



**УНИВЕРЗИТЕТ У КРАГУЈЕВЦУ
ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА, ЧАЧАК**

Мр Бранко Максимовић

**Статичка естимација експлоатационих
радних режима делимично мониторисаних
несиметричних електроенергетских мрежа**

Докторска дисертација

Чачак, 2014. године



**УНИВЕРЗИТЕТ У КРАГУЈЕВЦУ
ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА, ЧАЧАК**

**Статичка естимација експлоатационих
радних режима делимично мониторисаних
несиметричних електроенергетских мрежа**

Докторска дисертација

Кандидат:

Мр Бранко Максимовић, дипл. ел. инж.

Ментор

Проф. др Андрија Т. Сарић, дипл. ел. инж.

Чачак, 2014. године

1. Аутор	
Име и презиме:	Бранко Максимовић
Датум и место рођења:	26. јун 1968. године, Чачак
Садашње запослење:	Директор, Техничка школа, Чачак
2. Докторска дисертација	
Наслов:	Статичка естимација експлоатационих радних режима делимично мониторисаних несиметричних електроенергетских мрежа
Број страница:	IX+122
Број слика:	37
Број библиографских података:	137
Установа и место где је рад израђен:	Факултет техничких наука, Чачак
Научна област (УДК):	621.31
Ментор:	Проф. др Андрија Т. Сарић
3. Оцена и одбрана	
Датум пријаве теме:	10. 9. 2013. године
Број одлуке и датум прихватања докторске дисертације	20-1844/7 од 30. 10. 2013. године IV-04-691/10 од 11. 12. 2013. године
Комисија за оцену подобности теме:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проф. др Владица Мијаиловић, председник Факултет техничких наука, Чачак 2. Проф. др Андрија Сарић, ментор Факултет техничких наука, Чачак 3. Проф. др Драган Тасић, члан Електронски факултет, Ниш 4. Др Саша Стојковић, ванр. проф., члан Факултет техничких наука, Чачак 5. Др Александар Ранковић, доцент, члан Факултет техничких наука, Чачак
Комисија за оцену и одбрану докторске дисертације:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проф. др Владица Мијаиловић, председник Факултет техничких наука, Чачак 2. Проф. др Андрија Сарић, ментор Факултет техничких наука, Чачак 3. Проф. др Драган Тасић, члан Електронски факултет, Ниш 4. Др Саша Стојковић, ванр. проф., члан Факултет техничких наука, Чачак 5. Др Александар Ранковић, доцент, члан Факултет техничких наука, Чачак
Датум одбране дисертације:	

РЕЗИМЕ

У овој докторској дисертацији је предложен унапређени алгоритам трофазне естимације стања (SE – “State Estimation”), заснован на минимизацији отежаних средње-квадратних одступања у активним дистрибутивним и микро мрежама. Предложени су детаљни трофазни модели: 1) трансформатора са уваженим губицима у баку и гвожђу, спрегом намотаја и фазним померајем између примара и секундара (уместо упрошћених монофазних модела коришћени су индивидуални модели свих фаза са уваженим међусобним утицајем), 2) водова (тро- и четворо-жичних у (не)спрегнутим конфигурацијама), 3) потрошачи (напонско зависни са (не)уземљеном Y и неуземљеним Δ) који комбинују моделе константне струје, снаге и адмитансе, и 4) дистрибуирани генератори (DG – “Distributed Generation”) на бази синхроних генератора, индуктивних генератора, и трофазних (тро- и четворо-жичних) електронски повезани DG-ови. Иницијална унутрашња снага немониторисаних (делимично мониторисаних) DG-ова рачуна се на основу екстерних улаза (из базе историјских података или временске прогнозе), као што су прогнозе ветра, сунца, дотока воде и других (зависно од типова DG-ова) или историјске базе података, односно на основу нормализованих дневних кривих трајања оптерећења потрошача. Ова мерења се у SE уважавају са нижим тежинским факторима (третирана као псеудо мерења). Унапређени алгоритам трофазне SE укључује различите типове мониторисаних, делимично мониторисаних или немониторисаних DG-ова и потрошача).

Предложен је алгоритам трофазне SE који се може применити у микро мрежама за прорачун актуелних оперативних вредности променљивих стања, уважавајући корелацију екстерних улаза при прорачуну интерних (излазних) активних снага DG-ова (потрошача). Истражен је утицај корелисаних псеудо мерења на трофазну SE у микро мрежама (засновану на теорији симетричних компоненти). Псеудо мерења се користе као екстерни улази који замењују недостајућа мерења у реалном времену на DG-овима и потрошачима, како би се и на њима постигла минимално неопходна обсервабилност чвора у коме су прикључени. Излазне снаге немониторисаних DG-ова (заснованих на фотонапонским (PV – “Photovoltaic”) изворима и ветро турбинама (WT – “Wind Turbine”)) и потрошача се израчунавају користећи временске податке (мерене или прогнозиране), историјски сачуване резултате SE и расположива мерења у реалном времену. За кластеровање (груписање) временских података (мерених и/или прогнозираних) коришћен је метод препознавања облика (“Pattern Recognition Method”), а који се заснива на вештачкој неуралној мрежи (ANN – “Artificial Neural Network”) која се назива “Self-Organization Map” (SOM). Различите групе историјских података се групишу у кластере помоћу SOM ANN, која користи концепт кластеровања на основу карактеристика само-организовања (“Self-Organizing Characteristics”). Корелација зависних псеудо мерења се може израчунати из груписаних временских података и одговарајућих активних снага DG-ова и потрошача. Такође, друга ANN која се користи (FF – “Feed Forward”) са повратном пропагацијом (“Backpropagation”) служи за апроксимацију интерних активних снага (које се добијају конверзијом примарне снаге извора) немониторисаних DG-ова (PV-ова и индуктивних генератора покретаних са WT-ом) и излазне активне снаге потрошача. Улазни параметри за FF ANN (на улазном нивоу) су временски подаци (историјски забележени и/или прогнозирани), где су коришћени следећи временски подаци: соларна радијација и елевација, температура ваздуха, број сати дневног светла, атмосферски притисак, брзина и правац ветра, месец/сезона и други. Снага која се добија из енергије сунца једнака је интерној активној снази PV DG-а, док је снага која се добија из енергије ветра једнака интерној активној снази WT DG-а. Ове интерне снаге представљају излазни ниво FF ANN, која одговара сваком излазном неурону SOM ANN.

Резултати и практични аспекти предложених методологија су приказани на примерима три карактеристичне тест мреже: модификована IEEE мрежа са 13 чворова, реална дистрибутивна мрежа са 322 чвора и реална микро мрежа са 16 чворова.

Кључне речи: Електроенергетски систем, Микро мрежа, трофазна естимација стања, Минимизација отежаних средње-квадратних одступања, Корелисана мерења, Вештачка неурална мрежа

A B S T R A C T

This PhD presents the improved Weighted Least Square based three-phase state estimation (SE) algorithm for active distribution networks and micro grids (MG). The detailed three-phase component models are developed for: 1) transformers including copper and core losses, winding connection and phase-shifting between primary and secondary windings (an individual phase representation is used, as opposed to a balanced three-phase model), 2) lines (three and four wires in both coupled and uncoupled feeders), 3) loads (voltage dependent grounded-Y, ungrounded-Y and ungrounded- Δ) in a combination of constant current, constant power, and constant admittance models, and 4) distributed generation (DG) units (synchronous generator, induction generator and three-phase (three- and four-wire) electronically-coupled based DG units). The initial internal powers for unmonitored (partially monitored) DG units are calculated on the basis of external inputs (historical database/weather forecast), such as wind, sun and water inflow forecasts, etc. (depending on the type of DG unit), or from the historical database and from the normalized daily load profiles for loads. These measurements are introduced with lower weights (treated as the pseudo measurements in the proposed SE algorithm). The improved three-phase SE algorithm includes different types of monitored, partially monitored or unmonitored DG units and loads.

In this PhD is proposed a new three-phase based MGSE algorithm to find the operational condition of state variables with respecting the correlation of external inputs, such as internal (output) active powers of both DG units (loads). The PhD examines the influence of correlated pseudo measurements on the three-phase (sequence component based) MGSE. Pseudo measurements are used as the external inputs to replace the unavailable real-time measurements on distributed DG units and loads to provide the minimum bus observability. Output powers of unmonitored DG (photovoltaic (PV) or wind turbine (WT) based) units and loads are evaluated using the weather (either measured or forecasted) data, historically recorded SE patterns and available real-time measurements. A pattern recognition method based on the Self-Organization Map Artificial Neural Network (SOM ANN) for classification of weather (measured and/or forecasted) data is proposed. The historical data are classified into clusters by the SOM ANN, which represents a clustering concept with self-organizing characteristics that efficiently can group the different input patterns. The correlation of dependent pseudo measurements can be calculated from clustered weather data and corresponding active powers of DG units and loads. Moreover, the Feed Forward Artificial Neural Network (FF ANN) with backpropagation is used for approximating the internal active powers (converted from primary energy sources) of the unmonitored DG units (PV and WT driven induction generator) and output active power of the loads. The input parameters of the FF ANN (at input layer) are weather data (historically recorded and/or forecasted), where the following weather parameters are used: solar radiation and elevation, air temperature, daylight hours, atmospheric pressure, wind speed and direction, month/season etc. Power extracted from the energy of the sun is equal with internal active power of PV-based DG unit, while power extracted from the airflow is equal with internal active power of WT-based DG unit. These internal active powers represent the FF ANN output layer. Note that different FF ANNs correspond to the every output neuron of the SOM ANN.

The results and practical aspects of the proposed methodologies are demonstrated on three characteristic test examples: modified IEEE 13-bus benchmark system, 322-bus real-world distribution network and 16-bus real-world micro grid.

Keywords: Power system, Micro grid, Three-phase state estimation, Weighted least square, Correlated measurements, Artificial neural network

САДРЖАЈ

1. УВОД	1
2. ПРОБЛЕМ СТАТИЧКЕ ЕСТИМАЦИЈЕ СТАЊА	5
2.1. Вектор променљивих стања	7
2.2. Вектор мерења	8
2.2.1. Веза вектора мерења и вектора променљивих стања	8
2.2.2. Аналогна мерења	9
2.2.3. Псеудо мерења	10
2.2.4. Виртуелна мерења	10
2.2.5. Варијанса мерења и тежински фактори	10
2.3. Редуданса мерења	11
2.4. Метод минимума суме отежаних средње-квадратних одступања	12
2.5. Обсервабилност електроенергетске мреже	16
2.6. Јасовиан матрица и матрица појачања	19
2.6.1. Јасовиан матрица	19
2.6.2. Матрица појачања	19
2.7. Итеративно решавање проблема статичке естимације стања	20
2.8. Уважавање ограничења типа једнакости у статичкој естимацији стања ...	23
3. МОДЕЛИ ЕЛЕМЕНАТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ МРЕЖА У НЕСИМЕТРИЧНИМ РЕЖИМИМА	26
3.1. Трансформатори	26
3.2. Преносни водови	29
3.3. Потрошачи	31
3.4. Дистрибуирани генератори	33
3.4.1. Синхрони генератори	34
3.4.2. Индуктивни генератори	38
3.4.3. Трофазни електронски повезани дистрибуирани генератори	40
4. ГЕНЕРИСАЊЕ ПСЕУДО МЕРЕЊА	44
4.1. Потрошачи	45
4.2. Ветро турбина прикључена на електроенергетску мрежу посредством индуктивног генератора	47
4.3. Фотонапонски панели прикључени на електроенергетску мрежу посредством уређаја енергетске електронике	50
4.4. Хидроелектране	53
4.5. Остали типови дистрибуираних генератора	54
4.6. Виртуелна мерења реактивне снаге	54
4.7. Преглед модела дистрибуираних генератора	55
5. СТАТИЧКА ЕСТИМАЦИЈА СТАЊА У НЕСИМЕТРИЧНИМ МРЕЖАМА	56
5.1. Историјски преглед решавања проблема статичке естимације стања у преносним мрежама	56
5.2. Историјски преглед решавања проблема статичке естимације	

стања у дистрибутивним и микро мрежама	57
5.3. Алгоритам статичке естимације стања у несиметричним мрежама	58
6. ИНТЕГРАЦИЈА КОРЕЛИСАНИХ МЕРЕЊА У АЛГОРИТАМ СТАТИЧКЕ ЕСТИМАЦИЈЕ СТАЊА У НЕСИМЕТРИЧНИМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИМ МРЕЖАМА	62
6.1. Груписање (кластеровање) временских података	64
6.2. Груписање (кластеровање) података о оптерећењу	66
6.3. Прорачун интерних снага ветро генератора и фотонапонских панела	68
6.4. Варијансе и корелације мерења	69
6.5. Укупни WLS алгоритам трофазне статичке естимације стања са корелисаним мерењима	70
6.6. Једноставан тест систем са 3 чвора	71
7. ВЕРИФИКАЦИЈА ПРЕДЛОЖЕНИХ АЛГОРИТАМА	74
7.1. Трофазна статичка естимација стања несиметричних дистрибутивних мрежа	74
7.1.1. Тест дистрибутивна мрежа IEEE-13 чворова	74
7.1.2. Реална дистрибутивна мрежа од 322 чвора	79
7.2. Утицај корелисаних мерења на трофазну статичку естимацију стања	80
8. ЗАКЉУЧАК	91
9. ЛИТЕРАТУРА	93
10. ДОДАТАК	101
10.1. Нормална (Gauss-ова) расподела	101
10.2. Улазни подаци за тест систем IEEE-13 чворова	103
10.3. Улазни подаци за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора	106
10.4. Резултати статичке естимације стања за симетричну дистрибутивну мрежу од 322 чвора	110
10.5. Улазни подаци за микро мрежу	120

Списак слика

<i>Број</i>	<i>Назив</i>	<i>Страна</i>
Слика 2.1:	Основне карактеристике прорачуна токова снага (а) и статичке естимације стања (б)	7
Слика 2.2:	Општа шема гране електроенергетске мреже	13
Слика 2.3:	Дијаграм тока општег алгоритма решавања статичке естимације стања на основу минимум суме отежаних средње-квадратних одступања (WLS метод)	23
Слика 3.1:	Општи трофазни модел енергетског трансформатора	27
Слика 3.2:	Заменска шема четворожичног сегмента трофазног преносног вода	29
Слика 3.3:	Трофазни модел несиметричног преносног вода	31
Слика 3.4:	Thevenin-ова еквивалентна мрежа синхроног генератора	34
Слика 3.5:	Norton-ова еквивалентна шема синхроног генератора	35
Слика 3.6:	Thevenin-ове заменске шеме симетричних компоненти синхроног генератора са ваљкастим ротором	35
Слика 3.7:	Norton-ове заменске шеме симетричних компоненти синхроног генератора са ваљкастим ротором	36
Слика 3.8:	Заменска шема симетричних компоненти индуктивног генератора	38
Слика 3.9:	Norton-ове заменске шеме симетричних компоненти трофазног електронски повезаног дистрибуираног генератора	40
Слика 4.1:	Крива трајања оптерећења потрошача	45
Слика 4.2:	Општа структура модела ветро генератора (састављен од ветро турбине прикључене посредством индуктивног генератора) прикљученог на електроенергетску мрежу	47
Слика 4.3:	Изглед типичне карактеристике аеродинамичког коефицијента $c_p(\lambda)$ за различите вредности угла θ (угао захватања роторских лопатица), узетог као параметар	48
Слика 4.4:	RX модел индуктивног генератора у стационарном стању	49
Слика 4.5:	Општа структура модела фотонапонског генератора прикљученог на електроенергетску мрежу	50
Слика 4.6:	Заменска шема фотонапонског модула	52
Слика 5.1:	Предложени алгоритам трофазне статичке естимације стања у несиметричним активним дистрибутивним мрежама	61
Слика 6.1:	Архитектура SOM ANN	66

Слика 6.2:	Архитектура коришћених неуралних мрежа (SOM ANN и FF ANN) и алгоритма статичке естимације стања за прорачун интерних активних и излазних активних/реактивних снага дистрибуираних генератора (приказаних на примеру j -те локације ветрогенератора (WT) на бази индуктивног генератора(IG))	67
Слика 6.3:	Блок-дијаграм укупног алгоритма статичке естимације стања са прорачуном корелације између зависних (корелираних) мерења у реалном времену и псеудо мерења излазних снага DG-а и потрошача (применом SOM ANN и FF ANN)	72
Слика 6.4:	Топологија једноставног тест система са 3 чвора	73
Слика 7.1:	Трофазна тополошка мрежа модификоване радијалне IEEE-13 чворова тест дистрибутивне мреже	75
Слика 7.2:	Иницијалне и естимирани вредности трофазних активних снага у потрошачким/генераторским чворовима, добијене на основу мерења у реалном времену и псеудо мерења	78
Слика 7.3:	Естимирани вредности трофазних комплексних напона у чворовима	79
Слика 7.4:	Топологија и распореди дистрибуираних генератора и мерења у анализираној микро мрежи	81
Слика 7.5:	Утицај структуре излазног нивоа SOM ANN на процес груписања у кластере и на вредности корелационих коефицијената између излазних активних снага фотонапонске електране (у чвору 15) и ветро генератора (у чвору 5)	82
Слика 7.6:	Прогнозиране дневна соларна радијација (приказана пуном линијом) и естимирани излазне активне снаге фотонапонских DG-а за два анализирана случаја ('Комплетни'/Некомплетни временски подаци' приказани тачкастим/испрекиданим линијама)	86
Слика 7.7:	Прогнозиране дневне брзине ветра (приказане пуном линијом) и естимирани излазне активне снаге ветро генератора за два анализирана случаја ('Комплетни'/Некомплетни временски подаци' приказани тачкастим/испрекиданим линијама)	87
Слика 7.8:	Прогнозирани (приказане пуним линијама) и естимирани дневни дијаграми активног оптерећења за оба анализирана случаја (приказани за 'Комплетни'/Некомплетни временски подаци' случај тачкастим/испрекиданим линијама)	87
Слика 7.9:	Измерене у реалном времену (приказане пуним линијама) и естимирани вредности токова активних снага по фазама за оба анализирана случаја (приказани за 'Комплетни'/Некомплетни временски подаци' случај тачкастим/испрекиданим линијама)	88
Слика 10.1:	Типични облици кривих нормалне (Gauss-ове) расподеле	102
Слика 10.2:	Удео површина појединих интервала у укупној површини	102
Слика 10.3:	Улазни подаци (укључујући и параметре грана) у форми Matlab фајла за тест систем IEEE-13 чворова	103

Слика 10.4: Улазни подаци у форми Matlab фајла за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора	106
Слика 10.5: Улазни подаци у форми Matlab фајла за 0,4 kV микро мрежу Електроенергетског полигона у Велењу, Словенија од 14 чворова	120

Списак табела

Број	Назив	Страна
Табела 3.1:	Суб-матрице матрице адмитанси трансформатора (\underline{Y}_T) за спреге трансформатора за спуштање напона	28
Табела 4.1:	Преглед врста дистрибуираних генератора са начином њиховог прикључка на електроенергетску мрежу	55
Табела 5.1:	Променљиве стања и потребна додатна (псеудо) мерења да се постигне обсервабилност чвора где је прикључен дистрибуирани генератор	60
Табела 6.1:	Естимирани токови активних снага и оптерећења у чворовима, са њиховим одступањима (у поређењу са одговарајућим мерењима у реалном времену или псеудо мерењима)	73
Табела 7.1:	Мерења у реалном времену (rt) и псеудо мерења (p) оптерећења и производње у потрошачким/генераторским чворовима, као и токова снага по гранама, за радијалну IEEE-13 чворова тест дистрибутивну мрежу	76
Табела 7.2:	Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима	76
Табела 7.3:	Мерене и естимиране снаге у чворовима (снаге потрошње и генерисања се одузимају, како би се добило инјектирање снаге у чвор)	77
Табела 7.4:	Мерене и естимиране трофазне и фазне снаге дистрибуираних генератора	77
Табела 7.5:	Мерени и естимирани токови снага по гранама	78
Табела 7.6:	Максималне и средње вредности фактора напонске несиметрије за случајне варијације потрошње	80
Табела 7.7:	Корелациони коефицијенти између интерних активних снага (једнаке са неелектричним снагама примарних енергетских ресурса) дистрибуираних генератора за различите структуре излазног нивоа SOM ANN	83
Табела 7.8:	Поређење мерених и естимираних фазних активних и реактивних токова снага, као и фазних напона чвора за анализираних карактеристичних случајеве	85
Табела 7.9:	Поређења естимираних и измерених фазних токова активних и реактивних снага по преносним водовима (дата преко Максималне (Max) грешке и средње-квадратне грешке (RMSE – "Root Mean Square Error"))	88

Табела 7.10:Поређења естимираних и израчунатих интерних активних и реактивних снага инјектирања у чворовима, добијена поређењем класичног математичког модела DG-а (PQ чвор) и применом FF ANN	90
Табела 10.1:Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима	110
Табела 10.2:Мерене и естимиране снаге у чворовима (снаге потрошње и генерисања се одузимају, како би се добило инјектирање снаге у чвор)	112
Табела 10.3:Мерене и естимиране трофазне снаге дистрибуираних генератора	116
Табела 10.4:Мерени и естимирани токови снага по гранама	116

1. УВОД

Основа за већину прорачуна везаних за анализу, експлоатацију и управљање електроенергетских мрежа јесте познавање актуелног радног режима, који се добија као резултат функције која се назива *статичка естимација стања*. Због тога је она једна од базичних енергетских функција за највећи број прорачуна у наведеним областима (токови снага, регулација напона, Volt/Var координација и многе друге експлоатационе и планерске функције). Статичка естимација стања се спроводи што ближе реалном времену, са временским кораком реда 10 секунди (често се комбинује и са динамичком естимацијом стања која има предиктивне карактеристике) и састоји се од два концептуална корака:

- Конверзија телеметрисаних (актуелних) мерења и сигнализација статуса расклопне опреме у реалном времену, као и генерисање псеудо мерења (на местима где мерења у реалном времену нису расположива) у поуздан вектор мерења.
- Реконструкција целокупног режима електроенергетске мреже на основу естимираног вектора променљивих стања, који се добија као резултат неког математичког алгоритма који се спроводи над вектором мерења и математичким моделом електроенергетске мреже.

Основни алат за статичку естимацију стања у електроенергетским мрежама јесте техника минимизације суме отежаних средње-квадратних одступања (WLS – "Weighted Least Square"). Овај проблем се истражује већ неколико деценија, али првенствено у домену естимације преносних мрежа. Њих карактерише добра покривеност мерним уређајима (добра локална и глобална обсервабилност, као и велика редуდანса мерења), што је остварено инсталацијом удаљених терминалских јединица у оквиру "Система за надзор, прикупљање, обраду и слање мерених података из електроенергетске мреже" (SCADA – "Supervisory Control and Data Acquisition"). То доводи до тога да се у преносним мрежама по правилу има довољна редуდანса мерења (углавном већа од 2), што олакшава статичку естимацију стања. То значи да тренутно у многим диспечерским центрима постоје инсталирани статички (често и динамички) естиматори стања који успешно раде у оквиру менаџмент система управљања у преносним мрежама (EMS – "Energy Management System").

Међутим, статичка естимација стања у дистрибутивним и микро мрежама је значајно тежа и теоријски захтевнија, што је условљено специфичностима ових мрежа, као што су: 1) по правилу рад у несиметричним режимима, 2) не постоји комплетан мониторинг који обезбеђује локалну и глобалну обсервабилност мреже (постојање SCADA-е која покрива само значајније чворове), 3) велики број немониторисаних потрошача и дистрибуираних генератора, 4) корелисаност карактеристика и оперативног понашања потрошача и дистрибуираних генератора и други. То значи и да је интеграција и даље коришћење статичке естимације стања у менаџмент систему управљања у дистрибутивним мрежама (DMS – "Distribution Management System") значајно захтевнија и теоријски и практично изазовнија.

У новом окружењу дерегулисаних електроенергетских система предикција токова снага и осталих променљивих стања мреже је много тежа него у вертикално интегрисаним

системима, због значајно чешћих флукуација потрошње и производње (интермитентна и брзо променљива производња, као што су, на пример, ветро генератори и соларни панели). И у новим условима поузданост и сигурност рада електроенергетске мреже остају кључни критеријуми, мада се све већи значај даје и осталим енергетским функцијама система управљања, у циљу максимизације критеријума квалитета електричне енергије. У идеалним условима, статичка естимација стања се извршава сваких 2-10 секунди, али је тај услов понекад тешко остварити због различитих техничких и нумеричких ограничења (прикупљање информација са SCADA-е, пренос информација у центар управљања, величина система, потребно време прорачуна и други).

Алгоритми статичке естимације стања разликују се у следећа два значајна аспекта: 1) неки улазни подаци су нетачни (или недостају), што значајно одређује аналитичке поступке који се могу применити (неопходни робусни алгоритми), 2) алгоритми за прорачун морају бити довољно брзи, што доводи до разних апроксимација у прорачуну.

Основна чињеница која се мора имати у виду о данашњем стању електроенергетских мрежа јесте да, имајући у виду распрострањеност савремених дистрибутивних мрежа (и микро мрежа као њихов специјалан случај), није економски нити технички оправдано да оне буду потпуно покривене "Системом за надзор, прикупљање, обраду и слање мерених података из електроенергетске мреже" (SCADA). Сличан закључак ће сигурно важити и у догледној будућности. Да би се и у условима ограниченог расположивог скупа мерења у реалном времену омогућила статичка естимација стања, неопходно је генерисати минималан скуп што тачнијих псеудо мерења, при чему је минималан скуп одређен условом обсервабилности (локалне и глобалне) електроенергетске (дистрибутивне и микро) мреже. Начин генерисања псеудо мерења зависи од карактеристика елемента на коме се спроводи таква процедура. Код немониторисаних потрошача псеудо мерења се генеришу на основу историјских података и прогнозе метеоролошких услова. Производња активне (понекад и реактивне) снаге немониторисаних дистрибуираних генератора добија се на основу карактеристика самог генератора (ветро генератор, соларни панел и други) и прогнозе метеоролошких услова. Пошто тако генерисани улазни подаци потенцијално могу бити подложни великим грешкама, њихове корекције се морају спроводити унутар самог статичког естиматора стања, како би се минимизирала грешка прикупљених информација из различитих извора (електроенергетска мрежа и спољни улази).

У истраживањима спроведеним у овој докторској дисертацији претпоставља се да су одређене врсте мерења (у реалном времену и псеудо) корелисана, при чему се њихов степен корелације мора одредити, пошто није типичан и константан са временом. Због тога се претпоставља да се он може израчунати на основу историјске базе података (мерења) и резултата статичке естимације стања. Да би се постигла што већа прецизност у одређивању корелационих коефицијента, за њихово груписање (кластеровање) користе се вештачке неуралне мреже (ANN – "Artificial Neural Network"), које имају доказано добре особине кластеровања и функционалне апроксимације.

Основни циљеви истраживања који су постављени и реализовани у овој докторској дисертацији су:

- Истражити могућност примене (са становишта функционалности и нумеричке ефикасности) метода суме отежаних средње-квадратних одступања у несиметричним мрежама, какве су по правилу дистрибутивне и микро мреже.
- Истражити могућност генерисања псеудо мерења у ситуацијама када мерења у реалном времену нису расположива. Такве ситуације се најчешће јављају у случају немониторисаних потрошача и дистрибуираних извора електричне енергије (као што су мини хидроелектране, ветро генератори, соларни панели и други).

- Истражити потребне модификације стандарних алгоритама заснованих на критеријуму суме отежаних средње-квaдратних одступања за примене у несиметричним (трофазним) радним режимима. Такође, истражити утицај нивоа несиметрије на перформансе статичког естиматора стања.
- Истражити утицај корелисаних мерења у реалном времену и псеудо мерења на алгоритам статичке естимације стања (првенствено на његову конвергенцију). Спровести класификацију расположивих података из историјске базе података применом вештачких неуралних мрежа (ANN), с обзиром на њихове изванредне особине класификације и функционалне апроксимације.

Као резултат рада на овој докторској дисертацији дата је научна верификација могућности ефикасног решавања проблема статичке естимације стања у несиметричним дистрибутивним и микро мрежама, уважавајући реална техничка ограничења која намеће овај тип мрежа, као што су недостатак мерења из реалног времена, корелација у понашању потрошача и дистрибуираних генератора и друга.

Докторска дисертација даје конкретна решења следећих проблема:

1. Адекватан и ефикасан алгоритам статичке естимације радних режима у несиметричним електроенергетским (дистрибутивним и микро) мрежама.
2. Модел за генерисање минималног броја псеудо мерења за постизање минималне обсервабилности електроенергетске мреже.
3. Интегрисани модел за реалокацију псеудо мерења кроз статичку естимацију стања и кроз јединствен конвергенциони процес.
4. Ефикасан начин прорачуна корелације различитих типова псеудо мерења, као и њихова интеграција у алгоритам статичке естимације стања. Класификација карактеристичних кластера и прогноза потрошње/генерисања активне и реактивне снаге из екстерних улаза извршена је применом вештачких неуралних мрежа (ANN).
5. Интегрисани алгоритам применљив на реалне дистрибутивне и микро мреже, уз уважавање свих претходно набројаних аспеката проблема.

Докторска дисертација организована је на следећи начин:

У другој глави изложен је проблем статичке естимације стања. Обрађени су основни појмови, као што су: вектори променљивих стања и мерења, редуданса мерења, обсервабилност електроенергетске мреже, формулација и основни алгоритми за решавање проблема минимума суме отежаних средње-квaдратних одступања ("WLS метод") и други.

Трећа глава приказује моделе елемената електроенергетских мрежа у несиметричним режимима, при чему су обрађени основни трофазни модели типичних елемената који се срећу у дистрибутивним мрежама, као што су: трансформатори, монофазни и трофазни преносни водови, потрошачи и различити типови дистрибуираних генератора.

Четврта глава се бави генерисањем псеудо мерења. Разматране су могућности моделовања дистрибутивних и микро мрежа на основу расположивих података из реалног времена, као и на основу резултата релативно малог броја мерења обављених у реалном времену. Посебно је анализирано генерисање псеудо мерења активне и реактивне снаге код потрошача и дистрибуираних генератора, као што су ветро турбине, фотонапонски панели, хидроелектране и други.

У петој глави изложен је алгоритам статичке естимације стања у несиметричним електроенергетским мрежама. Прво је дат историјски развој развоја проблема у

преносним, дистрибутивним и микро мрежама. Детаљно су обрађени поједини кораци кроз које се алгоритам спроводи.

У шестој глави описана је интеграција корелисаних мерења у алгоритам статичке естимације стања у несиметричним електроенергетским мрежама. Посебно је разматран најважнији тип корелације мерења, односно корелација псеудо мерења са скупом расположивих мерења у реалном времену. Да би се корисно искористиле различите групе псеудо мерења које се могу јавити у овом проблему, потребно је формирање новог алгоритма за трофазну статичку естимацију стања који уважава корелисаност мерења, што је кроз поједине кораке такође детаљно објашњено у овој глави. Посебно су обрађени проблеми груписања (кластеровања) временских података и података о оптерећењу, прорачун излазних снага ветроелектрана и фотонапонских панела, прорачун варијансе и корелације мерења. Дат је и један мали илустративни пример који има за циљ демонстрацију значаја корелације мерења на решење статичке естимације стања.

У седмој глави напред предложени поступци и алгоритми статичке естимације стања примењени су на реалним електроенергетским (дистрибутивним и микро) мрежама, како би се извршила њихова квалитетна нумеричка верификација.

У осмој глави дати су основни закључци који су изведени током израде докторске дисертације.

У деветој глави дат је списак референци коришћених приликом израде ове докторске дисертације.

У десетој глави (*Додатак*) дати су неки допунски материјали који прате основно излагање из претходних глава, као што су опис нормалне (Gauss-ове) расподеле и улазни подаци за поједине тест електроенергетске (дистрибутивне и микро) мреже, као и резултате статичке естимације стања за дистрибутивну мрежу од 322 чвора.

2. ПРОБЛЕМ СТАТИЧКЕ ЕСТИМАЦИЈЕ СТАЊА

Статичка естимација стања је процес у којем се одређују непознате вредности променљивих стања, на бази редувантних мерења из електроенергетске мреже [1-3]. Променљиве стања у дистрибутивним и микро мрежама су модули и углови фазора напона у чворовима (у преносним и подпреносним мрежама њима се придружују и неноминални односи трансформације класичних и фазних регулационих трансформатора). Када су променљиве стања познате, за дату конфигурацију и дефинисане параметре електроенергетске мреже, даље се могу једнозначно прорачунати и све друге системске променљиве од интереса (на пример, токови снага по гранама). Улазни подаци за статичку естимацију стања су аналогна мерења и сигнализације статуса апарата, као и база (каталог) података, из које се очитавају параметри елемената електроенергетске мреже. Квази-статички модел естимације обично се формира из неког тренутног стања мерења ("Snapshot"), које се освежава са периодом од неколико секунди. То значи да се захтева да алгоритми статичке естимације стања буду довољно брзи за примену у реалном времену.

Сам статички естиматор стања је математички алгоритам, помоћу којег се трансформишу мерни подаци из система у процену вектора променљивих стања. При томе, главни циљ није добијање врло "тачне", већ поуздане и у датом тренутку "најбоље" процене променљивих стања, чак и када су мерења јако поремећена, због присуства шума и других грешака. Тај математички алгоритам је сложен и састоји се из више међусобно спрегнутих програма, чији се резултати даље широко користе у експлоатацији и управљању електроенергетских мрежа. У неким елементима он је сличан прорачуну токова снага, а у неким се разликује [1-3].

На *Слици 2.1* графички су илустроване разлике између *детерминистичког прорачуна токова снага* и *стохастичке статичке естимације стања*. Основна разлика је што у прорачуну токова снага (*Слика 2.1а*) нема претпостављених грешака у мереним величинама, а број непознатих тачно је једнак броју једначина. Самим тим, проблем токова снага има јединствено решење (ако постоји). За разлику од прорачуна токова снага, чији је резултат једнозначно дефинисан режим система, резултат статичке естимације стања је процена вероватног режима (оног који се највише слаже са расположивим улазним подацима).

У пракси се радни режим електроенергетске мреже одређује статичком естимацијом стања на основу расположивих мерења (функција реалног времена), док се функцијом токова снага спроводе разне врсте анализа (студијска функција), при чему се специфициране величине у токовима снага задају на основу резултата статичке естимације стања (радног режима електроенергетске мреже).

Статичка естимација стања, у зависности од коначног циља прорачуна, узима у обзир телеметрисане величине мерења, статуса расклопне опреме и параметара електроенергетске мреже. Да би се могао извршити прорачун естимираног оперативног режима, потребно је да укупан број мерења (M) буде већи од броја непознатих променљивих стања (n), као и да расположива мерења буду адекватно географски (односно тополошки) распоређена у електроенергетској мрежи.

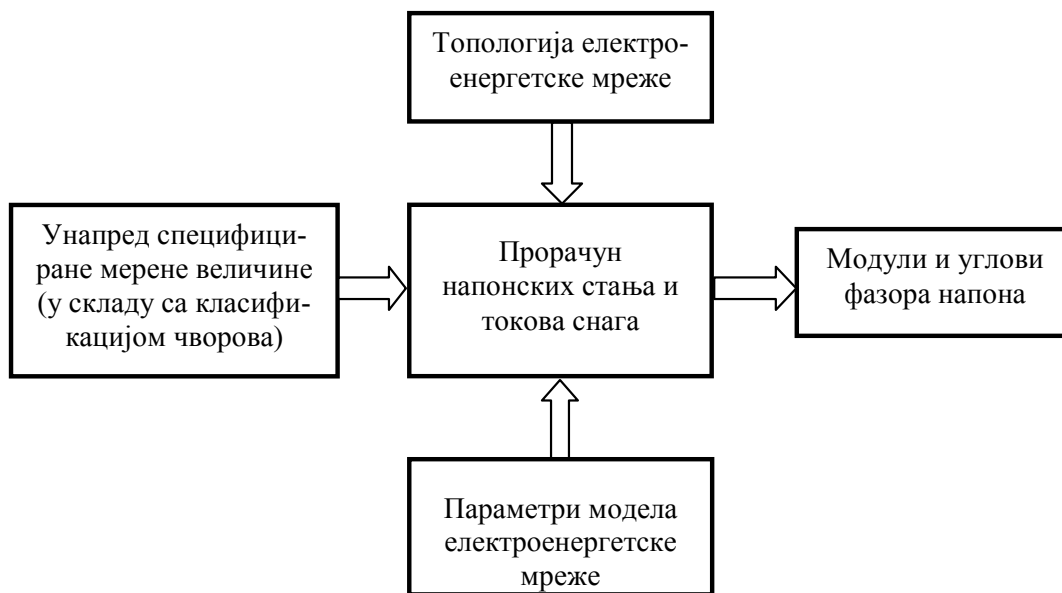
Редуванса мерења за производно-преносни део електроенергетског система уобичајено је већа од 2 (креће се чак и до 3), што значи да је број расположивих мерења значајно већи од броја променљивих стања ($M \gg n$). У дистрибутивним мрежама

редунданса расположивих мерења је далеко мања (обично мања од 1), тако да се за статичку естимацију стања примењују сасвим други аналитички поступци, који су предмет ове докторске дисертације.

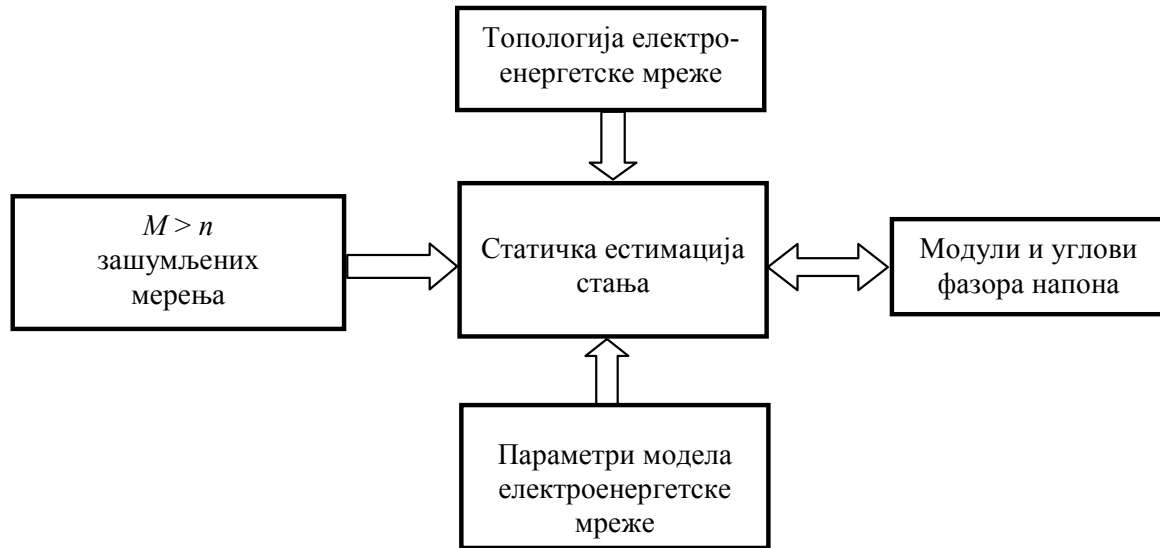
Са *Слике 2.1* може се уочити да се за прорачун токова снага и статичку естимацију стања користе три скупа улазних података:

- *Мерења из електроенергетске мреже* (при чему се код статичког естиматора стања у прорачуну користе сва мерења, док се за прорачун токова снага користи онолики број мерења, или естимираних величина добијених статичком естимацијом стања, који обезбеђује јединствено решење проблема, односно број коришћених мерења једнак је броју непознатих променљивих стања ($M = n$)).
- *Подаци о конфигурацији* (топологији електроенергетске мреже).
- *Подаци о параметрима модела електроенергетске мреже*.

Сви подаци који се користе у статичкој естимацији стања у себи могу садржати разне грешке и непрецизности. Претпоставља се да су грешке код већине мерења мале и да подлежу одређеним статистичким законима, а да су подаци о топологији и параметрима електроенергетске мреже тачни (осим код естимације параметара модела електроенергетске мреже). Присутне мерне грешке мерења су различитог порекла. За редувантна мерења може се користити статистичка теорија, у сврху филтрирања сирових мерних података и отклањања тих грешака. То је у суштини друга основна функција статичке естимације стања (прва је процена (естимација) променљивих стања). Трећа функција је естимација параметара модела електроенергетске мреже, за случај да су неки од њих непоуздани. Комбинована статичка естимација стања и параметара модела електроенергетске мреже нормално захтева повећани број мерења, а пожељна је и већа редуванса мерних података, чиме се истиче значај "Система за надзор, прикупљање, обраду и слање мерних података из електроенергетске мреже" (SCADA).



a.



б.

Слика 2.1: Основне карактеристике прорачуна токова снага (а) и статичке естимације стања (б)

Имплементација статичког естиматора стања представља свеобухватан поступак обраде информација из електроенергетских мрежа у реалном времену. Она омогућава економичан и практично изводљив начин за обезбеђење поуздане и конзистентне базе података за управљање и експлоатацију електроенергетске мреже.

2.1. Вектор променљивих стања

Вектор променљивих стања (\mathbf{x}) описује радни режим електроенергетске мреже. Елементи n -димензионог вектора променљивих стања (\mathbf{x}) су:

V_i – модули фазора напона у чворовима ($i = 1, 2, \dots, N$);

θ_i – углови фазора напона у чворовима ($i = 1, 2, \dots, N$; $i \neq SL$; $\theta_{SL} = 0$, где ‘ SL ’ означава референтно-балансни чвор).

Вектор променљивих стања је део M -димензионог вектора мерења (\mathbf{z}), при чему је $M \geq n$. То значи да вектор променљивих стања чине следећи суб-вектори:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \mathbf{V} \\ \boldsymbol{\theta} \end{bmatrix}, \mathbf{V} = [V_1 \ \dots \ V_i \ \dots \ V_N]^T; \ \boldsymbol{\theta} = [\theta_1 \ \dots \ \theta_i \ \dots \ \theta_N]^T; \ i \neq SL, \quad (2.1)$$

где су димензије за \mathbf{V} и $\boldsymbol{\theta}$ суб-векторе N и $N - 1$, респективно, где је N укупан број чворова у електроенергетској мрежи.

2.2. Вектор мерења

2.2.1. Веза вектора мерења и вектора променљивих стања

Вектор мерења (z) повезан је са вектором променљивих стања (x) електроенергетске мреже преко нелинеарне једначине:

$$z = h(x) + e, \quad (2.2)$$

где су:

z – M -димензиони вектор мерења;

$h(x)$ – M -димензиона векторска функција;

x – n -димензиони вектор променљивих стања;

e – M -димензиони случајни вектор грешака мерења, чије су особине унапред специфициране. Варијансе грешака мерења дају индикацију о квалитету мерења (велика вредност варијансе означава малу тачност мерења и обратно).

У суштини, грешке које се јављају у процесу статичке естимације стања могу се сврстати у три категорије:

1. Грешке инструмената:

- грешке захватања и конверзије мерења;
- грешке услед телекомуникационог преноса;
- грешке услед испада појединих мерења.

2. Погонске грешке:

- грешке у коришћењу мерења са различитим временским кашњењима (несинхронизована мерења);
- грешке услед неочекиваних промена у конфигурацији електроенергетске мреже.

3. Грешке у моделовању:

- грешке у конфигурацији електроенергетске мреже,
- грешке у вредностима параметара елемената модела.

Грешке из прве категорије могу се умањити побољшањем квалитета мерних склопова, што захтева повећана улагања. С друге стране, грешке из друге категорије пресликавају реалне прилике у експлоатацији електроенергетске мреже и не могу се сасвим избећи, док се грешке из треће групе могу отклонити, побољшањем модела електроенергетске мреже.

Ако се функција $h(x)$ у (2.2) може апроксимирати линеарном функцијом, вектор мерења из (2.2) постаје:

$$z = Hx + e, \quad (2.3)$$

где је H ($M \times n$)-димензиона константна Јакобиан матрица. Стриктно гледано, Јакобиан матрица није функција естимираних вредности вектора променљивих стања (\hat{x}), пошто се израчунава унапред у тачки која може бити $x \neq \hat{x}$, односно $H = \left. \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right|_{x \neq \hat{x}}$.

Са *Слике 2.16* види се да статички естиматор стања користи три скупа улазних података, при чему се улазни подаци који се односе на мерења на тој слици, у складу са претходним разматрањима, односе у суштини на **стварна мерења**.

Остали улазни подаци добијају се и као резултат рада анализатора топологије електроенергетске мреже. За његов рад су потребна аналогна мерења, сигнализације статуса апарата (добијају се са SCADA-е) и база података из које се читавају параметри модела електроенергетске мреже.

Значи, из анализатора топологије следе три групе података:

1. Подаци о аналогним мерењима (са SCADA -е у реалном времену).
2. Подаци о псеудо-мерењима (генерисани од стране програма за прогнозу оптерећења).
3. Подаци о мрежи (сигнализације статуса апарата са SCADA-е, које одређују топологију електроенергетске мреже и подаци из базе података о параметрима модела електроенергетске мреже).

2.2.2. Аналогна мерења

На основу података који следе, дефинише се јединствени вектор мерења (z), независно да ли је мерење у реалном времену, псеудо или виртуелно. Овај M -димензиони вектор чине:

1. P_{ij} – токови активних снага по гранама мреже ($ij = \ell = 1, 2, \dots, L$; L је укупан број грана у електроенергетској мрежи);
2. Q_{ij} – токови реактивних снага по гранама електроенергетске мреже;
3. I_{ij} – токови струја по гранама електроенергетске мреже;
4. P_i – инјектирања активних снага у чворовима мреже ($i = 1, 2, \dots, N$; N је укупан број чворова у електроенергетској мрежи);
5. Q_i – инјектирања реактивних снага у чворовима електроенергетске мреже;
6. I_i – инјектирања струја у чворовима електроенергетске мреже;
7. V_i – модули напона у чворовима (директно мерење променљивих стања).

На основу горње листе, формира се јединствени M -димензиони вектор мерења (са 7 суб-вектора):

$$z = \left[P_{\ell}^T \quad Q_{\ell}^T \quad I_{\ell}^T \quad P^T \quad Q^T \quad I^T \quad V^T \right]^T, \quad (2.4)$$

где су поједини чланови суб-вектори типова мерења. Ознака ℓ у једн. (2.4) означава мерење везано за грану.

Горњим мерењима придружују се варијансе, односно тежински фактори са којима она улазе у даљи прорачун (дефинисани у *Тачки 2.2.5*). У формулацији статичког естиматора стања, претпоставља се да су грешке у мерењима мале, па због тога подлежу одређеним статистичким законима, а да су подаци о топологији и параметрима модела електроенергетске мреже тачни, осим када се ради естимација параметара модела електроенергетске мреже.

2.2.3. Псеудо мерења

Псеудо мерења представљају претпостављене (планске) вредности неких величина, које се могу укључити у вектор мерења (z), као што су, на пример, прогнозирана оптерећења у чворовима. Псеудо мерења су "произведени" подаци, који се углавном базирају на архивским подацима, или процени диспечера/аналитичара. Она се обично уводе да би се необсервабилни делови електроенергетске мреже учинили минимално обсервабилним. Ова мерења најчешће се добијају из прогнозе оптерећења и генерисања у чворовима електроенергетске мреже и, по правилу, их чине инјектиране снаге у чворовима.

