

УНИВЕРЗИТЕТ У БЕОГРАДУ
ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ФАКУЛТЕТ

Младен М. Остојић

**ДИГИТАЛНА ЗАШТИТА СИНХРОНИХ
ГЕНЕРАТОРА И МОТОРА ОД ИСПАДА
ИЗ СИНХРОНИЗМА И УЛАСКА
ГЕНЕРАТОРА У МОТОРНИ РЕЖИМ**

докторска дисертација

Београд, 2018.

UNIVERSITY OF BELGRADE
FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING

Mladen M. Ostojić

**DIGITAL PROTECTION OF
SYNCHRONOUS GENERATORS AND
MOTORS AGAINST OUT OF
SYNCHRONISM AND ENTRY OF
GENERATOR IN THE MOTORING MODE**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2018

ПОДАЦИ О МЕНТОРУ И ЧЛАНОВИМА КОМИСИЈЕ

Ментор:

Проф. др Јован Микуловић, ванредни професор,
Универзитет у Београду – Електротехнички факултет

Члан комисије:

Проф. др Зоран Стојановић, ванредни професор,
Универзитет у Београду – Електротехнички факултет

Члан комисије:

Проф. др Драган Тасић, редовни професор,
Универзитет у Нишу – Електронски факултет

Члан комисије:

др Жељко Ђуришић, доцент,
Универзитет у Београду – Електротехнички факултет

Члан комисије:

др Јелисавета Крстивојевић, доцент,
Универзитет у Београду – Електротехнички факултет

Датум одбране:

ДИГИТАЛНА ЗАШТИТА СИНХРОНИХ ГЕНЕРАТОРА И МОТОРА ОД ИСПАДА ИЗ СИНХРОНИЗМА И УЛАСКА ГЕНЕРАТОРА У МОТОРНИ РЕЖИМ

Резиме

У овој докторској дисертацији представљена су три алгоритма који заједно чине комплетну заштиту синхроног генератора од губитка синхронизма и уласка у моторни режим рада.

Први алгоритам развијен је са циљем да детектује појаву губитка побуде код синхроног генератора, пре него што генератор изгуби стабилност и испадне из синхронизма. Карактеристика реаговања реализована је у адмитантној равни у временском домену и усклађена је са погонским дијаграмом синхроног генератора. За реализацију карактеристике реаговања користе се улазни сигнали који су формиран на основу мерених вредности фазних напона и струја и директне реактансе генератора. Улазни сигнали се фазно пореде и на основу промене њиховог међусобног угла алгоритам препознаје појаву губитка побуде. Као показатељ губитка побуде уведен је индекс губитка побуде (*LOEI*) који представља интеграл производа два улазна сигнала на интервалу половине њихове периоде. Тестирање алгоритма извршено је на моделу тест мреже за два сценарија. У првом сценарију моделована је мрежа са хидрогенератором, а у другом сценарију кориштен је турбогенератор. Моделовање тест мреже извршено је у програмском пакету MATLAB/Simulink. Тестирање алгоритма извршено је за различите радне режиме синхроног генератора.

Други алгоритам има задатак да детектује губитак корака синхроног генератора који настаје као последица већих поремећаја у мрежи. Ове поремећаје обично изазивају кратки спојеви у близини сабирница генератора, а чије време искључења је веће од критичног времена искључења кратког споја. Алгоритам као мерене величине користи фазне напоне и струје у све три фазе. На основу познате

устаљене и транзијентне реактансе генератора и мерених величина струја и напона формирану су улазни сигнали алгоритма. Као улазни сигнали користе се тренутне вредности фазних напона и индукованих електромоторних сила. Применом дигиталне фазне компарације улазни сигнали се фазно пореде и на основу индекса губитка корака (*OSI*) алгоритам детектује губитак корака. Тестирање алгоритма извршено је на истом моделу мреже коришћеном за тестирања алгоритма за детекцију губитка побуде.

Трећи алгоритам служи за детекцију острвског рада синхроног генератора. Овај алгоритам може се применити у радијалним дистрибутивним мрежама на које су повезани синхрони генератори. Као улазне сигнале овај алгоритам користи фазне напоне мерене на сабирницама штићеног генератора и фазне напоне на страни главне мреже. Пошто се мерени напони налазе на различитим локацијама они морају бити синхронизовани. У дисертацији је приказана архитектура синхронизованог мерења напона, без посебног осврта на практичну реализацију. Овај алгоритам је такође базиран на примени дигиталне фазне компарације у временском домену. Као критеријум за детекцију острвског рада користи промену угла између напона генератора и напона мреже. Предложени алгоритам тестиран је на моделу радијалне дистрибутивне мреже са 17 водова, 17 потрошача и два синхрона генератора. Добијени резултати показују добра својства предложеног алгоритма. Инсталацијом уређаја за синхронизовано мерење на страни главне мреже и на локацијама на којима се налазе синхрони генератори може се обезбедити комплетан мониторинг дистрибутивне мреже са аспекта острвског рада.

Кључне речи: дигитална заштита, синхрони генератор, фазни компаратор, губитак побуде, губитак корака, острвски режим

Научна област: Техничке науке – Електротехника

Ужа научна област: Електроенергетски системи

УДК: 621.3

DIGITAL PROTECTION OF SYNCHRONOUS GENERATORS AND MOTORS AGAINST OUT OF SYNCHRONISM AND ENTRY OF GENERATOR IN THE MOTORING MODE

Abstract

In this doctoral dissertation, three algorithms are presented which together make complete protection of the synchronous generator against the loss of synchronism and entry in the motoring mode.

The first algorithm was developed in order to detect the occurrence of out of excitation of synchronous generator, before the generator loses stability and out of synchronism. The response characteristic is realized at the admittance level in the time domain and is matched to the synchronous generator capability diagram. In order to realize the response characteristics, input signals formed on the basis of measured values of the phase voltages and currents, as well as the direct generator reactance, are used. The input signals are phase compared and, based on their mutual angle change, the algorithm detects the occurrence of the loss of excitation. A loss of excitation index (*LOEI*) was introduced as an indicator, which represents integral of the product two input signals at the interval of their half period. The algorithm testing was performed on the test network model for two scenarios. In the first scenario, the network was modeled by the hydrogenerator, and in the second scenario, a turbogenerator was used. Test network modeling was performed by the MATLAB/Simulink software package. The algorithm testing was performed for different operating modes of the synchronous generator.

The second algorithm has the task of detecting the out of step of synchronous generator that occurs as a result of major network disruptions. These disorders are usually caused by short circuits in the vicinity of the generator busbars, whose clearing time is longer than the critical clearing time of short-circuit. The algorithm uses phase voltages and currents in all three phases as measured values. Based on the known

synchronous and transient reactance of the generator and the measured currents and voltages values, the input signals of the algorithm are formed. As input signals, actual values of phase voltages and induced electromotive forces are used. By applying digital phase comparison, the input signals are phase compared and, based on the out of step index (*OSI*), the algorithm detects the out of step. Algorithm testing was performed on the network model used to test the algorithm for detecting the loss of excitation.

The third algorithm serves for the islanding detection of synchronous generator. This algorithm can be applied in radial distribution networks to which synchronous generators are connected. As input signals, this algorithm uses the phase voltages measured on the generator busbars side and the phase voltages on the main network side. Since the measured voltages are located at different locations, they must be synchronized. The dissertation presents the architecture of synchronized voltage measurement, without special reference to practical implementation. This algorithm is also based on the application of digital phase comparisons in a time domain. As a criterion for the detection of islanding operation, it uses a change in the angle between the voltage of the generator and the voltage of the main network. The proposed algorithm was tested on the model of a radial distribution network with 17 lines, 17 consumers and two synchronous generators. The results obtained show the good properties of the proposed algorithm. By installing a synchronized measuring units on the main network side and in locations where synchronous generators are located, complete monitoring of the distribution network from the aspect of islanding operation can be provided.

Keywords: relay protection, synchronous generator, phase comparator, loss of excitation, out of step, islanding operation

Scientific area: Technical sciences – Electrical engineering

Specific scientific area: Power systems

UDK: 621.3

САДРЖАЈ

1. УВОД	1
1.1 Кварови и заштита синхроних генератора	2
1.2 Стање у области заштите од губитка побуде	3
1.3 Стање у области заштите од губитка корака.....	7
1.4 Стање у области заштите од острвског рада	9
1.5 Организација докторске дисертације	11
2. АСИНХРОНИ РЕЖИМ РАДА СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА	13
2.1 Губитак побуде синхроног генератора	14
последица промене напона и клизања.	20
2.2 Поремећаји у мрежи	21
2.3 Погрешна синхронизација.....	24
3. АНАЛИЗА МЕТОДА ЗА ЗАШТИТУ ОД ГУБИТКА ПОБУДЕ, ГУБИТКА КОРАКА И ОСТРВСКОГ РАДА	25
3.1 Методе за детекцију губитка побуде	25
3.1.1 Метода базирана на израчунавању импедансе	25
3.1.2 Адаптивна метода базирана на промени реактансе [13]	27
3.1.3 Метода базирана на примени фази логике [18].....	28
3.1.4 Метода базирана на промени реактивне снаге и напона генератора [24]29	
3.1.5 Метода базирана на брзини промене отпорности [29].....	29
3.2 Заштита од губитка корака.....	31
3.2.1 Импедантна метода	31
3.2.2 Центар њихања напона [42].....	32
3.2.3 Метода једнаких површина у временском домену [41]	34
3.2.4 Метода базирана на примени фази логике [48].....	35
3.3 Методе за детекцију острвског рада	35
3.3.1 Под/над фреквентни и под/над напонски релеји [60-62]	35
3.3.2 Метода базирана на промени угла напона [63-65].....	36
3.3.3 Метода базирана на брзини промене фреквенције [65-67]	37

3.3.4	Метода базирана на неуравнотежености напона и THD [69].....	38
3.3.5	Метода базирана на мониторингу импедансе система [71].....	39
4.	ДИГИТАЛНИ ФАЗНИ КОМПАРАТОР	41
4.1	Дигитална фазна компарација улазних сигнала.....	41
4.2	Једносмерна компонента у фазној струји	44
5.	АЛГОРИТАМ ЗА ДЕТЕКЦИЈУ ГУБИТКА ПОБУДЕ СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА	46
5.1	Карактеристика реаговања у адмитантној равни	47
5.2	Реализација карактеристике реаговања у временском домену	52
5.3	Тестирање алгоритма.....	54
5.3.1	Губитак побуде	56
5.3.2	Екстерни кратки спојеви у мрежи	59
6.	АЛГОРИТАМ ЗА ДЕТЕКЦИЈУ ГУБИТКА КОРАКА СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА	61
6.1	Модел турбогенератора	62
6.2	Модел хидрогенератора.....	64
6.3	Формирање алгоритма.....	66
6.4	Тестирање алгоритма.....	69
6.5	Компаративна анализа	74
7.	АЛГОРИТАМ ЗА ДЕТЕКЦИЈУ ОСТРВСКОГ РАДА СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА	77
7.1	Критеријуми за детекцију острвског рада	78
7.2	Синхронизовано мерење напона	81
7.3	Формирање алгоритма.....	82
7.4	Тестирање алгоритма.....	85
7.5	Компаративна анализа.....	94
8.	ЗАКЉУЧАК	96
	ЛИТЕРАТУРА	99
	Прилог 1 – Подаци о елементима тест мреже	111
	Прилог 2 – Подаци о елементима радијалне дистрибутивне мреже	113

1. УВОД

Електроенергетски систем (ЕЕС) је сложен систем који чине подсистеми производње, преноса, дистрибуције и потрошње електричне енергије. Крајњи циљ који се поставља пред ЕЕС јесте поуздано и квалитетно снабдевање потрошача електричном енергијом на широком географском подручју. Потребне потрошача за електричном енергијом мењају се током времена. Да би се обезбедила равнотежа снага унутар ЕЕС неопходан је баланс између производње, са једне стране и потрошње и губитака са друге стране. Промене оптерећења у већини случајева могу се унапред прогнозировать. Знатно већи проблем код нарушавања наведеног баланса представљају поремећаји у систему који имају за последицу испаде производних јединица или прекиде преносних путева. Када дође до појаве поремећаја кључни елемент за наставак нормалног рада ЕЕС представља одржавање стабилности које зависи од почетног стања система, као и величине и карактера поремећаја.

Анализа стабилности ЕЕС представља један од основних задатака који се постављају пред инжењере који се баве планирањем, експлоатацијом и управљањем ЕЕС. Стабилност ЕЕС може се дефинисати као способност тог система да остане у стању погонске равнотеже у нормалним радним условима и да после појаве одређених поремећаја поново дође у неко првобитно ново равнотежно стање. Нестабилност ЕЕС може се манифестовати на више различитих начина, зависно од конфигурације система и његовог погонског стања [1]. С обзиром да синхрони генератори представљају најчешће изворе електричне енергије у ЕЕС анализи њихове стабилности мора се посветити посебна пажња. Један од основних услова одржавања стабилности система јесте способност синхроних генератора да задрже синхронизам након настанка поремећаја. Поремећаји у ЕЕС по својој природи су непредвидиви догађаји. По свом карактеру поремећаји се могу поделити на мале и велике поремећаје. Велике

поремећаје изазивају испади великих производних јединица, испади трансформатора, испади значајних водова, итд. Способност система да се супротстави оваквим поремећајима зависи од великог броја фактора.

Заштита синхроних генератора представља један од кључних елемената који учествују у одржавању стабилности ЕЕС. Губитак синхронизма може изазвати значајна оштећења на самом генератору, што за последицу може имати прекиде у производњи електричне енергије и стварање додатних трошкова за поправку машине. Када генератор изгуби синхронизам поремећај се може проширити и на друге генераторе који су повезани на мрежу и у најгорем случају може доћи до распада целог ЕЕС. Због тога је потребно правовремено детектовати губитак синхронизма на генератору и искључити га са мреже.

1.1 Кварови и заштита синхроних генератора

Кварови синхроних генератора су ретка појава, али ако до њих дође могу изазвати дуге застоје у производњи електричне енергије јер због великих димензија синхроних генератора је тешко транспортовати, па се поправка обично изводи у самој електрани.

На синхронном генератору могу се појавити следећи кварови [2-4]:

- кратак спој између фаза статорског намотаја,
- кратак спој са земљом статорског намотаја,
- кратак спој између навојака једне фазе статорског намотаја,
- кратак спој са земљом побудног намотаја,
- кратак спој између навојака побудног намотаја.

Услед различитих кварова и поремећаја у мрежи на коју је генератор повезан могу се појавити такви погонски услови који не представљају квар на генератору, али могу изазвати значајна термичка, електрична и механичка напрезања како на самом генератору тако и на погонској турбини. До појаве опасног погонског стања може доћи нпр. због кратких спојева у близини генератора, несиметричног оптерећења, губитка побуде, прекида довода радног флуида погонској турбини, итд. Синхроних генератор није пројектован за трајан

рад у оваквим радним режимима, а као последица дужег рада генератора у опасним погонским условима долази до смањења радног века генератора, а у најгорем случају може доћи и до већих оштећења и квара синхроног генератора. Опасна погонска стања синхроног генератора су [2-4]:

- превелико струјно оптерећење,
- недозвољено загревање,
- велике струје кроз генератор услед екстерних кратких спојева,
- несиметрично оптерећење,
- превисок напон генератора,
- моторни рад генератора,
- асинхрони рад генератора,
- превелика брзина обртања.

За детекцију претходно наведених кварова и опасних погонских стања данас се углавном користе дигитални уређаји релејне заштите који садрже више заштитних функција. У овој дисертацији биће анализиран асинхрони рад синхроног генератора и заштита од овог опасног погонског стања. С обзиром да генератор може изгубити синхронизам због губитка побуде или услед поремећаја у мрежи, ова дисертација је усмерена у правцу заштите од губитка побуде и заштите од губитка корака. Према [5] заштита од губитка побуде примењује се код генератора снага $S_{Gn} > 5$ MVA, а заштита од губитка корака код генератора чије су снаге $S_{Gn} > 200$ MVA. Примена наведених заштита код генератора мањих снага је по избору.

1.2 Стање у области заштите од губитка побуде

Заштита од губитка побуде има задатак да детектује појаву губитка побуде код синхроног генератора пре него што он изгуби стабилност и испадне из синхронизма. У литератури се могу пронаћи различите методе које се користе за детекцију губитка побуде код синхроних генератора.

Старије заштите од губитка побуде биле су базиране на примени подструјних или поднапонских релеја прикључених у побудно коло. Међутим ови

релеји нису могли да разликују смањење побуде у нормалним радним условима и стварни губитак побуде [6].

Даљи развој заштите од губитка побуде ишао је у правцу примене метода базираних на процени импедансе синхроног генератора [7-9]. Ова метода израчунава импедансу на основу мерења струја и напона на крајевима генератора. Карактеристика реаговања реализована је у импедантној равни, а релеј детектује губитак побуде када радна тачка уђе у карактеристику реаговања. У [7] је приказана кружна (МНО) карактеристика у импедантној равни са једном зоном реаговања прилагођена параметрима генератора. Током времена, са развојем генератора мењали су се и њихови параметри. Импедантна заштита која користи МНО карактеристику и усмерени елемент приказана је у [8]. Заштита са две МНО карактеристике и временском координацијом приказана је у [9]. Импедантна метода је најчешће примењивана у пракси и представља конвенционалну методу за детекцију губитка побуде. Иако ова метода има најчешћу примену, при појави поремећаја у мрежи може доћи до непотребног реаговања. Због тога се уводи додатно временско кашњење.

Уместо мерења импедансе у [10] је приказана метода за детекцију губитка побуде базирана на мерењу адмитансе генератора са карактеристиком у G - B равни. Поред наведених могу се пронаћи и методе које користе карактеристике у P - Q и U - I равни [11]. Поређење метода са карактеристикама у R - X равни [8, 9], затим G - B , P - Q и U - I равни приказано је у [11]. Добијени резултати показали су да импедантна метода са усмереним елементом [8] у односу на поређене методе најбрже детектује појаву губитка побуде.

У [12] је предложено да се за детекцију губитка побуде и губитка синхронизма користи метода базирана на мерењу угла оптерећења и клизања s . Метода за детекцију губитка побуде која као критеријум користи промену реактансе приказана је у [13]. Проблем код ове методе може представљати подешавање које је зависно од параметара машине и система.

Метода приказана у [14, 15] за детекцију губитка побуде користи промену флукса мереног у ваздушном зазору генератора. Ова метода даје добре резултате, али захтева сензоре за мерење флукса, што јој компликује примену у мултифункционалним уређајима релејне заштите.

Са развојем дигиталних технологија почиње развој алгоритама базираних на примени интелигентних метода. Примена неуронских мрежа (*Artificial Neural Network* – ANN) за детекцију губитка побуде приказана је у [16, 17]. У [18] је приказана метода базирана на примени фази логике (*Fuzzy Logic* – FL). У [19] је приказан алгоритам за детекцију губитка побуде базиран на примени адаптивне неуро фази методе (*Adaptive Neuro Fuzzy Inference System* – ANFIS). Метода базирана на примени потпорних вектора (*Support Vector Machine* – SVM) приказана је у [20, 21]. Примена стабла одлучивања (*Decision Tree* – DT) за детекцију губитка побуде приказана је у [22]. Интелигентне методе приказане у [16-22] дају добре резултате, међутим оне захтевају знатан број података неопходних за тренинг, за све могуће сценарије губитка побуде, а то је сложен и дуготрајан поступак и то им отежава практичну примену.

Такође, неке методе као критеријум за детекцију губитка побуде користе реактивну снагу. У [23] приказана је метода која је базирана на мерењу смера и величине реактивне снаге коју генератор узима из мреже. Метода приказана у [24] за детекцију губитка побуде користи изводе напона и реактивне снаге генератора. Комбинована метода приказана у [25] као критеријум за детекцију губитка побуде користи комбинацију извода напона и реактивне снаге, као и промену Фуриеовог коефицијента трофазне активне снаге.

Примена уређаја за мерење фазора (*Phasor Measurement Unit* – PMU) за детекцију губитка побуде приказана је у [26, 27].

Адаптивна аналитичка метода за детекцију губитка побуде која користи МНО карактеристику и погонски дијаграм синхроног генератора приказана је у [28]. Базирана је на праћењу напона у реалном времену и на основу тога врши модификацију МНО карактеристике и прилагођава је тренутном радном режиму генератора.

Нова метода за детекцију губитка побуде базирана на промени отпорности која се одређује на основу мерења струја и напона на сабирницама генератора приказана је у [29]. Након губитка побуде овај параметар ће убрзо постати негативан. Међутим, измерена отпорност је осцилаторне природе због промене брзине повезане са фреквенцијом клизања и губитком побуде, чија фреквенција је око 2 Hz, па се предложени алгоритам може ресетовати и неће радити исправно.

Референце [30-35] приказују неке од последњих радова у којима су представљене нове методе за детекцију губитка побуде. У [30] приказана је аналитичка метода која је базирана на израчунавању индуковане ЕМС генератора. За одређивање угла оптерећења који се користи за израчунавање индуковане ЕМС неопходан је податак о брзини ротора, а то додатно усложњава примену ове методе у мултифункционалним уређајима релејне заштите. Методе приказане у [31, 32] за детекцију губитка побуде користе промену напона, струје, активне и реактивне снаге и угла оптерећења генератора. На основу наведених величина израчунава се индекс LFDI (*Loss of Field Detection Index*) који представља показатељ губитка побуде. Метода која као улазну величину користи само струју статора приказана је у [33]. Аналитичким поступком израчунава се други извод струје статора и на основу његовог знака детектује се губитак побуде. Метода за детекцију губитка побуде базирана на процени флукса приказана је у [34]. Детекција губитка побуде на основу процене сигнала са ротора приказана је у [35].

У [36] извршено је поређење метода приказаних у [8, 9, 13, 18, 24, 28, 29]. На основу спроведене анализе утврђено је да методе приказане у [24, 28] нису најбрже, али дају одличне резултате током потпуног и делимичног губитка побуде. Методе приказане у [8, 18, 24, 28] показале су добре резултате током стабилног љуљања снаге. Такође, код конвенционалних метода приказаних у [8, 9] уочен је проблем са детекцијом делимичног губитка побуде. Метода приказана у [29] једина је у свим тестираним случајевима детектовала губитак побуде, међутим, непотребно је реаговала у неким случајевима при појави стабилног љуљања снаге.

На основу досадашњих сазнања могу се извести основни захтеви које заштита од губитка побуде мора да испуни. Заштита од губитка побуде мора да детектује губитак побуде синхроног генератора при свим радним режимима генератора, пре него што он изгуби стабилност и испадне из синхронизма. Неке методе имају проблем да детектују губитак побуде при малим оптерећењима генератора или проблем да детектују губитак побуде при раду генератора у компензаторском режиму. Такође, један од највећих изазова са којим се сусреће заштита од губитка побуде јесте утицај поремећаја у мрежи. Ово је нарочито

карактеристично за појаву стабилног љуљања снаге и губитак корака јер тада може доћи до лажне прораде заштите и непотребног искључења генератора са мреже. У таквим режимима заштита од губитка побуде не сме да реагује.

Алгоритам за заштиту од губитка побуде приказан у овој дисертацији базиран је на примени дигиталне фазне компарације у временском домену.

1.3 Стање у области заштите од губитка корака

Најчешће примењивана метода за детекцију губитка корака базирана је на израчунавању импедансе на месту уградње релеја. То су углавном дистантни релеји са различитим облицима карактеристика. У [5, 37, 38] приказане су најчешће кориштене карактеристике реаговања у $R-X$ равни (блиндер, кружна, полигонална, квадрилатерарна, итд.). Да би релеј детектовао поремећај потребан је одговарајући број пролазака кроз импедантну карактеристику. Релеј мери време од тренутка уласка до тренутка изласка из карактеристике и упоређује га са подешеним временом. При губитку корака прелазна појава се дешава споро за разлику од кратких спојева код којих су прелазне појаве доста брже.

Поред најчешће примењиване импедантне методе у литератури се може пронаћи читав низ различитих метода за детекцију губитка корака.

У [39-41] приказани су различити приступи које користи метода базирана на критеријуму једнаких површина. Ова метода често се користи за анализу прелазне стабилности ЕЕС. Стабилност система процењује се на основу поређења површина изнад и испод P_m криве у $P-\theta$ равни. Ако је метода једнаких површина реализована у $P-\theta$ домену неопходна је информација о углу оптерећења на оба краја вода, што намеће потребу за синхронизацијом напона који се налазе на различитим локацијама. Наведени недостатак отклоњен је модификацијом ове методе и представљањем у временском домену [41].

Детекција губитка корака применом центра њихања напона (*Swing Centre Voltage* - SCV) приказана је у [42]. SCV представља напон који се има у виртуелном центру двомашинског система. Када је систем стабилан центар њихања се налази на месту система где је амплитуда напона једнака нули при углу снаге од 180° .

Са напретком дигиталних технологија развијен је велики број метода базираних на примени рачунарске интелигенције. Различити приступи примене неуронских мрежа за детекцију губитка корака приказани су у [43-46]. Детекција губитка корака базирана на примени фази логике приказана је у [47, 48]. Примена стабла одлучивања за детекцију губитка синхронизма предложена је у [49]. Како би били обухваћени сви могући сценарији љуљања снаге и губитка корака ове методе захтевају велики број података за тренинг, што захтева знатан број симулација и то им отежава практичну примену.

У [50] предложена је метода која користи угао оптерећења и угаону брзину генератора. На бази наведених величина израчунава се индекс који детектује губитак корака на основу препознавања карактеристике на површини на којој лежи радна тачка. Метода базирана на хеуристичком алгоритму која користи угао оптерећења и угаону брзину генератора приказана је у [51]. У референци [52] приказана је метода базирана на три импедантног елементу и примени методе најмањих квадрата. Примена *wavelet* трансформације за детекцију губитка корака приказана је у [53, 54]. У [55] представљена је *wavelet* енергетска функција која разликује стабилно и нестабилно љуљање снаге на основу *wavelet* базираног угла снаге. Метода приказана у [56] користи дигитални филтер базиран на дискретној Фуријеовој трансформацији (*Discrete Fourier Transform – DFT*) за израчунавање фреквенције синусног напона. На основу одступања фреквенције процењује се угао оптерећења генератора који се даље користи у $P-\theta$ равни за детекцију губитка корака. Техника која користи трајекторију у равни угаоне брзине и угла оптерећења генератора приказана је у [57].

Неки аутори предлажу алгоритме који поред мерења струја и напона захтевају и мерења неких других величина генератора као што су угаона брзина ротора, флуks у ваздушном зазору, итд. У [58] приказана је метода базирана на мерењу угаоне брзине ротора помоћу PMU. Метода приказана у [59] детектује губитак корака на основу мерења флуksа у ваздушном зазору. Ове методе дају добре резултате, али због потребе за додатном опремом њихова примена у мултифункционалним уређајима релејне заштите је компликована.

Основни задатак који се поставља пред заштиту од губитка корака јесте да она мора поуздано да ради при режимима са стабилним љуљањем снаге, када она

не треба да реагује и режима када је дошло до губитка корака и испада генератора из синхронизма, и она тада мора брзо да реагује. Брзина детекције губитка корака мора да буде таква да заштита искључи генератор са мреже у што краћем року, како би се предупредило оштећење генератора и евентуално проширење поремећаја на остатак ЕЕС.

1.4 Стање у области заштите од острвског рада

У литератури се може пронаћи пуно различитих метода за детекцију острвског рада дистрибуираних генератора (ДГ). Неке методе за детекцију острвског рада су универзалне и могу се применити код различитих типова ДГ, док су неке методе ограничене само за одређене типове ДГ, нпр. фотонапонске панеле, синхроне генераторе, итд. Методе за детекцију острвског рада могу се поделити на локалне, интелигентне и удаљене. Локалне методе могу се даље поделити на пасивне, активне и хибридне методе.

Пасивне методе базиране су на мерењу једног или више параметара система као што су струја, напон, фреквенција, активна и реактивна снага, итд. Недостатак ових метода је нешто већа област нереаговања у режимима када је неуравнотеженост снага производње и потрошње мала. Неке пасивне методе базиране су на под/над фреквентним (*under/over frequency* – UF/OV) и под/над напонским (*under/over voltage* – UV/OV) релејима [60-62], промени фазног угла напона (*Vector Surge* – VS) [63-65], брзини промене фреквенције (*Rate of Change of Frequency* – ROCOF) [65-67], брзини промене фреквенције преко снаге (*Rate of Change of Frequency over Power* – ROCOFOP) [68], дебалансу напона и тоталној хармонијској дисторзији струје (*Total Harmonic Distortion* – THD) [69], брзини промене активне снаге (*Rate of Change of Active Power* – ROCOAP) [70], праћењу импедансе извора [71], итд.

Активне методе базиране су на инјектирању мањих поремећаја у мрежу. При појави острвског рада инјектирани поремећаји постају значајнији и на основу повратне информације о нивоу поремећаја заштита детектује острвски рад. Недостатак активних метода је интеракција са мрежом, јер инјектирањем одређених поремећаја у мрежу смањује се квалитет напона, погоршава се

стабилност система, итд. У ову групу сврставају се методе базиране на Санадиа промени фреквенције [72], Санадиа промени напона [73], инјектирању струје [74], инјектирању негативне компоненте струје [75], инјектирању негативне компоненте напона [76], инјектирању високофреквентног (ВФ) сигнала [77], итд.

Хибридне методе представљају комбинацију активних и пасивних метода. Комбинацијом активних и пасивних метода уважавају се њихове добре особине, а одбацују лоше особине. У ову групу могу се сврстати методе базиране на дебалансу напона и фреквенције [78], густини спектра снаге и померању фреквенције [79], брзини промене напона и стварној промени снаге [80] и брзини промене реактивне снаге и стратегији повезивања оптерећења [81].

Интелигентне методе појавиле су се последњих година са развојем рачунарских и дигиталних технологија. Овој групи припадају методе базиране на примени фази логике [82], стабла одлучивања [83], просторних вектора [84, 85], неуронских мрежа [86] и адаптивне неуро фази логике [87]. Такође, неки радови предлажу комбинацију претходно набројаних интелигентних метода.

Удаљене методе базиране су на екстерној комуникацији преко телекомуникационе везе између ДГ и локација у мрежи на којима се налазе прекидачи. Одликује их висок ниво поузданости у односу на локалне методе јер се мониторинг стања прекидача обавља преко централног система. Међутим, инсталација сензора и комуникационог система је скупа, што представља главни недостатак ових метода. У удаљене методе могу се сврстати и методе базиране на примени РМУ [88-90].

На основу прегледа литературе може се закључити да главни проблем који постоји код заштите од острвског рада представља област нереаговања, односно немогућност детекције острвског рада у режимима када је разлика између снага производње и потрошње у острвском делу мреже мала. Истраживачи који развијају нове методе за детекцију острвског рада теже да максимално смање област нереаговања или да је сведу на нулу. Време детекције острвског рада такође је један од битних елемената код овог типа заштите. Брзина детекције острвског рада нарочито је битна код пролазних кратких спојева, јер генератор мора да буде искључен пре асинхроног повезивања на мрежу, након деловања аутоматског поновног укључења (АПУ-а).

1.5 Организација докторске дисертације

Докторска дисертација подељена је у осам поглавља.

У првом поглављу приказана су уводна разматрања везана за кварове и заштиту синхроних генератора. Детаљно је приказан преглед литературе и стања у области заштите синхроних генератора од губитка побуде, губитка корака и заштите од острвског рада.

Друго поглавље бави се проблематиком асинхроног рада синхроног генератора. Описани су узроци настајања асинхроног рада, анализиран је рад синхроног генератора у асинхроном режиму рада, а посебан акценат стављен је на опасности и евентуалне последице које може проузроковати ово опасно погонско стање.

У трећем поглављу приказане су најчешће кориштене методе за детекцију губитка побуде, губитка корака и детекцију острвског рада. Анализиран је њихов рад и указано је на евентуалне недостатке који их карактеришу.

Четврто поглавље приказује примену дигиталне фазне компарације у области релејне заштите, са посебним освртом на примену у области заштите синхроних генератора од губитка синхронизма.

У петом поглављу приказан је алгоритам за детекцију губитка побуде синхроног генератора. Објашњени су критеријуми на којима је базиран рад предложеног алгоритма. Извршено је детаљно тестирање алгоритма и приказани су добијени резултати са коментарима и закључцима.

Шесто поглавље приказује алгоритам за детекцију губитка корака синхроног генератора. Изведене су једначине за индуковану електромоторну силу за моделе турбогенератора и хидрогенератора и приказана је њихова имплементација у нови алгоритам. Извршено је тестирање предложеног алгоритма, представљени су добијени резултати и упоређени су са конвенционалном методом за детекцију губитка корака.

У седмом поглављу приказан је алгоритам за детекцију острвског рада синхроног генератора. Објашњени су критеријуми на којима је базиран рад предложеног алгоритма. Описана је структура синхронизованог мерења напона и њена

имплементација у нови алгоритам. Приказано је детаљно тестирање развијеног алгоритма са анализом остварених резултата.

У осмом поглављу дат је закључак докторске дисертације, са посебним освртом на остварене научне доприносе и евентуалну примену у пракси.

Циљеви истраживања

Прегледом постојећих метода за заштиту синхроних генератора од губитка синхронизма могу се поставити основни циљеви ове докторске дисертације:

- развој нових алгоритма базираних на примени дигиталне фазне компарације у временском домену,
- лако подешавање области реаговања предложених алгоритама,
- поуздан и сигуран рад предложених алгоритама при различитим радним режимима синхроног генератора,
- поуздан и сигуран рад алгоритама при поремећајима у мрежи,
- кратко време реаговања.

