4, 2012, pp. 1888-1896
41. Leite J.B., Mantovani J.R.S.: Distribution System State Estimation Using the Hamiltonian Cycle Theory, *IEEE Trans. on SG*, vol. 7, no. 1, Jan. 2016, pp. 366-375
42. Ranković A., Maksimović M.B., Sarić T.A.: A Three-Phase State Estimation in Active Distribution Networks, *EPES*, vol. 54, 2014, pp. 154-162
43. Rana M.M., Li L.: Controlling the Distributed Energy Resources Using Smart Grid Communications, 12th International Conference on Information Technology – New Generations (ITNG), Las Vegas, NV, Apr. 2015, pp. 490-495
44. Hoffman R, Lefebvre S, Prevost J.: Distribution State Estimation: A Fundamental Requirement for the Smart Grid, *DistribuTech*, 2010.
45. Stott B., Alsac O.: Fast Decoupled Load Flow, *IEEE Trans. on PS*, PAS-93, no.3, May 1974, pp. 859-869.
46. Baran M.E.: Data Requirements for Real-Time Monitoring and Control of Feeders; *Proceedings of IEEE Winter Meeting '99*, New York, N.Y, 1999, pp. 374-376.
47. Švenda, G., Strezoski, V., and Kanjuh, S.: Real-life distribution state estimation integrated in the distribution management system, *Int Trans Electr Energ Syst*, 2016, doi: 10.1002/etep.2296.
48. W.Li, J.Zhou, X. Xiong, J. Lu: A Statistic-Fuzzy Technique for Clustering Load Curves, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 22, no. 2, May 2007, pp. 890-899.

49. Kuzmanović S., Švenda G., Ovcin Z.: Practical Statistical Methods in Distribution Load Estimation; 20th CIRED, Prague, June 2009, Session no.4, Paper no. 0585.
50. Ghosh A.K., Lubkeman D.L., Jones R.H.: Load Modeling for Distribution Circuit State Estimation, IEEE Trans. on PWRD, vol.12, no. 2, Apr. 1997, pp. 999-1005
51. Strezoski V.: A New Scaling Concept in Power System Analysis; IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 143, no. 5, 1996, pp. 399-406
52. Shirmohammadi D, Hong H.W, Semlyen A, Luo G.X.: A Compensation-Based Power Flow Method for Weekly Meshed Distribution and Transmission Networks, IEEE Trans. on PS, no. 2, 1998, pp. 753-762
53. Strezoski V., Vidović P.: Power Flow for General Mixed Distribution Network; Int. Trans. Electr. Energ. Syst., vol. 25, Aug. 2014, pp. 2455-2471
54. Kanjuh S.: Estimacija stanja distributivnih mreža integrisana u DMS, magistarski rad, Fakultet tehničkih nauka, Univerzitet u Novom Sadu, 2012.
55. Švenda G., Simendić Z., Strezoski V.: Advance Voltage Control Integrated in DMS, EPES, vol. 43, Issue 1, Dec. 2012, pp. 333-343
56. Zhong S., Abur A.: Auto Tuning of Measurement Weights in WLS State Estimation, IEEE Trans. on PS, vol. 9, no. 4, Nov. 2004, pp. 2006-2013
57. S. Chen, Z. Wei, G. Sun, N. Lu, Y. Sun and Y. Zhu: Multi-area distributed three-phase state estimation for unbalanced active distribution networks, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 5, no. 5, Sep. 2017. pp. 767-776,
58. R.G. Ross Jr: Design Techniques for Flat-Plate Photovoltaic Arrays, Proceedings of 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Orlando, Florida, May 12-15, 1981, pp. 811-817
59. P. Yuan, W. Zhang and J. Chen: A Network Partition Approach for Distributed Three-phase State Estimation of Active Distribution Networks, 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, OR, 2018, pp. 1-5.
60. Matthijs B., Erb J., Binder J.: Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation, 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Sep. 2019
61. Sun M., Wang Y; Strbac G., Kang C.: Probabilistic Peak Load Estimation in Smart Cities Using Smart Meter Data, IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 66, no. 2, Feb. 2019, pp. 1608 - 1618
62. Yu L., Kong X., Chen Y.: Internal state estimation for distribution network with PMU measurement information, 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), May 2019
63. IEA, Covid-19 impact on electricity, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/covid-19-impact-on-electricity>, 2020
64. Primadianto A., Lu C.: A Review on Distribution System State Estimation, IEEE Trans. on PS, vol. 32, no. 5, Sep. 2017, pp. 3875-3883
65. Švenda G., Nahman J.: Transformer Phase Coordinate Models Extended for Grounding System Analysis; IEEE Trans. on PWRD, vol. 17, no. 4, Oct. 2002, pp. 1023-1029
66. Xinyang Z., Zhiyuan L., Yi G., Changhong Z., Jianqiao H., Lijun Ch.: Gradient-Based Multi-Area Distribution System State Estimation, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 6, Nov. 2020, pp. 5325-5338,

67. Ni F., Nguyen P., Cobben J., Van den Brom H., D. Zhao D.: Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol 98, June 2018, pp. 463-473
68. Zhi F., Yuzhang L., Shaojian S., Chunng S., Xiaofeng L., Gang Ch.: Active distribution system state estimation incorporating photovoltaic generation system model, *Electric Power Systems Research*, vol. 182., May 2020.
69. Amiri K. , Kazemzadeh R.: Enhancement of two-step state estimation performance in unbalanced distribution networks, *Computers & Electrical Engineering*, vol 86, Sep. 2020
70. Tsitsimelis A., Anton-Haro C.: A regularized state estimation scheme for a robust monitoring of the distribution grid, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, May 2020
71. Nainar K., Iov F.: Smart Meter Measurement-Based State Estimation for Monitoring of Low-Voltage Distribution Grids, *Energies*, vol. 13, Oct. 2020
72. Eghbali O., Kazemzadeh R., Amiri K.: Multi-Area State Estimation Based on PMU Measurements in Distribution Networks, *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, vol. 8, no. 1, Feb. 2020, pp. 65-74.

10 PRILOG

U ovoj glavi je priložen materijal kao podrška prethodno izloženom procesu estimacije stanja aktivnih DM.

10.1 Preslikavanje opterećenja transformatora

U ovom prilogu detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja opterećenja sa jednog kraja na drugi kraj trofaznih transformatora.

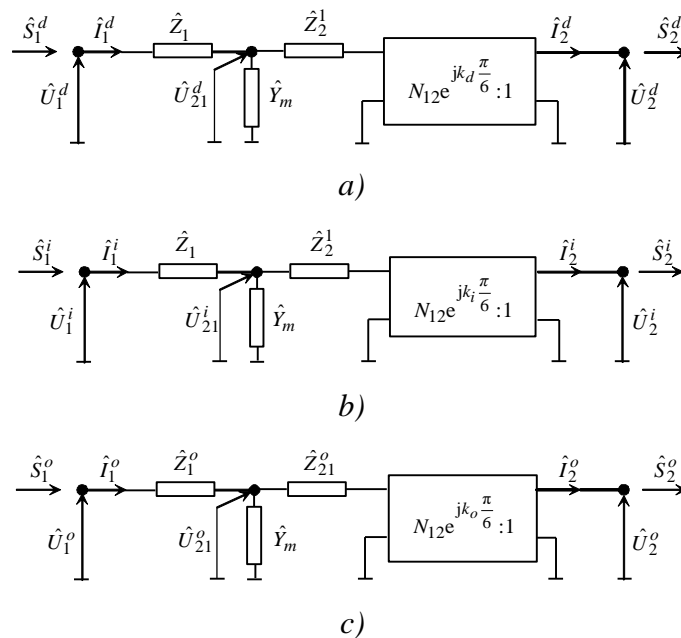
Konačni izrazi preslikavanja opterećenja dvonamotajnih i tronamotajnih trofaznih transformatora su prikazani u tabelama Tabela 10.1 i

Tabela 10.2, respektivno.

10.1.1 Dvonamotajni trofazni transformatori sprege $Y_{N}Y_n$

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja faznih snaga sa strane sekundara na stranu primara i obrnuto za dvonamotajne trofazne transformatore sprege $Y_{N}Y_n$.

Konačni izrazi, za različite sprege transformatora, prikazani su u tabeli Tabela 10.1. Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege $Y_{N}Y_n$ za simetrične režime direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda su prikazane na slici Slika 10.1.



Slika 10.1 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege $Y_{N}Y_n$ za simetrične režime a) direktnog (d), b) inverznog (i) i c) nultog (o) redosleda

10.1.1.1 Sekundar \rightarrow Primar

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja faznih snaga sa strane sekundara na stranu primara za dvonamotajne trofazne transformatore sprege $Y_{N}Y_n$.

Na osnovu slike Slika 10.1 važe sledeći izrazi za struju primara u simetričnim režimima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d / \hat{m}_d^* + \hat{U}_{21}^d \hat{Y}_m \\ \hat{I}_2^i / \hat{m}_i^* + \hat{U}_{21}^i \hat{Y}_m \\ \hat{I}_2^o / \hat{m}_o^* + \hat{U}_{21}^o \hat{Y}_m \end{bmatrix}, \quad (10.1)$$

gde su $\hat{m}_d, \hat{m}_i, \hat{m}_o$ kompleksni prenosni odnosi transformatora simetričnog režima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda:

$$\hat{m}_d = N_{12} e^{jk_d \frac{\pi}{6}}, \quad (10.2a)$$

$$\hat{m}_i = N_{12} e^{jk_i \frac{\pi}{6}}, \quad (10.2b)$$

$$\hat{m}_o = N_{12} e^{jk_o \frac{\pi}{6}}, \quad (10.2c)$$

gde je N_{12} prenosni odnos nominalnih napona primara i sekundara dvonamotajnog transformatora:

$$N_{12} = \frac{V_{n1}}{V_{n2}}. \quad (10.2d)$$

Naponi na impedansi magnećenja u domenu simetričnih komponenti se određuju sledećom matičnom relacijom:

$$\begin{bmatrix} \hat{U}_{21}^d \\ \hat{U}_{21}^i \\ \hat{U}_{21}^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d - \hat{Z}_1 \hat{I}_1^d \\ \hat{U}_1^i - \hat{Z}_1 \hat{I}_1^i \\ \hat{U}_1^o - \hat{Z}_1 \hat{I}_1^o \end{bmatrix}. \quad (10.3)$$

Kada se izraz (10.3) uvrsti u relaciju (10.1) dolazi se do sledećeg izraza:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} (\hat{I}_2^d / \hat{m}_d^* + \hat{Y}_m \hat{U}_1^d) \\ \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} (\hat{I}_2^i / \hat{m}_i^* + \hat{Y}_m \hat{U}_1^i) \\ \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} (\hat{I}_2^o / \hat{m}_o^* + \hat{Y}_m \hat{U}_1^o) \end{bmatrix}, \quad (10.4)$$

gde su umesto impedansi primara, uvedene admitanse:

$$\hat{Y}_1 = \frac{1}{\hat{Z}_1}, \quad (10.5a)$$

$$\hat{Y}_1^o = \frac{1}{\hat{Z}_1^o}. \quad (10.5b)$$

Uvođenjem sledećih koeficijenata:

$$\hat{c}_d = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1}, \quad (10.6a)$$

$$\hat{c}_o = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1^o}, \quad (10.6b)$$

u izraz (10.4), dolazi se do sledećeg pojednostavljenog izraza zavisnosti struje primara od struje sekundara i napona primara u domenu simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{c}_d / \hat{m}_d^* & & \\ & \hat{c}_d / \hat{m}_i^* & \\ & & \hat{c}_o / \hat{m}_o^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} + Y_m \begin{bmatrix} \hat{c}_d & & \\ & \hat{c}_d & \\ & & \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix}. \quad (10.7)$$

Na osnovu matrica transformacija faznog domena u domen simetričnih komponenti i domena simetričnih komponenti u fazni domen, važe sledeće zavisnosti struja faznog i simetričnog domena:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}^a \\ \hat{I}^b \\ \hat{I}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}^d \\ \hat{I}^i \\ \hat{I}^o \end{bmatrix} \quad \text{i} \quad (10.8a)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{I}^d \\ \hat{I}^i \\ \hat{I}^o \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}^a \\ \hat{I}^b \\ \hat{I}^c \end{bmatrix}. \quad (10.8b)$$

Na osnovu relacija (10.7) i (10.8) dolazi se do sledećeg izraza:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} = \frac{1}{3N_{12}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{c}_d e^{jk\frac{\pi}{6}} & & \\ & \hat{c}_d e^{-jk\frac{\pi}{6}} & \\ & & \hat{c}_o e^{jk_o\frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} + \\ + \frac{1}{3} \hat{Y}_m \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{c}_d & & \\ & \hat{c}_d & \\ & & \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}, \quad (10.9)$$

gde je:

$$k = k_d = -k_i. \quad (10.10)$$

Ako se sledeći izrazi zavisnosti struje primara (sekundara) od kompleksne snage i napona primara (sekundara):

