



УНИВЕРЗИТЕТ У НОВОМ САДУ

ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА



**ПРОРАЧУН КРАТКИХ СПОЈЕВА У  
МИКРОМРЕЖАМА ЗАСНОВАНИМ НА  
ОБНОВЉИВИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ**

**ДОКТОРСКА ДИСЕРТАЦИЈА**

Ментор:  
ванр. проф. др Лука Стрезоски

Кандидат:  
Никола Симић

Нови Сад, 2024. године

КЉУЧНА ДОКУМЕНТАЦИЈСКА ИНФОРМАЦИЈА<sup>1</sup>

Врста рада:	Докторска дисертација
Име и презиме аутора:	Никола Симић
Ментор (титула, име, презиме, звање, институција):	др Лука Стрезоски, ванредни професор, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду
Наслов рада:	Прорачун кратких спојева у микромрежама заснованим на обновљивим изворима енергије
Језик и писмо рада:	српски језик, ћирилица
Физички опис рада:	Унети број: Страница 131 Поглавља 10 Референци 212 Табела 21 Слика 40 Графикона 0 Прилога 0
Научна област:	електротехничко и рачунарско инжењерство
Ужа научна област (научна дисциплина):	електроенергетика
Кључне речи / предметна одредница:	Кратки спојеви, микромреже, обновљиви извори енергије
Апстракт на језику рада:	У дисертацији је обрађен проблем кратких спојева у микромрежама заснованим на обновљивим изворима енергије. Обрађени су такође, модели елемената, као и сам модел микромреже и предложена је једна ефикасна и робусна метода за прорачун кратких спојева. Верификација методе урађена је на примеру микромреже засноване на обновљивим изворима енергије, а тачност резултата је потврђена помоћу „НПЛ” окружења. Извршена је и упоредна анализа резултата добијених предложеном методом и резултата добијених методом из међународног стандарда за прорачун кратких спојева.
Датум прихватања теме од стране надлежног већа:	18.7.2024.
Датум одбране: (Попуњава накнадно институција)	

<sup>1</sup> Аутор докторске дисертације потписао је и приложио следеће Обрасце:

5б – Изјава о ауторству;

5в – Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада и дозвола за објављивање личних података;

5г – Изјава о коришћењу.

Ове Изјаве се чувају у институцији у штампаном и електронском облику и не корице се са радом.

<p>Чланови комисије: (титула, име, презиме, звање, институција)</p>	<p>Председник: др Горан Швенда, редовни професор, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду</p> <p>Члан: др Душко Бекут, редовни професор, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду</p> <p>Члан: др Владица Мијаиловић, редовни професор, Факултет техничких наука у Чачку, Универзитет у Крагујевцу</p> <p>Члан: др Предраг Видовић, ванредни професор, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду</p> <p>Члан: др Невен Ковачки, доцент, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду</p> <p>Ментор: др Лука Стрезоски, ванредни професор, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду</p>
<p>Напомена:</p>	

**KEY WORD DOCUMENTATION<sup>2</sup>**

Document type:	Doctoral dissertation
Author:	Nikola Simić
Supervisor (title, first name, last name, position, institution)	Ph.D. Luka Strezoski, Associate Professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad
Thesis title in English:	Short-circuit calculation in renewable energy resources-based microgrids
Language and script:	Serbian language, cyrilic
Physical description:	Number of: Pages 131 Chapters 10 References 212 Tables 21 Illustrations 40 Graphs 0 Appendices 0
Scientific field:	Electrical and computer engineering
Scientific subfield (scientific discipline):	Power engineering
Subject, Key words:	Short-circuit, microgrids, renewable energy sources
Abstract in English:	The dissertation addresses the issue of short circuits in microgrids based on renewable energy sources. It also covers the modeling of all elements, as well as the microgrid model itself, and proposes an efficient and robust method for short circuit calculation. The method was verified using an example of microgrid based on renewable energy sources, with result accuracy confirmed through a "HIL" environment. A comparative analysis was also performed between the results obtained by the proposed method and those obtained using the method from the international standard for short circuit calculations.
Date of endorsement by the scientific board:	18.7.2024.
Date of defence: (Filled in by the institution)	
Thesis defence board: (title, first name, last name, position, institution)	Chair: Ph.D. Goran Švenda, full professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad Member: Ph.D. Duško Bekut, full professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad

<sup>2</sup> The author of the doctoral dissertation has signed the following Statements:

- 5б – Statement on the authorship,
- 5в – Statement that the printed and e-version of the doctoral dissertation are identical and authorization to use personal data,
- 5r – Copyright statement.