2. АСИНХРОНИ РЕЖИМ РАДА СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА

Асинхрони рад синхроног генератора представља опасан погонски режим у који синхрони генератор може ући услед губитка побуде или поремећаја у мрежи. Рад генератора у оваквом режиму је непожељан и опасан како за сам генератор тако и за ЕЕС и потрошаче. Ниво опасности којој је генератор изложен зависи од врсте и саме изведбе генератора.

Прва теоријска и експериментална истраживања, као и практична примена асинхроног рада синхроног генератора спроведена су у бившем СССР-у шездесетих и седамдесетих година прошлог века. Интересовање за ову проблематику касније се проширило и на остале државе, што је посебно разматрано у чланцима IEEE и на саветовањима CIGRE [92-99]. Важећи међународни и домаћи прописи и стандарди не третирају асинхрони рад синхроног генератора, са аспекта забране и временског ограничења. Према ранијим истраживањима и препорукама приказаним у [95, 97, 99] многе државе примењују различита практична правила везана за асинхрони рад синхроног генератора. Асинхрони рад турбогенератора у Русији је дозвољен и временски је ограничен на 15 минута, при чему активно оптерећење не треба да пређе вредност $0.4P_n$. У Великој Британији асинхрони рад је дозвољен, уколико је то неопходно, а као ограничење предложено је временско трајање до 10 минута и услов да струја статора не пређе номиналну вредност. Пракса која се примењује у Чешкој ограничава асинхрони рад турбогенератора на 15 минута, уз ограничење активног оптерећења на вредност $0.3P_n$. Асинхрони рад турбогенератора у Швајцарској такође је дозвољен, при оптерећењу $0.8P_n$ уз временско ограничење од 10 минута, док при оптерећењу $0.5P_n$ генератор може асинхроно радити до 20 минута. Турбогенератори у Немачкој могу асинхроно радити 1 до 2 часа, под условом да струја статора не пређе номиналну вредност, док је при активном оптерећењу од $0.5P_n$ асинхрони рад ограничен на 2 минута.

Истраживања везана за асинхрони рад синхроних генератора у Србији спроведена су у [100]. Према наведеним истраживањима дозвољава се краткотрајан рад турбогенератора у асинхронном режиму уколико је $I_{as,sr} \leq 1.1I_n$.

Према последњим истраживањима у Индији приказаним у [101] препоручује се да при асинхронном раду турбогенератора услед губитка побуде, асинхрона снага буде смањена на 60 % номиналне вредности у току 30 s, затим да се даље смањи на 40 % номиналне вредности у току 90 s и да се у наредних 15÷20 минута покуша ресинхронизација генератора. Уколико у наведеном периоду не успе ресинхронизација генератора неопходно је његово искључење са мреже.

Ако се узме у обзир да асинхрони рад синхроног генератора може бити забрањен или ограничен, временски и по оптерећењу, то намеће потребу за заштитом од губитка побуде и заштитом од асинхроног рада које ће правовремено детектовати поремећај и послати сигнал за аларм или искључење генератора са мреже.

2.1 Губитак побуде синхроног генератора

Побудни систем синхроног генератора има задатак да обезбеди енергију магнетном пољу које одржава генератор у синхронизму са ЕЕС. Поред одржавања генератора у синхронизму, побудни систем такође утиче на количину реактивне енергије коју генератор троши или производи. Повећањем побудне струје повећава се производња реактивне енергије. Смањење побуде имаће супротан ефекат, и у екстремним случајевима може изазвати губитак синхронизма генератора са ЕЕС-ом. Уколико генератор ради у острвском раду, повећање побуде проузроковаће повећање напона на сабирницама генератора, а при смањењу побуде ефекат је обрнут [102].

У циљу регулације напона и реактивних снага у ЕЕС синхрони генератори понекад морају да раде у подпобуђеном режиму. Овакав начин регулације напона и реактивних снага не захтева битна финансијска улагања, али постоје одређена ограничења и проблеми који се могу појавити при раду генератора у подпобуђеном режиму. Рад генератора у оваквом режиму ограничен је границом статичке стабилности, затим минималном и максималном активном снагом и

границом додатног загревања чеоног дела генератора. Подручје рада у подпобуди ограничено је лимитером подпобуде који је подешен тако да одржи радни режим генератора унутар његовог погонског дијаграма. Заштита од губитка побуде подешава се тако да обезбеди рад генератора у оквиру његових могућности у подпобуђеном режиму.

Синхрони генератор може изгубити побуду због квара или поремећаја у побудном колу и систему аутоматске регулације напона (прекиди, кратки спојеви, земљоспојеви, итд.) или због погрешне манипулације.

При анализи губитка побуде код синхроног генератора, полази се од општих једначина за активну и реактивну снагу синхроног генератора. Активна и реактивна снага синхроног хидрогенератора дефинисане су следећим једначинама [103]:

$$P = \frac{E_q U}{X_d} \sin \theta + U^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \frac{\sin 2\theta}{2} \quad (2.1)$$

$$Q = \frac{E_q U}{X_d} \cos \theta - U^2 \left(\frac{\sin^2 \theta}{X_q} + \frac{\cos^2 \theta}{X_d} \right) \quad (2.2)$$

где су E_q – електромоторна сила услед побуде генератора, U – напон на крајевима генератора, θ – угао оптерећења, X_d и X_q – синхроне реактансе по d и q оси.

Синхроне реактансе синхроног турбогенератора по d и q оси су приближно једнаке, односно $X_d \cong X_q$, па једначине за активну и реактивну снагу добијају следећи облик [103]:

$$P = \frac{E_q U}{X_g} \sin \theta \quad (2.3)$$

$$Q = \frac{E_q U}{X_g} \cos \theta - \frac{U^2}{X_g} \quad (2.4)$$

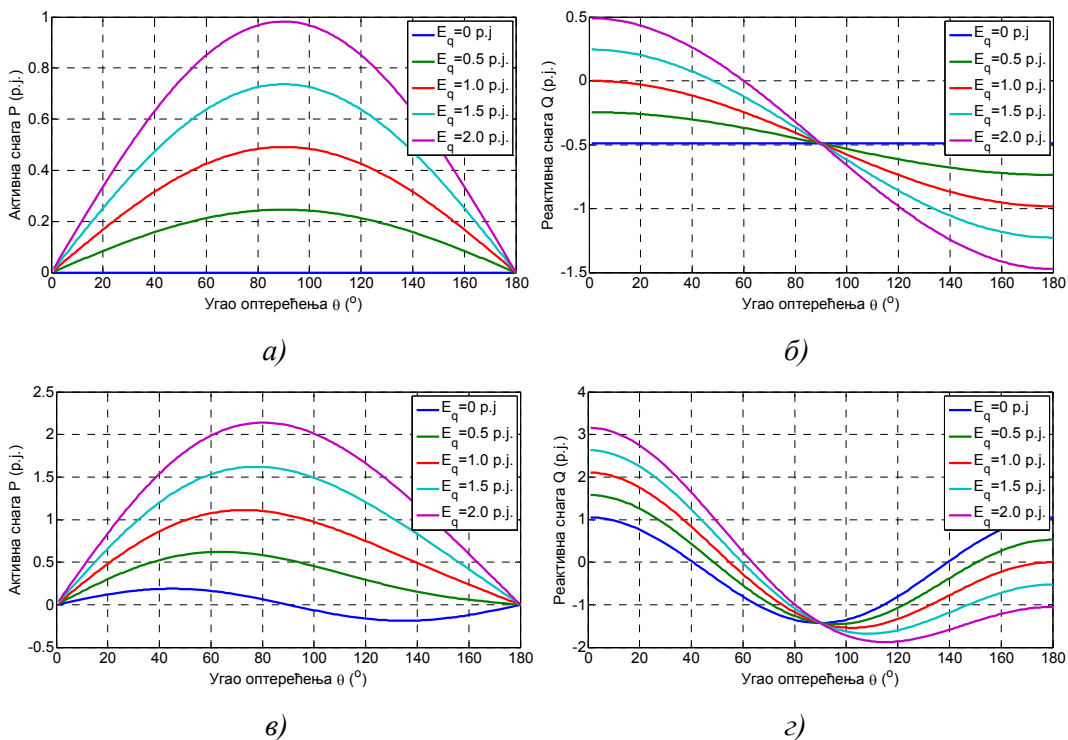
где је X_g – синхрона реактанса турбогенератора.

При губитку побуде ($E_q=0$) синхроног хидрогенератора први чланови у једначинама (2.1) и (2.2) постаће нула. Други члан у једначини (2.1) назива се релуктантни момент и он описује утицај неједнакости реактанси по уздужној и попречној оси. Може се приметити да при губитку побуде управо релуктантни момент доприноси активној снази, тако да ће хидрогенератор који остане без побуде производити извесну активну снагу. Други члан у једначини (2.2) представља реактивну снагу коју ће хидрогенератор узимати из мреже након губитка побуде.

Ситуација након губитка побуде код турбогенератора је нешто другачија. На основу једначине (2.3) може се приметити да при губитку побуде турбогенератор неће производити активну снагу. Реактивна снага коју ће турбогенератор након губитка побуде узимати из мреже описана је другим чланом једначине (2.4). Имајући у виду чињеницу да је релуктантни момент турбогенератора мали, при губитку побуде доћи ће до нарушавања стабилности и испада из синхронизма. Због реманентног магнетизма важи $E_q \neq 0$, што значи да турбогенератор може одређен временски период радити у асинхронном режиму.

На основу претходних запажања може се уочити први проблем који настаје при губитку побуде синхроног генератора, а то је потреба за реактивном снагом за магнећење, коју ће синхрони генератор при губитку побуде узимати из мреже. Ово може изазвати озбиљан проблем у ЕЕС, јер остали генератори који су везани на ЕЕС морају надокнадити реактивну снагу коју је до момента губитка побуде производио генератор у квару и реактивну снагу за његово магнећење. Уколико је генератор повезан на слаб ЕЕС може доћи до преоптерећења преосталих генератора и значајног смањења напона и на тај начин до угрожавања стабилности ЕЕС.

На слици 2.1 приказано је како угао оптерећења и побуда утичу на активну и реактивну снагу синхроног генератора.



Слика 2.1 Промена активне и реактивне снаге у зависности од побуде и угла оптерећења а) активна снага турбогенератора, б) реактивна снага турбогенератора, в) активна снага хидрогенератора и г) реактивна снага хидрогенератора

Релативно висока вредност капацитивне струје коју генератор узима из мреже може изазвати преоптерећење генератора јер струја статора представља суму радне струје генератора и капацитивне струје коју генератор узима из мреже и користи је за магнећење. Капацитивна компонента струје коју ће синхрони генератор након губитка побуде узимати из мреже може се приближно израчунати на основу следеће једначине:

$$I_c = \sqrt{\left(\frac{U_d}{X_d \cdot s}\right)^2 + \left(\frac{U_q}{X_q \cdot s}\right)^2} \approx \frac{2 \cdot U}{X_d + X_q} \quad (2.5)$$

Вредности синхроних реактанси хидрогенератора по d и q оси крећу се у опсегу $X_d = 0.65 \div 1.5$ p.u. и $X_q = 0.39 \div 1.0$ p.u., а код турбогенератора су веће и износе $X_d = 1.0 \div 2.1$ p.u. и $X_q = 1.0 \div 2.1$ p.u. [5]. Ако се номинални напон $U_n = 1$ p.u. и наведене вредности за реактансе замене у претходну једначину, за

капацитивну компоненту струје коју хидрогенератор узима из мреже добија се $I_{cHG} \approx 0.80 \div 1.92$ p.j. Капацитивна компонента струје код турбогенератора има знатно мању вредност $I_{cTG} \approx 0.47 \div 1.0$ p.j. На основу претходног може се приметити да ће при губитку побуде код турбогенератора капацитивна струја имати вредност која је мања или једнака номиналној струји генератора, док је код хидрогенератора ситуација знатно неповољнија јер капацитивна струја достиже вредност знатно већу од номиналне. Ово је један од главних разлога због којих асинхрони рад хидрогенератора није пожељан.

При уласку синхроног генератора у асинхрони рад долази до додатног загревања ротора које настаје као последица струја које се индукују у намотајима и магнетном колу ротора. Ове струје су пропорционалне клизању. При њиховом протицању кроз побудни и пригушни намотај, густина струје на појединим местима може достићи вредност која може проузроковати слабљење и прекид механичких веза роторског намотаја. Такође, услед прерасподеле магнетног флукса у статору долази до појаве прегревања крајњих намотаја статора.

Ако хидрогенератор остане без побуде асинхрони електромагнетни момент настаје као резултат међусобног деловања обртног магнетног поља и струја индукованих у пригушном и побудном намотају. Када је генератор у стабилном радном режиму, електромагнетни момент одржава равнотежу моменту погонске турбине, при чему већи допринос даје пригушни намотај. Ако се узме у обзир чињеница да се пригушни намотај хидрогенератора због економичности не гради са великом масом, може се закључити да ће због малог топлотног капацитета било какво одступање од синхронизма на њему изазвати струјно и топлотно оптерећење. Пригушено деловање код турбогенератора стварају вртложне струје које се индукују у масивном гвожђу, затим струје у клиновима жлебова побудног намотаја, као и струје у пригушном намотају, уколико постоји. С обзиром да масивно гвожђе ротора турбогенератора има велики топлотни капацитет, може се закључити да турбогенератор у асинхроном раду готово нема ограничења по критеријуму оптерећења.

Због магнетске несиметрије ротора синхроног генератора између уздужне и попречне осе, у асинхроном режиму рада генератора појављују се знатне варијације активне и реактивне снаге, што је нарочито изражено код

хидрогенератора. Наведена појава изазива варијације радне струје генератора, која може достићи вредност знатно већу од номиналне. Међутим, и поред достизања високих вредности струја, прекострујна заштита због временског затезања обично неће реаговати, па ће генератор бити изложен додатном напрезању услед струјног преоптерећења.

Активна и реактивна снага синхроног генератора у устаљеном асинхронном режиму могу се израчунати на основу следећих једначина [104]:

$$P_{as} = s(1-s) \frac{U^2}{2} \left[\left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \frac{T'_d}{1+(sT'_d)^2} + \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) \cdot \frac{T''_d}{1+(sT''_d)^2} + \left(\frac{1}{X''_q} - \frac{1}{X_q} \right) \cdot \frac{T''_q}{1+(sT''_q)^2} \right] \quad (2.6)$$

$$Q_{as} = -\frac{U^2}{2} \left[\left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \frac{(sT'_d)^2}{1+(sT'_d)^2} + \left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) \cdot \frac{(sT''_d)^2}{1+(sT''_d)^2} + \left(\frac{1}{X''_q} - \frac{1}{X_q} \right) \cdot \frac{(sT''_q)^2}{1+(sT''_q)^2} \right] \quad (2.7)$$

где су:

X_d, X_q – синхрона реактанса по d и q оси, респективно

X'_d, X'_q – транзијентна реактанса по d и q оси, респективно

X''_d, X''_q – субтранзијентна реактанса по d и q оси, респективно

T_d, T_q – устаљена временска константа по d и q оси, респективно

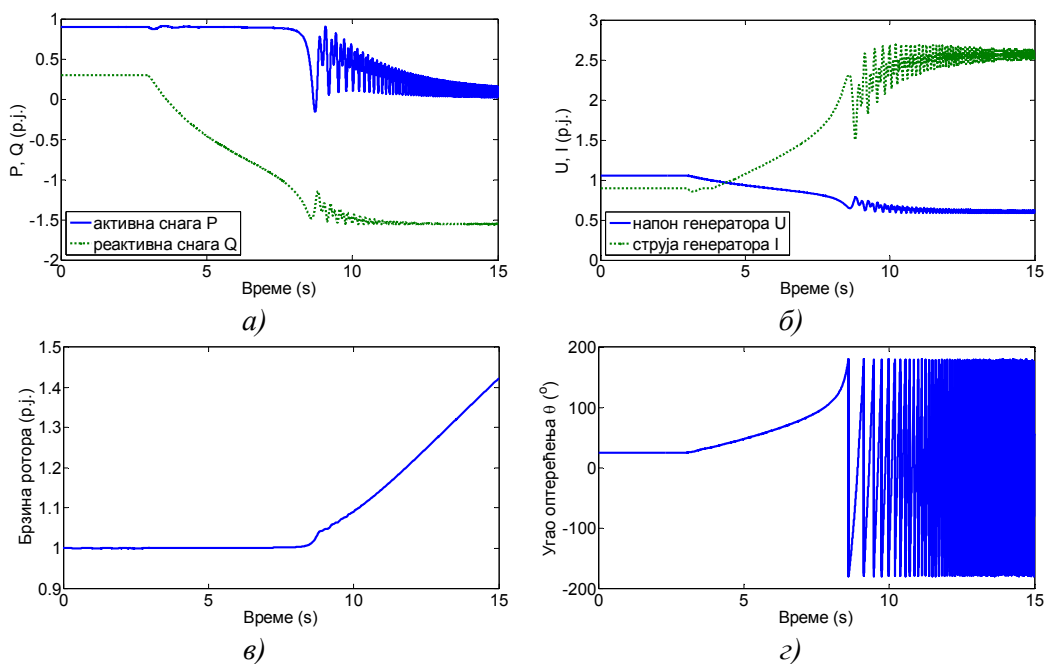
T'_d, T'_q – транзијентна временска константа по d и q оси, респективно

T''_d, T''_q – субтранзијентна временска константа по d и q оси, респективно

s – клизање

Може се приметити да у једначинама (2.6) и (2.7) фигуришу величине које имају константне вредности и величине које су зависне од радног режима синхроног генератора (U, s). На основу претходних запажања може се закључити да је осциловање активне и реактивне снаге у устаљеном асинхронном режиму последица промене напона и клизања.

Као илустрација претходних разматрања на слици 2.2 приказане су промене активне и реактивне снаге, напона, струје, брзине ротора и угла оптерећења хидрогенератора, након губитка побуде и уласка генератора у асинхрони режим рада. Губитак побуде симулиран је у тренутку 3 s и генератор након извесног времена испада из синхронизма. Губитак синхронизма манифестује се кроз осциловање активне и реактивне снаге, смањење напона на сабирницама генератора, повећање статорске струје и брзине ротора генератора, као и осциловање угла оптерећења у опсегу $\pm 180^\circ$.



Слика 2.2 Губитак побуде и испад из синхронизма хидрогенератора а) промена активне и реактивне снаге генератора, б) промена напона и струје генератора, в) промена брзине ротора генератора и г) промена угла оптерећења

2.2 Поремећаји у мрежи

Поред губитка побуде, један од узрока испада из синхронизма синхроног генератора могу бити поремећаји у мрежи. Под овим поремећајима подразумевају се нагле промене оптерећења и кратки спојеви у близини сабирница генератора.

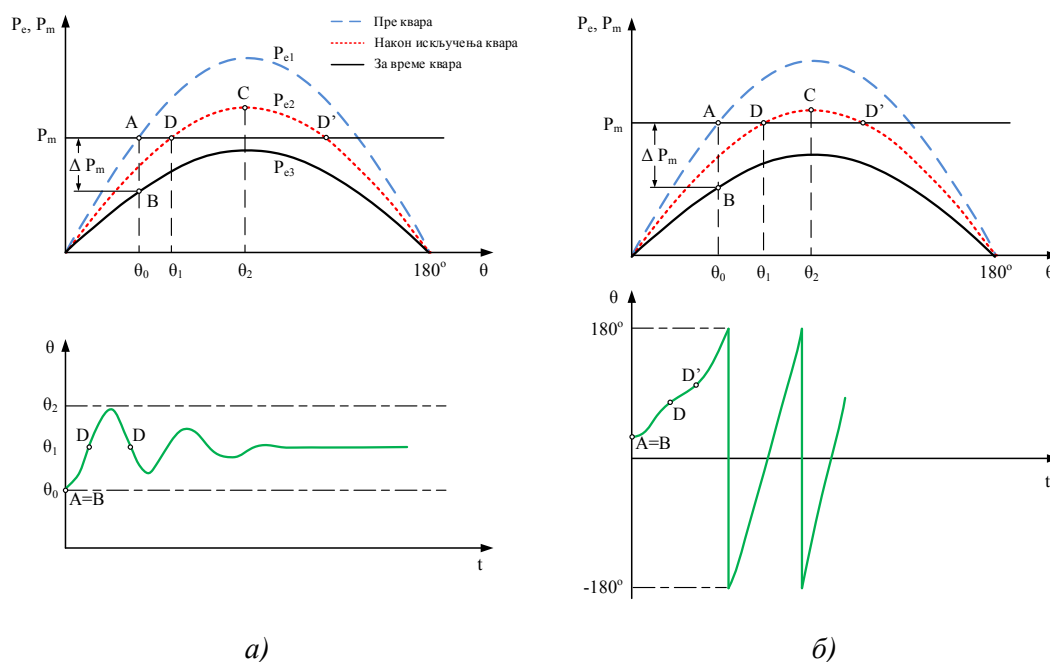
Нагле промене оптерећења генератора настају због испада из погона неког од генератора или услед изненадног искључења прекидача, што ће изазвати испад одређеног оптерећења. Испадом неког од генератора у ЕЕС, суседни генератори морају да преузму његово оптерећење, односно, одзиви побудних система генератора који преузимају оптерећење морају да буду такви да препознају поремећај и повећају струју побуде. При наглom растерећењу генератора, побудни систем треба да смањи струју побуде.

Велики поремећаји у ЕЕС најчешће настају као последица кратких спојева и представљају један од главних узрока због којих синхрони генератор може изгубити стабилност и испасти из синхронизма. Одржавање стабилности синхроног генератора при појави кратког споја у мрежи зависи од типа кратког споја, локације кратког споја, дужине трајања кратког споја и радног режима генератора који је претходио кратком споју.

При појави кратког споја нарушава се равнотежа између електромагнетног и механичког момента што изазива убрзавање ротора, а као крајњи исход поремећаја може бити губитак синхронизма генератора са ЕЕС. Тип и локација кратког споја утичу на вредност пропада напона генератора, а самим тим и на смањење активне снаге. Најкритичнији су трополни кратки спојеви у близини сабирница или на самим сабирницама генератора, јер у том случају напон и снага могу се смањити до нуле. Једнополни кратки спојеви су знатно мање ризични за нарушавање стабилности синхроног генератора. Дужина трајања кратког споја одређује вредност угла оптерећења θ до којег ће ротор генератора убрзавати. Са слике 2.3 може се видети да ће при дужим кратким спојевима површина убрзавања бити већа, док ће површина кочења бити мања. При брзом искључењу квара зауставља се убрзавање ротора и започиње његово кочење, тако да се ризик од губитка синхронизма своди на минимум. Максимално дозвољено трајање кратког споја дефинисано је као критично време искључења, а представља време

за које мора бити елиминисан кратак спој како би се очувала стабилност синхроног генератора.

За кратке спојеве који настају при мањим оптерећењима генератора и који се брзо искључују генератор ће најчешће задржати стабилан рад, али ће доћи до појаве љуљања снаге генератора. На слици 2.3 приказана је угаона карактеристика синхроног генератора. У стабилном радном режиму, пре квара у тачки А улазна механичка снага P_m једнака је излазној електричној снази P_e , при углу оптерећења θ_0 . Када дође до појаве квара смањује се снага P_e и долази у тачку В, задржавајући у првом тренутку исти угао оптерећења θ_0 . С обзиром да је механичка снага остала непромењена, доћи ће до убрзања ротора генератора. Електрична снага се даље преноси по кривој $P_{e3}-\theta$, све до тренутка искључења квара, при углу оптерећења θ_1 , када она прелази у тачку D. У тачки D је постигнуто равнотежно стање, међутим угаона брзина ротора је већа од синхроне брзине, па ће услед инерције маса доћи до даљег повећања угла оптерећења у смеру тачке C. У делу D-D' излазна снага генератора је већа од улазне механичке снаге и ротор генератора ће успоравати.

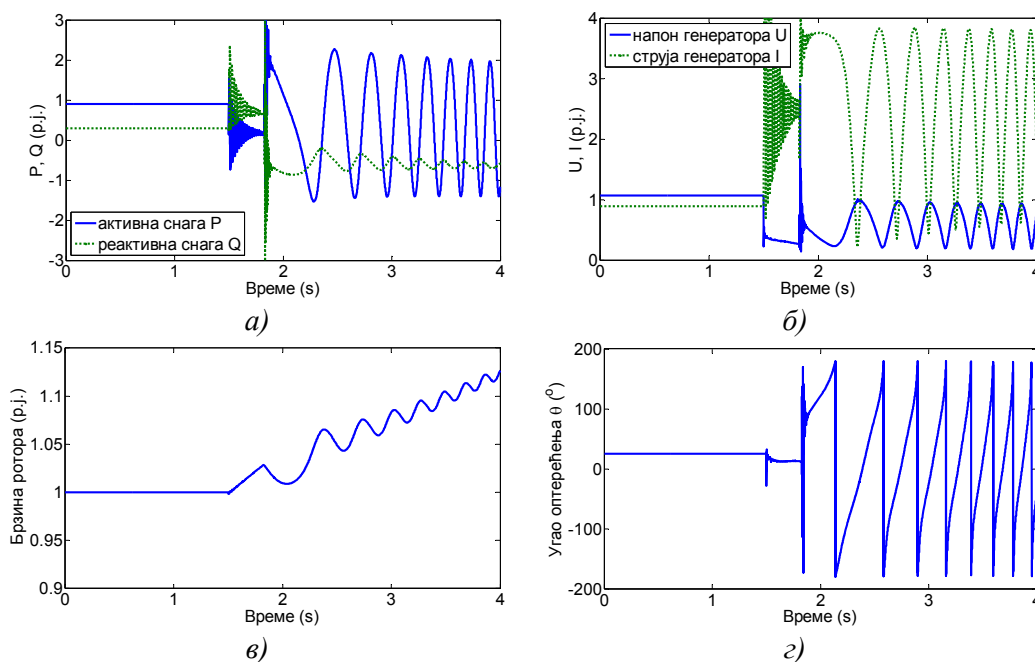


Слика 2.3 Угаона карактеристика синхроног генератора а) при стабилном љуљању снаге, б) при губитку синхронизма

На основу слике 2.3 може се приметити да повећање оптерећења утиче на повећање површине убрзавања и смањење површине кочења ротора. Такође, може се приметити да се при појави кратког споја брзим смањењем механичке снаге турбине може спречити губитак стабилности и испад генератора из синхронизма.

Утицај поремећаја у мрежи на стабилност синхроног генератора може се видети на примеру једног поремећаја у преносној мрежи Хрватске [105]. Као последица трополног кратког споја на 220 kV воду уследили су испади из синхронизма генератора у три термоелектране. Крајњи исход поремећаја било је нарушавање напонске стабилности система.

На слици 2.4 приказана је промена активне и реактивне снаге, напона, струје, брзине ротора и угла оптерећења хидрогенератора, при губитку корака генератора услед кратког споја, чије време искључења је веће од критичног. Трополни кратак спој симулиран је у тренутку 1.5 s, а искључује се након 325 ms.



Слика 2.4 Губитак корака хидрогенератора а) промена активне и реактивне снаге генератора, б) промена напона и струје генератора, в) промена брзине ротора генератора и г) промена угла оптерећења

Да би се одредило најдуже време трајања једнополних и трополних кратких спојева са циљем одржавања синхроног генератора у стабилном стању потребно је извршити анализу прелазне стабилности синхроног генератора. Данас

се овакве анализе раде применом специјализованих софтверских алата са којима се може моделовати цео ЕЕС.

2.3 Погрешна синхронизација

Приликом повезивања синхроног генератора на мрежу потребно је обезбедити следеће услове:

- напон и фазни померај напона генератора и мреже морају да буду приближно једнаки,
- фреквенције генератора и мреже морају имати исте вредности.

Поред претходних услова, код првог пуштања синхроног генератора неопходно је проверити и ускладити редослед фаза.

Синхронизацијом генератора на мрежу при испуњеним претходно наведеним условима, струје изједначења које се појављују при повезивању генератора на мрежу своде се на најмању вредност. Грешке у синхронизацији приликом пуштања генератора у рад и повезивању на мрежу су ретка појава и до њих углавном може доћи услед непажње оперативног особља у електрани или квара на уређајима за синхронизацију. Најчешћи узрок погрешне синхронизације представља повезивање генератора на мрежу након пролазних кратких спојева на водовима који повезују генератор са мрежом. Ова појава нарочито је карактеристична за генераторе који су радијално повезани са мрежом. При појави пролазног кратког споја на воду и након трополног искључења вода генератор ће ући у острвски режим рада. Деловањем АПУ-а генератор ће након краткотрајног острвског рада бити поново повезан на мрежу. С обзиром да је при искључењу вода дошло до наглог растерећења генератора, генератор ће изгубити синхронизам са мрежом и након деловања АПУ-а биће асинхроно повезан на мрежу. Да би се избегла оваква појава, у пракси се углавном избегава трополно АПУ на водовима који радијално повезују генератор са мрежом.

Острвски режим рада генератора нарочито је карактеристичан за дистрибутивне мреже јер су оне углавном радијалног типа. У овој дисертацији је развијен алгоритам који има задатак да при појави острвског рада искључи генератор, пре његовог асинхроног повезивања на мрежу, након деловања АПУ-а.

3. АНАЛИЗА МЕТОДА ЗА ЗАШТИТУ ОД ГУБИТКА ПОБУДЕ, ГУБИТКА КОРАКА И ОСТРВСКОГ РАДА

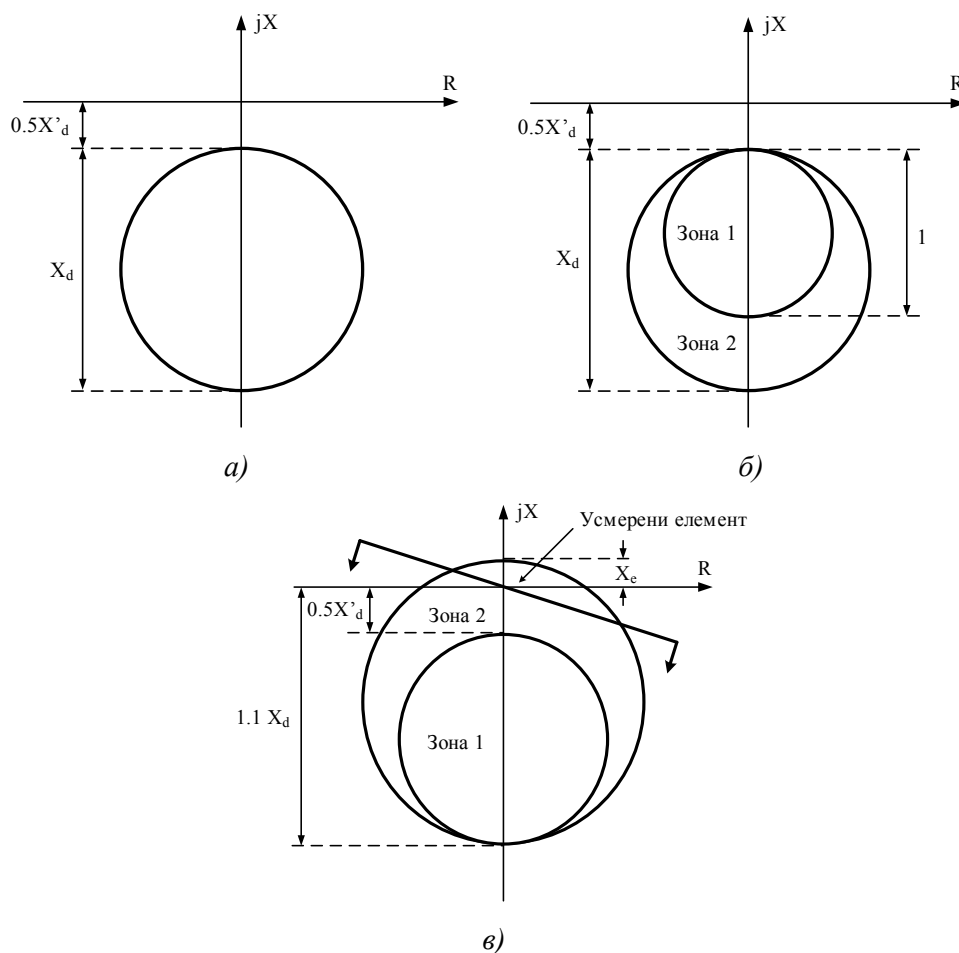
У уводном делу дисертације дат је хронолошки преглед метода за детекцију губитка побуде, губитка корака и острвског рада синхроног генератора. У овом поглављу анализирани су најчешће примењиване методе за детекцију наведених поремећаја.

3.1 Методе за детекцију губитка побуде

3.1.1 Метода базирана на израчунавању импедансе

Најчешће примењивана метода за детекцију губитка побуде синхроних генератора базирана је на израчунавању импедансе на основу мерења струја и напона на месту уградње релеја. То је у суштини дистантни релеј са кружном (МНО) карактеристиком реаговања у импедантној равни. Првобитно је развијена МНО карактеристика са једном зоном реаговања тзв. Месонова карактеристика [7]. Ова карактеристика приказана је на слици 3.1(а). Подешена је тако да је померена од координатног почетка по X оси за $-0.5X_d'$, а пречник кружнице је X_d . Међутим, временом су се мењали параметри синхроних генератора па је предложена карактеристика са две зоне реаговања. Карактеристика са две зоне реаговања приказана је на слици 3.1(б). Прва зона је такође реализована са померајем $-0.5X_d'$, али за пречник је усвојена вредност 1. За другу зону се користи Месонова карактеристика. Код генератора код којих је $X_d < 1$ примењује се само друга зона, док се код генератора са $X_d > 1$ користе обе зоне. Ако се користе обе зоне, уласком радне тачке у прву зону генерише се сигнал за аларм, а у другу зону сигнал за искључење генератора [9]. Да би се елиминисало непотребно реаговање заштите при појави стабилног љуљања снаге уведено је временско кашњење. Прва зона користи временско кашњење од 0.3 s, а за другу зону временско кашњење износи од 0.5 до 1.5 s [5].