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{U}_1^{a*} & & \\ & \hat{U}_1^{b*} & \\ & & \hat{U}_1^{c*} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix}, \quad (10.11a)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{U}_2^{a*} & & \\ & \hat{U}_2^{b*} & \\ & & \hat{U}_2^{c*} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix}, \quad (10.11b)$$

uvrste u izraz (10.9) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih napona primara, dolazi se do konačnog izraza za preslikavanje snage sa strane sekundara na stranu primara:

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{12}^{aa} & \hat{d}_{12}^{ab} & \hat{d}_{12}^{ac} \\ \hat{d}_{12}^{ba} & \hat{d}_{12}^{bb} & \hat{d}_{12}^{bc} \\ \hat{d}_{12}^{ca} & \hat{d}_{12}^{cb} & \hat{d}_{12}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{12}^a \\ \hat{w}_{12}^b \\ \hat{w}_{12}^c \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{S}_1 = \mathbf{D}_{12} \mathbf{S}_2 + \mathbf{W}_{12}, \quad (10.12)$$

gde su elementi matrice koeficijenta \mathbf{D}_{12} i vektora koeficijenata \mathbf{W}_{12} definisani sledećim izrazima:

$$\hat{d}_{12}^{ff} = \frac{1}{3N_{12}} (2\hat{c}_d \cos k \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^f / \hat{U}_2^f)^*, \quad f = a, b, c; \quad (10.13a)$$

$$\hat{d}_{12}^{ab} = \frac{1}{3N_{12}} (2\hat{c}_d \cos(k+4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^b)^*; \quad (10.13b)$$

$$\hat{d}_{12}^{ac} = \frac{1}{3N_{12}} (2\hat{c}_d \cos(k-4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^c)^*; \quad (10.13c)$$

$$\hat{d}_{12}^{bc} = \frac{1}{3N_{12}} (2\hat{c}_d \cos(k+4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^c)^*; \quad (10.13d)$$

$$\hat{d}_{12}^{ca} = \frac{1}{3N_{12}} (2\hat{c}_d \cos(k+4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^a)^*; \quad (10.13e)$$

$$\hat{d}_{12}^{cb} = \frac{1}{3N_{12}} (2\hat{c}_d \cos(k-4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^b)^*; \quad (10.13f)$$

$$\hat{w}_{12}^a = \hat{U}_1^{a*} (\hat{b}_1 \hat{U}_1^a + \hat{b}_2 \hat{U}_1^b + \hat{b}_2 \hat{U}_1^c), \quad (10.14a)$$

$$\hat{w}_{12}^b = \hat{U}_1^{b*} (\hat{b}_2 \hat{U}_1^a + \hat{b}_1 \hat{U}_1^b + \hat{b}_2 \hat{U}_1^c), \quad (10.14b)$$

$$\hat{w}_{12}^c = \hat{U}_1^{c*} (\hat{b}_2 \hat{U}_1^a + \hat{b}_2 \hat{U}_1^b + \hat{b}_1 \hat{U}_1^c), \quad (10.14c)$$

gde su koeficijeneti \hat{b}_1 i \hat{b}_2 definisani sledećim izrazima:

$$\hat{b}_1 = \frac{\hat{Y}_m}{3} (2\hat{c}_d + \hat{c}_o), \quad (10.15a)$$

$$\hat{b}_2 = \frac{\hat{Y}_m}{3} (-\hat{c}_d + \hat{c}_o). \quad (10.15b)$$

10.1.1.2 *Primar* → *Sekundar*

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja faznih snaga sa strane primara na stranu sekundara za dvonamotajne trofazne transformatore sprege Y_{NY_n} . Na osnovu slike Slika 10.1 važe sledeći izrazi za određivanje struje sekundara u domenu simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{m}_d^*/\hat{c}_d & & \\ & \hat{m}_i^*/\hat{c}_d & \\ & & \hat{m}_o^*/\hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} - \hat{Y}_m \begin{bmatrix} \hat{m}_d^* \\ \hat{m}_i^* \\ \hat{m}_o^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix}, \quad (10.16)$$

gde su \hat{m}_d, \hat{m}_i i \hat{m}_o kompleksni prenosni odnosi transformatora simetričnog režima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda, definisani izrazima (10.2), a koeficijenti \hat{c}_d i \hat{c}_o su definisani izrazima (10.6). Na osnovu relacija (10.8) i (10.16) dolazi se do sledećeg izraza:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} = \frac{N_{12}}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk\frac{\pi}{6}/\hat{c}_d} & & \\ & e^{jk\frac{\pi}{6}/\hat{c}_i} & \\ & & e^{-jk_o\frac{\pi}{6}/\hat{c}_o} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\ - \frac{N_{12}}{3} \hat{Y}_m \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk\frac{\pi}{6}} & \\ & & e^{-jk_o\frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}. \quad (10.17)$$

Odnosno:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} &= \frac{N_{12}}{3} \begin{bmatrix} \frac{2}{\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & \frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & \frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \\ \frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & \frac{2}{\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & \frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \\ \frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & \frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & \frac{2}{\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{N_{12}}{3} \hat{Y}_m \begin{bmatrix} 2 \cos k \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & 2 \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & 2 \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \\ 2 \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & 2 \cos k \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & 2 \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \\ 2 \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & 2 \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} & 2 \cos k \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}.
\end{aligned} \tag{10.18}$$

Ako se izrazi (10.11) uvrste u izraz (10.18) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih napona sekundara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sa strane primara na stranu sekundara:

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{21}^{aa} & \hat{d}_{21}^{ab} & \hat{d}_{21}^{ac} \\ \hat{d}_{21}^{ba} & \hat{d}_{21}^{bb} & \hat{d}_{21}^{bc} \\ \hat{d}_{21}^{ca} & \hat{d}_{21}^{cb} & \hat{d}_{21}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{21}^a \\ \hat{w}_{21}^b \\ \hat{w}_{21}^c \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{S}_2 = \mathbf{D}_{21} \mathbf{S}_1 + \mathbf{W}_{21}; \tag{10.19}$$

gde su elementi matrice koeficijenta \mathbf{D}_{21} i vektora koeficijenata \mathbf{W}_{21} definisani sledećim izrazima:

$$\hat{d}_{21}^{ff} = \frac{N_{12}}{3} \left(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \right) (\hat{U}_2^f / \hat{U}_1^f)^*, \quad f = a, b, c; \tag{10.20a}$$

$$\hat{d}_{21}^{ab} = \frac{N_{12}}{3} \left(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \right) (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^b)^*, \tag{10.20b}$$

$$\hat{d}_{21}^{ac} = \frac{N_{12}}{3} \left(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \right) (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^c)^*, \tag{10.20c}$$

$$\hat{d}_{21}^{ba} = \frac{N_{12}}{3} \left(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \right) (\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^a)^*, \tag{10.20d}$$

$$\hat{d}_{21}^{bc} = \frac{N_{12}}{3} \left(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \right) (\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^c)^*, \tag{10.20e}$$

$$\hat{d}_{21}^{ca} = \frac{N_{12}}{3} \left(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \right) (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^a)^*, \tag{10.20f}$$

$$\hat{d}_{21}^{cb} = \frac{N_{12}}{3} \left(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}} \right) (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^b)^*, \quad (10.20g)$$

$$\hat{w}_{21}^a = \hat{U}_2^{a*} (\hat{b}_1 \hat{U}_1^a + \hat{b}_3 \hat{U}_1^b + \hat{b}_2 \hat{U}_1^c), \quad (10.21a)$$

$$\hat{w}_{21}^b = \hat{U}_2^{b*} (\hat{b}_2 \hat{U}_1^a + \hat{b}_1 \hat{U}_1^b + \hat{b}_3 \hat{U}_1^c), \quad (10.21b)$$

$$\hat{w}_{21}^c = \hat{U}_2^{c*} (\hat{b}_3 \hat{U}_1^a + \hat{b}_2 \hat{U}_1^b + \hat{b}_1 \hat{U}_1^c), \quad (10.21c)$$

gde su koeficijeneti \hat{b}_1 , \hat{b}_2 i \hat{b}_3 definisani sledećim izrazima:

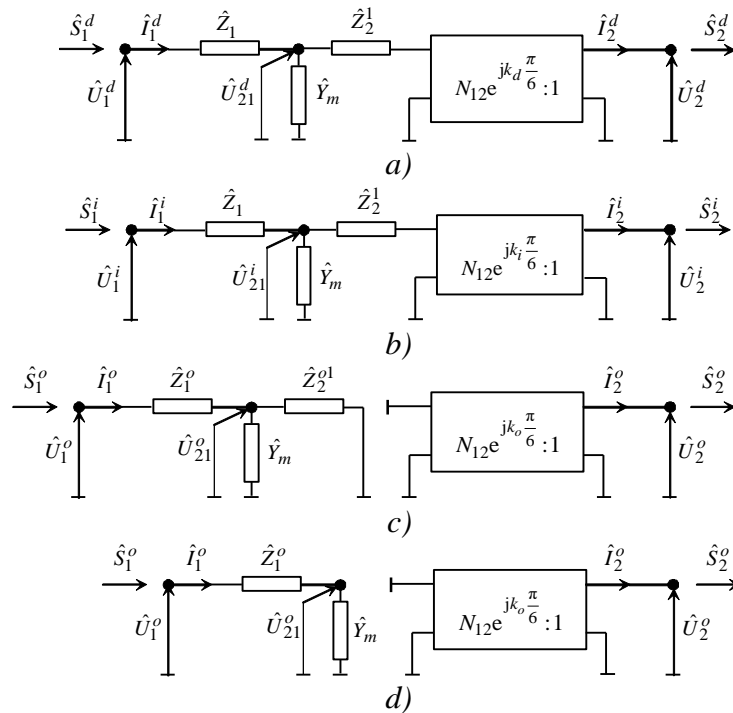
$$\hat{b}_1 = \frac{N_{12}}{3} \hat{Y}_m (2 \cos k \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}}), \quad (10.22a)$$

$$\hat{b}_2 = \frac{N_{12}}{3} \hat{Y}_m (2 \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}}), \quad (10.22b)$$

$$\hat{b}_3 = \frac{N_{12}}{3} \hat{Y}_m (2 \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}}). \quad (10.22c)$$

10.1.2 Dvonamotajni trofazni transformatori sprege Y_{Nd} i Y_{Ny}

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza za preslikavanje faznih snaga sa strane primara na stranu sekundara i obrnuto za dvonamotajne trofazne transformatore sprege Y_{Nd} i Y_{Ny} . Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege Y_{Nd} i Y_{Ny} za simetrične režime direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda su prikazane na slici Slika 10.2.



Slika 10.2 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege $Y_{Nd}k$ i $Y_{Ny}k$ za simetrične režime redosleda: a) direktnog (d), b) inverznog (i), c) nultog (o) za spregu $Y_{Nd}k$ i d) nultog (o) za spregu $Y_{Ny}k$

10.1.2.1 *Sekundar* \rightarrow *Primar*

U ovom delu priloga 10.1 prikazano je izvođenje izraza za preslikavanje faznih snaga sa strane sekundara na stranu primara za dvonamotajne trofazne transformatore sprege Y_{Nd} i Y_{Ny} .