2.2.4. Виртуелна мерења

У статичкој естимацији стања, поред стварних и псеудо мерења, у сврху повећања редувансе користе се и *виртуелна мерења*. То је врста информација која практично не захтева мерења, а односи се на коришћење нултих вредности инјектирања у чворовима (чворови без оптерећења). Ова мерења физички не постоје, али су потпуно позната (одређена). Треба напоменути да се псеудо мерења третирају као *мање тачна*, а виртуелна као *врло тачна*, јер су њихове вредности познате без икакве грешке. Пошто виртуелна мерења (тј. нулта инјектирања активних и реактивних снага у чворовима) у себи не садрже грешке, изражавају се преко једначина:

$$z_{VM} = \mathbf{0}. \quad (2.5)$$

У алгоритму статичке естимације стања, она се третирају као мерења са врло малом грешком, тј. у релацији (3.1) та се мерења замењују са:

$$z'_{VM} = z_{VM} + e'_{VM}, \quad (2.6)$$

где је $z_{VM} = \mathbf{0}$, а грешка e'_{VM} има врло малу стандардну девијацију ($\sigma_{VM} \rightarrow \mathbf{0}$).

Сва мерења и телесигнализације у склопу SCADA-е добијају се у аналогној, или дигиталној форми, посредством удаљених терминалских јединица (RTU – "Remote Terminal Unit"), смештених у објектима из којих се врши телеинформациони пренос. Тачност естимације зависи, како од примењеног алгоритма, тако и од броја и врсте мерења и њиховог размештаја у мрежи. Поред тога, од утицаја су и карактеристике отказа удаљених терминалских јединица и комуникационих канала, садржај шума у сигнаlima мерења и режим рада електроенергетске мреже. Тешко је дати неки општи квантитативни закључак који се односи на тачност естимације, али је очигледно да се она генерално повећава са повећањем редувансе мерења (како глобалне, тако и локалне).

2.2.5. Варијанса мерења и тежински фактори

Најчешће коришћени алгоритам у статичкој естимацији стања је метод минимума суме отежаних (пондерисаних) квадрата резидуала мерења (WLS метод). Варијанса мерења (уједно, она представља квадрат стандардне девијације, односно квадрат стандардног одступања мерења) дефинише се преко матрице коваријанси мерења (\mathbf{R}) и релације [1, 2]:

$$\mathbf{R} = \text{cov}\{\mathbf{e}\} = \text{E}\{\mathbf{e}^T \mathbf{e}\} = \text{diag}\{\sigma_m^2\}; \quad m = 1, 2, \dots, M, \quad (2.7)$$

где је \mathbf{e} вектор грешака мерења, а σ_m^2 варијанса m -тог мерења, док σ_m дефинише стандардну девијацију (стандардно одступање).

Друга форма претходне матрице је дијагонална матрица тежинских фактора \mathbf{W} , дефинисана као:

$$\mathbf{W} = \text{diag}\{w_m\} = \mathbf{R}^{-1} = \text{diag}\{1/\sigma_m^2\}. \quad (2.8)$$

Коришћени WLS метод за статичку естимацију стања подразумева да променљиве подлежу нормалној (Gauss-овој) расподели, која је детаљније описана у *Додатку (Глава 10.1)*.

Постоје три начина за дефинисање тежинских фактора преко варијансе мерења (као што је дато у (2.8), тежински фактор представља реципрочну вредност варијансе мерења):

1. Варијанса мерења може бити директно задата као улазни податак, а тежински фактор се израчунава на основу (2.8).
2. Варијанса мерења може бити дата преко класе тачности инструмената. Прво се израчунава стандардна девијација мерења на основу класе тачности инструмента:

$$\sigma_m = k_m/100, \quad (2.9)$$

где је k_m класа тачности инструмента којим се спроводи m -то мерење.

Уобичајене вредности класе тачности су [1]: 0,1; 0,5; 1; 2 и 5. Затим се прорачунава вредност варијансе (2.7), односно тежинског фактора мерења (2.8).

3. Стандардна девијација m -тог мерења израчунава се на основу емпиријских израза:

$$\sigma_m = \frac{0,02 \cdot |\text{Merenje}| \cdot \text{Opseg merenja}}{3}. \quad (2.10)$$

Варијанса мерења (σ_m^2) даје индикацију квалитета појединачног мерења. Велике варијансе (мали тежински фактори) показују да је то мерење непоузданије (мање тачно), и обрнуто. Вредност тежинског фактора, у зависности од варијансе мерења, може се кретати од неколико хиљада, па до милион [1, 2].

2.3. Редуданса мерења

У процесу статичке естимације стања најчешће се третирају *несавршена редудантна мерења*, па се за процену радног режима електроенергетске мреже користи минимизација/максимизација неког статичког критеријума, помоћу кога се онда прорачунавају (естимирају) вредности променљивих стања.

Редуданса мерења дефинише се као однос броја расположивих (M) и минимално потребног броја независних мерења који практично одговара броју променљивих стања система (n), тј. [1-3]:

$$R_d = \frac{M}{n}, \quad (2.11)$$

при чему је $M \geq n$, или представљено у процентима:

$$R_d = \left(\frac{M}{n} - 1 \right) \cdot 100 \text{ [\%]}. \quad (2.12)$$

Уобичајене вредности редудансе у савременим реализованим статичким естиматорима стања у преносним мрежама су између 1,8 и 2,8. При томе, треба водити рачуна да редуданса мора да буде равномерно распоређена у појединим областима, односно да, поред глобалне, постоји и локална редуданса. У дистрибутивним и микро мрежама редуданса мерења је значајно мања.

2.4. Метод минимума суме отежаних средње-квadratних одступања

У овом поглављу објашњен је метод минимума суме отежаних средње-квadratних одступања (WLS – "Weighted Least Square") и његова основна примена, док ће његова детаљна примена за решавање статичке естимације стања бити објашњена у *Поглављу 3.8*. Статичка естимација стања се на другу начин може дефинисати као процедура где се за прорачун једне, или више непознатих у електроенергетској мрежи користе узорци. Пошто су ови узорци за случај мерења по правилу недовољно тачни, то су и процене непознатих величина нетачне. Ова чињеница води у формулацију "најбоље" процене непознатих величина, која важи за дати скуп мерења [1-4].

Развој модела статичке естимације стања зависи од изабраног статичког оптимизационог критеријума. Најчешће коришћени критеријуми су [1, 2, 4]:

- Максимизација вероватноће (\wp) да процена вектора променљивих стања ($\hat{\mathbf{x}}$) представља тачну вредност вектора променљивих стања (\mathbf{x}), тј. $\max_{\mathbf{x}} \{\wp(\mathbf{x})\} = \hat{\mathbf{x}}$.
- Минимизација суме отежаних средње-квadratних одступања процењених вредности мерења ($\hat{\mathbf{z}}$) од стварних мерења (\mathbf{z}).
- Минимизација очекиваних вредности суме средње-квadratних одступања процењених компоненти вектора променљивих стања ($\hat{\mathbf{x}}$) од његових стварних вредности (\mathbf{x}). Ово је критеријум минималне варијансе.

Пошто су мерења несавршена, односно постоје грешке које се уносе мерним инструментима, телекомуникационим каналима, итд., неопходно је располагати већим бројем мерења, у односу на број променљивих стања, због чега се говори о *редудантном скупу мерења*. Тада се у оквиру статичке естимације стања користи оптимизациони критеријум, којим се минимизира сума отежаних средње-квadratних одступања мерених вредности од одговарајућих естимираних величина, односно формира се сума квадрата грешака.

Ради бољег разумевања WLS метода и начина његовог формулисања, полази се од основног модела електроенергетске мреже, датог на *Слици 2.2*, који представља *потпуни модел за прорачун токова снага* (раздвојен на реални и имагинарни део):

$$P_i = P_{gi} - P_{pi} = V_i^2 g_{ii} + V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]; \quad (2.13a)$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{pi} = -V_i^2 b_{ii} + V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j [g_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)],$$

$$i = 1, 2, \dots, N, \quad (2.13b)$$

где су:

P_{gi}, Q_{gi} – активна и реактивна производња у i -том чвору, респективно;

P_{pi}, Q_{pi} – активна и реактивна потрошња у i -том чвору, респективно;

V_i, θ_i – модуо и угао фазора напона i -тог чвора, респективно;

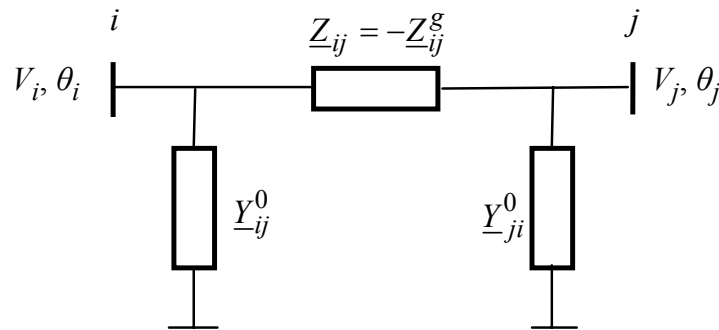
g_{ij}, b_{ij} – елементи матрице адмитанси независних чворова, који се односе на међусобне и сопствене кондуктансе и сусцептансе, респективно (за начин њиховог прорачуна из опште заменске шеме гране електроенергетске мреже, дате на *Слици 2.2*, видети [3, 5, 6]);

Ω_i – скуп чворова који су граном повезани са i -тим чвором.

Непознате променљиве стања у овом моделу су:

- 1) модули напона у свим чворовима система ($V_i, i = 1, 2, \dots, N$);
- 2) углови фазора напона у свим чворовима, осим у референтно-балансном чвору ($\theta_i, i = 1, 2, \dots, N \neq SL$).

У електроенергетским мрежама уобичајена су мерења следећих пет величина: токови активне, реактивне и привидне снаге између i -тог и j -тог чвора, модуо струје у грани између i -тог и j -тог чвора, као и модуо фазора напона у i -том чвору, што је мање у односу на вектор мерења (z) дат у (2.4). Због тешкоћа у спровођењу мерења углова фазора напона још увек нису стандардна пракса (неопходна временска синхронизација помоћу глобалног система за позиционирање (GPS – "Global Positioning System") [7]), мада се све чешће и она користе у статичкој естимацији стања. У погледу њиховог увођења у изложене алгоритме не постоје никаква ограничења. Претпостављајући да се грана електроенергетске мреже може представити нормализованом монофазном еквивалентном несиметричном π -заменском шемом, датом на *Слици 2.2*, наведена мерења могу се представити у функцији променљивих стања на следећи начин:



Слика 2.2: Општа шема гране електроенергетске мреже.

$$z_m = P_{ij} = [V_i^2 G_{ij} - V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij})] + e_m = f_m(\theta, V) + e_m;$$

$$m = 1, 2, \dots, M_P; \quad (2.14a)$$

$$z_m = Q_{ij} = [-V_i^2(B_{ij} + B_{ij}^0) - V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij})] + e_m = g_m(\theta, V) + e_m; \quad m = M_P + 1, M_P + 2, \dots, M_Q; \quad (2.146)$$

$$z_m = S_{ij} = \{V_i^2[G_{ij}^2 + (B_{ij} + B_{ij}^0)^2] + V_j^2 Y_{ij}^2 + 2V_i V_j Y_{ij} [(B_{ij} + B_{ij}^0) \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) - G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij})]\}^{1/2} + e_m = \xi_m(\theta, V) + e_m; \quad m = M_Q + 1, M_Q + 2, \dots, M_S; \quad (2.14ц)$$

$$z_m = I_{ij} = \{V_i^2[G_{ij}^2 + (B_{ij} + B_{ij}^0)^2] + V_j^2 Y_{ij}^2 + 2V_i V_j Y_{ij} [(B_{ij} + B_{ij}^0) \sin(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij}) - G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \psi_{ij})]\}^{1/2} + e_m = p_m(\theta, V) + e_m; \quad m = M_S + 1, M_S + 2, \dots, M_I; \quad (2.14д)$$

$$z_m = V_i \approx V_i + e_m = q_m(\theta, V) + e_m; \quad m = M_I + 1, M_I + 2, \dots, M, \quad (2.14е)$$

где су:

z_m – општа ознака за m -то мерење, које се односи на:

- ток активне снаге (P_{ij}) у грани између i -тог и j -тог чвора електроенергетске мреже ($m = 1, 2, \dots, M_P$);
- ток реактивне снаге (Q_{ij}) у грани између i -тог и j -тог чвора електроенергетске мреже ($m = M_P + 1, M_P + 2, \dots, M_Q$);
- ток привидне снаге (S_{ij}) у грани између i -тог и j -тог чвора електроенергетске мреже ($m = M_Q + 1, M_Q + 2, \dots, M_S$);
- модуо струје (I_{ij}) у грани између i -тог и j -тог чвора електроенергетске мреже ($m = M_S + 1, M_S + 2, \dots, M_I$);
- модуо напона (V_i) у i -том чвору електроенергетске мреже ($m = M_I + 1, M_I + 2, \dots, M$).

M_P, M_Q, M_S, M_I, M – кумулативни бројеви мерења, који указују на број мерења активне (M_P), реактивне ($M_Q - M_P$) и привидне снаге ($M_S - M_Q$), модула струје ($M_I - M_S$) и модула напона ($M - M_I$), респективно;

θ – $(N - 1)$ -димензиони вектор непознатих углова фазора напона чворова електроенергетске мреже, који се естимирају; његови појединачни елементи су $\theta_i; i = 1, 2, \dots, N; i \neq SL$;

V – N -димензиони вектор непознатих модула фазора напона чворова електроенергетске мреже, који се естимирају; његови појединачни елементи су $V_i; i = 1, 2, \dots, N$;

G_{ij}, B_{ij}, Y_{ij} – редна кондуктанса, сусцептанса и модуо адмитансе гране $i-j$, респективно, који су повезани релацијама $G_{ij} = Y_{ij} \cos \psi_{ij}; B_{ij} = Y_{ij} \sin \psi_{ij}$ и $Y_{ij} = \left| \underline{Y}_{ij} \right|$;

B_{ij}^0 – оточна сусцептанса гране $i-j$ код i -тог чвора;

e_m – случајна променљива која се односи на m -то мерење тока активне ($m=1, 2, \dots, M_P$), реактивне ($m=M_P+1, M_P+2, \dots, M_Q$), привидне снаге ($m=M_Q+1, M_Q+2, \dots, M_S$), модула струје по грани електроенергетске мреже ($m=M_S+1, M_S+2, \dots, M_I$), као и на модуле напона чворова електроенергетске мреже ($m=M_I+1, M_I+2, \dots, M$), респективно; за њу се претпоставља да поседује нормалну (Gauss-ову) расподелу са очекиваном средњом вредношћу нула ($E\{e_m\}=0$) и варијансом једнаком σ_m^2 , где је $\sigma_m^2 = E\{e_m^T e_m\}$; $m=1, 2, \dots, M$ (видети *Додатак у Глави 10.1*).

$f_m(\theta, V)$, $g_m(\theta, V)$, $\xi_m(\theta, V)$, $p_m(\theta, V)$, $q_m(\theta, V)$ – опште ознаке за одговарајуће функционалне зависности.

У горњем систему једначина (2.14) потребно је уочити да је укупан број мерења (M) већи од броја променљивих стања (n). Међутим, систем једначина (2.14) по правилу у преносним мрежама није противуречан, пошто су у њега уведене и случајне променљиве (вектор e_m). Оне у суштини моделују непрецизност (односно несавршеност) мерених величина (вектор z_m), коју уносе мерни инструменти (у зависности од својих класа тачности), телекомуникациони канали и други ефекти. *Степен непрецизности математички се изражава преко варијансе σ_m^2* (2.7), при чему што је варијанса већа, то је мерење непоузданије (непрецизније), односно при малим варијансама (σ_m^2) ради се о веома тачним мерењима. Одавде је очигледно да појединачна мерења z_m немају исту "тежину", пошто се једнима може више "веровати" од других.

Уважавајући претходна разматрања, могуће је дефинисати проблем статичке естимације стања као: *пронаћи вредности променљивих стања, при којима се има минимална сума средње-квадратних одступања између мерених и стварних вредности величина* (које су изражене као функција вектора променљивих стања (x)), при чему се свакој разлици (која се назива *резидуал мерења*) мора доделити одговарајућа веродостојност, или тежина. Из теорије естимације познато је да се ово чини *поделом резидуала мерења са одговарајућом варијансом*, тако да мерења са малом грешком имају велику тежину у наведеној суми, и обрнуто [1, 2, 4]. Овако дефинисани проблем у математичкој форми може се изразити као:

$$\begin{aligned} \min_{\theta, V} \left\{ J(\theta, V) = \sum_{m=1}^{M_P} \frac{[z_m - f_m(\theta, V)]^2}{\sigma_m^2} + \sum_{m=M_P+1}^{M_Q} \frac{[z_m - g_m(\theta, V)]^2}{\sigma_m^2} + \sum_{m=M_Q+1}^{M_S} \frac{[z_m - \xi_m(\theta, V)]^2}{\sigma_m^2} \right. \\ \left. + \sum_{m=M_S+1}^{M_I} \frac{[z_m - p_m(\theta, V)]^2}{\sigma_m^2} + \sum_{m=M_I+1}^M \frac{[z_m - q_m(\theta, V)]^2}{\sigma_m^2} \right. \\ \left. = \sum_{m=1}^M \frac{[z_m - h_m(\theta, V)]^2}{\sigma_m^2} \right\}, \end{aligned} \quad (2.15)$$

где су:

$J(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$ – укупна сума квадрата резидуала мерења која се минимизирају;
 $h_m(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$ – општа ознака за функцију m -тог мерења, која се односи на функције $f_m(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$, $g_m(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$, $\xi_m(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$, $p_m(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$ и $q_m(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})$ (2.15).

Очигледно је да је специфицирани проблем нелинеаран оптимизациони проблем без ограничења, који је потребно решити по непознатим векторима променљивих стања ($\boldsymbol{\theta}$ и \mathbf{V}), који дају њихове оптималне естимације ($\hat{\boldsymbol{\theta}}$ и $\hat{\mathbf{V}}$). Он се назива *статички естиматор стања по методу минимума суме отежаних (пондерисаних) средње-квадратних одступања* (WLS метод), пошто су сви резидуали мерења отежани величином $1/\sigma_m^2$. У случају када су све варијансе једнаке (σ_m^2 , $m=1, 2, \dots, M$), њих није потребно ни користити у изразу (2.15). Проблем (2.15) веома је погодно изразити у компактној математичкој нотацији, као:

$$\min_{\mathbf{x}} \{J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]\}, \quad (2.16)$$

где су новоуведени вектори и матрице дефинисани као:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{z} = [z_1 \ \dots \ z_m \ \dots \ z_M]^T;$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = [h_1(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) \ \dots \ h_m(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) \ \dots \ h_M(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V})]^T;$$

$$\mathbf{R}^{-1} = \mathbf{E}\{\mathbf{e}^T \mathbf{e}\} = \text{diag}\{\sigma_m^2\},$$

при чему се матрица \mathbf{R} назива *матрица коваријанси грешака мерења*. Када је проблем (2.16) решен, располаже се са естимираним вредностима свих променљивих стања (векторима $\hat{\boldsymbol{\theta}}$ и $\hat{\mathbf{V}}$), након чега је могуће приступити анализи лоших мерења, параметара и топологије електроенергетске мреже, као и осталим пост-естимационим анализама [1-4].

2.5. Обсервабилност електроенергетске мреже

Из теорије система познато је да је обсервабилност особина динамичког система да се из података о мерењима излазних променљивих (\mathbf{z}) може реконструисати вектор променљивих стања (\mathbf{x}). То је, између осталог, управо процес који се обавља у статичком естиматору стања, па се за одређени скуп расположивих мерења увек могу поставити следећа питања:

- Да ли је расположиви скуп мерења (\mathbf{z}) довољан за извршење функције статичке естимације стања?
- Уколико је тај скуп недовољан, која су додатна мерења неопходна да се омогући та функција?

Потврдан одговор на прво питање значи да је систем обсервабилан [1-3]. Потпуна обсервабилност не зависи само од броја, већ и од географског распореда и локација мерења, топологије и параметара електроенергетске мреже, што значи да се у статичкој естимацији стања, поред глобалне, мора водити рачуна и о локалним редундансама мерења. Дакле, за одговор на прво питање обавезан је *тест обсервабилности*. Ако систем није

потпуно обсервабилан, треба идентификовати његове необсервабилне делове (острва), чиме се долази до тражења одговора на друго напред постављено питање, а то је избор и распоред нових (додатних) мерења, да би иначе необсервабилан систем постао потпуно обсервабилан. Ово питање посебно је од интереса при поремећајима у електроенергетској мрежи и губитку информација о неким мерењима, због испада телекомуникационих преносних канала (јер се систем обично пројектује да буде обсервабилан у нормалним радним режимима). У таквим околностима, иначе обсервабилан систем може постати привремено необсервабилан, па се у вези са статичком естимацијом стања у реалном времену могу поставити и следећа питања:

- Да ли на располагању стоји довољан број мерења, која омогућавају функцију статичке естимације стања?
- Ако је одговор на претходно питање негативан, да ли постоје неки делови електроенергетске мреже (и који), чија се стања могу естимирати са постојећим мерењима?
- Како естимирати стања тих обсервабилних делова електроенергетске мреже?
- Како изабрати додатна псеудо мерења, која треба укључити у скуп мерења (z), да би естимација била омогућена у читавој електроенергетској мрежи?
- Да ли (и како) се може гарантовати да увођење нових псеудо мерења у скуп мерења (z) неће погоршати тачност резултата естимације?

Анализа на основу које се добијају одговори на претходна питања, назива се *анализа обсервабилности*. Она утврђује да ли се над комплетном електроенергетском мрежом може извршити статичка естимација стања. Уколико се то не може урадити, одређују се острва која се могу естимирати. Она у себи укључује:

- тест обсервабилности;
- идентификацију обсервабилних делова система (обсервабилне гране и чворови), а самим тим и необсервабилних делова електроенергетске мреже (необсервабилни чворови и гране);
- решење проблема размештаја нових мерења за постизање обсервабилности.

Треба истаћи да због своје широке географске распрострањености, великог броја елемената и сложене структуре различитих типова потрошача није економски оправдано да се врши комплетан мониторинг дистрибутивне мреже и да оне буду потпуно опремљене мерном инфраструктуром и SCADA-ом (свакако да се из године у годину ова констатација мења у корист повећања обима мерења у реалном времену, али ће горња констатација сигурно остати на снази још догледно време). Због тога су дистрибутивне мреже у погледу постојања мерења у реалном времену необсервабилне, како локално, тако и глобално. Да би се тај проблем превазишао и ипак омогућило спровођење статичке естимације стања, примењују се специјализовани алгоритми, који и јесу тема ове докторске дисертације. Дакле, може се закључити да се статичка естимација стања у преносним мрежама, са једне стране, и дистрибутивним и микро мрежама, са друге стране, могу значајно разликовати.

То значи да се анализа обсервабилности дистрибутивне мреже често не мора ни спроводити, пошто се унапред зна да је она глобално необсервабилна. Међутим, свакако неки њени делови могу бити обсервабилни (на пример, индустријски комплекси, тржни центри и слично). Међутим, овај проблем је ипак неопходно познавати, пошто се после додавања псеудо мерења дистрибутивна мрежа мора учинити минимално обсервабилном, јер се у противном статичка естимација стања не може спровести. За те потребе могу се спровести два типа тестова обсервабилности.

Што се *тополошке обсервабилности* тиче, она зависи само од конфигурације електроенергетске мреже и размештаја мерења. За њено одређивање користе се методе теорије графова, при чему се сматра да је мрежа потпуно обсервабилна, ако у графу мреже егзистира обухватно стабло пуног ранга [8-11]. *Ако постоји довољан број мерења да се за целу електроенергетску мрежу могу одредити све променљиве стања, сматра се да је електроенергетска мрежа обсервабилна.* Тест тополошке обсервабилности по Handschin-

Bongers-у [12], базира се на испитивању особина Јacobian матрице $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \left. \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}}$

(једн. (2.19)). Тражи се да, полазећи од произвољног чвора система (на пример од чвора 1), може да се стигне у све чворове који фигуришу у естимационом моделу. Практично, тест се спроводи формирањем непрекидне путање, која ће проћи преко ненултих елемената матрице $\mathbf{H}(\mathbf{x})$, придружених појединим чворовима и њима инцидентним гранама.

С друге стране, *услов нумеричке обсервабилности* јесте да Јacobian матрица $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ (2.19) има пун ранг, једнак броју променљивих стања, што гарантује несингуларност матрице појачања $(\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}))$ (2.20). Ранг матрице зависи од топологије електроенергетске мреже, локације и типа мерења. Овај услов обезбеђује постојање решења проблема статичке естимације стања, датом преко Gauss-Newton-ове итеративне шеме нормалних једначина (уважава апроксимацију првог реда – видети *Поглавље 3.8*):

$$(\mathbf{H}(\mathbf{x})^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x})^{(k)} \Delta \mathbf{x}^{(k)} = (\mathbf{H}(\mathbf{x})^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})]; \quad (2.17)$$

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} + \Delta \mathbf{x}^{(k)}, \quad (2.18)$$

где је (k) индекс итерације.

Ако се тестом обсервабилности утврди да је систем необсервабилан, треба поступити према једној од следеће три могућности, што се управо и чини у овој докторској дисертацији:

- Скупу расположивих мерења секвенцијално додавати нова мерења, која ће електроенергетску мрежу учинити минимално обсервабилним. Ова нова мерења најчешће представљају псеудо мерења, чије грешке не смеју бити веће од грешака мерења у обсервабилном делу електроенергетске мреже.
- Утврђује се обсервабилни део електроенергетске мреже и за њега спроводи статичка естимација стања, а за необсервабилни део електроенергетске мреже одређују се неопходна додатна мерења, па се у другом кораку извршава статичка естимација стања за целу електроенергетску мрежу.
- Статичка естимација стања се спроводи само за обсервабилан део електроенергетске мреже, а необсервабилан део се посматра као део еквивалента спољне мреже.

Основни појмови везани за проучавање обсервабилности који се управо јављају у статичкој естимацији дистрибутивних и микро мрежа су:

1. *Обсервабилно острво* је део електроенергетске мреже над којим је могуће извршити статичку естимацију стања, на основу постојећег скупа мерења.
2. *Обсервабилне гране* су делови електроенергетске мреже над којима је могуће извршити статичку естимацију стања на основу постојећег скупа мерења (на крајевима ових обсервабилних грана обично се налазе необсервабилни чворови).
3. *Обсервабилни чворови* су делови електроенергетске мреже у којима се могу израчунати променљиве стања, на основу постојећег скупа мерења.

2.6. Јаcobian матрица и матрица појачања

Прво ће бити објашњено уопштено формирање Јаcobian матрице (\mathbf{H}), а затим ће се приказати и примена Јаcobian матрице за формирање матрице појачања, или информационе матрице (\mathbf{G}).

2.6.1. Јаcobian матрица

Јаcobian матрица представља ($M \times n$)-димензиону матрицу осетљивости промене функције која одговара вредности вектора мерења ($\mathbf{h}(\mathbf{x})$) на промену вектора променљивих стања (\mathbf{x}), где је, као и у досадашњем тексту, M димензија вектора мерења (\mathbf{z}), а n димензија вектора променљивих стања (\mathbf{x}):

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \left. \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_1(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_2(\mathbf{x})}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_M(\mathbf{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial h_M(\mathbf{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial h_M(\mathbf{x})}{\partial x_n} \end{bmatrix}. \quad (2.19)$$

где је $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ векторска нелинеарна функција променљивих стања (\mathbf{x}) (2.2).

2.6.2. Матрица појачања

Матрица појачања (информациона матрица) формира се на основу Јаcobian матрице ($\mathbf{H}(\mathbf{x})$) из следећег израза:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}), \quad (2.20)$$

где је $\mathbf{R} = E\{\mathbf{e}^T \mathbf{e}\}$ дијагонална матрица коваријанси вектора грешака мерења (\mathbf{e}), дефинисана у изразу (2.7).

Решење WLS проблема даје естимирану вредност вектора променљивих стања ($\hat{\mathbf{x}}$), која задовољава (2.21), добијену диференцирањем критеријума оптимизације (2.16):

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] = \mathbf{0}, \quad (2.21)$$

где је Јаcobian матрица функције мерења дата изразом (2.19).

Естимација вектора променљивих стања ($\hat{\mathbf{x}}$) добија се итеративним решавањем претходног система нелинеарних једначина, који се у свакој итерацији линеаризује (за детаље извођења и начине решавања видети *Поглавља 3.8 и 3.9*).

За линеаран модел мерења (2.3) решење се добија практично директно (у једној итерацији) из следећег система једначина

$$\mathbf{x} = [\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}]^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z} = \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z}. \quad (2.22)$$

2.7. Итеративно решавање проблема статичке естимације стања

Као што је већ напоменуто у поставци функције статичке естимације стања, то је процедура где се за прорачун променљивих стања користе узорци, при чему се могу користити различити оптимизациони критеријуми и аналитички поступци решавања. Најчешће се за решавање квадратног оптимизационог модела користи метод суме отежаних средње-квадратних одступања (WLS метод), где су одступања разлике естимираних и измерених величина (2.2).

Потребни услови првог реда за оптимум оптимизационог критеријума (2.16) су

$$\frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = -\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = -\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{r} = \sum_{m=1}^M \frac{r_m}{\sigma_m^2} \cdot \frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{0}, \quad (2.23)$$

при чему је претходна апроксимација заснована на Newton-Raphson-овом методу. Наиме, полазећи од Taylor-овог развоја оптимизационог критеријума статичке естимације стања, добија се

$$\left. \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}+\Delta \mathbf{x}} \approx \left. \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}} + \left. \frac{\partial^2 J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}^2} \right|_{\mathbf{x}} \Delta \mathbf{x}, \quad (2.24)$$

где је Hessian матрица дефинисана као

$$\frac{\partial^2 J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}^2} = \sum_{m=1}^M \frac{1}{\sigma_m^2} \cdot \left(\frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right)^T \frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} - \sum_{m=1}^M \frac{r_m}{\sigma_m^2} \cdot \frac{\partial^2 h_m(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}^2}. \quad (2.25)$$

У Newton-Raphson-овом методу прираштај се рачуна из израза (2.23), уз уважавање Hessian матрице (2.25). Овај метод има квадратну конвергенцију и по правилу се примењује, између осталог, и за решавање проблема статичке естимације стања, при чему се члан другог извода по правилу занемарује. Његов утицај у нормалним условима није велики, осим у ситуацијама постојања великих резидуала изазваних грешкама у топологији и параметрима модела, у комбинацији са јако нелинеарном функцијом мерења $\mathbf{h}(\mathbf{x})$. Увакви услови нису уочени на анализираним тест примерима дистрибутивних и мкро мрежа.

За решавање стандардне формулације система нормалних једначина (2.23), после примене Newton-Raphson-овог метода, решава се следећи систем једначина (који се добија из једначине (2.23))

$$[\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}] \Delta \mathbf{x} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]. \quad (2.26)$$

Нека је $\mathbf{x} = \mathbf{x}^{(0)}$ иницијално решење. После линеаризације десне стране једначине (2.23) добија се

$$\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \approx [\mathbf{H}(\mathbf{x}^{(0)})^T + \Delta \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(0)})^T] \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(0)}) - \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(0)}) (\mathbf{x} - \mathbf{x}^{(0)})] = 0, \quad (2.27)$$

што значи да је за општи случај (k)-те итерације линеаризованог система једначина (2.23) решење дато као

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)}) \Delta \mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z}^{(k)}, \quad (2.28)$$

где су: $\Delta \mathbf{x}^{(k)} = (\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)})$ и $\Delta \mathbf{z}^{(k)} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})$.

Види се да је у линеаризацији (2.27) члан $\Delta \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})]$ занемарен, што се оправдава чињеницом да су у близини актуелног (оптималног) радног режима оба променљива члана ($\Delta \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})$ и разлика $[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})]$) мали, што значи да се могу придружити члановима вишег реда у развоју (2.24) и занемарити. Из тог разлога се горња линеаризација некада назива и „квази-линеаризацијом“.

Једначина (2.28) решава се по прираштају вектора променљивих стања (у иницијалној итерацији по $\Delta \mathbf{x}^{(0)}$, а у осталим итерацијама по $\Delta \mathbf{x}^{(k)}$), применом неке од нумеричких техника (Cholesky факторизација, LDU (доње-троугаона, дијагонална и горње троугаона матрица - "Lower, Diagonal and Upper Matrices") факторизација и њене различите модификације, ортогоналне трансформације (стандардне и убрзане Givens-ове ротације и друге [1, 2]).

После решења једначине (2.28), израчунава се вектор променљивих стања за следећу итерацију

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} + \Delta \mathbf{x}^{(k)}, \quad (2.29)$$

уз тест конвергенције

$$\left| x_i^{(k+1)} - x_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (2.30)$$

где је ε унапред изабрани тест конвергенције.

Као што је већ речено, за решавање система једначина (2.28) може се (практично мора, пошто метод са инверзијом матрице појачања ($\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}$) није применљив за димензије проблема реалних електроенергетских мрежа) применити техника ретких матрица, јер је Јасобіан матрица (\mathbf{H}) слабо попуњена. Наравно да је отежавајућа околност да матрицу \mathbf{H} треба израчунавати у свакој итерацији.

Остале значајне нумеричке карактеристике поступка решавања су:

- а) Пошто је матрица појачања (\mathbf{G}) симетрична, може се памтити само њен горњи троугао, јер су за симетричну матрицу фактори горњег и доњег троугла везани релацијом (односно из LDU факторизације)

$$L_{ji} = U_{ij} L_{ii}, \quad j > i, \quad (2.31)$$

па се памте само доњи (\mathbf{L}), или горњи троугаони фактори (\mathbf{U}) и елементи дијагоналне матрице (\mathbf{D}).

- б) У прорачуну вектора $\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]$ може се користити следећи идентитет

$$\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = \begin{bmatrix} \sum_{m=1}^M \frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial x_1} \cdot \frac{z_m - h_m(\mathbf{x})}{\sigma_m^2} \\ \sum_{m=1}^M \frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial x_2} \cdot \frac{z_m - h_m(\mathbf{x})}{\sigma_m^2} \\ \vdots \\ \sum_{m=1}^M \frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial x_n} \cdot \frac{z_m - h_m(\mathbf{x})}{\sigma_m^2} \end{bmatrix}. \quad (2.32)$$

С обзиром да математички модел мерења $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ зависи само од малог броја компонената вектора стања (\mathbf{x}) , вектор $[\partial h_m(\mathbf{x})/\partial \mathbf{x}]$ има само неколико ненултих елемената. У релацији (2.32) посебно се рачуна удео сваког мерења на читав израз и додаје претходним уделима.

ц) Матрица појачања рачуна се преко релације

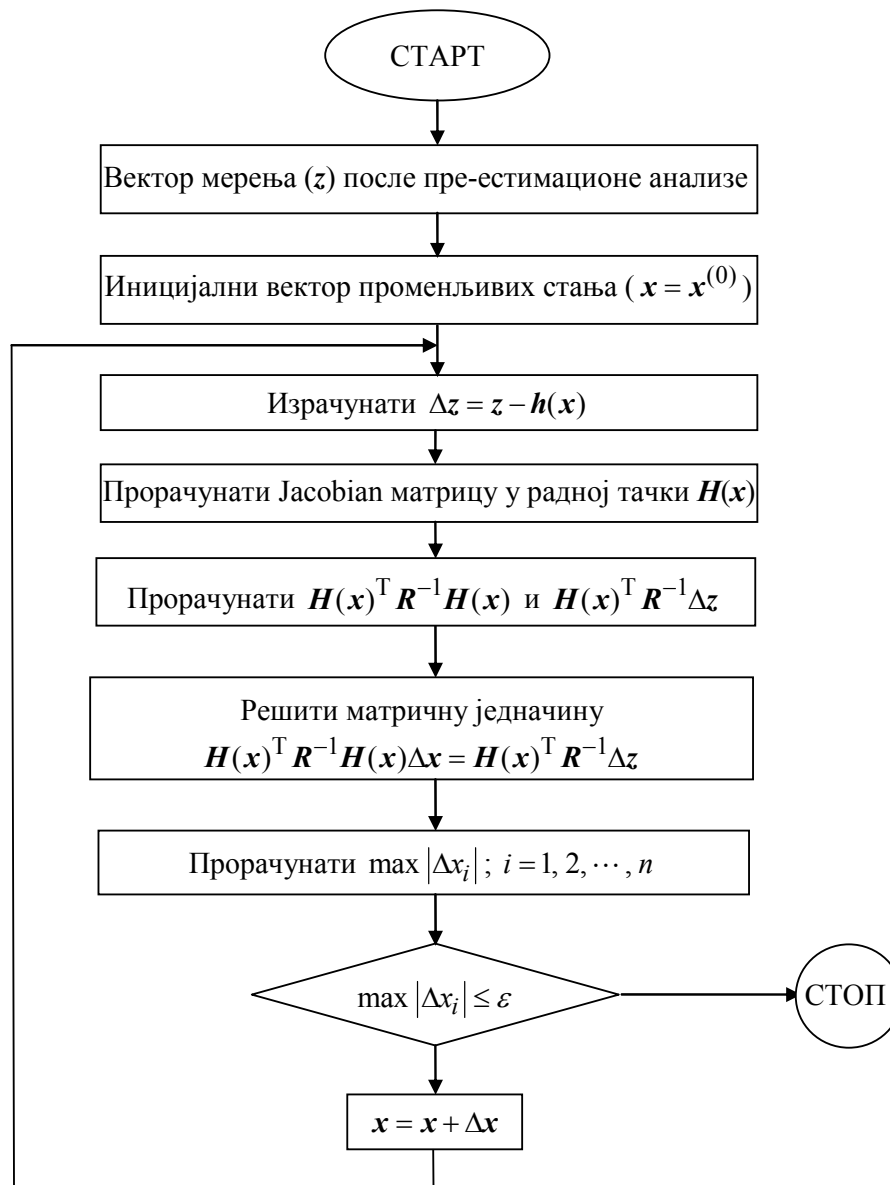
$$\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H} = \sum_{m=1}^M \left[\frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right]^T \left[\frac{\partial h_m(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right] \frac{1}{\sigma_m^2}. \quad (2.33)$$

Као и у претходној тачки, поново се рачуна удео сваког мерења у матрици појачања и додаје претходним уделима.

- д) Слаба попуњеност матрице појачања (\mathbf{G}) квари се због присуства мерења инјектирања. У анализи токова снага број вандијагоналних елемената у Јакобиан матрици (\mathbf{H}), услед појединачног инјектирања у i -том чвору са b_i инцидентних грана износи $2b_i$, док је тај број у матрици појачања $b_i(2b_i - 1)$. Ово је од посебног интереса код проблема статичке естимације дистрибутивних и микро мрежа који се анализира у овој докторској дисертацији, пошто је у овом типу мрежа неопходан велики број псеудо мерења инјектирања.
- е) По правилу, основни WLS алгоритам брзо конвергира (обично у 3–4 итерације), слично као и Newton-Raphson-ов алгоритам у случају прорачуна токова снага. Наравно, то важи и ако не постоји слаба условљеност система једначина.

Уважавајући све претходне напомене о алгоритамским и нумеричким аспектима решавања, на *Слици 2.3* дат је дијаграм тока општег алгоритма за решавање статичке естимације стања по методу минимума суме отежаних средње-квadratних одступања (WLS метод).

Овај алгоритам у суштини је основа за унапређене алгоритме који се предлажу у овој докторској дисертацији, а који су детаљније обрађени у *Главама 5 и 6*.



Слика 2.3: Дијаграм тока општег алгоритма решавања статичке естимације стања на основу минимум суме отежаних средње-квадратних одступања (WLS метод).

2.8. Уважавање ограничења типа једнакости у статичкој естимацији стања

Коришћење великих вредности појачања за моделовање врло тачних виртуелних мерења, као што су нулта инјектирања у пролазним чворовима (што је често коришћен услов у овој докторској дисертацији), понекад води у слабу условљеност матрице појачања (\mathbf{G}). Један од начина да се избегне коришћење тих великих појачања јесте да се виртуелна мерења одвоје од телеметрисаних мерења и третирају посебно, као ограничења типа једнакости. У том случају формира се следећи квадратни оптимизациони проблем [1, 2, 13, 14]

$$\min_{\mathbf{x}} \{J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]\}, \quad (2.34)$$

уважавајући ограничења

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \quad (2.35)$$

за који је проширена Lagrange-ова функција

$$\mathfrak{J}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] - \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{c}(\mathbf{x}), \quad (2.36)$$

где су:

$\boldsymbol{\lambda}$ – вектор Lagrange-ових мултипликатора;

$\mathbf{c}(\mathbf{x})$ – ограничења типа једнакости, која у суштини представљају виртуелна мерења.

Потребни услови за минимум оптимизационог критеријума $J(\mathbf{x})$ у (2.34) су

$$\frac{\partial \mathfrak{J}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] + \mathbf{C}(\mathbf{x})^T \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{0}; \quad (2.37)$$

$$\frac{\partial \mathfrak{J}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda})}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = \mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \quad (2.38)$$

где је $\mathbf{C}(\mathbf{x}) = \left. \frac{\partial \mathbf{c}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}}$.

Примењујући Newton-Raphson-ов метод, нелинеарни систем једначина (2.37) (2.38) може се решити итеративно, примењујући следећу итеративну шему

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)}) & \mathbf{C}(\mathbf{x}^{(k)})^T \\ \mathbf{C}(\mathbf{x}^{(k)}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}^{(k)} \\ -\boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z}^{(k)} \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}^{(k)}) \end{bmatrix}, \quad (2.39)$$

где је $\Delta \mathbf{x}^{(k)} = (\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)})$ и $\Delta \mathbf{z}^{(k)} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})$.

Важно је нагласити да матрица коваријанси (\mathbf{R}) сада више нема велике вредности појачања, пошто су виртуелна мерења третирана као ограничења, чиме се отклања један од важних узрока слабе условњености система једначина који се решава. Међутим, недостатак једначина (2.39) јесте што матрица коефицијената ($\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}$) није више позитивно дефинитна, тако да се мора водити рачуна о чувању нумеричке стабилности при троугаоној факторизацији, што може да буде извесно ограничење у примени методе. Треба напоменити да се у том погледу слаба условњеност система једначина (2.39) може једноставно поправити скалирањем члана који одговара оптимизационом критеријуму у проширеној Lagrange-овој функцији (2.36), која постаје

$$\mathfrak{J}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}_s) = \alpha J(\mathbf{x}) - \boldsymbol{\lambda}_s^T \mathbf{c}(\mathbf{x}), \quad (2.40)$$

што се рефлектује на итеративну шему из (2.39) као

$$\begin{bmatrix} \alpha \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)}) & \mathbf{C}(\mathbf{x}^{(k)})^T \\ \mathbf{C}(\mathbf{x}^{(k)}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}^{(k)} \\ -\boldsymbol{\lambda}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z}^{(k)} \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}^{(k)}) \end{bmatrix}. \quad (2.41)$$

Врло мала мера условљености система једначина добија се ако се усвоји нека од следећих вредности коефицијента скалирања

$$\alpha = \frac{1}{\max \{w_m\}}, \text{ или } \alpha = \frac{M}{\sum_{m=1}^M w_m}, \quad (2.42)$$

где је фактор појачања мерења из једначине (2.8) дефинисан као $w_m = 1/\sigma_m^2$.

Уместо оптимизационог критеријума (2.40), може се користити и следећа компактна проширена вредност оптимизационог критеријума

$$J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] + \frac{\rho}{2} \mathbf{c}(\mathbf{x})^T \mathbf{c}(\mathbf{x}), \quad (2.43)$$

где је ρ фактор појачања, који је неколико редова величина већи од појачања било ког мерења (w_m).

Услов оптималности претходног критеријума је

$$\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] + \rho \mathbf{C}(\mathbf{x})^T \mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \quad (2.44)$$

који се може написати у следећој компактној матричној форми

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)}) & \mathbf{C}(\mathbf{x}^{(k)})^T \\ \mathbf{C}(\mathbf{x}^{(k)}) & 1/\rho \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}^{(k)} \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)})^T \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z}^{(k)} \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}^{(k)}) \end{bmatrix}. \quad (2.45)$$

Види се да ова једначина тежи једначини (2.41) када $\rho \rightarrow \infty$.

Веза између Lagrange-овог мултипликатора (λ) у једначини (2.39) и фактора појачања (ρ) у (2.45) када се има оптимално решење је

$$\lambda = \rho \mathbf{c}(\hat{\mathbf{x}}). \quad (2.46)$$

Тумачење ове једначине је следеће: веће вредности фактора појачања (ρ) смањују резидуале виртуелних мерења, тако да њихов производ тежи вектору Lagrange-ових мултипликатора. То омогућава да се Lagrange-ови мултипликатори могу третирати на исти начин као и резидуали мерења.

3. МОДЕЛИ ЕЛЕМЕНАТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ МРЕЖА У НЕСИМЕТРИЧНИМ РЕЖИМИМА

Матрична једначина којом се описује несиметрична (трофазна) електроенергетска мрежа у адмитантној форми је [3, 5, 6]

$$\underline{I} = \underline{Y}_{BUS} \underline{V}, \quad (3.1)$$

где су:

\underline{I} , \underline{V} – $(3N)$ -димензиони вектори комплексних фазних струја и напона у чворовима, респективно (N је укупан број чворова у електроенергетској мрежи);
 \underline{Y}_{BUS} – $(3N) \times (3N)$ -димензиона матрица адмитанси чворова.

Карактеристике појединих елемената који се најчешће појављују у дистрибутивним и микро мрежама струјно-напонског модела (3.1), као што су трансформатори, преносни водови, потрошачи и дистрибуирани генератори описане су у наставку.

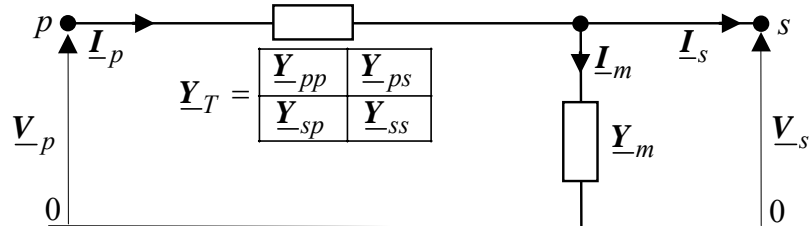
3.1. Трансформатори

Да би се у прорачуну уважили фазни потрошачи и несиметрични водови, основни корак је трофазно моделовање трансформатора (без обзира што су они пројектовани и конструисани као симетрични уређаји). Пошто се у експлоатационим условима они могу наћи у несиметричном радном режиму, комплетан и прецизан трофазни модел је суштински важан за прорачун губитака у бакру и гвожђу трансформатора, као и за трансформацију фазних струја и напона са његовог примара на секундар и обратно. Познато је да се трансформатори моделују са два блока [3, 5, 6]: у редном (импедантном) блоку су сконцентрисани губици у бакру, а у оточном (адмитантном) блоку су сконцентрисани губици у гвожђу. При томе, оточни блок може бити прикључен на примарну или секундарну страну трансформатора.

Да би се овакав модел трофазног трансформатора укључио у трофазне прорачуне токова струја по гранама и напона чворова, неопходно је формирати његов улазно-излазни струјно-напонски модел. Други проблем се јавља што се услед несиметрије трансформатора јављају токови нултих струја, при чему њихова трансформација са примара на секундар није увек једноставна [15-22]. Зато се у неким моделима јавља фиктивни струјни извор који треба да повеже величине са примарне и секундарне стране у зависности од спреге трансформатора. Са тим струјним извором се матрица адмитанси трансформатора значајно поједностављује. Тешкоћа у примени оваквог приступа је што се фазне струјно-напонске једначине, писане по Kirchhoff-овим законима, разликују од спреге трансформатора, па није могуће поставити јединствен модел којим ће се обухватити све могуће конфигурације трансформатора.

У овој докторској дисертацији се примењује модел који полази од примитивне матрице адмитанси трансформатора, чиме се формирање модела за различите конфигурације трансформатора унифицира.