Карактеристика са две зоне реаговања и усмереним елементом приказана је на слици 3.1(в). Прва зона је реализована са негативним померајем $-0.5X_d'$, и пречником кружнице $1.1X_d - 0.5X_d'$. Друга зона реализована је са позитивним померајем X_e и користи усмерени елемент са циљем да се избегне непотребно реаговање при појави стабилног љуљања снаге. Пречник кружнице износи $1.1X_d + X_e$. Ова зона је преко еквивалентне реактансе X_e усклађена са границом статичке стабилности генератора. Прва зона временски је затегнута на 0.3 s, а друга зона шаље сигнал за аларм након 1 минут, а уколико дође до смањења напона испод 85 % номиналне вредности шаље се сигнал за искључење након 1 s [5, 8].



Слика 3.1 Карактеристике реаговања у импедантној равни а) МНО карактеристика са једном зоном, б) МНО карактеристика са две зоне, в) усмерена МНО карактеристика

Поред наведених импедантних карактеристика у литератури се могу пронаћи и карактеристике реаговања реализоване у P - Q и адмитантној равни.

3.1.2 Адаптивна метода базирана на промени реактансе [13]

Ова метода за детекцију губитка побуде користи два критеријума. Први критеријум је карактеристика у импедантној равни, али уместо претходно описане МНО карактеристике овде је примењена правоугаона карактеристика приказана на слици 3.2(а). Први критеријум дефинисан је следећим неједначинама:

$$-0.5(X_d - X'_d) \leq R \leq 0.5(X_d - X'_d) \quad (3.1)$$

$$-X_d \leq X \leq -X'_d \quad (3.2)$$

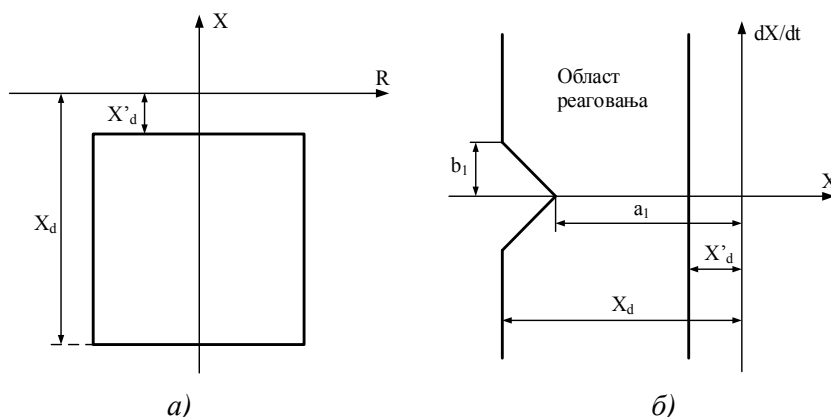
Као други критеријум користи се брзина промене реактансе dX/dt . Карактеристика реаговања за овај критеријум у X - dX/dt равни приказана је на слици 3.2(б). Област реаговања ограничена је са X_d , X'_d , a , и b . Овај критеријум користи чињеницу да се при губитку побуде реактанса мења споро, за разлику од стабилног љуљања снаге које изазива брзу промену реактансе. При појави љуљања снаге прорада алгоритма по првом критеријуму биће блокирана наредном неједначином:

$$-m(X - a_1) \geq \frac{dX}{dt} \geq m(X - a_1) \quad (3.3)$$

где је:

$$m = \frac{b_1}{X_d - a_1}. \quad (3.4)$$

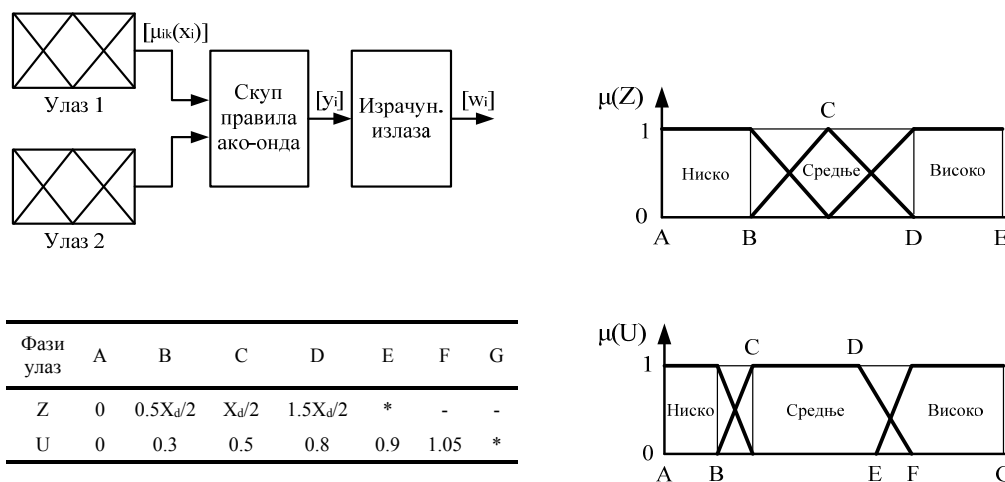
Величине a_1 и b_1 су зависне од параметара машине и система и за њихово одређивање потребно је спровести неколико симулација губитка побуде и стабилног љуљања снаге. Алгоритам реагује када су оба критеријума задовољена.



Слика 3.2 Карактеристике реаговања адаптивне методе а) за први критеријум,
б) за други критеријум

3.1.3 Метода базирана на примени фази логике [18]

Метода базирана на примени фази логике развијена је са циљем да повећа сигурност импедантне методе са МНО карактеристиком и смањи време детекције губитка побуде. Основна идеја је да се користе концепције које се ефикасно примењују у импедантној методи и да се примењују на теорију фази скупова. Структура фази блока за детекцију губитка побуде и његове улазне величине приказани су на слици 3.3.



Слика 3.3 Структура фази блока за детекцију губитка побуде

Метода користи две улазне променљиве, импедансу и напон мерен на сабирницама генератора. Сваки улаз има три значајне функције. Одговарајуће функције вектора импедансе и напона прилагођене су тако да идентификују три нивоа: низак, средњи и висок. На основу понашања ових променљивих током губитка побуде, стабилног љуљања снаге или нормалног рада изграђено је неколико правила за закључивање и доношење одлуке.

3.1.4 Метода базирана на промени реактивне снаге и напона генератора [24]

Ова метода као критеријум за детекцију губитка побуде користи комбинацију извода реактивне снаге и напона генератора. Као полазна хипотеза користи се чињеница да ће при губитку побуде напон и реактивна снага почети да се смањују, а након извесног времена генератор ће почети да узима реактивну снагу из мреже. Сходно томе изводи напона dU/dt и реактивне снаге dQ/dt генератора биће негативни и имаће исти знак. Као додатни услов уведен је поднапонски елемент и уколико је испуњен услов $U < 0.95$ р.ј. алгоритам даље на основу тренутних вредности струја и напона које се мере на крајевима генератора рачуна реактивну снагу. Као показатељ губитка побуде дефинисан је индекс губитка побуде (*Loss Of Excitation Index* – LOEI):

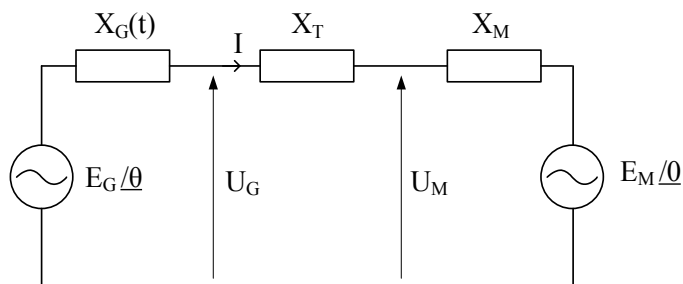
$$LOEI = 10^5 \times [Q^{(k)} - Q^{(k-1)}] \times [U_G^{(k)} - U_G^{(k-1)}] \quad (3.5)$$

Чланови у загради представљају изводе реактивне снаге и напона генератора. Да би показатељ *LOEI* био уочљив уведена је константа 10^5 . Алгоритам ће генерисати сигнал за искључење генератора уколико је *LOEI* веће од подешене вредности у току десет одбирака.

3.1.5 Метода базирана на брзини промене отпорности [29]

Када дође до губитка побуде напон мерен на сабирницама генератора ће се смањивати. Смањење напона проузроковаће промену импедансе коју релеј мери на сабирницама генератора. Та чињеница искориштена је за реализацију ове методе, која као критеријум користи промену отпорности. При извођењу

једначина за формирање критеријума за детекцију губитка побуде полази се од еквивалентне шеме мреже приказане на слици 3.4.



Слика 3.4 Еквивалентна шема мреже

На претходној слици X_G представља синхрону реактансу генератора, X_T је реактанса блок трансформатора, а X_M је реактанса мреже.

Полазећи од еквивалентне шеме приказане на претходној слици могу се написати једначине за струје и напоне на сабирницама генератора:

$$U_G = E_G \angle \theta - jX_G(t) \cdot I \quad (3.6)$$

$$I = \frac{E_G \angle \theta - E_M \angle 0}{j(X_G(t) + X_T + X_M)} \quad (3.7)$$

Дељењем (3.6) са (3.7) и увођењем смена $k = E_M/E_G$ и $X_e = X_G(t) + X_T + X_M$ добија се једначина за импедансу:

$$Z = \frac{k \cdot \sin \theta}{1 + k^2 - 2k \cdot \cos \theta} \cdot X_e(t) + j \left(\frac{1 - k \cdot \cos \theta}{1 + k^2 - 2k \cdot \cos \theta} X_e(t) - X_G(t) \right) \quad (3.8)$$

Реални део у претходној једначини представља отпорност, а имагинарни део реактансу мерену на сабирницама генератора. Извод мерене отпорности има следећи облик:

$$\frac{dR}{dt} = \frac{(1 - k(t)^2) \cdot \sin \theta}{(1 + k(t)^2 - 2k(t) \cdot \cos \theta)^2} \cdot \frac{dk}{dt} \cdot X_e(t) + \frac{k(t) \cdot \sin \theta}{(1 + k(t)^2 - 2k(t) \cdot \cos \theta)} \cdot \frac{dX_e(t)}{dt} \quad (3.9)$$

У нормалном радном режиму dR/dt има вредност једнаку 0. При губитку побуде извод dR/dt ће постати негативан и алгоритам ће детектовати губитак побуде. Да би се спречило непотребно реаговање алгоритма при појави стабилног љуљања снаге или губитку корака уведено је временско кашњење од 1.7 s. При појави љуљања снаге dR/dt ће осциловати око нуле, али ће трајање негативног дела бити мање од 1.7 s и алгоритам неће реаговати. Предност ове методе је једноставно подешавање јер не захтева познавање параметара генератора или осталих елемената система.

3.2 Заштита од губитка корака

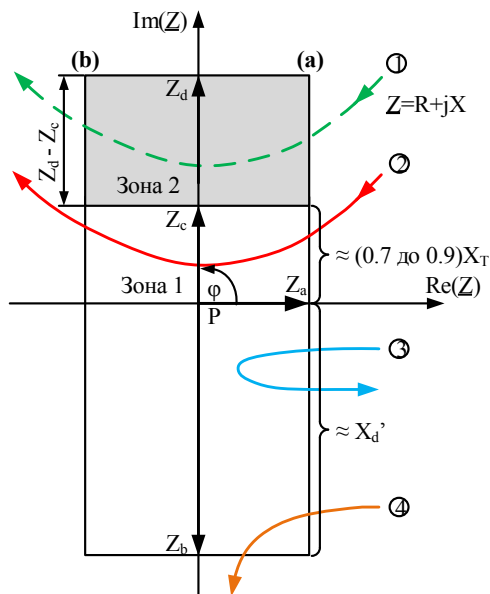
3.2.1 Импедантна метода

За заштиту од губитка корака најчешће се користе релеји који процењују импедансу на месту уградње релеја. Карактеристике реаговања реализоване су у $R-X$ равни и могу бити различитог облика (блиндер, кружна, полигонална, квадрилатерарна, итд.) [5, 37, 38]. За разлику од импедантне методе за детекцију губитка побуде која реагује при уласку радне тачке у карактеристику, овде се мери време проласка кроз карактеристику. Дакле, релеј мери време од тренутка уласка до тренутка изласка из карактеристике и уколико је време веће од подешеног релеј генерише сигнал за искључење генератора. При појави кратких спојева релеј неће реаговати јер је реч о брзим прелазним појавама, за разлику од губитка корака чија прелазна појава се дешава споро.

У овом делу анализирана је правоугаона карактеристика реаговања у импедантној равни, приказана је на слици 3.5. Карактеристика се састоји од две зоне реаговања и одређена је импедансама Z_a , Z_b и Z_c . Угао нагиба карактеристике износи 90° . Прва зона ограничена је импедансама Z_b и Z_c . Импеданса Z_b подешена је на вредност $-X_d'$, а вредност импедансе Z_c износи $(0.7 \text{ до } 0.9)X_T$ и она дефинише удаљеност у мрежи на коју ће релеј реаговати у другој зони. Импеданса Z_a подешена је на вредност $\pm 0.289(X_d' + X_T)$ [116].

Губитак корака детектује се на тај начин што радна тачка мерене импедансе улази у карактеристику на једној страни и излази на другој страни,

случајеви 1 и 2 на слици 3.5. Ово се детектује променом знака реалне компоненте мерене импедансе при проласку кроз карактеристику. Налог за искључење не мора уследити након првог циклуса проласка кроз карактеристику, него се могу допустити вишеструки циклуси клизања. Такође постоје и ситуације када мерена импеданса уђе и изађе из карактеристике реаговања на истој страни, случајеви 3 и 4. Овакав случај може се појавити при стабилном љуљању снаге.



Слика 3.5 Правоугаона карактеристика реаговања у импедантној равни

3.2.2 Центар њихања напона [42]

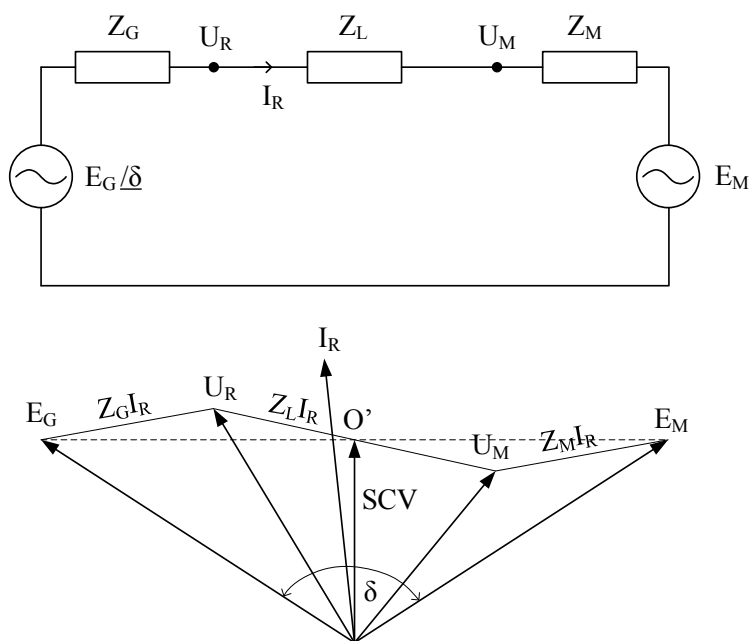
Центар њихања напона (SCV) представља напон у виртуелном центру двомашинског система. У стабилном радном режиму центар њихања се налази на месту система где је амплитуда напона једнака нули при углу напона од 180° . Еквивалентна шема и векторски дијаграм двомашинског система приказани су на слици 3.6.

Ако се претпостави да је $E_G=E_M=E$, SCV се може одредити на основу векторског дијаграма приказаног на слици 3.6, па се за центар њихања напона добија:

$$SCV = E \sin \left[\omega_1 t + \frac{\delta(t)}{2} \right] \cos \left[\frac{\delta(t)}{2} \right]. \quad (3.10)$$

Једначина (3.10) може се написати у поједностављеном облику:

$$SCV \approx U_R \cos \left[\frac{\delta(t)}{2} \right]. \quad (3.11)$$



Слика 3.6 Еквивалентна шема и векторски дијаграм двомашинског система

На основу претходних једначина може се приметити да ће амплитуда SCV бити максимална када је разлика између углова напона једнака нули, док ће SCV имати вредност приближно једнаку нули при фазној разлици од 180° . Користећи претходне чињенице губитак корака може се детектовати на основу брзине промене SCV :

$$\frac{dSCV}{dt} = -\frac{U_R}{2} \sin \left[\frac{\delta(t)}{2} \right] \frac{d\delta}{dt} \quad (3.12)$$

Једначина (3.12) показује да је $dSCV/dt$ независно од импедансе система.

Када дође до појаве губитка корака разлика између углова напона биће променљива. Другим речима, ротираће вектори ЕМС један у односу на други, као и сви вектори напона који се налазе на супротној страни од SCV .

3.2.3 Метода једнаких површина у временском домену [41]

Метода једнаких површина у P_e - θ домену представља једну од најчешће кориштених аналитичких метода за анализу стабилности. Њена примена у области релејне заштите има два основна недостатка. Први је ограничење на примену само у двомашинским системима, а други недостатак везан је за потребу за синхронизованим мерењем напона на различитим локацијама. Претходни недостаци отклоњени су модификацијом ове методе и реализацијом у временском домену (P_e - t).

При извођењу једначина које описују површине изнад и испод P_m полази се од општих једначина за њихање и промену угаоне брзине:

$$\omega_0 \cdot M \cdot \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_m - P_e(t) \quad (3.13)$$

$$\Delta\omega = \omega(t) - \omega_0 = \frac{d\theta}{dt} \quad (3.14)$$

где је M – момент инерције генератора, ω_0 – номинална угаона брзина ЕЕС-а, а ω – угаона брзина генератора.

Ако се једначина (3.14) замени у (3.13) и ако се изврши интеграљење једначине (3.13) у границама од t_0 до t_1 добија се једначина која описује површину испод P_m :

$$A_1 = \int_{t_0}^{t_1} (P_m - P_e(t)) dt = \omega_0 \cdot M \cdot (\Delta\omega|_{t_1} - \Delta\omega|_{t_0}) \quad (3.15)$$

где је t_0 – тренутак настанка кратког споја, а t_1 – тренутак искључења кратког споја.

Ако се једначина (3.13) поново интегрални, али у границама од t_1 до t_m добија се једначина која описује површину изнад P_m :

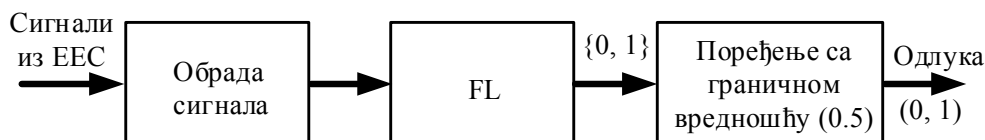
$$A_2 = \int_{t_1}^{t_m} (P_m - P_e(t)) dt = \omega_0 \cdot M \cdot (\Delta\omega|_{t_m} - \Delta\omega|_{t_1}) \quad (3.16)$$

где је t_m – тренутак који одговара максималном углу оптерећења.

Слично, као код методе једнаких површина у $P_e-\theta$ домену, стабилност се процењује на основу односа површина A_1 и A_2 . Уколико је испуњена једнакост $A=A_1+A_2=0$ ради се о стабилном радном режиму, док ће дебаланс у енергији $A=A_1+A_2>0$ указати да је реч о губитку корака синхроног генератора.

3.2.4 Метода базирана на примени фази логике [48]

Метода базирана на примени фази логике (FL) обухвата проналажење одговарајућег скупа сигнала за тренирање фази система, развијање критеријума за детекцију губитка корака и доношење одлуке на основу дефинисаних критеријума. Блок дијаграм фази система за детекцију губитка корака приказан је на слици 3.7. Као улазни сигнали користе се напони, струје и угаона брзина генератора. Како би били одабрани најбољи улазни сигнали за FL блок статистички се одређују својства свих доступних сигнала. За обучавање FL блока користи се низ улазно-излазних одбирака добијених симулацијама за 108 различитих случајева. Излазни резултати из FL блока мањи од 0.5 су класификовани као стабилни, док су излази већи од 0.5 класификовани као губитак корака.



Слика 3.7 Структура фази система за детекцију губитка корака

3.3 Методе за детекцију острвског рада

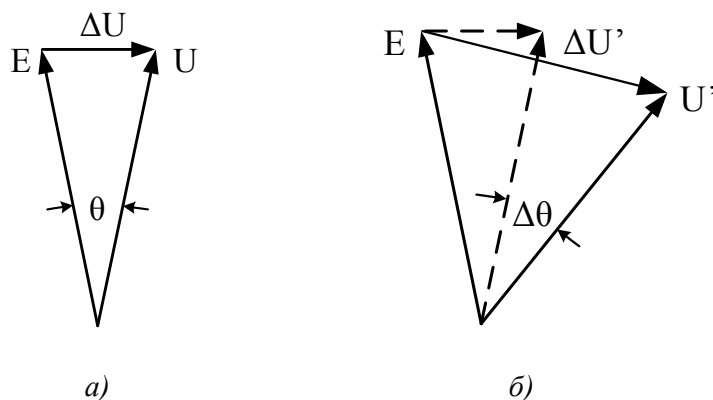
3.3.1 Под/над фреквентни и под/над напонски релеји [60-62]

Ова метода представља једну од најстаријих и најчешће примењиваних за заштиту дистрибуираних генератора од острвског рада. Базирана је на комбинацији под/над фреквентних (UF/OF) и под/над напонских релеја (UV/OV).

Под/над фреквентни релеј обично је подешен на опсег вредности $49.5 \text{ Hz} \leq f_{SG} \leq 50.5 \text{ Hz}$, а под/над напонски релеј на вредности $0.9U_n \leq U_{SG} \leq 1.1U_n$. Уколико се мерени напон или фреквенција нађу испод или изнад подешеног опсега вредности, релеј ће генерисати сигнал за искључење генераторског прекидача. Под/над фреквентни релеј ће реаговати при појави острвског рада када постоји дебаланс активне снаге, а под/над напонски релеј при појави острвског рада када је изражен дебаланс реактивне снаге.

3.3.2 Метода базирана на промени угла напона [63-65]

Метода базирана на промени угла напона (VS) као критеријум за детекцију острвског рада користи фазни померај између напона мереног на сабирницама генератора и индуковане ЕМС генератора. Релеј мери дужину трајања периоде напона и након сваког проласка кроз нулу започиње ново мерење. Тренутно измерена вредност упоређује се са последњом измереном вредности која уједно представља референтну вредност. У нормалном радном режиму када је генератор повезан на мрежу фазни померај између напона и индуковане ЕМС износи θ , а настаје као последица пада напона који прави струја при протицању кроз синхрону реактансу генератора. При уласку генератора у острвски рад доћи ће до наглог оптерећења или растерећења генератора. Као последица овог режима генератор ће нагло убрзати или успорити, а то ће резултирати променом фазног угла напона за вредност $\Delta\theta$. Ова промена угла напона пропорционална је разлици мерене и референтне дужине трајања периоде напона. Промена фазног угла напона илустрована је на слици 3.8. Ови релеји обично се подешавају тако да им праг реаговања буде између 2° и 20° . Ако фазни угао напона премаши подешену вредност релеј ће генерисати сигнал за искључење генератора.



Слика 3.8 Фазна разлика између напона и индуковане ЕМС генератора
а) у нормалном радном режиму, б) при појави острвског рада

3.3.3 Метода базирана на брзини промене фреквенције [65-67]

Метода базирана на брзини промене фреквенције (ROCOF) рачуна брзину промене фреквенције df/dt до које долази услед дебаланса активне снаге при појави острвског рада. Приликом израчунавања df/dt обично се узима у обзир неколико периода. Брзина промене фреквенције може се приближно израчунати применом следеће једначине:

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f}{2 \cdot H} \quad (3.17)$$

где је H – константа инерције синхроног генератора.

За системе са номиналном фреквенцијом 50 Hz ови релеји обично су подешени на вредност између 0.1 Hz/s и 2.0 Hz/s.

Да би се елиминисало непотребно реаговање ROCOF релеја при појави кратких спојева или приликом покретања генератора користи се блокада по напону која ће блокирати рад релеја ако напон падне испод минималне вредности.

У [65] је извршено поређење ROCOF и VS релеја. Добијени резултати показују да ће ROCOF релеј у односу на VS релеј брже детектовати појаву острвског рада јер реагује при мањем дебалансу активне снаге.

3.3.4 Метода базирана на неуравнотежености напона и THD [69]

Ова метода базирана је на праћењу три параметра, а то су неуравнотеженост напона (NU) у све три фазе, тотална хармонијска дисторзија (THD) струје у фази А и параметар који представља усредњеност ефективних вредности напона. За детекцију острвског рада може се користити само један од наведених параметара, међутим да би се покрили сви радни режими ДГ и различите конфигурације мреже предложена је комбинација сва три параметра.

Неуравнотеженост напона може се израчунати на следећи начин:

$$NU_t = \frac{U_{i,t}}{U_{d,t}} \cdot 100 \quad (3.18)$$

где су $U_{i,t}$ и $U_{d,t}$ – инверзна и директна компонента напона у тренутку t .

Усредњена вредност неуравнотежености напона и грешка израчунавају се на следећи начин:

$$NU_{sr,t} = \frac{1}{m} \sum_{i=0}^{m-1} NU_{t-i} \quad (3.19)$$

$$\Delta NU_t = \frac{NU_{sr,s} - NU_{sr,t}}{NU_{sr,s}} \cdot 100 \quad (3.20)$$

где је m – број одбирака у једној периоди сигнала, а $NU_{sr,s}$ – референтна вредност напонске неуравнотежености која је везана за стабилан радни режим.

Други параметар од значаја јесте тотална хармонијска дисторзија, а израчунава се применом следеће формуле:

$$THD_t = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^K I_k^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (3.21)$$

где је I_k – ефективна вредност струје k -тог хармоника, а I_1 – ефективна вредност основне компоненте струје.

Усредњена вредност $THD_{sr,t}$ и грешка ΔTHD_t , израчунавају се аналогно као за неуравнотеженост напона.

Трећи параметар који користи ова метода јесте усредњена ефективна вредност напона:

$$U_{sr,t} = \frac{1}{m} \left[\frac{\pi}{3\sqrt{2}} \sum_{i=0}^{m-1} \left\{ \max(u_a^{t-1}, u_b^{t-1}, u_c^{t-1}) - \min(u_a^{t-1}, u_b^{t-1}, u_c^{t-1}) \right\} \right] \quad (3.22)$$

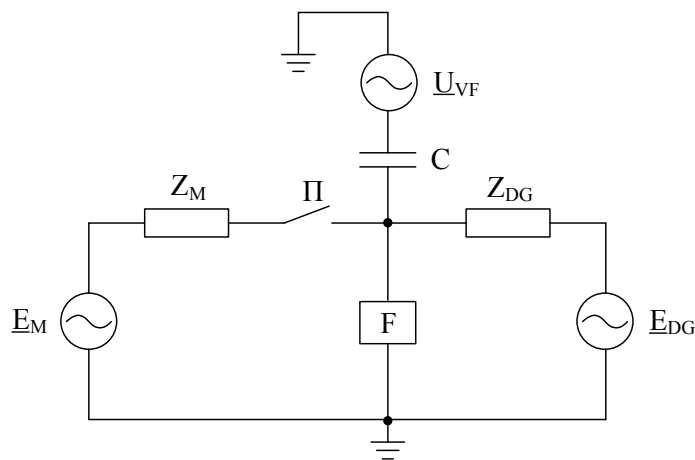
У првом кораку проверава се да ли је током једног циклуса испуњен услов $U_{sr,t} < 0.5$ р.ј. Уколико је наведени услов испуњен алгоритам ће генерисати сигнал за искључење јер сматра да је дошло до појаве острвског рада. У супротном проверава се испуњеност услова $75\% < \Delta THD_t < 100\%$ и $50\% < \Delta NU_t < 100\%$. Уколико су оба наведена услова током једног циклуса испуњена алгоритам ће такође детектовати острвски режим рада и генерисати сигнал за искључење генератора.

3.3.5 Метода базирана на мониторингу импедансе система [71]

Метода базирана на мониторингу импедансе система убраја се у групу активних метода. Ова метода израчунава промене у импеданси система и на основу тога детектује појаву острвског рада. Да би се израчунала импеданса система неопходно је инјектирање ВФ сигнала у мрежу. За инјектирање ВФ сигнала користи се напонски ВФ извор (амплитуда напона је неколико волти, а фреквенција неколико kHz) који је преко спрежног кондензатора прикључен на сабирнице ДГ, слика 3.9. Кондензатор је везан редно са импедансом мреже Z_M . Након инјектирања ВФ сигнала израчунава се импеданса система на основу одзива напона и струје. Када ДГ ради паралелно са мрежом импеданса $Z_{DG} || Z_M$ је мала у поређењу са случајем када ДГ ради у острвском режиму, па је амплитуда ВФ сигнала у тачки инјектирања занемарљива. Након појаве острвског рада импеданса се значајно повећава до вредности Z_{DG} , па се инјектирани ВФ сигнал лако детектује.

3. АНАЛИЗА МЕТОДА ЗА ЗАШТИТУ ОД ГУБИТКА ПОБУДЕ, ГУБИТКА КОРАКА И ОСТРВСКОГ РАДА

Ову методу одликује брза детекција острвског рада и особина да нема област нереаговања при малом дебалансу снага. Међутим, уколико су на мрежу повезана два или више ДГ може доћи до мешања инјектираних ВФ сигнала, а то може значајно погоршати њену ефикасност. Такође, потреба за извором ВФ сигнала на свакој локацији на којој се налази ДГ додатно поскупљује имплементацију ове методе.



Слика 3.9 Мониторинг импедансе система

4. ДИГИТАЛНИ ФАЗНИ КОМПАРАТОР

4.1 Дигитална фазна компарација улазних сигнала

Дигитална фазна компарација тренутних вредности улазних сигнала представљена је и примењена у литератури [106-114]. Базирана је на израчунавању интеграла тренутне снаге (INT) производа два сигнала на интервалу једнаком половини њихове основне периоде. Ако су улазни сигнали у фази INT ће имати позитивну вредност, док ће вредност INT бити негативна за случај да су улазни сигнали фазно померени за угао од 180° . Дакле, предложени алгоритам не рачуна угао између улазних сигнала него интеграл производа два улазна сигнала на половини периоде.

Нека се као улазни сигнали алгоритма користе тренутне вредности напона и струје:

$$u_r(t) = U_{r,m} \sin(\omega_0 t) = 2 \cdot \sin(\omega_0 t) \quad (4.1)$$

$$i_r(t) = I_{r,m} \sin(\omega_0 t + \varphi) = 1 \cdot \sin(\omega_0 t + \varphi) \quad (4.2)$$

где је φ фазни померај између напона и струје.

Производ сигнала описаних једначинама (4.1) и (4.2) биће тренутна снага:

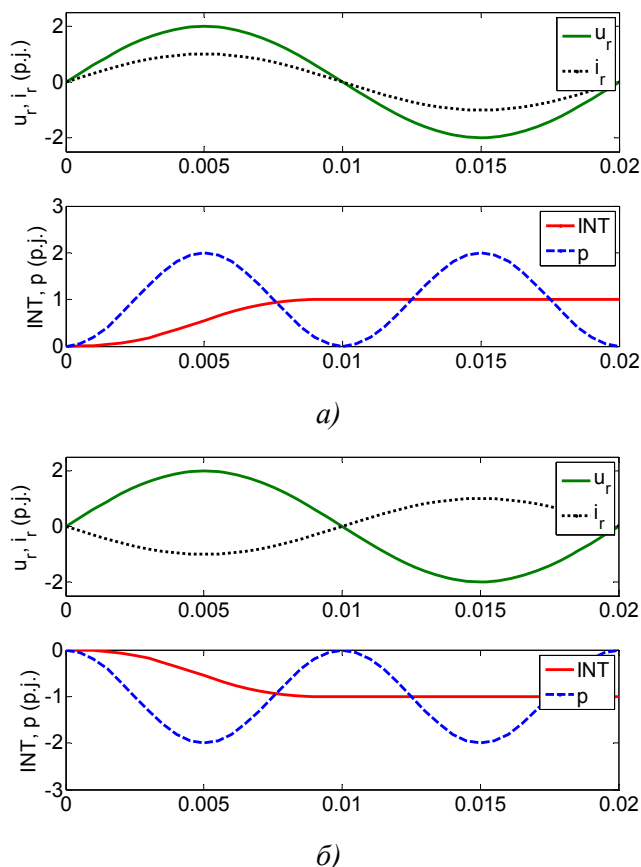
$$\begin{aligned} p(t) &= i_r(t) \cdot u_r(t) = 0.5 \cdot (I_{r,m} U_{r,m} \cos \varphi - I_{r,m} U_{r,m} \cos(2\omega_0 t + \varphi)) \\ &= \cos \varphi - \cos(2\omega_0 t + \varphi) \end{aligned} \quad (4.3)$$

Интеграл тренутне снаге производа два сигнала рачунат на половини периоде има следећи облик:

$$INT = \frac{2}{T} \int_t^{t+T/2} i_r(t) \cdot u_r(t) dt \quad (4.4)$$

На слици 4.1(а) приказани су таласни облици напона и струје за случај када је $\varphi=0$, тада су улазни сигнали напона и струје у фази. Таласни облици напона и струје за случај када су фазно померени за угао $\varphi=180^\circ$ приказани су на слици

4.1(б). Са слике 4.1 може се приметити да ће у случају када су улазни сигнали у фази, тренутна снага p имати позитивну вредност, па ће и INT бити позитиван. При фазном померају између улазних сигнала од 180° тренутна снага ће бити негативна, па ће сходно томе и INT имати негативну вредност.