Za spregu Y_{Nd} , na osnovu slikeSlika 10.2, važe sledeći izrazi za određivanje struje primara u domenu simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} \begin{bmatrix} 1/\hat{m}_d^* & & \\ & 1/\hat{m}_i^* & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\hat{Y}_m}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} & & \\ & \frac{\hat{Y}_m}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} & \\ & & \frac{\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{o1} + \hat{Y}_1^o}{\hat{Y}_1^o (\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{o1})} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix} \quad (10.23)$$

gde su \hat{m}_d i \hat{m}_i kompleksni prenosni odnosi transformatora simetričnog režima direktnog (d) i inverznog (i) redosleda, definisani izrazima (10.2), a admitanse u domenu simetričnih komponenti su izražene preko impedansi u domenu simetričnih komponenti, sledećim relacijama:

$$\hat{Y}_1 = \frac{1}{\hat{Z}_1}, \quad (10.24a)$$

$$\hat{Y}_1^o = \frac{1}{\hat{Z}_1^o}, \quad (10.24b)$$

$$\hat{Y}_2^{o1} = \frac{1}{\hat{Z}_2^{o1}}. \quad (10.24c)$$

Za spregu Y_{Ny} , na osnovu slikeSlika 10.2, važe sledeći izrazi za određivanje struje primara u domenu simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} \begin{bmatrix} 1/\hat{m}_d^* & & \\ & 1/\hat{m}_i^* & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\hat{Y}_m}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} & & \\ & \frac{\hat{Y}_m}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1} & \\ & & \frac{\hat{Y}_m + \hat{Y}_1^0}{\hat{Y}_m \hat{Y}_1^0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix} \quad (10.25)$$

Kada se uvedu sledeći koeficijenti:

$$\hat{c}_d = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1}; \quad (10.26a)$$

$$\hat{c}_o = \begin{cases} \frac{\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{01} + \hat{Y}_1^0}{(\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{01})\hat{Y}_1^0}, & \text{za spregu } Y_{Nd}; \\ \frac{\hat{Y}_m + \hat{Y}_1^0}{\hat{Y}_m \hat{Y}_1^0}, & \text{za spregu } Y_{Ny}. \end{cases} \quad (10.26b)$$

izraz (10.25) se može predstaviti sledećim izrazom:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{c}_d / \hat{m}_d^* \\ \hat{c}_d / \hat{m}_i^* \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{Y}_m \hat{c}_d & \\ & \hat{Y}_m \hat{c}_d \\ & & \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix}. \quad (10.27)$$

Na osnovu relacija (10.8) i (10.27) dolazi se do sledećeg izraza:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} = \frac{\hat{c}_d}{3N_{12}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{jk\frac{\pi}{6}} \\ e^{-jk\frac{\pi}{6}} \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} + \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{Y}_m \hat{c}_d & \\ & \hat{Y}_m \hat{c}_d \\ & & \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}. \quad (10.28)$$

Odnosno:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \begin{bmatrix} \cos k\frac{\pi}{6} & \cos(4+k)\frac{\pi}{6} & \cos(4-k)\frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k)\frac{\pi}{6} & \cos k\frac{\pi}{6} & \cos(4+k)\frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k)\frac{\pi}{6} & \cos(4-k)\frac{\pi}{6} & \cos k\frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} + \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o & -\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o & -\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o \\ -\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o & 2\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o & -\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o \\ -\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o & -\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o & 2\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}. \quad (10.29)$$

Ako se izrazi zavisnosti struje primara (sekundara) od kompleksne snage i napona primara (sekundara) (10.11) uvrste u izraz (10.29) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih napona primara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sa strane sekundara na stranu primara (10.12).

Elementi vektora koeficijenta \mathbf{W}_{12} su definisani izrazima (10.14), gde su koeficijenti \hat{b}_1 i \hat{b}_2 definisani sledećim izrazima:

$$\hat{b}_1 = \frac{1}{3}(2\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o), \quad (10.30a)$$

$$\hat{b}_2 = \frac{1}{3}(-\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o), \quad (10.30b)$$

dok su elementi matrice koeficijenta \mathbf{D}_{12} određeni sledećim izrazima:

$$\hat{d}_{12}^{ff} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} (\hat{U}_1^f / \hat{U}_2^f)^* \cos k \frac{\pi}{6}, \quad f = a, b, c; \quad (10.31a)$$

$$\hat{d}_{12}^{ab} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^b)^* \cos(k+4) \frac{\pi}{6}, \quad (10.31b)$$

$$\hat{d}_{12}^{ac} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^c)^* \cos(4-k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.31c)$$

$$\hat{d}_{12}^{ba} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^a)^* \cos(4-k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.31d)$$

$$\hat{d}_{12}^{bc} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^c)^* \cos(4-k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.31e)$$

$$\hat{d}_{12}^{ca} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^a)^* \cos(k+4) \frac{\pi}{6}, \quad (10.31f)$$

$$\hat{d}_{12}^{cb} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^b)^* \cos(4-k) \frac{\pi}{6}. \quad (10.31g)$$

10.1.2.2 *Primar* → *Sekundar*

U ovom delu priloga 10.1 prikazano je izvođenje izraza za preslikavanje faznih snaga sa strane primara na stranu sekundara za dvonamotajne trofazne transformatore sprege Y_{Nd} i Y_{Ny} .

Na osnovu slike Slika 10.2 važe sledeći izrazi za određivanje struje sekundara u domenu simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} = \frac{1}{\hat{c}_d} \begin{bmatrix} \hat{m}_d^* & & \\ & \hat{m}_i^* & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} - \hat{Y}_m \begin{bmatrix} \hat{m}_d^* & & \\ & \hat{m}_i^* & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix}, \quad (10.32)$$

gde su \hat{m}_d i \hat{m}_i kompleksni prenosni odnosi transformatora simetričnog režima direktnog (d) i inverznog (i) redosleda, definisani izrazima (10.2), a koeficijent \hat{c}_d je definisan izrazom (10.26).

Kada se primene relacije (10.8), izraz (10.32) postaje:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} &= \frac{N_{12}}{3\hat{c}_d} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk\frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{N_{12}}{3} \hat{Y}_m \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk\frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}.
\end{aligned} \tag{10.33}$$

Odnosno:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} &= \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \begin{bmatrix} \cos k \frac{\pi}{6} & \cos(4-k) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k) \frac{\pi}{6} & \cos k \frac{\pi}{6} & \cos(4-k) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k) \frac{\pi}{6} & \cos k \frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \begin{bmatrix} \cos k \frac{\pi}{6} & \cos(4-k) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k) \frac{\pi}{6} & \cos k \frac{\pi}{6} & \cos(4-k) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k) \frac{\pi}{6} & \cos k \frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}.
\end{aligned} \tag{10.34}$$

Ako se izrazi (10.11) uvrste u izraz (10.34) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih napona sekundara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sa strane primara na stranu sekundara (10.19).

Elementi vektora koeficijenta \mathbf{W}_{21} su definisani izrazima (10.21), gde su koeficijenti \hat{b}_1 , \hat{b}_2 i \hat{b}_3 definisani sledećim izrazima:

$$\hat{b}_1 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos k \frac{\pi}{6}, \tag{10.35a}$$

$$\hat{b}_2 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4-k) \frac{\pi}{6}, \tag{10.35b}$$

$$\hat{b}_3 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4+k) \frac{\pi}{6}, \tag{10.35c}$$

dok su elementi matrice koeficijenta \mathbf{D}_{21} određeni sledećim izrazima:

$$\hat{d}_{21}^{ff} = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} (\hat{U}_2^f / \hat{U}_1^f)^* \cos k \frac{\pi}{6}, \quad f = a, b, c, \quad (10.36a)$$

$$\hat{d}_{21}^{ab} = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^b)^* \cos(4-k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.36b)$$

$$\hat{d}_{21}^{ac} = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^c)^* \cos(4+k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.36c)$$

$$\hat{d}_{21}^{ba} = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} (\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^a)^* \cos(4+k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.36d)$$

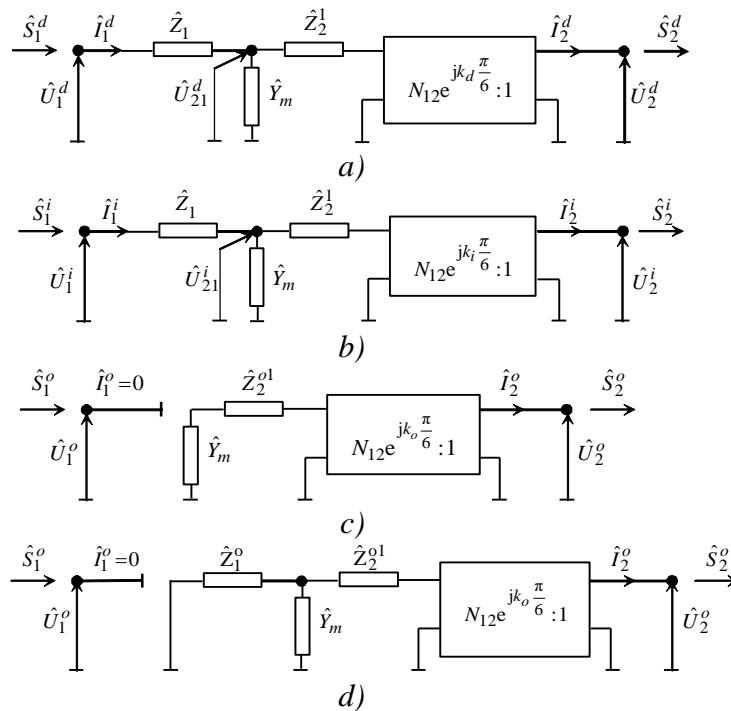
$$\hat{d}_{21}^{bc} = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} (\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^c)^* \cos(4-k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.36e)$$

$$\hat{d}_{21}^{ca} = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^a)^* \cos(4-k) \frac{\pi}{6}, \quad (10.36f)$$

$$\hat{d}_{21}^{cb} = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^b)^* \cos(4+k) \frac{\pi}{6}. \quad (10.36g)$$

10.1.3 Dvonamotajni transformatora sprege Y_{n} i D_{n}

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza za preslikavanje faznih snaga sa strane primara na stranu sekundara i obrnuto za dvonamotajne trofazne transformatore sprege Y_{n} i D_{n} . Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege Y_{n} i D_{n} za simetrične režime direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda su prikazane na slici Slika 10.3.



Slika 10.3 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege $Y_{n,k}$ i $D_{n,k}$ za simetrične režime redosleda a) direktnog (d), b) inverznog (i), c) nultog (o) za sprege $Y_{n,k}$ i d) nultog (o) za sprege $D_{n,k}$

10.1.3.1 *Sekundar* → *Primar*

U ovom delu priloga 10.1 prikazano je izvođenje izraza za preslikavanje faznih snaga sa strane sekundara na stranu primara za dvonamotajne trofazne transformatore sprege Y_{yn} i D_{yn} .

Na osnovu slike Slika 10.3, važe sledeći izrazi za određivanje struje primara u domenu simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \hat{c}_d \begin{bmatrix} 1/\hat{m}_d^* & & \\ & 1/\hat{m}_i^* & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} + \hat{c}_d \hat{Y}_m \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix}, \quad (10.37)$$

gde su \hat{m}_d i \hat{m}_i kompleksni prenosni odnosi transformatora simetričnog režima direktnog (d) i inverznog (i) redosleda, definisani izrazima (10.2), a koeficijent \hat{c}_d je definisan izrazom (10.26).

Uvažavajući relacije (10.8) u izraz (10.37), dolazi se do sledećeg izraza:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} = \frac{\hat{c}_d}{3N_{12}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{jk\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{-jk\frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} + \frac{\hat{c}_d \hat{Y}_m}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}. \quad (10.38)$$

Odnosno:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \begin{bmatrix} \cos k \frac{\pi}{6} & \cos(4+k) \frac{\pi}{6} & \cos(4-k) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k) \frac{\pi}{6} & \cos k \frac{\pi}{6} & \cos(4+k) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k) \frac{\pi}{6} & \cos(4-k) \frac{\pi}{6} & \cos k \frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} + \frac{\hat{c}_d \hat{Y}_m}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix} \quad (10.39)$$

Ako se izrazi (10.11) uvrste u izraz (10.38) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih fazora napona primara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sa strane sekundara na stranu primara (10.12).

Elementi vektora koeficijenta \mathbf{W}_{12} su definisani izrazima (10.14) gde su koeficijenti \hat{b}_1 i \hat{b}_2 definisani sledećim izrazima:

$$\hat{b}_1 = \frac{2}{3} \hat{Y}_m \hat{c}_d, \quad (10.40a)$$

$$\hat{b}_2 = -\frac{1}{3} \hat{Y}_m \hat{c}_d, \quad (10.40b)$$

dok su elementi matrice koeficijenata \mathbf{D}_{12} definisani izrazima (10.31).

10.1.3.2 *Primar* \rightarrow *Sekundar*

U ovom delu priloga 10.1 prikazano je izvođenje izraza za preslikavanje faznih snaga sa strane primara na stranu sekundara za dvonamotajne trofazne transformatore spregu \mathbf{Y}_{y_n} i \mathbf{D}_{y_n} .