Елиминишући неутралну тачку трансформатора применом Крон-ове редукције, добија се матрица адмитанси чворова (\underline{Y}_T) која се може написати као (6×6)-димензиона [15-17, 22]. Као што је приказано на *Слици 3.1*, редну грану одређује начин повезивања намотаја и њихова отпорност и индуктивност (импеданса), док оточна грана моделује губитке активне и реактивне снаге у трансформаторском језгру (при чему су ови губици на *Слици 3.1* придружени секундарној страни трансформатора).



Слика 3.1: Општи трофазни модел енергетског трансформатора.

Користећи матрицу адмитанси чворова трансформатора (\underline{Y}_T) на *Слици 3.1*, струјно-напонска веза између примара и секундара трансформатора може се изразити као

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_p \\ \underline{I}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pp} & \underline{Y}_{ps} + \underline{Y}_m \\ \underline{Y}_{sp} & \underline{Y}_{ss} + \underline{Y}_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_p \\ \underline{V}_s \end{bmatrix}, \quad (3.2)$$

где су:

\underline{Y}_{pp} , \underline{Y}_{ps} , \underline{Y}_{sp} , \underline{Y}_{ss} – (3×3)-димензионе суб-матрице (примара и секундара, као и њихова међусобна) дефинисане у *Табели 3.1*;

\underline{I}_m – 3-димензиони вектор оточних фазних струја;

\underline{Y}_m – (3×3)-димензиона матрица адмитанси магнетезења, која се израчунава из израза [15]

$$\underline{Y}_m = \underline{A} \underline{Y}_m^{(0,d,i)} \underline{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} & -\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} & -\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} \\ -\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} & 2\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} & -\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} \\ -\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} & -\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} & 2\underline{Y}_m^{(d)} + \underline{Y}_m^{(0)} \end{bmatrix}; \quad (3.3)$$

$$\underline{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix};$$

$$\underline{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix}; \quad \underline{a} = 1 \cdot e^{j2\pi/3};$$

$$\underline{Y}_m^{(0,d,i)} = \text{diag}\{\underline{Y}_m^{(0)}, \underline{Y}_m^{(d)}, \underline{Y}_m^{(i)}\};$$

$\underline{Y}_m^{(d)}$ = $\underline{Y}_m^{(i)}$ – магнетизациона адмитанса трансформатора директне симетричне компоненте (једнака са инверзном симетричном компонентом);

$\underline{Y}_m^{(0)}$ – магнетизациона адмитанса трансформатора нулте симетричне компоненте (различита од нуле само за спрегу трансформатора уземљена Y на секундарној

страни трансформатора, којој је оточна адмитанса формално придружена – видети Слику 3.1).

Табела 3.1: Суб-матрице матрице адмитанси трансформатора (\underline{Y}_T) за спреге трансформатора за спуштање напона [16, 17, 22].

Спрега	\underline{Y}_{pp}	\underline{Y}_{ps}	\underline{Y}_{sp}	\underline{Y}_{ss}
Y_{NY_n}	\underline{Y}_I	$-\underline{Y}_I$	$-\underline{Y}_I$	\underline{Y}_I
Y_{NY}	\underline{Y}_{II}	$-\underline{Y}_{II}$	$-\underline{Y}_{II}$	\underline{Y}_{II}
Y_{Nd}	\underline{Y}_I	\underline{Y}_{III}^T	\underline{Y}_{III}	\underline{Y}_{II}
Y_{y_n}	\underline{Y}_{II}	$-\underline{Y}_{II}$	$-\underline{Y}_{II}$	\underline{Y}_{II}
Y_y	\underline{Y}_{II}	$-\underline{Y}_{II}$	$-\underline{Y}_{II}$	\underline{Y}_{II}
Y_d	\underline{Y}_{II}	\underline{Y}_{III}^T	\underline{Y}_{III}	\underline{Y}_{II}
D_{y_n}	\underline{Y}_{II}	\underline{Y}_{III}^T	\underline{Y}_{III}	\underline{Y}_I
D_y	\underline{Y}_{II}	\underline{Y}_{III}^T	\underline{Y}_{III}	\underline{Y}_{II}
D_d	\underline{Y}_{II}	$-\underline{Y}_{II}$	$-\underline{Y}_{II}$	\underline{Y}_{II}

У Табели 3.1 дате су субматрице модела трансформатора са Слике 3.1 за типичне конфигурације трансформатора за снижавање напона (субматрице модела трансформатора за типичне конфигурације трансформатора за подизање напона могу се наћи у [17]), где су поједине субматрице:

$$\underline{Y}_I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{Y}_{sc} \\ \underline{Y}_{sc} \\ \underline{Y}_{sc+n} \end{bmatrix}; \quad (3.4a)$$

$$\underline{Y}_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \underline{Y}_{sc}; \quad (3.4b)$$

$$\underline{Y}_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \underline{Y}_{sc}, \quad (3.4b)$$

где су:

$$\underline{Y}_{sc} = 1/\underline{Z}_{sc};$$

$$\underline{Y}_{sc+n} = 1/(\underline{Z}_{sc} + 3\underline{Z}_n);$$

\underline{Z}_{sc} – импеданса кратког споја;

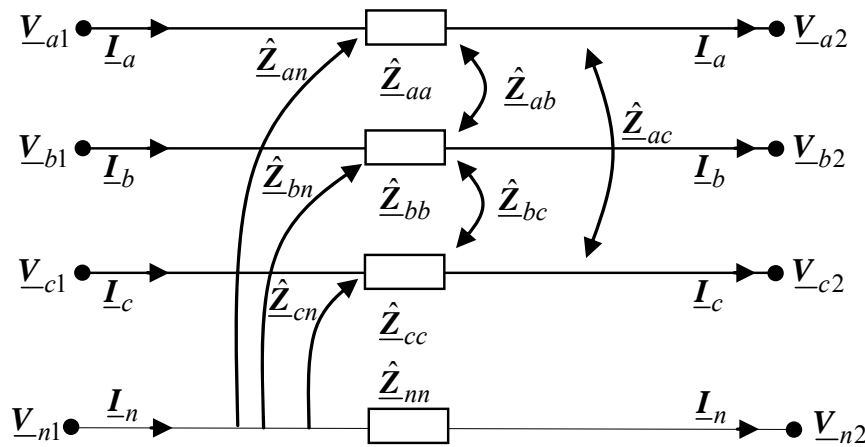
\underline{Z}_n – импеданса уземљења трансформатора (за директно уземљене трансформаторе је $\underline{Z}_n = 0$).

Матрица \underline{Y}_I је регуларна (несингуларна), док су матрице \underline{Y}_{II} и \underline{Y}_{III} сингуларне. Такође, на основу Табеле 3.1, зависно од спреге трансформатора матрице \underline{Y}_{pp} , \underline{Y}_{ps} , \underline{Y}_{sp} и \underline{Y}_{ss} могу бити и сингуларне и несингуларне, при чему сингуларне матрице нису ограничење за примену предложеног алгорита статичке естимације стања, пошто се као иницијални напони фаза користе симетрични напони. Ови симетрични напони се користе за прорачун матрица \mathbf{H} и \mathbf{C} (Корак 3 у Поглављу 5.3).

3.2. Преносни водови

Модел преносног вода се изводи полазећи од четворожичног система фазних проводника трофазног вода са нултим проводником, који је приказан на Слици 3.2, а који се може описати (4×4)-димензионом примитивном матрицом [15]

$$\hat{\underline{Z}}_{prim} = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & \hat{Z}_{an} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & \hat{Z}_{bn} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & \hat{Z}_{cn} \\ \hat{Z}_{na} & \hat{Z}_{nb} & \hat{Z}_{nc} & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix}. \quad (3.5)$$



Слика 3.2: Заменска шема четворожичног сегмента трофазног преносног вода.

Струјно-напонска једначина која описује овај трофазни вод може се написати у форми

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{b1} \\ V_{c1} \\ V_{n1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a2} \\ V_{b2} \\ V_{c2} \\ V_{n2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & \hat{Z}_{an} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & \hat{Z}_{bn} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & \hat{Z}_{cn} \\ \hat{Z}_{na} & \hat{Z}_{nb} & \hat{Z}_{nc} & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix}, \quad (3.6)$$

која се у блоковској форми може изразити као

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_{n1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_2 \\ \underline{V}_{n2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{\underline{Z}}_{abc} & \hat{\underline{Z}}_{abc,n} \\ \hat{\underline{Z}}_{n,abc} & \hat{\underline{Z}}_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I} \\ \underline{I}_n \end{bmatrix}, \quad (3.7)$$

где су $\underline{V}_{1(2)} = [V_{a1(2)} \ V_{b1(2)} \ V_{c1(2)}]^T$ и $\underline{I} = [I_a \ I_b \ I_c]^T$ вектори фазних напона и струја, респективно.

Пошто је неутрални проводник уземљен, онда је $\underline{V}_{n1} = \underline{V}_{n2} = 0$, па се претходна једначина може написати као

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_2 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{\underline{Z}}_{abc} & \hat{\underline{Z}}_{abc,n} \\ \hat{\underline{Z}}_{n,abc} & \hat{\underline{Z}}_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I} \\ \underline{I}_n \end{bmatrix}, \quad (3.8)$$

из које је

$$\underline{I}_n = -\hat{\underline{Z}}_{n,n}^{-1} \hat{\underline{Z}}_{n,abc} \underline{I}. \quad (3.9)$$

Ако се једначина (3.9) замени у једначину (3.8) добија се да трофазна импеданса преносног вода

$$\underline{Z}_{abc} = \hat{\underline{Z}}_{abc} - \hat{\underline{Z}}_{abc,n} \hat{\underline{Z}}_{n,n}^{-1} \hat{\underline{Z}}_{n,abc}, \quad (3.10)$$

што даје после спроведене напред описане Крон-ове редукције коначну форму матрице фазних импеданси трофазног ℓ -тог сегмента преносног вода

$$\underline{Z}_\ell = \underline{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} & \underline{Z}_{ac} \\ \underline{Z}_{ab} & \underline{Z}_{bb} & \underline{Z}_{bc} \\ \underline{Z}_{ac} & \underline{Z}_{bc} & \underline{Z}_{cc} \end{bmatrix}. \quad (3.11)$$

Примера ради, за двофазни преносни вод (са фазама a и c) матрица фазних импеданси је

$$\underline{Z}_\ell = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa} & 0 & \underline{Z}_{ac} \\ 0 & 0 & 0 \\ \underline{Z}_{ac} & 0 & \underline{Z}_{cc} \end{bmatrix}, \quad (3.12a)$$

а за монофазни вод (који има само фазу b) матрица фазних импеданси је

$$\underline{Z}_\ell = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (3.12b)$$

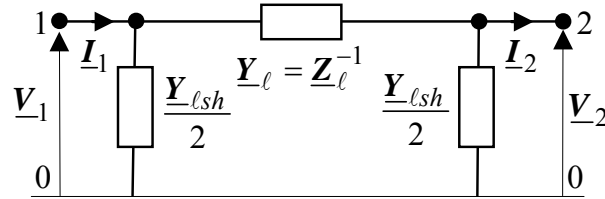
То значи да се у општем случају преносни водови моделују као мулти-терминалске трофазне четворожичне секције између фаза и земље. После примене напред изложене технике Крон-ове редукције, општи трофазни модел преносног вода је приказан на *Слици 3.3*. Са ове слике веза струја и напона на крајевима преносног вода може се изразити као

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_\ell + \underline{Y}_{\ell sh}/2 & -\underline{Y}_\ell \\ -\underline{Y}_\ell & \underline{Y}_\ell + \underline{Y}_{\ell sh}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \end{bmatrix}, \quad (3.13)$$

где су:

$$\underline{Y}_\ell = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ab} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ac} & Y_{bc} & Y_{cc} \end{bmatrix} = \underline{Z}_\ell^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix}^{-1}; \quad (3.14)$$

$\underline{Z}_\ell, \underline{Y}_{\ell sh}$ – (3×3)-димензионе матрице трофазних редних импеданси и оточних адмитанси, респективно (овде се неће давати појединачни изрази за фазне и међуфазне импедансе надземних и кабловских водова, пошто су они саставни део референтних књига из анализе електроенергетских система (на пример, [3])).



Слика 3.3: Трофазни модел несиметричног преносног вода.

3.3. Потрошачи

Потрошачи се могу представити као комбинација модела константне снаге, константне струје и константне адмитансе [3, 15]. При томе, потрошачи могу бити спрегнути у звезду или троугао. Ако је за неки потрошач (p) $\underline{V}_p = [V_{pa} \ V_{pb} \ V_{pc}]^T$ вектор фазних напона и $\underline{I}_p = [I_{pa} \ I_{pb} \ I_{pc}]^T$ вектор фазних струја оптерећења, тада постоје следећи модели потрошача [23]:

- **Уземљена звезда:** Сви потрошачи спрегнути у уземљену звезду могу се моделовати као комбинација следећих модела:

1) *Константна снага:*

$$\underline{S}_p = [\underline{S}_{pa} \ \underline{S}_{pb} \ \underline{S}_{pc}]^T = \underline{I}_p^* \times \underline{V}_p; \quad (3.15a)$$

2) *Константна струја:*

$$\underline{I}_p = [I_{pa} \ I_{pb} \ I_{pc}]^T; \quad (3.15b)$$

3) *Константна адмитанса:*

$$\underline{I}_p = \underline{Y}_p \underline{V}_p, \quad (3.15b)$$

где је $\underline{Y}_p = [Y_{pa} \ Y_{pb} \ Y_{pc}]^T$, а \times означава операцију са елементима вектора.

Модел активне и реактивне потрошње за фазе $x = a, b, c$ је комбинација модела константне снаге (S), константне струје (I) и константне адмитансе (Y), респективно

$$\begin{aligned} \underline{S}_{px} = & k_{pSx} P_{pxn} + k_{pIx} \frac{V_{px}}{V_{pn}} P_{pxn} + k_{pYx} \left(\frac{V_{px}}{V_{pn}} \right)^2 P_{pxn} \\ & + j \left[k_{qSx} Q_{pxn} + k_{qIx} \frac{V_{px}}{V_{pn}} Q_{pxn} + k_{qYx} \left(\frac{V_{px}}{V_{pn}} \right)^2 Q_{pxn} \right], \end{aligned} \quad (3.16)$$

где P_{pxn} (Q_{pxn}) означавају потрошњу на називном напону, док фактори учешће појединих модела за активне и реактивне снаге морају да задовољавају следеће једначине:

$$k_{pSx} + k_{pIx} + k_{pYx} = 1.0; \quad (3.17a)$$

$$k_{qSx} + k_{qIx} + k_{qYx} = 1.0. \quad (3.17b)$$

- **Неуземљен троугао:** Сви потрошачи спрегнути у неуземљен троугао могу се моделовати као комбинација следећих модела:

1) *Константна снага:*

$$\underline{I}_p = \left[\underline{S}_{pa} \quad \underline{S}_{pb} \quad \underline{S}_{pc} \right]^T = \mathbf{T}^T \left[\underline{S}_{p\ell} (\mathbf{T} \underline{V}_p)^{-1} \right]^*, \quad (3.18a)$$

где су:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix};$$

$$\underline{S}_{p\ell} = \begin{bmatrix} \underline{S}_{pab} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{S}_{pac} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{S}_{pcb} \end{bmatrix};$$

\underline{S}_{pab} , \underline{S}_{pac} и \underline{S}_{pcb} - снаге потрошача спрегнутог у троугао.

2) *Константна струја:*

$$\underline{I}_p = \left[\underline{I}_{pa} \quad \underline{I}_{pb} \quad \underline{I}_{pc} \right]^T = \mathbf{T}^T \underline{I}_{p\ell}; \quad (3.18b)$$

где је $\underline{I}_{p\ell} = \left[\underline{I}_{pab} \quad \underline{I}_{pbc} \quad \underline{I}_{pca} \right]^T$.

3) *Константна адмитанса:*

$$\underline{I}_p = \mathbf{T}^T \underline{Y}_{p\ell} \underline{V}_{p\ell}, \quad (3.18b)$$

где су:

$$\underline{Y}_{p\ell} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{pab} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{pac} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{pcb} \end{bmatrix};$$

$$\underline{V}_{p\ell} = \begin{bmatrix} V_{pab} & V_{pbc} & V_{pca} \end{bmatrix}^T.$$

Модел активне и реактивне потрошње за фазе $x = a, b, c$ је комбинација модела константне снаге (S), константне струје (I) и константне адмитансе (Y), као што је дато у изразу (3.16).

- **Неуземљена звезда:** Сви потрошачи спрегнути у неуземљену звезду могу се моделовати као комбинација иста три типа модела као у претходним случајевима, уважавајући специфичност спреге неуземљена звезда у односу на напред обрађену спрегу уземљене звезде.

3.4. Дистрибуирани генератори

Врсте дистрибуираних генератора, као и начини њиховог прикључка на мрежу могу се сумирати на следећи начин [24, 25]:

1. *Мале и средње хидро турбине:* Ове јединице претварају потенцијалну енергију воде у механичку енергију. Хидро турбине по правилу покрећу синхроне генераторе са истакнутим половима, који се директно прикључују на електроенергетску мрежу.
2. *Микро хидро турбине:* Ове јединице најчешће покрећу индуктивне генераторе који се директно прикључују на електроенергетску мрежу.
3. *Ветро турбине,* које могу бити са променљивом и констатном брзином, респективно:
 - *Двоструко напajани индуктивни генератор,* синхрони генератор са перманентним магнетом или синхрони генератор конвенционалне конфигурације. Њихова унутрашња електрична снага се конвертује преко уређаја енергетске електронике у снагу на напону који је компатибилан са напоном електроенергетске мреже на који је индуктивни (синхрони) генератор прикључен.
 - *Ветро турбине гоњене пропелером (елисом)* која преко система зупчаника покреће индуктивни генератор са кавезним ротором који је даље директно повезан на електроенергетску мрежу.
4. *Фотонапонски системи:* Ове јединице претварају сунчеву енергију у електричну енергију помоћу фотонапонске конверзије; при чему се њихова унутрашња једносмерна снага конвертује помоћу инвертора у компатибилну снагу наизменичне спољне мреже на коју је фотонапонски систем прикључен.
5. *Машине са унутрашњим сагоревањем:* Ове јединице претварају хемијску енергију из течног или гасовитог горива у механичку енергију. Ова механичка енергија се даље користи за покретање синхроног генератора са ваљкастим ротором или индуктивног генератора, који се директно прикључују на електроенергетску мрежу.
6. *Горивне ћелије:* Ове јединице су средство за конверзију хемијске енергије горива у електричну енергију путем електрохемијског процеса и неке форме електричне машине; њихова унутрашња једносмерна снага се конвертује помоћу инвертора у компатибилну снагу наизменичне електроенергетске мреже на коју је горивна ћелија прикључена.
7. *Гасне турбине:* Ове јединице претварају хемијску енергију фосилних горива у топлотну, а затим у механичку енергију. После тога, та механичка енергија се даље користи за покретање синхроног генератора који је директно прикључен на електроенергетску мрежу.
8. *Микро турбине:* Ове јединице раде на сличан начин као и гасне турбине. Једина разлика у поређењу са гасним турбинама јесте у томе што оне покрећу синхроне

генераторе са високо-брзинским перманентним магнетима. Ови генератори се повезују на електроенергетску мрежу помоћу јединица на бази енергетске електронике.

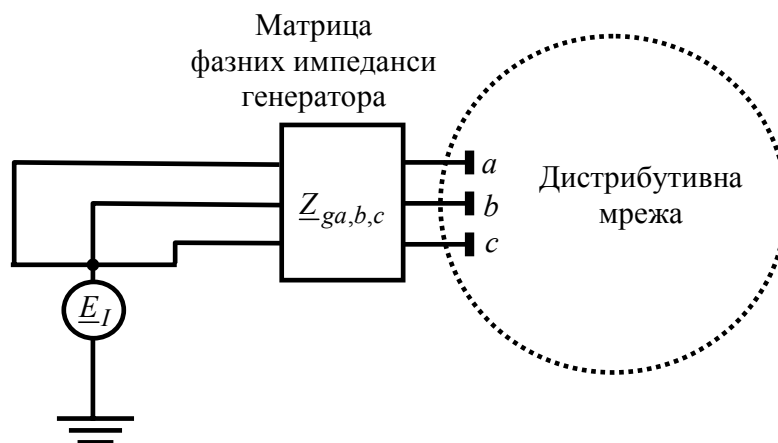
На основу напред изложеног прегледа типова дистрибуираних генератора, у овој дисертацији су развијени, имплементирани и коришћени следећи модели.

3.4.1. Синхрони генератори

Синхрони генератори се могу класификовати у две основне групе: *машине са ваљкастим ротором* и *машине са истакнутим половима* [16]. Синхрони генератори који се покрећу парним турбинама (машине са ваљкастим ротором, или турбо генератори) имају цилиндричне роторе са жљебовима у које се смештају намотаји. Синхрони генератори који се покрећу лопатицама хидрауличних турбина (машине са истакнутим половима, или хидро генератори) имају роторе са истакнутим половима на којима су постављени намотаји, при чему број полова може бити велики.

Синхрони генератори са ваљкастим ротором

Синхрони генератори се могу моделовати Thevenin-овом еквивалентном мрежом са интерним напоном извора (\underline{E}_I) иза импедансе генератора у d -оси, али само у заменској шеми директног редоследа ($\underline{Z}_{ga,b,c} = \underline{Z}_g^{(d)} = \underline{Z}_d$). Овакав модел је различит од традиционално коришћеног модела у токовима снага, где се генераторски чворови моделују као PV чворови, који се моделују специфицираном активном снагом инјектирања на задатом напону у чвору где је синхрони генератор прикључен на електроенергетску мрежу.



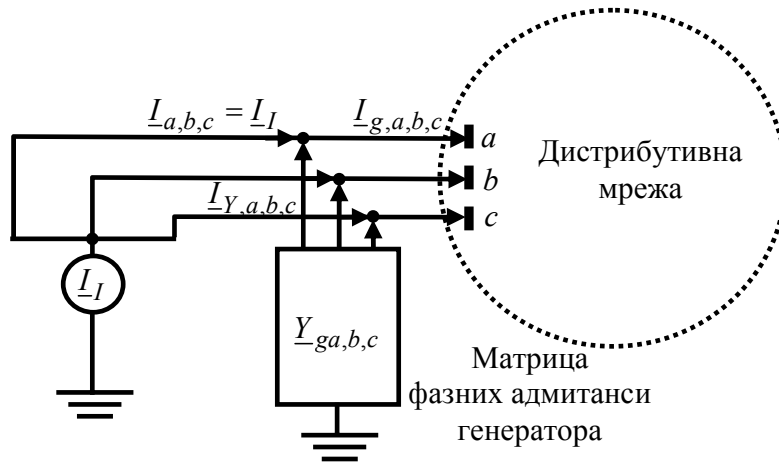
Слика 3.4: Thevenin-ова еквивалентна мрежа синхроног генератора.

Thevenin-ова еквивалентна шема симетричних компоненти може се конвертовати у Norton-ову еквивалентну шему симетричних компоненти, као што је приказано на Слици 3.5, где се струја извора (\underline{I}_I) задаје само у еквивалентној шеми директног редоследа уместо интерног напонског извора (\underline{E}_I).

При томе, Norton-ову са Thevenin-овом еквивалентном шемом повезују следећи изрази:

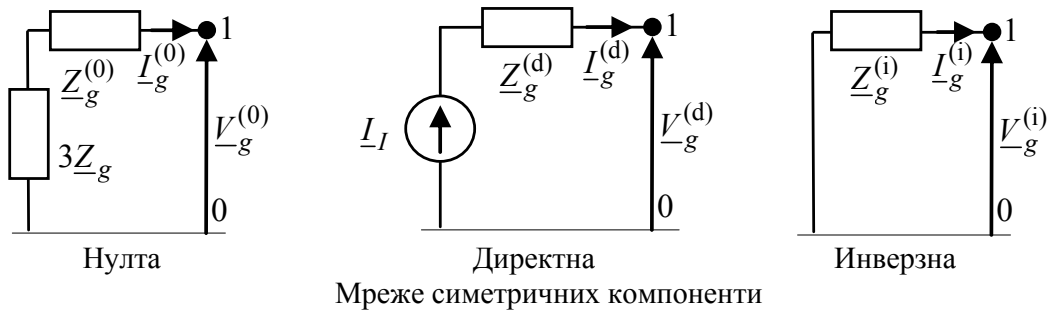
$$\underline{Y}_{ga,b,c} = \underline{Z}_{ga,b,c}^{-1} \quad (3.19a)$$

$$\underline{I}_I = \underline{Y}_{ga,b,c} \underline{E}_I \quad (3.19b)$$



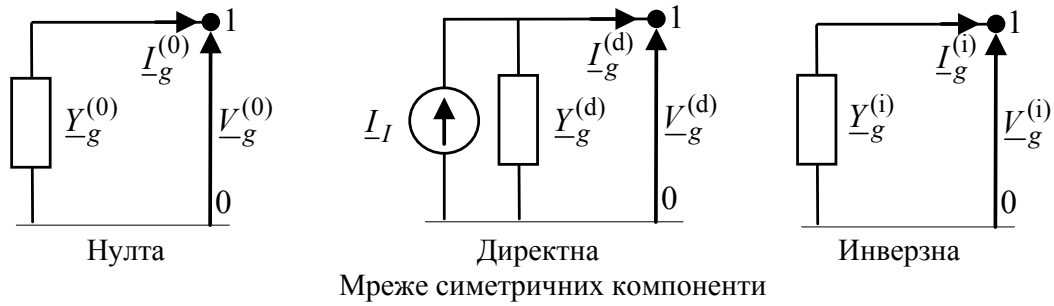
Слика 3.5: Norton-ова еквивалентна шема синхроног генератора.

Thevenin-ова еквивалентна шема са Сликe 3.4 може се трансформисати у Thevenin-ове заменске шеме симетричних компоненти синхроног генератора са ваљкастим ротором, као на Слици 3.6



Слика 3.6: Thevenin-ове заменске шеме симетричних компоненти синхроног генератора са ваљкастим ротором.

Thevenin-ове заменске шеме симетричних компоненти синхроног генератора са ваљкастим ротором са Сликe 3.6 могу се трансформисати у Norton-ове заменске шеме симетричних компоненти, као на Слици 3.7.



Слика 3.7: Norton-ове заменске шеме симетричних компоненти синхроног генератора са ваљкастим ротором.

Адмитансе у појединим Norton-овим заменским шемама симетричних компоненти синхроног генератора са ваљкастим ротором са Сликe 3.7 респективно су:

$$\underline{Y}_g^{(0)} = \frac{1}{\underline{Z}_g^{(0)} + 3\underline{Z}_n}; \quad (3.20a)$$

$$\underline{Y}_g^{(d)} = \frac{1}{\underline{Z}_g^{(d)}}; \quad (3.20b)$$

$$\underline{Y}_g^{(i)} = \frac{1}{\underline{Z}_g^{(i)}}; \quad (3.18b)$$

где је \underline{Z}_n импеданса између неутралне тачке и земље (импеданса уземљења), при чему треба имати у виду да су најчешће синхрони генератори спрегнути у директно уземљену звезду, што значи да је $\underline{Z}_n = 0$. $\underline{Z}_g^{(0)}$ и $\underline{Z}_g^{(i)}$ у једначини (3.20б,в) су нулта и инверзна симетрична компонента импедансе генератора, респективно.

Модели симетричних компоненти синхроног генератора са Сликe 3.7 могу се представити у компактној форми као

$$\underline{I}_g^{(0,d,i)} = [0 \quad \underline{I}_I \quad 0]^T - \underline{Y}_g^{(0,d,i)} \underline{V}_g^{(0,d,i)}, \quad (3.21)$$

где су:

$$\underline{I}_g^{(0,d,i)} = [\underline{I}_g^{(0)} \quad \underline{I}_g^{(d)} \quad \underline{I}_g^{(i)}]^T;$$

$$\underline{Y}_g^{(0,d,i)} = \text{diag}\{\underline{Y}_g^{(0)}, \underline{Y}_g^{(d)}, \underline{Y}_g^{(i)}\},$$

$$\underline{V}_g^{(0,d,i)} = [\underline{V}_g^{(0)} \quad \underline{V}_g^{(d)} \quad \underline{V}_g^{(i)}]^T.$$

Трофазни модел синхроног генератора може се добити трансформацијом модела симетричних компоненти (3.21) у фазне координате, користећи трансформациону матрицу (\underline{A}) дату у изразу (3.3)

$$\underline{A} \underline{I}_g^{(0,d,i)} = \underline{A} [0 \quad \underline{I}_I \quad 0]^T - \underline{A} \underline{Y}_g^{(0,d,i)} \underline{A}^{-1} \underline{A} \underline{V}_g^{(0,d,i)}, \quad (3.22)$$

или

$$\underline{I}_g = [1 \quad \underline{a}^2 \quad \underline{a}]^T \underline{I}_I - \underline{Y}_g \underline{V}_g, \quad (3.23)$$

где су:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_g &= \underline{A} \underline{Y}_g^{(0,d,i)} \underline{A}^{-1}, \\ \underline{I}_g &= [\underline{I}_{ga} \quad \underline{I}_{gb} \quad \underline{I}_{gc}]^T = \underline{A} \underline{I}_g^{(0,d,i)}, \\ \underline{V}_g &= [\underline{V}_{ga} \quad \underline{V}_{gb} \quad \underline{V}_{gc}]^T = \underline{A} \underline{V}_g^{(0,d,i)}. \end{aligned}$$

Множећи конјуговано-комплексне струје фаза из вектора (3.23) са леве и десне стране знака једнакости са елементима вектора \underline{V}_g , добија се трофазна привидна снага која се инјектира у електроенергетску мрежу

$$\underline{S}_g = [\underline{S}_{ga} \quad \underline{S}_{gb} \quad \underline{S}_{gc}]^T = \underline{S}_T^T - (\underline{Y}_g^* \underline{V}_g^*) \times \underline{V}_g, \quad (3.24)$$

где је $\underline{S}_T = [\underline{S}_{Ta} \quad \underline{S}_{Tb} \quad \underline{S}_{Tc}]$ трофазна интерна привидна снага синхроног генератора, која мора да задовољи једначину

$$\underline{S}_T^T = \underline{P}_T^T + j \underline{Q}_T^T = ([1 \quad \underline{a} \quad \underline{a}^2] \underline{I}_I^*) \cdot \underline{V}_g. \quad (3.25)$$

Коначно, синхрони генератор се може моделовати трофазном билансом једначином привидних снага за чвор у коме је синхрони генератор прикључен на електроенергетску мрежу као

$$\underline{S} = \underline{S}_g - \underline{S}_p = (\underline{Y}_{BUS,g}^* \underline{V}_g^*) \times \underline{V}_g, \quad (3.26)$$

где је \underline{S} вектор инјектираних трофазних привидних снага у чвору.

У случају да у чвору где је синхрони генератор прикључен на мрежу нема прикључених потрошача ($\underline{S}_p = \mathbf{0}$ у (3.26)), трофазна билансна једначина (3.26) се третира као ограничење типа једнакости, а у алгоритму статичке естимације стања третира се као виртуелно мерење (видети *Поглавље 3.3*).

Једначине (3.25) и (3.26) уводе за синхрони генератор три комплексне променљиве стања, дате у форми комплексних фазора напона у чворовима (комплексни вектор \underline{V}_g у (3.26)) у чвору где је синхрони генератор прикључен на електроенергетску мрежу, као и две додатне интерне променљиве стања (комплексна струја Norton-овог еквивалента, \underline{I}_I на *Слици 3.7*). То значи да би се постигла минимална обсервабилност немониторисаног синхроног генератора, неопходно је увести два додатна псеудо мерења. По правилу то су псеудо мерења: 1) активне снаге турбине која покреће синхрони генератор и 2) нулта реактивна снага турбине која покреће синхрони генератор, а која треба да задовоље комплексну једначину за интерну привидну снагу синхроног генератора (3.25).

Начин генерисања псеудо мерења изложен је у *Глави 4*.

Овај тип електричних машина има различите електричне и магнетне особине у две осе које су између себе померене за 90° : 1) директна (d) оса (оса симетрија магнетног пола), и 2) квадатурна (q) оса (оса симетрије између средишта магнетних полова). Утицај истакнутих полова на параметре трофазног модела синхроног генератора са *Слике 3.5* детаљно је изложен у [26, Section 6].

3.4.2. Индуктивни генератори

Модел индуктивног генератора у домену симетричних компоненти на основу *Слике 3.8* је

$$\underline{I}_g^{(0,d,i)} = \underline{Y}_g^{(0,d,i)} \underline{V}_g^{(0,d,i)}, \quad (3.27)$$

где су:

$$\underline{I}_g^{(0,d,i)} = [0 \quad \underline{I}_g^{(d)} \quad \underline{I}_g^{(i)}]^T;$$

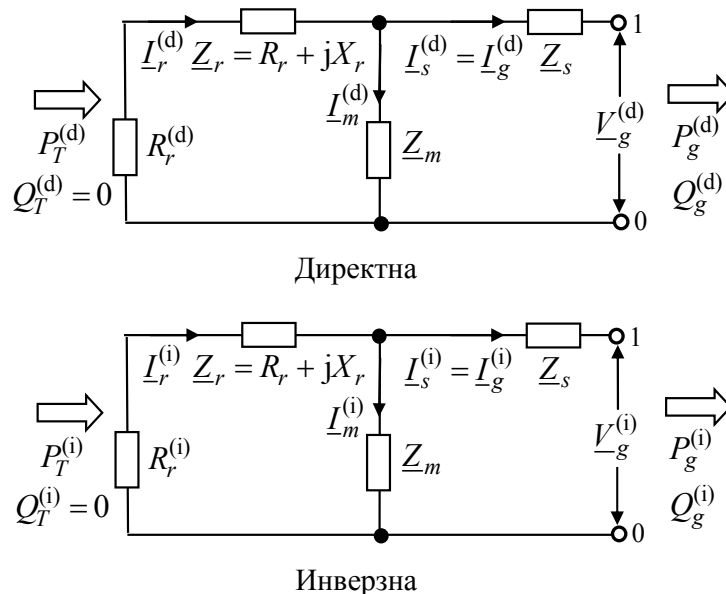
$$\underline{Y}_g^{(0,d,i)} = \text{diag}\{0, \underline{Y}_g^{(d)}, \underline{Y}_g^{(i)}\};$$

$$\underline{V}_g^{(0,d,i)} = [0 \quad \underline{V}_g^{(d)} \quad \underline{V}_g^{(i)}]^T;$$

$$\underline{Y}_g^{(d)} = \frac{1}{\underline{Z}_s + (\underline{Z}_r + R_r^{(d)}) \parallel \underline{Z}_m};$$

$$\underline{Y}_g^{(i)} = \frac{1}{\underline{Z}_s + (\underline{Z}_r + R_r^{(i)}) \parallel \underline{Z}_m};$$

\underline{Z}_s , $\underline{Z}_r = (R_r + jX_r)$, \underline{Z}_m – импедансе статора, ротора и магнећења, респективно.



Слика 3.8: Заменска шема симетричних компоненти индуктивног генератора [26, Section 6].

Трофазни модел индуктивног генератора може се добити трансформацијом модела симетричних компоненти (3.27) у фазне координате, користећи трансформациону матрицу (\underline{A}) дату у изразу (3.3)

$$\underline{AI}_g^{(0,d,i)} = \underline{AY}_g^{(0,d,i)} \underline{A}^{-1} \underline{AV}_g^{(0,d,i)}, \quad (3.28)$$

или

$$\underline{I}_g = \underline{Y}_g \underline{V}_g, \quad (3.29)$$

где су вектори \underline{I}_g и \underline{V}_g , као и матрица \underline{Y}_g дефинисани на сличан начин као у (3.23).

Слично као у (3.24), множећи конјуговано-комплексне струје фаза из вектора (3.29) са леве и десне стране знака једнакости са елементима вектора \underline{V}_g , добија се трофазна привидна снага која се инјектира у електроенергетску мрежу

$$\underline{S}_g = [\underline{S}_{ga} \ \underline{S}_{gb} \ \underline{S}_{gc}]^T = \underline{I}_g^* \times \underline{V}_g = (\underline{Y}_g^* \underline{V}_g^*) \times \underline{V}_g. \quad (3.30)$$

Коначно, слично као у (3.26), индуктивни генератор се може моделовати трофазном билансом једначином привидних снага за чвор у коме је синхрони генератор прикључен на електроенергетску мрежу.

Интерна активна снага индуктивног генератора је

$$P_T = P_T^{(d)} + P_T^{(i)} = -3R_r^{(d)}(I_r^{(d)})^2 - 3R_r^{(i)}(I_r^{(i)})^2, \quad (3.31)$$

где су:

$$\begin{aligned} \underline{I}_r^{(d)} &= -\frac{\underline{Z}_m}{(R_r^{(d)} + \underline{Z}_r)(\underline{Z}_m + \underline{Z}_s) + \underline{Z}_s \underline{Z}_m} \underline{V}_g^{(d)}; \\ \underline{I}_r^{(i)} &= -\frac{\underline{Z}_m}{(R_r^{(i)} + \underline{Z}_r)(\underline{Z}_m + \underline{Z}_s) + \underline{Z}_s \underline{Z}_m} \underline{V}_g^{(i)}; \\ R_r^{(d)} &= R_r \frac{1-s}{s}; \quad R_r^{(i)} = R_r \frac{-(1-s)}{2-s}; \\ \underline{V}_g^{(d)} &= \frac{1}{3}(\underline{V}_a + \underline{aV}_b + \underline{a}^2 \underline{V}_c); \quad \underline{V}_g^{(i)} = \frac{1}{3}(\underline{V}_a + \underline{a}^2 \underline{V}_b + \underline{a} \underline{V}_c); \end{aligned}$$

s – клизање индуктивног генератора.

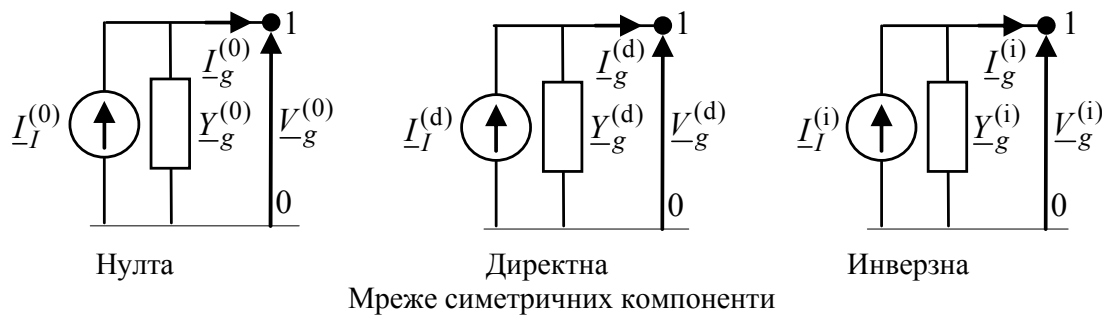
Једначине (3.30) и (3.31) уводе за индуктивни генератор три комплексне променљиве стања, дате у форми комплексних фазора напона у чворовима (комплексни вектор \underline{V}_g у (3.30)) у чвору где је индуктивни генератор прикључен на електроенергетску мрежу, као и једну додатну интерну променљиву стања (клизање индуктивног генератора у (3.31)). То значи да би се постигла минимална обсервабилност немониторисаног индуктивног генератора, неопходно је увести једно додатно мерење (по правилу то је псеудо мерење активне снаге турбине која покреће индуктивни генератор).

Начин генерисања псеудо мерења изложен је у Глави 4.

3.4.3. Трофазни електронски повезани дистрибуирани генератори

Развој нових технологија дистрибуираних генератора доводи до њиховог индиректног повезивања на електроенергетску мрежу, које се по правилу заснива на примени уређаја енергетске електронике [27-31].

Модели симетричних компоненти нултог, директног и инверзног редоследа трофазно електронски (преко трофазног, тројичног (четворојичног) напонски напајаног конвертора (VSC – "Voltage-Sourced Converter")) дистрибуираног генератора повезаног на електроенергетску мрежу, приказани су на *Слици 3.9*. Претпоставља се да VSC стриктно регулише једносмерни напон у повезном воду и да примарни извор снаге не утиче на модел дистрибуираног генератора у стационарном стању, уважајући тачку његовог прикључења на електроенергетску мрежу.



Слика 3.9: Norton-ове заменске шеме симетричних компоненти трофазног електронски повезаног дистрибуираног генератора.

Тројични преко VSC-а повезани дистрибуирани генератори [27-31]

Ако је тројични преко VSC-а повезани дистрибуирани генератор управљан само на основу d - q струје директног редоследа, он ипак размењује и струје инверзног редоследа са електроенергетском мрежом у случајевима када је она неуравнотежена. То значи да се инверзна симетрична компонента мора узети у обзир при прорачуну. У овом општем случају директне, нулте и инверзне симетричне компоненте модела могу се респективно специфицирати као:

$$\underline{I}_I^{(d)} = \underline{I}_I; \quad (3.32a)$$

$$\underline{I}_I^{(0,i)} = \underline{0}; \quad (3.32b)$$

$$\underline{Y}_g^{(0)} = \underline{0}; \quad (3.32b)$$

$$\underline{Y}_g^{(i)} = 1/\underline{Z}_f, \quad (3.32g)$$

где је \underline{Z}_f еквивалентна редна импеданса VSC излазног филтера између терминала за прикључење и краткоспојених терминала.

Ако је тројични преко VSC-а повезани дистрибуирани генератор са управљањем у директном и инверсном редоследу, при чему је управљање у инверсном редоследу

намењено спречавању размене инверзних струја са електроенергетском мрежом, тада се директне, нулте и инверзне симетричне компоненте модела могу респективно специфицирати као:

$$\underline{I}_I^{(d)} = \underline{I}_I; \quad (3.33a)$$

$$\underline{I}_I^{(0,i)} = \underline{0}; \quad (3.33б)$$

$$\underline{Y}_g^{(0,i)} = \underline{0}. \quad (3.33в)$$

За неке примене, регулатор струја инверзног редоследа преко VSC-а повезаног дистрибуираног генератора служи за инјектирање унапред специфициране струје инверзног редоследа у електроенергетску мрежу, која може служити, на пример, за детекцију острвског режима. У овом случају, инверзне и нулте симетричне компоненте модела респективно су:

$$\underline{I}_I^{(0)} = \underline{0}; \quad (3.34a)$$

$$\underline{I}_I^{(d)} = \underline{I}_I; \quad (3.34б)$$

$$\underline{I}_I^{(i)} = I_{NSCI} / \underline{\phi}_{NSCI}; \quad (3.34в)$$

$$\underline{Y}_g^{(0,i)} = \underline{0}, \quad (3.34г)$$

где су I_{NSCI} и ϕ_{NSCI} амплитуда и фазни став специфициране струје инверзне симетричне компоненте, респективно.

За тројичне преко VSC-а повезане дистрибуиране генераторе параметри модела нулте симетричне компоненте су увек нула, пошто не постоје токови нултих струја.

Трофазни модел трофазног тројичног електронски повезаног дистрибуираног генератора биће изведен у наставку на примеру четворојичног преко VSC-а повезаног дистрибуираног генератора.

Четворојични преко VSC-а повезани дистрибуирани генератор [27-31]

Конфигурације VSC-а са разделним кондензатором или четворојичним прикључком омогућавају везу са тачком нултог потенцијала, чиме се остварује четворојични VSC систем прикључка. Као додатак управљању директног редоследа, четворојично прикључење преко VSC-а омогућава размену контролираних инверзних и нултих компоненти струја са електроенергетском мрежом, чиме се изазива дебаланс због утицаја екстерног система у тачки прикључења дистрибуираног генератора.

Ако четворојични VSC инјектира само струје директне симетричне компоненте у електроенергетску мрежу и дозвољава размену директне, нулте и инверзне компоненте струје, одговарајући модели симетричних компоненти директног, нултог и инверзног редоследа респективно су:

$$\underline{I}_I^{(d)} = \underline{I}_I; \quad (3.35a)$$

$$\underline{I}_I^{(0,i)} = \underline{0}; \quad (3.35б)$$

$$\underline{Y}_g^{(0)} = \frac{1}{\underline{Z}_f + 3\underline{Z}_n}; \quad (3.35в)$$

$$\underline{Y}_g^{(i)} = \frac{1}{\underline{Z}_f}, \quad (3.35г)$$

где је \underline{Z}_n импеданса уземљења трансформатора.

Модел симетричних компоненти трофазног електронски повезаног дистрибуираног генератора са *Слике 3.9* могу се представити у компактној форми као

$$\underline{I}_g^{(0,d,i)} = \underline{I}_I^{(0,d,i)} - \underline{Y}_g^{(0,d,i)} \underline{V}_g^{(0,d,i)}, \quad (3.36)$$

где су:

$$\underline{I}_g^{(0,d,i)} = [\underline{I}_g^{(0)} \quad \underline{I}_g^{(d)} \quad \underline{I}_g^{(i)}]^T;$$

$$\underline{I}_I^{(0,d,i)} = [\underline{I}_I^{(0)} \quad \underline{I}_I^{(d)} \quad \underline{I}_I^{(i)}]^T;$$

$$\underline{Y}_g^{(0,d,i)} = \text{diag}\{\underline{Y}_g^{(0)}, \underline{Y}_g^{(d)}, \underline{Y}_g^{(i)}\},$$

$$\underline{V}_g^{(0,d,i)} = [\underline{V}_g^{(0)} \quad \underline{V}_g^{(d)} \quad \underline{V}_g^{(i)}]^T.$$

Трофазни модел трофазног електронски повезаног дистрибуираног генератора може се добити трансформацијом модела симетричних компоненти (3.36) у фазне координате, користећи трансформациону матрицу (\underline{A}) дату у изразу (3.3)

$$\underline{AI}_g^{(0,d,i)} = \underline{AI}_I^{(0,d,i)} - \underline{AY}_g^{(0,d,i)} \underline{A}^{-1} \underline{AV}_g^{(0,d,i)}, \quad (3.37)$$

или

$$\underline{I}_g = \underline{I}_I - \underline{Y}_g \underline{V}_g, \quad (3.38)$$

где су:

$$\underline{Y}_g = \underline{AY}_g^{(0,d,i)} \underline{A}^{-1};$$

$$\underline{I}_I = [\underline{I}_{Ia} \quad \underline{I}_{Ib} \quad \underline{I}_{Ic}]^T = \underline{AI}_I^{(0,d,i)};$$

$$\underline{I}_g = [\underline{I}_{ga} \quad \underline{I}_{gb} \quad \underline{I}_{gc}]^T = \underline{AI}_g^{(0,d,i)};$$

$$\underline{V}_g = [\underline{V}_{ga} \quad \underline{V}_{gb} \quad \underline{V}_{gc}]^T = \underline{AV}_g^{(0,d,i)}.$$

Множећи конјуговано-комплексне струје фаза из вектора (3.38) са леве и десне стране знака једнакости са елементима вектора \underline{V}_g , добија се трофазна привидна снага која се инјектира у електроенергетску мрежу

$$\underline{S}_g = [\underline{S}_{ga} \quad \underline{S}_{gb} \quad \underline{S}_{gc}]^T = \underline{S}_I^T - (\underline{Y}_g^* \underline{V}_g^*) \times \underline{V}_g, \quad (3.39)$$

где је $\underline{S}_T = [\underline{S}_{Ta} \ \underline{S}_{Tb} \ \underline{S}_{Tc}]$ трофазна интерна привидна снага синхроног генератора, која мора да задовољи једначину

$$\underline{S}_T^T = \underline{P}_T^T + j\underline{Q}_T^T = \underline{I}_T^* \cdot \underline{V}_g \quad (3.40)$$

Конечно, трофазни електронски повезани дистрибуирани генератор се може моделовати трофазном билансом једначином привидних снага за чвор у коме је трофазни електронски повезани дистрибуирани генератор прикључен на електроенергетску мрежу као

$$\underline{S} = \underline{S}_g - \underline{S}_p = (\underline{Y}_{BUS,g}^* \underline{V}_g^*) \times \underline{V}_g \quad (3.41)$$

где је \underline{S} вектор инјектираних трофазних привидних снага у чвору.