Слика 4.1. Таласни облици напона и струје, INT и тренутна снага за случај а) када су улазни сигнали напона и струје у фази и б) када су фазно померени за 180°

Једначина (4.4) може се написати у дискретном облику:

$$INT = \frac{2}{m} \sum_{n=1}^{m/2} i_r(n) \cdot u_r(n) \quad (4.5)$$

Да би вредност интеграла тренутне снаге била ограничена на опсег ± 1 , претходна једначина (4.5) подељена је интегралом производа улазних сигнала када су они у фази и управо та једначина представља дигитални фазни компаратор

(*Digital Phase Comparator* – DPC) који одређује фазни померај између улазних сигнала:

$$DPC = \frac{\frac{2}{m} \sum_{n=1}^{m/2} i_r(n) \cdot u_r(n)}{I_{r,ef} \cdot U_{r,ef}} \quad (p.j.) \quad (4.6)$$

За израчунавање ефективних вредности улазних сигнала у литератури се може пронаћи читав низ различитих метода. Ефективне вредности струја и напона израчунавају се применом следећих једначина [3,106]:

$$I_{r,ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} i_r(t)^2 dt} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{n=1}^m i_r(n)^2 T_{od}} = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{n=1}^m i_r(n)^2} \quad (4.7)$$

$$U_{r,ef} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+T} u_r(t)^2 dt} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{n=1}^m u_r(n)^2 T_{od}} = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{n=1}^m u_r(n)^2} \quad (4.8)$$

Као улазни сигнали дигиталног фазног компаратора могу се користити тренутне вредности напона, струја или сигнали формиран комбиначијом тренутних вредности напона, струја и одговарајућих константи. Примена дигиталне фазне компарације за заштиту синхроних генератора од губитка синхронизма захтевала је избор величина које ће учествовати у формирању улазних сигнала који ће се фазно поредити, а чија промена фазног помераја је директно пропорционална појави поремећаја који је потребно детектовати. Ограничење које се наметало било је да нови алгоритам поуздано и брзо ради при свим радним режимима синхроног генератора и да буде имун на утицај поремећаја из мреже при којим не сме да реагује .

Алгоритам за детекцију губитка побуде користи улазне сигнале који су формиран од фазних напона и струја и синхроне реактансе генератора. Формирање сигнала извршено је на такав начин да се добије карактеристика реаговања у адмитантној равни.

Као улазни сигнали алгоритма за детекцију губитка корака користе се тренутне вредности фазних напона и индукованих ЕМС. Индуковане ЕМС

израчунавају се на основу мерења струја, напона и познатих одговарајућих реактанси синхроног генератора.

Анализом острвског режима рада утврђено је да се као улазни сигнали алгоритма могу користити фазни напони мерени на сабирницама синхроног генератора и фазни напони мерени на страни главне мреже. Пошто се мерење сигнала врши на различитим локацијама потребно је обезбедити њихову синхронизацију. Ово је детаљно описано у седмом поглављу.

4.2 Једносмерна компонента у фазној струји

Једносмерна компонента која се појављује у струји квара обично је непожељна појава јер може да изазове погрешан рад алгоритма који се користе у релејној заштити. У литератури постоји читав низ различитих метода које имају задатак да елиминишу појаву једносмерне компоненте у струји квара. Код алгоритма за детекцију губитка побуде који је развијен у овој дисертацији присуство једносмерне компоненте у струји квара искориштено је са циљем да при појави кратких спојева у близини генератора блокира рад алгоритма. Блокирањем рада алгоритма на овакав начин избегава се његово непотребно реаговање при стабилном љуљању снаге које настаје као последица кратких спојева. Слична идеја искориштена је и код алгоритма за детекцију губитка корака. Присуство једносмерне компоненте у струји искориштено је за формирање улазних сигнала алгоритма на тај начин што разграничава нормалан режим и режим када се десио кратак спој.

Процена једносмерне компоненте у пракси може бити доста компликована, јер она зависи од читавог низа параметара, како оних који описују елементе мреже, тако и оних везаних за квар који се десио. У алгоритмима развијеним у овој дисертацији за израчунавање једносмерне компоненте у струји кориштена је Фуриеова метода која даје доста добре резултате.

Струја квара поред првог хармоника или основне компоненте садржи и хармонике вишег реда и једносмерну компоненту. Основна компонента и виши хармоници могу се представити као синусне функције, док једносмерна компонента представља опадајућу експоненцијалну функцију.

Једносмерна компонента може се израчунати из једначине која описује сигнал струје квара [115]:

$$i(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cos(k\omega t) + b_k \sin(k\omega t) \quad (4.9)$$

где је k ред хармоника.

Коефицијенти a_k и b_k израчунавају се на следећи начин:

$$a_k = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t i(t) \cos(k\omega t) dt, \quad (4.10)$$

$$b_k = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t i(t) \sin(k\omega t) dt, \quad (4.11)$$

где је T периода сигнала.

5. АЛГОРИТАМ ЗА ДЕТЕКЦИЈУ ГУБИТКА ПОБУДЕ СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА

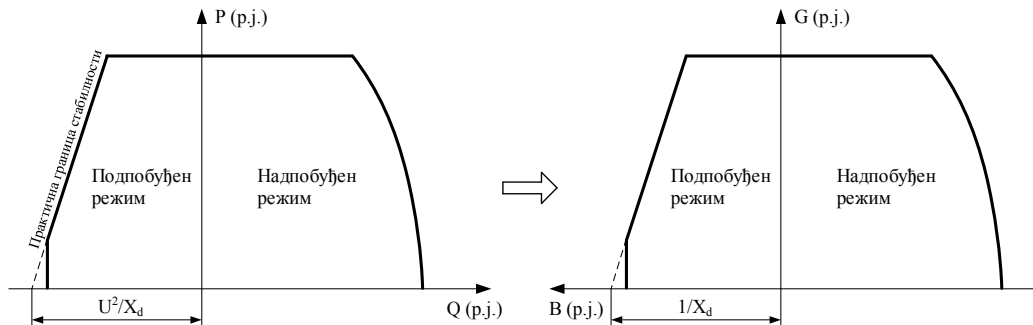
Заштита од губитка побуде има задатак да детектује губитак побуде код синхроног генератора пре него што он изгуби стабилност и испадне из синхронизма. До губитка побуде може доћи због различитих абнормалних стања као што су кварови или поремећаји у побудним колима и систему аутоматске регулације напона (прекиди, кратки спојеви, земљоспојеви) или због погрешне манипулације.

Ако је генератор везан на ЕЕС и оптерећен активном снагом, при губитку побуде скоро увек губи синхронизам, повећава му се брзина и прелази у асинхрони режим рада. У асинхронном режиму рада генератор из мреже узима реактивну снагу потребну за магнећење. Остали генератори који су везани на ЕЕС морају надокнадити реактивну снагу коју је до момента губитка синхронизма производио генератор у квару и реактивну снагу за његово магнећење. Уколико је генератор прикључен на слаб ЕЕС може доћи до преоптерећења преосталих генератора и значајног смањења напона и на тај начин до угрожавања стабилности ЕЕС. Због магнетске несиметрије ротора, у асинхронном режиму рада генератора, долази до знатних варијација активне и реактивне снаге што је нарочито изражено код хидрогенератора. Генератор код кога је дошло до губитка побуде изложен је опасности од преоптерећења статора јер је струја статора векторска сума радне струје и струје магнећења. У асинхронном режиму рада генератора у намотајима и магнетном колу ротора индукују се струје које додатно загревају ротор и код дужег рада могу проузроковати тежа оштећења ротора [113].

У овом поглављу приказана је примена дигиталне фазне компарације за реализацију заштите од губитка побуде са карактеристиком реаговања у адмитантној равни. Област реаговања усклађена је са погонским дијаграмом синхроног генератора.

5.1 Карактеристика реаговања у адмитантној равни

За формирање карактеристике реаговања неопходно је извршити конверзију погонског дијаграма синхроног генератора из $P-Q$ равни у $G-B$ равни. На слици 5.1 приказан је погонски дијаграм синхроног генератора у $P-Q$ и $G-B$ равни [10].

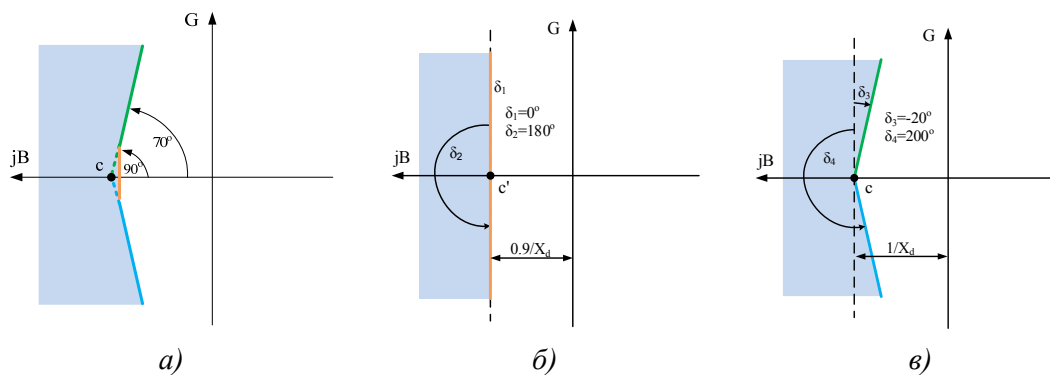


Слика 5.1 Погонски дијаграм синхроног генератора у $P-Q$ и $G-B$ равни

Веза између адмитансе и активне и реактивне снаге може се написати на следећи начин:

$$Y = G + jB = \frac{I \cdot U^*}{U \cdot U^*} = \frac{S^*}{U^2} = \frac{P - jQ}{U^2} = \frac{P}{U^2} - j \frac{Q}{U^2} \quad (5.1)$$

На основу претходне једначине може се видети да ће у подпобуђеном режиму суцептанса имати позитивну вредност. Карактеристика реаговања у адмитантној равни приказана је на слици 5.2(a). Формирање карактеристике реаговања извршено је тако да она буде усклађена са погонским дијаграмом синхроног генератора. Главну карактеристику реаговања приказану на слици 5.2(a) чине две карактеристике реаговања. Прву карактеристику приказану на слици 5.2(б) ограничава права која је паралелна са реалном осом и померена од координатног почетка по имагинарној оси за $0.9/X_d$. Другу карактеристику ограничава права која је померена по имагинарној оси од координатног почетка за $1/X_d$ и са имагинарном осом затвара угао од 70° . Да би био детектован губитак побуде када синхрона машина ради у моторном режиму карактеристика реаговања је преликана и у трећи квадрант.



Слика 5.2 Карактеристика реаговања у адмитантној равни

При реализацији карактеристике реаговања полази се од општих једначина фазне компарације [118]:

$$\underline{V}_I = \underline{k}_1 \underline{U}_r + \underline{k}_2 \underline{I}_r \quad (5.2)$$

$$\underline{V}_{II} = \underline{k}_3 \underline{U}_r + \underline{k}_4 \underline{I}_r \quad (5.3)$$

Коефицијенти \underline{k}_1 до \underline{k}_4 су константе које дефинишу карактеристику реаговања и независне су од улазних сигнала струја и напона. Ако се са ϕ_1 и ϕ_2 означе гранични углови фазног компаратора, област реаговања може се представити скупом тачака комплексне равни у којима важи:

$$\phi_1 \leq \arg \left\{ \frac{\underline{V}_I}{\underline{V}_{II}} \right\} \leq \phi_2 \quad (5.4)$$

Да би се олакшала претходна анализа уведене су следеће помоћне величине:

$$a = -\frac{\underline{k}_1}{\underline{k}_2}, \quad (5.5)$$

$$b = -\frac{\underline{k}_3}{\underline{k}_4}, \quad (5.6)$$

$$\alpha = \arg \left\{ \frac{\underline{k}_2}{\underline{k}_4} \right\}. \quad (5.7)$$

Ако је b нека тачка у бесконачности добија се $\underline{k}_d=0$, па се неједначина (5.4) може написати на следећи начин:

$$\phi_1 \leq \arg \left\{ \frac{k_1 \underline{U}_r + k_2 \underline{I}_r}{k_3 \underline{U}_r} \right\} \leq \phi_2 \quad (5.8)$$

Након сређивања, претходна неједначина добија коначан облик:

$$\phi_1 - \beta \leq \arg \{Y - c'\} \leq \phi_2 - \beta \quad (5.9)$$

где је:

$$c' = -\frac{k_1}{k_2}, \quad (5.10)$$

$$\beta = \arg \left\{ \frac{k_2}{k_3} \right\}, \quad (5.11)$$

$$Y = \frac{\underline{I}_r}{\underline{U}_r}. \quad (5.12)$$

Са слике 5.2(б) и 5.2(в) видљиве су вредности за тачке c и c' :

$$c' = j \frac{0.9}{X_d} \quad (5.13)$$

$$c = j \frac{1}{X_d} \quad (5.14)$$

Ако се неједначина (5.9) изједначи са граничним вредностима добија се услов реаговања за прву карактеристику приказану на слици 5.2(б):

$$\arg \{Y - c'\} = \phi_1 - \beta = \delta_1 = 0^\circ \quad (5.15)$$

$$\arg \{Y - c'\} = \phi_2 - \beta = \delta_2 = 180^\circ \quad (5.16)$$

За другу карактеристику реаговања приказану на слици 5.2(в) морају да буду испуњени следећи услови:

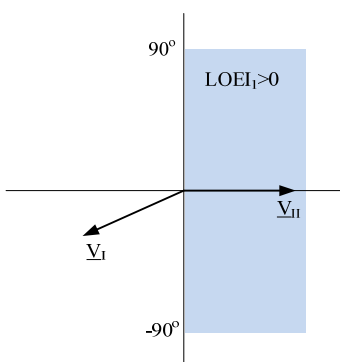
$$\arg\{Y - c\} = \phi_3 - \beta = \delta_3 = -20^\circ \quad (5.17)$$

$$\arg\{Y - c\} = \phi_4 - \beta = \delta_4 = 200^\circ \quad (5.18)$$

Ако се за коефицијенте уз референтни сигнал усвоје вредности $\underline{k}_1 = 1 \angle 0^\circ$ и $\underline{k}_3 = 1 \angle 0^\circ$, на основу (5.13) за коефицијент \underline{k}_2 у тачки c' добија се вредност $\underline{k}_2 = -X_d / 0.9 \angle -90^\circ$. На аналоган начин може се одредити вредност коефицијента \underline{k}_2 у тачки c .

Даље, на основу једначине (5.11) за угао β добија се $\beta = -90^\circ$. Заменом вредности за β у једначине (5.15) до (5.18) добијају се гранични углови за реализацију прве карактеристике реаговања $\phi_1 = -90^\circ$ и $\phi_2 = 90^\circ$, док за другу карактеристику реаговања имамо граничне углове $\phi_3 = -110^\circ$ и $\phi_4 = 110^\circ$.

За реализацију прве карактеристике реаговања приказане на слици 5.2(б) користи се један фазни компаратор са граничним угловима $\phi_1 = -90^\circ$ и $\phi_2 = 90^\circ$. Ово је илустровано на слици 5.3.



Слика 5.3 Фазни компаратор са граничним угловима $\phi_1 = -90^\circ$ и $\phi_2 = 90^\circ$

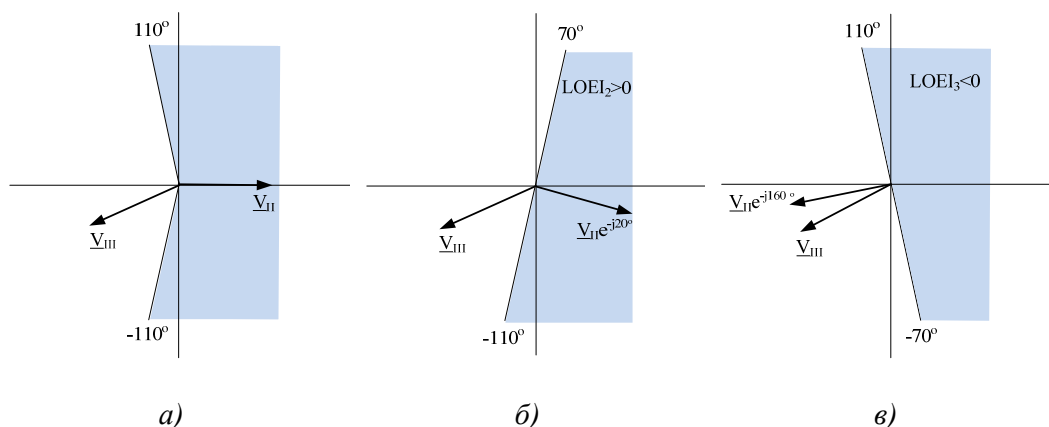
Коначно за улазне сигнале фазног компаратора за реализацију карактеристике реаговања приказане на слици 5.2(б) добија се:

$$\underline{V}_I = -\underline{U}_r + \frac{X_d}{0.9} \cdot \underline{I}_r \angle -90^\circ \quad (5.19)$$

$$\underline{V}_{II} = \underline{U}_r \quad (5.20)$$

Да би у нормалном радном режиму сигнал \underline{V}_I био изван осенчене области приказане на слици 5.3 извршено је његово множење са -1 , односно заротиран је за 180° . Исто је учињено и сигналом \underline{V}_{III} , који је приказан у наставку.

Друга карактеристика реаговања приказана је на слици 5.2(в) и реализована је са два фазна компаратора који заједно покривају област са граничним угловима $\phi_3 = -110^\circ$ и $\phi_4 = 110^\circ$. Ово је илустровано на слици 5.4(а). Да би фазни компаратор имао граничне углове $\pm 90^\circ$ потребно је да референтни сигнал \underline{V}_{II} буде нормалан у односу на граничну праву карактеристике реаговања. Да би се ово постигло неопходно је извршити померање вектора \underline{V}_{II} за -20° код првог фазног компаратора приказаног на слици 5.4(б). Код другог фазног компаратора потребно је вектор \underline{V}_{II} померити за -160° , као што је илустровано на слици 5.4(в). Може се приметити да померањем вектора \underline{V}_{II} за 20° у другом случају он такође постаје нормалан у односу на граничну праву. Међутим, ово није могуће практично реализовати јер би то био неки вектор у будућности, за разлику од претходних који касне у односу на тренутни сигнал. Померањем ових вектора уноси се додатно кашњење у рад алгоритма и оно је израженије што је померај већи. Међутим, ако се узме у обзир чињеница да се заштита од губитка побуде убраја у споре заштите чије време детекције је пар секунди, ово кашњење је занемарљиво. Код реализације брзих заштита свакако треба оптимизовати карактеристику како би се кашњење svelo на минималну вредност.



Слика 5.4 Фазни компаратор са граничним угловима $\phi_3 = -110^\circ$ и $\phi_4 = 110^\circ$

Улазни сигнали фазних компаратора за реализацију карактеристике приказане на слици 5.4(а) могу се написати на следећи начин:

$$\underline{V}_{III} = -\underline{U}_r + X_d \cdot \underline{I}_r \angle -90^\circ \quad (5.21)$$

$$\underline{V}_{IV} = \underline{U}_r \angle -20^\circ \quad (5.22)$$

$$\underline{V}_V = \underline{U}_r \angle -160^\circ \quad (5.23)$$

5.2 Реализација карактеристике реаговања у временском домену

Након формирања једначина (5.19) до (5.23) које описују улазне сигнале, неопходно је извршити њихову конверзију у дискретни облик. Из наведених једначина видљиво је да су одређени сабирци у односу на референтни сигнал фазно померени, а померај је изражен у облику угла. Фазне помераје потребно је написати у облику одбирака на тај начин што ће се у оригинални сигнал унети кашњење са одговарајућим бројем одбирака.

За фреквенцију одабирања усвојена је вредност $f_{od}=3.6 \text{ kHz}$, па једној периоди одговарају 72 одбирка ($m=f_{od}/f$, $f_{od}=3.6 \text{ kHz}$, $f=50 \text{ Hz}$). Углу од 90° одговара кашњење од 18 одбирака јер је $90^\circ \cdot 72/360^\circ=18$. Аналогно се израчунава број одбирака и за остале углове, па углу од 20° одговарају 4 одбирка, а углу од 160° одговарају 32 одбирка.

Претходно изведени улазни сигнали за сва три фазна компаратора могу се написати у дискретном облику:

$$v_I(n) = -u_r(n) + \frac{X_d}{0.9} \cdot i_r(n-18) \quad (5.24)$$

$$v_{II}(n) = u_r(n) \quad (5.25)$$

$$v_{III}(n) = -u_r(n) + X_d \cdot i_r(n-18) \quad (5.26)$$

$$v_{IV}(n) = u_r(n-4) \quad (5.27)$$

$$v_V(n) = u_r(n-32) \quad (5.28)$$

Коначно, као показатељ губитка побуде може се увести индекс губитка побуде ($LOEI$) који представља интеграл тренутне снаге производа улазних

сигнала на интервалу једнаком половини периоде. Као што је претходно поменуто за реализацију карактеристике реаговања приказану на слици 5.2(а) користе се три фазна компаратора, па су у складу са тим дефинисана три индекса губитка побуде:

$$LOEI_1 = \frac{\frac{2}{m} \sum_{n=1}^{m/2} v_I(n) \cdot v_{II}(n)}{V_{I,ef} \cdot V_{II,ef}} \quad (5.29)$$

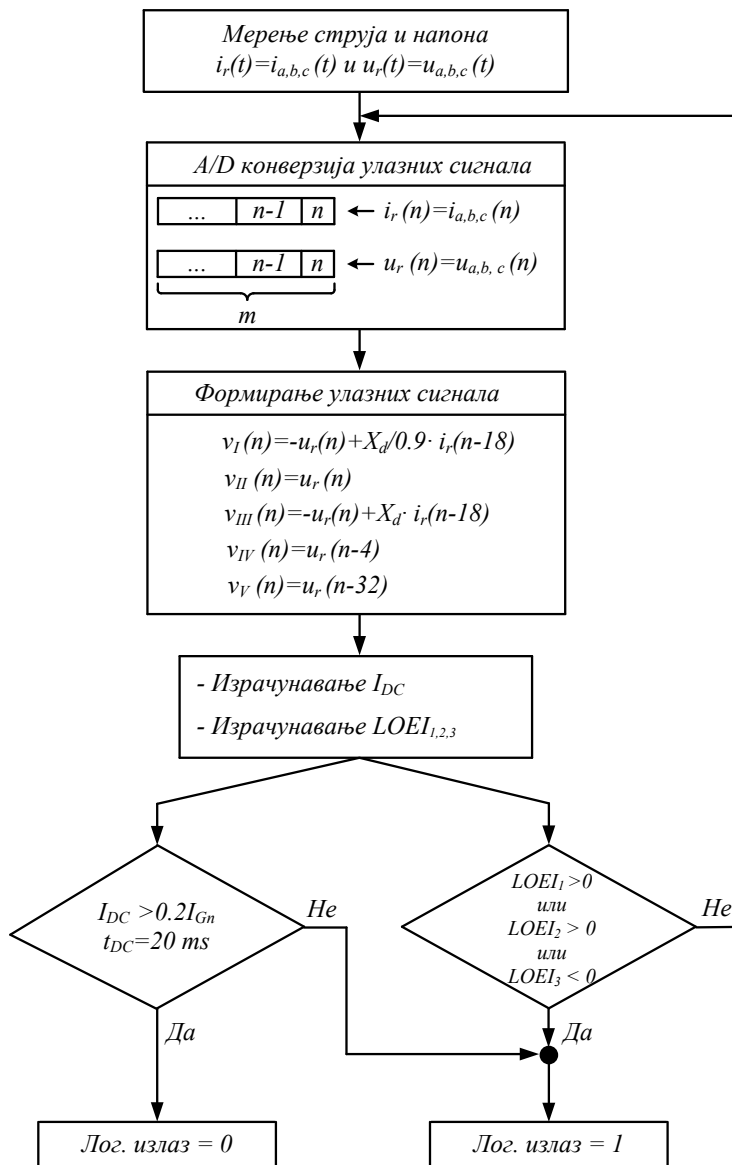
$$LOEI_2 = \frac{\frac{2}{m} \sum_{n=1}^{m/2} v_{III}(n) \cdot v_{IV}(n)}{V_{III,ef} \cdot V_{IV,ef}} \quad (5.30)$$

$$LOEI_3 = \frac{\frac{2}{m} \sum_{n=1}^{m/2} v_{III}(n) \cdot v_V(n)}{V_{III,ef} \cdot V_{V,ef}} \quad (5.31)$$

Да би алгоритам генерисао логички излаз за искључење генератора неопходно је да бар један од показатеља $LOEI$ задовољава услов реаговања: $LOEI_1 > 0$, $LOEI_2 > 0$ или $LOEI_3 < 0$. Када генератор ради при већим оптерећењима прво ће бити задовољен услов реаговања за $LOEI_2$ јер је његова гранична права нагнута према реалној оси, док ће при мањим оптерећењима реаговати $LOEI_1$. У моторном режиму рада $LOEI_3$ ће први испунити услов реаговања, док је за мања оптерећења ситуација аналогна као при раду у генераторском режиму.

При појави екстерних кратких спојева у близини сабирница генератора долази до појаве љуљања снаге које може изазвати погрешно реаговање алгоритма. Да би се елиминисало погрешно реаговање алгоритма при наведеној појави користи се DC компонента у фазној струји која је подешена на вредност $I_{DC} > 0.2I_{Gn}$. [11]. Када дође до губитка побуде DC компонента у фазној струји је једнака нули и алгоритам детектује губитак побуде на основу вредности $LOEI$. При појави кратких спојева у близини генератора у фазној струји се појављује DC компонента и када пређе подешену вредност у трајању од 20 ms, DC елемент шаље импулс за блокирање логичког излаза алгоритма.

На основу претходно изведених запажања на слици 5.5 приказан је блок дијаграм предложеног алгоритма за детекцију губитка побуде.



Слика 5.5 Алгоритам за детекцију губитка побуде

5.3 Тестирање алгоритма

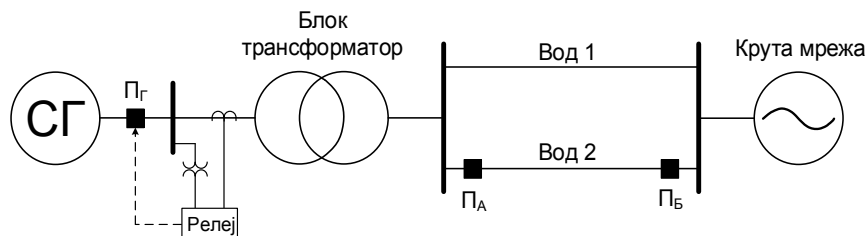
За потребе тестирања предложеног алгоритма за детекцију губитка побуде у програмском пакету MATLAB/Simulink моделована је тест мрежа са синхроним генератором на којем је симулирана појава губитка побуде. При тестирању алгоритма вођено је рачуна да се обухвати што реалнија ситуација која се може

појавити у мрежи. Предложени алгоритам тестиран је за два карактеристична догађаја:

- Губитак побуде и
- Екстерни кратки спојеви у мрежи.

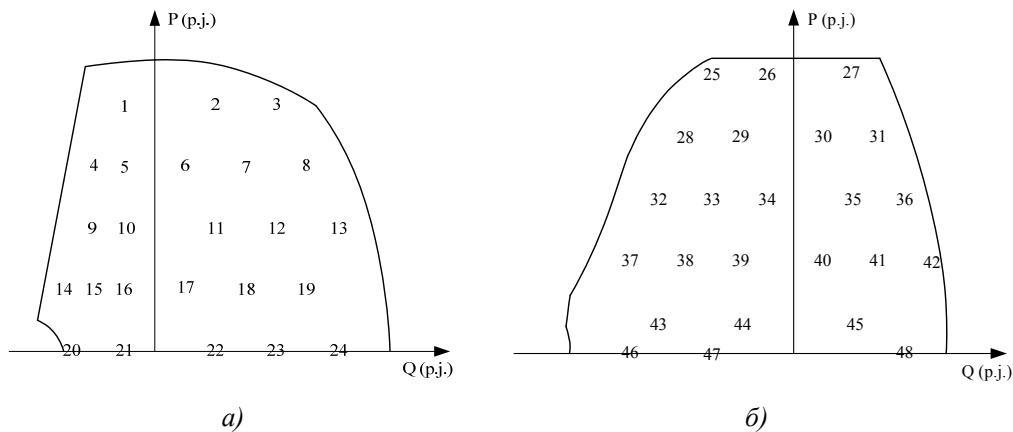
На слици 5.6 приказана је једнополна шема тест мреже са синхроним генератором на којој су спроведена тестирања алгоритма. На слици је са П_Г означен прекидач синхроног генератора, а П_А и П_Б представљају прекидаче на почетку и крају вода 2.

Тестирање алгоритма извршено је на моделима турбогенератора (СГ1 у табели П1.1) и хидрогенератора (СГ2 у табели П1.2). Подаци о елементима мреже приказани су у Прилогу 1.



Слика 5.6 Једнополна шема тест мреже са синхроним генератором

Слика 5.7 приказује погонске дијаграме турбогенератора и хидрогенератора са уцртаним бројевима који означавају различите случајеве оптерећења генератора при којим је извршено тестирање алгоритма.



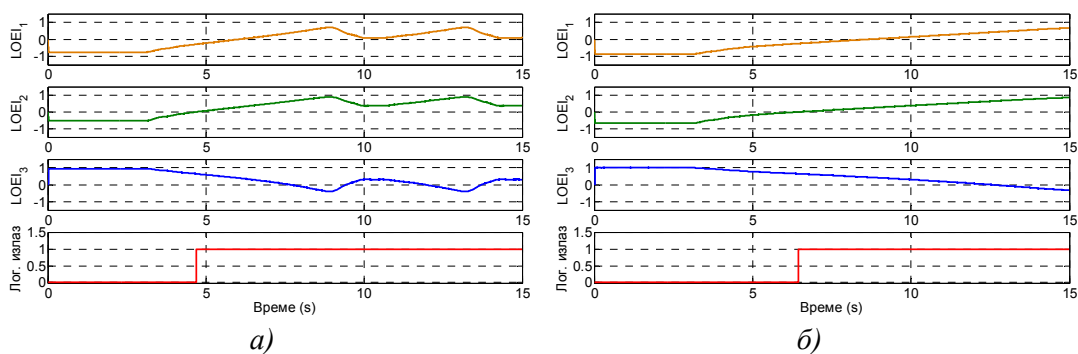
Слика 5.7 Погонски дијаграми а) турбогенератора и б) хидрогенератора

5.3.1 Губитак побуде

У овом делу извршено је тестирање алгоритма за потпуни губитак побуде при различитим радним режимима и оптерећењима синхроног генератора (надпобуђен, подпобуђен и компензаторски режим рада).

Прво је извршено тестирање алгоритма на моделу турбогенератора за 24 различита случаја приказана на слици 5.7(a) и у табели 5.1. Губитак побуде симулиран је у тренутку 3 s.

На слици 5.8 приказани су резултати тестирања алгоритма на моделу турбогенератора када он ради у надпобуђеном режиму, случајеви 3 и 11 из табеле 5.1. На основу добијених резултата може се видети да у оба случаја $LOEI_2$ први испуњава услов $LOEI_2 > 0$ и алгоритам детектује губитак побуде након 1.685 s, за случај 3 и 3.435 s за случај 11.

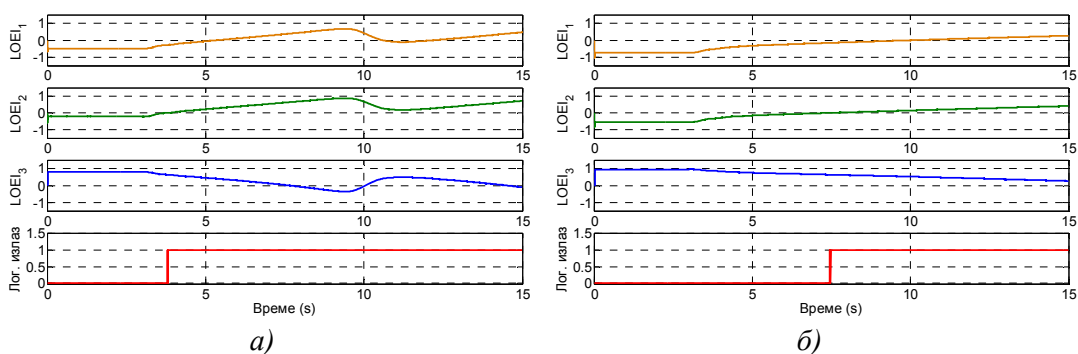


Слика 5.8 Резултати тестирања алгоритма а) за случај 3 и б) за случај 11

На слици 5.9 приказани су резултати тестирања алгоритма на моделу турбогенератора при губитку побуде за случајеве 5 и 15, када генератор ради у подпобуђеном режиму. У оба случаја $LOEI_2$ најбрже испуњава услов реаговања и алгоритам успешно детектује губитак побуде након 0.804 s, односно 4.447 s.

Резултати тестирања алгоритма при губитку побуде за различите радне режиме и оптерећења турбогенератора приказани су у табели 5.1. На основу добијених резултата може се закључити да алгоритам за све тестиране случајеве успешно детектује губитак побуде, пре него што генератор изгуби стабилност и испадне из синхронизма. Такође, може се приметити да на брзину детекције

губитка побуде утиче радни режим и оптерећење генератора које је претходило губитку побуде.