Na osnovu slike Slika 10.3 važe sledeći izrazi za određivanje struje sekundara u domenu simetričnih komponenti:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} = \frac{1}{\hat{c}_d} \begin{bmatrix} \hat{m}_d^* & & \\ & \hat{m}_i^* & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{Y}_m \hat{m}_d^* & & \\ & \hat{Y}_m \hat{m}_i^* & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & N_{12}^2 \hat{Y}_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_2^d \\ \hat{U}_2^i \\ \hat{U}_2^o \end{bmatrix}, \quad (10.41)$$

gde su \hat{m}_d i \hat{m}_i kompleksni prenosni odnosi transformatora simetričnog režima direktnog (d) i inverznog (i) redosleda, definisani izrazima (10.2), koeficijent \hat{c}_d je definisan izrazom (10.26), a admitansa \hat{Y}_a definisana je na sledeći način:

$$\hat{Y}_a = \begin{cases} \frac{\hat{Y}_m \hat{Y}_2^{o1}}{\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{o1}}, & \text{za spregu } \mathbf{Y}_{y_n}; \\ \frac{(\hat{Y}_m + \hat{Y}_1^o) \hat{Y}_2^{o1}}{\hat{Y}_m + \hat{Y}_1^o + \hat{Y}_2^{o1}}, & \text{za spregu } \mathbf{D}_{y_n}. \end{cases} \quad (10.42)$$

Na osnovu relacija (10.8), izraz (10.42) se transformiše u sledeću relaciju:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} &= \frac{N_{12}}{3\hat{C}_d} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk\frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{N_{12}}{3} \hat{Y}_m \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk\frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{N_{12}}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & N_{12}\hat{Y}_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_2^a \\ \hat{U}_2^b \\ \hat{U}_2^c \end{bmatrix}.
\end{aligned} \tag{10.43}$$

Odnosno:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} &= \frac{2N_{12}}{3\hat{C}_d} \begin{bmatrix} \cos k\frac{\pi}{6} & \cos(4-k)\frac{\pi}{6} & \cos(4+k)\frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k)\frac{\pi}{6} & \cos k\frac{\pi}{6} & \cos(4-k)\frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k)\frac{\pi}{6} & \cos(4+k)\frac{\pi}{6} & \cos k\frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \begin{bmatrix} \cos k\frac{\pi}{6} & \cos(4-k)\frac{\pi}{6} & \cos(4+k)\frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k)\frac{\pi}{6} & \cos k\frac{\pi}{6} & \cos(4-k)\frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k)\frac{\pi}{6} & \cos(4+k)\frac{\pi}{6} & \cos k\frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix} - \frac{N_{12}^2}{3} \hat{Y}_a \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_2^a \\ \hat{U}_2^b \\ \hat{U}_2^c \end{bmatrix}.
\end{aligned} \tag{10.44}$$

Ako se izrazi (10.11) uvrste u izraz (10.44) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih fazora napona sekundara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sa strane primara na stranu sekundara (10.19).

Elementi matrice koeficijenta \mathbf{D}_{21} su definisani izrazima (10.36), a elementi vektora koeficijenta \mathbf{W}_{21} su definisani sledećim izrazima:

$$\hat{w}_{21}^a = \hat{U}_2^{a*} [\hat{b}_1 \hat{U}_1^a + \hat{b}_2 \hat{U}_1^b + \hat{b}_3 \hat{U}_1^c + \frac{N_{12}^2}{3} \hat{Y}_a (\hat{U}_2^a + \hat{U}_2^b + \hat{U}_2^c)], \tag{10.45a}$$

$$\hat{w}_{21}^b = \hat{U}_2^{b*} [\hat{b}_3 \hat{U}_1^a + \hat{b}_1 \hat{U}_1^b + \hat{b}_2 \hat{U}_1^c + \frac{N_{12}^2}{3} \hat{Y}_a (\hat{U}_2^a + \hat{U}_2^b + \hat{U}_2^c)], \tag{10.45b}$$

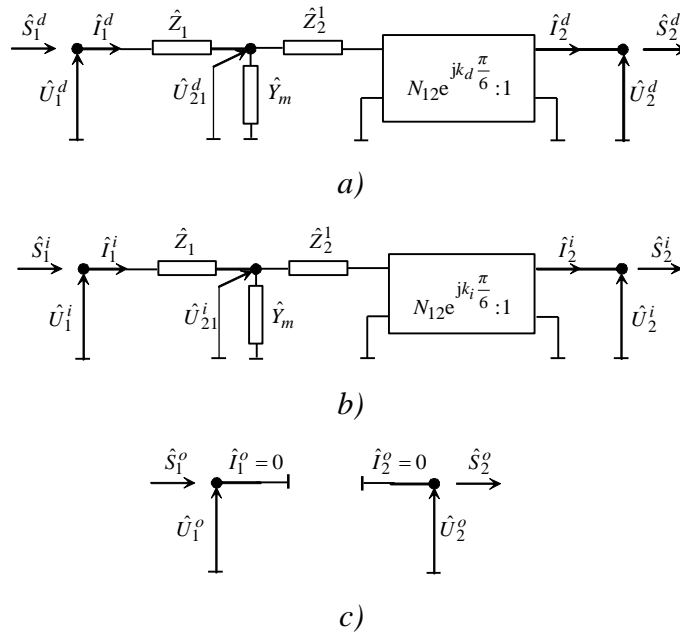
$$\hat{w}_{21}^c = \hat{U}_2^{c*} [\hat{b}_2 \hat{U}_1^a + \hat{b}_3 \hat{U}_1^b + \hat{b}_1 \hat{U}_1^c + \frac{N_{12}^2}{3} \hat{Y}_a (\hat{U}_2^a + \hat{U}_2^b + \hat{U}_2^c)]. \tag{10.45c}$$

gde su koeficijenti \hat{b}_1 , \hat{b}_2 i \hat{b}_3 definisani izrazima (10.35).

10.1.4 Dvonamotajni transformatori sprege Yy, Dy, Yd i Dd

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza za preslikavanje faznih snaga sa strane primara na stranu sekundara i obrnuto za dvonamotajne trofazne transformatore sprege Yy, Dy, Yd i Dd.

Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege Yyk, Dyk, Ydk i Ddk za simetrične režime direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda su prikazane na slici Slika 10.4.



Slika 10.4 – Pogonske šeme trofaznog transformatora sprege Yyk, Dyk, Ydk i Ddk za simetrične režime redosleda a) direktnog (d), b) inverznog (i) i c) nultog (o)

10.1.4.1 Sekundar \rightarrow Primar

Postupak izvođenja izraza preslikavanja snage sa strane sekundara na stranu primara za sprege Yy, Dy, Yd i Dd je identičan postupku prikazanim u paragrafu 10.1.3.1.

Konačan izraz preslikavanja snage sa strane sekundara na stranu primara je dat izrazom (10.12). Elementi vektora \mathbf{W}_{21} definisani su izrazima (10.14), gde su koeficijenti \hat{b}_1 i \hat{b}_2 dati izrazima (10.40), a elementi matrice i vektora koeficijenata \mathbf{D}_{21} su definisani izrazima (10.31).

10.1.4.2 Primar \rightarrow Sekundar

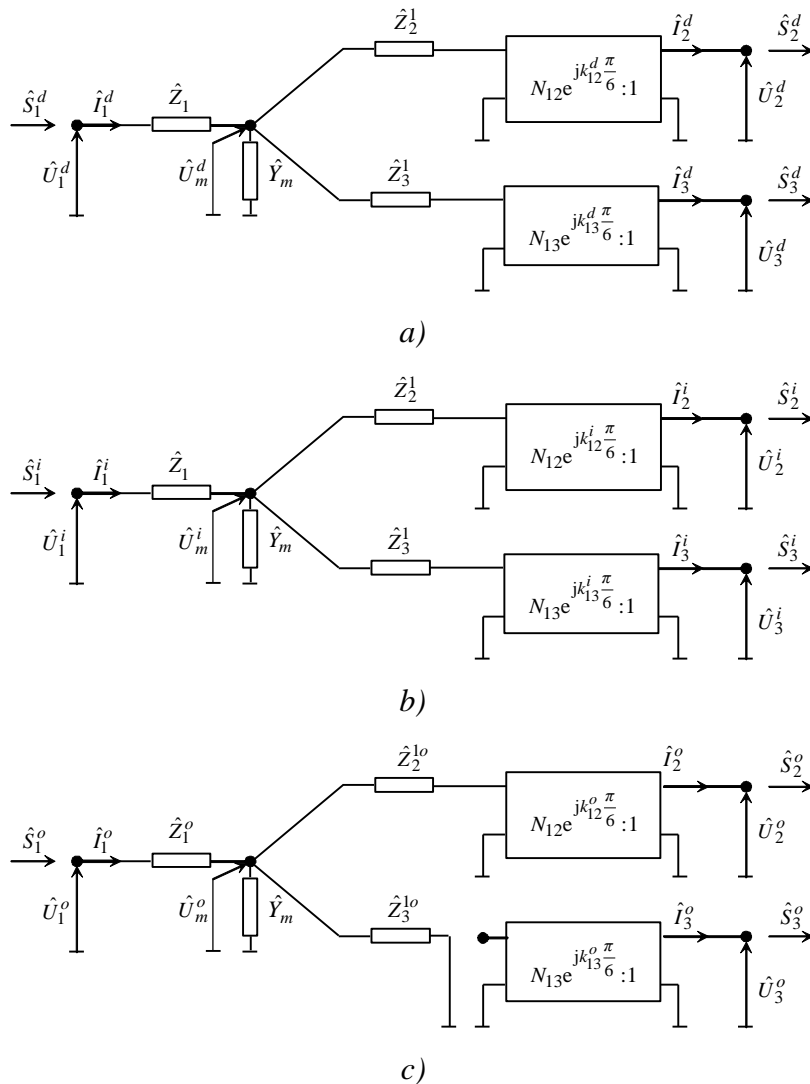
Postupak izvođenja izraza preslikavanja snage sa strane primara na stranu sekundara za sprege Yy, Dy, Yd i Dd je identičan postupku prikazanom u paragrafu 10.1.3.2.

Konačan izraz preslikavanja snage sa strane sekundara na stranu primara je izraz (10.19). Elementi vektora \mathbf{W}_{21} definisani su izrazima (10.21), gde su koeficijenti \hat{b}_1 , \hat{b}_2 i \hat{b}_3 dati izrazima (10.35), a elementi matrice i vektora koeficijenata \mathbf{D}_{21} su definisani izrazima (10.36).

10.1.5 Tronamotajni trofazni transformatori

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja snaga primara i sekundara na stranu tercijara, sa primara i tercijara na stranu sekundara i sa sekundara i tercijara na stranu primara za tronamotajne trofazne transformatore najzastupljenije sprege $Y_{NY_n}d$. Konačni izrazi preslikavanja snaga tronamotajnih trofaznih transformatora sprege $Y_{NY_n}d$ prikazani su u tabeli Tabela 10.2.

Pogonske šeme tronamotajnog transformatora sprege $Y_{NY_n}d$ za simetrične režime direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda prikazane su na slici Slika 10.5.



Slika 10.5 – Pogonske šeme tronamotajnog transformatora sprege $Y_{NY_n}d$ za simetrične režime redosleda: a) direktnog (d), b) inverznog (i) i c) nultog (o):

10.1.5.1 *Sekundar & Tercijar* → *Primar*

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja faznih snaga sa strane sekundara i tercijara na stranu primara za tronamotajne trofazne transformatore sprege $Y_{NY_n d}$.

Na osnovu slike 10.5 važe sledeći izrazi za struju primara u simetričnim režimima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d / \hat{m}_{12}^{d*} + \hat{I}_3^d / \hat{m}_{13}^{d*} + \hat{U}_m^d \hat{Y}_m \\ \hat{I}_2^i / \hat{m}_{12}^{i*} + \hat{I}_3^i / \hat{m}_{13}^{i*} + \hat{U}_m^i \hat{Y}_m \\ \frac{1}{\hat{Z}_1^o + \hat{Z}_3^{1o}} [\hat{Z}_3^{1o} (\hat{I}_2^o / \hat{m}_{12}^{o*} + \hat{U}_m^o \hat{Y}_m)] + \hat{U}_1^o \end{bmatrix}, \quad (10.46)$$

gde su \hat{m}_{12}^d , \hat{m}_{12}^i i \hat{m}_{12}^o kompleksni prenosni odnosi primara i sekundara, a \hat{m}_{13}^d , \hat{m}_{13}^i i \hat{m}_{13}^o kompleksni prenosni odnosi primara i tercijara, simetričnog režima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda:

$$\hat{m}_{12}^s = N_{12} e^{jk_{12}^s \frac{\pi}{6}}, \quad s = d, i, o; \quad (10.47a)$$

$$\hat{m}_{13}^s = N_{13} e^{jk_{13}^s \frac{\pi}{6}}, \quad s = d, i, o; \quad (10.47b)$$

gde je N_{12} prenosni odnos nominalnih napona primara i sekundara:

$$N_{12} = \frac{V_{n1}}{V_{n2}}, \quad (10.48a)$$

a N_{13} prenosni odnos nominalnih napona primara i tercijara:

$$N_{13} = \frac{V_{n1}}{V_{n3}}. \quad (10.48b)$$

Ako se uvede sledeći koeficijent:

$$\hat{c}_o = \frac{\hat{Z}_3^{1o}}{\hat{Z}_1^o + \hat{Z}_3^{1o}}, \quad (10.49)$$

izraz (10.46) se transformiše u sledeći izraz:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/\hat{m}_{12}^{d*} & & \\ & 1/\hat{m}_{12}^{i*} & \\ & & \hat{c}_o / \hat{m}_{12}^{o*} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/\hat{m}_{13}^{d*} & & \\ & 1/\hat{m}_{13}^{i*} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_3^d \\ \hat{I}_3^i \\ \hat{I}_3^o \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & \hat{c}_o / \hat{Z}_3^{1o} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix} + \hat{Y}_m \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^d \\ \hat{U}_m^i \\ \hat{U}_m^o \end{bmatrix}. \quad (10.50)$$