The paper and e-versions of Statements are held at the institution and are not included into the printed thesis.

	<p>Member: Ph.D. Vladica Mijailović, full professor, Faculty of Technical Sciences in Čačak, University of Kragujevac</p> <p>Member: Ph.D. Predrag Vidović, associate professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad</p> <p>Member: Ph.D. Neven Kovački, assistant professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad</p> <p>Supervisor: Ph.D. Luka Strezoski, associate professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad</p>
Note:	

## Захвалница

*Богу хвала, окружен сам многим људима којима дугујем велику захвалност што је ова докторска дисертација написана.*

*Хвала мом оцу Горану који ме је научио да радим и да не одустајем,*

*Хвала мојој мајци Гордани која ме је научила шта значи пожртвованост и преданост,*

*Хвала мом брату Милошу уз ког сам научио да делим,*

*Хвала наставницима из ОШ „Вук Караџић“ у Адашевцима који нису дозволили да упишем занат,*

*Хвала професорки физике Даници Гајић из Гимназије „Сава Шумановић“ у Шиду, која ме је научила мислим и усмерила на пут инежерства,*

*Хвала професору Владимиру Стрезоском за то што сам заволео електроенергетику,*

*Хвала ментору, професору Луки Стрезоском, за све што сам научио током рада на овој дисертацији,*

*Хвала мом цимеру и куму Ђорђу Драгићу за сваки разговор који смо водили у студентском дому,*

*Хвала мом куму Марку Прпошу за сваки разговор који смо водили на свим оним местима која нису имала везе са факултетом,*

*Хвала кумовима Хелени и Милошу Столици што су били ту и у најтежим тренуцима,*

*Хвала свим мојим пријатељима и колегама који су ме у свему подржавали, а посебно мом другу Давиду Дабићу који ми је много помогао када сам дошао у Нови Сад,*

*Без свих ових људи данас не бих био на овом месту.*

*Али највише хвала Милици! Њен допринос овој докторској дисертацији и мом животу генерално је непроцењив!*

## Садржај

1	УВОД .....	1
1.1	Преглед стања у области .....	3
1.2	Мотивација за истраживањем .....	5
2	ОПШТА РАЗМАТРАЊА О ОБНОВЉИВИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ.....	8
2.1	Технологије обновљивих извора енергије.....	8
2.1.1	Соларна енергија .....	8
2.1.2	Енергија ветра.....	10
2.1.3	Хидроенергија .....	10
2.1.4	Енергија из биомасе .....	11
2.1.5	Геотермална енергија.....	11
2.1.6	Енергија из водоника .....	12
2.1.7	Енергија океана (мора) .....	13
2.2	Прикључивање обновљивих извора енергије на мрежу .....	13
2.2.1	Регулација приликом значајне промене напона („VRT“) .....	14
2.2.2	Инјектирање/апсорпција реактивне снаге .....	18
2.2.3	Регулација стабилности фреквенције и контрола активне снаге .....	20
2.2.4	Регулација напона и контрола реактивне снаге .....	21
2.2.5	Захтеви за квалитет енергије.....	22
3	ОПШТА РАЗМАТРАЊА О МИКРОМРЕЖАМА.....	25
3.1	Концепт микромреже.....	26
3.1.1	Почети истраживања у области микромрежа .....	26
3.1.2	Данашње усвојене дефиниције микромреже.....	26
3.1.3	Користи које доносе микромреже .....	27
3.2	Основне компоненте микромреже .....	29
3.3	Класификација микромрежа .....	29
3.3.1	Класификација на основу начина повезивања са дистрибутивном мрежом.....	30
3.3.2	Класификација на основу стратегија управљања .....	30
3.3.3	Класификација на основу величине .....	31
3.3.4	Класификација на основу напајања.....	31
3.3.5	Класификација на основу технологије производних јединица .....	32
3.3.6	Класификација на основу примене.....	35
3.3.7	Класификација на основу локације .....	36
3.4	Контрола микромрежа .....	37