Слика 5.9 Резултати тестирања алгорита а) за случај 5 и б) за случај 15

Табела 5.1 Резултати тестирања алгорита на моделу турбогенератора

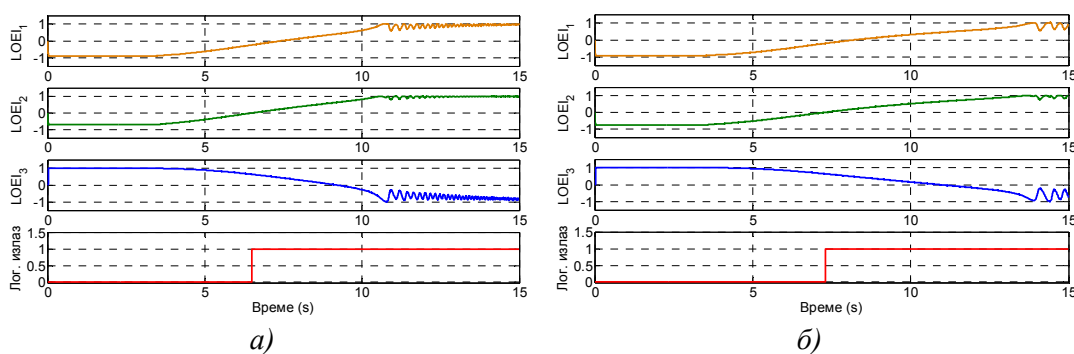
Случај	P+jQ, (p.j.)	Време реаговања, (s)	Губитак синхронизма, (s)	Случај	P+jQ, (p.j.)	Време реаговања, (s)	Губитак синхронизма, (s)
1	0.8-j0.1	0.384	4.279	13	0.4+0.6	4.295	-
2	0.8+j0.2	1.206	5.332	14	0.2-j0.3	1.735	-
3	0.8+j0.4	1.685	3.800	15	0.2-j0.2	4.447	-
4	0.6-j0.2	0.345	5.685	16	0.2-j0.1	5.796	-
5	0.6-j0.1	0.804	6.369	17	0.2+j0.1	7.030	-
6	0.6+j0.1	1.675	7.364	18	0.2+j0.3	7.620	-
7	0.6+j0.3	2.264	7.991	19	0.2+j0.5	7.990	-
8	0.6+j0.5	2.654	8.413	20	0-j0.3	1.687	-
9	0.4-j0.2	1.045	9.751	21	0-j0.1	3.015	-
10	0.4-j0.1	1.893	1.794	22	0+j0.2	3.862	-
11	0.4+0.2	3.435	-	23	0+j0.4	4.202	-
12	0.4+0.4	3.954	-	24	0+j0.6	4.461	-

У другом сценарију проверен је рад алгорита на моделу хидрогенератора. Тестирање алгорита извршено је такође за 24 различита случаја приказана у табели 5.2.

Табела 5.2 Резултати тестирања алгоритма на моделу хидрогенератора

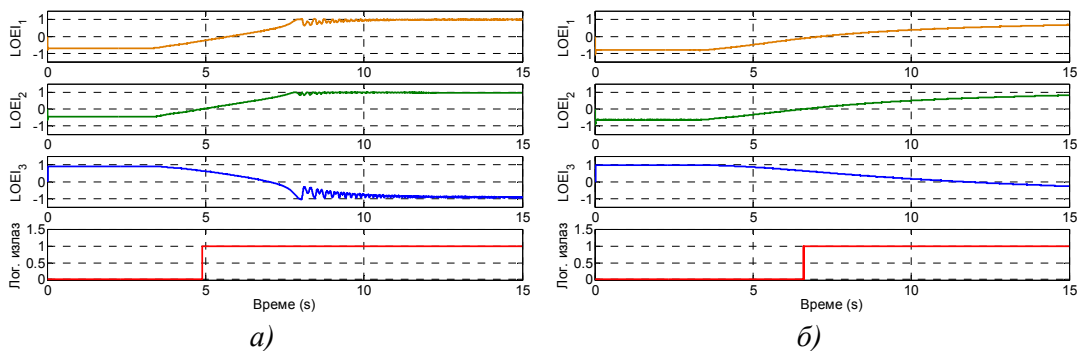
Случај	P+jQ, (p.j.)	Време реаговања, (s)	Губитак синхронизма, (s)	Случај	P+jQ, (p.j.)	Време реаговања, (s)	Губитак синхронизма, (s)
25	0.9-j0.3	1.303	4.229	37	0.3-j0.6	1.734	-
26	0.9-j0.1	1.885	4.842	38	0.3-j0.4	3.596	-
27	0.9+j0.2	2.584	5.536	39	0.3-j0.2	4.634	-
28	0.7-j0.4	1.424	5.514	40	0.3+j0.1	5.605	-
29	0.7-j0.2	2.225	6.335	41	0.3+j0.3	6.064	-
30	0.7+0.1	3.075	7.191	42	0.3+j0.5	6.434	-
31	0.7+j0.3	3.495	7.612	43	0.1-j0.5	4.314	-
32	0.5-j0.5	1.565	7.962	44	0.1-j0.2	6.225	-
33	0.5-j0.3	2.724	9.145	45	0.1+j0.2	7.480	-
34	0.5-j0.1	3.496	9.925	46	0-j0.6	3.175	-
35	0.5+j0.2	4.304	10.728	47	0-j0.3	5.955	-
36	0.5+j0.4	4.696	11.121	48	0+j0.4	8.120	-

На слици 5.10 приказани су резултати тестирања алгоритма на моделу хидрогенератора када он ради у надпобуђеном режиму, случајеви 31 и 35 из табеле 5.2. На основу добијених резултата може се видети да $LOEI_2$ најбрже испуњава услов $LOEI_2 > 0$ и алгоритам детектује губитак побуде након 3.495 s за случај 31 и 4.304 s за случај 35.



Слика 5.10 Резултати тестирања алгоритма а) за случај 31 и б) за случај 35

На слици 5.11 приказани су резултати тестирања алгоритма за случајеве 26 и 38 при раду хидрогенератора у подпобуђеном режиму. У оба случаја алгоритам успешно детектује губитак побуде након 1.885 s и 3.596 s.



Слика 5.11 Резултати тестирања алгорита а) за случај 26 и б) за случај 38

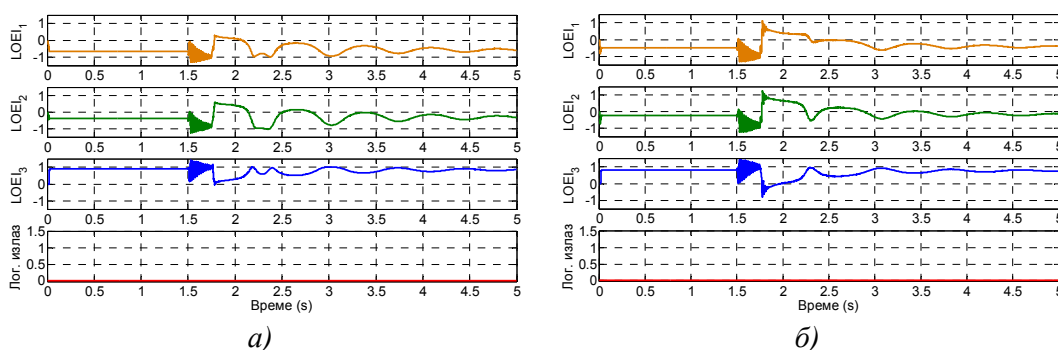
Резултати тестирања алгорита показују да брзина детекције губитка побуде зависи од радног режима генератора који је претходио губитку побуде. За режиме са већим оптерећењем алгорита брже детектује губитак побуде.

5.3.2 Екстерни кратки спојеви у мрежи

У овом делу анализиран је рад алгорита при појави кратких спојева на воду који повезује генератор са мрежом. Стабилност синхроног генератора при појави кратких спојева на воду зависи од локације кратког споја, типа кратког споја, дужине трајања кратког споја и радног режима генератора који је претходио кратком споју. Уколико генератор изгуби стабилност и испадне из синхронизма услед кратког споја поремећај ће бити детектован заштитом од губитка корака. Алгоритам који детектује овај тип поремећаја описан је у наредном поглављу. Међутим, при кратким спојевима чије време искључења је мање од критичног, генератор ће задржати стабилност, али ће доћи до појаве стабилног љуљања снаге. Као последица љуљања снаге заштита од губитка побуде може непотребно реаговати и искључити генератор са мреже.

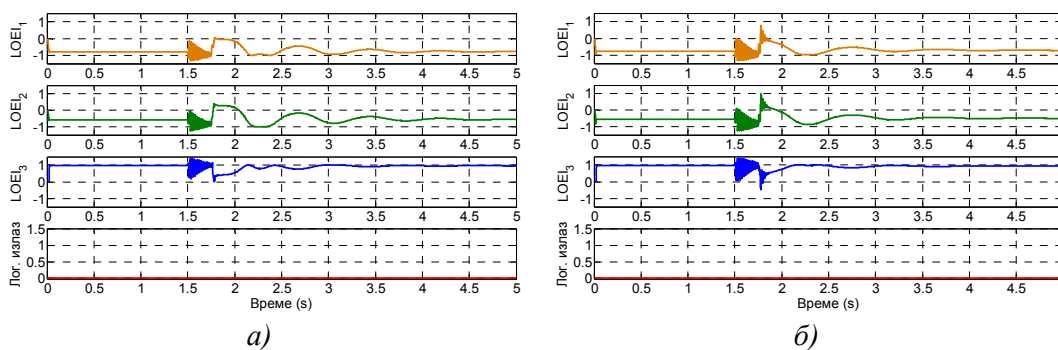
Да би се проверило понашање алгорита при наведеном поремећају извршено је тестирање на моделима турбогенератора и хидрогенератора за све случајеве приказане у табелама 5.1 и 5.2. Појава љуљања снаге генерисана је симулацијом трополног кратког споја на 5 % дужине вода 2. Квар је елиминисан након 250 ms искључењем прекидача на почетку и крају вода 2.

На слици 5.12 приказани су резултати тестирања алгоритма при појави љуљања снаге, за случајеве 2 и 9, када је на мрежу повезан турбогенератор. Са слике се види да у оба случаја $LOEI$ краткотрајно улази у област реаговања, али алгоритам не реагује јер DC блок блокира логички излаз алгоритма.



Слика 5.12 Резултати тестирања алгоритма при појави љуљања снаге
а) за случај 2 и б) за случај 9

На слици 5.13. приказани су резултати тестирања алгоритма при појави љуљања снаге, за случајеве 27 и 33, када је на мрежу повезан хидрогенератор. Као и на претходној слици алгоритам није генерисао логички излаз за искључење генератора јер је био блокиран од стране DC блока.



Слика 5.13 – Резултати тестирања алгоритма при појави љуљања снаге
а) за случај 27 и б) за случај 33

Алгоритам је такође тестиран и за друге типове кратких спојева, који су симулирани при различитим оптерећењима генератора, на различитим локацијама и са различитим временима искључења. За све тестиране случајеве алгоритам је показао добре резултате.

6. АЛГОРИТАМ ЗА ДЕТЕКЦИЈУ ГУБИТКА КОРАКА СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА

Губитак корака или губитак синхронизма може настати као последица кратких спојева на водовима који повезују синхрони генератор са ЕЕС, а чије време искључења је веће од критичног времена искључења кратког споја. Пред заштиту од губитка корака поставља се задатак да детектује овај поремећај и искључи генератор са мреже, јер синхрони генератор није пројектован за трајан рад у таквом режиму. Анализа рада синхронног генератора у асинхронном режиму и проблеми који могу настати као последица таквог рада описани су у другом поглављу.

У овом поглављу приказан је нови алгоритам за детекцију губитка корака код синхронних генератора базиран на примени дигиталне фазне компарације у временском домену.

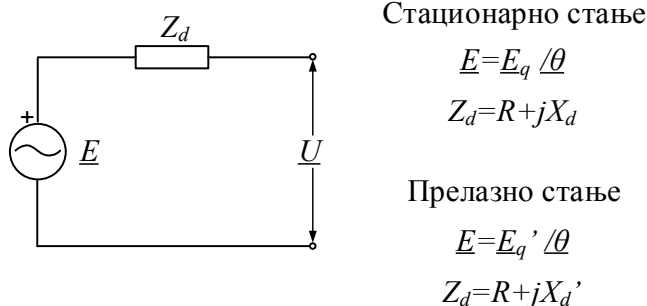
У нормалном погону вектори напона и индуковане електромоторне силе (ЕМС) генератора обрћу се синхронном брзином. Угао између њих пропорционалан је снази коју генератор предаје у ЕЕС и назива се угао оптерећења θ . У стационарном режиму угао оптерећења има константну вредност која се креће у опсегу од 0° до приближно 90° . Када дође до нарушавања стабилности синхронног генератора угао оптерећења се повећава и када генератор изгуби синхронизам, угао оптерећења се мења са фреквенцијом клизања у опсегу $\pm 180^\circ$. Одређивање угла оптерећења могуће је на више начина, а један од њих је на основу мерења угаоне брзине. То захтева додатну опрему за мерење и отежава имплементацију таквог алгоритма у мултифункционалне уређаје релејне заштите које најчешће као улазне величине користе струје и напоне.

Предложени алгоритам не рачуна угао оптерећења него производ тренутних вредности улазних сигнала. Као улазни сигнали користе се фазни напони и индуковане ЕМС генератора. Улазни сигнали фазних напона добијају се са напонских трансформатора, а индуковане ЕМС израчунавају се на основу фазних напона и струја и импедансе генератора. Улазни сигнали алгоритма

разликују се за турбогенератор и хидрогенератор. Због тога су у наставку одвојено анализирани модели турбогенератора и хидрогенератора.

6.1 Модел турбогенератора

Еквивалентна шема синхроног турбогенератора приказана је на слици 6.1. На основу еквивалентне шеме извршено је израчунавање индуковане ЕМС потребне за формирање улазних сигнала алгоритма [112].

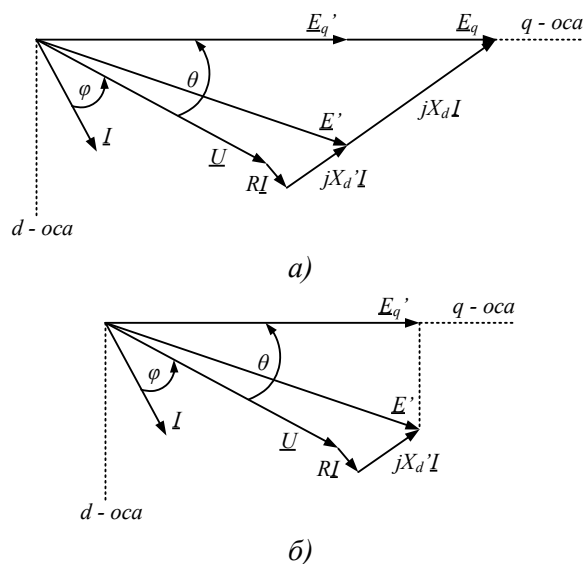


Слика 6.1 Еквивалентна шема синхроног турбогенератора

Индукована ЕМС на слици 6.1 моделована је са напонским извором. На основу еквивалентне шеме може се написати израз за индуковану ЕМС у комплексном домену:

$$\underline{E} = \underline{U} + Z_d \underline{I} \quad (6.1)$$

За израчунавање индуковане ЕМС у стационарном режиму меродавна је синхрона реактанса X_d , а у прелазном стању транзијентна реактанса X_d' . Ово је илустровано на слици 6.2. На слици 6.2(а) приказан је векторски дијаграм турбогенератора за стационарни режим, а на слици 6.2(б) векторски дијаграм за транзијентни или прелазни режим.



Слика 6.2. Векторски дијаграм турбогенератора за а) стационарни и б) прелазни режим

Индукована ЕМС генератора у временском домену има следећи облик:

$$e = u + Ri + L_d \frac{di}{dt} \quad (6.2)$$

Решавање претходне једначине захтева нумеричко израчунавање извода струје di/dt . Ако је $\Delta i = di/dt$ за то израчунавање може се применити следећа апроксимативна форма [106]:

$$\Delta i = \frac{i_{n+1} - i_{n-1}}{2T_{od}} \quad (6.3)$$

Индукована ЕМС генератора у стационарном режиму написана у дискретном облику дата је следећом једначином:

$$e_{a,b,c}(n) = u_{a,b,c}(n) + R \cdot i_{a,b,c}(n) + L_d \cdot \Delta i_{a,b,c}(n) \quad (6.4)$$

Једначина (6.4) написана у матричној форми има следећи облик:

$$\begin{bmatrix} e_a(n) \\ e_b(n) \\ e_c(n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_a(n) \\ u_b(n) \\ u_c(n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a(n) \\ i_b(n) \\ i_c(n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 \\ 0 & 0 & L_d \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_a(n) \\ \Delta i_b(n) \\ \Delta i_c(n) \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

Аналогно се израчунава индукована ЕМС за транзијентни режим $e'_{a,b,c}(n)$, само се уместо индуктивности L_d користи транзијентна индуктивност L'_d :

$$e'_{a,b,c}(n) = u_{a,b,c}(n) + R \cdot i_{a,b,c}(n) + L'_d \cdot \Delta i_{a,b,c}(n) \quad (6.6)$$

Матрична форма једначине (6.6) има следећи облик:

$$\begin{bmatrix} e_a(n) \\ e_b(n) \\ e_c(n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_a(n) \\ u_b(n) \\ u_c(n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a(n) \\ i_b(n) \\ i_c(n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L'_d & 0 & 0 \\ 0 & L'_d & 0 \\ 0 & 0 & L'_d \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta i_a(n) \\ \Delta i_b(n) \\ \Delta i_c(n) \end{bmatrix} \quad (6.7)$$

Индуктивности L_d и L'_d могу се израчунати на основу познатих реактанси генератора X_d и X'_d и номиналне угаоне брзине $\omega_0 = 2\pi f$.

6.2 Модел хидрогенератора

Код хидрогенератора ротор има различите магнетске отпорности у правцу d и q осе. Због тога за хидрогенератор у општем случају није могуће формирати јединствену еквивалентну шему као за турбогенератор. За анализу радних режима хидрогенератора полази се од векторских дијаграма за стационарни и прелазни режим, приказаних на слици 6.3 [112].

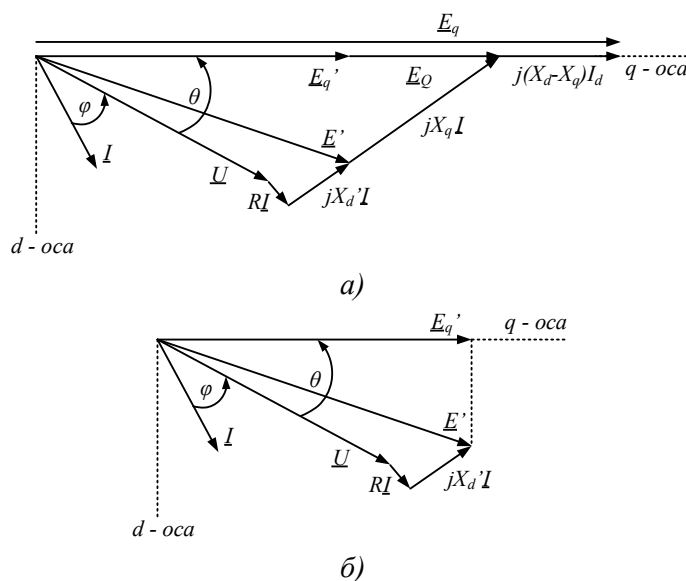
На основу векторског дијаграма приказаног на слици 6.3 може се написати једначина за индуковану ЕМС по q оси у стационарном режиму:

$$\underline{E}_q = \underline{U} + (R + jX_q)\underline{I} + j(X_d - X_q)\underline{I}_d \quad (6.8)$$

У једначини (6.8) сада фигурише и пад напона $j(X_d - X_q)\underline{I}_d$, што додатно усложњава израчунавање индуковане ЕМС по q оси. Међутим, са векторског дијаграма се види да овај пад напона утиче само на вредност индуковане ЕМС, а

не утиче на угао оптерећења θ . Једначина (6.8) може се поједноставити ако се занемари пад напона $j(X_d - X_q)I_d$ на q оси. Пошто ово занемаривање не утиче на угао оптерећења θ , самим тим не утиче ни на рад алгоритма и тачност детекције губитка корака. Занемаривањем пада напона $j(X_d - X_q)I_d$ једначина (6.8) добија следећи облик:

$$\underline{E}_q = \underline{E}_Q = \underline{U} + (R + jX_q)\underline{I} \quad (6.9)$$



Слика 6.3. Векторски дијаграм хидрогенератора за а) стационарни и б) прелазни режим

Коначно, индукована ЕМС хидрогенератора у стационарном режиму, у дискретном облику дата је следећом једначином:

$$e_{a,b,c}(n) = u_{a,b,c}(n) + R \cdot i_{a,b,c}(n) + L_q \cdot \Delta i_{a,b,c}(n) \quad (6.10)$$

Индукована ЕМС хидрогенератора у транзијентном режиму иста је као код турбогенератора, у једначини фигурише индуктивност L_d' :

$$e'_{a,b,c}(n) = u_{a,b,c}(n) + R \cdot i_{a,b,c}(n) + L'_d \cdot \Delta i_{a,b,c}(n) \quad (6.11)$$

6.3 Формирање алгоритма

Полазећи од претходно изведених једначина за индуковане ЕМС турбогенератора и хидрогенератора извршено је формирање улазних сигнала алгоритма.

Улазни сигнали алгоритма за стационарни режим могу се представити на следећи начин:

$$v_I(n) = u_{a,b,c}(n) \quad (6.12)$$

$$v_{II}(n) = e_{a,b,c}(n) \quad (6.13)$$

Када се догоди кратак спој у мрежи и дође до нарушавања стабилности, генератор прелази у транзијентни режим па се за улазне сигнале користе следеће релације:

$$v_I(n) = u_{a,b,c}(n) \quad (6.14)$$

$$v_{II}(n) = e'_{a,b,c}(n) \quad (6.15)$$

Да би се са променом радног режима генератора променили улазни сигнали алгоритма користи се једносмерна компонента у фазној струји подешена на вредност $I_{DC}=0.2I_{Gn}$ са временским трајањем $t_{DC}=20$ ms [11]. У стационарном режиму једносмерна компонента у фазној струји приближно је једнака нули и на улаз алгоритма се доводе сигнали описани једначинама (6.12) и (6.13). При појави кратког споја у близини генератора нарушава се стационарни режим. У фазној струји се појављује једносмерна компонента и када она достигне подешену вредност на улаз алгоритма се доводе сигнали описани једначинама (6.14) и (6.15).

Дигитална фазна компарација описана је у четвртом поглављу. Као што је поменуто у уводном делу овог поглавља алгоритам на бази дигиталне фазне компарације фазно пореди улазне сигнале напона и индукованих ЕМС у све три фазе. Као показатељ губитка корака синхроног генератора уведен је индекс губитка корака (*Out of Step Index – OSI*):

$$OSI = \frac{2}{m} \frac{\sum_{n=1}^{m/2} v_I(n) \cdot v_{II}(n)}{V_{I,ef} \cdot V_{II,ef}} \quad (6.16)$$

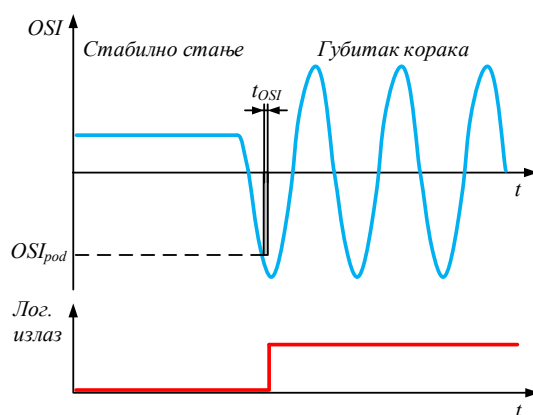
За фреквенцију одабирања усвојена је вредност од 2 kHz.

Вредност OSI приближно је једнака $\cos(\theta)$. Када су улазни сигнали у фази OSI има вредност 1, док при фазном померају од 180° вредност OSI износи -1.

Када синхрони генератор ради у стационарном режиму OSI има константну позитивну вредност. При нарушавању стабилности генератора и губитку корака OSI ће осциловати у опсегу ± 1 . Пошто у стационарном режиму OSI има позитивну вредност, за детекцију губитка корака користи се негативна полупериода. Као критеријум за детекцију губитка корака усвојено је да $OSI < OSI_{pod}$ у трајању од $t_{OSI} = 10$ ms. Пошто се OSI креће у опсегу ± 1 , за детекцију губитка корака користи се негативна полупериода, а гранична вредност подешена је на $OSI_{pod} = -0.9$. За подешену вредност OSI_{pod} због толеранције усвојена је вредност од -0.9 уместо -1.

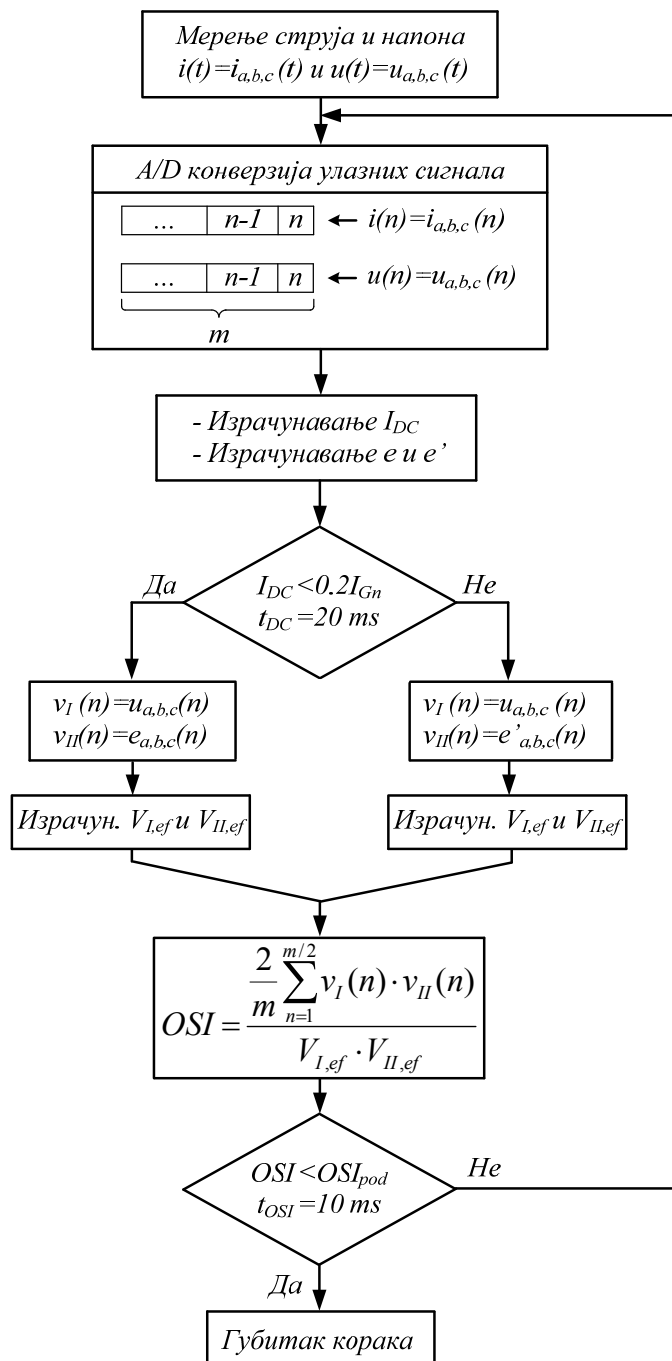
Да би алгоритам генерисао сигнал за искључење генератора са мреже потребно је да OSI у све три фазе буде мање од подешене вредности, односно $OSI_a < OSI_{pod} \& OSI_b < OSI_{pod} \& OSI_c < OSI_{pod}$.

Промена OSI у стабилном стању и при губитку корака приказана је на слици 6.4.



Слика 6.4 Индекс губитка корака у стабилном и нестабилном режиму

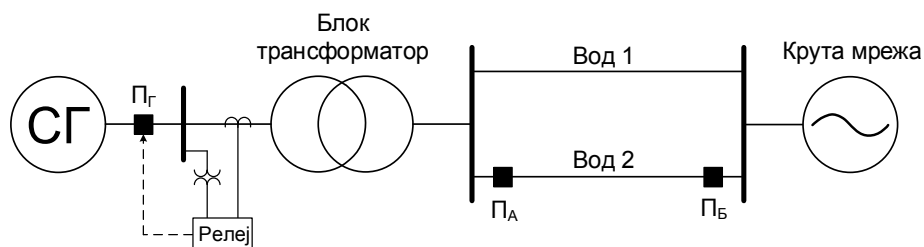
На основу претходне анализе формиран је алгоритам за детекцију губитка корака који је приказан на слици 6.5.



Слика 6.5 Алгоритам за детекцију губитка корака

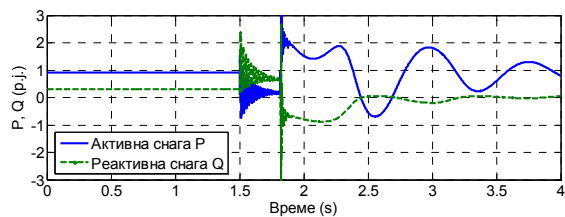
6.4 Тестирање алгоритма

Модел тест мреже са синхроним генератором на којем су спроведена тестирања предложеног алгоритма приказан је на слици 6.6. Генератор је преко блок трансформатора и два вода повезан на круту мрежу. Тестирање алгоритма извршено је за два сценарија. У првом сценарију алгоритам је тестиран на тест мрежи са турбогенератором (СГ1), а у другом сценарију кориштен је хидрогенератор (СГ2). Тест мрежа моделована је у програмском пакету MATLAB/Simulink. Подаци о елементима тест мреже приказани су у Прилогу 1.

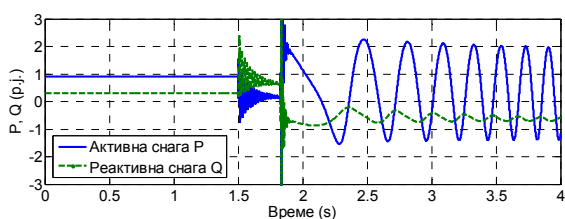


Слика 6.6. Једнополна шема тест мреже са синхроним генератором

Трофазни кратак спој симулиран је у тренутку 1.5 s на 5% и 20% дужине вода 2. Квар је елиминисан искључењем прекидача ПА и ПБ на почетку и крају вода 2. Кратак спој је симулиран за два времена искључења кратког споја, при различитим почетним оптерећењима генератора. Критично време искључења кратког споја за различите радне режиме синхроног генератора одређено је симулацијама. За време искључења кратког споја усвојена је једна мања и једна већа вредност од критичног времена искључења кратког споја. На тај начин обухваћени су случајеви стабилног љуљања снаге када генератор задржава стабилност и нестабилног љуљања снаге када долази до нарушавања стабилности и генератор губи корак. На слици 6.7 приказана је промена активне и реактивне снаге при стабилном љуљању снаге и при губитку корака синхроног генератора.



а)



б)

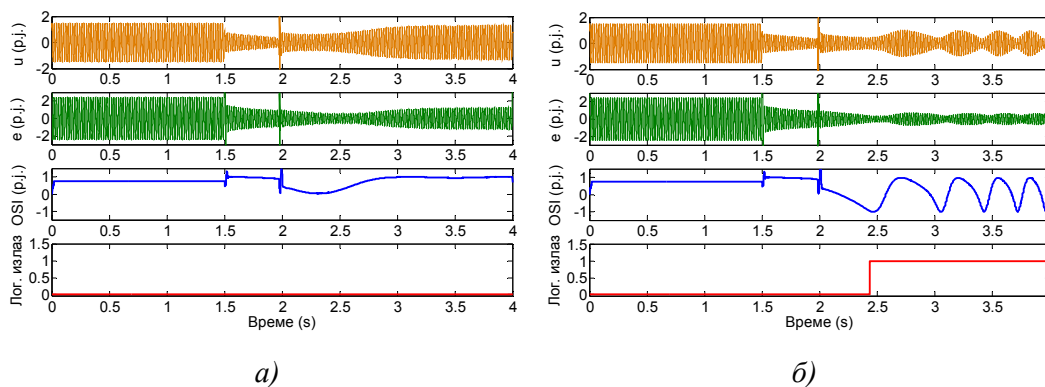
Слика 6.7. Активна и реактивна снага за случајеве
а) стабилног љуљања снаге и б) губитка корака

Предложени алгоритам је прво тестиран на моделу тест мреже са турбогенератором. Тестирање је извршено за двадесет различитих случајева приказаних у табели 6.1.