Na osnovu relacija (10.8), izraz (10.50) se transformiše u sledeći izraz:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} &= \frac{1}{3N_{12}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{jk_{12}\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{-jk_{12}\frac{\pi}{6}} & \\ & & \hat{c}_o e^{jk_{12}^o\frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} + \\
&+ \frac{1}{3N_{12}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{jk_{13}\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{-jk_{13}\frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_3^a \\ \hat{I}_3^b \\ \hat{I}_3^c \end{bmatrix} + \\
&+ \frac{\hat{c}_o}{3\hat{Z}_3^{1o}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix} + \frac{\hat{Y}_m}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^a \\ \hat{U}_m^b \\ \hat{U}_m^c \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{10.51}$$

gde su:

$$k_{12} = k_{12}^d = -k_{12}^i; \tag{10.52a}$$

$$k_{13} = k_{13}^d = -k_{13}^i. \tag{10.52b}$$

Odnosno:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} &= \frac{1}{3N_{12}} \begin{bmatrix} 2\cos k_{12}\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4+k_{12})\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4-k_{12})\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \\ 2\cos(4-k_{12})\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos k_{12}\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4+k_{12})\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \\ 2\cos(4+k_{12})\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4-k_{12})\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos k_{12}\frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} + \\
&+ \frac{2}{3N_{13}} \begin{bmatrix} \cos k_{13}\frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13})\frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13})\frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k_{13})\frac{\pi}{6} & \cos k_{13}\frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13})\frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k_{13})\frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13})\frac{\pi}{6} & \cos k_{13}\frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_3^a \\ \hat{I}_3^b \\ \hat{I}_3^c \end{bmatrix} + \\
&+ \frac{\hat{c}_o}{3\hat{Z}_3^{1o}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix} + \hat{Y}_m \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2+\hat{c}_o & -1+\hat{c}_o & -1+\hat{c}_o \\ -1+\hat{c}_o & 2+\hat{c}_o & -1+\hat{c}_o \\ -1+\hat{c}_o & -1+\hat{c}_o & 2+\hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^a \\ \hat{U}_m^b \\ \hat{U}_m^c \end{bmatrix},
\end{aligned} \tag{10.53a}$$

$$\text{gde je } \hat{r}_o = \hat{c}_o e^{jk_{12}^o\frac{\pi}{6}}. \tag{10.53b}$$

Ako se osim izraza zavisnosti struje primara (sekundara) od kompleksne snage i napona primara (sekundara), izrazi (10.11), uvede i sledeći izraz zavisnosti struje tercijara od kompleksne snage i napona tercijara:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_3^a \\ \hat{I}_3^b \\ \hat{I}_3^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{U}_3^{a*} & & \\ & \hat{U}_3^{b*} & \\ & & \hat{U}_3^{c*} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \hat{S}_3^a \\ \hat{S}_3^b \\ \hat{S}_3^c \end{bmatrix}, \quad (10.54)$$

i oni se uvrste u izraz (10.53) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih napona primara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sekundara i tercijara na stranu primara:

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{12}^{aa} & \hat{d}_{12}^{ab} & \hat{d}_{12}^{ac} \\ \hat{d}_{12}^{ba} & \hat{d}_{12}^{bb} & \hat{d}_{12}^{bc} \\ \hat{d}_{12}^{ca} & \hat{d}_{12}^{cb} & \hat{d}_{12}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{d}_{13}^{aa} & \hat{d}_{13}^{ab} & \hat{d}_{13}^{ac} \\ \hat{d}_{13}^{ba} & \hat{d}_{13}^{bb} & \hat{d}_{13}^{bc} \\ \hat{d}_{13}^{ca} & \hat{d}_{13}^{cb} & \hat{d}_{13}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_3^a \\ \hat{S}_3^b \\ \hat{S}_3^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{11}^a \\ \hat{w}_{11}^b \\ \hat{w}_{11}^c \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{S}_1 = \mathbf{D}_{12}\mathbf{S}_2 + \mathbf{D}_{13}\mathbf{S}_3 + \mathbf{W}_{11} \quad (10.55)$$

gde su:

$$\hat{d}_{12}^{ff} = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^f / \hat{U}_2^f)^*, \quad f = a, b, c; \quad (10.56a)$$

$$\hat{d}_{12}^{ab} = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(4 + k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^b)^*, \quad (10.56b)$$

$$\hat{d}_{12}^{ac} = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(4 - k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^c)^*, \quad (10.56c)$$

$$\hat{d}_{12}^{ba} = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(4 - k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^a)^*, \quad (10.56d)$$

$$\hat{d}_{12}^{bc} = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(4 + k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^c)^*, \quad (10.56e)$$

$$\hat{d}_{12}^{ca} = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(4 + k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^a)^*, \quad (10.56f)$$

$$\hat{d}_{12}^{cb} = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(4 - k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^b)^*, \quad (10.56g)$$

$$\hat{d}_{13}^{ff} = \frac{2}{3N_{13}} (\hat{U}_1^f / \hat{U}_3^f)^* \cos k_{13} \frac{\pi}{6}, \quad f = a, b, c; \quad (10.57a)$$

$$\hat{d}_{13}^{ab} = \frac{2}{3N_{13}} (\hat{U}_1^a / \hat{U}_3^b)^* \cos(4 + k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.57b)$$

$$\hat{d}_{13}^{ac} = \frac{2}{3N_{13}} (\hat{U}_1^a / \hat{U}_3^c)^* \cos(4 - k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.57c)$$

$$\hat{d}_{13}^{ba} = \frac{2}{3N_{13}} (\hat{U}_1^b / \hat{U}_3^a)^* \cos(4 - k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.57d)$$

$$\hat{d}_{13}^{bc} = \frac{2}{3N_{13}} (\hat{U}_1^b / \hat{U}_3^c)^* \cos(4 + k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.57e)$$

$$\hat{d}_{13}^{ca} = \frac{2}{3N_{13}} (\hat{U}_1^c / \hat{U}_3^a)^* \cos(4 + k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.57f)$$

$$\hat{d}_{13}^{cb} = \frac{2}{3N_{13}} (\hat{U}_1^c / \hat{U}_3^b)^* \cos(4 - k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.57g)$$

$$\hat{w}_{11}^a = \hat{U}_1^{a*} \left[\frac{\hat{c}_o}{3\hat{Z}_3^{1o}} (\hat{U}_1^a + \hat{U}_1^b + \hat{U}_1^c) + \hat{b}_1 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c \right], \quad (10.58a)$$

$$\hat{w}_{11}^b = \hat{U}_1^{b*} \left[\frac{\hat{c}_o}{3\hat{Z}_3^{1o}} (\hat{U}_1^a + \hat{U}_1^b + \hat{U}_1^c) + \hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_1 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c \right], \quad (10.58b)$$

$$\hat{w}_{11}^c = \hat{U}_1^{c*} \left[\frac{\hat{c}_o}{3\hat{Z}_3^{1o}} (\hat{U}_1^a + \hat{U}_1^b + \hat{U}_1^c) + \hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_1 \hat{U}_m^c \right], \quad (10.58c)$$

gde su koeficijenti \hat{b}_1 i \hat{b}_2 definisani izrazima

$$\hat{b}_1 = \frac{\hat{Y}_m}{3} (2 + \hat{c}_o), \quad (10.59a)$$

$$\hat{b}_2 = \frac{\hat{Y}_m}{3} (-1 + \hat{c}_o). \quad (10.59b)$$

10.1.5.2 Primar & Tercijar \rightarrow Sekundar

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja faznih snaga sa strane primara i tercijara na stranu sekundara za tronamotajne trofazne transformatore sprege $Y_{NY\Omega d}$. Na osnovu slike 10.5 važe sledeći izrazi za struju sekundara u simetričnim režimima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \hat{m}_{12}^{d*} & & \\ & \hat{m}_{12}^{i*} & \\ & & \hat{m}_{12}^{o*} / \hat{c}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{m}_{12}^{d*} / \hat{m}_{13}^{d*} & & \\ & \hat{m}_{12}^{i*} / \hat{m}_{13}^{i*} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_3^d \\ \hat{I}_3^i \\ \hat{I}_3^o \end{bmatrix} + \\ &+ \begin{bmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & \hat{m}_{12}^{o*} / \hat{Z}_3^{1o} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^d \\ \hat{U}_1^i \\ \hat{U}_1^o \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{m}_{12}^{d*} \hat{Y}_m & & \\ & \hat{m}_{12}^{i*} \hat{Y}_m & \\ & & \hat{m}_{12}^{o*} / \hat{Z}_3^{1o} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^d \\ \hat{U}_m^i \\ \hat{U}_m^o \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (10.60)$$

gde su \hat{m}_{12}^d , \hat{m}_{12}^i i \hat{m}_{12}^o kompleksni prenosni odnosi primara i sekundara, a \hat{m}_{13}^d , \hat{m}_{13}^i i \hat{m}_{13}^o kompleksni prenosni odnosi primara i tercijara, simetričnog režima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda, definisani izrazima (10.47), a koeficijent \hat{c}_o je definisan izrazom (10.49).

Na osnovu relacija (10.8), izraz (10.60) se transformiše u sledeći izraz:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} &= \frac{N_{12}}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk_{12}\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk_{12}\frac{\pi}{6}} & \\ & & \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_{12}^o\frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{N_{12}}{3N_{13}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{j(k_{13}-k_{12})\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{-j(k_{13}-k_{12})\frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_3^a \\ \hat{I}_3^b \\ \hat{I}_3^c \end{bmatrix} - \\
&- \hat{Y}_m \frac{N_{12}}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk_{12}\frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk_{12}\frac{\pi}{6}} & \\ & & \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_{12}^o\frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^a \\ \hat{U}_m^b \\ \hat{U}_m^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{N_{12}}{3\hat{Z}_3^{1o}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 & & \\ & 0 & \\ & & e^{-jk_{12}^o\frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix} ;
\end{aligned} \tag{10.61}$$

Odnosno:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} &= \frac{N_{12}}{3} \begin{bmatrix} 2\cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4+k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \\ 2\cos(4+k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \\ 2\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4+k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{2N_{12}}{3N_{13}} \begin{bmatrix} \cos(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}+k_{12}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k_{13}+k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}+k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_3^a \\ \hat{I}_3^b \\ \hat{I}_3^c \end{bmatrix} - \\
&- \hat{Y}_m \frac{N_{12}}{3} \begin{bmatrix} 2\cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4+k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \\ 2\cos(4+k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \\ 2\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos(4+k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o & 2\cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{r}_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^a \\ \hat{U}_m^b \\ \hat{U}_m^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{N_{12}}{3\hat{Z}_3^{1o}} \begin{bmatrix} 0 & 0 & e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}} \\ 0 & 0 & e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}} \\ 0 & 0 & e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_1^a \\ \hat{U}_1^b \\ \hat{U}_1^c \end{bmatrix}, \tag{10.62}
\end{aligned}$$

gde je koeficijent \hat{r}_o definisan izrazom (10.53b).