У случају да у чвору где је трофазни електронски повезани дистрибуирани генератор прикључен на мрежу нема прикључених потрошача ($\underline{S}_p = \mathbf{0}$ у (3.41)), трофазна билансна једначина (3.41) се третира као ограничење типа једнакости, а у алгоритму статичке естимације стања третира се као виртуелно мерење (видети *Поглавље 3.3*).

Једначине (3.40) и (3.41) уводе за трофазни електронски повезани дистрибуирани генератор три комплексне променљиве стања, дате у форми комплексних фазора напона у чворовима (комплексни вектор \underline{V}_g у (3.41)) у чвору где је трофазни електронски повезани дистрибуирани генератор прикључен на електроенергетску мрежу, као и шест (три комплексне струје Norton-овог еквивалента у мрежама симетричних компоненти датих на *Слици 3.9*). То значи да би се постигла минимална обсервабилност немониторисаног трофазног електронски повезаног дистрибуираног генератора, неопходно је увести шест додатних мерења. По правилу то су псеудо мерења по фазама активне и реактивне снаге турбине која покреће трофазни електронски повезани дистрибуирани генератор. Међутим, пошто су ове снаге јединствене, онда мора бити задовољен услов $\underline{S}_{Ta} = \underline{S}_{Tb} = \underline{S}_{Tc} = \underline{S}_T/3$. Пошто овај услов значи да је систем симетричан, онда он значи и да је $\underline{S}_T = \underline{S}_T^{(d)}$. Другачије речено струја интерног извора (\underline{I}_T) на *Слици 3.9* постоји само у шеми директног редоследа, као што је и раније констатовано изразима (3.33а) и (3.35а).

То значи да би се постигла минимална обсервабилност немониторисаног трофазни електронски повезаног дистрибуираног генератора, слично као код синхроног генератора (*Тачка 3.4.1*), неопходно је увести два додатна псеудо мерења. По правилу то су псеудо мерења: 1) активне снаге турбине која покреће синхрони генератор и 2) нулта реактивна снага турбине која покреће синхрони генератор, а која треба да задовоље комплексну једначину за интерну привидну снагу немониторисаног трофазни електронски повезаног дистрибуираног генератора (3.40).

Начин генерисања псеудо мерења изложен је у *Глави 4*.

4. ГЕНЕРИСАЊЕ ПСЕУДО МЕРЕЊА

Статичка естимација стања у дистрибутивним и микро мрежама је врло сложен проблем, пошто се променљиве стања морају естимирати на основу малог броја расположивих мерења у реалном времену. С обзиром на чињеницу да се применом статичког естиматора стања могу значајно побољшати мониторинг и управљање електроенергетском мрежом, чиме се поправља квалитет испоручене електричне енергије и поузданост рада, неопходно је и у тако отежаним условима пронаћи алгоритме који ће бити у стању да реше проблем квалитетне статичке естимације стања.

Прикључење дистрибуираних генератора на постојеће дистрибутивне мреже може довести до озбиљних проблема у стабилности, управљању, регулацији и заштити мреже. Један од могућих начина за превазилажење овог проблема јесте изградња микро мреже, као целине која треба да омогући поуздано напајање потрошача [32-34].

Микро мрежа се дефинише као подсистем у електроенергетском систему формиран од обновљивих извора и оптерећења, у циљу што бољег искоришћења енергетског потенцијала [32-34]. Микро мреже су обично повезане на дистрибутивну мрежу у једној тачки прикључења, тако да представљају самостално управљиви подсистем. У микро мрежама користе се различите технологије за добијање електричне енергије из обновљивих извора, као што су: ветро генератори, фотонапонски системи, микро турбине, горивне ћелије, мотори са унутрашњим сагоревањем, гасне турбине и други. Њима се обично придружују уређаји за складиштење електричне енергије, као што су: акумулаторске батерије, кондензатори, инерционе масе и други.

Присуство дистрибуираних генератора утиче на процес статичке естимације стања. Обично су само дистрибуирани генератори веће снаге опремљени уређајима за даљинско читавање мерења у реалном времену (мониторисани дистрибуирани генератори). Уважавајући чињеницу да је електрична енергија која се добија из ових типова дистрибуираних генератора интермитентна и веома променљива у времену, као и мали број расположивих мерења, за последицу има знатно повећање нивоа неизвесности у резултатима статичке естимације стања, а самим тим и других функција експлоатације, управљања и регулације електроенергетске мреже. Овим су умањене могућности и за квалитетан мониторинг електроенергетске мреже, али и могућност да се детектују појаве преоптерећења и напона изван дозвољених техничких граница.

Због недостатка мерења у реалном времену, излазна снага немониторисаних дистрибуираних генератора се мора одредити на основу података из временске прогнозе или других екстерних улаза.

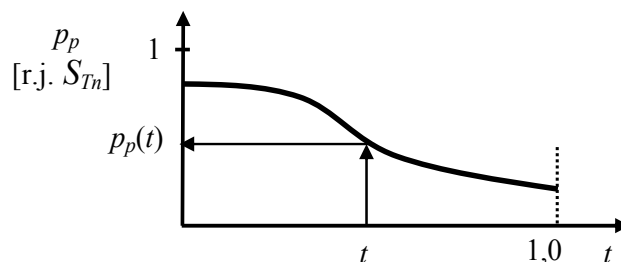
Моделовање дистрибуираних генератора зависи од њихове технологије, начина прикључења и типа. Енергија добијена из дистрибуираних генератора инјектира се у дистрибутивну или микро мрежу:

- Директним прикључењем синхроних или индуктивних генератора на електроенергетску мрежу (објашњено у *Тачкама 3.4.1 и 3.4.2*).
- Посредством уређаја енергетске електронике (објашњено у *Тачки 3.4.3*).

Начини генерисања псеудо мерења код немониторисаних потрошача и напред описаних типова дистрибуираних генератора биће детаљније обрађени у наставку.

4.1. Потрошачи

Дневни дијаграми оптерећења потрошача се разликују у зависности од типа потрошње (типични типови потрошача су домаћинства, комерцијални потрошачи, индустријски потрошачи и други), врсте дана (типичне врсте дана су радни дани, дани викенда и дани празника) и годишњег доба (типичне сезоне су пролеће, јесен (ове две сезоне се понекад могу третирати јединствено), лето и зима). Ако се дневни дијаграми додатно нормализују (на пример, у односу на максималну потрошњу, или називну снагу дистрибутивног трансформатора (S_{Tn} на Слици 4.1)) и сортирају у опадајућем/растућем редоследу могуће је формирати релативно мали број карактеристичних типова нормализованих дневних дијаграма оптерећења, који се називају *дневне криве трајања оптерећења*. Другачије речено криве трајања оптерећења су нормализовани и уређени дијаграми оптерећења (Слика 4.1).



Слика 4.1: Крива трајања оптерећења потрошача.

Најлакши начин за добијање дневних кривих трајања оптерећења јесу симултана и дуготрајна мерења код конкретних ниско- и средње-напонских потрошача. Међутим, у дистрибутивним мрежама постоје стотине (често и хиљаде) различитих потрошача, тако да је практично немогуће (односно економски и технички неоправдано) спровести мерења дневних дијаграма оптерећења код свих потрошача. Због тога се у пракси врши агрегација сличних типова потрошача, па се мерења спроводе само код карактеристичних репрезентативних представника.

Сви потрошачи се могу класификовати по сличности у две групе типова као: слични ("conforming") и не-слични ("non-conforming"). Под сличним потрошачима се подразумевају они потрошачи код којих је понашање дневног дијаграма оптерећења слично (у смислу промена оптерећења). Код не-сличних потрошача дневни дијаграми оптерећења су потпуно некорелисани (независни један од другог).

У овој докторској дисертацији дневни дијаграми оптерећења се посматрају као континуалне криве, које се добијају интерполацијом (на бази минимизације средње-квadratног одступања) на основу измерених вредности оптерећења (средња вредност оптерећења у временском интервалу од 10 до 15 минута). Ови подаци се класификују у четири сезоне (пролеће, лето, јесен и зима), четири типа дана (радни дани, суботе, недеље и празници) и следеће карактеристичне типове потрошача: 1) комерцијални (бизнис) потрошачи, 2) пољопривредни потрошачи, 3) мали индустријски потрошачи (предузетници), 4) индустријски потрошачи средње величине (велики индустријски комплекси најчешће се прикључују директно на преносну мрежу), 5) домаћинства (она се могу даље поделити у зависности од начина грејања и добијања топле воде) и други [35]. За претходне групе потрошача извршена је њихова нормализација у циљу добијања кривих трајања оптерећења на напред описани начин.

Основна предност моделовања потрошње преко карактеристичних типова кривих трајања потрошње води у унифицирање понашања карактеристичних типова потрошача, уз драстичну редукацију њиховог броја. На пример, ако у дистрибутивној мрежи постоји 500 различитих потрошача за једну годину потребно је $365 \times 500 = 1\,825\,000$ дневних дијаграма оптерећења [35]. Међутим, ако се сви потрошачи сврстају у 5 карактеристичних типова, са 4 карактеристичне сезоне (наведене напред) и 4 карактеристична типа дана (наведени напред) укупан број карактеристичних дневних дијаграма оптерећења је $5 \times 4 \times 4 = 80$. Приказани пример уверљиво приказује редукацију у броју потребних карактеристичних дневних дијаграма оптерећења.

Дијаграми активног оптерећења (из базе историјских података) се скалирају на назначени напон напонског нивоа потрошача (V_n) и назначену снагу дистрибутивног трансформатора на који су потрошачи прикључени (S_{Tn}). То значи да се вредност оптерећења у i -том чвору на номиналном напону из израза (3.16) добија као (претпостављена мешовита структура конзума, коју чине потрошачи константне снаге, константне струје и константне импедансе)

$$P_{pi}^{(V_{in})} = c_{Pi} P_{pPi}^{(V_{in})} + c_{Li} P_{pLi}^{(V_{in})} + c_{Zi} P_{pZi}^{(V_{in})} = (c_{Pi} P_{pPi} + c_{Li} P_{pLi} + c_{Zi} P_{pZi}) S_{Tni}, \quad (4.1)$$

где за потрошње моделоване моделима константне снаге, струје и импедансе важи следећа једначина

$$c_{Pi} + c_{Li} + c_{Zi} = 1. \quad (4.2)$$

Из једначине (4.1) може се извести закључак да се оптерећење у чвору може добити као производ назначене снаге дистрибутивног трансформатора (S_{Tn}) и релативног фактора оптерећења (p_p), који се задаје као релативна вредност оптерећења са карактеристичне криве трајања оптерећења која одговара изабраном дану и временском тренутку [$p_p = p_p(t)$ са *Слике 4.1*].

У случају да се располаже са квалитетним подацима прогнозе оптерећења у неком потрошачком подручју, онда се иницијалне вредности оптерећења добијене коришћењем карактеристичних кривих трајања оптерећења могу додатно кориговати (скалирати), како би се уважили подаци добијени прогнозом оптерећења.

Из једначине (4.1) напонска зависност потрошње активне снаге у i -том чвору је

$$P_{pi}^{(V_i)} = [c_{Pi} P_{pPi} + c_{Li} P_{pLi} \sqrt{V_{ai}^2 + V_{ri}^2} + c_{Zi} P_{pZi} (V_{ai}^2 + V_{ri}^2)] S_{Tni}. \quad (4.3)$$

За константан фактор оптерећења потрошача у i -том чвору ($\cos \varphi_{pi} = \text{Const.}$), напонска зависност потрошње реактивне снаге је

$$Q_{pi}^{(V_i)} = \pm \sqrt{(1 - \cos^2 \varphi_{pi}) / \cos^2 \varphi_{pi}} P_{pi}^{(V_i)} = \pm \tan \varphi_{pi} P_{pi}^{(V_i)}, \quad (4.4)$$

где су фактор снаге, активно и реактивно оптерећење у i -том чвору повезани добро познатом једначином

$$\cos \varphi_{pi} = \frac{P_{pi}}{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}}. \quad (4.5)$$

Не-сличне потрошње активне (kW) и реактивне (kVAr) снаге се специфицирају појединачно за сваки такав тип потрошача, уважавајући тип дана и сезону.

Свакако да ако на било ком потрошачу (сличном и не-сличном) постоје мерења у реалном времену, она се користе у статичкој естимацији стања, замењујући вредности добијене као псеудо мерења (из прогнозе оптерећења или карактеристичних кривих трајања оптерећења).

4.2. Ветро турбина прикључена на електроенергетску мрежу посредством индуктивног генератора

Начин прикључења ветро генератора (састављен од ветро турбине прикључене посредством индуктивног генератора) на електроенергетску мрежу приказан је *Слици 4.2*.



Слика 4.2: Општа структура модела ветро генератора (састављен од ветро турбине прикључене посредством индуктивног генератора) прикљученог на електроенергетску мрежу.

За овај тип дистрибуираних генератора најчешће коришћени модели у статичкој естимацији стања су PQ и RX тип чвора [35-38]. PQ модел претпоставља да активна и реактивна снага инјектирања у тачки прикључења генератора имају константну вредност. Овим моделом није обухваћена зависност промене излазне снаге са променом брзине ветра.

RX модел представља бољу апроксимацију индуктивног генератора у стационарном режиму. Овим моделом су уважене импедансе и клизање индуктивног генератора, односно утицај брзине ротора на излазну снагу генератора.

Снага индуктивног генератора (P'_g) је [36-38]

$$P'_g \approx P_t, \quad (4.6)$$

где је иницијална излазна снага турбине (P_t) добијена из снаге ветра (P_w), при чему је [36]

$$P_t = P_w = 0.5 \rho_a A_w c_p(\lambda) v^3 \quad [\text{kW}], \quad (4.7)$$

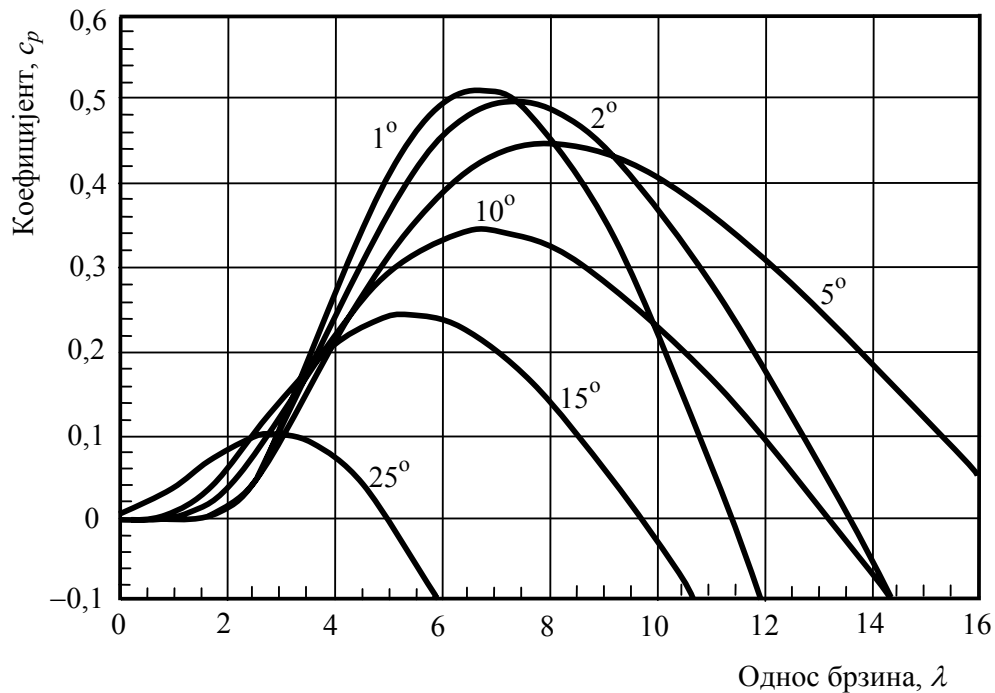
где су:

ρ_a – густина ваздуха ($\approx 1,225 \text{ kg/m}^3$);

A_w – површина коју описују лопатице турбине, у $[\text{m}^2]$;

$c_p(\lambda)$ – аеродинамички коефицијент снаге турбине, који се по правилу даје у форми нелинеарног скупа кривих, као што је приказано на *Слици 4.3*;

v – брзина ветра, у $[\text{m/s}]$.



Слика 4.3: Изглед типичне карактеристике аеродинамичког коефицијента $c_p(\lambda)$ за различите вредности угла θ (угао захватања роторских лопатица), узетог као параметар [36, 39].

Коефицијент односа брзине лопатица турбине и брзине ветра дефинисан је као

$$\lambda = \omega_R R / v, \quad (4.8)$$

где су:

ω_R – угаона брзина ротора турбине, у [rad/s];

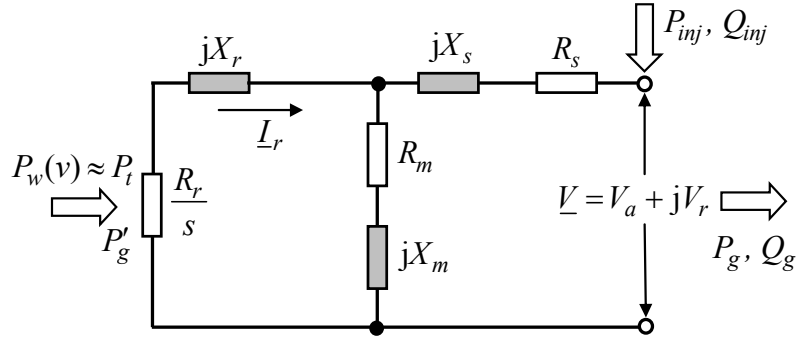
R – дужина лопатица турбине, [m].

Коефицијент $c_p(\lambda)$ је дефинисан као скуп кривих, које се могу апроксимирати полиномом [37, 38]

$$c_p(\lambda) = \sum_{k=0}^n a_k \lambda^k, \quad (4.9)$$

где је коефицијент a_k одређен методом минималног квадрата одступања.

RX модел индуктивног генератора у стационарном стању приказан је на Слици 4.4 [36-38].



Слика 4.4: RX модел индуктивног генератора у стационарном стању.

Излазна активна и реактивна снага индуктивног генератора (P_g , Q_g), приказаног на Слици 4.4 респективно су

$$P_g = P'_g + P_{gub} = -|I_r|^2 R_r \frac{1-s}{s} + P_{gub}; \quad (4.10a)$$

$$Q_g = P_g \frac{-A(X_m + X_r) + B \left(R_m + \frac{R_r}{s} \right)}{A \left(R_m + \frac{R_r}{s} \right) + B(X_m + X_r)}, \quad (4.10b)$$

где су:

- R_r , R_s , R_m – активне отпорности ротора, статора и магнећења индуктивног генератора, респективно;
- X_r , X_s , X_m – реактансе ротора, статора и магнећења индуктивног генератора, респективно;
- s – клизање индуктивног генератора.

Струја ротора у комплексном облику одређује се као

$$I_r = \frac{-V(C + jD)}{A^2 + B^2}, \quad (4.11)$$

а коефицијенти A , B , C и D су:

$$A = R_m R_s - X_m X_s + R_r \frac{R_s + R_m}{s} - X_r (X_s + X_m);$$

$$B = X_m R_s + X_s R_m + R_r \frac{X_s + X_m}{s} + X_r (R_s + R_m);$$

$$C = R_m A + X_m B;$$

$$D = X_m A - R_m B.$$

За претходно приказан RX модел ветро генератора уводе се три виртуелна/псеудо мерења: P_{inj} , Q_{inj} и P'_g , при чему су P_{inj} и Q_{inj} виртуелна мерења ($P_{inj} = 0$ и $Q_{inj} = 0$), а P'_g је псеудо мерење.

За разлику од Главе 2, где су за променљиве стања уведене ефективне вредности (вектор \mathbf{V}) и углови фазора напона (вектор $\boldsymbol{\theta}$), за потребе појединих модела било је погодно користити другу форму променљивих стања, односно активне (вектор \mathbf{V}_a) и реактивне (\mathbf{V}_r) компоненте комплексних напона. У случају да су променљиве стања компоненте комплексног напона, може се извршити реформулација променљивих стања користећи следеће изразе

$$V_{ai} = V_i \sin \theta_i; \quad V_{ri} = V_i \cos \theta_i. \quad (4.12)$$

Део вектора стања (\mathbf{x}) за RX модел генератора има три компоненте: две компоненте напона у комплексном облику (V_{ai} и V_{ri}) и клизање индуктивног генератора (s) [35]

$$\mathbf{x}^{(RX)} = [\dots \quad \mathbf{V}_a^T \quad \mathbf{V}_r^T \quad s^T \quad \dots]^T. \quad (4.13)$$

За разматрани RX модел модификује се и део Јacobian матрице за статичку естимацију стања (\mathbf{H} у (2.19)), па је

$$\mathbf{H}^{(RX)} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dots & \partial g(P_{inj})/\partial V_a & \partial g(P_{inj})/\partial V_r & \mathbf{0} & \dots \\ \dots & \partial g(Q_{inj})/\partial V_a & \partial g(Q_{inj})/\partial V_r & \mathbf{0} & \dots \\ \dots & \partial P'_g/\partial V_a & \partial P'_g/\partial V_r & \partial P'_g/\partial s & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}, \quad (4.14)$$

Парцијални изводи $\partial P'_g/\partial V_a$, $\partial P'_g/\partial V_r$ и $\partial P'_g/\partial s$ одређују се из модела индуктивног генератора (4.6)-(4.12), а парцијални изводи $\partial g(P_{inj})/\partial V_a$, $\partial g(P_{inj})/\partial V_r$, $\partial g(Q_{inj})/\partial V_a$, и $\partial g(Q_{inj})/\partial V_r$ одређују се из општих једначина токова снага у електроенергетској мрежи.

4.3. Фотонапонски панели прикључени на електроенергетску мрежу посредством уређаја енергетске електронике

Начин прикључења фотонапонског генератора (састављеног од групе фотонапонских панела) на електроенергетску мрежу приказан је Слици 4.5.



Слика 4.5: Општа структура модела фотонапонског генератора прикљученог на електроенергетску мрежу [37, 38].

У општем случају фотонапонска електрана саграђена је од фотонапонских панела. Сваки фотонапонски панел састоји се од $N_{sg} \times N_{pg}$ редно/паралелно повезаних фотонапонских модула истих карактеристика, при чему су N_{sg} и N_{pg} укупни бројеви редних и паралелних модула, респективно [37, 38, 40-42]. Претпостављајући да су фотонапонски панели прикључени на електроенергетску мрежу посредством уређаја енергетске електронике (инвертора) и моделовани као PQ чворови, излазна активна и реактивна снага одређују се као:

$$P_g = N_{pg} N_{sg} \eta_{pv} \mathfrak{R} \cos \gamma A_m \quad [\text{kW}]; \quad (4.15a)$$

$$Q_g = 0 \quad [\text{kVAr}], \quad (4.15b)$$

где су:

η_{pv} – степен искоришћења фотонапонског модула;

\mathfrak{R} – соларна радијација, у $[\text{W}/\text{m}^2]$;

γ – упадни угао сунчевих зрака;

A_m – површина фотонапонског модула, у $[\text{m}^2]$.

Сложенији модели фотонапонског генератора могу се добити полазећи од струјно-напонске карактеристике на излазу из фотонапонског генератора:

$$I_g = N_{pg} I_m; \quad (4.16a)$$

$$V_g = N_{sg} V_m, \quad (4.16b)$$

где су I_g (V_g) и I_m (V_m) струје (напони) читаве фотонапонске електране и једног њеног модула, респективно.

Фотонапонски генератор може се описати математичким моделом који даје везу између струје (I_g) и напона (V_g) на његовим крајевима (Слика 4.6), која у суштини представља трансцедентну једначину [37, 41, 42]

$$I_g = N_{pg} I_{scm} - \frac{N_{pg} I_{scm}}{\frac{V_{ocm}}{e^{nN_s V_T}}} \left(e^{\frac{V_g + I_g R_{sg}}{nN_{sg} V_T}} - 1 \right), \quad (4.17)$$

где су редна отпорност (R_{sg}) и фактор испуне (FF_{0m}) идеалног фотонапонског модула респективно дати следећим изразима:

$$R_{sg} = \frac{N_{sg}}{N_{pg}} \left(\frac{V_{ocm}}{I_{scm}} - \frac{P_{Mm}}{FF_{0m} I_{scm}^2} \right) = \frac{N_{sg}}{N_{pg}} R_{sm}; \quad (4.18)$$

$$FF_{0m} = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{1 + v_{oc}}, \quad (4.19)$$

где су:

$v_{oc} = \frac{V_{ocm}}{nV_T}$ – нормализовани напон празног хода;

$V_T = k \frac{T_m + 273^0}{q}$ – термални потенцијал;

I_{scm}, V_{ocm} – струја кратког споја и напон празног хода модула, респективно;

k – Boltzmann-ова константа ($k = 1,380622 \times 10^{-23}$ J/K);

T_m – температура модула, у [°C];

P_{Mm} – максимална снага модула, у [W];

q – количина електричног наелектрисања ($q = 1,60 \times 10^{-19}$ °C);

n – коефицијент диоде (за идеалне диоде је $n = 1$).

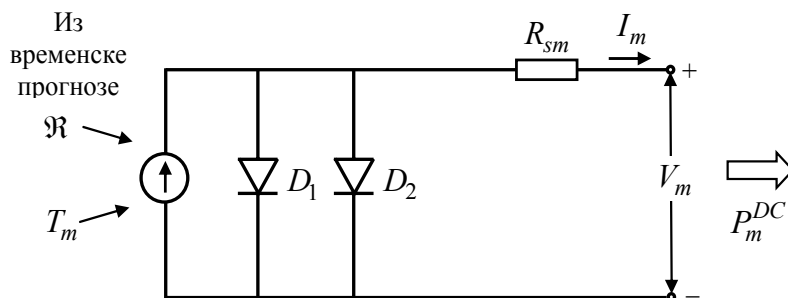
Вредности I_{scm} и V_{ocm} су обично дате од стране произвођача под стандардним тест условима (I_{scm}^{stc} и V_{ocm}^{stc}) (одређена географска ширина и дужина, соларна радијација $\mathfrak{R}^{stc} = 1000$ W/m² и температура модула $T_m^{stc} = 25$ °C [41]).

За сваку вредност соларне радијације (\mathfrak{R}) и температуре модула (T_m), који су различити од напред наведених стандардних тест услова, струја кратког споја (I_{scm}) и напон празног хода модула (V_{ocm}) респективно се израчунавају као:

$$I_{scm} = \frac{\mathfrak{R}}{\mathfrak{R}^{stc}} I_{scm}^{stc}; \quad (4.20)$$

$$V_{ocm} = V_{ocm}^{stc} + \Delta V_T (T_m - T_m^{stc}). \quad (4.21)$$

Излазна једносмерна снага фотонапонског модула (P_m^{DC}) добија се множењем излазне струје (I_m) и напона на крајевима модула (V_m).



Слика 4.6: Заменска шема фотонапонског модула [37].

За модел инвертора може се претпоставити да је сличан са идеалним напонским извором, са нултом једносмерном компонентом и нултом тоталном хармонијском дисторзијом излазног напона [41, 42].

Снага на излазу DC/AC инвертора је

$$P_m^{AC} = \eta P_m^{DC}, \quad (4.22)$$

где већина комерцијалних инвертора има ефикасност (η) у опсегу од 90 до 96 % [41, 42].

Иницијална активна снага на крајевима фотонапонског генератора (P_g) се израчунава из описаног модела фотонапонског генератора (4.15)-(4.22) за улазну соларну радијацију (\mathfrak{R}) и температуру модула (T_m), при чему се ове вредности добијају из временске прогнозе.

Применом напред изложеног модела у статичкој естимацији стања фотонапонски модул (електрана) се посматрају као PQ тип чвора. За модел фотонапонског панела уводи се једно псеудо мерење (P_g) током дана. Током ноћи у чвору на који је повезан фотонапонски модул нема инјектирања активне снаге ($P_g = 0$), па се ова информација може посматрати као виртуелно мерење. Самим тим мења се и вредност варијансе тог мерења.

Како се претпоставља да је фактор фотонапонског панела 1 (односно $Q_g = 0$), у посматраном чвору нема инјектирања реактивне снаге, односно та информација се може третирати као виртуелно мерење.

Део вектора стања (\mathbf{x}) за фотонапонски модул састоји се од две компоненте комплексног напона (V_a и V_r)

$$\mathbf{x}^{(PQ)} = [\dots \quad \mathbf{V}_a^T \quad \mathbf{V}_r^T \quad \dots]^T, \quad (4.23)$$

односно модификовани део Јакобијан матрице за статичку естимацију стања је

$$\mathbf{H}^{(PQ)} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & & \\ \dots & \partial P_g / \partial V_a & \partial P_g / \partial V_r & \dots \\ \dots & \partial Q_g / \partial V_a & \partial Q_g / \partial V_r & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \end{bmatrix}. \quad (4.24)$$

Парцијални изводи у (4.24) одређују се из општих једначина токова снага у електроенергетској мрежи.

4.4. Хидроелектране

За микро, мале и средње проточне хидроелектране излазна електрична снага (P_h) може се добити из снаге турбине која их покреће (P_T), а која се може добити из података о протоку кроз турбину као

$$P_h = P_T = \eta_h \rho_h g q_h h_h \quad [\text{kW}], \quad (4.25)$$

где су:

η_h – укупна ефикасност дистрибуираног генератора хидроелектране;

ρ_h – густина воде ($\approx 1000 \text{ kg/m}^3$);

g – константа земљине гравитације ($\approx 9,81 \text{ m/s}^2$);

q_h – проток кроз хидро турбину, у [m^3/s];

h_h – нето пад, у [m].

Велике хидроелектране у принципу се значајно ређе прикључују на дистрибутивну мрежу. Такође, оне по правилу имају акумулације (не раде као проточне у режиму природног дотока), тако да се њихова одата активна снага не може естимирати на напред

описани начин. За њих се морају користити други подаци, као што: назначена снага, историјски подаци о раду у сличним режимима, подаци добијени од стране оперативног особља и други.

Ако хидроелектрана поседује акумулацију, онда то ствара могућност да се на њој може извршити ре-диспечинг и регулација напона у чвору где је она прикључена. Типичан пример су велике и средње хидроелектране са акумулацијом које имају назначену снагу од неколико MVA. У таквим случајевима ове електране се моделују као PV чвор, који је најчешће комплетно мониторисан. У том случају генерисање активне снаге (P_{gi}) и напон у чвору прикључења ($V_i = \sqrt{V_{ai}^2 + V_{ri}^2}$) су константни и унапред специфицирани. Реактивна снага инјектирања (Q_{gi}) и угао фазора напона (θ_i) су променљиве стања (у смислу класификације чворова у токовима снага). У случају да су променљиве стања компоненте комплексног напона, може се извршити реформулација променљивих стања користећи изразе (4.12).

Део вектора стања (\mathbf{x}) за фотонапонски модул састоји се од две компоненте комплексног напона (V_a и V_r)

$$\mathbf{x}^{(PV)} = [\dots \quad \mathbf{V}_a^T \quad \mathbf{V}_r^T \quad \dots]^T, \quad (4.26)$$

односно модификовани део Јакобиан матрице за статичку естимацију стања је

$$\mathbf{H}^{(PV)} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & & \\ \dots & \partial \mathbf{P}_g / \partial \mathbf{V} & \partial \mathbf{V} / \partial \boldsymbol{\theta} & \partial \mathbf{P}_g / \partial \mathbf{Q}_g & \dots \\ \dots & & \partial \mathbf{V} / \partial \boldsymbol{\theta} & \partial \mathbf{V} / \partial \mathbf{Q}_g & \dots \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \end{bmatrix}. \quad (4.27)$$

Парцијални изводи у (4.27) одређују се из општих једначина токова снага у електроенергетској мрежи.

Веза између генерисања активне и реактивне снаге $P_{gi} = f(Q_{gi})$ одређује се користећи погонску карту агрегата, за константну вредност интерног напона [43].

4.5. Остали типови дистрибуираних генератора

За машине са унутрашњим сагоревањем, горивне ћелије, гасне турбине и микро турбине иницијална интерна активна снага (P_T) и брзина машине се контролишу применом уређаја енергетске електронике, у циљу оптимизације потрошње горива. У симулацијама у овој докторској дисертацији је претпостављено да је код овог типа дистрибуираних генератора иницијална интерна активна снага једнака њиховој назначеној снази.

4.6. Виртуелна мрежа реактивне снаге

За различите типове дистрибуираних генератора и различите начине њиховог прикључења на електроенергетску мрежу псеудо мерење иницијалне интерне реактивне снаге (Q_T) може се добити на следеће начине:

Синхрони генератор: У овом случају реактивна снага се преузима из електроенергетске мреже (Q_g), како би се покрили реактивни губици у моделу индуктивног генератора са *Слике 3.6* ($Q_T = 0$, виртуелно мерење). Реактивна снага која се преузима из електроенергетске мреже (Q_g) мора да задовољи P - Q дијаграм (погонска карта синхроног генератора), уважавајући псеудо мерење интерне активне снаге (P_T) и техничка ограничења која се морају поштовати [44, *Part I, Sec. 3*].

Индуктивни генератор: У овом случају реактивна снага се преузима из електроенергетске мреже (Q_g), како би се покрили реактивни губици у моделу индуктивног генератора са *Слике 3.8* ($Q_T = 0$, виртуелно мерење). Овакве конфигурације по правилу користе батерију кондензатора за компензацију реактивне снаге, при чему се потребни ниво компензације може израчунати користећи резултате статичког естиматора стања.

Трофазни електронски повезани дистрибуирани генератори: Слично као код индуктивних генератора у овом случају се може претпоставити да је $Q_T = 0$, што представља виртуелно мерење [31], као што је и објашњено у *Тачки 3.4.3*.

4.7. Преглед модела дистрибуираних генератора

Преглед могућих модела у зависности од врсте дистрибуираног извора и начина његовог прикључка дат је у *Табели 4.1*.

Табела 4.1: Преглед врста дистрибуираних генератора са начином њиховог прикључка на електроенергетску мрежу.

Дистрибуирани извор	Начин прикључка на мрежу	Обрађен
Мале и средње хидро турбине	Синхрони генератор са истакнутим половима (директно прикључен на мрежу)	<i>Тачка 3.4.1</i>
Микро хидро турбине	Индуктивни генератор (директно прикључен на мрежу)	<i>Тачка 3.4.2</i>
Ветро турбине променљиве брзине	Двоструко напајани индуктивни генератор (синхрони генератор) (прикључен на мрежу преко VSC-а)	<i>Тачка 3.4.3</i>
Ветро турбине фиксне брзине	Индуктивни генератор са кавезним ротором (директно прикључен на мрежу)	<i>Тачка 3.4.2</i>
Фотонапонски системи	VSC	<i>Тачка 3.4.3</i>
Машине са унутрашњим сагоревањем	Синхрони генератор са ваљкастим ротором, или Индуктивни генератор (директно прикључен на мрежу)	<i>Тачка 3.4.1,</i> или <i>Тачка 3.4.2</i>
Горивне хелије	Прикључене на мрежу преко VSC-а	<i>Тачка 3.4.3</i>
Гасне турбине	Синхрони генератор са ваљкастим ротором (директно прикључен на мрежу)	<i>Тачка 3.4.1</i>
Микро турбине	Високо брзински синхрони генератор са перманентним магнетима (прикључен на мрежу преко VSC-а)	<i>Тачка 3.4.3</i>

5. СТАТИЧКА ЕСТИМАЦИЈА СТАЊА У НЕСИМЕТРИЧНИМ МРЕЖАМА

5.1. Историјски преглед решавања проблема статичке естимације стања у преносним мрежама

Основну идеју статичке естимације стања, која се са значајним унапређењима и данас примењује, увео је Scheppe [45, 46]. Он је дефинисао статички естиматор стања као "алгоритам за обраду података", који претвара редувантна мерења и остале расположиве информације у естимацију променљивих стања електроенергетске мреже. Данас је статичка естимација стања суштински део у скоро свим системима за управљање електроенергетским системима у реалном времену, како у преносним мрежама (EMS – "Energy Management System") [47], тако и у дистрибутивним мрежама (DMS – "Distribution Management System") [48]. То је систематски поступак за обраду скупа мерења у реалном времену, где се за процену променљивих стања користи екстремизација (минимизација или максимизација) неког статичког критеријума над чвор-грана моделом електроенергетске мреже, помоћу кога се прорачунавају "тачне", односно естимирани вредности променљивих стања. Уобичајен приступ јесте да се минимизира збир квадрата разлике између естимираних и мерених вредности променљивих стања, на основу кога се добија најбоља процена актуелног стања електроенергетске мреже, исказана кроз вектор променљивих стања. Иницијални развој алгоритама статичке естимације стања базираних на чвор-грана моделу, по иницијалној идеји Scheppe-а, може се наћи у многим референцама, као и њима цитираним референцама [49-57]. Анализирани су и други аспекти проблема, који се углавном баве: а) моделовањем преносног дела/нивоа расклопних уређаја и еквивалентирањем делова електроенергетског система [58-63], б) моделовањем класичних и фазних регулационих трансформатора [64-66] и в) различитим моделима решавања заснованим на суми пондерисаних средње-квadratних одступања (WLS – "Weighted Least Squares") [52, 67-69], линеарном програмирању [70-72], нелинеарном програмирању [73], interior point алгоритму [74-77] и "модерним техникама", као што су експертни системи, fuzzy скупови и вештачке неуралне мреже [78-81]. Такође, анализирани су и аспекти практичне имплементације статичког естиматора стања у реалним електроенергетским системима [82-86], као и други актуелни проблеми. Највиши ниво тих истраживања представљају генерализовани статички естиматори стања са интегрисаним стањима, положајима расклопних уређаја и параметрима модела мреже у повезаним електроенергетским системима [87-90] и робусни статички естиматори стања [91-96]. Тренутна истраживања се највише заснивају на примеру фазорских мерења у статичкој естимацији стања [97-102].

5.2. Историјски преглед решавања проблема статичке естимације стања у дистрибутивним и микро мрежама

Као што је напред речено, специфичност дистрибутивних мрежа је да оне имају дефицит мерења у реалном времену за минималну обсервабилност мреже. Дакле, да би се статичка естимација стања уопште могла спровести, неопходно је генерисати одређен (минималан) број псеудо мерења, што је обрађено у *Глави 4*. За тако припремљене улазне податке уобичајено је да се статичка естимација стања у дистрибутивним мрежама спроводи применом на WLS-методу заснованих алгоритама и њиховим модификацијама [103-111]. Такве методе најчешће користе корисну особину радијалности топологије дистрибутивних мрежа. Једна група метода се заснива на алгоритмима токова струја по гранама [112-116], или друга на формирању стохастичких производњи/потрошњи у чворовима [117-120]. Иначе, поменути недостатак мерења у реалном времену и начин њиховог генерисања је предмет бројних истраживања (на пример, видети референце [103, 104, 106, 108-110]). Између осталог, то је предмет истраживања и у овој докторској дисертацији. Општи принцип је да се снаге немониторисаних дистрибуираних генератора и потрошача добијају из других мерених величина (као што су, на пример, историјске базе мерених временских података) или из прогнозираних величина (као што су, на пример, краткорочна прогноза потрошње, или прогноза времена која служи као основ за прорачун одате снаге дистрибуираних генератора који од ње зависе - ветрогенератори и соларне електране). Када се на тај начин генерише потребан број псеудо мерења за минималну обсервабилност мреже даље се примењују специфичне модификације WLS-алгоритама које уважавају радијалну тополошку структуру дистрибутивне мреже. Имајући у виду тешкоће са постизањем минималне обсервабилности дистрибутивне мреже, посебна пажња се мора посветити и аспекту имплементације статичке естимације стања у реалним дистрибутивним мрежама, што је анализирано у [121, 122]. Пошто су на дистрибутивне мреже углавном прикључени монофазни потрошачи, онда у њима степен несиметрије може бити значајан. Оне захтевају посебне алгоритме који могу радити у општем случају несиметричних трофазних мрежа, што је један од главних истраживачких праваца у овој докторској дисертацији. Број до сада предложених и детаљно истражених трофазних модела статичке естимације стања врло је ограничен [123, 124].

Имајући у виду трендове у коришћењу обновљивих извора електричне енергије, у дистрибутивне мреже се све више прикључују дистрибуирани генератори, тако да се њихова пенетрација у овим мрежама повећава из дана у дан. То доводи до тога да дистрибутивне мреже постају активне, односно ток између преносне и дистрибутивне мреже може бити двосмеран, што значи да дистрибутивна мрежа постаје активна у смислу производње активне и реактивне снаге. Ова чињеница значајно може отежати проблем статичке естимације стања, али доводи и до других експлоатационих проблема дистрибутивних мрежа (кратки спојеви, релејна заштита и други). Због тога је третман дистрибуираних генератора у активним дистрибутивним мрежама посебно интересантан за истраживање [124-126]. Због тога је и међусобни утицај статичких естимација преносне мреже и са њом повезаних дистрибутивних мрежа све већи, па се оне често морају посматрати у одређеној форми интеракције [127].

Статичка естимација стања је посебно истраживана и у нашој земљи, како са теоријског становишта [128], тако и са практичног аспекта имплементације у реалним електроенергетским мрежама [129]. Она је постала саставни део система за управљање дистрибутивним мрежама (DMS – "Distribution Management System") [48].

Постојање дистрибуиране производње омогућава формирање микро мрежа, о којима ће више речи бити у *Глави 6*. Статичка естимација стања у овим мрежама до сада је

минимално истраживана [130], пошто се обично претпоставља да се алгоритми развијени за дистрибутивне мреже могу применити и на микро мреже, што није увек случај.

И поред релативно великог броја модела предложених за статичку естимацију стања у дистрибутивним мрежама, овај проблем се никако не може сматрати решеним, пошто не постоји стандардни модел који се примењује у пракси. Овај закључак се може додатно појачати чињеницом да у светској пракси постоји врло мало реално имплементираних модела статичке естимације стања. Трендом увођења паметних мрежа ("Smart Grid") проблем још више добија на значају.

Без обзира на претходно, може се сасвим сигурно закључити да квалитет статичке естимације стања у дистрибутивним мрежама зависи од количине, врсте и квалитета података о дистрибутивној мрежи.

5.3. Алгоритам статичке естимације стања у несиметричним мрежама

Алгоритам трофазне статичке естимације стања у несиметричним дистрибутивним мрежама, заснован на WLS техници, спроводи се у циљу минимизације критеријума оптимизације, који чине средње-квадратна одступања естимираних од измерених вредности мерења у реалном времену и псеудо мерења, у складу са формулацијом датом у *Поглављу 2.4*

$$\min_x \{J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]\}, \quad (5.1)$$

уз уважавање ограничења типа једнакости, које чине виртуелна мерења

$$\mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \quad (5.2)$$

где су:

- \mathbf{x} – вектор стања који чине компоненте комплексних фазора напона у чворовима, као и додатне променљиве стања које зависе од типа дистрибуираног генератора (у складу са разматрањима у *Поглављу 3.4* и у *Табели 5.1*);
- \mathbf{z} – вектор мерења;
- $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ – математички модел који повезује вектор мерења и вектор променљивих стања;
- $\mathbf{R} = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_M^2\}$, где је М укупан број мерења у реалном времену и псеудо мерења;
- σ – варијанса мерења.

Алгоритам трофазне статичке естимације стања у несиметричним дистрибутивним мрежама, заснован на WLS техници, спроводи се кроз следеће итеративне кораке (*Слика 5.1*):

Корак 1а:– Поставити бројач итерација на $(k) = 0$.

- Иницијални вектор променљивих стања $(\mathbf{x}^{(k)})$, добијен на основу симетричних токова снага.
- Део вектора мерења који одговара мерењима у реалном времену (\mathbf{z}_{rt}) .
- Идентификација чворова са нултим инјектирањима (виртуелна мерења), која одређују ограничења типа једнакости $(\mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0})$.

Корак 1б: –Иницијална алокација активних оптерећења у потрошачким чворовима (претпоставља се модел активне снаге и константног фактора снаге), која се

спроводи на основу нормализоване дневне криве трајања оптерећења, уважавајући тип потрошача, типове дана и сезоне (детаљније објашњено у *Поглављу 4.1*), као и ажурирање тог дела вектора псеудо мерења (z_p).

- Иницијална алокација активних/реактивних генерисања у чворовима са прикљученим дистрибуираним генераторима на основу екстерних улаза (*Поглавља 4.2-4.6*), као и ажурирање тог дела вектора псеудо мерења (z_p).

Корак 2: Прорачун прираштаја свих променљивих мерења

$$\Delta z^{(k)} = z^{(k)} - h(x^{(k)}). \quad (5.3)$$

Корак 3: Прорачун Јакобиан матрица [$H(x) = \partial h(x) / \partial x$, $C(x) = \partial c(x) / \partial x$], као и информационе матрице [$G(x) = H(x)^T R^{-1} H(x)$] у тачки $x = x^{(k)}$, као и прорачун прираштаја вектора променљивих стања ($\Delta x^{(k)}$) из једначине

$$\begin{bmatrix} G(x^{(k)}) & C(x^{(k)})^T \\ C(x^{(k)}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x^{(k)} \\ -\lambda^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(x^{(k)})^T R^{-1} \Delta z^{(k)} \\ -c(x^{(k)}) \end{bmatrix}. \quad (5.4)$$

Корак 4: Провера критеријума конвергенције

$$\max |\Delta x_k^{(k)}| \leq \varepsilon, \quad k = 1, 2, \dots, K, \quad (5.5)$$

где је K укупан број променљивих стања, док је ε критеријум конвергенције.

Ако је критеријум (5.5) задовољен, онда је оптимално решење $\hat{x} = x^{(k)}$, када се извршавање алгорита завршава (СТОП), или Наставак извршења програма.