Табела 6.1 Резултати тестирања алгоритма за мрежу са турбогенератором

Случај	$P+jQ$, (p.u.)	Место квара	t_{isk} , (ms)	Време реаговања, (ms)	Радни режим
1	0.80+j0.20	5% вода 2	360	-	стабилан
2			370	436	нестабилан
3		20% вода 2	470	-	стабилан
4			480	455	нестабилан
5	0.70+j0.30	5% вода 2	435	-	стабилан
6			450	346	нестабилан
7		20% вода 2	600	-	стабилан
8			610	405	нестабилан
9	0.50+j0.35	5% вода 2	635	-	стабилан
10			645	382	нестабилан
11		20% вода 2	1010	-	стабилан
12			1020	448	нестабилан
13	0.75-j0.25	5% вода 2	270	-	стабилан
14			290	519	нестабилан
15		20% вода 2	335	-	стабилан
16			355	541	нестабилан
17	0.50-j0.30	5% вода 2	420	-	стабилан
18			440	357	нестабилан
19		20% вода 2	540	-	стабилан
20			560	313	нестабилан

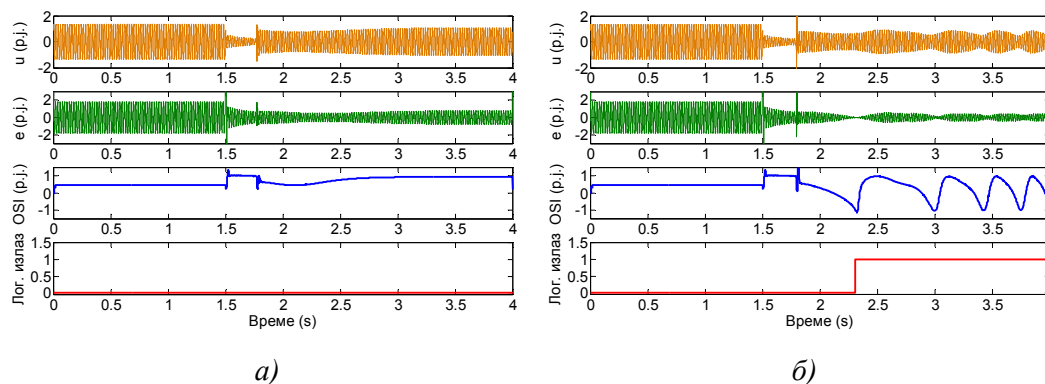
На слици 6.8 приказани су резултати тестирања предложеног алгоритма за случајеве 3 и 4, када турбогенератор ради у надпобуђеном радном режиму. Са слике 6.8(a) може се приметити да алгоритам не генерише логички излаз за искључење генератора јер долази само до појаве стабилног љуљања снаге и генератор задржава стабилност. На слици 6.8(б) генератор губи корак јер је време искључења кратког споја веће од критичног и алгоритам генерише логички излаз за искључење генератора након 455 ms.



Слика 6.8 Резултати тестирања алгоритма на моделу турбогенератора

a) случај 3 и б) случај 4

Резултати тестирања алгоритма за подпобуђен режим турбогенератора и случајеве 13 и 14 приказани су на слици 6.9. Са слике 6.9(a) може се приметити да алгоритам не генерише логички излаз за искључење генератора јер долази до појаве стабилног љуљања снаге и генератор задржава стабилност. На слици 6.9(б) генератор губи корак јер је време искључења кратког споја веће од критичног и алгоритам генерише логички излаз за искључење генератора након 519 ms.



Слика 6.9 Резултати тестирања алгоритма на моделу турбогенератора

a) случај 13 и б) случај 14

У другом сценарију извршено је тестирање алгоритма на моделу мреже са хидрогенератором. Тестирање алгоритма извршено за двадесет случајева приказаних у табели 6.2.

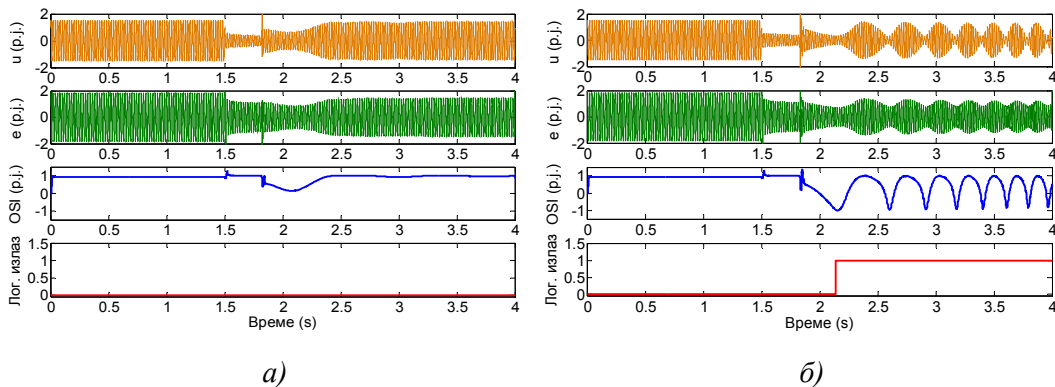
Табела 6.2. Резултати тестирања алгоритма за мрежу са хидрогенератором

Случај	$P+jQ$, (p.j.)	Место квара	t_{isk} , (ms)	Време искључења, (ms)	Радни режим
21	0.90+j0.30	5% вода 2	315	-	стабилан
22			325	314	нестабилан
23		20% вода 2	395	-	стабилан
24			405	331	нестабилан
25	0.75+j0.25	5% вода 2	375	-	стабилан
26			385	327	нестабилан
27		20% вода 2	485	-	стабилан
28			495	351	нестабилан
29	0.50+j0.20	5% вода 2	555	-	стабилан
30			565	272	нестабилан
31		20% вода 2	820	-	стабилан
32			830	321	нестабилан
33	0.90-j0.30	5% вода 2	240	-	стабилан
34			250	375	нестабилан
35		20% вода 2	285	-	стабилан
36			295	470	нестабилан
37	0.55-j0.20	5% вода 2	440	-	стабилан
38			450	325	нестабилан
39		20% вода 2	575	-	стабилан
40			585	344	нестабилан

На слици 6.10 приказани су резултати тестирања предложеног алгоритма за случајеве 21 и 22, када хидрогенератор ради у надпобуђеном радном режиму. Са слике 6.10(а) може се приметити да алгоритам не генерише логички излаз за искључење генератора јер долази само до појаве стабилног љуљања снаге и генератор задржава стабилност. На слици 6.10(б) генератор губи корак јер је време искључења кратког споја веће од критичног и алгоритам генерише логички излаз за искључење генератора након 314 ms.

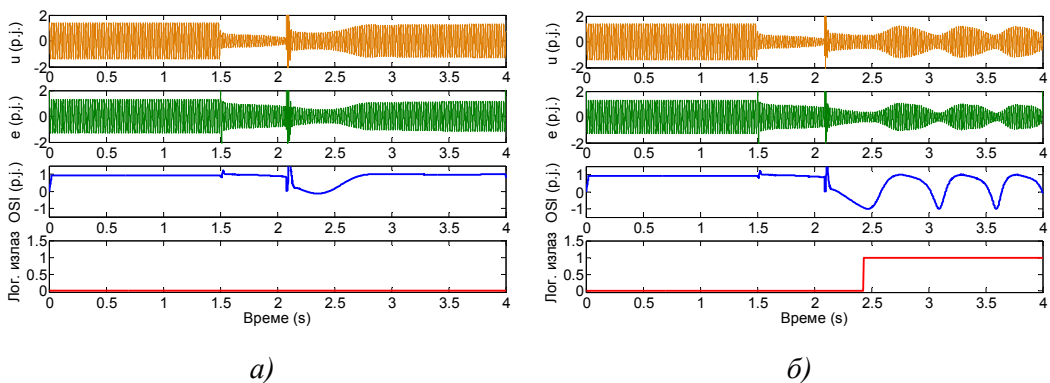
Резултати тестирања алгоритма за подпобуђен режим хидрогенератора и случајеве 39 и 40 приказани су на слици 6.11. Са слике 6.11(а) може се приметити да алгоритам не генерише логички излаз за искључење генератора јер долази до појаве стабилног љуљања снаге и генератор задржава стабилност. На слици

6.11(б) генератор губи корак јер је време искључења кратког споја веће од критичног и алгоритам генерише логички излаз за искључење генератора након 344 ms.



Слика 6.10 Резултати тестирања алгоритма на моделу хидрогенератора

а) случај 21 и б) случај 22

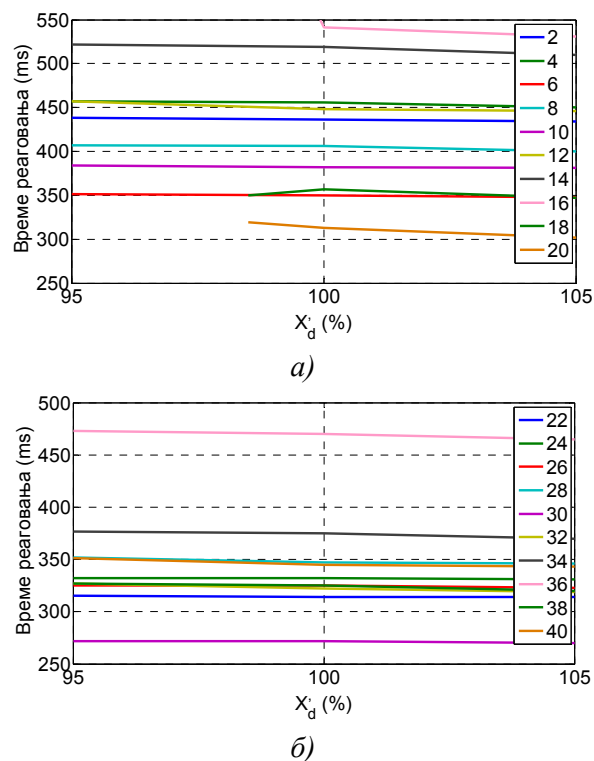


Слика 6.11 Резултати тестирања алгоритма на моделу хидрогенератора

а) случај 39 и б) случај 40

С обзиром да се за формирање улазног сигнала v_{II} користи индуктивност L_d' предложени алгоритам тестиран је за сценарије када транзијентна реактанса X_d' одступа од стварне вредности. Алгоритам је тестиран за одступање X_d' од стварне вредности у опсегу $\pm 5\%$. На слици 6.12 приказани су добијени резултати. На основу добијених резултата може се приметити да одступање X_d' од стварне вредности у опсегу од $\pm 5\%$ код хидрогенератора битно не утиче на рад алгоритма јер се време реаговања мења у малом опсегу. Код турбогенератора ситуација је нешто другачија. Утицај одступања X_d' од стварне вредности нарочито је изражен

за режиме када турбогенератор ради у подпобуђеном режиму. При вредностима X_d' које су мање од стварне вредности за више од 2% алгоритам неће детектовати губитак корака или ће време детекције бити велико. Ови резултати могу се разликовати за генераторе са другачијим параметрима.



Слика 6.12 Резултати тестирања алгоритма при одступању

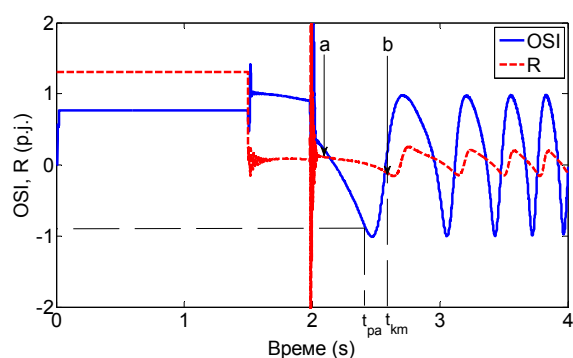
X_d' од стварне вредности за моделе а) турбогенератора и б) хидрогенератора

6.5 Компаративна анализа

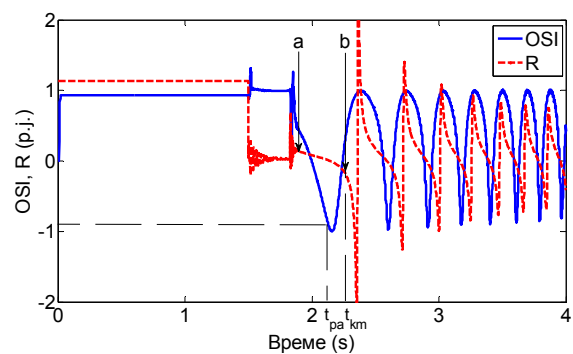
Резултати тестирања предложеног алгоритма упоређени су са конвенционалном методом која је базирана на мерењу импедансе. У овом случају кориштена је квадратна карактеристика приказана у референцама [5, 116]. Доњи део карактеристике подешен је на вредност $-X_d'$, а досег релеја на вредност $0.9X_T$. Ширина карактеристике подешена је на $\pm 0.289(X_d' + X_T)$. Подешавањем досега на вредност $0.9X_T$, релеј не реагује при кваровима у мрежи.

Поређење предложеног алгоритма и конвенционалне методе извршено је за свих двадесет случајева приказаних у табелама 6.1 и 6.2.

На слици 6.13 приказана је промена OSI и отпорности R за случајеве 4 и 22. Отпорност је мерена конвенционалном методом. Са "а" је означен тренутак када мерена отпорност улази у карактеристику реаговања на десној страни, а са "б" тренутак када излази из карактеристике реаговања на левој страни. Карактеристика реаговања конвенционалне методе приказана је на слици 3.5. Конвенционална метода детектује губитак корака у тренутку t_{km} . Предложени алгоритам детектује губитак корака у тренутку t_{pa} , када је испуњен услов $OSI < OSI_{pod}$ у трајању од $t_{OSI} = 10$ ms. Са слике 6.13 може се приметити да је $t_{pa} < t_{km}$ што значи да предложени алгоритам брже детектује губитак корака.



а)



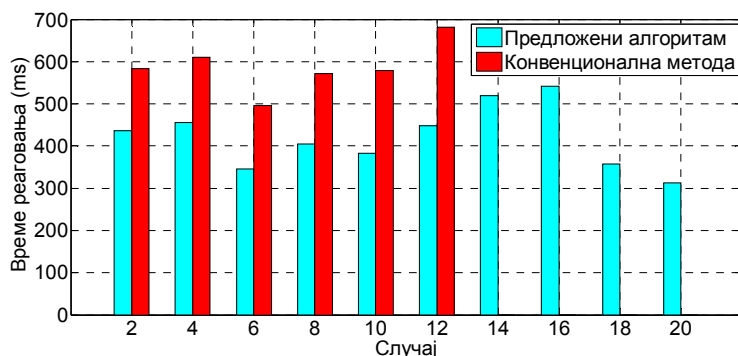
б)

Слика 6.13 Промена OSI и мерене отпорности R за а) случај 4 и б) случај 22

При појави стабилног љуљања снаге предложени алгоритам као и конвенционална метода не реагују.

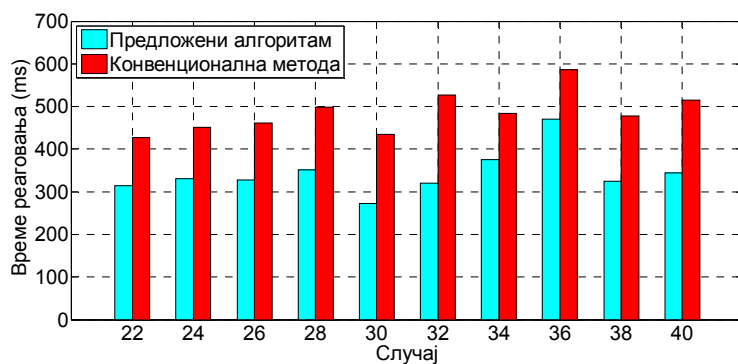
На слици 6.14 приказана су времена реаговања предложеног алгоритма и конвенционалне методе за случајеве када долази до губитка корака код турбогенератора. Пошто обе методе не реагују при стабилном љуљању снаге, на

слици нису приказани случајеви са стабилним љуљањем снаге. На основу поређења може се закључити да предложени алгоритам у свим приказаним случајевима брже детектује губитак корака, што му даје предност у односу на конвенционалну методу. Такође, може се уочити да конвенционална метода није детектовала појаву губитка корака у случајевима 14, 16, 18 и 20 када турбогенератор ради у подпобуђеном режиму.



Слика 6.14 Време реаговања предложеног алгоритма и конвенционалне методе за губитак корака на моделу турбогенератора

Поређење предложеног алгоритма и конвенционалне методе извршено је и за резултате добијене тестирањем алгоритма на моделу хидрогенератора. На слици 6.15 приказани су добијени резултати. У свим тестираним случајевима предложени алгоритам је брже детектовао појаву губитка корака у односу на конвенционалну методу.



Слика 6.15 Време реаговања предложеног алгоритма и конвенционалне методе за губитак корака на моделу хидрогенератора

7. АЛГОРИТАМ ЗА ДЕТЕКЦИЈУ ОСТРВСКОГ РАДА СИНХРОНОГ ГЕНЕРАТОРА

Интеграција дистрибуираних генератора (ДГ) у дистрибутивну мрежу (ДМ) последњих година постаје све популарнија. То доводи до побољшања квалитета напајања и повећања поузданости у критичним условима, као и смањења губитака у дистрибутивној мрежи. Да би се проценио максималан допринос ДГ повезаних на ДМ потребно је проценити све њихове позитивне и негативне ефекте на дистрибутивну мрежу. Један од проблема који се појављује код ДГ повезаних на дистрибутивну мрежу јесте појава острвског рада ДГ.

Појава острвског рада настаје ако се прекине веза између ДГ и дистрибутивне мреже. Овакав режим рада генератора најчешће настаје као последица квара на воду који повезује генератор са главном мрежом, а који се искључује отварањем прекидача на почетку и крају вода. У том случају ДГ ће радити у острвском режиму и напајати потрошаче који се налазе на страни ДГ.

Према стандарду IEEE 1547-2003 дистрибуирани генератор мора бити искључен 2 s након настанка острвског рада [117].

Острвски рад генератора може изазвати читав низ нежељених ефеката који се могу негативно одразити како на сам генератор, тако и на потрошаче који се налазе у острвском делу мреже. Када дође до појаве острвског рада напон и фреквенција у острвском делу мреже не могу бити контролисани од стране главне мреже и уколико генератор није у стању да одржава напон и фреквенцију у оквиру дозвољених граница може доћи до оштећења опреме потрошача који се напајају у острвској мрежи. У делу мреже која ради у острвском раду са ДГ мења се струја кратког споја што се може негативно одразити на кординацију уређаја релејне заштите. У острвском раду постоји и ризик да дође до оштећења погонске турбине и генератора уколико дође до поновног укључења несинхронизованог генератора на мрежу. Такође, један од нежељених ефеката јесте и потенцијална опасност за раднике који раде на одржавању јер се острвски део мреже и даље напаја са стране ДГ. Због свих претходно наведених потенцијалних проблема који

се могу појавити при острвском раду потребно је правовремено детектовати наведени радни режим и искључити ДГ [114].

7.1 Критеријуми за детекцију острвског рада

У нормалном радном режиму генератор је повезан на дистрибутивну мрежу. Напон главне мреже \underline{U}_M и напон генератора \underline{U}_{SG} имају приближно исти фазни угао.

При уласку генератора у острвски рад доћи ће до наглог растерећења или додатног оптерећења генератора у зависности од тога да ли је генератор покривао локалну потрошњу и слао вишак енергије у мрежу или је за покривање локалне потрошње преузимао део енергија из мреже.

Као последица нагле промене оптерећења доћи ће до повећања или смањења брзине што ће проузроковати губитак синхронизма генератора са мрежом. Уколико се у наведеном радном режиму услед АПУ-а несинхронизован генератор повеже на мрежу може доћи до оштећења генератора.

Ако су у острвском делу мреже потребе потрошача за активном и реактивном снагом мање од оних које генератор испоручује као последица вишка активне снаге уследиће повећање фреквенције и повећање напона као последица вишка реактивне снаге. Ако су потребе потрошача за активном и реактивном снагом веће од производње генератора доћи ће до смањења фреквенције, односно смањења напона у острвском делу мреже.

При одређивању критеријума на којима је базиран рад алгоритма полази се од једначине кретања синхроног генератора која се може изразити на следећи начин [67]:

$$\frac{2 \cdot H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \theta}{dt^2} = P_M - P_{SG} = \Delta P \quad (7.1)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (7.2)$$

$$H = \frac{M \cdot \omega_0^2}{2 \cdot S_n} \quad (7.3)$$

где је H – константа инерције генератора, M – момент инерције генератора, S_n – номинална привидна снага генератора, ω – номинална угаона брзина ЕЕС-а, а ω_0 – угаона брзина генератора.

Комбиновањем једначина (7.1) до (7.3) може се се написати једначина која описује промену угаоне брзине генератора:

$$\Delta\omega = \frac{\omega_0}{2H} \int_{t_a}^{t_b} \Delta P dt = \frac{\omega_0}{2H} \left(\Delta P \Big|_{t_b} - \Delta P \Big|_{t_a} \right) \quad (7.4)$$

где је: t_a – тренутак настанка острвског рада, а t_b – тренутак у којем се посматра промена брзине.

Промена угаоне брзине генератора може се написати и у следећем облику:

$$\Delta\omega = \omega - \omega_0 \quad (7.5)$$

Уга између мерених напона може се проценити полазећи од општих кинетичких једначина кретања тачке са константним угаоним убрзањем [88]:

$$\omega = \omega_0 + \alpha \cdot t \quad (7.6)$$

$$\delta = \delta_0 + \omega_0 \cdot t + \frac{1}{2} \cdot \alpha \cdot t^2 \quad (7.7)$$

$$\alpha = \frac{\omega - \omega_0}{t} = \frac{d\omega}{dt} \quad (7.8)$$

Пошто се мерење напона врши на две различите локације, фазна разлика напона мерених на страни генератора и на страни главне мреже може се израчунати на основу следеће једначине:

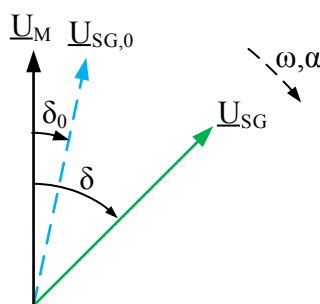
$$\delta_{SG} - \delta_M = \delta_{SG,0} - \delta_{M,0} + (\omega_{SG,0} - \omega_{M,0}) \cdot t_i + \frac{1}{2} \cdot (\alpha_{SG} - \alpha_M) \cdot t_i^2 \quad (7.9)$$

где су δ_{SG} и δ_M – фазни углови напона мерених на страни генератора и на страни главне мреже, а t_i – време од тренутка искључења генератора до поновног повезивања генератора на мрежу, након деловања АПУ-а.

Претходна једначина може се написати у скраћеном облику:

$$\delta = \delta_0 + \Delta\omega_0 \cdot t_i + \frac{1}{2} \cdot \Delta\alpha \cdot t_i^2 \quad (7.10)$$

На слици 7.1 приказана је промена угла између напона \underline{U}_{SG} и \underline{U}_M при појави острвског рада синхроног генератора.



Слика 7.1. Промена угла између напона \underline{U}_{SG} и \underline{U}_M при појави острвског рада

На основу претходне једначине може се приметити да је у нормалном радном режиму фазна разлика напона генератора и напона мреже приближно једнака 0 јер не постоји дебаланс угаоне брзине. Када дође до појаве острвског рада доћи ће до дебаланса у угаоној брзини што ће изазвати промену разлике фазних углова напона. Дакле, може се закључити да ће при појави острвског рада напон мерен на страни главне мреже задржати приближно исти фазни угао, док ће код напона мереног на страни генератора доћи до дебаланса у угаоној брзини што ће изазвати промену фазног угла:

$$u_M(t) = U_{M,m} \sin(\omega_0 t) \quad (7.11)$$

$$u_{SG}(t) = U_{SG,m} \sin(\omega_0 t \pm \Delta\omega t) \quad (7.12)$$

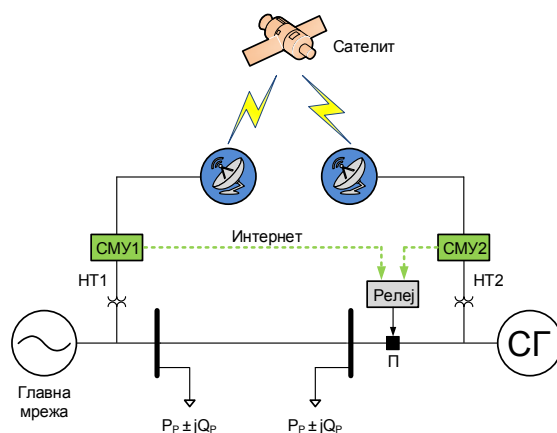
С обзиром да након уласка генератора у острвски рад фреквенције мреже и генератора нису исте доћи ће до промене фазног угла напона генератора \underline{U}_{SG} . При појави острвског рада напон мреже \underline{U}_M ће задржати исти фазни угао као пре настанка поремећаја тако да се може користити као референтни сигнал. Због промене фазног угла вектор напона генератора \underline{U}_{SG} ће се обртати различитом

брзином у односу на напон главне мреже, а то ће се манифестовати променама њиховог међусобног угла δ у опсегу $\pm 180^\circ$.

Предложени алгоритам као улазне сигнале користи фазне напоне мерене на страни главне мреже и на крајевима генератора.

7.2 Синхронизовано мерење напона

У последњој деценији примена синхронизоване мерне технологије (СМТ) је због цене била ограничена само на преносне мреже. Међутим, са развојем дигиталних и комуникационих технологија дошло је до знатног пада цене синхронизационих мерних урађаја (СМУ) што их је учинило атрактивним за примену у дистрибутивним мрежама. Примена синхронизованог мерења у дистрибутивној мрежи за заштиту ДГ од острвског рада представљена је у [89-91]. Архитектура SMT која ће бити примењена за синхронизовано мерење напона код предложеног алгоритма приказана је на слици 7.2. СМУ су инсталирани на локацији ДГ и на страни главне мреже и преко напонских трансформатора (НТ1 и НТ2) у реалном времену врше прикупљање података о фазним напонима у све три фазе. Сваком измереном узорку напона додељује се временска ознака која се добија преко GPS (*Global Positioning System*) пријемника. GPS пријемник омогућава синхронизацију времена са тачношћу $\pm 1 \mu\text{s}$. Подаци о истовремено узоркованим напонима се помоћу развијене комуникационе инфраструктуре даље преносе у релеј у којем се на бази предложеног алгоритма врши њихова обрада.



Слика 7.2. Архитектура синхронизоване мерне технологије

У овом раду неће бити разматрана практична имплементација СМТ. Претпостављено је да инфраструктура нове СМТ испуњава захтеве алгоритма у погледу брзе, тачне и поуздане комуникације између удаљених локација на којима су инсталирани СМУ и релеја. За потребе реализације предложеног алгоритма такође је претпостављено да је постигнута тачност синхронизације на нивоу једног одбирка.

7.3 Формирање алгоритма

Да би алгоритам могао да детектује рад генератора у острвском режиму улазни сигнали напона мерени на крајевима генератора и на страни мреже морају бити синхронизовани. Алгоритам користи фазне напоне мерене у све три фазе. Одбирци улазних сигнала напона смештају се у регисте дужине $m/2$, где је m број одбирака у периоди сигнала ($m=f_{od}/f$, $f_{od}=2$ kHz, $f=50$ Hz). Алгоритам користи шест регистара, три за одбирке напона мерених на страни главне мреже и три за одбирке напона мерених на страни СГ. Након узимања сваког новог одбирка у регистру се врши актуелизација одбирака, тако што се најновији одбирак прихвати, а најстарији одбирок одбаци. На тај начин формира се клизећи прозор података дужине $m/2$.

Улазни сигнали дати су у матричном облику:

$$u_M(n) = [u_{M,a}(n) \quad u_{M,b}(n) \quad u_{M,c}(n)]^T \quad (7.13)$$

$$u_{SG}(n) = [u_{SG,a}(n) \quad u_{SG,b}(n) \quad u_{SG,c}(n)]^T \quad (7.14)$$

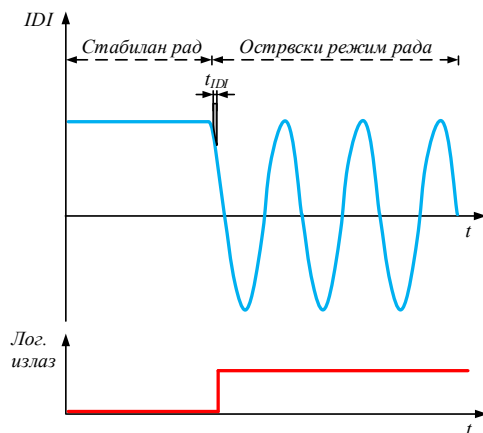
где су $u_M(n)$ – одбирци фазних напона мерених на страни главне мреже, а $u_{SG}(n)$ – одбирци фазних напона мерених на крајевима генератора.

Као критеријум за детекцију острвског рада алгоритам користи промену угла између напона \underline{U}_M и \underline{U}_{SG} . Предложени алгоритам базиран је на примени дигиталне фазне компарације у временском домену. Дигитална фазна компарација приказана је и објашњена у четвртом поглављу.

Као показатељ појаве острвског рада користи се индекс острвског рада (*Islanding Detection Index* – *IDI*):

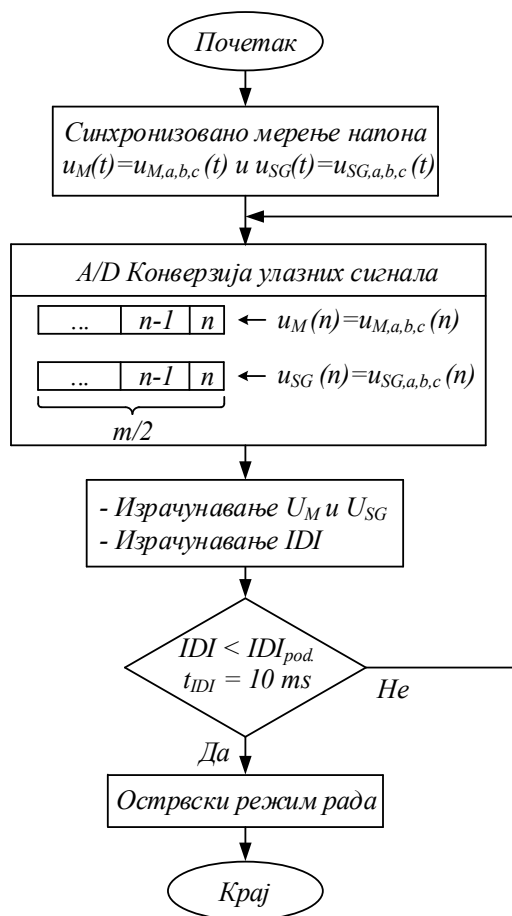
$$IDI = \frac{\frac{2}{m} \sum_{n=1}^{m/2} u_M(n) \cdot u_{SG}(n)}{U_M \cdot U_{SG}} \quad (7.15)$$

Да би вредност *IDI* била у опсегу ± 1 претходна једначина подељена је са ефективним вредностима \underline{U}_M и \underline{U}_{SG} . Вредност *IDI* приближно је једнака $\cos(\delta)$, где је δ угао између напона \underline{U}_M и \underline{U}_{SG} . У нормалном радном режиму *IDI* има вредност приближно једнаку 1 јер је угао δ између напона \underline{U}_M и \underline{U}_{SG} приближно једнак 0. Међутим, у нормалном радном режиму могу се појавити мање варијације угла δ које настају као последица флукуација напона у систему, промена у конфигурацији преносне мреже и локалној потрошњи. Према референци [89] у нормалном радном режиму угао δ се мења у опсегу $\pm 7^\circ$, док при већим поремећајима у систему промена угла δ износи $\pm 10^\circ$. Као што је претходно наглашено када се прекине веза између генератора и дистрибутивне мреже угао δ ће осциловати у опсегу $\pm 180^\circ$, па ће према томе *IDI* осциловати у опсегу ± 1 . На слици 7.3 приказана је промена *IDI* за стабилно стање и острвски режим рада. Као услов за детекцију острвског рада користи се $IDI < IDI_{pod}$ у трајању од $t_{IDI} = 10$ ms. За подешену вредност IDI_{pod} усвојено је $IDI_{pod} = 0.966$, што одговара углу $\delta = 15^\circ$, јер је $\cos(15) \approx 0.966$. Подешена вредност реаговања алгоритма може се мењати у широком опсегу. Ако је претходни услов $IDI < IDI_{pod}$ испуњен алгоритам ће детектовати појаву острвског рада и генерисати сигнал за искључење генератора са локалне мреже коју напаја у острвском режиму рада. Да би алгоритам генерисао сигнал за искључење генератора *IDI* мора бити мање од подешене вредности у све три фазе, односно $IDI_a < IDI_{pod} \ \& \ IDI_b < IDI_{pod} \ \& \ IDI_c < IDI_{pod}$.



Слика 7.3. IDI у стабилном и острвском радном режиму

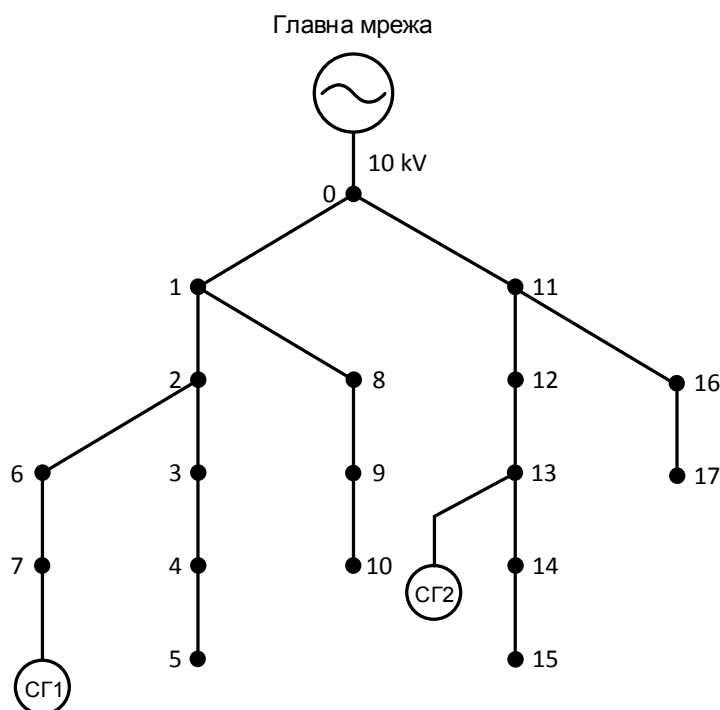
На основу претходних разматрања формиран је алгоритам за детекцију острвског рада и приказан је на слици 7.4.