3.4.1	Технике контроле .....	38
3.4.2	Напредно управљање микромрежом.....	39
3.5	Безбедност.....	40
3.6	Модел власништва и финансирања микромрежа .....	42
3.7	Изазови и питања .....	44
3.7.1	Рад и управљање .....	44
3.7.2	Пројектовање .....	46
3.7.3	Интеграција ДЕР .....	46
3.7.4	Заштита.....	46
3.7.5	Регулаторни изазови .....	47
3.7.6	Области истраживања микромрежа .....	47
4	МОДЕЛИ ЕЛЕМЕНАТА МИКРОМРЕЖЕ .....	49
4.1	Модел шире мреже са којом је микромрежа повезана .....	49
4.2	Модел ДЕР .....	51
4.2.1	Модел ДЕР коју су директно повезани на мрежу .....	52
4.2.2	Модел ДЕР који су на мрежу повезани преко уређаја енергетске електронике .....	53
4.3	Модел трансформатора.....	61
4.4	Модел вода.....	66
4.5	Модел потрошача .....	70
5	ОПШТА РАЗМАТРАЊА О ПРОРАЧУНУ КРАТКИХ СПОЈЕВА .....	73
6	ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДА ЗА ПРОРАЧУН КРАТКИХ СПОЈЕВА.....	82
7	НУМЕРИЧКА ВЕРИФИКАЦИЈА РЕЗУЛТАТА.....	89
8	ПОРЕЂЕЊЕ РЕЗУЛТАТА ПРЕДЛОЖЕНЕ МЕТОДЕ СА РЕЗУЛТАТИМА МЕТОДЕ ИЗ МЕЂУНАРОДНОГ СТАНДАРДА .....	102
9	ЗАКЉУЧАК .....	113
10	ЛИТЕРАТУРА.....	116



## СРПСКЕ И ЕЛНГЕСКЕ СКРАЋЕНИЦЕ

### српске скраћенице

ЕЕС	Електроенергетски систем
ДЕР	Дистрибуирани енергетски ресурс
ОПС	Оператор преносног система
ОДС	Оператор дистрибутивног система
ОИЕ	Обновљиви извори енергије
СФП	Систем фотонапонских панела
ССЕ	Систем за складиштење енергије
ТЗП	Тачка заједничког прикључења
СМ	Синхрона машина
АМ	Асинхрона машина
ВИ	Виртуелна импеданса
ЗГ	Закључавање граница
ИДЕР	Инверторски ДЕР
ДНАМ	Двоструко напајане асинхорне машине
1ФКС	Једнофазни кратак спој
2ФКС	Двофазни кратак спој
2ФКСз	Двофазни кратак спој са земљом
3ФКС	Трофазни кратак спој
3ФКСз	Трофазни кратак спој за земљом

### енглеске скраћенице

HCM	Hybrid Compensation Method
BFS	Backward/Forward Sweep
BIBC	Bus-current Injections to Branch Currents
BCBV	Branch-Currents to Bus-Voltages
IBFS	Improved Backward/Forward Sweep
RTDS	Real-Time Digital Simulator
PSAT	Power System Analysis Toolbox
FLISR	Fault Location, Isolation and Supply Restoration
EMTP	Electro-Magnetic Transient Program
CSP	Concentrated Solar Power
LVRT	Low Voltage Ride Through
ZVRT	Zero Voltage Ride Through
HVRT	High Voltage Ride Through
VRT	Voltage Ride Through
NERC	North American Electric Reliability Corporation
PREPA	Puerto Rico Electric Power Authority
WECC	Western Electricity Coordinating Council
THD	Total Harmonic Distortion
VUF	Voltage Unbalance Factor
CERTS	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions
DOE	Department of Energy