Ako se izrazi (10.11) i (10.54) uvrste u izraz (10.62) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih napona sekundara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sa strane primara i tercijara na stranu sekundara:

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{21}^{aa} & \hat{d}_{21}^{ab} & \hat{d}_{21}^{ac} \\ \hat{d}_{21}^{ba} & \hat{d}_{21}^{bb} & \hat{d}_{21}^{bc} \\ \hat{d}_{21}^{ca} & \hat{d}_{21}^{cb} & \hat{d}_{21}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{d}_{23}^{aa} & \hat{d}_{23}^{ab} & \hat{d}_{23}^{ac} \\ \hat{d}_{23}^{ba} & \hat{d}_{23}^{bb} & \hat{d}_{23}^{bc} \\ \hat{d}_{23}^{ca} & \hat{d}_{23}^{cb} & \hat{d}_{23}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_3^a \\ \hat{S}_3^b \\ \hat{S}_3^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{21}^a \\ \hat{w}_{21}^b \\ \hat{w}_{21}^c \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{S}_2 = \mathbf{D}_{21}\mathbf{S}_1 - \mathbf{D}_{23}\mathbf{S}_3 + \mathbf{W}_{21} \tag{10.63}$$

gde su:

$$\hat{d}_{21}^{ff} = \frac{N_{12}}{3} (2\cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_2^f / \hat{U}_1^f)^*, \quad f = a, b, c; \tag{10.64a}$$

$$\hat{d}_{21}^{ab} = \frac{N_{12}}{3} (2\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^b)^*, \tag{10.64b}$$

$$\hat{d}_{21}^{ac} = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos(4 + k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^c)^*, \quad (10.64c)$$

$$\hat{d}_{21}^{ba} = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos(4 + k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^a)^*, \quad (10.64d)$$

$$\hat{d}_{21}^{bc} = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos(4 - k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^c)^*, \quad (10.64e)$$

$$\hat{d}_{21}^{ca} = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos(4 - k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^a)^*, \quad (10.64f)$$

$$\hat{d}_{21}^{cb} = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos(4 + k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}) (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^b)^*, \quad (10.64g)$$

$$\hat{d}_{23}^{ff} = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} (\hat{U}_2^f / \hat{U}_3^f) \cos(k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad f = a, b, c; \quad (10.65a)$$

$$\hat{d}_{23}^{ab} = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} (\hat{U}_2^a / \hat{U}_3^b) \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.65b)$$

$$\hat{d}_{23}^{ac} = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} (\hat{U}_2^a / \hat{U}_3^c) \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.65c)$$

$$\hat{d}_{23}^{ba} = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} (\hat{U}_2^b / \hat{U}_3^a) \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.65d)$$

$$\hat{d}_{23}^{bc} = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} (\hat{U}_2^b / \hat{U}_3^c) \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.65e)$$

$$\hat{d}_{23}^{ca} = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} (\hat{U}_2^c / \hat{U}_3^a) \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.65f)$$

$$\hat{d}_{23}^{cb} = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} (\hat{U}_2^c / \hat{U}_3^b) \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.65g)$$

$$\hat{w}_{21}^a = \hat{U}_2^{a*} (\hat{b}_1 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_3 \hat{U}_m^c - \frac{N_{12}}{3\hat{Z}_3^{1o}} \hat{U}_1^a e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}), \quad (10.66a)$$

$$\hat{w}_{21}^b = \hat{U}_2^{b*} (\hat{b}_3 \hat{U}_m^a + \hat{b}_1 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c - \frac{N_{12}}{3\hat{Z}_3^{1o}} \hat{U}_1^b e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}), \quad (10.66b)$$

$$\hat{w}_{21}^c = \hat{U}_2^{c*} (\hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_3 \hat{U}_m^b + \hat{b}_1 \hat{U}_m^c - \frac{N_{12}}{3\hat{Z}_3^{1o}} \hat{U}_1^c e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}), \quad (10.66c)$$

dok su koeficijenti \hat{b}_1, \hat{b}_2 i \hat{b}_3 definisani sledećim izrazima:

$$\hat{b}_1 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m (\cos k_{12} \frac{\pi}{6} - \hat{c}_o e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}), \quad (10.67a)$$

$$\hat{b}_2 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m (\cos(4+k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}), \quad (10.67b)$$

$$\hat{b}_3 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m (\cos(4-k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}). \quad (10.67c)$$

10.1.5.3 Primar & Sekundar \rightarrow Tercijar

U ovom delu priloga 10.1 detaljno je prikazano izvođenje izraza preslikavanja faznih snaga sa strane primara i sekundara na stranu tercijara za tronamotajne trofazne transformatore sprege $Y_{NY_n d}$.

Na osnovu slike 10.5 važe sledeći izrazi za struju sekundara u simetričnim režimima direktnog (d), inverznog (i) i nultog (o) redosleda:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_3^d \\ \hat{I}_3^i \\ \hat{I}_3^o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{m}_{13}^{d*} & & \\ & \hat{m}_{13}^{i*} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^d \\ \hat{I}_1^i \\ \hat{I}_1^o \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{m}_{13}^{d*} / \hat{m}_{12}^{d*} & & \\ & \hat{m}_{13}^{i*} / \hat{m}_{12}^{i*} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^d \\ \hat{I}_2^i \\ \hat{I}_2^o \end{bmatrix} - \hat{Y}_m \begin{bmatrix} \hat{m}_{13}^{d*} & & \\ & \hat{m}_{13}^{i*} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^d \\ \hat{U}_m^i \\ \hat{U}_m^o \end{bmatrix}, \quad (10.68)$$

gde su \hat{m}_{12}^d , i \hat{m}_{12}^i kompleksni prenosni odnosi primara i sekundara, a \hat{m}_{13}^d , i \hat{m}_{13}^i kompleksni prenosni odnosi primara i tercijara, simetričnog režima direktnog (d) i inverznog (i) redosleda, definisani izrazima (10.47).

Na osnovu relacija (10.8), izraz (10.68) se transformiše u sledeću relaciju:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \hat{I}_3^a \\ \hat{I}_3^b \\ \hat{I}_3^c \end{bmatrix} &= \frac{N_{13}}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk_{13} \frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk_{13} \frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\ &- \frac{N_{13}}{3N_{12}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-j(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{j(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} - \\ &- \hat{Y}_m \frac{N_{13}}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \hat{a}^2 & \hat{a} & 1 \\ \hat{a} & \hat{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{-jk_{13} \frac{\pi}{6}} & & \\ & e^{jk_{13} \frac{\pi}{6}} & \\ & & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^a \\ \hat{U}_m^b \\ \hat{U}_m^c \end{bmatrix}. \quad (10.69) \end{aligned}$$

Odnosno:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} \hat{I}_3^a \\ \hat{I}_3^b \\ \hat{I}_3^c \end{bmatrix} &= \frac{2N_{13}}{3} \begin{bmatrix} \cos k_{13} \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos k_{13} \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos k_{13} \frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_1^a \\ \hat{I}_1^b \\ \hat{I}_1^c \end{bmatrix} - \\
&- \frac{2N_{13}}{3N_{12}} \begin{bmatrix} \cos(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}+k_{12}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k_{13}+k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}+k_{12}) \frac{\pi}{6} & \cos(k_{13}-k_{12}) \frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{I}_2^a \\ \hat{I}_2^b \\ \hat{I}_2^c \end{bmatrix} - \\
&- \hat{Y}_m \frac{2N_{13}}{3} \begin{bmatrix} \cos k_{13} \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos k_{13} \frac{\pi}{6} & \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6} \\ \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6} & \cos k_{13} \frac{\pi}{6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_m^a \\ \hat{U}_m^b \\ \hat{U}_m^c \end{bmatrix}.
\end{aligned} \tag{10.70}$$

Ako se izrazi (10.11) i (10.54) uvrste u izraz (10.70) i zatim ceo izraz pomnoži, s leve strane, dijagonalnom matricom konjugovanih napona tercijara dobija se konačni izraz za preslikavanje snage sa strane primara i sekundara na stranu tercijara:

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_3^a \\ \hat{S}_3^b \\ \hat{S}_3^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{31}^{aa} & \hat{d}_{31}^{ab} & \hat{d}_{31}^{ac} \\ \hat{d}_{31}^{ba} & \hat{d}_{31}^{bb} & \hat{d}_{31}^{bc} \\ \hat{d}_{31}^{ca} & \hat{d}_{31}^{cb} & \hat{d}_{31}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{d}_{32}^{aa} & \hat{d}_{32}^{ab} & \hat{d}_{32}^{ac} \\ \hat{d}_{32}^{ba} & \hat{d}_{32}^{bb} & \hat{d}_{32}^{bc} \\ \hat{d}_{32}^{ca} & \hat{d}_{32}^{cb} & \hat{d}_{32}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{31}^a \\ \hat{w}_{31}^b \\ \hat{w}_{31}^c \end{bmatrix} \Leftrightarrow \mathbf{S}_3 = \mathbf{D}_{31} \mathbf{S}_1 + \mathbf{D}_{32} \mathbf{S}_2 + \mathbf{W}_{31} \tag{10.71}$$

gde su:

$$\hat{d}_{31}^{ff} = \frac{2N_{13}}{3} (\hat{U}_3^f / \hat{U}_1^f)^* \cos k_{13} \frac{\pi}{6}, \quad f = a, b, c; \tag{10.72a}$$

$$\hat{d}_{31}^{ab} = \frac{2N_{13}}{3} (\hat{U}_3^a / \hat{U}_1^b)^* \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6}, \tag{10.72b}$$

$$\hat{d}_{31}^{ac} = \frac{2N_{13}}{3} (\hat{U}_3^a / \hat{U}_1^c)^* \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6}, \tag{10.72c}$$

$$\hat{d}_{31}^{ba} = \frac{2N_{13}}{3} (\hat{U}_3^b / \hat{U}_1^a)^* \cos(4+k_{13}) \frac{\pi}{6}, \tag{10.72d}$$

$$\hat{d}_{31}^{bc} = \frac{2N_{13}}{3} (\hat{U}_3^b / \hat{U}_1^c)^* \cos(4-k_{13}) \frac{\pi}{6}, \tag{10.72e}$$

$$\hat{d}_{31}^{ca} = \frac{2N_{13}}{3} (\hat{U}_3^c / \hat{U}_1^a)^* \cos(4 - k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.72f)$$

$$\hat{d}_{31}^{cb} = \frac{2N_{13}}{3} (\hat{U}_3^c / \hat{U}_1^b)^* \cos(4 + k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.72g)$$

$$\hat{d}_{32}^{ff} = \frac{2N_{13}}{3N_{12}} (\hat{U}_3^f / \hat{U}_2^f)^* \cos(k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad f = a, b, c; \quad (10.73a)$$

$$\hat{d}_{32}^{ab} = \frac{2N_{13}}{3N_{12}} (\hat{U}_3^a / \hat{U}_2^b)^* \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.73b)$$

$$\hat{d}_{32}^{ac} = \frac{2N_{13}}{3N_{12}} (\hat{U}_3^a / \hat{U}_2^c)^* \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.73c)$$

$$\hat{d}_{32}^{ba} = \frac{2N_{13}}{3N_{12}} (\hat{U}_3^b / \hat{U}_2^a)^* \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.73d)$$

$$\hat{d}_{32}^{bc} = \frac{2N_{13}}{3N_{12}} (\hat{U}_3^b / \hat{U}_2^c)^* \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.73e)$$

$$\hat{d}_{32}^{ca} = \frac{2N_{13}}{3N_{12}} (\hat{U}_3^c / \hat{U}_2^a)^* \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.73f)$$

$$\hat{d}_{32}^{cb} = \frac{2N_{13}}{3N_{12}} (\hat{U}_3^c / \hat{U}_2^b)^* \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.73g)$$

$$\hat{w}_{31}^a = \hat{U}_3^{a*} (\hat{b}_1 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_3 \hat{U}_m^c), \quad (10.74a)$$

$$\hat{w}_{31}^b = \hat{U}_3^{b*} (\hat{b}_3 \hat{U}_m^a + \hat{b}_1 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c), \quad (10.74b)$$

$$\hat{w}_{31}^c = \hat{U}_3^{c*} (\hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_3 \hat{U}_m^b + \hat{b}_1 \hat{U}_m^c), \quad (10.74c)$$

gde su koeficijenti \hat{b}_1, \hat{b}_2 i \hat{b}_3 definisani sledećim izrazima:

$$\hat{b}_1 = -\frac{2N_{13}}{3} \hat{Y}_m \cos k_{13} \frac{\pi}{6}, \quad (10.75a)$$

$$\hat{b}_2 = -\frac{2N_{13}}{3} \hat{Y}_m \cos(4 - k_{13}) \frac{\pi}{6}, \quad (10.75b)$$

$$\hat{b}_3 = -\frac{2N_{13}}{3} \hat{Y}_m \cos(4 + k_{13}) \frac{\pi}{6}. \quad (10.75c)$$

Tabela 10.1 – Izrazi preslikavanja snage kod dvonamotajnih trofaznih transformatora