Корак 5: Ажурирати вектор стања

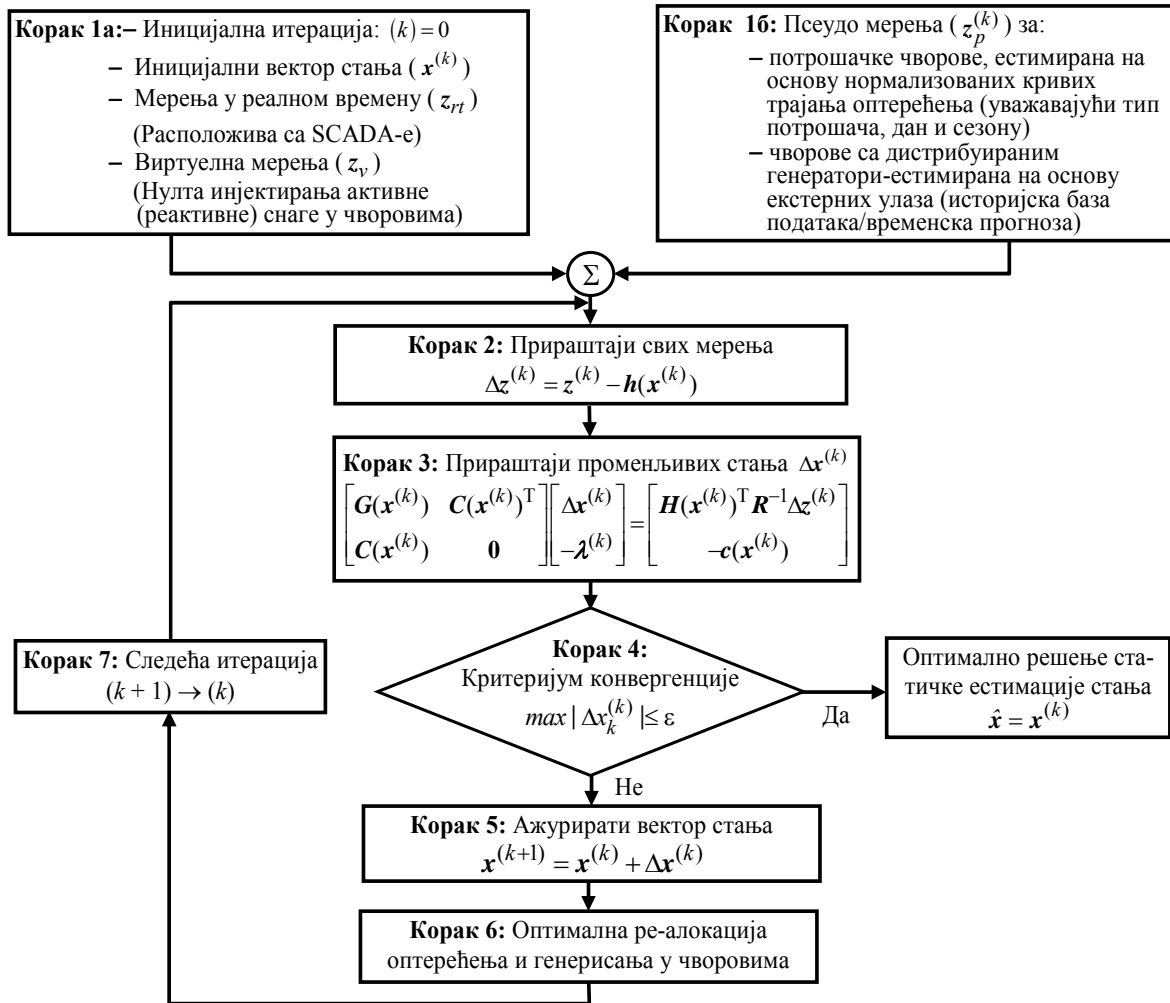
$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)}. \quad (5.6)$$

Корак 6: Оптимална ре-алокација активних оптерећења у потрошачким чворовима и активних/реактивних оптерећења у чворовима са прикљученим дистрибуираним генераторима у складу са методологијом датом у реф. [35].

Корак 7: Заменили индекс итерације $(k+1) \rightarrow (k)$ и отићи на **Корак 2**.

Табела 5.1: Променљиве стања и потребна додатна (псеудо) мерења да се постигне обсервабилност чвора где је прикључен дистрибуирани генератор.

Јединица	Променљиве стања		Мерења у чвору			Интерна мерења снаге	
	#	Тип	#	Тип	Опис (за $\underline{S}_p = \mathbf{0}$)	#	Опис и тип
Синхрони генератор	8	\underline{V}_g $\underline{I}_I = \underline{I}_I^{(d)}$	6	rt	\underline{S}_g	2	$P_T(rt), Q_T(rt)$
				p	\underline{S}_g , једн. (3.24)		$P_T(p), Q_T(p)$
				v	$\underline{S} = \mathbf{0}$, једн. (3.26)		(Тачка 3.4.1 и Поглавље 4.6)
Индуктивни генератор	7	\underline{V}_g s	6	rt	\underline{S}_g	1	$P_T(rt)$
				p	\underline{S}_g , једн. (3.30)		$P_T(p)$
				v	$\underline{S} = \mathbf{0}$, једн. (3.26)		(Тачка 3.4.2 и Поглавље 4.6)
Тројични преко VSC-а повезани дистрибуирани генератор	10	\underline{V}_g $\underline{I}_I = \underline{I}_I^{(d)}, \underline{I}_I^{(i)}$	6	rt	\underline{S}_g	4	$P_T = P_T^{(d)}(rt), Q_T^{(d)} = 0(v)$ $P_T^{(i)} = Q_T^{(i)} = 0(v)$
				p	\underline{S}_g , Из једн. (3.39)		$P_T = P_T^{(d)}(p), Q_T^{(d)} = 0(v)$ $P_T^{(i)} = Q_T^{(i)} = 0(v)$
				v	$\underline{S} = \mathbf{0}$, једн. (3.41)		(Тачка 3.4.3 и Поглавље 4.6)
Четворојични преко VSC-а повезани дистрибуирани генератор	8	\underline{V}_g $\underline{I}_I = \underline{I}_I^{(d)}$	6	rt	\underline{S}_g	2	$P_T(rt), Q_T = 0(v)$
				p	\underline{S}_g , Из једн. (3.39)		$P_T(p), Q_T = 0(v)$
				v	$\underline{S} = \mathbf{0}$, једн. (3.41)		(Тачка 3.4.3 и Поглавље 4.6)



Слика 5.1: Предложени алгоритам трофазне статичке естимације стања у несиметричним активним дистрибутивним мрежама.

6. ИНТЕГРАЦИЈА КОРЕЛИСаниХ МЕРЕЊА У АЛГОРИТАМ СТАТИЧКЕ ЕСТИМАЦИЈЕ СТАЊА У НЕСИМЕТРИЧНИМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИМ МРЕЖАМА

Ако се на класичне дистрибутивне мреже прикључи већа количина дистрибуираних генератора, то може довести до значајних проблема у њиховој експлоатацији, управљању и заштити, тако да се на ниво прикључења (пенетрације) дистрибуираних генератора на дистрибутивну мрежу постављају одређена техничка ограничења. Један од техничких одговора на тај проблем јесте и формирање микро мрежа, које снабдевају сопствено потрошачко подручје електричном енергијом (често и топлотном енергијом), у којима су потрошачи и дистрибуирани генератори обично лоцирани на једном малом географском подручју. Микро мреже су повезане на дистрибутивну мрежу са којом размењују вишкове/мањкове електричне енергије, што значи да читава производња/потрошња електричне енергије у микро мрежи не оптерећује дистрибутивну мрежу, већ само њена разлика (продаја/куповина). *Микро мрежа се дефинише као подсистем сложене електроенергетске мреже који у себи укључује потрошаче и дистрибуиране генераторе у циљу максималног искоришћења могућности производње електричне енергије из обновљивих ресурса* [32]. Микро мреже се, по правилу, прикључују на дистрибутивну мрежу самостално у само једној тачки, што значи да се оне са становишта дистрибутивне мреже могу посматрати као јединствено контралабилно (управљачко) подручје, односно чвор дистрибутивне мреже. У микро мрежама се могу инсталирати различите технологије дистрибуираних генератора, као што су: фотонапонски системи, ветрогенератори, микро турбине, горивне ћелије, машине са унутрашњим сагоревањем, гасне турбине, топлотне пумпе и други. Њима се често придружују и средства за складиштење електричне енергије, као што су: батерије кондензатора, механички замајци и други електрични системи за чување електричне енергије. Тиме се стварају услови за максималну аутономију микро мреже и њену сопствену оптимизацију. Типичне микро мреже користе типове дистрибуираних генератора који имају сопствене инверторе и системе управљања, што им даје неопходну флексибилност у експлоатацији.

У садашњој пракси микро мреже омогућавају велику пенетрацију дистрибуираних генератора без ре-дизајнирања дистрибутивне мреже на коју су прикључене, пошто највећи део електричне енергије тече само кроз микро мрежу, односно не оптерећује дистрибутивну мрежу. Такође, оваква концепција омогућава да се потрошачи и дистрибуирани генератори у микро мрежи могу искључити у току неког поремећаја у микро или дистрибутивној мрежи, чиме је њихов утицај на остатак дистрибутивне мреже минималан. У нормалном радном режиму микро мрежа је прикључена на дистрибутивну мрежу, при чему се она понаша као извор константне снаге инјектирања, на коме се може вршити контрола тог инјектирања (генерисања или потрошње) у микро мрежу. У аутономном моду рада (изолирано од дистрибутивне мреже) може се контролисати укупна преузета снага свих локалних потрошача, у циљу одржавања напона и учестаности микро мреже у дозвољеним техничким границама [33, 34]. Да би се ово у пракси реализовало, микро мрежа мора имати довољно управљивих ресурса и одговарајућу регулациону инфраструктуру.

Интеграција интермитентних и дистрибуираних генератора променљиве снаге, потрошача чија се потрошња тешко може прогнозировать, као и низак ниво мерења који се по правилу јавља у микро мрежи доводи до значајно већег нивоа неизвесности у микро мрежи, али и у дистрибутивној мрежи на коју је она прикључена [25, 109, 118, 125]. Ова чињеница ограничава могућности мониторинга актуелног радног режима микро мреже, али што је још важније, отежава детектовање преоптерећења, инверзних токова снага (од микро ка дистрибутивној мрежи), напона чворова који су изван техничких граница и других потенцијалних техничких проблема у микро мрежи.

Број до сада предложених алгоритама за статичку естимацију стања у микро мрежама је сасвим ограничен. У реф. [130] предложен је алгоритам који прилагођава естимацију стања у дистрибутивним мрежама за коришћење у микро мрежама. У реф. [131] предложен је модел који омогућава праћење глобалног утицаја сваког чвора (на коме је прикључена микро мрежа) на понашање читаве дистрибутивне мреже. Микро мрежа је моделована помоћу фактор графа, којим се задају одређене корелационе функције сваке микро мреже, при чему се за формирање фактор графа користи "Belief Propagation" алгоритам.

Међутим, предложени алгоритми не могу се применити директно на трофазну статичку естимацију стања у микро мрежама, односно без неких форми упрошћења или усредњавања. По својој природи, статичка естимација стања у микро мрежама је трофазна, тако да се њеним свођењем на мофазну представу могу учинити значајно велике грешке. Други недостатак до сада предложених методологија јесте да се псеудо мерења третирају као некорелисана (независна) са нормалном (Gaussian) дистрибуцијом, што даље условљава врло мале тежинске факторе тих мерења у статичкој естимацији стања. У таквој ситуацији, естимиране вредности псеудо мерења могу имати велико одступање од средње вредности задате нормалном (Gaussian) дистрибуцијом (велика варијанса мерења). Уједно, може се десити да поједини потрошачи или дистрибуирани извори који су строго корелисани (на пример, више ветро генератора на једном малом географском простору) буду естимирани са врло различитим излазним снагама. Из тога се може закључити да у микро мрежама постоји више строго корелисаних јединица (слични потрошачи, соларни фото панели, ветрогенератори и други, а који су лоцирани на малом географском простору), што значи да се њихова корелисаност мора уважити и у статичкој естимацији стања [132, 133]. Увођење корелисаних псеудо мерења често може довести до конвергенционих проблема (укључујући и дивергентне случајеве) у статичкој естимацији стања, због неслагања претпостављених вредности псеудо мерења са мерењима у реалном времену. Такође, значајан ниво неизвесности којима подлежу псеудо мерења (најчешће се добијају из историјски забележених временских података и/или података о временској прогнози) може довести до потпуно погрешне алокације потрошње/производње у микро мрежама, односно непоузданих резултата статичке естимације стања [35, 109, 119]. То значи да се проблем корелисаних мерења у проблему статичке естимације стања микро мрежа мора посебно истражити, како би се могао задати ниво корелације псеудо мерења који неће угрозити конвергенцију статичке естимације стања, а са друге стране обезбедити да усвојена псеудо мерења буду у складу са малим скупом расположивих мерења у реалном времену.

У овој глави предлаже се нови алгоритам за трофазну статичку естимацију стања, који се може користити за одређивање оперативног (експлоатационог) радног режима променљивих стања, уважавајући корелацију екстерних улаза који се користе за иницијалну процену (естимацију) активних (и реактивних) снага потрошача и дистрибуираних генератора прикључених на микро (или дистрибутивну) мрежу. За класификацију временских података (историјски забележених и/или прогнозираних) користи се метод препознавања облика ("Pattern Recognition Method"), а који се базира на

специфичној форми вештачке неуралне мреже, која се назива "Self-Organization Map Artificial Neural Network" (SOM ANN) [134]. SOM ANN представља концепт кластеровања који користи особину само-организовања (само-груписања) улазних елемената у улазном скупу (кластеру). Корелација зависних псеудо мерења може се израчунати из груписаних (кластерованих) временских података и одговарајућих излазних снага потрошача и дистрибуираних генератора које су одговарале тим временским подацима. За реализацију водећег неурона SOM ANN коришћена је специфична структура вештачке неуралне мреже, која се назива "Feed Forward Artificial Neural Network" (FF ANN) са повратном пропагацијом ("Backpropagation"). Она се користи за иницијалну естимацију интерних (добитених од стране примарног погонског извора) активних снага немониторисаних дистрибуираних генератора, а која са друге стране зависи од временских података. Њихови типични представници су фотонапонски панели (електране), ветро генератори на бази индуктивних генератора и потрошачи чија снага зависи од метеоролошких прилика (као што су, на пример, домаћинства). Улазни параметри за FF ANN на улазном нивоу ("Input Layer") су временски подаци (историјски забележени и/или прогнозирани), при чему су у докторској дисертацији коришћени следећи временски подаци: соларна радијација и елевација (угао под којим падају сунчеви зраци), температура ваздуха, број сати дневног светла, атмосферски притисак, брзина и правац ветра, месец/сезона и други. Излазна активна снага потрошача или интерна активна снага (разликује се од излазне (одате) активне снаге за губитке) дистрибуираних генератора добија се на излазном нивоу ("Output Layer") FF ANN. Треба нагласити да се различите FF ANN користе за сваки водећи неурон из SOM ANN. У предложеном алгоритму такође је уважена и корелација мерења у реалном времену, према методологији предложеној у реф. [132].

Основне особине (уједно и научни доприноси) методологије коришћене у овој докторској дисертацији су:

- Прорачун иницијалних естимација трофазних интерних (уједно и излазних) снага дистрибуираних генератора и потрошача користећи временске податке (из историјске базе временских података и/или временске прогнозе) и расположивих мерења у реалном времену.
- Прорачун корелације између интерних активних снага добитених на основу екстерних (временских) улаза, који служе као основа за прорачун иницијалних естимација псеудо мерења.
- Детаљни модели дистрибуираних генератора су укључени у статичку естимацију стања за моделовање губитака између интерне активне и реактивне (која је по правилу једнака нули) снаге погонске машине и излазне активне и реактивне снаге дистрибуираног генератора која се инјектира у мрежу.
- Предложен је трофазни алгоритам статичке естимације стања у коме се адаптивно подешавају корелациони коефицијенти између различитих група уведених псеудо мерења.
- Предложено је коришћење две структуре вештачких неуралних мрежа (SOM ANN и FF ANN) за класификацију временских (историјских и/или прогнозираних) података и естимацију интерних активних снага немониторисаних дистрибуираних генератора и потрошача, респективно.

6.1. Груписање (кластеровање) временских података

За немониторисане дистрибуиране генераторе и потрошаче, псеудо мерења интерних активних снага (добитених из снага примарног погонског ресурса) могу се

генерисати из историјске базе временских података, актуелних података у реалном времену добијених са временских станица и података из прогнозе времена. За дистрибуиране генераторе на бази фотонапонских панела и ветро генератора, њихова интерна активна снага и угаона брзина (само за дистрибуиране ветро генераторе на бази индуктивних генератора) користи се да би се израчунала корелација између појединих псеудо мерења.

Да би се остварила боља тачност псеудо мерења, сви расположиви временски подаци се групишу (кластерију) по својој сличности. На тај начин се постиже већа сличност података унутар једне групе (кластера).

За класификацију (груписање) временских података користи се SOM ANN, која има само улазни и излазни ниво (нема скривених нивоа). Она се тренира користећи технику ненадгледаног учења ("Unsupervised Learning"), како би се добио ниско-димензиони излаз (водећи неурон) у излазном нивоу за дискретизовану форму улазног скупа тренинг података. Улазна тренинг матрица свих дистрибуираних генератора (DG) одговара временским параметрима на i -тој локацији, а који су од интереса за естимацију интерне активне снаге фотонапонских панела (PV) или ветро генератора (WT), из које се естимирају интерне активне снаге DG-а. Њена структура је

$$\mathbf{Z}_i^{\text{DG}}(t_K) = \left[\mathbf{Z}_i^{\text{PV}}(t_K) \quad \mathbf{Z}_i^{\text{WT}}(t_K) \right], \quad (6.1)$$

где је $k = 1, 2, \dots, K$ (K је укупан број временских узорака). Треба напоменути да су матрице у (6.1) означене подебљаним словима (исто означавање је примењено и за векторе).

За прорачун интерне активне снаге фотонапонских панела и ветро генератора користи се теорија изложена у *Поглављима 4.2 и 4.3*, респективно. На основу изложене теорије идентификовани су следећи параметри у улазном вектору који се користе за естимацију излазних снага фотонапонских панела (PV) и ветрогенератора (WT), респективно:

$$\mathbf{Z}_i^{\text{PV}}(t_K) = \begin{bmatrix} Z_{i1}^{\text{PV}}(t_1) & Z_{i2}^{\text{PV}}(t_1) & Z_{i3}^{\text{PV}}(t_1) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{i1}^{\text{PV}}(t_k) & Z_{i2}^{\text{PV}}(t_k) & Z_{i3}^{\text{PV}}(t_k) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{i1}^{\text{PV}}(t_K) & Z_{i2}^{\text{PV}}(t_K) & Z_{i3}^{\text{PV}}(t_K) \end{bmatrix}; \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Z}_i^{\text{WT}}(t_K) = \begin{bmatrix} Z_{i1}^{\text{WT}}(t_1) & Z_{i2}^{\text{WT}}(t_1) & Z_{i3}^{\text{WT}}(t_1) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{i1}^{\text{WT}}(t_k) & Z_{i2}^{\text{WT}}(t_k) & Z_{i3}^{\text{WT}}(t_k) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{i1}^{\text{WT}}(t_K) & Z_{i2}^{\text{WT}}(t_K) & Z_{i3}^{\text{WT}}(t_K) \end{bmatrix}, \quad (6.3)$$

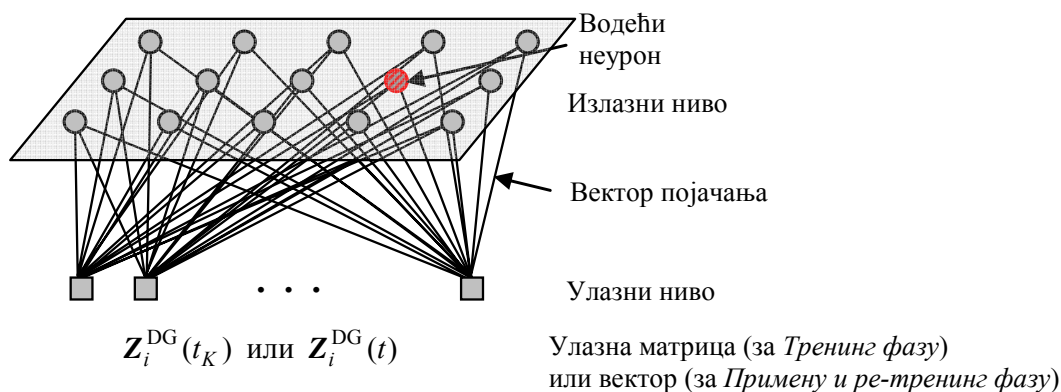
где су у овој докторској дисертацији за симулацију коришћени следећи временско зависни улази (треба напоменути да је проширивање овог скупа улаза са новим елементима практично врло једноставно, тако да предложена методологија у том смислу нема никаквих ограничења):

$Z_{i1}^{\text{PV}}, Z_{i2}^{\text{PV}}, Z_{i3}^{\text{PV}}$ – соларна радијација, соларна елевација (упадни угао соларног зрачења) и температура ваздуха на i -тој локацији са различитим типовима фотонапонских панела, респективно;

Z_{i1}^{WT} , Z_{i2}^{WT} , Z_{i3}^{WT} – брзина ветра, правац ветра и атмосферски притисак на i -тој локацији са различитим типовима ветро генератора, респективно;
 $i = 1, 2, \dots, N$ - укупан број локација са различитим PV- и WT-заснованим DG-има.

У *Тренинг фази* SOM ANN-а сваки од суб-вектора у (6.1) $Z_i^{DG}(t_k)$ у улазном тренинг скупу (матрица $Z_i^{DG}(t_k)$) класификује се у један излазни кластер (зависно од вектора појачања SOM ANN са *Слике 6.1*).

У *Примена и ре-тренинг фази* SOM ANN-а сваки нови улазни вектор ($Z_i^{DG}(t)$) класификује се у један неурон, који се назива *водећи неурон* ("Winning Neuron"), као што је приказано на *Слици 6.1*. За сваки водећи неурон кроз процедуру ре-тренинга SOM ANN ажурирају се вредности појачања.



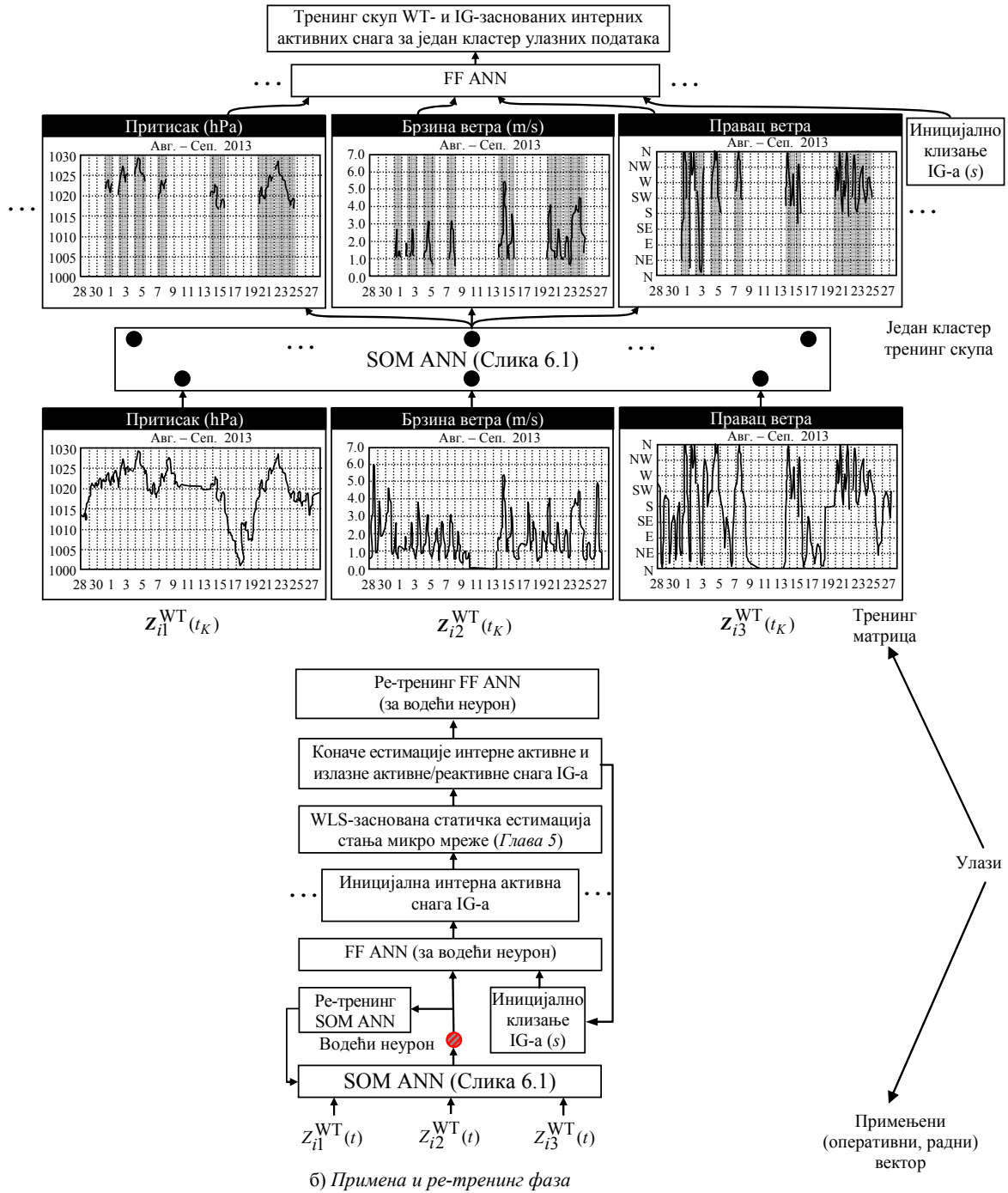
Слика 6.1: Архитектура SOM ANN.

Примера ради, на *Слици 6.2* приказана је архитектура два типа коришћених неуралних мрежа (SOM ANN и FF ANN) у две фазе: а) *Тренинг фаза* и б) *Примена и ре-тренинг фаза* и алоритма статичке естимације стања за прорачун интерних активних и излазних активних/реактивних снага дистрибуираних генератора (приказаних на примеру j -те локације ветрогенератора (WT) на бази индуктивног генератора (IG)).

6.2. Груписање (кластеровање) података о оптерећењу

Дијаграми оптерећења снимљени у бази историјских података класификују се у следеће групе улазних вектора $Z_\ell^{potr}(t_k)$ ($\ell = 1, 2, \dots, N^{potr}$, где је N^{potr} укупан број локација са различитим типовима потрошача):

- тип дана, где се сви дани деле у групе радних дана (понедељак до петка) и викенд дане (субота и недеља);
- временски параметри (из историјске базе и/или временске прогнозе), где су по аналогији са дистрибуираним генераторима (*Поглавље 6.1*) коришћени следећи параметри: 1) соларна радијација, 2) соларна елевација, 3) температура ваздуха, 4) брзина ветра, 5) правац ветра, 6) атмосферски притисак и други.



Слика 6.2: Архитектура коришћених неуралних мрежа (SOM ANN и FF ANN) и алгоритма статичке естимације стања за прорачун интерних активних и излазних активних/реактивних снага дистрибуираних генератора (приказаних на примеру i -те локације ветрогенератора (WT) на бази индуктивног генератора(IG)).

6.3. Прорачун интерних снага ветро генератора и фотонапонских панела

Типичан приступ користи различите математичке моделе, како би се одредила математичка веза између временских података и интерних активних снага (снага коју дају примарни погонски извори) DG-а. Овај приступ је детаљно изложен у *Глави 4*.

Основни недостатак овог приступа огледа се у следећем:

- коефицијенти снаге ветро генератора, $c_p(\lambda)$ у једн. (4.7), су дефинисани преко скупа кривих, као на *Слици 4.3*, које најчешће даје произвођач (на основу лабораторијских испитивања), а зависно од типа ветро генератора;
- типично је да је температура фотонапонског панела непозната величина;
- математички модели фотонапонских панела и ветро генератора обично су прилично компликовани (типично нелинеарни), што отежава њихову примену и потенцијално генерише велике грешке и други.

Алтернативни приступ је да се користе функционални апроксиматори којима се описује понашање дистрибуираног генератора (фотонапонског панела и ветро генератора), у циљу одређивања његове интерне активне снаге (P_T) на излазном нивоу функционалног апроксиматора (интерна реактивна снага по правилу је нула, $Q_T = 0$). При томе се улазни ниво функционалног апроксиматора састоји од временских података (историјских и/или прогнозираних). Треба напоменути да се излазна активна снага на крајевима индуктивног генератора (P_g) која се инјектира у микро мрежу разликује од интерне активне снаге (P_T) за губитке снаге у индуктивном генератору. Губици активне и реактивне снаге индуктивног генератора одређују се кроз спровођење алгорита статичке естимације стања.

У сврху функционалне апроксимације користи се FF ANN са 3-нивоа (улазни, скривени и излазни), за чији тренинг се користи алгорита са повратном пропацијом ("Backpropagation") [134]. Посебна FF ANN се креира за сваки водећи неурон који се добија на излазу SOM ANN, што је приказано на *Сликама 6.1* и *6.2*.

За фотонапонски панел на i -тој локацији, улазни ниво чине сви расположиви вектори $Z_i^{PV}(t)$ који су класификовани у један водећи неурон у SOM ANN. Слично томе, за ветро генератор на i -тој локацији, улазни ниво чине сви расположиви вектори $Z_i^{WT}(t)$ који су класификовани у један водећи неурон у SOM ANN, уз додаток одговарајуће угаоне брзине (или клизања) индуктивног генератора (IG) – видети *Слику 6.2*.

Иницијалне популације тренинг скупова за SOM ANN и FF ANN су генерисане на следећи начин. За оба типа вештачких неуралних мрежа (ANN) оне су генерисане на основу расположивих временских података (мерених или прогнозираних). За FF ANN код индуктивног генератора на улаз је додато и његово клизање. Иницијалне излазне снаге (коришћене као излазни ниво за тренинг FF ANN) добијају се коришћењем математичких модела дистрибуираног генератора, детаљније обрађених у *Глави 4*. За иницијално естимиране интерне активне снаге и клизања индуктивних генератора, користећи алгорита са *Слике 6.3*, у случајевима када се користе подаци из временске прогнозе (који су по својој природи врло непоуздани – нарочито они који се користе у овом проблему, као што је, на пример, брзина ветра), добијају се коначне (кориговане) естимације временских података користећи FF ANN, односно рачунајући инверзну функционалну зависност, која иде од излаза (интерне активне снаге и клизања индуктивног генератора) ка улазу (временски подаци) – видети *Слику 6.2*. Иницијални улазни скуп за SOM ANN и улазни/излазни скуп за FF ANN се мењају са њиховим коначним естимацијама и за њих се

врши додатни ре-тренинг вештачких неуралних мрежа (ANN) како би се уважио додатни случај у тренинг скупу.

6.4. Варијансе и корелације мерења

Елементи улазног скупа мерења (z) и елементи матрице коваријанси (\mathbf{R}) одговарају респективно средњим вредностима и варијансама, где се дијагонални елементи матрице коваријанси израчунавају као [1, 2]

$$\mathbf{R}(m, m) = \mathbf{Cov}(m, m) = \sigma_m^2. \quad (6.4)$$

У статичкој естимацији стања заснованој на WLS алгоритму типично се претпоставља да су мерења у реалном времену и псеудо мерења независна (некорелисана) [25, 35, 106, 109, 112-114, 125, 130, 131], или да су корелисана са унапред задатом, фиксном корелацијом током итеративног процеса статичке естимације стања [119, 132, 133].

Ако се за мерења претпостави да су корелисана, то се рефлектује на ван-дијагоналне елементе матрице \mathbf{R} . То значи да они тада постају

$$\mathbf{R}(m, n) = \mathbf{Cov}(m, n) = \rho_{mn} \sigma_m \sigma_n, \quad (6.5)$$

где је ρ_{mn} корелациони коефицијент (нормализована коваријанса) између m -тог и n -тог мерења.

Такође, коваријанса између m -тог и n -тог мерења може се израчунати из скупа мерења као [1, 2]

$$\mathbf{Cov}(m, n) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K (z_{mk} - \bar{z}_m)(z_{nk} - \bar{z}_n), \quad (6.6)$$

где је K број узорака за m (n)-то мерење и средња вредност свих тачака m (n)-тог мерења, која се израчунава као

$$\bar{z}_{m(n)} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K z_{m(n)k}. \quad (6.7)$$

Стандардна девијација m (n)-тог мерења је

$$\sigma_{m(n)} = \left[\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K (z_{m(n)k} - \bar{z}_{m(n)})^2 \right]^{1/2}. \quad (6.8)$$

То значи да се корелациони коефицијент између m -тог и n -тог мерења може израчунати из израза (6.5) као

$$\rho_{mn} = \frac{\mathbf{Cov}(m, n)}{\sigma_m \sigma_n}, \quad (6.9)$$

где се $\mathbf{Cov}(m, n)$ и $\sigma_{m(n)}$ рачунају користећи изразе (6.6) и (6.8), респективно.

Корелациони коефицијент може бити у опсегу -1 и 1 . Позитиван корелациони коефицијент значи позитивну линеарну везу између две променљиве (у овом случају псеудо мерења интерне активне снаге), док негативан корелациони коефицијент значи

негативну линеарну везу између две променљиве. Корелациони коефицијент који тежи нули значи да две променљиве нису корелисане.

У приступу примењеном у овој докторској дисертацији корелациони коефицијенти псеудо мерења су рачунати из временских података (добити из историјске базе временских података и/или временске прогнозе) класификованих у један водећи неурон SOM ANN, коме одговара излазна снага дистрибуираног генератора (потрошача) која се добија на излазу из FF ANN.

За корелацију мерења у реалном времену коришћена је методологија предложена у раду [132].

6.5. Укупни WLS алгоритам трофазне статичке естимације стања са корелисаним мерењима

Укупни WLS алгоритам трофазне статичке естимације стања са корелисаним мерењима може се сумирати кроз следеће кораке (Слика 6.3):

- Корак 1а:** Иницијалне променљиве стања (вектор \mathbf{x}) за FF ANN и алгоритам статичке естимације стања (добити из прорачуна токова снага и уз претпоставку симетричне електроенергетске мреже).
- Корак 1б:** – Вектор мерења у реалном времену.
– Чворови са нултим инјектирањима (вектор виртуелних мерења), а који одређују скуп ограничења типа једнакости у статичкој естимацији стања ($\mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$, у једн. (5.2)).
- Корак 1ц:** Улазни временски подаци на свим различитим локацијама класификовани у водећи неурон користећи SOM ANN, Слика 6.1.
- Корак 1д:** – Иницијалне (или актуелне за текућу итерацију трофазне статичке естимације стања) алоциране активне (и реактивне) снаге дистрибуираних генератора (у складу са разматрањима у *Поглављу 4.5* реактивне снаге су једнаке нули и третирају се као псеудо мерења), које се добијају из екстерних улаза на основу SOM ANN и FF ANN (вектор псеудо мерења), Слика 6.2б.
– Иницијалне (или актуелне за текућу итерацију статичке естимације стања) алоциране активне (и реактивне) снаге потрошача (за претпостављени константан фактор снаге користе се само подаци о алоцираним активним снагама потрошње), који се добијају помоћу дневне криве трајања оптерећења на основу SOM ANN и FF ANN (вектор псеудо мерења).
- Корак 2а:** Прорачун корелационих коефицијената у матрици коваријанси (\mathbf{R}) за псеудо мерења, користећи једн. (6.9) и (6.6).
- Корак 2б:** За познату тачност мерења у реалном времену стандардна девијација за m -то мерење може се израчунати користећи формулу [117]:

$$\sigma_m = (\text{Средња вредност}) \cdot \frac{\text{Тачност}}{300}; \quad (6.10a)$$

$$\mathbf{R}(m, m) = \mathbf{Cov}(m, m) = \sigma_m^2. \quad (6.10b)$$

- Корак 3:** Прорачун прираштаја вектора мерења

$$\Delta \mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}). \quad (6.11)$$

Корак 4: Прорачун Јакобиан матрица [$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \partial \mathbf{h}(\mathbf{x}) / \partial \mathbf{x}$, $\mathbf{C}(\mathbf{x}) = \partial \mathbf{c}(\mathbf{x}) / \partial \mathbf{x}$] и информационе матрице [$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x})$], као и прираштаја вектора стања ($\Delta \mathbf{x}$) из матричне једначине

$$\begin{bmatrix} \mathbf{G}(\mathbf{x}) & \mathbf{C}(\mathbf{x})^T \\ \mathbf{C}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z} \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}) \end{bmatrix}. \quad (6.12)$$

Корак 5: Провера критеријума конвергенције алгорита статичке естимације стања

$$\max |\Delta x_i| \leq \varepsilon_x, \quad i = 1, 2, \dots, N_s, \quad (6.13)$$

гд је N_s укупан број променљивих стања, док је ε_x усвојени критеријум конвергенције алгорита статичке естимације стања.

Ако је услов (6.13) задовољен, тада је $\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{x}$ (оптимално решење), и Скок на **Корак 8**, а у супротном Наставак извршавања алгорита (**Корак 6**).

Корак 6: Ажурирати вектор стања

$$\mathbf{x} = \mathbf{x} + \Delta \mathbf{x}. \quad (6.14)$$

Корак 7: Оптимална ре-алокација активних оптерећења у потрошачким чворовима и активних/реактивних оптерећења у чворовима са прикљученим дистрибуираним генераторима у складу са методологијом датом у реф. [35].

Корак 8: Скок на **Корак 2**.

Корак 9: Провера критеријума конвергенције за FF ANN

$$\max |\Delta s_i| \leq \varepsilon_s, \quad i = 1, 2, \dots, N^{\text{WT}}, \quad (6.15)$$

где је N^{WT} укупан број ветро генератора, док је ε_s критеријум конвергенције (дефинисан на основу клизања индуктивног генератора), а који се користи за FF ANN.

Ако је специфицирани критеријум конвергенције задовољен, достигнуто је коначно оптимално решење у актуелној итерацији. Након тога неопходно је спровести допунски тренинг SOM ANN и FF ANN, отићи на Следећи временски тренутак, а у супротном наставити са извршавањем алгорита (**Корак 10**).

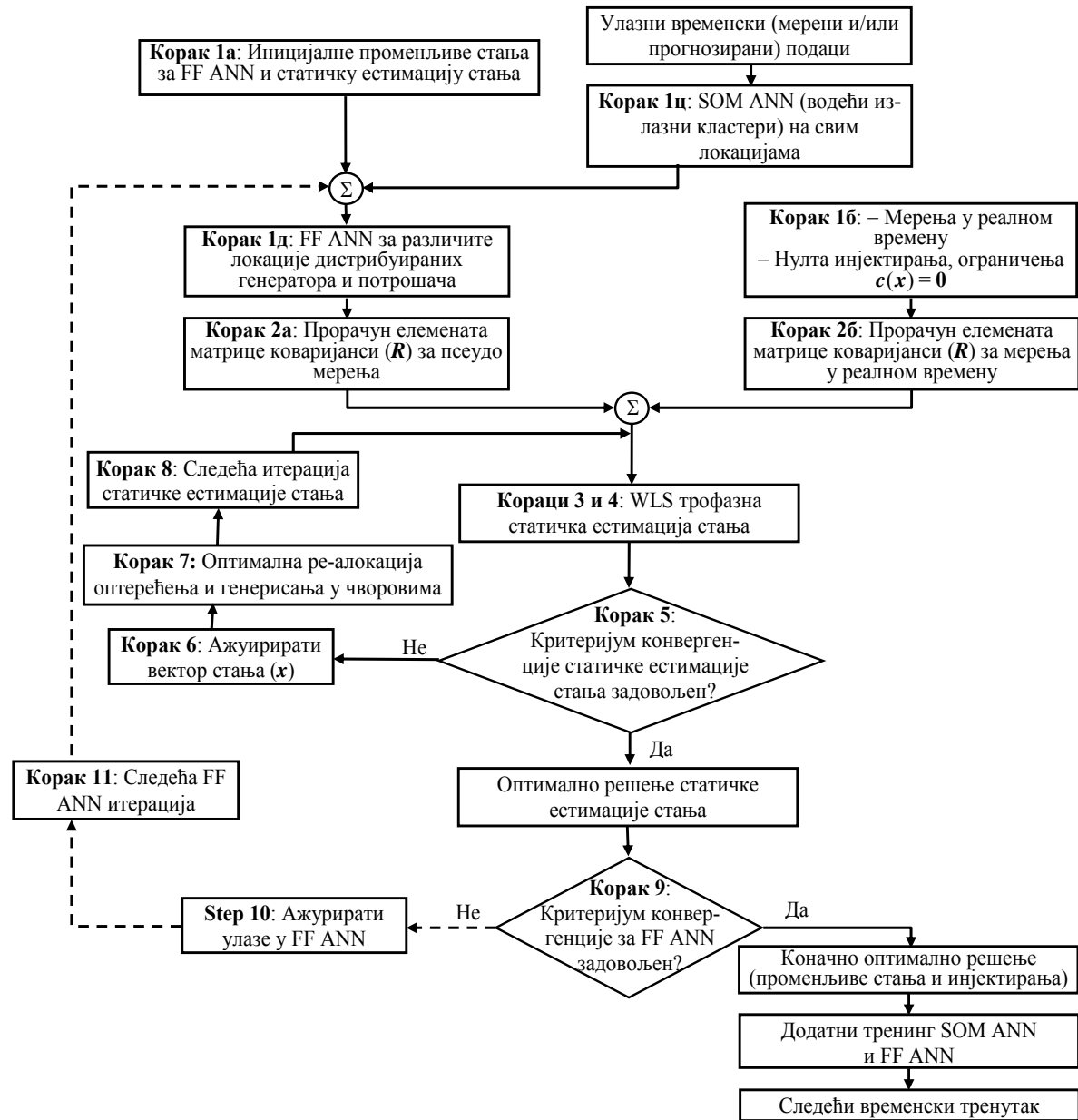
Корак 10: Ажурирати улазе у FF ANN.

Корак 11: Отићи на **Корак 1д**.

Интересантно је напоменути за **Корак 9** у овом алгориту да у случају када нема у мрежи ветро генератора он и не постоји, као ни итеративна петља за FF ANN, приказана испрекиданом линијом на *Слици 6.3*. То значи да се излаз из FF ANN може израчунати само једном и то пре иницијалне итерације алгорита статичке естимације стања (**Корак 1д**). Ове израчунате излазне снаге (прорачунате само на основу података из временске прогнозе) су константне током читавог итеративног процеса статичке естимације стања.

6.6. Једноставан тест систем са 3 чвора

Да би се извршила анализа физичког утицаја корелације између псеудо мерења на резултате статичке естимације стања, коришћен је једноставан тест систем са 3 чвора, приказан на *Слици 6.4* [108].



Слика 6.3: Блок-дијаграм укупног алгоритма статичке естимације стања са прорачуном корелације између зависних (корелисаних) мерења у реалном времену и псеудо мерења излазних снага DG-а и потрошача (применом SOM ANN и FF ANN).

Корелација између различитих типова мерења моделована је додељивањем корелационих коефицијената (ρ) у једн. (6.9), где су за симулације коришћене следеће конкретне вредности:

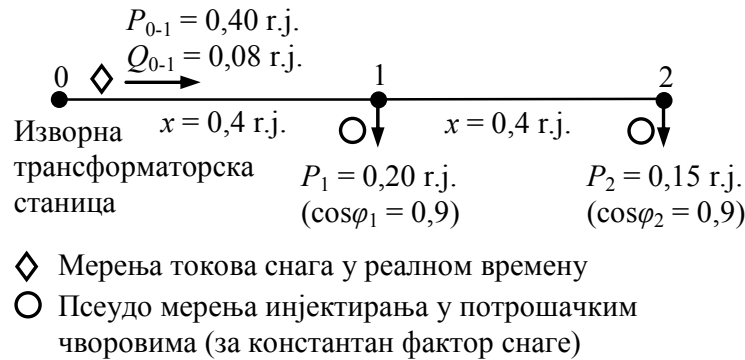
- Мерења у реалном времену су некорелисана ($\rho = 0$).
- Псеудо мерења и мерења у реалном времену су између себе некорелисана ($\rho = 0$).
- Псеудо мерења инјектирања активне и реактивне снаге (потрошача и дистрибуираних генератора) у истом чвору су потпуно корелисана ($\rho \approx 1$, $\cos \varphi = \text{Const.}$).

- Корелација псеудо мерења варира у опсегу од потпуно негативне ($\rho \approx -1$) до потпуно позитивне корелације ($\rho \approx 1$). У специјалном случају, када су псеудо мерења некорелисана има се случај $\rho = 0$.

Тачност мерења у реалном времену и псеудо мерења је израчуната коришћењем израза (6.10). Треба напоменути да је у циљу поједностављења презентације претпостављено да се (6.10) користи за псеудо мерења само у овом демонстрационом примеру (пошто се не располаже са базом историјских података), док се у случају симулација на реалној микро мрежи у *Поглављу 7.2* користи предложени приступ заснован на временским подацима (дат у *Поглављима 6.1* и *6.2*). У симулационим тестовима је претпостављено да псеудо мерења (на два потрошачка чвора) имају исту тачност која износи 20 %, док тачност мерења у реалном времену (за токове активних и реактивних снага) износи 3 % ('Тачност' у (6.10а), на основу које се прорачунавају стандардне девијације мерења). Ове вредности одређују дијагоналне елементе у матрици коваријанси мерења (\mathbf{R}).

Естимирани токови снага и потрошње активне снаге у чворовима за различите вредности корелационих коефицијената између псеудо мерења (на потрошачким чворовима), добијени применом једнофазног (симетрични трофазни) WLS заснованог статичког естиматора стања приказани су у *Табели 6.1*.

Резултати приказани у *Табели 6.1* показују да корелација мерења има велики утицај на резултате статичке естимације стања. На пример, одступања естимираних вредности улазних псеудо мерења варирају максимално од $-10,67\%$ до $14,67\%$ (у чвору 2). Слично томе, одступања естимираних вредности од улазних мерења у реалном времену варирају у опсегу од $-1,00\%$ до $-11,75\%$ (на воду 0-1).



Слика 6.4: Топологија једноставног тест система са 3 чвора.

Табела 6.1: Естимирани токови активних снага и оптерећења у чворовима, са њиховим одступањима (у поређењу са мерењима у реалном времену или псеудо мерењима).

ρ_{ij}	Вод 0-1		Чвор 1		Чвор 2	
	P [r.j.]	ΔP [%]	P [r.j.]	ΔP [%]	P [r.j.]	ΔP [%]
0,999*	0,396	-1,00	0,225	12,50	0,172	14,67
0,5	0,395	-1,25	0,225	12,50	0,170	13,33
0	0,393	-1,75	0,224	12,00	0,169	12,67
-0,5	0,388	-3,00	0,224	12,00	0,164	9,33
-0,999*	0,353	-11,75	0,219	9,50	0,134	-10,67

* За $\rho = 1$ матрица коваријанси је сингуларна.

7. ВЕРИФИКАЦИЈА ПРЕДЛОЖЕНИХ АЛГОРИТАМА

У циљу верификације напред предложених алгоритама за трофазну статичку естимацију стања коришћено је више тест електроенергетских мрежа различитих димензија, почев од једноставних до оних добијених из реалних услова електродистрибутивних предузећа у Србији.

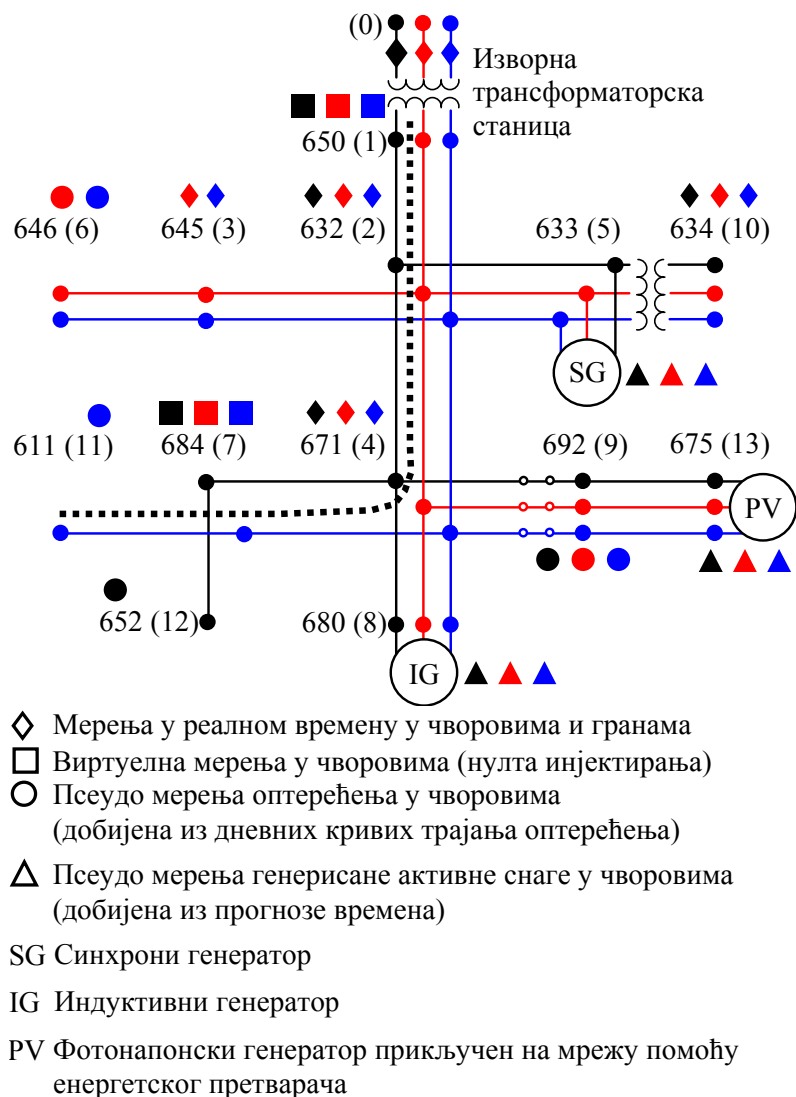
7.1. Трофазна статичка естимација стања несиметричних дистрибутивних мрежа

Предложени алгоритам за трофазну статичку естимацију стања у несиметричним дистрибутивним мрежама, изложен у *Глави 5*, проверен је на две тест дистрибутивне мреже. Прва је IEEE 13-чворова тест дистрибутивна мрежа, у циљу верификације уочених физичких законитости у анализираном проблему, а друга је 110/35/10/0,4 kV електроенергетска мрежа са 322 чвора, у циљу верификације применљивости предложеног алгоритма на дистрибутивним мрежама из реалне праксе.