ADMS	Advanced Distribution Management System
DERMS	Distributed Energy Resources Management System
MMS	Microgrid Management System
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
VSM	Virtual Synchronous Machine
FCL	Fault Current Limiters
SFCL	Superconducting Fault Current Limiters
HIL	Hardware-In-The-Loop
RMS	Root Mean Square
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission

# 1 УВОД

Последњих година, савремени електроенергетски системи (ЕЕС) пролазе кроз једну од највећих транзиција у историји свог постајања [1]. Ова транзиција вођена је најпре тежњом да се постигну три кључна циља које су владе водећих земаља у свету поставиле испред електропривредних предузећа, а то су: декарбонизација, дигитализација и децентрализација [1]. Ови циљеви диктирају три кључна правца развоја савремених ЕЕС и део су глобалних напора за унапређење одрживости и ефикасности снабдевања електричном енергијом, а њихова значења дата су у наставку [1]:

1. **Декарбонизација** подразумева смањење или елиминацију емисија угљен-диоксида ( $\text{CO}_2$ ) и других гасова стаклене баште из енергетског сектора. Главни циљ декарбонизације је замена фосилних горива, као што су угаљ, нафта и природни гас, са обновљивим изворима енергије као што су соларна енергија, ветар, хидроелектране, биомаса итд. У ЕЕС, декарбонизација је кључна за смањење утицаја на климатске промене и испуњавање глобалних циљева одрживог развоја [1].
2. **Децентрализација** се односи на промену у структури производње, преноса и дистрибуције електричне енергије. Уместо великих, централизованих електрана, децентрализација подразумева широку примену мањих, локалних извора енергије, попут система фотонапонских панела, ветроелектрана, складишта енергије итд. Овај процес омогућава већу флексибилност, поузданост и отпорност система, јер се енергија производи и користи ближе месту потрошње, чиме се смањује зависност од великих електрана и преносних мрежа [1].
3. **Дигитализација** се односи на примену напредних информационих и комуникационих технологија у ЕЕС. То укључује употребу сензора, паметних бројила, платформи за надзор и управљање модерним ЕЕС, примену вештачке интелигенције за оптимизацију и планирање у ЕЕС, итд. Дигитализација представља један од најважнијих услова за успостављање паметних мрежа које могу динамички реаговати на промене у потрошњи и производњи, боље интегрисати обновљиве изворе и побољшати ефикасност и поузданост електроенергетског система [1].

Постизању ових циљева у великој мери доприноси интеграција све већег броја дистрибуираних енергетских ресурса (ДЕР) у које, између осталог, спадају: системи фотонапонских панела, ветроелектране, системи за складиштење енергије, електрична возила са својом инфраструктуром за пуњење, електране на гас/биодизел, мини хидроелектране, итд [1]. ДЕР се могу интегрисати у ЕЕС на различите начине, али један од начина који у последњих неколико година све више добија на значају јесте интеграција ДЕР у ЕЕС кроз концепт микромреже [2]. Постоји више дефиниција микромреже, али најчешће коришћена је дефиниција америчког министарства енергетике („Department of Energy“) која микромрежу дефинише на следећи начин: „Микромрежа представља групу међусобно повезаних потрошача и ДЕР, у оквиру јасно дефинисаних електричних граница, која функционише као један управљиви ентитет у односу на ширу мрежу и која може да ради у два режима рада – повезан на мрежу и острвски“ [3]. Овај концепт све више добија на популарности јер омогућава паметну интеграцију ДЕР, побољшава показатеље поузданости мреже и повећава сигурност снабдевања критичних потрошача као што су болнички комплекси, војне базе, пословни центри итд [3].