	Sekundar → Primar	Primar → Sekundar
	$\begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{12}^{aa} & \hat{d}_{12}^{ab} & \hat{d}_{12}^{ac} \\ \hat{d}_{12}^{ba} & \hat{d}_{12}^{bb} & \hat{d}_{12}^{bc} \\ \hat{d}_{12}^{ca} & \hat{d}_{12}^{cb} & \hat{d}_{12}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{12}^a \\ \hat{w}_{12}^b \\ \hat{w}_{12}^c \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{21}^{aa} & \hat{d}_{21}^{ab} & \hat{d}_{21}^{ac} \\ \hat{d}_{21}^{ba} & \hat{d}_{21}^{bb} & \hat{d}_{21}^{bc} \\ \hat{d}_{21}^{ca} & \hat{d}_{21}^{cb} & \hat{d}_{21}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{21}^a \\ \hat{w}_{21}^b \\ \hat{w}_{21}^c \end{bmatrix}$
Preslikavanje	$\hat{d}_{12}^{ff} = \hat{c}_1(\hat{U}_1^f / \hat{U}_2^f)^*, f = a, b, c$ $\hat{d}_{12}^{ab} = \hat{c}_2(\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^b)^*$ $\hat{d}_{12}^{ac} = \hat{c}_3(\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^c)^*$ $\hat{d}_{12}^{ba} = \hat{c}_3(\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^a)^*$ $\hat{d}_{12}^{bc} = \hat{c}_2(\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^c)^*$ $\hat{d}_{12}^{ca} = \hat{c}_2(\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^a)^*$ $\hat{d}_{12}^{cb} = \hat{c}_3(\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^b)^*$ $\hat{w}_{12}^a = \hat{U}_1^{a*}(\hat{b}_1\hat{U}_1^a + \hat{b}_2\hat{U}_1^b + \hat{b}_3\hat{U}_1^c)$ $\hat{w}_{12}^b = \hat{U}_1^{b*}(\hat{b}_2\hat{U}_1^a + \hat{b}_1\hat{U}_1^b + \hat{b}_3\hat{U}_1^c)$ $\hat{w}_{12}^c = \hat{U}_1^{c*}(\hat{b}_2\hat{U}_1^a + \hat{b}_2\hat{U}_1^b + \hat{b}_1\hat{U}_1^c)$	$\hat{d}_{21}^{ff} = \hat{c}_1(\hat{U}_2^f / \hat{U}_1^f)^*, f = a, b, c$ $\hat{d}_{21}^{ab} = \hat{c}_2(\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^b)^*$ $\hat{d}_{21}^{ac} = \hat{c}_3(\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^c)^*$ $\hat{d}_{21}^{ba} = \hat{c}_3(\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^a)^*$ $\hat{d}_{21}^{bc} = \hat{c}_2(\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^c)^*$ $\hat{d}_{21}^{ca} = \hat{c}_2(\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^a)^*$ $\hat{d}_{21}^{cb} = \hat{c}_3(\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^b)^*$ $\hat{w}_{21}^a = \hat{U}_2^{a*}(\hat{b}_1\hat{U}_1^a + \hat{b}_3\hat{U}_1^b + \hat{b}_2\hat{U}_1^c + \hat{q})$ $\hat{w}_{21}^b = \hat{U}_2^{b*}(\hat{b}_2\hat{U}_1^a + \hat{b}_1\hat{U}_1^b + \hat{b}_3\hat{U}_1^c + \hat{q})$ $\hat{w}_{21}^c = \hat{U}_2^{c*}(\hat{b}_3\hat{U}_1^a + \hat{b}_2\hat{U}_1^b + \hat{b}_1\hat{U}_1^c + \hat{q})$
$Y_N y_n k$	$\hat{c}_1 = \frac{1}{3N_{12}}(2\hat{c}_d \cos k \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{c}_2 = \frac{1}{3N_{12}}(2\hat{c}_d \cos(k+4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{c}_3 = \frac{1}{3N_{12}}(2\hat{c}_d \cos(k-4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{b}_1 = \frac{\hat{Y}_m}{3}(2\hat{c}_d + \hat{c}_o)$ $\hat{b}_2 = \frac{\hat{Y}_m}{3}(-\hat{c}_d + \hat{c}_o)$	$\hat{c}_1 = \frac{N_{12}}{3}(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{c}_2 = \frac{N_{12}}{3}(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{c}_3 = \frac{N_{12}}{3}(\frac{2}{\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6} + \frac{1}{\hat{c}_o} e^{-jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{b}_1 = \frac{N_{12}}{3}\hat{Y}_m(2\cos k \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{b}_2 = \frac{N_{12}}{3}\hat{Y}_m(2\cos(4+k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{b}_3 = \frac{N_{12}}{3}\hat{Y}_m(2\cos(4-k) \frac{\pi}{6} + e^{-jk_o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{q} = 0$

	$\hat{c}_d = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1}; \hat{c}_o = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1^o}$	
$Y_N y_k$ $Y_N d_k$	$\hat{c}_1 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_2 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos(k+4) \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_3 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos(k-4) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_1 = \frac{1}{3} (2\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o)$ $\hat{b}_2 = \frac{1}{3} (-\hat{Y}_m \hat{c}_d + \hat{c}_o)$	$\hat{c}_1 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_2 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_3 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_1 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_2 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4-k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_3 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4+k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{q} = 0$
	$\hat{c}_d = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1}, \hat{c}_o = \begin{cases} \frac{\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{01} + \hat{Y}_1^0}{(\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{01}) \hat{Y}_1^0}, & \text{za spregu } Y_N d; \\ \frac{\hat{Y}_m + \hat{Y}_1^0}{\hat{Y}_m \hat{Y}_1^0}, & \text{za spregu } Y_N y. \end{cases}$	
$Y y_n k$ $D y_n k$	$\hat{c}_1 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_2 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos(k+4) \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_3 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos(k-4) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_1 = \frac{2}{3} \hat{Y}_m \hat{c}_d$ $\hat{b}_2 = -\frac{1}{3} \hat{Y}_m \hat{c}_d$	$\hat{c}_1 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_2 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_3 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_1 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_2 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4-k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_3 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4+k) \frac{\pi}{6}$

		$\hat{q} = \frac{N_{12}^2}{3} \hat{Y}_a (\hat{U}_2^a + \hat{U}_2^b + \hat{U}_2^c)$ $\hat{Y}_a = \begin{cases} \frac{\hat{Y}_m \hat{Y}_2^{o1}}{\hat{Y}_m + \hat{Y}_2^{o1}}, & \text{za spregu } Y_{y_n} k; \\ \frac{(\hat{Y}_m + \hat{Y}_1^o) \hat{Y}_2^{o1}}{\hat{Y}_m + \hat{Y}_1^o + \hat{Y}_2^{o1}}, & \text{za spregu } D_{y_n} k; \end{cases}$
	$\hat{c}_d = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1}$	
Yyk Dyk Ydk Ddk	$\hat{c}_1 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_2 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos(k+4) \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_3 = \frac{2\hat{c}_d}{3N_{12}} \cos(k-4) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_1 = \frac{2}{3} \hat{Y}_m \hat{c}_d$ $\hat{b}_2 = -\frac{1}{3} \hat{Y}_m \hat{c}_d$	$\hat{c}_1 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_2 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos(4-k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{c}_3 = \frac{2N_{12}}{3\hat{c}_d} \cos(4+k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_1 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos k \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_2 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4-k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{b}_3 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m \cos(4+k) \frac{\pi}{6}$ $\hat{q} = 0$
	$\hat{c}_d = \frac{1}{1 + \hat{Y}_m / \hat{Y}_1}$	

Tabela 10.2 – Izrazi preslikavanja snage kod tronamotajnih trofaznih transformatora sprege $Y_N y_n k_{12} dk_{13}$

Sekundar & Tercijar → Primar	
Preslikavanje	$\begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{12}^{aa} & \hat{d}_{12}^{ab} & \hat{d}_{12}^{ac} \\ \hat{d}_{12}^{ba} & \hat{d}_{12}^{bb} & \hat{d}_{12}^{bc} \\ \hat{d}_{12}^{ca} & \hat{d}_{12}^{cb} & \hat{d}_{12}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{d}_{13}^{aa} & \hat{d}_{13}^{ab} & \hat{d}_{13}^{ac} \\ \hat{d}_{13}^{ba} & \hat{d}_{13}^{bb} & \hat{d}_{13}^{bc} \\ \hat{d}_{13}^{ca} & \hat{d}_{13}^{cb} & \hat{d}_{13}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_3^a \\ \hat{S}_3^b \\ \hat{S}_3^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{11}^a \\ \hat{w}_{11}^b \\ \hat{w}_{11}^c \end{bmatrix}$
	$\hat{d}_{12}^{ff} = \hat{c}_1 (\hat{U}_1^f / \hat{U}_2^f)^*, f = a, b, c$ $\hat{d}_{12}^{ab} = \hat{c}_2 (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^b)^*$ $\hat{d}_{12}^{ac} = \hat{c}_3 (\hat{U}_1^a / \hat{U}_2^c)^*$ $\hat{d}_{12}^{ba} = \hat{c}_3 (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^a)^*$ $\hat{d}_{12}^{bc} = \hat{c}_2 (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^c)^*$ $\hat{d}_{12}^{ca} = \hat{c}_2 (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^a)^*$ $\hat{d}_{12}^{cb} = \hat{c}_3 (\hat{U}_1^c / \hat{U}_2^b)^*$
	$\hat{d}_{13}^{ff} = \hat{c}_4 (\hat{U}_1^f / \hat{U}_3^f)^*, f = a, b, c$ $\hat{d}_{13}^{ab} = \hat{c}_5 (\hat{U}_1^a / \hat{U}_3^b)^*$ $\hat{d}_{13}^{ac} = \hat{c}_6 (\hat{U}_1^a / \hat{U}_3^c)^*$ $\hat{d}_{13}^{ba} = \hat{c}_6 (\hat{U}_1^b / \hat{U}_3^a)^*$ $\hat{d}_{13}^{bc} = \hat{c}_5 (\hat{U}_1^b / \hat{U}_3^c)^*$ $\hat{d}_{13}^{ca} = \hat{c}_5 (\hat{U}_1^c / \hat{U}_3^a)^*$ $\hat{d}_{13}^{cb} = \hat{c}_6 (\hat{U}_1^c / \hat{U}_3^b)^*$
	$\hat{w}_{11}^a = \hat{U}_1^{a*} (\hat{b}_1 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c + \hat{q})$ $\hat{w}_{11}^b = \hat{U}_1^{b*} (\hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_1 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c + \hat{q})$ $\hat{w}_{11}^c = \hat{U}_1^{c*} (\hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_1 \hat{U}_m^c + \hat{q})$
	$\hat{c}_1 = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{c}_2 = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(k_{12} + 4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{c}_3 = \frac{1}{3N_{12}} (2 \cos(k_{12} - 4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$ $\hat{c}_4 = \frac{2}{3N_{13}} \cos k_{13} \frac{\pi}{6}$

$$\hat{c}_5 = \frac{2}{3N_{13}} \cos(k_{13} + 4) \frac{\pi}{6}$$

$$\hat{c}_6 = \frac{2}{3N_{13}} \cos(k_{13} - 4) \frac{\pi}{6}$$

$$\hat{b}_1 = \frac{\hat{Y}_m}{3} (2 + \hat{c}_o)$$

$$\hat{b}_2 = \frac{\hat{Y}_m}{3} (-1 + \hat{c}_o)$$

$$\hat{q} = \frac{\hat{c}_o}{3\hat{Z}_3^{1o}} (\hat{U}_1^a + \hat{U}_1^b + \hat{U}_1^c)$$

$$\hat{c}_o = \frac{\hat{Z}_3^{1o}}{\hat{Z}_1^o + \hat{Z}_3^{1o}}$$

Primar & Tercijar → Sekundar

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{21}^{aa} & \hat{d}_{21}^{ab} & \hat{d}_{21}^{ac} \\ \hat{d}_{21}^{ba} & \hat{d}_{21}^{bb} & \hat{d}_{21}^{bc} \\ \hat{d}_{21}^{ca} & \hat{d}_{21}^{cb} & \hat{d}_{21}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{d}_{23}^{aa} & \hat{d}_{23}^{ab} & \hat{d}_{23}^{ac} \\ \hat{d}_{23}^{ba} & \hat{d}_{23}^{bb} & \hat{d}_{23}^{bc} \\ \hat{d}_{23}^{ca} & \hat{d}_{23}^{cb} & \hat{d}_{23}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_3^a \\ \hat{S}_3^b \\ \hat{S}_3^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{21}^a \\ \hat{w}_{21}^b \\ \hat{w}_{21}^c \end{bmatrix}$$

$$\hat{d}_{21}^{ff} = \hat{c}_1 (\hat{U}_2^f / \hat{U}_1^f)^*, f = a, b, c$$

$$\hat{d}_{21}^{ab} = \hat{c}_2 (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^b)^*$$

$$\hat{d}_{21}^{ac} = \hat{c}_3 (\hat{U}_2^a / \hat{U}_1^c)^*$$

$$\hat{d}_{21}^{ba} = \hat{c}_3 (\hat{U}_2^b / \hat{U}_1^a)^*$$

$$\hat{d}_{21}^{bc} = \hat{c}_2 (\hat{U}_1^b / \hat{U}_2^c)^*$$

$$\hat{d}_{21}^{ca} = \hat{c}_2 (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^a)^*$$

$$\hat{d}_{21}^{cb} = \hat{c}_3 (\hat{U}_2^c / \hat{U}_1^b)^*$$

$$\hat{d}_{23}^{ff} = \hat{c}_4 (\hat{U}_2^f / \hat{U}_3^f)^*, f = a, b, c$$

$$\hat{d}_{23}^{ab} = \hat{c}_5 (\hat{U}_2^a / \hat{U}_3^b)^*$$

$$\hat{d}_{23}^{ac} = \hat{c}_6 (\hat{U}_2^a / \hat{U}_3^c)^*$$

$$\hat{d}_{23}^{ba} = \hat{c}_6 (\hat{U}_2^b / \hat{U}_3^a)^*$$

$$\hat{d}_{23}^{bc} = \hat{c}_5 (\hat{U}_2^b / \hat{U}_3^c)^*$$

$$\hat{d}_{23}^{ca} = \hat{c}_5 (\hat{U}_2^c / \hat{U}_3^a)^*$$

$$\hat{d}_{23}^{cb} = \hat{c}_6 (\hat{U}_2^c / \hat{U}_3^b)^*$$

$$\hat{w}_{21}^a = \hat{U}_2^{a*} (\hat{b}_1 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_3 \hat{U}_m^c + \hat{q} \hat{U}_1^a)$$