7.1.1. Тест дистрибутивна мрежа IEEE-13 чворова

Ово је несиметрична 4,16 kV радијална тест дистрибутивна мрежа која укупно има 13 чворова, дата на *Слици 7.1* [124, 135]. На слици су дати оригинални бројеви чворова као у реф. [135], као и редни бројеви чворова који им одговарају. У циљу стварања могућности да се верификују најважније карактеристике и предности предложених модела и алгоритама, улазни подаци су делимичо модификовани, на тај начин што су у чворовима 5, 8 и 13 додати дистрибуирани генератори [синхрони генератор (SG), индуктивни генератор (IG) и фотонапонски генератор прикључен на мрежу помоћу енергетског претварача (PV), респективно]. Трофазна тополошка шема ове тест дистрибутивне мреже дата је по фазама на *Слици 7.1*. Улазни подаци о мерењима у реалном времену (означена са 'rt') и псеудо мерењима (означена са 'p') оптерећења/производње у потрошачким/генераторским чворовима и токова снага по гранама дати су у *Табели 7.1*. Псеудо мерења производње дистрибуираних генератора добијена су на основу података из временске прогнозе, док су псеудо мерења оптерећења добијена са дневних кривих трајања оптерећења ('LP'). Детаљни улазни подаци (укључујући и параметре грана) у форми Matlab фајла дати су на *Слици 10.3* у *Додатку (Глава 10.2)*.

Варијансе мерења (σ) израчунавају се из усвојене тачности мерења ('Тачност'), користећи израз (6.10), где су у симулационим тестовима усвојене респективно следеће вредности тачности мерења у реалном времену и псеудо мерења: Тачност_{rt} = 3 % и Тачност_p = 20 %.



Слика 7.1: Трофазна тополошка мрежа модификоване радијалне IEEE-13 чворова тест дистрибутивне мреже [124].

За ниво оптерећења/производње активне и реактивне снаге у дистрибутивној мрежи дат у Табели 7.1 решен је проблем трофазне статичке естимације стања. Критеријум конвергенције у алгоритму статичке естимације стања ($\varepsilon = 1 \cdot 10^{-4}$) постигнут је за 3 итерације.

Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима дати су у Табели 7.2 (нема мерења модула и фазних ставова напона у чворовима (видети Табелу 7.2), док су мерене и естимиране фазне активне и реактивне снаге инјектирања у чворовима дате у Табели 7.3. На основу расположивих мерења датих у Табели 7.1 и прорачунатих естимација снага из Табеле 7.3, у Табели 7.4 дате су мерене и естимиране фазне снаге дистрибуираних генератора. У Табели 7.5 дати су мерени и естимирани токови активних и реактивних снага по гранама тест електроенергетске мреже.

За радијалну грану означену испрекиданом линијом на Слици 7.1 иницијалне и естимиране вредности фазних активних снага у потрошачким/генераторским чворовима

(са усвојеним мерењима у реалном времену и псеудо мерењима) приказане су на Слици 7.2 (са уваженим супротним смеровима снага потрошача и дистрибуираних генератора). Естимиране вредности фазора напона у чворовима, као и одступања модула напона од називних напона приказани су на Слици 7.3. Са те слике се види да се несиметрија напона повећава полазећи од симетричних фазних напона у изворном чвору, до максимално несиметричних фазних напона на крају анализираних путање.

Табела 7.1: Мерења у реалном времену (rt) и псеудо мерења (p) оптерећења и производње у потрошачким/генераторским чворовима, као и токова снага по гранима, за радијалну IEEE-13 чворова тест дистрибутивну мрежу.

Чвор/ грана	Тип мерења	Фаза a		Фаза b		Фаза c	
		[kW]	[kVAr]	[kW]	[kVAr]	[kW]	[kVAr]
2	rt	8,5	19,0	5,0	58,5	33,0	34,0
3	rt	–	–	170,0	125,0	–	–
4	rt	393,5	239,0	390,0	278,5	418,0	254,0
5	p (SG)	-10,0	0,0	-10,0	0,0	-10,0	0,0
6	p (LP)	–	–	115,0	66,0	115,0	66,0
8	p (IG)	-16,7	-3,3	-16,7	-3,3	-16,7	-3,3
9	p (LP)	86,7	44,0	86,7	44,0	86,7	44,0
10	rt	160,0	110,0	120,0	90,0	120,0	90,0
11	p (LP)	–	–	–	–	170,0	80,0
12	p (LP)	128,0	86,0	–	–	–	–
13	p (PV)	-30,0	-10,0	-30,0	-10,0	-30,0	-10,0
0-1	rt	810,0	490,0	910,0	660,0	970,0	510,0

Табела 7.2: Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима.

Чвор	Мерења		Фаза a		Фаза b		Фаза c	
	V [r.j.]	θ [°]	V [r.j.]	θ [°]	V [r.j.]	θ [°]	V [r.j.]	θ [°]
1	–	–	0,991	-0,681	0,988	-120,76	0,990	119,17
2	–	–	0,974	-1,536	0,966	-121,69	0,972	118,10
3	–	–	–	–	0,963	-121,75	0,970	118,06
4	–	–	0,973	-0,605	0,965	-121,74	0,970	118,02
5	–	–	0,973	-1,572	0,965	-121,71	0,970	118,07
6	–	–	–	–	0,962	-121,78	0,970	118,03
7	–	–	0,972	-1,636	–	–	0,969	117,98
8	–	–	0,973	-1,605	0,965	-121,74	0,970	118,02
9	–	–	0,973	-1,605	0,965	-121,74	0,970	118,02
10	–	–	0,965	-1,832	0,959	-121,90	0,964	117,89
11	–	–	–	–	–	–	0,968	117,95
12	–	–	0,970	-1,652	–	–	–	–
13	–	–	0,973	-1,598	0,966	-121,74	0,970	118,02

Табела 7.3: Мерене и естимиране снаге у чворовима (снаге потрошње и генерисања се одузимају, како би се добило инјектирање снаге у чвор).

P - Потрошачки чвор

SG - Чвор са синхроним генератором

IG - Чвор са индуктивним генератором

PV - Чвор са фотонапонским панелом прикљученим на електроенергетску мрежу посредством уређаја енергетске електронике

rt - Чвор са мерењем у реалном времену

p - Чвор са псеудо мерењем

v - Чвор са виртуелним мерењем

Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Фаза <i>a</i>				Фаза <i>b</i>				Фаза <i>c</i>			
			Мерења		Естимације		Мерења		Естимације		Мерења		Естимације	
			<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]
1	<i>P</i>	<i>v</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2	<i>P</i>	<i>rt</i>	8,50	19,00	8,68	19,75	5,00	58,50	5,07	60,32	33,00	34,00	33,38	34,90
3	-	<i>rt, v</i>	-	-	-	-	170,00	125,00	172,49	128,91	0,00	0,00	0,00	0,00
4	-	<i>rt</i>	393,50	239,00	401,75	248,46	390,00	278,50	395,66	287,19	418,00	254,00	422,92	260,75
5	<i>PV</i>	<i>p</i>	10,00	0,00	8,38	1,66	10,00	0,00	8,40	1,61	10,00	0,00	8,36	1,62
6	<i>P</i>	<i>p</i>	-	-	-	-	115,00	23,00	126,27	27,80	115,00	23,00	124,03	27,07
7	<i>P</i>	<i>v</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
8	<i>IG</i>	<i>v</i>	16,67	3,33	16,57	-0,19	16,67	3,33	16,57	-0,19	16,67	3,33	16,57	-0,19
9	<i>P</i>	<i>p</i>	86,67	17,33	98,77	21,91	86,67	17,33	98,77	21,91	86,67	17,33	98,77	21,91
10	-	<i>rt</i>	160,00	110,00	163,46	114,41	120,00	90,00	121,79	92,84	120,00	90,00	121,45	92,42
11	<i>P</i>	<i>p</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	170,00	34,00	183,48	40,03
12	<i>P</i>	<i>p</i>	128,00	25,60	146,06	32,36	-	-	-	-	-	-	-	-
13	<i>SG</i>	<i>p</i>	30,00	10,00	28,36	8,34	30,00	10,00	28,39	8,39	30,00	10,00	28,35	8,39

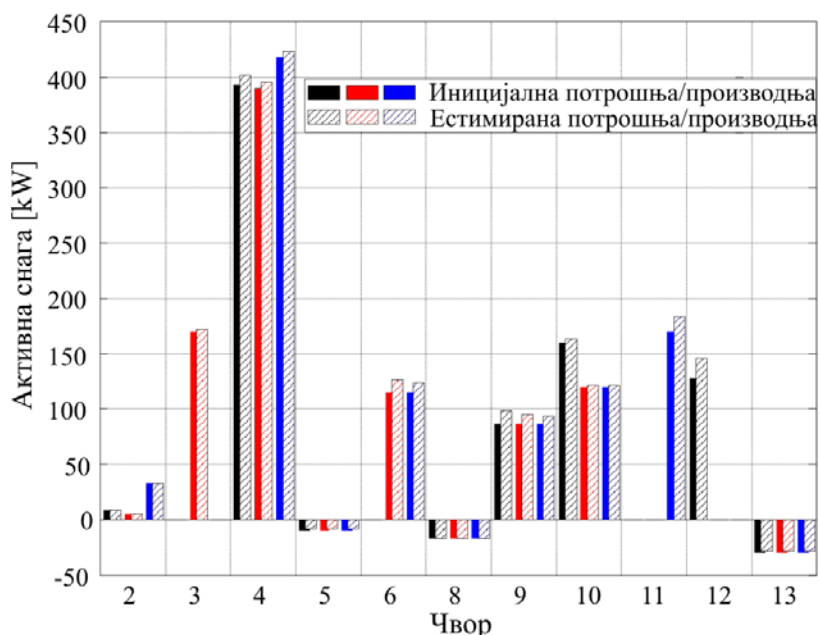
Табела 7.4: Мерене и естимиране трофазне и фазне снаге дистрибуираних генератора.

Чвор	Трофазне снаге				Естимације фазне снаге					
	Мерења		Естимације		Фаза <i>a</i>		Фаза <i>b</i>		Фаза <i>c</i>	
	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]
Синхрони генератор										
13	90,000	30,000	89,987	30,001	28,364	8,343	28,391	8,389	28,351	8,387
Ветро генератор (на бази индуктивног генератора)										
8	50,000	0,000	49,997	0,000	16,575	-0,190	16,575	-0,190	16,575	-0,190
Фотонапонска електрана										
5	30,000	0,000	30,023	0,000	8,381	-1,658	8,403	-1,606	8,360	-1,616

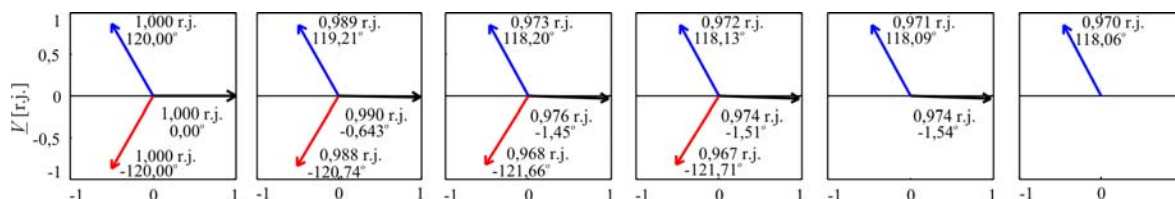
Из добијених резултата се види да једнофазни потрошачи и водови значајно повећавају вредност фактора напонске несиметрије, где су добијене следеће средње вредности тих фактора $V^{(i)}/V^{(d)} = 26,95\%$ и $V^{(0)}/V^{(d)} = 27,15\%$ (видети и резултате дате у Тачки 7.1.2).

Табела 7.5: Мерени и естимирани токови снага по гранама.

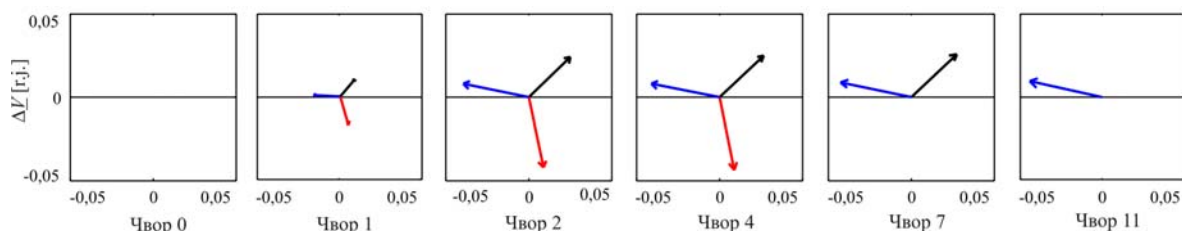
Грана	Фаза <i>a</i>				Фаза <i>b</i>				Фаза <i>c</i>			
	Мерења		Естимације		Мерења		Естимације		Мерења		Естимације	
	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]
0-1	810,00	490,00	795,36	471,47	910,00	660,00	899,06	640,61	970,00	510,00	960,80	497,07
1-2	-	-	788,89	451,88	-	-	889,78	612,51	-	-	951,93	470,20
2-3	-	-	-	-	-	-	298,84	156,78	-	-	124,11	27,15
2-4	-	-	615,34	314,59	-	-	462,33	299,74	-	-	671,84	313,13
2-5	-	-	164,32	116,12	-	-	122,30	93,86	-	-	121,95	93,42
3-6	-	-	-	-	-	-	126,27	27,80	-	-	124,03	27,07
4-7	-	-	146,34	32,47	-	-	-	-	-	-	183,64	40,20
4-8	-	-	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00
4-9	-	-	67,15	33,57	-	-	66,67	12,55	-	-	65,11	12,02
5-10	-	-	163,46	114,41	-	-	121,79	92,84	-	-	121,45	92,42
7-11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	183,48	40,03
7-12	-	-	146,06	32,36	-	-	-	-	-	-	-	-
9-13	-	-	-31,63	11,66	-	-	-28,39	-8,39	-	-	-28,35	-8,39



Слика 7.2: Иницијалне и естимиране вредности трофазних активних снага у потрошачким/генераторским чворовима, добијене на основу мерења у реалном времену и псеудо мерења.



а. Фазори фазних напона у чворовима.



б. Одступања модула напона фаза (у односу на симетричне фазоре напона, добијене из једначине $\Delta \underline{V} = [1 \quad \underline{a}^2 \quad \underline{a}]^T - \underline{V}$)

Слика 7.3: Естимиране вредности трофазних комплексних напона у чворовима.

7.1.2. Реална дистрибутивна мрежа од 322 чвора

Ово је 110/35/10/0,4 kV радијална дистрибутивна мрежа добијена из реалне праксе Електропривреде Србије [35, 124].

Детаљни улазни подаци у форми Matlab фајла дати су на *Слици 10.4* у *Додатку (Глава 10.3)*.

Укупан број расположивих упарених мерења активних/реактивних инјектирања или токова снага у реалном времену је 4 (нема мерења модула и фазних ставова напона у чворовима (видети *Табелу 10.1*, *Додатак у Поглављу 10.4*)). Она су распоређена на следећи начин:

- Једно мерење на сабирницама 110 kV и два мерења на сабирницама 36,75 kV. (видети *Табелу 10.2*, *Додатак у Поглављу 10.4*);
- 1 потрошачки чвор (индустријски комплекс) (видети *Табелу 10.2*, *Додатак у Поглављу 10.4*);
- Нема мерења токова снага по гранама (видети *Табелу 10.3*, *Додатак у Поглављу 10.4*).

Иницијално укупно активно оптерећење у дистрибутивној мрежи је 8,80 г.ј., где су [г.ј.] дате у односу на усвојену базну снагу (3 MVA).

У дистрибутивној мрежи постоје следећи дистрибуирани генератори:

- 5 ветро генератора истих техничких карактеристика, чија је иницијална вредност интерне активне снаге 0,1 г.ј., односно 300 kW (иницијалне естимације добијене су на основу података из временске прогнозе) (видети *Табеле 10.2* и *10.5*, *Додатак у Поглављу 10.4*).
- 1 фотонапонска електрана, чија је иницијална вредност интерне активне снаге 0,01 г.ј., односно 30 kW (иницијална естимација добијена је на основу података из временске прогнозе) (видети *Табеле 10.2* и *10.5*, *Додатак у Поглављу 10.4*).

Критеријум конвергенције у алгоритму статичке естимације стања ($\varepsilon = 1 \cdot 10^{-4}$) у свим анализираним случајевима постигнут је за 7 итерација.

Резултати статичке естимације стања за симетричну дистрибутивну мрежу дати су у *Додатку, Поглавље 10.4*:

Табела 10.1: Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима.

Табела 10.2: Мерене и естимиране снаге у чворовима.

Табела 10.3: Мерене и естимиране трофазне снаге дистрибуираних генератора.

Табела 10.4: Мерени и естимирани токови снага по гранама.

Из резултата датих у претходно наведеним табелама интересантно је уочити да се естимирани снаге ветро и фотонапонских електрана разликују у односу на иницијалне снаге (псеудо мерења). На пример, иницијалне (трофазне) снаге ветро електране биле су 300 kW и 0 kVA_r, док су естимирани (трофазне) снаге 291,1 kW и -18.73 kVA_r (Табела 10.3). Такође, иницијалне (трофазне) снаге фотонапонске електране биле су 30 kW и 0 kVA_r, док су естимирани (трофазне) снаге 24,90 kW и -5,10 kVA_r (Табела 10.3).

Утицај различитих вредности случајних варијација потрошње на несиметрију трофазне дистрибутивне мреже (у односу на случај симетрично оптерећене дистрибутивне мреже), изражен помоћу максималних и средњих вредности фактора напонске несиметрије, дат је у Табели 7.6.

Табела 7.6: Максималне и средње вредности фактора напонске несиметрије за случајне варијације потрошње.

Максимална и средња вредност фактора напонске несиметрије [%]	Случајне варијације потрошње [%]			
	Базни случај	±10	±20	±30
Максимални $\{V^{(i)}/V^{(d)}\}$	$4,66 \cdot 10^{-9}$	$1,61 \cdot 10^{-3}$	$3,21 \cdot 10^{-3}$	$4,82 \cdot 10^{-3}$
Максимални $\{V^{(0)}/V^{(d)}\}$	$3,09 \cdot 10^{-9}$	$1,61 \cdot 10^{-3}$	$3,21 \cdot 10^{-3}$	$4,81 \cdot 10^{-3}$
Средњи $\{V^{(i)}/V^{(d)}\}$	$2,60 \cdot 10^{-9}$	$8,86 \cdot 10^{-4}$	$1,77 \cdot 10^{-3}$	$2,66 \cdot 10^{-3}$
Средњи $\{V^{(0)}/V^{(d)}\}$	$1,73 \cdot 10^{-9}$	$8,87 \cdot 10^{-4}$	$1,77 \cdot 10^{-3}$	$2,66 \cdot 10^{-2}$

7.2. Утицај корелисаних мерења на трофазну статичку естимацију стања

У недостатку адекватних тест микро мрежа у Србији, предложени алгоритам за уважавање утицаја корелисаних мерења на трофазну статичку естимацију стања у несиметричним електроенергетским мрежама анализиран је на примеру 0,4 kV микро мреже Електроенергетског полигона у Велењу, Словенија [38, 136, 137].

Детаљни улазни подаци у форми Matlab фајла дати су на Слици 10.5 у Додатку (Глава 10.5).

Корелација мерења анализирана је у примеру мерења у реалном времену и псеудо мерења потрошње и производње дистрибуираних генератора, при чему је корелација задата на псеудо мерења снаге примарног извора (електрохемијске снаге соларних панела и механичке снаге ветро генератора). Топологија и локације дистрибуираних генератора и мерења анализиране микро мреже приказани су на Слици 7.4.

Треба напоменути да се производња из обновљивих извора (дистрибуираних генератора) посебно стимулише подстицајним тарифама од стране државе. Такође, везано са претходним, интересантно је напоменути да су у анализираној микро мрежи производни и потрошачки део лоцирани на посебним радијалним гранама, како би могло да се омогући одвојено мерење производње и потрошње на почетку сваке радијалне гране.



Слика 7.4: Топологија и распреди дистрибуираних генератора и мерења у анализираној микро мрежи.

У анализираној микро мрежи постоје следећи дистрибуирани генератори и потрошачки комплекси, као и расположива мерења за трофазну статичку естимацију стања:

- Две фотонапонске електране са равним и фиксираним панелима (PV) у чворовима 4 и 14, са 24 (укупне снаге 5,6 kW) и 40 панела (укупне снаге 9,3 kW), респективно.
- Једна фотонапонска електрана са панелима са подешавањем положаја према Сунцу (PV) (у циљу максималног искоришћења Сунчеве светлости) у чвору 15 са укупно 15 панела (укупне снаге 3,5 kW).
- Два ветро генератора (WT) на бази индуктивног генератора (IG) у чворовима 5 и 11, једнаких назначених снага (укупне снаге 2,50 kVA).
- Три немониторисана потрошача у чворовима 6, 12 и 13, са иницијалним (прогнозираним) дневним кривим трајања оптерећења (односно дневним дијаграмима оптерећења).
- Два упарена мерења у реалном времену токова активних/реактивних снага у гранама 1–2 и 1–3.
- Једно мерење у реалном времену напона чвора 1.
- Виртуелна мерења (нулта инјектирања активне и реактивне снаге) у чворовима 1, 2, 3, 7, 8, 9 и 10.

За класификацију временских података и прорачун излазних снага дистрибуираних генератора и потрошача коришћена су респективно два типа вештачких неуралних мрежа (SOM ANN и FF ANN, које су детаљно објашњене у *Поглављима 6.1-6.3*) из MATLAB Neural Network Toolbox [138]. Временски подаци су прикупљени помоћи система за мониторинг који постоји на локацијама дистрибуираних генератора у септембру 2013. године (са 15-минутним временским кораком). Дакле, дужина улазног тренинг скупа за дистрибуиране генераторе, $\mathbf{Z}^{DG}(t_K)$ (приказан на *Слици 6.1*) је $96 \times 30 = 2880$ података (улазних вектора временских података). Услед релативно великих варијација дневних дијаграма оптерећења, сви дани у седмици су класификовани у две

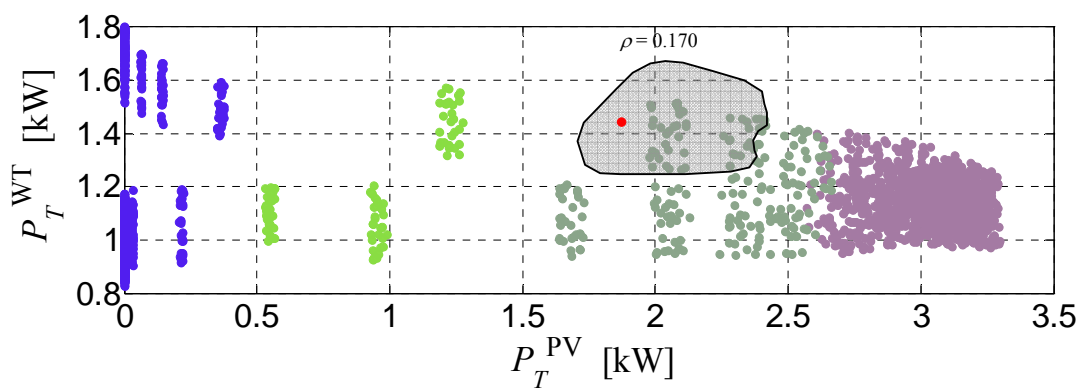
групе. Дужине улазних тренинг скупова за потрошаче, $Z^{\text{potr}}(t_K)$, током викенда (субота и недеља) и током радних дана (понедељак до петка) су 864 и 2016 података (улазних вектора временских података), респективно. SOM ANN, као и FF ANN коришћена касније на основу њених излаза, се популишу и тренирају као што је описано у *Поглављу 6.3*.

За анализирану микро мрежу (лоцирану на малом географском подручју – *Слика 7.4*) и укупан број улазних временских типова података дефинисаних у *Поглављу 6.1* (шест (3+3) за дистрибуиране генераторе и шест за потрошаче), захтева такође шест неурона на улазном нивоу SOM ANN.

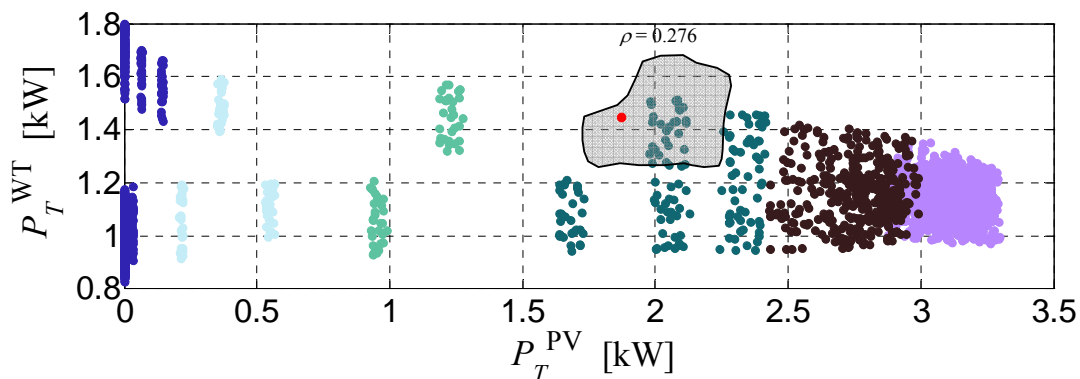
Током ноћи када на њима нема производње електричне енергије фотонапонске електране се третирају као виртуелна мерења, са нултим инјектирањима активних и реактивних снага.

Временски подаци су класификовани у 4–9 излазних кластера (*Тренинг фаза*) на излазном нивоу SOM ANN (видети *Слику 6.1*). Утицај структуре излазног нивоа SOM ANN на процес груписања улазних података у кластере, као и на вредности корелационих коефицијената између интерних активних снага фотонапонске електране (у чвору 15) и ветро генератора (у чвору 5) приказан је на *Слици 7.5* (приказан осенчено у *Табели 7.7*). На истој слици црвеном тачком је приказан и један скуп улазних података за фазу примене и његов кластер у који је груписан (*Водећи неурон*). На сличан начин могу се израчунати и други корелациони коефицијенти (они приказани у *Табели 7.7*, као и између потрошача у различитим чворовима).

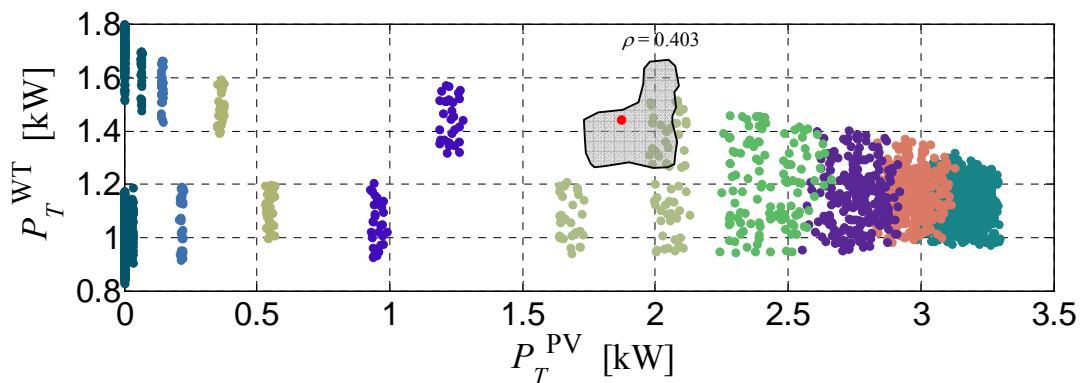
Корелациони коефицијенти између мерења у реалном времену израчунати су према методологији предложеној у референци [132]).



а) 2×2 излазни ниво



б) 2×3 излазни ниво



с) 3×3 излазни ниво

Слика 7.5: Утицај структуре излазног нивоа SOM ANN на процес груписања у кластере и на вредности корелационих коефицијената између излазних активних снага фотонапонске електране (у чвору 15) и ветро генератора (у чвору 5).

Табела 7.7: Корелациони коефицијенти између интерних активних снага (једнаке са неелектричним снагама примарних енергетских ресурса) дистрибуираних генератора за различите структуре излазног нивоа SOM ANN.

ρ_{ij}		Број излазних кластера (неурона у излазном нивоу SOM ANN)		
		4 (2×2)	6 (2×3)	9 (3×3)
4 (PV)	5 (WT)	0,160	0,274	0,397
4 (PV)	11 (WT)	0,178	0,317	0,414
4 (PV)	14 (PV)	0,997	0,997	0,994
4 (PV)	15 (PV)	0,985	0,983	0,975
5 (WT)	11 (WT)	0,733	0,774	0,782
5 (WT)	14 (PV)	0,153	0,264	0,396
5 (WT)	15 (PV)	0,170	0,276	0,403
11 (WT)	14 (PV)	0,165	0,306	0,406
11 (WT)	15 (PV)	0,181	0,306	0,402
14 (PV)	15 (PV)	0,985	0,983	0,974

Пошто корелациони коефицијент показује правац линеарне везе између два мерења (видети Поглавље 6.4), Слика 7.5 сугерише на закључак да повећање броја кластера обезбеђује већу тачност израчунатих корелационих коефицијената. При томе, вредности корелационих коефицијената расту са бројем излазних неурона SOM ANN практично за све анализиране комбинације дистрибуираних генератора (видети Табелу 7.7 и Сliku 7.5). Овај закључак је последица нелинеарне везе између временских података и интерних снага DG-ова на које утичу. То значи да класификација улазних вектора у више кластера може значајно повећати тачност линеарне функционалне зависности између интерних снага DG-ова унутар једног кластера.

За анализирани случај истих типова DG-ова лоцираних на малом географском простору (са истим временским параметрима, као што је анализирани случај), линеарна

функционална веза између интерних снага DG-ова је врло изражена. Тада је утицај броја кластера на вредност корелационог коефицијента мали (видети *Табелу 7.7*). Такође, у случају истих типова DG-ова на различитим локацијама (са различитим временским подацима) повећава се и број потребних кластера како би се обезбедила боља корелација псеудо мерења.

Уважавајући конфигурацију анализиране микро мреже (лоцирана на малом географском простору), у симулацијама је претпостављено да су дневни подаци добијени из прогнозе времена (соларна радијација и температура ваздуха, који одређују излазну снагу фотонапонске електране, односно брзина ветра, угао ветра и атмосферски притисак, који одређују излазну снагу ветро генератора) једнаки на свим местима у географском простору који покрива микро мрежа. Такође, претпостављено је да се угао елевације соларног панела израчунава из актуелног временског тренутка и географских података који одговарају локацији микро мреже (географска ширина: $N46^{\circ} 21' 42.26''$ и географска дужина: $E15^{\circ} 6' 49.01''$).

Бројеви потребних FF ANN (за сваки водећи неурон SOM ANN, као што је приказано на *Слици 6.2б*) су: 5 за немониторисане фотонапонске електране и ветро генераторе и 3 за немониторисане потрошаче.

Ефикасност предложеног алгоритма трофазне статичке естимације стања верификована је на примеру једног дана (1. октобар 2013. године; треба напоменути да је тај датум различит од тренинг скупа за вештачке неуралне мреже, пошто је тренинг скуп формиран током септембра 2013. године) користећи *Примена и ре-тренинг фазу* са *Слике 6.2б*.

Да би се истражио утицај мерења у реалном времену ефективне вредности напона у чворовима на предложени алгоритам MGSE, анализирана су следећа два карактеристична случаја:

1. Расположива сва мерења у реалном времену (ефективне вредности напона у чвору 1, токова активних и реактивних снага по водовима 1–2 и 1–3). Овај случај је означен као *'Комплетна rt мерења'*.
2. Мерење ефективне вредности напона у чвору 1 није расположиво. Овај случај је означен као *'Некомплетна rt мерења'*.

За горње случајеве, извршено је поређење измерених и естимираних фазних активних и реактивних токова снага (анализираних на водовима 1–2 и 1–3), као и фазних напона (анализираних у чвору 1), за 4 карактеристичне тачке (видети *Слику 7.9*): 1) максимална и минимална активна снага DG-а (12 h и 0 h, респективно), и 2) максимално и минимално активно оптерећење потрошача (17 h и 4 h). Добијени резултати су приказани у *Табели 7.8*.

Приказани резултати у *Табели 7.8* показују да мерења фазних ефективних вредности напона у анализираном случају имају мали утицај на остале естимиране вредности (фазне напоне у чворовима, фазне токове активних и реактивних снага по водовима). Разлог за то је у чињеници да у алгоритму трофазне MGSE постоји велики број строго повезаних (често са контрадикторним утицајем) мерења, при чему постоји мали број напонских мерења у реалном времену, а велики број псеудо и виртуелних мерења инјектирања.

Табела 7.8: Поређење мерених и естимираних фазних активних и реактивних токова снага, као и фазних напона чвора за анализиране карактеристичне случајеве.

Вод	Време [h]	Ток снаге	Фаза	Измерено [kW/kVAr]	'Комплетна rt мрежа'		'Некомплетна rt мрежа'	
					Естимирано [kW/kVAr]	Грешка [%]	Естимирано [kW/kVAr]	Грешка [%]
1-2	12	P	a	-6,662	-6,612	0,751	-6,596	0,991
			b	-6,452	-6,438	0,217	-6,417	0,542
			c	-6,155	-6,098	0,926	-6,089	1,072
		Q	a	0,112	0,111	0,893	0,111	0,893
			b	0,105	0,106	0,952	0,107	1,905
			c	0,102	0,103	0,980	0,104	1,961
	0	P	a	-0,786	-0,781	0,636	-0,777	1,145
			b	-0,734	-0,732	0,272	-0,732	0,272
			c	-0,711	-0,715	0,563	-0,722	1,547
		Q	a	0,099	0,050	2,041	0,050	2,041
			b	0,101	0,099	1,980	0,099	1,980
			c	0,098	0,096	2,041	0,096	2,041
1-3	17	P	a	14,208	14,204	0,028	14,202	0,042
			b	13,482	13,532	0,371	13,567	0,630
			c	12,858	13,001	1,112	13,015	1,221
		Q	a	2,953	2,966	0,440	2,987	1,151
			b	2,788	2,811	0,825	2,838	1,793
			c	2,637	2,645	0,303	2,669	1,214
	4	P	a	8,487	8,518	0,365	8,602	1,355
			b	8,557	8,689	1,543	8,766	2,442
			c	9,371	9,437	0,704	9,501	1,387
		Q	a	1,703	1,722	1,116	1,731	1,644
			b	1,685	1,697	0,712	1,714	1,721
			c	1,802	1,817	0,832	1,835	1,831
Чвор	Време [h]	Напон	Фаза	Измерено [V]	'Комплетна rt мрежа'		'Некомплетна rt мрежа'	
					Естимирано [V]	Грешка [%]	Естимирано [V]	Грешка [%]
1	12	V	a	400,64	400,45	0,05	400,37	0,07
			b	400,66	400,39	0,07	400,36	0,08
			c	400,63	400,38	0,06	400,33	0,07
	0	V	a	400,15	400,05	0,02	399,99	0,04
			b	400,25	400,02	0,06	399,99	0,07
			c	399,05	399,01	0,01	398,98	0,02
	17	V	a	397,08	396,88	0,05	396,80	0,07
			b	396,97	396,95	0,01	396,96	0,00
			c	397,21	397,13	0,02	397,10	0,03
	4	V	a	398,12	398,10	0,01	398,10	0,00
			b	398,07	398,04	0,01	398,03	0,01
			c	398,27	397,99	0,07	397,94	0,08

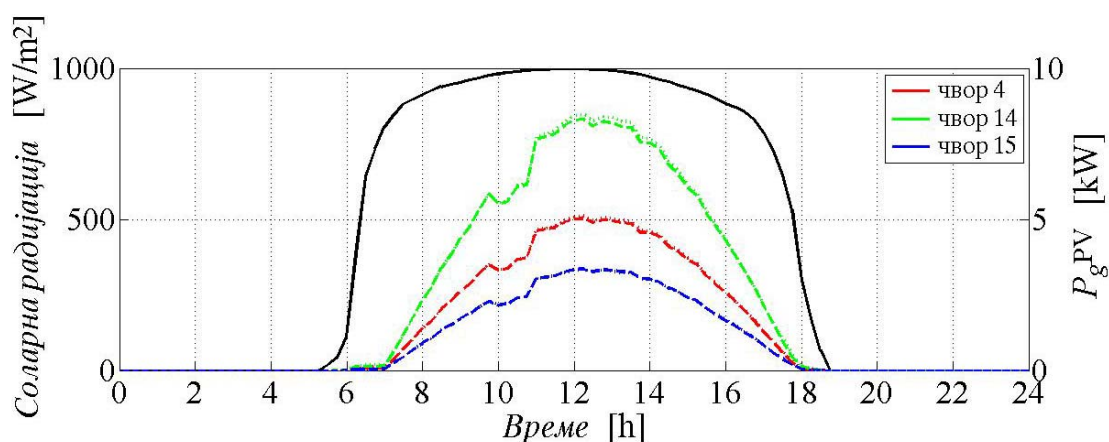
У циљу анализе који од улазних временских података има доминантан утицај на естимације излазних снага дистрибуираних генератора, као и у циљу верификације робусности предложеног алгорита трофазне статичке естимације стања, анализирана су два карактеристична случаја:

3. Сви временски подаци на улазном нивоу SOM ANN ($Z(t)$ улазни вектор на *Слици 6,2б*) су расположиви и добијени су из временске прогнозе (означено као '*Комплетни временски подаци*' случај).
4. Неки (три од шест) временских података (температура ваздуха, правац ветра и атмосферски притисак) нису расположиви из временске прогнозе, или се једино могу предвидети са великом неизвесношћу (означено као '*Некомплетни временски подаци*' случај). Недостајући временски подаци су замењени са њиховим средњим вредностима из прошлости (на пример, средњим вредностима података коришћених као тренинг скуп).

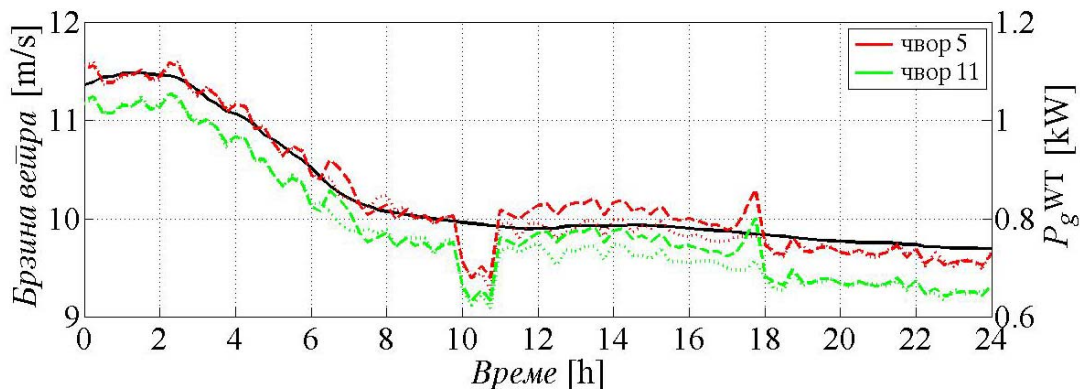
Прогнозиране дневна соларна радијација и естимиране излазне активне снаге фотонапонских дистрибуираних генератора за два анализирана случаја приказани су на *Слици 7.6*.

Прогнозиране дневне брзине ветра и естимиране излазне активне снаге ветро генератора за два анализирана случаја приказани су на *Слици 7.7*.

Интересантно је истаћи да су форме (изгледи) две врсте кривих на *Слици 7.6* прилично различити (за које се на први поглед очекује да буду слични). То сугерише на значајан утицај соларне елевације (угла под којим сунчеви зраци падају на фотонапонске панеле) и температуре на фотонапонском панелу на естимиране излазне активне снаге. Са *Слике 7.6* је такође важно уочити и утицај облака (од 10 до 11 сати) на естимиране излазне активне снаге, који није био очекиван и приказан у временској прогнози. Због малог броја мерења у реалном времену која су расположива у микро мрежи (видети *Слику 7.4*), ове промене се такође одражавају и на излазне активне снаге ветро генератора (приказане на *Слици 7.7*). Једини начин да се овај утицај елиминише јесте повећавање броја мерења у реалном времену.



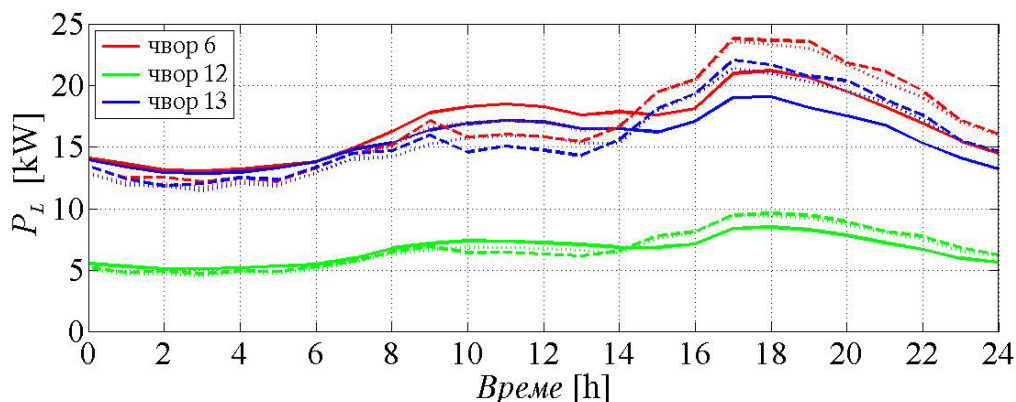
Слика 7.6: Прогнозиране дневна соларна радијација (приказана пуном линијом) и естимиране излазне активне снаге фотонапонских DG-а за два анализирани случаја ('Комплетни'/'Некомплетни временски подаци' приказани тачкастим/испрекиданим линијама).



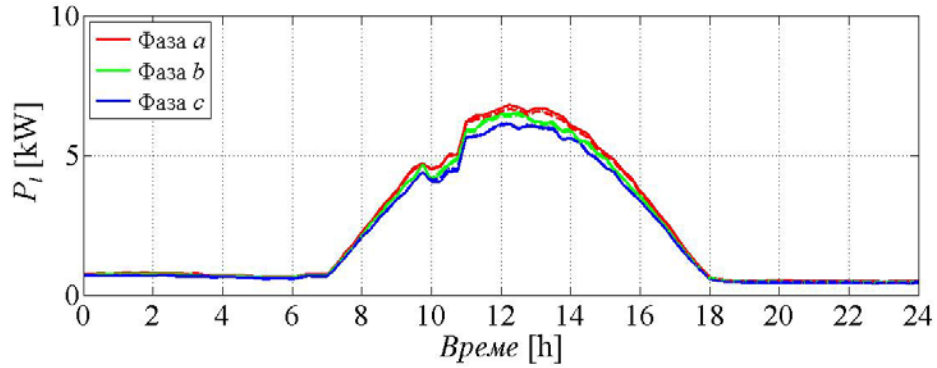
Слика 7.7: Прогнозиране дневне брзине ветра (приказане пуном линијом) и естимирание излазне активне снаге ветро генератора за два анализирана случаја ('Комплетни'/'Некомплетни временски подаци' приказани тачкастим/испрекиданим линијама).

Иницијални (добилијени на основу података из временске прогнозе и FF ANN) и естимирани дневни дијаграми оптерећења потрошача (P_L) за оба анализирана случаја (додатно ре-естимирани на основу WLS-заснованог алгоритма трофазне статичке естимације) су приказани на Слици 7.8. Токови активних снага по фазама (P_I) (измерени у реалном времену и естимирани) у преносним водовима 1–2 и 1–3 су приказани на Слици 7.9. Поређења естимираних и измерених фазних токова активних и реактивних снага по преносним водовима (дата преко Максималне (*Max*) грешке и средње-квадратне грешке (*RMSE* – "Root Mean Square Error") су приказана у Табели 7.9.

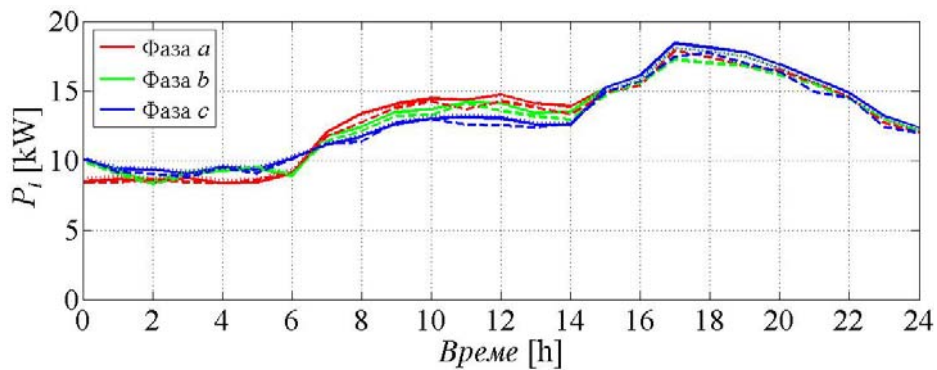
Као што је и било очекивано, резултати приказани у Табели 7.9 показују да су разлике естимираних и измерених у реалном времену фазних токова снага значајно мање за 'Комплетни временски подаци' случај улазних података (у поређењу са 'Некомплетни временски подаци' случајем). Максимална одступања (грешке) естимираних фазних токова активних и реактивних снага по преносним водовима за 'Комплетни временски подаци' случај су 3,236 % и 2,745 %, респективно. За 'Некомплетни временски подаци' случај максимална одступања (грешке) естимираних фазних токова активних и реактивних снага по преносним водовима су 6,323 % и 4,112 %, респективно.



Слика 7.8: Прогнозирани (приказане пуним линијама) и естимирани дневни дијаграми активног оптерећења за оба анализирана случаја (приказани за 'Комплетни'/'Некомплетни временски подаци' случај тачкастим/испрекиданим линијама).



а. Преносни вод 1–2



б. Преносни вод 1–3

Слика 7.9: Измерене у реалном времену (приказане пуним линијама) и естимиране вредности токова активних снага по фазама за оба анализирана случаја (приказани за 'Комплетни'/'Некомплетни временски подаци' случај тачкастим/испрекиданим линијама).

Табела 7.9: Поређења естимираних и измерених фазних токова активних и реактивних снага по преносним водовима (дата преко Максималне (Max) грешке и средње-квадратне грешке (RMSE – "Root Mean Square Error").