Слика 7.4. Блок дијаграм предложеног алгоритма

7.4 Тестирање алгоритма

Тестирање предложеног алгоритма извршено је на моделу радијалне дистрибутивне мреже приказаном на слици 7.5. Номинални напон дистрибутивне мреже је 10 kV, а чини је 17 водова са 17 потрошачких чворова. Синхрони генератори СГ1 и СГ2 повезани су на дистрибутивну мрежу у чворовима 7 и 13. Радијална дистрибутивна мрежа моделована је у програмском пакету MATLAB/Simulink. Подаци о елементима мреже приказани су у Прилогу 2.

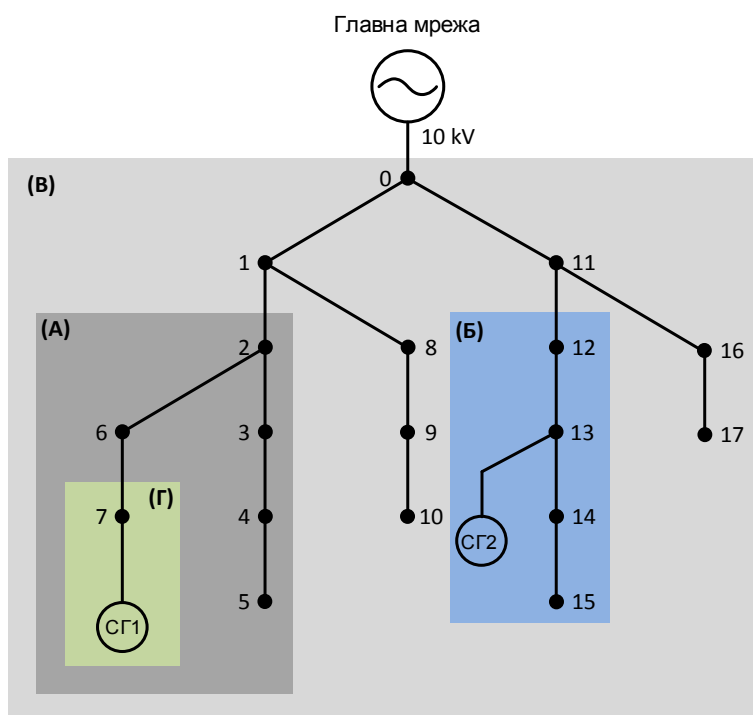


Слика 7.5. Једнополна шема радијалне дистрибутивне мреже

При тестирању предложеног алгоритма вођено је рачуна да се обухвате што реалнији случајеви који се могу појавити у пракси. Предложени алгоритам тестиран је за четири карактеристична случаја острвског рада. У првом случају симулиран је острвски рад за режим када је производња генератора у острвском делу мреже мања од потрошње. Други случај приказује обрнут режим, производња генератора у острвском делу мреже је већа од потрошње. У трећем случају проверен је рад алгоритма када цела дистрибутивна мрежа ради у

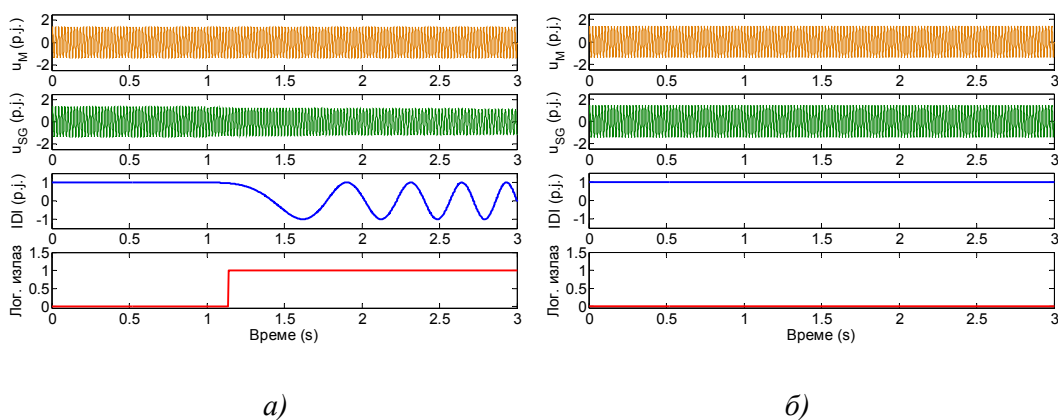
острвском режиму рада. У четвртном случају проверен је рад алгоритма при појави пролазног кратког споја на воду који повезује синхрони генератор са главном мрежом. Такође, проверено је како на рад алгоритма утичу појава прекида проводника на воду који повезује генератор са главном мрежом и кратки спојеви у дистрибутивној мрежи.

У зависности од односа производње и потрошње дистрибутивна мрежа ће давати или примати активну и реактивну снагу. Специјалан случај острвског рада представља режим када су производња и потрошња активне и реактивне снаге у острвском делу мреже једнаки. У таквом режиму промене фреквенције и напона у острвском делу мреже су мале. Када је снага коју генератор даје у острвском раду мања од снаге потрошача доћи ће до смањења фреквенције и напона у острвској мрежи, док ће при обрнутом случају доћи до повећања напона и фреквенције. На слици 7.6 приказана је шема радијалне дистрибутивне мреже са означеним острвским областима које су анализиране при тестирању алгоритма.



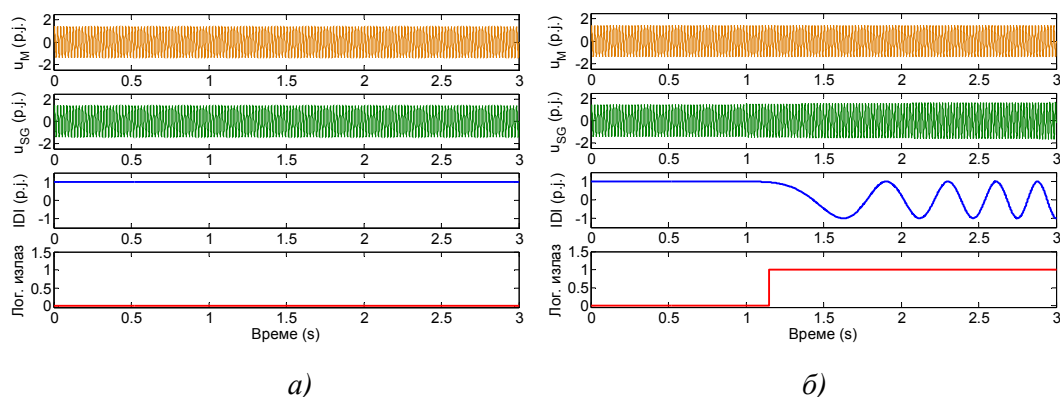
Слика 7.6. Једнополна шема радијалне дистрибутивне мреже са означеним острвским областима

Тестирање алгоритма за режим када је снага коју је производио синхрони генератор била мања од снаге потрошача у острвском делу мреже извршено је на генератору СГ1. Острвски рад симулиран је у тренутку $t=1$ s искључењем вода 1-2 (област А на слици 7.6). Генератор СГ1 је у тренутку искључења вода 1-2 производио снагу $1.50+j0.60$ MVA, а укупна снага локалне потрошње у острвском делу мреже износила је $2.72+j0.97$ MVA. Добијени резултати приказани су на слици 7.7(а) и 7.7(б). Са слике се види да алгоритам детектује острвски рад код генератора СГ1 након 139 ms од тренутка искључења вода 1-2.



Слика 7.7. Резултати тестирања предложеног алгоритма за први случај
 а) острвски рад генератора СГ1 и б) стабилан рад генератора СГ2

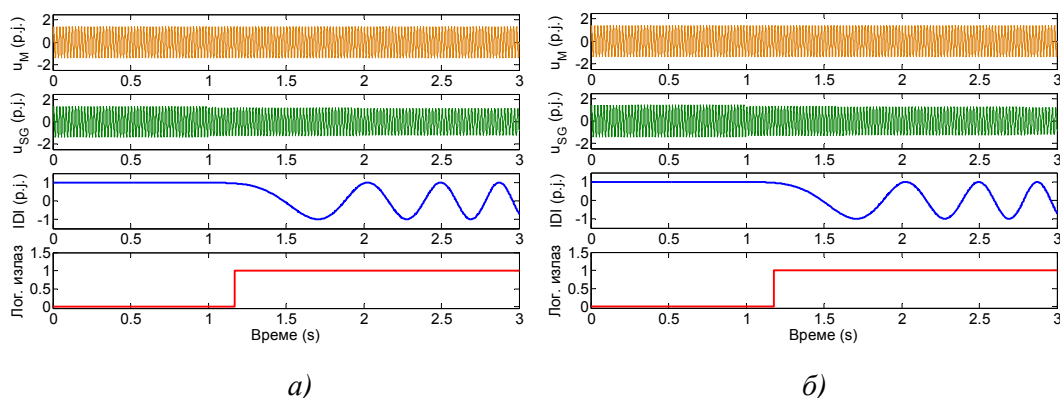
У наредном случају алгоритам је тестиран за режим када је снага коју је производио синхрони генератор била већа од локалне потрошње у острвском делу мреже. Острвски рад симулиран је на генератору СГ2 искључењем вода 11-12 у тренутку $t=1$ s (област Б на слици 7.6). У тренутку искључења вода 11-12 генератор је производио снагу од $3.20+j1.20$ MVA, а локална потрошња износила је $1.69+j0.76$ MVA. Са слике 7.8(а) и 7.8(б) види се да алгоритам детектује острвски рад код СГ2 након 151 ms.



Слика 7.8 Резултати тестирања предложеног алгоритма за други случај

а) стабилан рад генератора СГ1 и б) острвски рад генератора СГ2

У трећем случају симулиран је острвски рад прекидом везе између чвора 0 и главне мреже у тренутку $t=1$ s (област В на слици 7.6). У овом случају цела дистрибутивна мрежа била је у острвском раду. Синхрони генератори СГ1 и СГ2 напајали су све потрошаче у острвској мрежи. Укупна снага коју су производили генератори СГ1 и СГ2 износила је $4.70+j1.80$ MVA, а потрошња у острвској мрежи износила је $7.52+j2.98$ MVA. Са слике 7.9(а) и 7.9(б) види се да алгоритам детектује острвски рад код оба генератора након 169 ms и 177 ms.

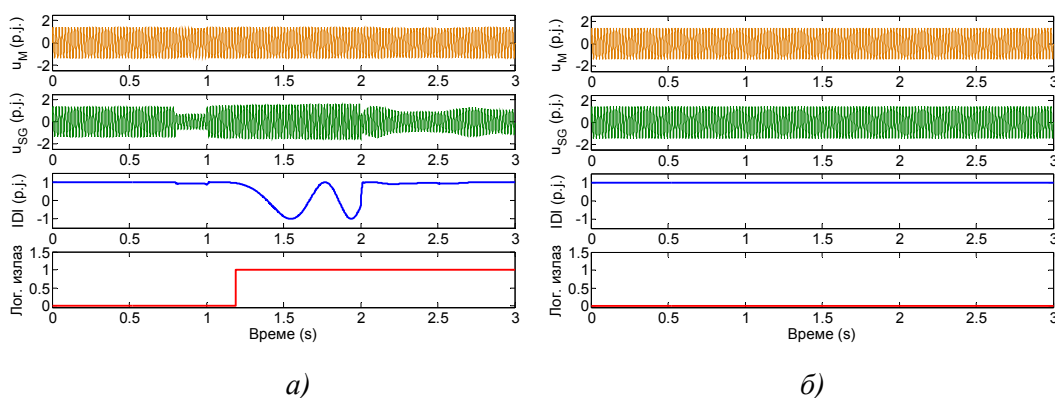


Слика 7.9. Резултати тестирања предложеног алгоритма за трећи случај

а) острвски рад генератора СГ1 и б) острвски рад генератора СГ2

У четвртном случају извршено је тестирање алгоритма при појави пролазног кратког споја на воду који повезује синхрони генератор са главном мрежом. У овом случају симулиран је једнополни кратак спој на воду 6-7 (област

Г на слици 7.6). Једнополни кратак спој настаје у тренутку $t=0.8$ s и елиминише се након 200 ms са деловањем трополног аутоматског поновног укључења. Безнапонска пауза траје 1 s, након чега следи поновно укључење вода 6-7. На тај начин проверен је рад алгоритма при појави пролазног квара и асинхронном повезивању генератора на мрежу. Генератор СГ1 је пре настанка кратког споја производио снагу $1.50+j0.60$ MVA, а локална потрошња износила је $0.42+j0.17$ MVA. На слици 7.10(а) и 7.10(б) приказани су добијени резултати. Алгоритам успешно детектује острвски режим рада на генератору СГ1 и генерише сигнал за искључење генератора након 199 ms. Може се приметити да је време детекције острвског рада знатно мање од безнапонске паузе након првог искључења генератора са мреже. То значи да ће алгоритам детектовати појаву острвског рада пре него што генератор буде поново повезан на мрежу, након деловања аутоматског поновног укључења.

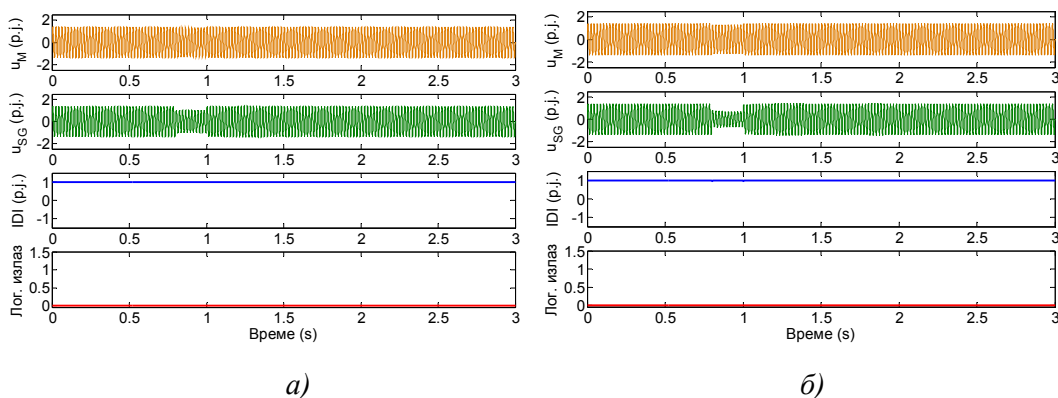


Слика 7.10 Резултати тестирања предложеног алгоритма за четврти случај
а) острвски рад генератора СГ1 и б) стабилан рад генератора СГ2

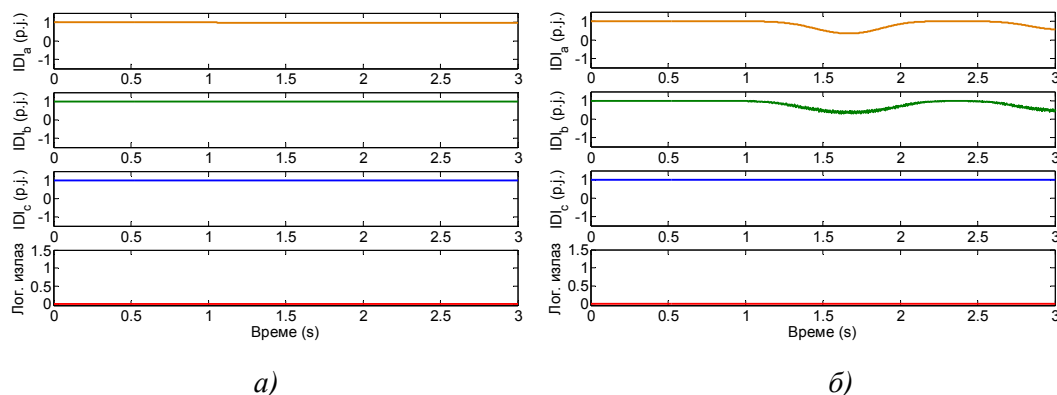
Такође, проверено је како на рад алгоритма утичу поремећаји у дистрибутивној мрежи који не изазивају појаву острвског рада. Ово тестирање обухватало је симулацију кратких спојева на водовима који не представљају директну везу синхроног генератора са главном мрежом. Једнополни и трополни кратак спој симулирани су на средини вода 3-4 у тренутку $t=0.8$ s, а искључују се након 200 ms. На слици 7.11(а) и 7.11(б) приказани су добијени резултати тестирања алгоритма за једнополни и трополни кратак спој. Са слике се може уочити да током трајања кратког споја долази до смањења напона u_{SG} , али

алгоритам не реагује јер не постоји острвски рад. На основу добијених резултата може се закључити да алгоритам поуздано ради, јер на његов рад не утичу поремећаји у мрежи.

Рад алгоритма проверен је и за режиме са прекидом фазног проводника на воду који повезује генератор са главном мрежом. Симулација прекида проводника извршена је на воду 1-2, искључењем једног пола прекидача за једнофазни прекид, односно искључењем два пола прекидача за двофазни прекид. На слици 7.12 приказани су резултати тестирања алгоритма за једнофазни прекид проводника у фази 'a' и двофазни прекид проводника у фазама 'a' и 'b'. Пошто је реч о асиметричном квару на слици 7.12 приказани су резултати *IDI* појединачно за све три фазе. На основу добијених резултата може се приметити да је при прекиду проводника у фази 'a' промена *IDI* у све три фазе занемарљива. При прекиду проводника у фазама 'a' и 'b', долази до значајније промене *IDI* у фазама са прекидом. Међутим, у фази без прекида не долази до промене *IDI*. Пошто није испуњен услов да *IDI* у све три фазе буде испод подешене вредности, алгоритам неће генерисати логички излаз за искључење генератора. Слични резултати добијени су и за остале случајеве једнофазног и двофазног прекида проводника.

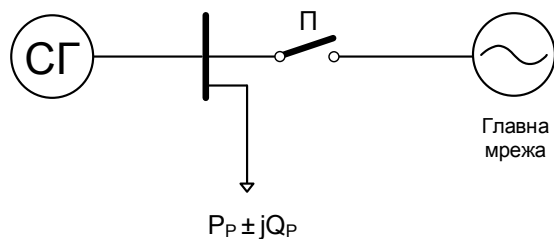


Слика 7.11 Резултати тестирања предложеног алгоритма за кратке спојеве у дистрибутивној мрежи а) једнополни кратак спој на воду 3-4 и б) трополни кратак спој на воду 3-4



Слика 7.12 Резултати тестирања предложеног алгоритма за прекид фазног проводника на воду 1-2 а) у фази 'а' и б) у фазама 'а' и 'б'

У наставку је проверено како на осетљивост алгоритма утиче промена константе инерције H , снага коју производи генератор и вредност граничног угла δ између напона генератора и напона мреже. Због једноставности кориштен је модел мреже са једним генератором и једним потрошачким чвором директно повезаним на главну мрежу. Поједностављен модел дистрибутивне мреже приказан је на слици 7.13. За СГ кориштени су параметри који одговарају СГ1. Да би се направио дебаланс између производње генератора и локалне потрошње у острвском делу мреже, активна и реактивна снага локалне потрошње мењани су у корацима од 10% од снаге коју је производи генератор.

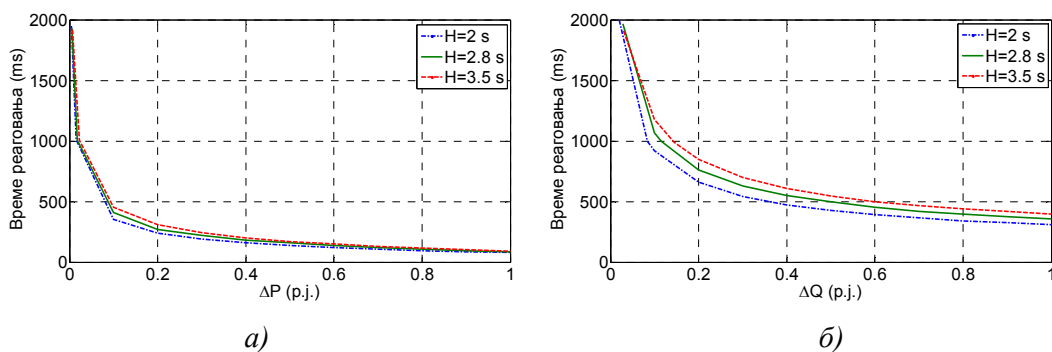


Слика 7.13 Поједностављен модел дистрибутивне мреже

Константа инерције H има значајан утицај на динамичко понашање синхроног генератора. При мањим вредностима константе инерције генератор реагује брже у односу на генератор са већом константом инерције. Као резултат оваквог понашања генератора доћи ће и до брже промене фреквенције.

Да би проверили утицај константе инерције на осетљивост алгоритма спроведене су симулације на генератору СГ1 за три различите вредности константе инерције H . Поред стварне константе инерције генератора $H=2.8$ s, усвојена је једна мања и једна већа вредност $H=2$ s и $H=3.5$ s.

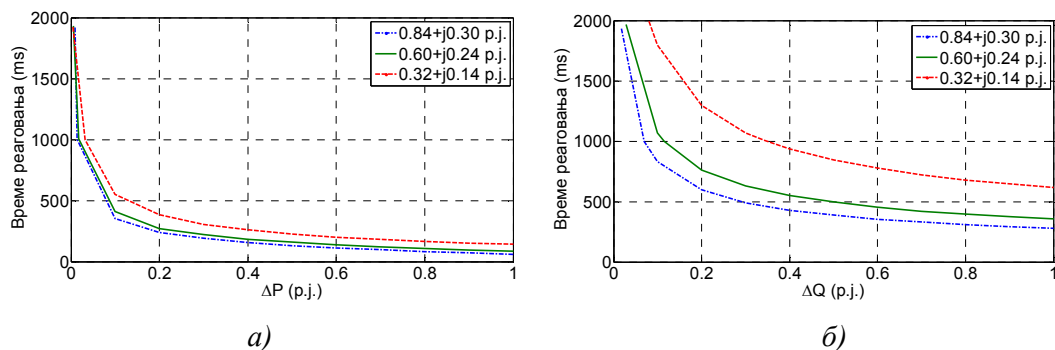
Добијени резултати приказани су на слици 7.14. На основу добијених резултата може се приметити да при мањим вредностима константе инерције алгоритам брже детектује појаву острвског рада.



Слика 7.14. Утицај константе инерције H на осетљивост алгоритма
а) при дебалансу активне снаге и б) при дебалансу реактивне снаге

Дакле, може се закључити да време детекције острвског рада зависи од карактеристика синхроног генератора и може се разликовати за генераторе са различитим карактеристикама.

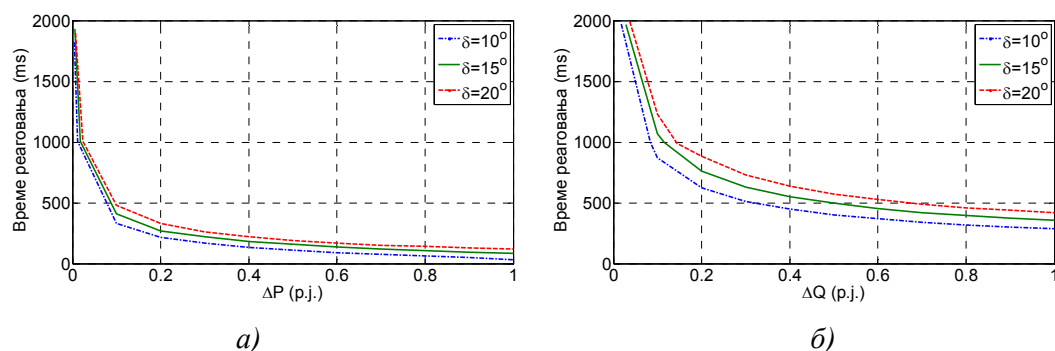
Такође проверено је како на рад алгоритма утичу активна и реактивна снага које производи синхрони генератор. Тестирање је извршено за три различита радна режима. Добијени резултати приказани су на слици 7.15. Са слике 7.15 може се видети да при мањим оптерећењима генератора алгоритам спорије детектује појаву острвског рада. Ово је нарочито изражено при појави острвског рада када постоји само дебаланс реактивне снаге.



Слика 7.15 Утицај производње генератора на осетљивост алгоритма
а) при дебалансу активне снаге и б) при дебалансу реактивне снаге

Зависност времена реаговања алгоритма од дебаланса активне снаге за различите вредности граничног угла између напона мреже и напона генератора приказана је на слици 7.16(а). На слици 7.16(б) приказана је зависност времена реаговања од дебаланса реактивне снаге. Са мањим вредностима граничног угла повећава се осетљивост алгоритма и смањује се време детекције острвског рада.

Алгоритам је тестиран и за радне режиме при којима долази до наглог растеређења генератора повезаног на главну мрежу, као и режиме при укључењу капацитивности. У наведеним случајевима алгоритам је радио поуздано и није реаговао.

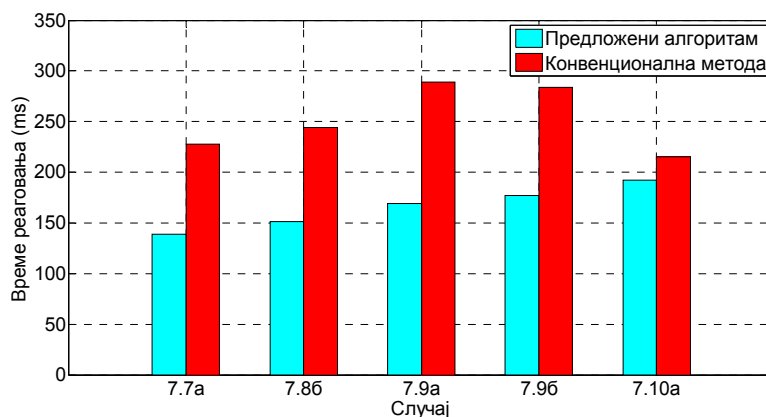


Слика 7.16 Утицај граничног угла δ на осетљивост алгоритма а) при дебалансу активне снаге и б) при дебалансу реактивне снаге

7.5 Компаративна анализа

Да би се провериле перформансе предложеног алгоритма добијени резултати упоређени су са конвенционалном методом. Поређење је извршено за два критеријума. Прво су упоређена времена детекције острвског рада за дебаланс активне и реактивне снаге. Други критеријум обухватао је поређење области нераговања.

Конвенционална метода базирана је на под/над напонским и под/над фреквентним релејима. Под/над фреквентни релеј подешен је на следећи опсег вредности $49.5 \text{ Hz} \leq f_{SG} \leq 50.5 \text{ Hz}$, а под/над напонски релеј подешен је на опсег $0.9U_n \leq U_{SG} \leq 1.1U_n$. На слици 7.17 приказана су времена реаговања предложеног алгоритма и конвенционалне методе. Са 7.7а, 7.8б, 7.9а, 7.9б, 7.10а означени су разматрани случајеви детекције острвског рада приказани на сликама 7.7 до 7.10. На основу слике 7.17 може се закључити да предложени алгоритам у свим разматраним случајевима брже детектује појаву острвског рада у односу на конвенционалну методу.

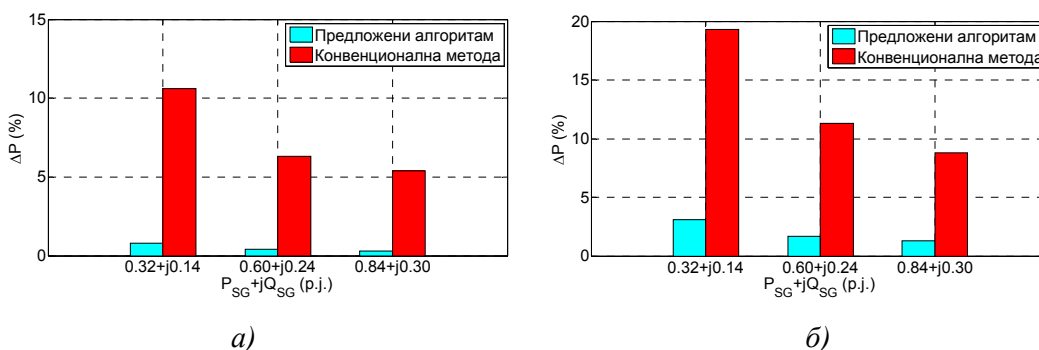


Слика 7.17 Време реаговања предложеног алгоритма и конвенционалне методе

Области нераговања предложеног алгоритма и конвенционалне методе одређене су симулацијама за три различита радна режима синхронног генератора.

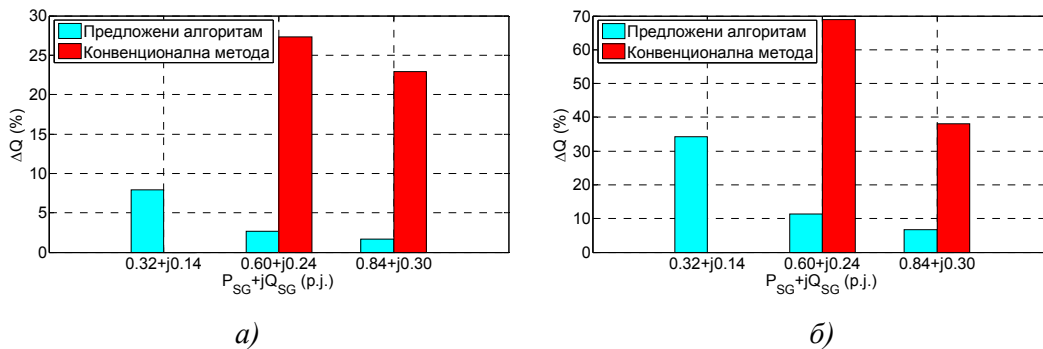
При одређивању области нераговања кориштено је време детекције острвског рада од 2 s, јер према [117] заштита мора детектовати појаву острвског рада унутар наведеног времена. Добијени резултати приказани су на сликама 7.18(а) и 7.19(а). Међутим, ако се узме у обзир да је време безнапонске паузе при

деловању аутоматског поновног укључења обично подешено на 1 s, заштита од острвског рада мора да искључи генератор пре него што он буде поново повезан на мрежу, дакле унутар 1 s. Ако се усвоји ова претпоставка, области нереаговања ће бити веће од оних приказаних на сликама 7.18(а) и 7.19(а). Због тога су одређене области нереаговања и за $t=1s$, а добијени резултати приказани су на сликама 7.18(б) и 7.19(б).



Слика 7.18 Поређење области нереаговања при дебалансу активне снаге за две вредности дозвољеног времена острвског рада а) $t=2s$ и б) $t=1s$

На основу поређења добијених резултата за области нереаговања може се закључити да предложени алгоритам у поређењу са конвенционалном методом има знатно мању област нереаговања, што му даје основну предност у односу на конвенционалну методу.



Слика 7.19 Поређење области нереаговања при дебалансу реактивне снаге за две вредности дозвољеног времена острвског рада а) $t=2s$ и б) $t=1s$

8. ЗАКЉУЧАК

У овој докторској дисертацији развијена су и тестирана три алгоритма: алгоритам за детекцију губитка побуде, алгоритам за детекцију губитка корака и алгоритам за детекцију острвског рада. Развијени алгоритми заједно чине комплетну заштиту синхроног генератора од испада из синхронизма и уласка у моторни режим рада.

Алгоритам за детекцију губитка побуде код синхроног генератора развијен је са идејом да детектује губитак побуде синхроног генератора и искључи генератор са мреже пре него што он изгуби стабилност и испадне из синхронизма. Представљени алгоритам користи адмитантну карактеристику реаговања која је реализована применом дигиталне фазне компарације у временском домену. Као улазне сигнале алгоритам користи фазне напоне и струје мерене у све три фазе. Тестирање предложеног алгоритма извршено је рачунарским симулацијама на моделу тест мрежи са повезаним синхроним генератором. Тестирањем су били обухваћени случајеви са губитком побуде који су симулирани за различите радне режиме турбогенератора и хидрогенератора. Такође, проверен је рад алгоритма при кратким спојевима у мрежи који могу изазвати појаву стабилног љуљања снаге. Добијени резултати показали су добре особине предложеног алгоритма.

Алгоритам за детекцију губитка корака има задатак да детектује губитак стабилности синхроног генератора који настаје као последица кратких спојева у мрежи, а чије време искључења је веће од критичног времена искључења кратког споја. Као улазне величине алгоритам користи фазне напоне и струје, мерене у све три фазе на сабирницама генератора. Идеја за реализацију алгоритма такође је базирана на примени дигиталне фазне компарације у временском домену. У овом случају фазно се пореде фазни напони и индуковане ЕМС. Индуковане ЕМС израчунавају се на основу мерених вредности струја и напона и познатих реактанси синхроног генератора. Тестирање алгоритма извршено је на тест мрежи кориштеној при тестирању алгоритма за детекцију губитка побуде. Тестирањима су били обухваћени кратки спојеви симулирани на различитим локацијама и са различитим временима искључења, при различитим радним режимима синхроних

генератора. Да би се верификовао допринос развијеног алгоритма резултати добијени приликом тестирања алгоритма упоређени су са импедантном методом за детекцију губитка корака. Резултати тестирања показали су добра својства представљеног алгоритма.