$$\hat{w}_{21}^b = \hat{U}_1^{b*} (\hat{b}_3 \hat{U}_m^a + \hat{b}_1 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c + \hat{q} \hat{U}_1^b)$$

$$\hat{w}_{21}^c = \hat{U}_1^{c*} (\hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_3 \hat{U}_m^b + \hat{b}_1 \hat{U}_m^c + \hat{q} \hat{U}_1^c)$$

$$\hat{c}_1 = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos k_{12} \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$$

$$\hat{c}_2 = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos(k_{12} - 4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$$

$$\hat{c}_3 = \frac{N_{12}}{3} (2 \cos(k_{12} + 4) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$$

$$\hat{c}_4 = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} \cos(k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}$$

$$\hat{c}_5 = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6}$$

$$\hat{c}_6 = \frac{2N_{12}}{3N_{13}} \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6}$$

$$\hat{b}_1 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m (\cos k_{12} \frac{\pi}{6} - \hat{c}_o e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$$

$$\hat{b}_2 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m (\cos(4 + k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$$

$$\hat{b}_3 = -\frac{2N_{12}}{3} \hat{Y}_m (\cos(4 - k_{12}) \frac{\pi}{6} + \hat{c}_o e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}})$$

$$\hat{q} = -\frac{N_{12}}{3\hat{Z}_3^{1o}} e^{-jk_{12}^o \frac{\pi}{6}}$$

$$\hat{c}_o = \frac{\hat{Z}_3^{1o}}{\hat{Z}_1^o + \hat{Z}_3^{1o}}$$

Primar & Sekundar → Tercijar

$$\begin{bmatrix} \hat{S}_3^a \\ \hat{S}_3^b \\ \hat{S}_3^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{d}_{31}^{aa} & \hat{d}_{31}^{ab} & \hat{d}_{31}^{ac} \\ \hat{d}_{31}^{ba} & \hat{d}_{31}^{bb} & \hat{d}_{31}^{bc} \\ \hat{d}_{31}^{ca} & \hat{d}_{31}^{cb} & \hat{d}_{31}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_1^a \\ \hat{S}_1^b \\ \hat{S}_1^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{d}_{32}^{aa} & \hat{d}_{32}^{ab} & \hat{d}_{32}^{ac} \\ \hat{d}_{32}^{ba} & \hat{d}_{32}^{bb} & \hat{d}_{32}^{bc} \\ \hat{d}_{32}^{ca} & \hat{d}_{32}^{cb} & \hat{d}_{32}^{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{S}_2^a \\ \hat{S}_2^b \\ \hat{S}_2^c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{w}_{31}^a \\ \hat{w}_{31}^b \\ \hat{w}_{31}^c \end{bmatrix}$$

$$\hat{d}_{31}^{ff} = \hat{c}_1 (\hat{U}_3^f / \hat{U}_1^f)^*, f = a, b, c$$

$$\hat{d}_{31}^{ab} = \hat{c}_2 (\hat{U}_3^a / \hat{U}_1^b)^*$$

$$\hat{d}_{31}^{ac} = \hat{c}_3 (\hat{U}_3^a / \hat{U}_1^c)^*$$

$$\hat{d}_{31}^{ba} = \hat{c}_3 (\hat{U}_3^b / \hat{U}_1^a)^*$$

$$\hat{d}_{31}^{bc} = \hat{c}_2 (\hat{U}_3^b / \hat{U}_1^c)^*$$

$$\hat{d}_{31}^{ca} = \hat{c}_2 (\hat{U}_3^c / \hat{U}_1^a)^*$$

$$\hat{d}_{31}^{cb} = \hat{c}_3 (\hat{U}_3^c / \hat{U}_1^b)^*$$

$$\hat{d}_{32}^{ff} = \hat{c}_4 (\hat{U}_3^f / \hat{U}_2^f)^*, f = a, b, c$$

$$\hat{d}_{32}^{ab} = \hat{c}_5 (\hat{U}_3^a / \hat{U}_2^b)^*$$

$$\begin{aligned}\hat{d}_{32}^{ac} &= \hat{c}_6 (\hat{U}_3^a / \hat{U}_2^c)^* \\ \hat{d}_{32}^{ba} &= \hat{c}_6 (\hat{U}_3^b / \hat{U}_2^a)^* \\ \hat{d}_{32}^{bc} &= \hat{c}_5 (\hat{U}_3^b / \hat{U}_2^c)^* \\ \hat{d}_{32}^{ca} &= \hat{c}_5 (\hat{U}_3^c / \hat{U}_2^a)^* \\ \hat{d}_{32}^{cb} &= \hat{c}_6 (\hat{U}_3^c / \hat{U}_2^b)^* \\ \hat{w}_{31}^a &= \hat{U}_3^{a*} (\hat{b}_1 \hat{U}_m^a + \hat{b}_2 \hat{U}_m^b + \hat{b}_3 \hat{U}_m^c + \hat{q} \hat{U}_1^a) \\ \hat{w}_{21}^b &= \hat{U}_1^{b*} (\hat{b}_3 \hat{U}_m^a + \hat{b}_1 \hat{U}_m^b + \hat{b}_2 \hat{U}_m^c + \hat{q} \hat{U}_1^b) \\ \hat{w}_{21}^c &= \hat{U}_1^{c*} (\hat{b}_2 \hat{U}_m^a + \hat{b}_3 \hat{U}_m^b + \hat{b}_1 \hat{U}_m^c + \hat{q} \hat{U}_1^c)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\hat{c}_1 &= \frac{2N_{13}}{3} \cos k_{13} \frac{\pi}{6} \\ \hat{c}_2 &= \frac{2N_{13}}{3} (\cos(4 - k_{13}) \frac{\pi}{6} \\ \hat{c}_3 &= \frac{2N_{13}}{3} \cos(4 + k_{13}) \frac{\pi}{6} \\ \hat{c}_4 &= -\frac{2N_{13}}{3N_{12}} \cos(k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6} \\ \hat{c}_5 &= -\frac{2N_{13}}{3N_{12}} \cos(4 + k_{13} - k_{12}) \frac{\pi}{6} \\ \hat{c}_6 &= -\frac{2N_{13}}{3N_{12}} \cos(4 - k_{13} + k_{12}) \frac{\pi}{6} \\ \hat{b}_1 &= -\frac{2N_{13}}{3} \hat{Y}_m \cos k_{13} \frac{\pi}{6} \\ \hat{b}_2 &= -\frac{2N_{13}}{3} \hat{Y}_m \cos(4 - k_{13}) \frac{\pi}{6} \\ \hat{b}_3 &= -\frac{2N_{13}}{3} \hat{Y}_m \cos(4 + k_{13}) \frac{\pi}{6}\end{aligned}$$

План третмана података

11 Назив пројекта/истраживања
Естимација стања активних дистрибутивних мрежа интегрисана у дистрибутивни менаџмент систем
12 Назив институције/институција у оквиру којих се спроводи истраживање
а) Schneider Electric
13 Назив програма у оквиру ког се реализује истраживање
Истраживање је извршено уз подршку тима за анализу стања активних дистрибутивних мрежа у реалном времену
14 1. Опис података
<p>1.1 Врста студије</p> <p><i>Укратко описати тип студије у оквиру које се подаци прикупљају</i></p> <p>Верификација приказане процедуре естимације стања активних дистрибутивних мрежа је извршена на примеру активне неуравнотежене дистрибутивне мреже чији подаци су преузети из реалне дистрибутивне мреже северне Америке. У току 24 h симулиране су промене вредности мерења струје, снаге и напона на основу промене потрошње и осунчаности. Пример је урађен за дан 26. јун 2020. (петак) радни дан, током пандемије вируса Совид-19. У примеру је уважен утицај пандемије вируса Совид-19 на потрошњу дистрибутивне мреже.</p> <p>1.2 Врсте података</p> <p><input checked="" type="radio"/> а) квантитативни</p> <p><input type="radio"/> б) квалитативни</p> <p>1.3 Начин прикупљања података</p> <p>а) анкете, упитници, тестови</p> <p>б) клиничке процене, медицински записи, електронски здравствени записи</p> <p>в) генотипови: навести врсту _____</p> <p>г) административни подаци: навести врсту _____</p> <p>д) узорци ткива: навести врсту _____</p> <p>ђ) снимци, фотографије: навести врсту _____</p> <p>е) текст, навести врсту _____</p> <p>ж) мапа, навести врсту _____</p> <p><input checked="" type="radio"/> з) остало: Коришћени су извештаји, историјски трендови мерења и резултата и логови извршења енергетских апликација дистрибутивног менаџмент система.</p> <p>1.4 Формат података, употребљене скале, количина података</p> <p>1.3.1 Употребљени софтвер и формат датотеке:</p> <p><input checked="" type="radio"/> а) Excel фајл, датотека формата csv.</p>

b) SPSS фајл, датотека _____

c) PDF фајл, датотека _____

d) Текст фајл, датотека формата txt.

e) JPG фајл, датотека _____

f) Остало, датотека _____

1.3.2 Број записа (код квантитативних података)

a) број варијабли (укупно 250):

- Мерења струје:	24
- Мерења активне снаге:	23
- Мерења реактивне снаге:	22
- Мерења напона:	14
- Мерења осунчаности:	1
- Преестимиране вредности мерења струје:	24
- Преестимиране вредности мерења активне снаге:	23
- Преестимиране вредности мерења реактивне снаге:	22
- Преестимиране вредности мерења напона:	14
- Естимиране вредности мерења струје:	24
- Естимиране вредности мерења активне снаге:	23
- Естимиране вредности мерења реактивне снаге:	22
- Естимиране вредности мерења напона:	14

b) број мерења (испитаника, процена, снимака и сл.): 24 (за сваки сат један скуп података)

1.3.3 Поновљена мерења

a) Да

б) Не

Уколико је одговор Да, одговорити на следећа питања:

a) временски размак између поновљених мера је _____

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

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

Напомене: _____

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

a) Да

b) Не

Ако је одговор не, образложити _____

15 2. Прикупљање података

2.1 Методологија за прикупљање/генерисање података

2.1.1 У оквиру ког истраживачког нацрта су подаци прикупљени?

а) експеримент: тестирање софтверског решења

б) корелационо истраживање, навести тип _____

ц) анализа текста, навести тип _____

д) остало, навести шта _____

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

2.2 Квалитет података и стандарди

2.2.1 Третман недостајућих података

а) Да ли матрица садржи недостајуће податке? Да Не

Ако је одговор Да, одговорити на следећа питања:

а) Колики је број недостајућих података? _____

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

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

2.2.2 На који начин је контролисан квалитет података? Описати

Коришћена је званична верзија дистрибутивног менаџмент система за коју нису постојали нерешени софтверски проблеми за коришћене функционалности. Због тога се сматрало да су добијени подаци доброг квалитета.

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

Подаци су добијени помоћу функционалности дистрибутивног менаџмент система за експорт података из дистрибутивног менаџмент система у csv. датотеку. Због тога контрола уноса података није била потребна.

16 3. Третман података и пратећа документација

3.1 Третман и чување података

3.1.1 Подаци ће бити депоновани у репозиторијум "Rezultati" на ЦД-у на ком је и докторска дисертација.

3.1.2 URL адреса _____

3.1.3 DOI _____

3.1.4 Да ли ће подаци бити у отвореном приступу?

а) Да

б) Да, али после ембарга који ће трајати до _____

в) Не

Ако је одговор не, навести разлог _____

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

Образложење

3.2 Метаподаци и документација података

3.2.1 Који стандард за метаподатке ће бити примењен? _____

Описни тип је примењен.

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

Уз податке на ЦД-у који је предат Библиотеци ФТН-а приложено је и упутство за њихово разумевање и коришћење.

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

3.3 Стратегија и стандарди за чување података

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

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

3.3.3 Да ли ће шифра бити доступна одређеном кругу истраживача? Да Не

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

Да Не

Образложити:

17 4. Безбедност података и заштита поверљивих информација

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

4.1 Формални стандарди за сигурност информација/података

Истраживачи који спроводе испитивања с људима морају да се придржавају Закона о заштити података о личности

(https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_zastiti_podataka_o_licnosti.html) и одговарајућег институционалног кодекса о академском интегритету.

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

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

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

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

а) Подаци нису у отвореном приступу

б) Подаци су анонимизирани

ц) Остало, навести шта

18 5. Доступност података

5.1 Подаци ће бити

а) јавно доступни

б) доступни само уском кругу истраживача у одређеној научној области

ц) затворени

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

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

5.4 Навести лиценцу под којом ће прикупљени подаци бити архивирани.

19 6. Улоге и одговорност

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

Соња Кањух

sonja.kanjuh@gmail.com

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

Соња Кањух

sonja.kanjuh@gmail.com

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

/