Вод	Фаза	Снага	'Комплетни временски подаци' ANN улазни ниво			'Некомплетни временски подаци' ANN улазни ниво		
			Max грешка [kW/kVAr]	Max грешка [%]	RMSE [kW/kVAr]	Max грешка [kW/kVAr]	Max грешка [%]	RMSE [kW/kVAr]
0–1	a	P	0,083	1,271	0,034	0,140	2,763	0,053
		Q	0,027	1,675	0,015	0,034	1,953	0,011
	b	P	0,081	1,963	0,020	0,094	2,015	0,032
		Q	0,025	1,635	0,009	0,032	2,125	0,016
c	P	0,116	2,611	0,023	0,136	3,349	0,029	
	Q	0,112	2,616	0,004	0,198	2,952	0,008	
0–3	a	P	0,343	3,236	0,210	1,006	5,664	0,512
		Q	0,328	2,745	0,207	0,993	4,112	0,341
	b	P	0,322	2,545	0,195	1,183	6,323	0,568
		Q	0,293	2,018	0,201	0,874	3,672	0,342
	c	P	0,381	1,876	0,252	1,041	6,124	0,445
		Q	0,346	1,774	0,218	0,942	4,011	0,388

Приказани резултати показују да су грешке у оба анализирана случаја релативно мале, уважавајући мали број расположивих мерења у реалном времену. То сугерише на велику робусност предложеног алгорита, који је у стању да обезбеди квалитетне резултате чак и у случају недостатка неког од улазних временских података, када класичне методе практично не би могле бити примењене, што је детаљније анализирано у наставку.

Предложени FF ANN засновани модел је упоређен и са класичним моделом DG-а (PQ чвор са константним инјектирањем активне и реактивне снаге). Када се користи математички модел, интерна активна снага има константну вредност (по правилу уз константан фактор снаге). У анализираним случајевима (датим у Табели 7.10), за оба типа PV- и WT-заснованих DG-а претпостављен је јединични фактор снаге, односно нулта вредност реактивне снаге. Поређење естимираних и интерних активних и реактивних инјектирања у чворовима за оба напред описана модела и за два карактеристична случаја (*'Комплетни временски подаци'* и *'Некомплетни временски подаци'*) дато је у Табели 7.10. У табели су приказани резултати за ветро генератор (WT) у чвору 5 и фотонапонски панел (PV) у чвору 15.

Поређењем естимираних и интерних активних и реактивних инјектирања у чворовима за оба напред описана модела (PQ чвор и применом FF ANN) и за два карактеристична случаја (*'Комплетни временски подаци'* и *'Некомплетни временски подаци'*) могу се извести следећи закључци:

- Математички модел се не може успешно применити у случају *'Некомплетни временски подаци'*, или се мора применити нека форма апроксимативног модела (на пример, за недостајуће временске податке користити средње вредности из претходног периода или из сличних периода из прошлости).
- Математички модел не узима у обзир утицај корелационих коефицијената између псеудо мерења.
- За неки улазни скуп временских података, интерна активна снага (прорачуната применом математичког модела) има константну вредност, која уједно представља и снагу инјектирања у електроенергетску мрежу (псеудо мерење са којим се улази у поступак трофазне статичке естимације стања). Међутим, иницијална интерна активна снага у FF ANN заснованом моделу се преподешава, кроз њен додатни тренинг (видети Поглавље 6.2 и Слику 6.2б).

Табела 7.10: Поређења естимираних и израчунатих интерних активних и реактивних снага инјектирања у чворовима, добијена поређењем класичног математичког модела DG-a (PQ чвор) и применом FF ANN.

Чвор	Време [h]	Снага	Фаза	'Комплетни временски подаци'				'Некомплетни временски подаци'			
				Математички модел (PQ чвор)		FF ANN		Математички модел (PQ чвор)		FF ANN	
				Интер. Естимир. [kW/kVA _r]		Интер. Естимир. [kW/kVA _r]		Интер. Естимир. [kW/kVA _r]		Интер. Естимир. [kW/kVA _r]	
5 (WT)	12	P	a	0,263	0,280	0,266	0,277	–	–	0,265	0,278
			b	0,263	0,267	0,266	0,277	–	–	0,265	0,278
			c	0,263	0,259	0,266	0,277	–	–	0,265	0,278
		Q**	a	0	0,000	–	–0,025	–	–	–	–0,028
			b	0	0,000	–	–0,025	–	–	–	–0,028
			c	0	0,000	–	–0,025	–	–	–	–0,028
	0	P	a	0,388	0,419	0,372	0,391	–	–	0,370	0,399
			b	0,388	0,421	0,372	0,391	–	–	0,370	0,399
			c	0,388	0,415	0,372	0,391	–	–	0,370	0,399
		Q**	a	0	0,000	–	–0,040	–	–	–	–0,045
			b	0	0,000	–	–0,040	–	–	–	–0,045
			c	0	0,000	–	–0,040	–	–	–	–0,045
15 (PV)	12	P	a	1,127	1,226	1,123	1,281	–	–	1,121	1,288
			b	1,127	1,166	1,123	1,227	–	–	1,121	1,262
			c	1,127	1,111	1,123	1,181	–	–	1,121	1,132
		Q**	a	0	0,000	–	–0,131	–	–	–	–0,136
			b	0	0,000	–	–0,125	–	–	–	–0,130
			c	0	0,000	–	–0,118	–	–	–	–0,128
	0	P*	a	0	0,000	0	0,000	–	–	0	0,000
			b	0	0,000	0	0,000	–	–	0	0,000
			c	0	0,000	0	0,000	–	–	0	0,000
		Q**	a	0	0,000	0	0,000	–	–	0	0,000
			b	0	0,000	0	0,000	–	–	0	0,000
			c	0	0,000	0	0,000	–	–	0	0,000

* Све фазне реактивне снаге (Q) су нула (јединични фактор снаге) – виртуелна мерења.

** Све фазне активне снаге (P) су нула за ноћни период – виртуелна мерења.

8. ЗАКЉУЧАК

Сагледавајући значај и функцију резултата статичког естиматора стања може се закључити да он представља суштински део у савременим системима за експлоатацију и управљање електроенергетским мрежама у реалном времену. Има више од три деценије како се алгоритми за статичку естимацију стања производно-преносних мрежа не само развијају, већ су и верификовани у електроенергетској пракси. Међутим, технички проблеми примене статичких естиматора стања у дистрибутивним и микро мрежама су значајно већи, што је показано у овој дисертацији. То потврђује значај истраживања и унапређења у овој области која доноси ова докторска дисертација.

Основни закључак истраживања у овој докторској дисертацији јесте да је основ за валидне и практично употребљиве резултате статичке естимације стања у експлоатацији и управљању електроенергетским мрежама располагање са што квалитетнијим скупом добро распоређених мерења. То је основни разлог што се велика пажња мора посветити детаљним анализама скупа расположивих мерења (пре, током и након поступка статичке естимације стања). Те анализе имају за циљ да се из расположивог скупа мерења у реалном времену одстрани што је могуће мање мерења, тј. да се одстрани само она мерења за која се поуздано утврди да су погрешна. Такође, у случају да се имају необсервабилни делови електроенергетске мреже (што је по правилу случај код дистрибутивних и микро мрежа, које су тема ове докторске дисертације) циљ је генерисати минимални скуп псеудо (и виртуелних) мерења, како би се постигла минимална обсервабилност оригинално необсервабилних делова мреже. Тиме се омогућава спровођење статичке естимације стања применом критеријума минимума средње-квадратних одступања измерених и естимираних величина.

У погледу обсервабилности електроенергетске мреже, може се закључити да она првенствено зависи од броја и распореда мерења, како глобално у читавој електроенергетској мрежи, тако и локално у појединим њеним деловима. Мерења у реалном времену се прикупљају посредством SCADA-е, али је особина дистрибутивних и микро мрежа да оне из економских разлога нису (и сасвим је сигурно неће бити у догледној будућности) комплетно мониторисане, што значи да је у њима дефицит мерења у реалном времену евидентан. То значи да се овом типу електроенергетских мрежа не може обезбедити потребна редуванса мерења за квалитетну статичку естимацију стања.

Након анализе обсервабилности електроенергетске мреже, примењује се поступак лоцирања и додавања псеудо мерења инјектираних активних (и реактивних) снага, да би се електроенергетска мрежа учинила минимално обсервабилном. У дисертацији су детаљно разрађени алгоритми додавања псеудо мерења у случају различитих структура дистрибутивних и микро мрежа, односно уважавајући различите типове потрошача и дистрибуираних генератора који у њима постоје.

У овој докторској дисертацији истражене су могућности примене критеријума минимума суме отежаних средње-квадратних одступања у несиметричним активним (са значајном пенетрацијом дистрибуираних генератора) дистрибутивним и микро мрежама. Због недовољне обсервабилности ових мрежа, овај критеријум који је стандардан алат у преносним мрежама до сада није било (или је било врло тешко) могуће применити. Анализа на карактеристичним тест примерима, уз уважавање различитих конфигурација

трофазних трансформатора, водова, потрошача и дистрибуираних генератора, демонстрирала је могућности статичке естимације стања у овим типовима мрежа. Робусност предложених алгоритама верификована је кроз анализу различитог броја, типа и локација виртуелних, псеудо и мерења у реалном времену, из чега се може извести закључак да би они могли да буду врло корисно примењени у реалним системима за управљање дистрибутивним мрежама (“Distribution Management System“). Такође, нумеричке симулације су показале да асиметрија дистрибутивних и микро мрежа, која често може бити значајна у реалним условима, мора бити уважена у статичкој естимацији стања, пошто претпоставка симетричне мреже може бити врло груба апроксимација у појединим фазама. Показано је и да моделовање дистрибуираних генератора као чворова са константним инјектирањем (задатим као псеудо мерење на основу прогнозе времена или других екстерних улаза) такође представља грубу апроксимацију. Детаљнији модели који уважавају начин и опрему за прикључење дистрибуираних генератора, као и губици који си јављају при конверзији примарне енергије до електричног инјектирања у мрежу, морају бити уважени.

Значајан део истраживања посвећен је корелацији мерења (псеудо и мерења у реалном времену), што је до сада углавном занемаривано у истраживањима статичке естимације стања. Овај проблем је посебно интересантан у микро мрежама, пошто су оне лоциране на малим географским просторима, где је таква корелација јако изражена. Показано је да ниво корелације мерења може значајно утицати на резултате статичке естимације стања, па самим тим и на њихов квалитет и применљивост у оперативној пракси диспечерског управљања. Да би се дошло до реалних вредности корелационих коефицијената, коришћена је класификација историјских података у сличне кластере помоћу вештачких неуралних мрежа (“Artificial Neural Network”), на основу којих су израчунати елементи матрице варијанси/коваријанси (дијагонални/ван-дијагонални елементи). При томе, предложено је коришћење две структуре вештачких неуралних мрежа (SOM ANN и FF ANN) за класификацију временских (историјских и/или прогнозираних) података и естимацију излазних снага немониторисаних дистрибуираних генератора и потрошача, респективно. Предложени алгоритам је врло робустан, па се на улазима вештачке неуралне мреже могу користити комплетни или делимични измерени и/или прогнозирани временски подаци. У докторској дисертацији је демонстрирано да се критеријум минимума суме отежаних средње-квадратних одступања може применити и у случају адаптивног подешавања корелације мерења током самог итеративног процеса.

Општи закључак ове докторске дисертације је да будућност пред статичке естиматоре стања поставља нове изазове (нарочито у дистрибутивним и микро мрежама), који морају да прате развој технологије у електроенергетским мрежама. У том смислу, нарочито је важно укључивање у моделовање уређаја енергетске електронике и дистрибуираних генератора прикључених у дистрибутивне и микро мреже (фарме ветрогенератора, соларне електране, когенерациона постројења и други). Пошто се на резултатима статичке естимације стања заснивају многе друге функције система управљања у дистрибутивним мрежама (токови снага, Volt/Var координација, реконфигурација мреже, индекси перформанси и многе друге), то овај проблем захтева велику пажњу у експлоатацији. У том смислу ова докторска дисертација нуди одговарајућа решења која могу бити примењена у пракси.

9. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Abur and A.G. Exposito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*, Marcel Dekker, New York (NY, USA), 2004.
- [2] Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*, Kluwer Academic Publishers, Boston (MA, USA), 1999.
- [3] М.С. Ђаловић и А.Т. Сарић, *Основи анализе електроенергетских мрежа*, Академска мисао и Технички факултет у Чачку, Београд (Србија), 2004.
- [4] A. Monticelli, "Electric Power System State Estimation", *Proc. of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp. 262-282, February 2000.
- [5] Н. Рајаковић, *Анализа електроенергетских мрежа I и II*, Електротехнички факултет у Београду и Академска мисао, Београд (Србија), 2002.
- [6] Д.С. Тасић, *Анализа електроенергетских мрежа и система*, Електронски факултет, Ниш (Србија), 2010.
- [7] A.G. Phadke and J.S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Springer (Germany), 2008.
- [8] G.R. Krumpholz, K.A. Clements and P.W. Davis, "Power System Observability: A Practical Algorithm Using Network Topology", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1534-1542, July/August 1980.
- [9] G.R. Krumpholz, K.A. Clements and P.W. Davis, "Power System State Estimation Residual Analysis: An Algorithm Using Network Topology", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 4, pp. 1779-1787, April 1981.
- [10] K.A. Clements, G.R. Krumpholz and P.W. Davis, "Power System State Estimation with Measurement Deficiency: An Algorithm that Determines the Maximal Observable Subnetworks", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 9, pp. 3044-3052, September 1982.
- [11] R.R. Nucera and M.L. Gilles, "Observability Analysis: A New Topological Algorithm", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 466-473, May 1991.
- [12] E. Handschin and C. Bongers, "Theoretical and Practical Considerations in the of State Estimators for Electric Power Systems", *Proc. of the 1975 Brazil COPOS Conference*, Elsevier, Amsterdam (Netherlands), 1986.
- [13] F.C. Aschmoneit, N.M. Peterson and E.C. Adrian, "State Estimation with Equality Constraints", *Proc. of the 10th PICA Conference*, Toronto, Canada, pp. 427-430, 1977.
- [14] G.N. Korres, "A Robust Method for Equality Constrained State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, pp. 305-314, May 2002.
- [15] W.H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press, Boca Raton (FL, USA), 2002.
- [16] T.H. Chen, M.-S. Chen, T. Inoue, P. Kotas and E.A. Chebli, "Three-Phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution System Analysis", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 6, No. 4, pp. 1671-1681, October 1991.
- [17] P. Xiao, D.C. Yu and W. Yan, "A Unified Three-Phase Transformer Model for Distribution Load Flow Calculations", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, No. 1, pp. 153-159, February 2006.

- [18] S. Khushalani, J.M. Solanki and N.N. Schulz, "Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG models", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 1019-1025, August 2007.
- [19] V.C. Strezoski and Lj. Trpezanovski, "Three-Phase Asymmetrical Load-Flow", *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 22, No. 7, pp. 511-520, October 2000.
- [20] P.S. Meliopoulos and F. Zhang, "Multiphase Power Flow and State Estimation for Power Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, pp. 939-946, May 1996.
- [21] C.W. Hansen and A.S. Debs, "Power System State Estimation using Three-Phase Models", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 818-824, May 1995.
- [22] В.Ц. Стрезоски и П.М. Видовић, "Прорачун несиметричних токова снага дистрибутивних мрежа", *Електронпривреда*, Вол. 61, Бр. 2, стр. 35-47, 2008.
- [23] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems with Dispersed Generation", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 17, No. 3, pp. 822-827, July 2002.
- [24] S.M.M. Tafreshi and E. Mashhour, "Distributed Generation Modeling for Power Flow Studies and a Three-Phase Unbalanced Power Flow Solution for Radial Distribution Systems Considering Distributed Generation", *Electric Power Systems Research*, Vol. 79, No. 4, pp. 680-686, April 2009.
- [25] I. Cobelo, A. Shafiu, N. Jenkins and G. Strbac, "State Estimation of Networks with Distributed Generation", *European Trans. on Electrical Power*, Vol. 17, No. 1, pp. 21-36, January/February 2007.
- [26] P.M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*, IEEE Press, Piscataway (USA), 1995.
- [27] R. Stoicescu, K. Miu, C. Nwankpa, D. Niebur and X. Yang, "Three-Phase Converter Models for Unbalanced Radial Power-Flow Studies", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp. 1016-1021, November 2002.
- [28] A. Yazdani and R. Iravani, "A Unified Dynamic Model and Control for the Voltage-Sourced Converter Under Unbalanced Grid Conditions", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 21, No. 3, pp. 1620-1629, July 2006.
- [29] H. Nikkhajoei and R. Iravani, "Steady-State Model and Power Flow Analysis of Electronically-Coupled Distributed Resource Units", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 22, No. 1, pp. 721-728, January 2007.
- [30] M.Z. Kamh and R. Iravani, "Unbalanced Model and Power Flow Analysis of Microgrids and Active Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 25, No. 4, pp. 2851-2858, October 2010.
- [31] M.Z. Kamh and R. Iravani, "A Unified Three-Phase Power-Flow Analysis Model for Electronically Coupled Distributed Energy Resources", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 26, No. 2, pp. 899-909, April 2011.
- [32] R.H. Lasseter, "Microgrids and Distributed Generation", *Journal of Energy Engineering*, Vol. 133, No. 3, Special Issue: "Distributed Energy Resources – Potentials for the Electric Power Industry", pp. 144-149, 2007.
- [33] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, IET, London (UK), 2009.
- [34] A.A. Salam, A. Mohamed and M.A. Hannan, "Technical Challenges on Microgrids", *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, Vol. 3, No. 6, pp. 64-69, December 2008.
- [35] A.T. Sarić and A. Ranković, "Load Reallocation based Algorithm for State Estimation in Distribution Networks with Distributed Generators", *Electric Power Systems Research*, Vol. 84, No. 1, pp. 72-82, March 2012.

- [36] B. Fox, D. Flynn, L. Bryans and N. Jenkins, *Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects*, IEE, London (UK), 2007.
- [37] A. Ranković and A.T. Sarić, "Modeling of Photovoltaic and Wind Turbine based Distributed Generation in State Estimation", *Proceedings of 15th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2012 ECCE Europe*, Novi Sad, Serbia, September 2012.
- [38] A. Ранковић и Б.М. Максимовић, "Естимација стања у микро мрежама са ветро-генераторима и фотонапонским електранама", *Зборник радова 57. конференције ЕТРАН-а*, Секција за електроенергетику, Рад ЕЕ 2.6, стр. 1-6, Златибор, Србија, Јун 3-6, 2013.
- [39] М.С. Ћаловић, А.Т. Сарић, М.М. Месаровић и П.Ч. Стефанов, *Планирање развоја електроенергетских система у регулисаном и дерегулисаном окружењу*, Први део: *Техничке, експлоатационе и економске карактеристике елемената електроенергетских система*, Технички факултет, Чачак (Србија), 2011.
- [40] H.I. Cho, S.M. Yeo, C.H. Kim, V. Terzija and Z.M. Radojević, "A Steady-State Model of the Photovoltaic System", *International Conference on Power Systems Transients (IPST2009)*, Kyoto, Japan, 2009.
- [41] L. Castañer and S. Silvestre, *Modelling Photovoltaic Systems using PSpice*, John Wiley & Sons, Chichester (USA), 2002.
- [42] Md. H. Rahman and S. Yamashiro, "Novel Distributed Power Generating System of PV-ECaSS Using Solar Energy Estimation", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 22, No. 2, pp. 358-367, June 2007.
- [43] J.J. Grainger and W.D. Stevenson, *Power System Analysis*, McGraw Hill, New-York (NY, USA), 1994.
- [44] J. Machowski, J.W. Bialek and J.R. Bumby, *Power Systems Dynamics and Stability*, Second edition, John Wiley & Sons, Chichester (United Kingdom), 2008.
- [45] F.C. Schweppe and 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, pp. 120-135, January 1970.
- [46] F.C. Schweppe and E. Handshin, "Static State Estimation in Electric Power Systems", *Proc. of the IEEE*, Vol. 62, pp. 972-983, July 1974.
- [47] F.F. Wu, K. Moslehi and A. Bose, "Power System Control Centers: Past, Present, and Future", *Proc. of the IEEE*, Vol. 93, No. 11, pp. 1890-1908, November 2005.
- [48] D.S. Popović, "Power Applications – A Cherry on the Top of the DMS Cake", *DA/DSM DistribuTECH Europe 2000*, Specialist Track 3, Session 3, Paper 2, Vienna, Austria, October 10-12, 2000.
- [49] A. Monticelli, C.A. Murari and F.F. Wu, "A Hybrid State Estimator: Solving Normal Equations by Orthogonal Transformations", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-105, No. 2, pp. 3460-3468, December 1985.
- [50] М. Радуновић, *Статичка естимација стања у електроенергетским системима по методи најмањих пондерисаних квадрата*, Магистарски рад, Електротехнички факултет, Београд, 1988.
- [51] L. Holten, S. Gjelsvik, S. Aam, F.F. Wu and W.H.E. Liu, "Comparison of Different Methods for State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 1798-1806, November 1988.
- [52] H.L. Gjelsvik, A.S. Aam, F.F. Wu and W.E.L. Hsiung, "Comparison of Different Methods for State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 1798-1806, November 1988.
- [53] F.F. Wu, "Power System State Estimation: A Survey", *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 12, No. 2, pp. 80-87, April 1990.

- [54] M.B. Coutto, A.M.L. Silva and D.M. Falcao, "Bibliography on Power System State Estimation (1968–1989)", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. 5, No. 3, pp. 950-961, August 1990.
- [55] A. Monticelli and A. Garcia, "Fast Decoupled State Estimators", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 5, No. 2, pp. 556-564, May 1990.
- [56] L. Milli, V. Phaniraj and P.J. Rousseeuw, "Least Median of Squares Estimation in Power Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 511-523, May 1991.
- [57] P. Zarco and A. Gomez, "Power System Parameter Estimation: A Survey", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, pp. 216-222, February 2000.
- [58] S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott and O. Alsac, "Studies on Power System Load Flow Equivalencing", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 6, pp. 2301-2310, November 1980.
- [59] S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott and O. Alsac, "Numerical Testing on Power System Load Flow Equivalencing", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. 99, No. 6, pp. 2292-2300, November 1980.
- [60] J. Wang and V. Quintana, "A Decoupled Orthogonal Row Processing Algorithm for Power System State Estimation", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 8, pp. 2337-2344, August 1984.
- [61] A. Monticelli and F.F. Wu, "A Method That Combines Internal State Estimation and External Network Modeling", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 1, pp. 91-103, January 1985.
- [62] G.N. Korres and P.J. Katsikas, "Identification of Circuit Breaker Statuses in WLS State Estimator", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 818-825, August 2002.
- [63] A. Villa and G.A. Exposito, "Implicitly Constrained Substation Model for State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 850-856, August 1992.
- [64] P. Teixeira, S. Brammer, W. Rutz, W. Merritt and J. Salmonsens, "State Estimation of Voltage and Phase-Shift Transformer Tap Settings", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 3, pp. 1386-1393, August 1992.
- [65] E. Handschin and E. Kliokys, "Transformer Tap Position Optimization and Bad Data Detection Using Dynamic Signal Modeling", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, pp. 810-817, May 1995.
- [66] G.N. Korres, P.J. Katsikas and G.C. Contaxis, "Transformer Tap Setting Observability in State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, pp. 699-706, May 2004.
- [67] O. Alsac, B. Stott and W.F. Tinney, "Sparsity Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PAS-102, No. 5, pp. 1050-1060, May 1983.
- [68] M.K. Celik and A. Abur, "A Robust WLAV State Estimator Using Transformations", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 106-113, February 1992.
- [69] A. Simoes-Costa and V.H. Quintana, "An Orthogonal Row Processing Algorithm for Power Sequential State Estimation", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 8, pp. 3791-3800, August 1981.
- [70] R.R. Nucera and M.L. Gilles, "A Blocked Sparse Matrix Formulation for the Solution of Equality-Constrained State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 1, pp. 214-224, February 1991.
- [71] A. Abur and M.K. Celik, "Least Absolute Value State Estimation with Equality and Inequality Constraints", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, pp. 680-688, May 1993.
- [72] D.M. Falcão and M.A. Arias, "State Estimation and Observability Analysis Based on Echelon Forms of the Linearized Measurement Models", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 979-987, May 1994.

- [73] R. Baldick, K.A. Clements, Z. Pinjo-Dyigal and P.W. Davis, "Implementing Nonquadratic Objective Functions for State Estimation and Bad Data Rejection", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 376-382, February 1997.
- [74] K.A. Clements, P.W. Davis and K.D. Frey, "An Interior Point Algorithm for Weighted Least Absolute Value State Estimation", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, February 3-7, 1991.
- [75] H. Singh and F.L. Alvarado, "Weighted Least Absolute Value State Estimation Using Interior Point Methods", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1478-1484, August 1994.
- [76] H. Wei, H. Sasaki, J. Kubokawa and R. Yokoyama, "An Interior Point Method for Power System Weighted Nonlinear L_1 Norm Static State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, pp. 617-623, May 1998.
- [77] X. Bei and A. Abur, "State Estimation of Systems with UPFCs Using the Interior Point Method", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 3, pp. 1635-1641, August 2004.
- [78] N. Singh and F. Oesch, "Practical Experience with Rule-Based On-Line Topology Error Detection", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 841-847, May 1994.
- [79] J.C.S. Souza, A.M. Leite da Silva and A.P. Alves da Silva, "On Line Topology Determination and Bad Data Suppression in Power System Operation Using Artificial Neural Networks", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 796-803, August 1998.
- [80] A.K. Al-Othman and M.R. Irving, "Uncertainty Modelling in Power System State Estimation", *IEE Proc. – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 152, No. 2, pp. 233-239, March 2005.
- [81] D. Singh, J.P. Pandey and D.S. Chauhan, "Topology Identification, Bad Data Processing, and State Estimation Using Fuzzy Pattern Matching", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 3, pp. 1570-1579, August 2005.
- [82] R.F. Bischke, "Power System State Estimation: Practical Considerations", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 12, pp. 5044-5047, December 1981.
- [83] J.J. Allemong, L. Radu and A.M. Sasson, "A Fast and Reliable State Estimation Algorithm for AEP's New Control Center", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 3, pp. 933-944, April 1982.
- [84] S. Aam, L. Holten and D. Gjerde, "Design of the Measurement System for State Estimation in the Norwegian High-Voltage Transmission Network", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 102, No. 4, pp. 3769-3777, December 1983.
- [85] L.S. VanSlyck and J.J. Allemong, "Operating Experience with the AEP State Estimator", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 2, pp. 521-528, May 1988.
- [86] M. Assadian, R. Goddard, H. Wayne and D. French, "Field Operational Experiences with On Line State Estimator", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 50-58, February 1994.
- [87] O. Alsac, N. Vempati, B. Stott and A. Monticelli, "Generalized State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 1069-1075, August 1998.
- [88] A.G. Exposito and A. Villa, "Reduced Substation Models for Generalized State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, pp. 839-846, November 2001.
- [89] G.N. Korres and P.J. Katsikas, "Reduced Model for Numerical Observability Analysis in Generalised State Estimation", *IEE Proc. – Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 152, No. 1, pp. 99-108, January 2005.
- [90] A.J. Conejo, S. de la Torre and M. Canas, "An Optimization Approach to Multiarea State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 213-221, February 2007.

- [91] A. Simoes-Costa and V. Quintana, "A Robust Numerical Technique for Power System State Estimation", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No, pp. 691-698, February 1981.
- [92] L. Mili, M.G. Cheniae and P.J. Rousseeuw, "Robust State Estimation of Electric Power Systems", *IEEE Trans. on Circuit and Systems*, Vol. 41, No. 5, pp. 349-358, May 1994.
- [93] L. Mili, M.G. Cheniae, N.S. Vichare and P.J. Rousseeuw, "Robust State Estimation Based on Projection Statistics", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, pp. 1118-1127, May 1996.
- [94] L. Milli, G. Steeno, F. Dobraca and D. French, "A Robust Estimation Method for Topology Error Identification", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, pp. 1469-1476, November 1999.
- [95] F.H. Magnago and A. Abur, "Unified Approach to Robust Meter Placement Against Loss of Measurements and Branch Outages", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, pp. 945-949, August 2000.
- [96] Z. Shan and A. Abur, "Combined State Estimation and Measurement Calibration", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp. 458-465, February 2005.
- [97] J. Chen and A. Abur, "Placement of PMUs to Enable Bad Data Detection in State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, pp. 1608-1615, November 2006.
- [98] R. Zivanovic and C. Cairns, "Implementation of PMU Technology in State Estimation: An Overview", *IEEE 4th Africon Conference*, pp. 1006-1011, September 1996.
- [99] N.H. Abbasy and H.M. Ismail, "A Unified Approach for the Optimal PMU Location for Power System State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp. 806-813, May 2009.
- [100] S. Chakrabarti and E. Kyriakides, "PMU Measurement Uncertainty Considerations in WLS State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 24, No. 2, pp. 1062-1071, May 2009.
- [101] A.G. Phadke and J.S. Thorp, R.F. Nuqui and M. Zhou, "Recent Developments in State Estimation with Phasor Measurements", *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE'09*, pp. 1-7, March 2009.
- [102] M.J. Rice and G.T. Heydt, "Power Systems State Estimation Accuracy Enhancement through the Use of PMU Measurements", *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 161-165, May 2006.
- [103] R. Singh, B.C. Pal and R.A. Jabr, "Choice of Estimator for Distribution System State Estimation", *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 152, No. 7, pp. 240-246, July 2009.
- [104] C.N. Lu, J.H. Teng and W.H.E. Liu, "Distribution System State Estimation," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, pp. 229-240, February 1995.
- [105] I. Roytelman and S.M. Shahidehpour, "State Estimation for Electric Power Distribution Systems in Quasi Real-Time Conditions", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 8, No. 4, pp. 2009-2015, October 1993.
- [106] W. Jie and K.N. Miu, "Weighted Least Squares Methods for Load Estimation in Distribution Networks", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, pp. 1338-1345, November 2003.
- [107] M.E. Baran and A.W. Kelley, "State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1601-1609, August 1994.
- [108] K. Li, "State Estimation for Power Distribution System and Measurement Impacts", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, pp. 911-916, May 1996.
- [109] A.T. Sarić and R.M. Ćirić, "Integrated Fuzzy State Estimation and Load Flow Analysis in Distribution Networks", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 18, No. 2, pp. 571-578, April 2003.

- [110] A.K. Ghosh, D.L. Lubkeman and R.H. Jones, "Load Modeling for Distribution Circuit State Estimation", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2, pp. 999-1005, April 1997.
- [111] W.M. Lin and J.H. Teng, "State Estimation for Distribution Systems with Zero-Injection Constraints", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp. 518-523, February 1996.
- [112] M.E. Baran and A.W. Kelley, "A Branch-Current-based State Estimation Method for Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 1, pp. 483-491, February 1995.
- [113] Y. Deng, Y. He, and B. Zhang, "A Branch-Estimation-based State Estimation Method for Radial Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 17, No. 4, pp. 1057-1062, October 2002.
- [114] H. Wang and N.N. Schulz, "A Revised Branch Current-based Distribution System State Estimation Algorithm and Meter Placement Impact", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, pp. 207-213, February 2004.
- [115] W. Haibin and N.N. Schulz, "A Revised Branch Current-based Distribution System State Estimation Algorithm and Meter Placement Impact", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, pp. 207-213, February 2004.
- [116] W.M. Lin, J.H. Teng and S.J. Chen, "A Highly Efficient Algorithm in Treating Current Measurements for the Branch-Current-Based Distribution State Estimation", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 16, No. 3, pp. 433-439, July 2001.
- [117] R. Singh, B.C. Pal and R.A. Jabr, "Distribution System State Estimation through Gaussian Mixture Model of the Load as Pseudo-Measurement", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 4, No. 1, pp. 50-59, January 2010.
- [118] G. Papaefthymiou, P.H. Schavemaker, L. van der Sluis, W.L. Kling, D. Kurowicka and R.M. Cooke, "Integration of Stochastic Generation in Power Systems", *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 28, No. 9, pp. 655-667, November 2006.
- [119] G. Valverde, A.T. Sarić and V. Terzija, "Stochastic Monitoring of Distribution Networks Including Correlated Input Variables", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 28, No. 1, pp. 246-255, February 2013.
- [120] A.K. Ghosh, D.L. Lubkeman, M.J. Downey and R.H. Jones, "Distribution Circuit State Estimation Using a Probabilistic Approach", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 45-51, February 1997.
- [121] M.K. Celik and W.H.E. Liu, "A Practical Distribution State Calculation Algorithm", *Proc. of IEEE Winter Meeting '99*, New York, N.Y, pp. 442-447, 1999.
- [122] D.L. Lubkeman, Z. Jianzhong, A.K. Ghosh and R.H. Jones, "Field Results for a Distribution Circuit State Estimator Implementation", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 15, No. 1, pp. 399-406, January 2000.
- [123] E. Farantatos, R. Huang, G.J. Cokkinides and A.P. Meliopoulos, "Implementation of a 3-phase State Estimation Tool Suitable for Advanced Distribution Management Systems", *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, pp. 1-8, March 2011.
- [124] A. Ranković, B.M. Maksimović and A.T. Sarić, "A Three-Phase State Estimation in Active Distribution Networks", *Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 54, No. 1, pp. 154-162, January 2014.
- [125] T. Niknam and B.B. Firouzi, "A Practical Algorithm for Distribution State Estimation Including Renewable Energy Sources", *Renewable Energy*, Vol. 34, No. 11, pp. 2309-2316, November 2009.
- [126] V. Thornley, N. Jenkins and S. White, "State Estimation Applied to Active Distribution Networks with Minimal Measurements", *15th PSCC Conference*, Liege, August 2005.

- [127] H.B. Sun and B.M. Zhang, "Global State Estimation for Whole Transmission and Distribution Networks", *Electric Power Systems Research*, Vol. 74, No. 2, pp. 187-195, May 2005.
- [128] С. Кањух, *Естимација стања дистрибутивних мрежа*, Магистарски рад, Факултет техничких наука, Нови Сад (Србија), 2012.
- [129] З. Симендић, Г. Швенда, В. Стрезоски и В. Мијатовић, "Верификација функције естимације стања у ЕД Сомбор", *Електропривреда*, Бр. 4, стр. 81-91. 2006.
- [130] G.N. Korres, N.D. Hatziaargyriou and P.J. Katsikas, "State Estimation in Multi-Microgrids", *European Trans. on Electrical Power*, Vol. 21, No. 2, pp. 1178-1199, March 2011.
- [131] Y. Hu, A. Kuh, Y. Tao and A. Kavcic, "A Belief Propagation based Power Distribution System State Estimator", *IEEE Comp. Intelligence Magazine*, Vol. 6, No. 3, pp. 36-46, August 2011.
- [132] E. Caro, A.J. Conejo and R. Minguez, "Power System State Estimation Considering Measurement Dependencies", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 24, No. 4, pp. 1875-1885, November 2009.
- [133] J.M. Morales, L. Baringo, A.J. Conejo and R. Minguez, "Probabilistic Power Flow with Correlated Wind Sources", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 4, No. 5, pp. 641-651, May 2010.
- [134] T. Kohonen, *Self-Organizing Maps*, Springer-Verlag, Berlin (Germany), 1995.
- [135] <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>
- [136] <http://energetski-poligon.scv.si/index.php/kazipot-po-ener-tockah>
- [137] A. Ranković, B.M. Maksimović, A.T. Sarić and U. Lukić, "ANNs-based Correlation of Measurements in Micro-Grid State Estimation", *International Trans. on Electrical Energy Systems*, Accepted for publication.
- [138] M.H. Beale, M.T. Hagan and H.B. Demuth, *Artificial Neural Network ToolboxTM User's Guide*, The MathWorks Inc., Natick (MA, USA), 2012.

10. ДОДАТАК

10.1. Нормална (Gauss-ова) расподела

Функција нормалне (Gauss-ове) расподеле је симетрична у односу на своју очекивану (средњу) вредност (μ), а степен њене дисперзије у околини очекиване вредности мери се стандардним одступањем, или (девијацијом) (σ).

Нормална (Gauss-ова) крива расподеле вероватноће за случајну променљиву x је

$$\varphi_x = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}; \quad -\infty < x < \infty, \quad (10.1)$$

где су:

μ – математичко очекивање, односно очекивана вредност променљиве x ;

σ – стандардно одступање, или девијација променљиве x .

Вероватноћа дешавања свих могућих случајних вредности променљиве x за нормалну (Gauss-ову) расподелу (површина испод криве φ_x) је

$$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx = 1. \quad (10.2)$$

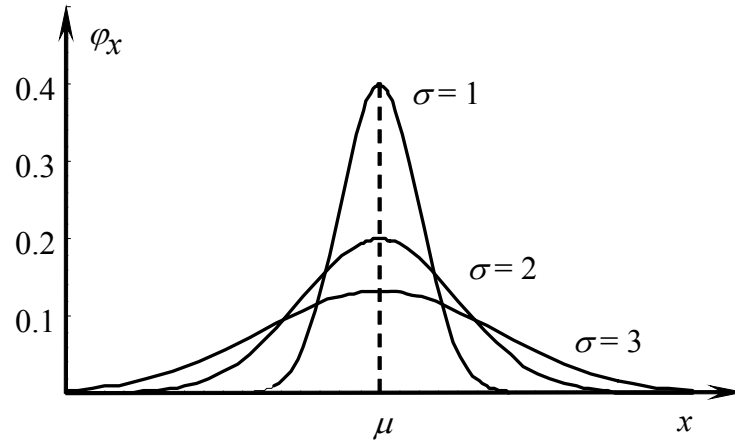
Овај интеграл често не може да се реши једноставно у аналитичкој форми, већ се углавном рачуна нумерички.

Типични облици кривих нормалне (Gauss-ове) расподеле приказани су на *Слици 10.1*.

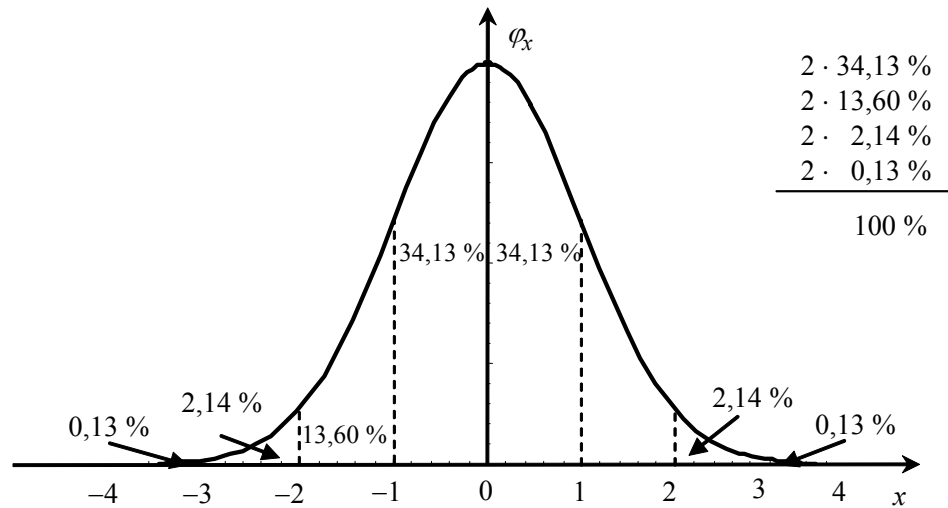
Уколико се очекивана вредност μ постави на нулу, тада је

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}}, \quad \text{где је } z = \frac{x-\mu}{\sigma}. \quad (10.3)$$

Сва одступања од очекиване вредности су сада представљена у односу на променљиву z и стандардно одступање (девијација) има вредност 1. Облик криве сада има стандардну форму и за свођење вредности z одговарајуће површине су приказане на *Слици 10.2*.



Слика 10.1: Типични облици кривих нормалне (Gauss-ове) расподеле.



Слика 10.2: Удео површина појединих интервала у укупној површини.

Естимиране (процењене) вредности параметара нормалне (Gauss-ове) расподеле означене су са $\hat{\mu}$, и могу се израчунати на основу следећих израза:

- естимирана очекивана вредност:

$$\hat{\mu} = \hat{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (10.4)$$

где су x_i , $i = 1, 2, \dots, n$ вредности у n тачака из расположивих података.

- естимиране вредности варијансе:

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{x})^2. \quad (10.5)$$

Након тако процењених параметара, може се приступити статистичкој обради резултата везаних за нормалну (Gauss-ову) расподелу.

У случају статичке естимације стања, случајна променљива (x) је вектор грешака мерења (e), који се моделује Gauss-овом функцијом густине расподеле вероватноће

$$\varphi_e = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^{\det\{\mathbf{R}\}}}} e^{-\frac{e^T \mathbf{R}^{-1} e}{2}} \quad (10.6)$$

10.2. Улазни подаци за тест систем IEEE-13 чворова

Детаљни улазни подаци (укључујући и параметре грана) у форми Matlab фајла за тест систем IEEE-13 чворова дати су на *Слици 10.3*.

Слика 10.3: Улазни подаци (укључујући и параметре грана) у форми Matlab фајла за тест систем IEEE-13 чворова

```
% Ulazni podaci za test sistem IEEE-13 cvorova

% PODACI O CVOROVIMA
% =====
% i          - Broj cvora
% Qc         - Kompenzacija u cvoru
% p, q       - Ukupno trofazno opterecenje
% tipmer     - Tip merenja
%           1 - Merenje u realnom vremenu
%           2 - Pseudo (na sinhronim distribuiranim generatorima)
%           3 - Pseudo (na potrosacima)
%           4 - Pseudo (na fotonaponskim distribuiranim generatorima)
%           5 - Pseudo (na induktivnim distribuiranim generatorima)
% p-q Faza a - Fazno opterecenje u fazi a [u kVA]
% p-q Faza b - Fazno opterecenje u fazi b [u kVA]
% p-q Faza c - Fazno opterecenje u fazi c [u kVA]

% i      Qc      p      q      tipmer      p-q Faza a      p-q Faza b      p-q Faza c
bus = [...
  1      0.0      0.0      0.0      1          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0;
  2      0.0      45.0     110.0     1          8.5          19.0          5.0          58.5         33.0         34.0;
  3      0.0      0.0      0.0      1          0.0          0.0          170.0         125.0         0.0          0.0;
  4      0.0      0.0      0.0      1          393.5        239.0         390.0         278.5         418.0        254.0;
% 5      0.0      0.0      0.0      1          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0;
  5      0.0     -30.00     0.0      4          -10.0          0.0          -10.0         0.0          -10.0         0.0;% tipm
3/4 (PV)
  6      0.0      230.0     132.0     3          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0;
  7      0.0      0.0      0.0      1          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0;
% 8      0.0      0.0      0.0      1          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0;
  8      0.0     -50.0     -10.0     5          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0          0.0;% tipm 3/5 (IG)
% 9      0.0      170.0     151.0     3          0.0          0.0          0.0          0.0          170.0         151.0;
```

Слика 10.3: Улазни подаци (укључујући и параметре грана) у форми Matlab фајла за тест систем IEEE-13 чворова – Наставак 1

```

9 0.0 260.0 180.0 3 0.0 0.0 0.0 0.0 170.0 151.0;
10 0.0 0.0 0.0 1 160.0 110.0 120.0 90.0 120.0 90.0;
11 0.0 170.0 80.0 3 0.0 0.0 0.0 0.0 170.0 80.0;
12 0.0 128.0 86.0 3 128.0 86.0 0.0 0.0 0.0 0.0;
% 13 0.0 0.0 0.0 1 485.0 190.0 68.0 60.0 290.0 212.0];
13 0.0 -90.0 -30.0 2 - 30.0 -10.0 -30.0 -10.0 -30.0 -10.0];% tipm 3/2
(SG)

mt=110/4.16;
zb=4.16*4.16/3; % Bazna impedansa
bus(:,3:4)=-bus(:,3:4)/Sbase;
bus(:,6:11)=-bus(:,6:11)/Sbase;

% PODACI O GRANAMA
% =====
% i, j - Pocetni i krajnji чворови гране
% L - Duzina гране
% rs, xs - Sopstvena otpornost i reaktansa voda (rii, xii) [u Ohm]
% rsc,xsc - Otpornost i reaktansa kratkog spoja transformatora [u microS]
% g, b - Otocna admitansa voda [u Ohm]
% (jednaka za sve faze i medjusobna impedansa zanemarena)
% g1,b1 - Otocna admitansa transformatora u direktnom redosledu
% rm, xm - Medjusobna otpornost i reaktansa voda (rij, xij) [u Ohm]
% - oko 2 puta manja nego sopstvena otpornost i reaktansa voda
% g0, b0 - Otocna admitansa transformatora u nultom redosledu
% TipGr - Tip гране
% 1 - Vod
% 2 - Transformator sprege Yd
% Postojece faze
% 1 - Postoji
% 2 - Ne postoji

% i j L rs(rsc) xs(xsc) g(g1) b(b1) rm(g0) xm(b0) TipGr Faze
line = [...
0 1 1.0 0.0346 0.2769 0.00 0.00 0.00 0.00 1 1 1 1;
1 2 1.0 0.1285 0.3893 0.00 0.00 0.0227 0.0605 1 1 1 1;
2 3 1.0 0.1257 0.1266 0.00 0.00 0.0189 0.0435 1 0 1 1;
2 4 1.0 0.0128 0.0389 0.00 0.00 0.0085 0.0227 1 1 1 1;
2 5 1.0 0.0709 0.1134 0.00 0.00 0.00 0.00 1 1 1 1;
3 6 1.0 0.0754 0.0759 0.00 0.00 0.0756 0.1739 1 0 1 1;
4 7 1.0 0.0754 0.0759 0.00 0.00 0.0378 0.0869 1 1 0 1;
4 8 1.0 0.0643 0.1947 0.00 0.00 0.00 0.00 1 1 1 1;
4 9 1.0 0.0001 0.0001 0.00 0.00 0.00 0.00 2 1 1 1;
5 10 1.0 0.3461 0.6922 0.00 0.00 0.00 0.00 2 1 1 1;
7 11 1.0 0.0754 0.0759 0.00 0.00 0.00 0.00 1 0 0 1;
7 12 1.0 0.2026 0.0771 0.00 0.00 0.00 0.00 1 1 0 0;
9 13 1.0 0.0747 0.0416 0.00 0.00 0.00 0.00 1 1 1 1];

```

Слика 10.3: Улазни подаци (укључујући и параметре грана) у форми Matlab фајла за тест систем IEEE-13 чворова – Наставак 2

```
[nline nlc] = size(line); % dimenzije matrice podataka o vodovima

for i=1:nline,
    line(i,4)=line(i,4)/zb;
    line(i,5)=line(i,5)/zb;
end

% PODACI O SINHRONIM GENERATORIMA
% =====
% i - Cvor generatora
% Z1 - Impedansa direktnog redosleda [u Ohm]
% Z2 - Impedansa inverznog redosleda [u Ohm]
% Z0 - Impedansa nultog redosleda [u Ohm]
% Zn - Impedansa izmedju neutralne tacke i zemlje [u Ohm]

% i    Z0      Z1      Z2      Zn
SG_data=[...
    13  0.0 20000.1  5000.0 5000.0  0.0 500.1  0.0 0.0];
SG_data(:,2:9)=SG_data(:,2:9)/zb;

% PODACI O FOTONAPONSKIM GENERATORIMA
% =====
% i - Cvor generatora
% Z1 - Impedansa direktnog redosleda [u Ohm]
% Z2 - Impedansa inverznog redosleda [u Ohm]
% Z0 - Impedansa nultog redosleda [u Ohm]
% Zn - Impedansa izmedju neutralne tacke i zemlje [u Ohm]

% i    Z0      Z1      Z2      Zn
PV_data=[...
    5  0.0 20000.1  5000.0 5000.0  0.0 500.1  0.0 0.0];
PV_data(:,2:9)=PV_data(:,2:9)/zb;

% PODACI O INDUKTIVNOM GENERATORU
% =====
% i - Cvor generatora
% Zr(Zs) - Impedansa rotora (statora) [u Ohm] (za Un_IG=0.69 kV)

% i      Zr      Zs
zb_IG=0.69*0.69/3;
IG_data=[...
    8  0.0759  0.23289  0.0708  0.07620];

IG_data(:,2:5)=IG_data(:,2:5)/zb_IG;

% PODACI O MERENJIMA U GRANAMA
% =====
```

Слика 10.3: Улазни подаци (укључујући и параметре грана) у форми Matlab фајла за тест систем IEEE-13 чворова – Наставак 3

```

% i, j - Pocetni i krajnji cvor grane
% PI, QI - Merenje trofaznog toka aktivne i reaktivne snage po grani
%          (ne koristi se u statickoj estimaciji stanja)
% II      - Merenje trofaznog toka struje po grani
%          (ne koristi se u statickoj estimaciji stanja)
% Pla, Qla - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza a)
% Plb, Qlb - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza b)
% Plc, Qlc - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza c)

% i j PI  QI  II  Pla  Qla  Plb  Qlb  Plc  Qlc
measurement_line = [...
0 1 0.00 0.00 0.00 810.00 490.00 910.00 660.00 970.00 510.00 ;
1 2 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
2 3 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
2 4 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
2 5 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
3 6 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
4 7 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
4 8 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
4 9 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
5 10 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
7 11 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
7 12 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
9 13 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00];
measurement_line(:,6:11)=measurement_line(:,6:11)/Sbase; % Normalizacija velicina
line(:,8:9) = 0; % Zanemarene medjusobne impedanse
    
```

10.3. Улазни подаци за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора

Улазни подаци у форми Matlab фајла за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора дати су на Слици 10.4. Треба напоменути да због количине улазних података детаљни подаци о чворовима (фајл '322_bus.txt') и гранама ('322_line.txt') у доњем програму нису дати у самој докторској дисертацији.