Да би микромреже биле адекватно заштићене у сваком тренутку, потребно је обезбедити исправно подешавање релејне заштите за оба режима рада (повезан и острвски) и омогућити брз прелазак са једног подешавања на друго у реалном времену кроз имплементацију адаптивне релејне заштите [4]. Идеја адаптивне релејне заштите у микромрежама подразумева омогућавање брзе промене подешавања на свим заштитним уређајима у микромрежи на основу промене уклопног стања главног прекидача преко кога је микромрежа повезана са широм мрежом [4]. То би значило да је потребно обезбедити најмање два скупа подешавања заштите од којих би један одговарао затвореном, а други отвореном стању главног прекидача [4]. Генерално је за управљање радом микромреже задужен контролер микромреже, али постоје и напредни системи за управљање микромрежом („Microgrid Management System“ – „MMS“) [3]. Без обзира на то како је реализовано управљање микромрежом, одређивање подешавања заштите се врши на основу прорачуна кратких спојева и због тога је јако важно имати робусну процедуру за овај прорачун, способну да уважи све елементе унутар микромреже на адекватан начин и обезбеди тачне и прецизне резултате за сва уклопна стања која су идентификована као потребна [4].

Прорачун кратких спојева представља један од два основна прорачуна у анализи ЕЕС [5]. Резултати овог прорачуна поред поменуте примене у одређивању подешавања релејне заштите, имају своју примену и у процесу пројектовања елемената ЕЕС, прецизном проналажењу локације квара у оквиру напредних система за управљање ЕЕС, прорачуну инцидентне енергије на месту квара за потребе одређивања заштитне опреме радника, итд [6].

За разлику од традиционалних ЕЕС, у којима су синхроне и асинхроне машине представљале једине изворе струја кратких, микромреже имају две особине које представљају изазов у погледу прорачуна кратких спојева. Прва особина је то што се поред синхроних и асинхроних машина у великој мери налазе и ДЕР који су на мрежу повезани преко уређаја енергетске електронике и чије понашање није диктирано физичким карактеристикама уређаја, него контролним стратегијама имплементираним у контролере уређаја преко којих су повезани на мрежу [6]. Понашање оваквих ДЕР током кварова се драстично разликује од понашања извора у традиционалним ЕЕС [7]. Друга важна особина микромреже која представља изазов у погледу прорачуна кратких спојева јесте та што микромрежа може да ради у два режима рада – повезаном и острвском. Када је повезана са широм мрежом, тада највећи део струје квара долази из те шире мреже, док су доприноси ДЕР из микромреже значајно мањег удела у укупној струји квара, при чему је у острвском режиму све много другачије [6]. У острвском режиму уопште нема доприноса из шире мреже, него се цела струја квара састоји само од доприноса ДЕР из микромреже [6]. Дакле, да би се добили тачни и прецизни резултати прорачуна кратких спојева од изузетне је важности уважавање математичких модела ДЕР који на адекватан начин описују њихово понашање и коришћење методе за прорачун која је у стању да уважи те моделе на исправан начин и превазиђе све изазове које микромрежа као нови концепт са собом носи.

У овој докторској дисертацији представљена је новоразвијена метода за прорачун комплексних кратких спојева у микромрежама, која је у стању да обезбеди тачне и прецизне резултате без обзира на режим рада, топологију и власништво микромреже. Комплексни кратак спој се у овом контексту дефинише као било која врста појединачних или истовремених кратких спојева, металних или неметалних, са произвољним бројем чворова са кратким спојем у произвољним фазама [8].

## 1.1 Преглед стања у области

Што се тиче преносних мрежа, алгоритми за прорачуне кратких спојева, развијени су пре неколико деценија и успешно се користе до данас [5] [9-10]. Како су преносне мреже у великој мери упетљане, и како број чворова није огроман као у случају дистрибутивних мрежа, моделовање преносне мреже, као и прорачуни, оријентисани су ка чворовима и изводе се коришћењем матрице адмитанси система и њене имплицитне инверзије [5] [9-10]. Ово се показало као ефикасна пракса која даје тачне и прецизне резултате на робусан начин када су у питању преносне мреже.