Алгоритам за детекцију острвског рада може се применити у дистрибутивним мрежама са прикљученим синхроним генераторима. Алгоритам као улазне сигнале користи фазне напоне мерене у све три фазе, на страни главне мреже и на страни синхроног генератора. Пошто су улазни сигнали мерених напона на различитим локацијама они морају бити синхронизовани. У дисертацији је приказана архитектура синхронизованог мерења која је предложена за синхронизацију улазних сигнала напона. Тестирање алгоритма извршено је на моделу радијалне дистрибутивне мреже са два синхрона генератора, за различите случајеве острвског рада који се могу појавити у пракси. Тестирањем су обухваћени и различити режими у дистрибутивној мрежи који не представљају острвски рад, али могу изазвати непотребно реаговање алгоритма. Добијени резултати упоређени су са конвенционалном методом која је базирана на примени под/над фреквентних и под/над напонских релеја. Поређење је извршено по критеријуму брзине детекције острвског рада и области нереаговања. На основу добијених резултата може се закључити да предложени алгоритам представља брзу, осетљиву и поуздану заштиту синхроног генератора од острвског рада. Предложени алгоритам може се уз претходно развијену синхронизовану мерну инфраструктуру лако имплементирати у савремену дистрибутивну мрежу. Алгоритам је нарочито погодан за примену у дистрибутивним мрежама са више синхроних генератора. Инсталацијом СМУ на страни главне мреже и на локацијама на којима се налазе синхрони генератори може се обезбедити комплетан мониторинг дистрибутивне мреже са аспекта острвског рада.

Предложени алгоритми користе основне математичке операције што их чини једноставним за реализацију. Такође, алгоритме одликује лако подешавање области реаговања.

Једна од предности предложених алгоритама јесте и практична примена. Због своје једноставности могу се веома лако имплементирати у

мултифункционалне уређаје релејне заштите. Такође, на бази предложених алгоритама могу се развити и апликације које би се користиле у едукативне сврхе.

Даља истраживања могу ићи у правцу побољшања предложених алгоритама и развоја нових алгоритама за остале заштитне функције синхроних генератора који би били базирани на примени дигиталне фазне компарације у временском домену.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] М. С. Ћаловић, А. Т. Сарић, Основи анализе електроенергетских мрежа и система, Академска мисао, Београд, 2004.
- [2] Ф. Божута, Аутоматски заштитни уређаји електроенергетских постројења, Свјетлост, Сарајево, 1987.
- [3] М. Ђурић, Релејна заштита, Беопрес, Београд, 2008.
- [4] Д. Бекут, Релејна заштита, ФТН Издаваштво, Нови Сад, 2009.
- [5] International Guide on the Protection of Synchronous Generators, WG B5.04, Brochure 479, CIGRE, Paris, France, 2011
- [6] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994
- [7] C. R. Mason, A New Loss of Excitation Relay for Synchronous Generators, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 1949, 68, (2), pp. 1240-1245
- [8] R. L. Tremaine, J. L. Blackburn, Loss-of-field protection for synchronous machines, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 1954, 73, (1), pp. 765-777
- [9] J. Berdy, Loss of excitation protection for modern synchronous generators, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1975, PAS-94, (5), pp. 1457-1463
- [10] H. J. Herrman, A. Smit, Increased Sensitivity of Loss of Field Protection Based on Admittance Measurement, Western Protective Relay Conference, Washington, DC, USA, 2009, pp. 1-15
- [11] Z. P. Shi, J. P. Wang, Z. Gajic, C. Sao, M. Ghandhari, The Comparison and Analysis for Loss of Excitation Protection Schemes in Generator Protection, International Conference on Developments in Power Systems Protection, Birmingham, UK, 2012, pp. 1-6
- [12] L. Li, S. Caixin, M. Daohuai, Study on the Excitation Protection and Control of Synchronous Generator Based on the δ and s , IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, 2005, pp. 1-4

-
- [13] S. R. Tambay, Y. G. Paithankar, A new adaptive loss of excitation relay augmented by rate of change of reactance, IEEE Power Engineering Society of General Meeting, San Francisco, CA, USA, 2005, vol. 2, pp. 1831-1835
- [14] H. Yaghibi, H. Mortazavi, K. Ansari, H. Rajabi Mashhadi, H. Khorashadi Zadeh, H. Borzoe, Study on application of flux linkage of synchronous generator for loss of excitation detection, International Transactions on Electrical Energy Systems, 2013, 23, (6), pp. 802-817
- [15] H. Yaghibi, H. Mortazavi, A novel method to prevent incorrect operation of synchronous generator loss of excitation relay during and after different external faults, International Transactions on Electrical Energy Systems, 2015, 25, (9), pp. 1717-1735
- [16] A. M. Sharaf, T. T. Lie, Artificial neural network pattern classification of transient stability and loss of excitation for synchronous generators, Electric Power Systems Research, 1994, 30, (1), pp. 9-16
- [17] B. Fan, X. Li, Q. Li, P. Xue, The Research UL-P of Loss-of-Excitation Protection for Generator Based on the Artificial Neural Networks, Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference, Wuhan, China, 2009, pp. 1-4
- [18] A. P. de Morais, G. Cardoso, L. Mariotto, An innovative loss-of-excitation protection based on the fuzzy inference mechanism, IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25, (4), pp. 2197-2204
- [19] M. S. Abdel Aziz, M. Elsamahy, M. A. Moustafa Hassan and F. M. A. Bendary, A novel study for hydro-generators loss of excitation faults detection using ANFIS, International Journal of Modelling and Simulation, 2017, 37, (1) pp. 36-45
- [20] K. Aziz, M. Tripathy, R. P. Maheshwari, Loss of Field Protection of Synchronous Generator Using SVM, International Journal of Electronic and Electrical Engineering, 2014, 7, (7), pp. 649-656
- [21] E. Pajuelo, R. Gokaraju, M. S. Sachdev, Identification of generator loss-of-excitation from power-swing conditions using a fast pattern classification method, IET Generation, Transmission & Distribution, 2013, 7, (1), pp. 24-36

-
- [22] T. Amraee, Loss-of-field detection in synchronous generators using decision tree technique, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2013, 7, (9), pp. 943-954
- [23] O. Usta, M. H. Musa, M. Bayrak, M. A. Redfern, A new relaying algorithm to detect loss of excitation of synchronous generators, *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 2007, 15, (3), pp. 339-349
- [24] M. Amini, M. Davarpanah, M. Sanaye-Pasand, A Novel Approach to Detect the Synchronous Generator Loss of Excitation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2015, 30, (3), pp. 1429-1438
- [25] H. Yaghobi, Fast discrimination of stable power swing with synchronous generator loss of excitation, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016, 10, (7), pp. 1682 - 1690
- [26] T. Bi, J. Sui, H. Yu, Q. Yang, Adaptive Loss of Field Protection Based on Phasor Measurements, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-4
- [27] A. Ghorbani, S. Soleymani, B. Mozafari, A PMU-Based LOE Protection of Synchronous Generator in the Presence of GIPFC, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2016, 31, (2), pp. 551-558
- [28] A. P. Morais, A. S. Bretas, S. Meyn, G. Cardoso, Adaptive Mho Relay for Synchronous Generator Loss-of-Excitation Protection: a Capability Curve Limit based Approach, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2016, 10, (14), pp. 3449-3457
- [29] B. Mahamedi, J. G. Zhu, S. M. Hashemi, A Setting-Free Approach to Detecting Loss of Excitation in Synchronous Generators, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2016, 31, (5), pp. 2270-2278
- [30] M. Abedini, M. Sanaye-Pasand, M. Davarpanah, An Analytical Approach to Detect Generator Loss of Excitation Based on Internal Voltage Calculation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2017, 32, (5), pp. 2329-2338
- [31] A. Hasani, F. Haghjoo, Fast and secure detection technique for loss of field occurrence in synchronous generators, *IET Electric Power Applications*, 2017, 11, (4), pp. 567-577

-
- [32] A. Hasani, F. Haghjoo, A Secure and Setting-Free Technique to Detect Loss of Field in Synchronous Generators, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2017, 32, (4), pp. 1512-1522
- [33] N. Noroozi, H. Yaghoobi, Y. A. Beromi, Analytical technique for synchronous generator loss-of-excitation protection, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017, 11, (9), pp. 2222-2231
- [34] M. Abedini, M. Sanaye-Pasand, M. Davarpanah, Flux linkage estimation based loss of excitation relay for synchronous generator, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2017, 11, (1), pp. 280-288
- [35] M. Abedini, M. Sanaye-Pasand, M. Davarpanah, R. Iravani, A Loss-of-Field Detection Relay Based on Rotor Signals Estimation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2018, 33, (2), pp. 779-788
- [36] M. Gallas, A. P. Morais, A. C. Marchesan, G. Cardoso, G. B. Costa, A comparative analysis of loss of excitation protection methods for synchronous generators, *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Milan, Italy, 2017, pp. 1-6
- [37] Power Swing and Out-of-Step Considerations on transmission lines, *Power System Relaying Committee WG D6, Report of PSRC to IEEE PES*, 2005
- [38] D. A. Tziouvaras, D. Hou, Out-of-step protection fundamentals and advancements, *Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, USA, 2004, pp. 282-307
- [39] V. Centeno, A. G. Phadke, A. Edris, J. Benton, M. Gaudi, G. Michel, An adaptive out-of-step relay, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1997, 12, (1), pp. 61-71
- [40] S. Cheng, M. S. Sachdev, Out-of-step protection using the equal area criterion, *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Saskatoon, CA, 2005, pp. 1488-1491
- [41] S. Paudyal, G. Ramakrishna, M. S. Sachdev, Application of equal area criterion conditions in the time domain for out of step protection, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2010, 25, (2), pp. 600-609

-
- [42] N. Fischer, G. Benmouyal, D. Hou, D. Tziouvaras, J. Byrne-Finley and B. Smyth, Tutorial on Power Swing Blocking and Out-of-Step Tripping, 39th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, USA, 2012, pp. 1-20
- [43] A. Y. Abdelaziz, M. R. Irving, A. M. El-Arabaty, M. M. Mansour, Out-of-step prediction based on artificial neural network, *Electric Power Systems Research*, 1995, 34, (2), pp. 135-142
- [44] A. Y. Abdelaziz, M. R. Irving, M. M. Mansour, A. M. El-Arabaty, A. I. Nousseir, Adaptive protection strategies for detecting power system out-of-step conditions using neural networks, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 1998, 145, (4), pp. 387-394
- [45] W. Rebizant, K. Feser, Out-of-step protection with AI methods, *Seventh International Conference on Developments in Power System Protection (IEE)*, Amsterdam, NL, 2001, pp. 295-298
- [46] A. F. Abidin, A. Mohamed, H. Shareef, Intelligent detection of unstable power swing for correct distance relay operation using S-transform and neural networks, *Expert Systems with Applications*, 2011, 38, (12), pp. 14969-14975
- [47] H. E. A. Talaat, Predictive out of step relaying using fuzzy rule based classification, *Electric Power Systems Research*, 1999, 48, (3), pp. 143-149
- [48] W. Rebizant, K. Feser, Fuzzy Logic Application To Out-Of-Step Protection Of Generators, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vancouver, CA*, 2001, vol. 2, pp. 927-932
- [49] S. M. Rovnyak, C. W. Taylor, Y. Sheng, Decision trees using apparent resistance to detect impending loss of synchronism, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000, 15, (4), pp. 1157-1162
- [50] A. M. El-Arabaty, H. A. Talaat, M. M. Mansour, A. Y. Abd-Elaziz, Out-of-step detection based on pattern recognition, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 1994, 16, (4), pp. 269-275
- [51] L. Wang, A. A. Girgis, A new method for power system transient instability detection, *IEEE Transaction on Power Delivery*, 1997, 12, (3), pp. 1082-1089
- [52] B. Daqiang, W. Xiangheng, X. Zhenyu, W. Weijian, The out-of-step protection with prediction function for generators, *Proceedings of the Fifth International*

- Conference on Electrical Machines and Systems, Shenyang, CN, 2001, vol. 1, pp. 127-130
- [53] S. M. Brahma, Distance Relay With Out-of-Step Blocking Function Using Wavelet Transform, IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22, (3), pp. 1360-1366
- [54] E. A. Frimpong, P. Y. Okyere, J. A. Asumadu, Generator Out-of-Step Prediction Using Wavelet Analysis, IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Rogers, AR, USA, 2013, pp. 1-4
- [55] R. Dubey, S. R. Samantaray, B. Chitti Babu, S. Nandha Kumar, A novel out-of-step detection algorithm using Angle of Power Signal, International Conference on Power and Energy Systems (ICPS), Chennai, India, 2011, pp. 1-6
- [56] K. H. So, J. Y. Heo, C. H. Kim, R. K. Aggarwal, K. B. Song, Out of step detection algorithm using frequency deviation of voltage, IET Generation, Transmission & Distribution, 2007, 1, (1), pp. 119-126
- [57] B. Shrestha, R. Gokaraju, M. Sachdev, Out of step protection using state plane trajectories analysis, IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28, (2), pp. 1083-1093
- [58] A. R. Sobbouhi, M. R. Aghamohammadi, A New Algorithm for Predicting Out-of-step Using Rotor Speed-acceleration Based on Phasor Measurement Units (PMU) Data, Electric Power Components and Systems, 2015, 43, (13), pp. 1478-1486
- [59] H. Yaghobi, Out-of-step protection of generator using analysis of angular velocity and acceleration data measured from magnetic flux, Electric Power Systems Research, 2016, 132, pp. 9-21
- [60] H. H. Zeineldin, J. L. Kirtley, Performance of the OVP-UVP and OFP-UFP Method With Voltage and Frequency Dependent Loads, IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24, (2), pp. 772-778
- [61] J. C. M. Vieira, D. S. Correa, W. Freitas, W. Xu, Performance Curves of Voltage Relays for Islanding Detection of Distributed Generators, IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20, (3), pp. 1660-1662

-
- [62] J. C. M. Vieira, W. Freitas, W. Xu, A. Morelato, Performance of frequency relays for distributed generation protection, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006, 21, (3), pp. 1120-1127
- [63] W. Freitas, Z. Huang, W. Xu, A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, 20, (1), pp. 57-63
- [64] W. Freitas, W. Xu, False operation of vector surge relays, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, 19, (1), pp. 436-438
- [65] W. Freitas, W. Xu, C. M. Affonso, Z. Huang, Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, 20, (2), pp. 1315-1324
- [66] B. Liu, D. Thomas, K. Jia, M. Woolfson, Advanced ROCOF protection Of synchronous generator, *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2011, Anaheim, CA, USA, pp. 1-6
- [67] J. C. M. Vieira, W. Freitas, Z. Huang, W. Xu, A. Morelato, Formulas for predicting the dynamic performance of ROCOF relays for embedded generation applications, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 2006, 153, (4), pp. 399-406
- [68] F. S. Pai, S. J. Huang, A detection algorithm for islanding-prevention of dispersed consumer-owned storage and generating units, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2001, 16, (4), pp. 346-351
- [69] S. Il Jang, K. Ho Kim, An islanding detection method for distributed generations using voltage unbalance and total harmonic distortion of current, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, 19, (2), pp. 745-752
- [70] M. A. Redfern, O. Usta, G. Fielding, Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1993, 8, (3), pp. 948-954
- [71] P. O'Kane, B. Fox, Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring, *International Conference on Developments in Power System Protection*, Nottingham, UK, 1997, pp. 95-98

-
- [72] H. H. Zeineldin, S. Conti, Sandia frequency shift parameter selection for multi inverter systems to eliminate non-detection zone, *IET Renewable Power Generation*, 2011, 5, (2), pp. 175–183
- [73] J. Stevens, R. Bonn, J. Ginn, S. Gonzalez, G. Kern, Development and testing of an approach to anti-islanding in utility-interconnected photovoltaic systems, Sandia National Laboratories SAND2000-1939, Albuquerque, NM, 2000
- [74] G. Hernandez-Gonzalez, R. Iravani, Current injection for active islanding detection of electronically-interfaced distributed resources, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2006, 21, (3), pp. 1698-1705
- [75] H. Karimi, A. Yazdani, R. Iravani, Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2008, 23, (1), pp. 298-307
- [76] B. Heon Kim, S. Ki Sul, C. Ho Lim, Anti-islanding detection method using Negative Sequence Voltage, *International Power Electronics and Motion Control Conference*, Harbin, China, 2012, pp. 604-608
- [77] D. Reigosa, F. Briz, C. Blanco, P. Garcia, J. M. Guerrero, Active islanding detection for multiple parallel-connected inverter-based distributed generators using high-frequency signal injection, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2014, 29, (3), pp. 1192-1199
- [78] V. Menon, M. H. Nehrir, A hybrid islanding detection technique using voltage unbalance and frequency set point, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007, 22, (1), pp. 442-448
- [79] J. Yin, C. P. Diduch, L. Chang, Islanding detection using proportional power spectral density, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008, 23, (2), pp. 776-784
- [80] P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen, A hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2009, 24, (2), pp. 764-771
- [81] J. A. Laghari, H. Mokhlis, A. H. A. Bakar, M. Karimi, A new islanding detection Technique for multiple mini hydro based on rate of change of reactive power and load connecting strategy, *Energy Conversion and Management*, 2013, 76, pp. 215-224

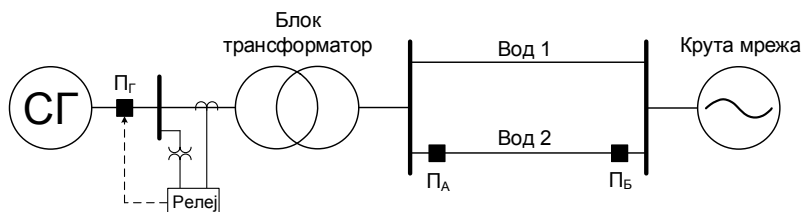
-
- [82] S. R. Samantaray, K. El-Arroudi, G. Joós, I. Kamwa, A fuzzy rule-based approach for islanding detection in distributed generation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2010, 25, (3), pp. 1427-1433
- [83] M. Heidari, G. Seifossadat, M. Razaz, Application of decision tree and discrete wavelet transform for an optimized intelligent-based islanding detection method in distributed systems with distributed generations, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 27, pp. 525-532
- [84] M. R. Alam, K. M. Muttaqi, A. Bouzerdoum, An Approach for Assessing the Effectiveness of Multiple-Feature-Based SVM Method for Islanding Detection of Distributed Generation, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2014, 50, (4), pp. 2844-2852
- [85] O. N. Faqhrudin, E. F. El-Saadany, H. H. Zeineldin, A universal islanding detection technique for distributed generation using pattern recognition, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, 5, (4), pp. 1985-1992
- [86] V. L. Merlin, R. C. Santos, A. P. Grilo, J. C. M. Vieira, D. V. Coury, M. Oleskovicz, A new artificial neural network based method for islanding detection of distributed generators, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2016, 75, pp. 139-151
- [87] F. Hashemi, A. Kazemi, S. Soleymani, Assessment of an adaptive neuro fuzzy inference system for islanding detection in distributed generation, *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems*, 2014, 26, (1), pp. 19-31
- [88] R. Velez, J. Tavallo, J. M. Garcia, F. U. Arrue, E. Navarro, F. Pazos, Improving Relaying for Islanding Detection, *CIGRE, B5-107, Paris, France*, 2014
- [89] D. M. Lavery, R. J. Best, D. J. Morrow, Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings, *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2015, 9, (2), pp. 146-153
- [90] Y. Guo, K. Li, D. M. Lavery, Y. Xue, Synchrophasor-based islanding detection for distributed generation systems using systematic principal component analysis approaches, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2015, 30, (6), pp. 2544-2552

- [91] M. S. Almas, L. Vanfretti, RT-HIL implementation of the hybrid synchrophasor and GOOSE-based passive islanding schemes, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2016, 31, (3), pp. 1299-1309
- [92] T. H. Mason, W. Fairnes, J. J. Arnold, M. J. Thelwell, Asynchronous operation of turbo-generators, CIGRE, 11-02, Paris, France, 1972
- [93] C. K. Seetharaman, S. P. Verma, A. M. El-Serafi, Operation of Synchronous Generators in the Asynchronous Mode, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1974, PAS-93, (3), pp. 928 – 939
- [94] I. A. Glebov, J. B. Danilevich, L. G. Mamikonians, Abnormal operation conditions of large synchronous generators and their influence on desing and performance in a power system, CIGRE, 11-07, Paris, France, 1976
- [95] Synchronous generator abnormal operations and special protective and instrumentation system, CIGRE, WG 11.03, Paris, France, 1980
- [96] L. G. Mamikoniantos, Draft guidelines on some of synchronous generator abnormal operation conditions, CIGRE, 11-13, Paris, France, 1980
- [97] K. Z. Guo, W. D. Zhu, F. W. Tan, R. L. Jin, G. Wang, Analysis of large turbogenerator's asynchronous operation during loss of field, *International Conference on Power System Technology*, Beijing, China, 1998, pp. 935 - 940 vol. 2
- [98] H. Jin-yao, L. Yan-ping, C. Jing, H. Hao, Simulation Analysis for Asynchronous Operation Capacity of Turbogenerator under Excitation-Loss, *International Forum on Strategic Technology (IFOST)*, Harbin, China, 2011, pp. 529-532
- [99] A. Campeanu, S. Enache, I. Vlad, G. Liuba L. Augustinov, I. Cautil, Simulation of Asynchronous Operation in High Power Salient Pole Synchronous Machines, *International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, Marseille, France, 2012, pp. 1823-1828
- [100] Студија асинхроних режима синхроних машина електроенергетског система Србије, Електротехнички институт "Никола Тесла", Београд, 1972.
- [101] A. Das, S. Dhar, S. Royburman, A. Sanyal, The Efficacy of Generator Protection under Sudden Loss of Excitation using Offset-type MHO-relay, *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, 2017, 98, (1), pp. 115–120

- [102] C. J. Mozina et al., Coordination of generator protection with generator Excitation control and generator capability, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, USA, 2007, pp.1-17
- [103] М. Ђурић, Елементи ЕЕС-а, Беопрес, Београд, 2009.
- [104] V. A. Venikov, Transient Phenomena in Electrical Power Systems, New York, Pergamon, 1964
- [105] Д. Немец, М. Стојсављевић, Велики поремећај у хрватском суставу 20.09.2002. с губитком пријелазне стабилности и испадом агрегата ТЕ Ријека, ТЕ Пломин 1 и ТЕ Пломин 2 – узроци и последице, Енергија: часопис Хрватске електропривреде, 53, (2), 2004., стр. 91-99
- [106] М. Ђурић, В. Терзија, З. Радојевић, Ж. Ђуришић, З. Стојановић, С. Зубић, В. Бајић, Алгоритми за дигиталне релејне заштите, ЕТА, Београд, 2012.
- [107] Z. N. Stojanović, M. B. Djurić, The algorithm for directional element without dead tripping zone based on digital phase comparator, Electric Power Systems Research, 2011, 81, (2), pp. 377–383
- [108] S. J. Zubić, M. B. Djurić, A distance relay algorithm based on the phase comparison principle, Electric Power Systems Research, 2012, 92, pp. 20-28
- [109] Z. N. Stojanović, M. B. Djurić, An algorithm for directional earth fault relay with no voltage inputs, Electric Power Systems Research, 2013, 96, pp. 144-149
- [110] J. P. Krstivojević, M. B. Djurić, A new method of improving transformer restricted earth fault protection, Advances in Electrical and Computer Engineering, 2014, 14, (3), pp. 41-48
- [111] М. М. Остојић, М. Б. Ђурић, Алгоритам за детекцију прекида фазног проводника у радијалним мрежама, Техника, 2016, 71, (2), стр. 257-262
- [112] М. М. Остојић, М. Б. Ђурић, Out-of-step protection of synchronous generators based on a digital phase comparison in the time domain, IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12, (4), pp. 873-879
- [113] М. Остојић, М. Ђурић, The algorithm for the detection of loss of excitation of synchronous generators based on a digital-phase comparator, Electrical Engineering (Archiv für Elektrotechnik), 2018, 100, (2), pp. 1287–1296

- [114] M. M. Ostojić, M. B. Djurić, The algorithm with synchronized voltage inputs for islanding detection of synchronous generators, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2018, 103, pp. 431–439
- [115] MATLAB ‘SimPowerSystems User’s Guide’, The MathWorks Inc, 2013
- [116] Multifunctional Machine Protection 7UM62 Technical Manual, Siemens, Ver. 4.6, 2010, pp. 165–174
- [117] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547, 2003
- [118] М. Ђурић, Класични дистантни релеји и дистантне заштите, Научна књига, Београд, 1992.
- [119] Израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела електроенергетског система Републике Србије са окружењем, Студија, Електротехнички институт "Никола Тесла", Београд, 2008.

Прилог 1 – Подаци о елементима тест мреже



Слика П1.1 Једнополна шема тест мреже са синхроним генератором

Табела П1.1 Синхрони генератори [119]

Параметар	СГ1	СГ2
S_{Gn} , MVA	137.5	110
U_{Gn} , kV	10.5	15.65
$\cos\varphi$	0.8	0.95
X_d , p.j.	2.037	0.95
X'_d , p.j.	0.271	0.35
X''_d , p.j.	0.189	0.234
X_q , p.j.	2.037	0.7
X'_q , p.j.	0.35	
X''_q , p.j.	0.189	0.234
X_l , p.j.	0.158	0.1
R_s , p.j.	0.00185	0.00322
T'_d , s	0.891	2.15
T''_d , s	0.1	0.0471
T''_{q0} , s	0.185	0.141
H , s	4.701	3.72
p	1	22

Табела П1.2 Трансформатори

Параметар	T1	T2
S_{Tn} , MVA	140	110
U_1 , kV	10.5	15.65
U_2 , kV	110	110
X_T , p.j.	0.1	0.11
R_T , p.j.	0.003	0.003
P_{Fe} , kW	110	90
P_{Cu} , kW	330	280
Снрега	Ynd11	Ynd11

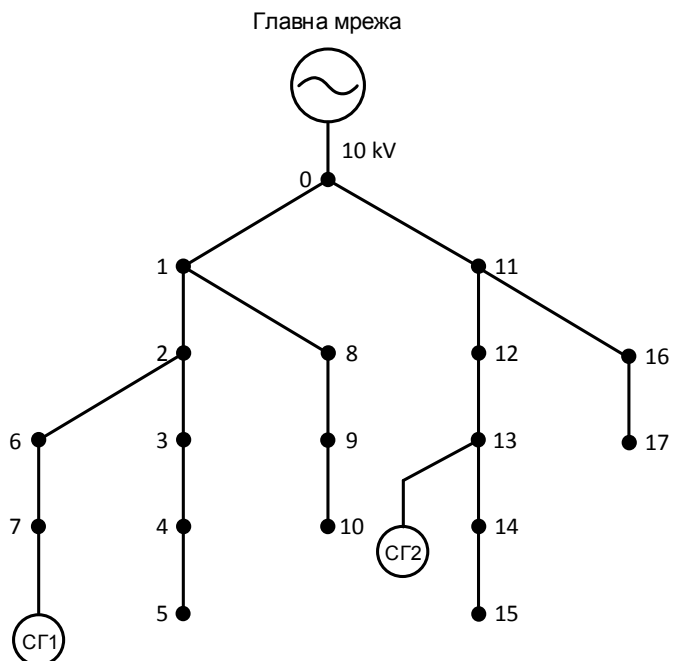
Табела ПП.3 Водови

Параметар	Вод 1	Вод 2
$R, \Omega/\text{km}$	0.193	0.193
$X, \Omega/\text{km}$	0.4	0.4
$B, \mu\text{S}/\text{km}$	2.278	2.278
l, km	20	30

Табела ПП.4 Главна мрежа

Параметар	
U_M, kV	110
S_{3ks}, MVA	5000
X/R	4

Прилог 2 – Подаци о елементима радијалне дистрибутивне мреже



Слика П2.1 Једнополна шема радијалне дистрибутивне мреже

Табела П2.1 Синхрони генератори

Параметар	CG1	CG2
S_{Gn} , MVA	2.5	4
U_{Gn} , kV	10	10
X_d , p.j.	1.32	1.331
X'_d , p.j.	0.35	0.272
X''_d , p.j.	0.252	0.245
X_q , p.j.	0.655	0.571
X'_q , p.j.		
X''_q , p.j.	0.312	0.253
X_l , p.j.	0.1	0.08
R_s , p.j.	0.034	0.045
T'_d , s	4.1	5.3
T''_d , s	0.065	0.07
T''_{q0} , s	0.087	0.09
H , s	2.8	3.4
p	25	25

Табела П2.2 Водови

Параметар		Параметар	
$R, \Omega/\text{km}$	0.308	l_{1-8}, km	1.8
$X, \Omega/\text{km}$	0.289	l_{8-9}, km	1.1
$B, \mu\text{S}/\text{km}$	2.788	l_{9-10}, km	1.0
l_{0-1}, km	1.6	l_{0-11}, km	1.1
l_{1-2}, km	1.2	l_{11-12}, km	1.4
l_{2-3}, km	1.6	l_{12-13}, km	1.4
l_{3-4}, km	1.3	l_{13-14}, km	1.1
l_{4-5}, km	1.1	l_{14-15}, km	1.1
l_{2-6}, km	2.2	l_{11-16}, km	0.9
l_{6-7}, km	1.6	l_{16-17}, km	1.3

Табела П2.3 Потрошачи

Чвор	P_P+Q_P, MVA	Чвор	P_P+Q_P, MVA
1	0.32+j0.11	10	0.31+j0.18
2	0.61+j0.19	11	0.41+j0.17
3	0.52+j0.23	12	0.33+j0.13
4	0.39+j0.12	13	0.55+j0.28
5	0.34+j0.13	14	0.42+j0.14
6	0.44+j0.13	15	0.39+j0.21
7	0.42+j0.17	16	0.59+j0.21
8	0.52+j0.17	17	0.48+j0.27
9	0.48+j0.14		

Табела П2.4 Главна мрежа

Параметар	
U_M, kV	10
S_{3ks}, MVA	250
X/R	7

Биографски подаци о аутору

Младен Остојић рођен је 1985. године у Бијељини, где је завршио основну и средњу електротехничку школу. Дипломске мастер студије завршио је 2009. године на Факултету техничких наука у Новом Саду на смеру Електроенергетски системи. Докторске студије уписао је 2010. године на Електротехничком факултету у Београду на смеру Електроенергетске мреже и системи.

Након дипломирања запослио се у фабрици каблова Новкабел а.д. у Новом Саду. Од децембра 2011. године ради у компанији Електромрежа Србије а.д. Првих пет година бавио се висконапонским водовима, а од 2016. године ради на пословима везаним за релејну заштиту и локално управљање. Област рада и интересовања везане су за висконапонске водове, релејну заштиту, анализу кварова, алгоритме, моделовање, и примену софтверских алата у електроенергетици.

Члан је Инжењерске коморе Србије, Националног комитета CIGRE Србија, и међународне асоцијације IEEE. Поседује лиценце Инжењерске коморе Србије за пројектовање и извођење радова на електроенергетским инсталацијама високог, средњег и ниског напона (лиценце 351, 350, 451 и 450). Стручно се усавршавао у земљи и иностранству за рад са испитном опремом и уређајима релејне заштите познатих светских произвођача. Рецензент је међународних часописа *International Transactions on Electrical Energy Systems* и *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. До сада је објавио три рада у међународним часописима са SCI листе и неколико радова у домаћим часописима и на домаћим конференцијама.

Прилог 1.

Изјава о ауторству

Потписани Младен М. Остојић

број индекса 5059/2010

Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом

Дигитална заштита синхроних генератора и мотора од испада из синхронизма и уласка генератора у моторни режим

- резултат сопственог истраживачког рада,
- да предложена дисертација у целини ни у деловима није била предложена за добијање било које дипломе према студијским програмима других високошколских установа,
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршио ауторска права и користио интелектуалну својину других лица.

Потпис докторанда

У Београду, 28.09.2018. године



Прилог 2.

Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора Младен М. Остојић

Број уписа 5059/2010

Студијски програм Електроенергетске мреже и системи

Наслов рада Дигитална заштита синхроних генератора и мотора од испада из синхронизма и уласка генератора у моторни режим

Ментор проф. др. Јован Микуловић, ванредни професор

Потписани Младен М. Остојић

изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предао за објављивање на порталу **Дигиталног репозиторијума Универзитета у Београду**.

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци везани за добијање академског звања доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране рада.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Београду.

Потпис докторанда

У Београду, 28.09.2018. године



Прилог 3.

Изјава о коришћењу

Овлашћујем Универзитетску библиотеку „Светозар Марковић“ да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду унесе моју докторску дисертацију под насловом:

Дигитална заштита синхроних генератора и мотора од испада из синхронизма и уласка генератора у моторни режим

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предао сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

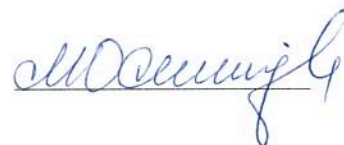
Моју докторску дисертацију похрањену у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (Creative Commons) за коју сам се одлучио/ла.

1. Ауторство
2. Ауторство - некомерцијално
3. Ауторство – некомерцијално – без прераде
4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима
5. Ауторство – без прераде
6. Ауторство – делити под истим условима

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци, кратак опис лиценци дат је на полеђини листа).

Потпис докторанда

У Београду, 28.09.2018. године



1. Ауторство - Дозвољавање умножавања, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце, чак и у комерцијалне сврхе. Ово је најслободнија од свих лиценци.

2. Ауторство – некомерцијално. Дозвољавање умножавања, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела.

3. Ауторство - некомерцијално – без прераде. Дозвољавање умножавања, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.

4. Ауторство - некомерцијално – делити под истим условима. Дозвољавање умножавања, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада.

5. Ауторство – без прераде. Дозвољавање умножавања, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела.

6. Ауторство - делити под истим условима. Дозвољавање умножавања, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада. Слична је софтверским лиценцама, односно лиценцама отвореног кода.