Слика 10.4: Улазни подаци у форми Matlab фајла за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора.

```

% Ulazni podaci o cvorovima i granama za realnu distributivnu mrežu od 322 cvora dati u
*.txt fajlu
bus=dlmread('322_bus.txt');
line=dlmread('322_line.txt');

% PODACI O CVOROVIMA
% =====
    
```

Слика 10.4: Улазни подаци у форми Matlab фајла за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора – Наставак 1

```

% i      - Broj cvora
% Qc     - Kompenzacija u cvoru
% p, q   - Ukupno trofazno opterecenje
% tipmer - Tip merenja
%       1 - Merenje u realnom vremenu
%       2 - Pseudo (na sinhronim distribuiranim generatorima)
%       3 - Pseudo (na potrosacima)
%       4 - Pseudo (na fotonaponskim distribuiranim generatorima)
%       5 - Pseudo (na induktivnim distribuiranim generatorima)
% p-q Faza a   - Fazno opterecenje u fazi a [u kVA]
% p-q Faza b   - Fazno opterecenje u fazi b [u kVA]
% p-q Faza c   - Fazno opterecenje u fazi c [u kVA]

bus([322:867],:)=[];
line([322:867],:)=[];
[nbus nlc] = size(bus); % dimenzije matrice podataka o cvorovima
[nline nlc] = size(line); % dimenzije matrice podataka o vodovima

bus(:,[3 4])= -bus(:,[3 4])*3;
for i =1:nbus
    if bus(i,3)==0 & bus(i,4)==0
        bus(i,6:11)=0.0;
        bus(i,5)=1;
    else
        bus(i,5)=3;
        bus(i,[6 8 10])=bus(i,3)/3;
        bus(i,[7 9 11])=bus(i,4)/3;
    end
end

% PODACI O FOTONAPONSKIM GENERATORIMA
% =====
% i      - Cvor generatora
% Z1     - Impedansa direktnog redosleda [u Ohm]
% Z2     - Impedansa inverznog redosleda [u Ohm]
% Z0     - Impedansa nultog redosleda [u Ohm]
% Zn     - Impedansa izmedju neutralne tacke i zemlje [u Ohm]
bus(50,3)=0.01; bus(50,4)=0.0; bus(50,5)=4;
bus(50,[6 8 10])=bus(50,3)/3; % Aktivna snaga
bus(50,[7 9 11])=0.0;      % Reaktivna snaga

% Podaci o merenjima u cvorovima u realnom vremenu
bus(91,5)=1; bus(91,[6 8 10])=bus(91,3)/3; bus(91,[7 9 11])=bus(91,4)/3;
bus(:,2)=0;
zb=4.16*4.16/3; % Bazna impedansa

```

Слика 10.4: Улазни подаци у форми Matlab фајла за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора – Наставак 2

```

% PODACI O GRANAMA
% =====
% i, j - Pocetni i krajnji cvorovi grane
% L - Duzina grane
% rs, xs - Sopstvena otpornost i reaktansa voda (rii, xii) [u Ohm]
% rsc,xsc - Otpornost i reaktansa kratkog spoja transformatora [u microS]
% g, b - Otocna admitansa voda [u Ohm]
%      (jednaka za sve faze i medjusobna impedansa zanemarena)
% g1,b1 - Otocna admitansa transformatora u direktnom redosledu
% rm, xm - Medjusobna otpornost i reaktansa voda (rij, xij) [u Ohm]
%      (oko 2 puta manja nego sopstvena otpornost i reaktansa voda)
% g0, b0 - Otocna admitansa transformatora u nultom redosledu
% TipGr - Tip grane
%      1 - Vod
%      2 - Transformator sprege Yd
% Postojece faze
%      1 - Postoji
%      2 - Ne postoji

% i j L rs(rsc) xs(xsc) g(g1) b(b1) rm(g0) xm(b0) TipGr Phases

line(:,1)=[];
line(:,[4 5])=line(:,[4 5])/5; % skalirano sa 5
line(:,[6:9])=0;
line(:,[10])=1; % sve grane su vodovi
line(:,[11:13])=1; % sve faze Postoje
for i=1:nbus
    if line(i,5)==0,
        line(i,5)=0.0001;
    end
end

% PODACI O SINHRONIM GENERATORIMA
% =====
% i - Cvor generatora
% Z1 - Impedansa direktnog redosleda [u Ohm]
% Z2 - Impedansa inverznog redosleda [u Ohm]
% Z0 - Impedansa nultog redosleda [u Ohm]
% Zn - Impedansa izmedju neutralne tacke i zemlje [u Ohm]

% i Z0 Z1 Z2 Zn

SG_data=[...
    13 0.0 20000.1 5000.0 5000.0 0.0 500.1 0.0 0.0];
SG_data(:,2:9)=SG_data(:,2:9)/zb;
SG_data=[];
    
```


Слика 10.4: Улазни подаци у форми Matlab фајла за реалну дистрибутивну мрежу од 322 чвора – Наставак 3

```

% PODACI O INDUKTIVNIM GENERATORIMA
% =====
% i   - Cvor generatora
% Zr(Zs) - Impedansa rotora (statora) [u Ohm] (za Un_IG=0.69 kV)
%   i       Zr           Zs
PV_data=[...
    50  0.0 20000.1  5000.0 5000.0  500.0 500.1  0.0 0.0];
PV_data(:,2:9)=PV_data(:,2:9)/zb;

% PODACI O INDUKTIVNIM GENERATORIMA
% =====
bus(18,3)=0.1; bus(18,[4 6:11])=0.0; bus(18,5)=5;
bus(19,3)=0.1; bus(19,[4 6:11])=0.0; bus(19,5)=5;
bus(20,3)=0.1; bus(20,[4 6:11])=0.0; bus(20,5)=5;
bus(21,3)=0.1; bus(21,[4 6:11])=0.0; bus(21,5)=5;
bus(22,3)=0.1; bus(22,[4 6:11])=0.0; bus(22,5)=5;

% i   - Cvor generatora
% Zr(Zs) - Impedansa rotora (statora) [u Ohm] (za Un_IG=0.69 kV)
%   i       Zr           Zs
zb_IG=0.69*0.69/3;
IG_data=[...
    18  0.0759  0.23289  0.0708  0.07620
    19  0.0759  0.23289  0.0708  0.07620
    20  0.0759  0.23289  0.0708  0.07620
    21  0.0759  0.23289  0.0708  0.07620
    22  0.0759  0.23289  0.0708  0.07620];
IG_data(:,2:5)=IG_data(:,2:5)/zb_IG;

% PODACI O MERENJIMA U GRANAMA
% =====
% i, j   - Pocetni i krajnji cvor grane
% PI, QI - Merenje trofaznog toka aktivne i reaktivne snage po grani
%         (ne koristi se u statickoj estimaciji stanja)
% II     - Merenje trofaznog toka struje po grani
%         (ne koristi se u statickoj estimaciji stanja)
% Pl a, Ql a - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza a)
% Pl b, Ql b - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza b)
% Pl c, Ql c - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza c)

% i j  PI  QI  II  Pl a  Ql a  Pl b  Ql b  Pl c  Ql c
measurement_line=zeros(nline,11);
measurement_line([1;2; 3],:)= [...
0  1  0.00  0.00  0.00  8860.00  1910.00  8860.00  1910.00  8860.00
1910.00;
1  2  0.00  0.00  0.00  5500.00  1200.00  5500.00  1200.00  5500.00
1200.00;
1  3  0.00  0.00  0.00  3400.00  680.00  3400.00  680.00  3400.00  680.00
];
measurement_line(:,6:11)=measurement_line(:,6:11)/Sbase; % Normalizacija velicina

```

10.4. Резултати статичке естимације стања за симетричну дистрибутивну мрежу од 322 чвора

Резултати статичке естимације стања за симетричну дистрибутивну мрежу дати су у следећим табелама:

Табела 10.1: Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима.

Табела 10.2: Мерене и естимиране снаге у чворовима.

Табела 10.3: Мерене и естимиране трофазне снаге дистрибуираних генератора.

Табела 10.4: Мерени и естимирани токови снага по гранама.

Табела 10.1: Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима.

Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]
0	1,000	0,000	32	0,995	-0,435	64	0,995	-0,432	96	0,990	-0,384
1	0,999	-0,026	33	0,995	-0,432	65	0,994	-0,431	97	0,994	-0,434
2	0,991	-0,745	34	0,994	-0,431	66	0,994	-0,430	98	0,994	-0,437
3	0,995	-0,434	35	0,995	-0,435	67	0,992	-0,400	99	0,991	-0,402
4	0,991	-0,746	36	0,993	-0,416	68	0,992	-0,400	100	0,995	-0,435
5	0,991	-0,746	37	0,995	-0,434	69	0,995	-0,434	101	0,992	-0,406
6	0,991	-0,746	38	0,992	-0,398	70	0,995	-0,435	102	0,995	-0,432
7	0,991	-0,746	39	0,995	-0,434	71	0,995	-0,434	103	0,994	-0,431
8	0,991	-0,747	40	0,995	-0,434	72	0,995	-0,434	104	0,994	-0,430
9	0,991	-0,744	41	0,991	-0,744	73	0,992	-0,405	105	0,994	-0,430
10	0,991	-0,745	42	0,991	-0,743	74	0,990	-0,731	106	0,995	-0,434
11	0,995	-0,433	43	0,991	-0,746	75	0,991	-0,744	107	0,995	-0,435
12	0,994	-0,433	44	0,991	-0,746	76	0,991	-0,747	108	0,991	-0,394
13	0,995	-0,435	45	0,991	-0,744	77	0,991	-0,746	109	0,995	-0,432
14	0,995	-0,432	46	0,991	-0,745	78	0,991	-0,746	110	0,991	-0,744
15	0,995	-0,434	47	0,991	-0,748	79	0,991	-0,744	111	0,991	-0,744
16	0,995	-0,433	48	0,991	-0,747	80	0,991	-0,744	112	0,991	-0,740
17	0,995	-0,434	49	0,991	-0,747	81	0,991	-0,749	113	0,988	-0,704
18	0,991	-0,744	50	0,991	-0,749	82	0,991	-0,749	114	0,991	-0,746
19	0,991	-0,746	51	0,989	-0,714	83	0,991	-0,747	115	0,991	-0,746
20	0,991	-0,744	52	0,991	-0,748	84	0,988	-0,704	116	0,991	-0,746
21	0,991	-0,747	53	0,991	-0,748	85	0,991	-0,747	117	0,990	-0,728
22	0,991	-0,747	54	0,991	-0,748	86	0,991	-0,748	118	0,990	-0,727
23	0,991	-0,748	55	0,987	-0,704	87	0,991	-0,750	119	0,991	-0,743
24	0,988	-0,711	56	0,988	-0,711	88	0,988	-0,709	120	0,991	-0,744
25	0,991	-0,747	57	0,995	-0,435	89	0,991	-0,749	121	0,991	-0,749
26	0,991	-0,747	58	0,994	-0,434	90	0,991	-0,749	122	0,991	-0,750
27	0,991	-0,744	59	0,994	-0,434	91	0,987	-0,663	123	0,991	-0,750
28	0,995	-0,434	60	0,994	-0,435	92	0,991	-0,749	124	0,991	-0,747
29	0,994	-0,433	61	0,993	-0,413	93	0,991	-0,748	125	0,991	-0,748
30	0,994	-0,434	62	0,995	-0,435	94	0,995	-0,435	126	0,991	-0,747
31	0,995	-0,435	63	0,995	-0,435	95	0,995	-0,436	127	0,988	-0,708

Табела 10.1: Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима – Наставак 1.

Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]
128	0,991	-0,751	170	0,988	-0,714	212	0,992	-0,412	254	0,994	-0,431
129	0,989	-0,721	171	0,995	-0,436	213	0,993	-0,413	255	0,994	-0,431
130	0,991	-0,75	172	0,995	-0,437	214	0,995	-0,435	256	0,992	-0,409
131	0,991	-0,749	173	0,994	-0,439	215	0,994	-0,431	257	0,995	-0,436
132	0,991	-0,749	174	0,992	-0,413	216	0,994	-0,431	258	0,995	-0,433
133	0,991	-0,749	175	0,995	-0,436	217	0,994	-0,431	259	0,995	-0,433
134	0,988	-0,717	176	0,995	-0,436	218	0,994	-0,431	260	0,991	-0,745
135	0,991	-0,398	177	0,992	-0,401	219	0,994	-0,431	261	0,990	-0,732
136	0,995	-0,436	178	0,994	-0,431	220	0,995	-0,436	262	0,991	-0,744
137	0,994	-0,438	179	0,994	-0,431	221	0,991	-0,394	263	0,991	-0,744
138	0,995	-0,435	180	0,994	-0,431	222	0,995	-0,433	264	0,989	-0,714
139	0,995	-0,435	181	0,993	-0,418	223	0,991	-0,397	265	0,987	-0,699
140	0,994	-0,424	182	0,995	-0,436	224	0,991	-0,745	266	0,991	-0,746
141	0,992	-0,407	183	0,995	-0,433	225	0,990	-0,734	267	0,991	-0,746
142	0,994	-0,431	184	0,995	-0,433	226	0,991	-0,744	268	0,991	-0,744
143	0,993	-0,413	185	0,991	-0,744	227	0,991	-0,744	269	0,989	-0,717
144	0,995	-0,436	186	0,990	-0,727	228	0,991	-0,744	270	0,988	-0,708
145	0,991	-0,4	187	0,991	-0,744	229	0,991	-0,746	271	0,988	-0,714
146	0,995	-0,433	188	0,991	-0,744	230	0,991	-0,746	272	0,991	-0,75
147	0,991	-0,744	189	0,991	-0,744	231	0,991	-0,746	273	0,988	-0,718
148	0,991	-0,744	190	0,991	-0,744	232	0,987	-0,698	274	0,991	-0,747
149	0,991	-0,744	191	0,991	-0,746	233	0,991	-0,744	275	0,991	-0,748
150	0,990	-0,727	192	0,991	-0,746	234	0,991	-0,75	276	0,991	-0,75
151	0,991	-0,746	193	0,989	-0,718	235	0,988	-0,712	277	0,987	-0,706
152	0,987	-0,694	194	0,991	-0,744	236	0,991	-0,75	278	0,988	-0,715
153	0,991	-0,743	195	0,991	-0,744	237	0,991	-0,75	279	0,991	-0,753
154	0,991	-0,743	196	0,991	-0,75	238	0,991	-0,747	280	0,991	-0,753
155	0,991	-0,744	197	0,988	-0,709	239	0,991	-0,75	281	0,991	-0,752
156	0,991	-0,75	198	0,991	-0,75	240	0,988	-0,714	282	0,995	-0,437
157	0,991	-0,75	199	0,991	-0,75	241	0,991	-0,747	283	0,992	-0,41
158	0,988	-0,707	200	0,991	-0,747	242	0,991	-0,753	284	0,994	-0,442
159	0,991	-0,75	201	0,991	-0,749	243	0,988	-0,711	285	0,991	-0,406
160	0,991	-0,747	202	0,991	-0,747	244	0,991	-0,751	286	0,990	-0,384
161	0,989	-0,727	203	0,989	-0,721	245	0,988	-0,717	287	0,995	-0,435
162	0,991	-0,748	204	0,991	-0,753	246	0,995	-0,437	288	0,995	-0,435
163	0,991	-0,747	205	0,987	-0,706	247	0,991	-0,401	289	0,994	-0,428
164	0,991	-0,752	206	0,991	-0,751	248	0,994	-0,441	290	0,994	-0,431
165	0,991	-0,751	207	0,989	-0,732	249	0,992	-0,417	291	0,994	-0,431
166	0,989	-0,721	208	0,988	-0,718	250	0,995	-0,435	292	0,994	-0,431
167	0,991	-0,749	209	0,995	-0,437	251	0,995	-0,435	293	0,995	-0,436
168	0,987	-0,705	210	0,991	-0,398	252	0,994	-0,431	294	0,994	-0,428
169	0,991	-0,75	211	0,994	-0,44	253	0,994	-0,431	295	0,993	-0,415

Табела 10.1: Мерени и естимирани комплексни напони (модули и фазни ставови) у чворовима – Наставак 2.

Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]	Чвор	V [r.j.]	θ [°]
296	0,995	-0,433	303	0,991	-0,746	310	0,991	-0,747	317	0,988	-0,721
297	0,991	-0,745	304	0,991	-0,746	311	0,990	-0,730	318	0,995	-0,437
298	0,990	-0,735	305	0,991	-0,744	312	0,991	-0,748	319	0,995	-0,437
299	0,991	-0,744	306	0,991	-0,744	313	0,991	-0,75	320	0,994	-0,442
300	0,991	-0,744	307	0,991	-0,744	314	0,991	-0,753	321	0,991	-0,408
301	0,987	-0,692	308	0,991	-0,75	315	0,989	-0,726			
302	0,991	-0,746	309	0,991	-0,747	316	0,991	-0,752			

Табела 10.2: Мерене и естимирани снаге у чворовима (снаге потрошње и генерисања се одузимају, како би се добило инјектирање снаге у чвор).

P - Потрошачки чвор

IG - Чвор са индуктивним генератором

PV - Чвор са фотонапонским панелом прикљученим на електроенергетску мрежу посредством уређаја енергетске електронике

rt - Чвор са мерењем у реалном времену

p - Чвор са псеудо мерењем

v - Чвор са виртуелним мерењем

Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације		Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације	
			P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]				P [kW]	Q [kVAr]		
1	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	27	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
2	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	28	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
3	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	29	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
4	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	30	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
5	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	31	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
6	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	32	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
7	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	33	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
8	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	34	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
9	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	35	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
10	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	36	P	p	201,00	40,20	201,25	40,31
11	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	37	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
12	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	38	P	p	108,00	21,60	108,13	21,66
13	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	39	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
14	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	40	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
15	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	41	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
16	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	42	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
17	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	43	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
18	IG	v	170,00	0,00	161,7	17,49	44	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
19	IG	v	170,00	0,00	161,7	17,47	45	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
20	IG	v	170,00	0,00	161,6	17,47	46	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
21	IG	v	170,00	0,00	161,7	17,48	47	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
22	IG	v	170,00	0,00	161,7	17,48	48	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
23	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	49	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
24	P	p	201,00	40,20	201,09	43,51	50	PV	v	-10,00	0,00	-8,30	1,70
25	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	51	P	p	132,00	26,40	132,07	28,57
26	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	52	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00

Табела 10.2: Мерене и естимиране снаге у чворовима (снаге потрошње и генерисања се одузимају, како би се добило инјектирање снаге у чвор) – Наставак 1.

Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације		Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације	
			P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]				P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
53	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	99	P	p	192,00	38,40	192,23	38,50
54	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	100	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
55	P	p	240,00	48,00	240,12	51,95	101	P	p	72,00	14,40	72,09	14,44
56	P	p	177,00	35,40	177,09	38,31	102	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
57	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	103	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
58	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	104	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
59	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	105	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
60	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	106	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
61	P	p	36,00	7,20	36,04	7,22	107	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
62	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	108	P	p	123,00	24,60	123,15	24,66
63	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	109	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
64	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	110	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
65	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	111	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
66	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	112	P	p	3,00	0,60	3,00	0,65
67	P	p	204,00	40,80	204,25	40,91	113	P	p	108,00	21,60	108,05	23,38
68	P	p	204,00	40,80	204,25	40,91	114	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
69	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	115	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
70	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	116	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
71	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	117	P	p	48,00	9,60	48,02	10,39
72	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	118	P	p	66,00	13,20	66,03	14,29
73	P	p	48,00	9,60	48,06	9,63	119	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
74	P	p	6,00	1,20	6,00	1,30	120	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
75	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	121	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
76	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	122	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
77	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	123	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
78	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	124	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
79	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	125	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
80	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	126	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
81	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	127	P	p	69,00	13,80	69,03	14,94
82	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	128	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
83	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	129	P	p	159,00	31,80	159,08	34,41
84	P	p	123,00	24,60	123,06	26,62	130	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
85	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	131	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
86	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	132	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
87	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	133	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
88	P	p	153,00	30,60	153,08	33,12	134	P	p	177,00	35,40	177,09	38,31
89	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	135	P	p	99,00	19,80	99,12	19,85
90	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	136	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
91	–	r	327,00	111,00	327,03	112,37	137	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
92	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	138	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
93	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	139	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
94	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	140	P	p	12,00	2,40	12,02	2,41
95	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	141	P	p	45,00	9,00	45,06	9,02
96	P	p	93,00	18,60	93,11	18,65	142	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
97	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	143	P	p	39,00	7,80	39,05	7,82
98	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	144	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00

Табела 10.2: Мерене и естимиране снаге у чворовима (снаге потрошње и генерисања се одузимају, како би се добило инјектирање снаге у чвор) – Наставак 2.

Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације		Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације	
			P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]				P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
145	P	p	66,00	13,20	66,08	13,23	191	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
146	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	192	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
147	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	193	P	p	12,00	2,40	12,01	2,60
148	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	194	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
149	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	195	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
150	P	p	9,00	1,80	9,00	1,95	196	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
151	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	197	P	p	207,00	41,40	207,10	44,80
152	P	p	99,00	19,80	99,05	21,43	198	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
153	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	199	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
154	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	200	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
155	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	201	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
156	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	202	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
157	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	203	P	p	45,00	9,00	45,02	9,74
158	P	p	123,00	24,60	123,06	26,62	204	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
159	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	205	P	p	183,00	36,60	183,09	39,61
160	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	206	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
161	P	p	102,00	20,40	102,05	22,08	207	P	p	66,00	13,20	66,03	14,29
162	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	208	P	p	177,00	35,40	177,09	38,31
163	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	209	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
164	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	210	P	p	75,00	15,00	75,09	15,04
165	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	211	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
166	P	p	168,00	33,60	168,08	36,36	212	P	p	177,00	35,40	177,22	35,49
167	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	213	P	p	39,00	7,80	39,05	7,82
168	P	p	246,00	49,20	246,12	53,25	214	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
169	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	215	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
170	P	p	177,00	35,40	177,09	38,31	216	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
171	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	217	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
172	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	218	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
173	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	219	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
174	P	p	138,00	27,60	138,17	27,67	220	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
175	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	221	P	p	261,00	52,20	261,32	52,34
176	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	222	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
177	P	p	96,00	19,20	96,12	19,25	223	P	p	21,00	4,20	21,03	4,21
178	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	224	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
179	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	225	P	p	15,00	3,00	15,00	3,25
180	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	226	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
181	P	p	69,00	13,80	69,08	13,84	227	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
182	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	228	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
183	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	229	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
184	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	230	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
185	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	231	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
186	P	p	45,00	9,00	45,02	9,74	232	P	p	90,00	18,00	90,04	8,44
187	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	233	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
188	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	234	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
189	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	235	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
190	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	236	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00

Табела 10.2: Мерене и естимиране снаге у чворовима (снаге потрошње и генерисања се одузимају, како би се добило инјектирање снаге у чвор) – Наставак 3.

Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације		Чвор	Тип чвора	Тип мерења	Мерења		Естимације	
			P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]				P [kW]	Q [kVAr]		
237	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	282	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
238	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	283	P	p	117,00	23,40	117,14	26,46
239	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	284	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
240	P	p	138,00	27,60	138,07	29,87	285	P	p	213,00	42,60	213,26	18,65
241	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	286	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
242	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	287	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
243	P	p	246,00	49,20	246,12	53,25	288	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
244	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	289	P	p	9,00	1,80	9,01	1,81
245	P	p	135,00	27,00	135,07	29,22	290	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
246	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	291	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
247	P	p	108,00	21,60	108,13	21,66	292	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
248	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	293	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
249	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	294	P	p	30,00	6,00	30,04	6,02
250	P	p	138,00	27,60	138,17	27,67	295	P	p	21,00	4,20	21,07	4,21
251	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	296	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
252	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	297	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
253	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	298	P	p	45,00	9,00	45,02	9,74
254	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	299	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
255	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	300	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
256	P	p	12,00	2,40	12,02	2,41	301	P	p	99,00	19,80	99,05	21,43
257	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	302	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
258	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	303	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
259	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	304	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
260	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	305	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
261	P	p	45,00	9,00	45,02	9,74	306	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
262	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	307	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
263	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	308	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
264	P	p	15,00	3,00	15,01	3,25	309	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
265	P	p	24,00	4,80	24,01	5,20	310	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
266	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	311	P	p	27,00	5,40	27,01	5,84
267	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	312	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
268	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	313	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
269	P	p	30,00	6,00	30,02	6,49	314	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
270	P	p	99,00	19,80	99,05	21,43	315	P	p	108,00	21,60	108,05	23,38
271	P	p	135,00	27,00	135,07	29,22	316	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
272	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	317	P	p	111,00	22,20	111,05	24,03
273	P	p	87,00	17,400	87,043	18,831	318	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
274	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	319	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
275	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	320	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00
276	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00	321	P	p	204,00	40,80	204,25	40,91
277	P	p	276,00	55,20	276,14	59,74							
278	P	p	15,00	3,00	15,01	3,25							
279	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00							
280	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00							
281	P	v	0,00	0,00	0,00	0,00							

Табела 10.3: Мерење и естимиране трофазне снаге дистрибуираних генератора.

Чвор	Трофазне снаге				Естимације фазне снаге					
	Мерења		Естимације		Фаза <i>a</i>		Фаза <i>b</i>		Фаза <i>c</i>	
	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]
Ветро електране										
18	300,00	0,00	291,11	-18,73	97,036	-6,244	97,036	-6,244	97,036	-6,244
19	300,00	0,00	291,11	-18,73	97,037	-6,243	97,037	-6,243	97,037	-6,243
20	300,00	0,00	291,11	-18,73	97,036	-6,244	97,036	-6,244	97,036	-6,244
21	300,00	0,00	291,11	-18,73	97,036	-6,245	97,036	-6,245	97,036	-6,245
22	300,00	0,00	291,11	-18,73	97,036	-6,246	97,036	-6,246	97,036	-6,246
Фотонапонска електрана										
50	30,00	0,00	24,90	-5,10	8,300	-1,700	8,300	-1,700	8,300	-1,700

Табела 10.4: Мерења и естимирани токови снага по гранама.

Грана	Мерења		Естимације		Грана	Мерења		Естимације	
	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]		<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]	<i>P</i> [kW]	<i>Q</i> [kVAr]
0-1	8860,00	1910,00	8865,24	1997,16	11-28	-	-	400,75	80,03
1-2	5500,00	1200,00	5449,25	1217,02	12-29	-	-	0,00	0,00
1-3	3400,00	680,00	3378,11	674,72	12-30	-	-	1160,00	231,75
2-4	-	-	258,84	55,86	13-31	-	-	36,12	7,22
2-5	-	-	304,26	65,59	13-32	-	-	301,39	60,16
2-6	-	-	198,70	42,86	14-33	-	-	0,00	0,00
2-7	-	-	1490,88	321,56	14-34	-	-	147,41	29,48
2-8	-	-	1186,59	255,95	15-35	-	-	409,82	81,82
2-9	-	-	2008,69	474,91	15-36	-	-	201,25	40,31
2-10	-	-	0,00	0,00	16-37	-	-	521,43	104,09
3-11	-	-	400,75	80,03	16-38	-	-	108,13	21,66
3-12	-	-	1160,10	231,80	17-39	-	-	42,16	8,42
3-13	-	-	337,52	67,39	17-40	-	-	48,19	9,62
3-14	-	-	147,43	29,48	18-41	-	-	6,01	1,30
3-15	-	-	611,44	122,14	18-42	-	-	252,75	54,55
3-16	-	-	629,92	125,76	19-43	-	-	108,45	23,38
3-17	-	-	90,38	18,05	19-44	-	-	195,78	42,21
4-18	-	-	258,80	55,85	20-45	-	-	66,13	14,29
5-19	-	-	304,25	65,59	20-46	-	-	132,54	28,57
6-20	-	-	198,67	42,86	21-47	-	-	692,76	149,38
7-21	-	-	692,76	149,39	22-48	-	-	123,52	26,62
7-22	-	-	798,08	172,13	22-49	-	-	674,52	145,49
8-23	-	-	984,79	212,41	23-50	-	-	852,28	183,81
8-24	-	-	201,10	43,50	23-51	-	-	132,06	28,57
8-25	-	-	0,00	0,00	26-52	-	-	481,49	103,92
9-26	-	-	1831,09	436,48	26-53	-	-	575,73	165,63
9-27	-	-	177,60	38,31	26-54	-	-	532,80	114,95

Табела 10.4: Мерени и естимирани токови снага по гранама – Наставак 1.

Грана	Мерења		Естимације		Грана	Мерења		Естимације	
	P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]		P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
26–55	–	–	240,12	51,95	62–100	–	–	229,10	45,72
27–56	–	–	177,09	38,31	62–101	–	–	72,09	14,44
28–57	–	–	400,75	80,02	64–102	–	–	0,00	0,00
30–58	–	–	0,00	0,00	65–103	–	–	12,02	2,41
30–59	–	–	93,54	18,65	66–104	–	–	45,15	9,02
30–60	–	–	1066,38	213,06	66–105	–	–	90,22	18,05
31–61	–	–	36,04	7,22	69–106	–	–	39,16	7,82
32–62	–	–	301,39	60,16	70–107	–	–	358,68	71,60
32–63	–	–	0,00	0,00	70–108	–	–	123,15	25,66
33–64	–	–	0,00	0,00	72–109	–	–	42,15	8,42
34–65	–	–	12,03	2,41	75–110	–	–	135,22	29,22
34–66	–	–	135,37	27,07	75–111	–	–	114,53	24,68
35–67	–	–	204,25	40,91	75–112	–	–	3,00	0,65
35–68	–	–	204,25	40,91	76–113	–	–	108,05	23,38
37–69	–	–	39,13	7,28	77–114	–	–	9,02	1,95
37–70	–	–	482,29	96,26	77–115	–	–	39,16	8,44
37–71	–	–	0,00	0,00	77–116	–	–	99,50	21,43
39–72	–	–	42,16	8,42	78–117	–	–	48,02	10,39
40–73	–	–	48,06	9,62	79–118	–	–	66,03	14,28
41–74	–	–	6,00	1,30	80–119	–	–	132,52	28,57
42–75	–	–	252,75	54,55	80–120	–	–	0,00	0,00
43–76	–	–	108,45	23,38	81–121	–	–	307,28	66,24
44–77	–	–	147,68	31,82	82–122	–	–	162,67	35,06
44–78	–	–	48,10	10,39	82–123	–	–	222,80	48,06
45–79	–	–	66,13	14,29	85–124	–	–	129,29	27,92
46–80	–	–	132,53	28,57	85–125	–	–	415,71	89,68
47–81	–	–	307,29	66,24	85–126	–	–	60,17	12,99
47–82	–	–	385,47	83,12	86–127	–	–	69,03	14,93
48–83	–	–	0,00	0,00	87–128	–	–	539,19	116,25
48–84	–	–	123,06	26,62	87–129	–	–	159,08	34,41
49–85	–	–	605,17	130,54	89–130	–	–	481,49	103,90
49–86	–	–	69,27	14,93	90–131	–	–	247,10	53,25
50–87	–	–	698,67	150,68	90–132	–	–	0,00	0,00
50–88	–	–	153,07	33,12	92–133	–	–	355,22	76,68
52–89	–	–	481,49	103,91	93–134	–	–	177,09	38,31
53–90	–	–	247,10	53,25	94–135	–	–	99,12	19,85
53–91	–	–	327,03	112,37	95–136	–	–	301,29	60,16
54–92	–	–	355,22	76,63	98–137	–	–	873,51	174,50
54–93	–	–	177,58	38,31	100–138	–	–	132,68	26,47
57–94	–	–	99,46	19,85	100–139	–	–	96,42	19,25
57–95	–	–	301,29	60,17	103–140	–	–	12,01	2,41
59–96	–	–	93,31	18,69	104–141	–	–	45,05	9,02
59–97	–	–	0,00	0,00	105–142	–	–	90,22	18,05
60–98	–	–	873,56	174,53	106–143	–	–	39,05	7,82
60–99	–	–	192,23	38,50	107–144	–	–	292,38	58,36

Табела 10.4: Мерени и естимирани токови снага по гранама – Наставак 2.

Грана	Мерења		Естимације		Грана	Мерења		Естимације	
	P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]		P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
107–145	–	–	66,08	13,23	149–190	–	–	0,00	0,00
109–146	–	–	42,15	8,42	151–191	–	–	15,05	3,25
110–147	–	–	135,22	29,22	151–192	–	–	24,11	5,19
111–148	–	–	15,02	3,25	153–193	–	–	12,01	2,60
111–149	–	–	39,16	8,44	154–194	–	–	90,40	19,48
114–150	–	–	99,51	21,43	154–195	–	–	30,08	6,49
115–151	–	–	9,00	1,95	156–196	–	–	99,42	21,43
116–152	–	–	39,16	21,43	156–197	–	–	207,10	44,80
119–153	–	–	12,03	2,60	157–198	–	–	39,15	8,44
119–154	–	–	120,48	25,97	159–199	–	–	222,80	48,05
120–155	–	–	0,00	0,00	160–200	–	–	27,05	5,84
121–156	–	–	307,28	66,24	162–201	–	–	415,70	89,61
122–157	–	–	39,15	8,44	163–202	–	–	15,05	3,25
122–158	–	–	123,06	26,62	163–203	–	–	45,02	9,74
123–159	–	–	222,80	48,05	164–204	–	–	355,35	76,63
124–160	–	–	27,05	5,84	164–205	–	–	183,09	39,61
124–161	–	–	102,05	22,08	165–206	–	–	246,82	53,25
125–162	–	–	415,70	89,62	165–207	–	–	66,03	14,28
126–163	–	–	60,18	12,99	169–208	–	–	177,09	38,31
128–164	–	–	539,19	116,24	172–209	–	–	255,93	45,12
130–165	–	–	312,96	67,54	172–210	–	–	75,09	15,04
130–166	–	–	168,08	36,36	173–211	–	–	557,35	111,31
131–167	–	–	0,00	0,00	173–212	–	–	177,22	35,49
131–168	–	–	246,12	53,24	175–213	–	–	39,05	7,82
133–169	–	–	177,58	38,31	178–214	–	–	93,55	18,65
133–170	–	–	177,09	38,31	178–215	–	–	9,01	1,80
136–171	–	–	0,00	0,00	178–216	–	–	0,00	0,00
136–172	–	–	301,29	60,16	179–217	–	–	0,00	0,00
137–173	–	–	735,01	146,81	179–218	–	–	0,00	0,00
137–174	–	–	138,19	27,67	180–219	–	–	12,04	2,41
138–175	–	–	39,13	7,82	182–220	–	–	30,06	6,02
138–176	–	–	93,55	18,65	182–221	–	–	261,32	52,34
139–177	–	–	96,12	19,25	184–222	–	–	21,06	4,21
142–178	–	–	9,01	1,80	184–223	–	–	21,03	4,21
142–179	–	–	0,00	0,00	185–224	–	–	90,13	19,48
142–180	–	–	12,04	2,41	187–225	–	–	15,01	3,25
142–181	–	–	69,08	13,84	188–226	–	–	0,00	0,00
144–182	–	–	292,38	58,35	189–227	–	–	99,50	21,43
146–183	–	–	0,00	0,00	190–228	–	–	0,00	0,00
146–184	–	–	42,15	8,42	191–229	–	–	15,05	3,25
147–185	–	–	90,13	19,48	192–230	–	–	24,11	5,19
147–186	–	–	45,02	9,74	192–231	–	–	0,00	0,00
148–187	–	–	15,02	3,25	194–232	–	–	90,04	19,48
148–188	–	–	0,00	0,00	195–233	–	–	30,08	6,49
149–189	–	–	99,50	21,43	196–234	–	–	99,42	21,43

Табела 10.4: Мерени и естимирани токови снага по гранама – Наставак 3.

Грана	Мерења		Естимације		Грана	Мерења		Естимације	
	P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]		P [kW]	Q [kVAr]	P [kW]	Q [kVAr]
198–235	–	–	39,02	8,44	242–279	–	–	0,00	0,00
198–236	–	–	135,50	29,22	242–280	–	–	108,31	23,38
199–237	–	–	87,29	18,83	244–281	–	–	111,35	24,03
200–238	–	–	27,05	5,84	246–282	–	–	0,00	0,00
201–239	–	–	277,20	59,74	246–283	–	–	117,14	23,46
201–240	–	–	138,07	29,87	248–284	–	–	204,89	40,91
202–241	–	–	15,05	3,25	248–285	–	–	213,26	42,71
204–242	–	–	108,31	21,66	250–286	–	–	93,11	18,65
204–243	–	–	246,12	53,24	251–287	–	–	0,00	0,00
206–244	–	–	111,35	24,03	251–288	–	–	0,00	0,00
206–245	–	–	135,07	29,22	252–289	–	–	9,01	1,80
209–246	–	–	117,44	23,46	253–290	–	–	0,00	0,00
209–247	–	–	108,13	21,66	254–291	–	–	0,00	0,00
211–248	–	–	418,86	83,62	255–292	–	–	0,00	0,00
211–249	–	–	138,17	27,67	257–293	–	–	0,00	0,00
214–250	–	–	93,55	18,65	257–294	–	–	30,04	6,02
214–251	–	–	0,00	0,00	258–295	–	–	21,03	4,21
215–252	–	–	9,01	1,80	259–296	–	–	0,00	0,00
217–253	–	–	0,00	0,00	260–297	–	–	0,00	0,00
217–254	–	–	0,00	0,00	260–298	–	–	45,02	9,74
219–255	–	–	0,00	0,00	262–299	–	–	0,00	0,00
219–256	–	–	12,01	2,41	263–300	–	–	0,00	0,00
220–257	–	–	30,06	6,02	263–301	–	–	99,05	21,43
222–258	–	–	21,06	4,21	266–302	–	–	0,00	0,00
222–259	–	–	0,00	0,00	266–303	–	–	0,00	0,00
224–260	–	–	45,06	9,74	267–304	–	–	0,00	0,00
224–261	–	–	45,02	9,74	268–305	–	–	0,00	0,00
227–262	–	–	0,00	0,00	268–306	–	–	0,00	0,00
227–263	–	–	99,50	21,43	268–307	–	–	0,00	0,00
229–264	–	–	15,01	3,25	272–308	–	–	0,00	0,00
230–265	–	–	24,01	5,19	274–309	–	–	0,00	0,00
231–266	–	–	0,00	0,00	274–310	–	–	0,00	0,00
231–267	–	–	0,00	0,00	275–311	–	–	27,01	5,84
233–268	–	–	0,00	0,00	275–312	–	–	0,00	0,00
233–269	–	–	30,01	6,49	276–313	–	–	0,00	0,00
234–270	–	–	99,05	21,43	280–314	–	–	0,00	0,00
236–271	–	–	135,07	29,22	280–315	–	–	108,05	23,38
237–272	–	–	0,00	0,00	281–316	–	–	0,00	0,00
237–273	–	–	87,04	18,83	281–317	–	–	111,05	24,02
238–274	–	–	0,00	0,00	282–318	–	–	0,00	0,00
238–275	–	–	27,06	5,84	282–319	–	–	0,00	0,00
239–276	–	–	0,00	0,00	284–320	–	–	0,00	0,00
239–277	–	–	276,13	59,74	284–321	–	–	204,25	40,91
241–278	–	–	15,01	3,25		–	–		

10.5. Улазни подаци за микро мрежу

Улазни подаци у форми Matlab фајла за 0,4 kV микро мрежу Електроенергетског полигона у Велењу, Словенија од 14 чворова дати су на *Слици 10.5*.

Слика 10.5: Улазни подаци у форми Matlab фајла за 0,4 kV микро мрежу Електроенергетског полигона у Велењу, Словенија од 14 чворова.

```
% Ulazni podaci za mikro mrežu Elektroenergetskog poligona u Velenju, Slovenija

% PODACI O CVOROVIMA
% =====
% i          - Broj cvora
% Qc         - Kompenzacija u cvoru
% p, q      - Ukupno trofazno opterećenje
% tipmer    - Tip merenja
%          1 - Merenje u realnom vremenu
%          2 - Pseudo (na sinhronim distribuiranim generatorima)
%          3 - Pseudo (na potrosacima)
%          4 - Pseudo (na fotonaponskim distribuiranim generatorima)
%          5 - Pseudo (na induktivnim distribuiranim generatorima)
% p-q Faza a - Fazno opterećenje u fazi a [u kVA]
% p-q Faza b - Fazno opterećenje u fazi b [u kVA]
% p-q Faza c - Fazno opterećenje u fazi c [u kVA]

bus = [...
1  0.0  0.0  0.0  1  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0;
% 2  0.0  390.0  0.0  3  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0;
% 3  0.0  800.0  0.0  3  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0];
2  0.0  600.0  0.0  3  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0;
3  0.0  450.0  0.0  3  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0];
mt=110/4.16;
zb=4.16*4.16/3; % Bazna impedansa

bus(:,3:4)=-bus(:,3:4)/Sbase;
bus(:,6:11)=-bus(:,6:11)/Sbase;

% PODACI O GRANAMA
% =====
% i, j      - Pocetni i krajnji cvorovi grane
% L         - Duzina grane
% rs, xs   - Sopstvena otpornost i reaktansa voda (rii, xii) [u Ohm]
% rsc,xsc  - Otpornost i reaktansa kratkog spoja transformatora [u microS]
% g, b     - Otocna admitansa voda [u Ohm]
%          (jednaka za sve faze i medjusobna impedansa zanemarena)
% g1,b1    - Otocna admitansa transformatora u direktnom redosledu
% rm, xm   - Medjusobna otpornost i reaktansa voda (rij, xij) [u Ohm]
%          (oko 2 puta manja nego sopstvena otpornost i reaktansa voda)
% g0, b0   - Otocna admitansa transformatora u nultom redosledu
```

Слика 10.5: Улазни подаци у форми Matlab фајла за ,4 kV микро мрежу Електроенергетског полигона у Велењу, Словенија од 14 чворова - Наставак 1

```

% TipGr - Tip grane
%      1 - Vod
%      2 - Transformator sprege Yd
% Postojece faze
%      1 - Postoji
%      2 - Ne postoji

% i j L      rs(rsc)      xs(xsc) g(g1) b(b1) rm(g0)      xm(b0) TipGr Phases
line = [...
%0 1 1.0      0          0.2769 0.00 0.00 0.00      0.00      1 1 0 0;
%1 2 1.0      0.1285    0.7893 0.00 0.00 0.0227    0.0605    1 1 0 0;
%1 3 1.0      0.1285    0.3893 0.00 0.00 0.0227    0.0605    1 1 0 0];
0 1 1.0      0          0.4    0.00 0.00 0.0      0.0605    1 1 0 0;
1 2 1.0      0          0.0003 0.00 0.00 0.00007   0.0005    1 1 0 0;
1 3 1.0      0          0.4    0.00 0.00 0.0      0.0605    1 1 0 0];
[nline nlc] = size(line); % dimenzije matrice podataka o vodovima

for i=1:nline,
    line(i,4)=line(i,4)/zb;
    line(i,5)=line(i,5)/zb;
end

% PODACI O SINHRONOM GENERATORU
% =====
% i - Cvor generatora
% Z1 - Impedansa direktnog redosleda [u Ohm]
% Z2 - Impedansa inverznog redosleda [u Ohm]
% Z0 - Impedansa nultog redosleda [u Ohm]
% Zn - Impedansa izmedju neutralne tacke i zemlje [u Ohm]

% i Z0 Z1 Z2 Zn
SG_data=[...
13 0.0 20000.1 5000.0 5000.0 0.0 500.1 0.0 0.0];

SG_data(:,2:9)=SG_data(:,2:9)/zb;
%SG_data=[];

% PODACI O FOTONAPONSKIM GENERATORIMA
% =====
% i - Cvor generatora
% Z1 - Impedansa direktnog redosleda [u Ohm]
% Z2 - Impedansa inverznog redosleda [u Ohm]
% Z0 - Impedansa nultog redosleda [u Ohm]
% Zn - Impedansa izmedju neutralne tacke i zemlje [u Ohm]

```

Слика 10.5: Улазни подаци у форми Matlab фајла за ,4 kV микро мрежу Електроенергетског полигона у Велењу, Словенија од 14 чворова - Наставак 2

```

% i      Z0      Z1      Z2      Zn
PV_data=[...
    5  0.0 20000.1  5000.0 5000.0  0.0 500.1  0.0 0.0];
PV_data(:,2:9)=PV_data(:,2:9)/zb;
%PV_data=[];

% PODACI O INDUKTIVNIM GENERATORIMA
% =====
% i      - Cvor generatora
% Zr(Zs) - Impedansa rotora (statora) [u Ohm] (za Un_IG=0.69 kV)

%      i      Zr      Zs

zb_IG=0.69*0.69/3;
IG_data=[...
%  8  0.00759  0.23289  0.00708  0.07620];
%  8  0.0759  0.23289  0.0708  0.07620];

IG_data(:,2:5)=IG_data(:,2:5)/zb_IG;
%IG_data=[];

% PODACI O MERENJIMA U GRANAMA
% =====
% i, j    - Pocetni i krajnji cvor grane
% PI, QI  - Merenje trofaznog toka aktivne i reaktivne snage po grani
%          (ne koristi se u statickoj estimaciji stanja)
% II     - Merenje trofaznog toka struje po grani
%          (ne koristi se u statickoj estimaciji stanja)
% Pl a, Ql a - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza a)
% Pl b, Ql b - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza b)
% Pl c, Ql c - Merenja toka aktivne i reaktivne snage (faza c)

% i j    PI    QI    II    Pl a    Ql a    Pl b    Ql b    Pl c    Ql c

measurement_line = [...
0 1 0.00 0.00 0.00 1200.00 240.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;%1200 220
1 2 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;
1 3 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 ;

measurement_line(:,6:11)=measurement_line(:,6:11)/Sbase; % Normalizacija velicina
line(:,8:9) = 0; % Zanemarene medjusobne impedanse

```