Што се тиче дистрибутивних мрежа, због њихове претежно радијалне структуре, огромног броја чворова и честих промена топологије, развијена је нова класа метода за прорачун кратких спојева [11-15]. Ове методе су оријентисане ка гранама и не захтевају креирање и факторизацију матрице адмитанси система [11-15]. Коришћење метода оријентисаних ка чворовима за прорачуне у дистрибутивним мрежама (које имају много већи број чворова од преносних [16-18]), у самом почетку није било сврсисходно, јер су временски захтеви потребни за креирање и факторизацију матрице адмитанси великих димензија, били неприхватљиви. Разлог за ово биле су ниске перформансе тадашњих рачунара. Међутим, са значајним побољшањем рачунарске технике у последњој деценији, поменути недостатак се успешно превазилази. Данас, када су на располагању рачунари са значајно вишим перформансама, методе оријентисане ка чворовима и њихова примена у дистрибутивним мрежама добијају све већу пажњу [16-18].

Када се разматрају микромреже, које су у фокусу ове докторске дисертације, потребно је узети у обзир неколико важних карактеристика које су јединствене за топологију и структуру микромрежа. Као што је већ поменуто, микромреже могу да раде у два различита режима рада: 1) повезан и 2) острвски. Вредности струја квара унутар микромреже, у зависности од примењеног режима рада, могу се значајно разликовати [19-24]. Поред тога, микромреже могу бити поседоване, управљане и контролисане од стране различитих заинтересованих страна [25]. Када је микромрежа, на пример, део дистрибутивне мреже, а оператор дистрибутивног система (ОДС) одговоран за њен рад, већина прорачуна у режиму повезаном на мрежу се изводи на целом моделу мреже (укључујући микромрежу као део веће дистрибутивне мреже). Дакле, у овом случају, метода за прорачун кратких спојева би требало да буде у стању да ефикасно израчуна расподелу струје квара у целој дистрибутивној мрежи, са микромрежом као њеним саставним делом. С друге стране, када је микромрежа у власништву ентитета треће стране који уједно и управља микромрежом (нпр. у власништву неке фабрике или универзитета), и када ради у режиму који је повезан са мрежом, моделује се само микромрежа, док се остатак дистрибутивне мреже представља њеним Тевененовим еквивалентом [19-21] [26]. Дакле, у прорачунима кратких спојева уважава се само допринос дистрибутивне мреже укупној струји квара унутар микромреже, док се остатак дистрибутивне мреже не моделује. Коначно, када микромрежа ради у острвском режиму, без обзира на власништво, моделује се само микромрежа, без икаквог утицаја дистрибутивне мреже на рад микромреже [22-24]. То значи да се прорачун кратких спојева у микромрежама може односити на микромрежу повезану са Тевененовим еквивалентом шире мреже, микромрежу која представља део шире мреже или микромрежу као независни ентитет (у случају острва, без обзира на власништво). Стога, метода за прорачун кратких спојева треба да буде у стању да се ефикасно носи са свим овим случајевима и да пружи тачне резултате за сваки могући комплексни кратак спој који се може појавити унутар микромреже.

Када се разматрају методе за прорачун кратких спојева у дистрибутивним мрежама, као што је горе поменуто, већина алгоритама је оријентисана на гране [11-15]. Овај тип метода не захтева креирање и факторизацију матрице адмитанси дистрибутивне мреже, што их у време када су се појавили чини много ефикаснијим за прорачуне унутар реалних дистрибутивних мрежа. Метода хибридне компензације или „Hybrid Compensation Method“ („НСМ“) која је коришћена за прорачун кратких спојева у [11] и [12], заснована је на процедури која користи технику компензације за одређивање струја кратког споја, струја петље и струја које инјектирају традиционалне машине. Даље, за израчунавање комплетног стања мреже примењује се поступак који подразумева пролазак по мрежи уназад/унапред или „Backward/Forward Sweep“ („BFS“). Међутим, за сваки кратак споји који треба да се анализира, „НСМ“ подразумева да се унапред дефинишу специфични услови квара, извођењем посебних једначина. Ово питање може бити оптерећујуће за примену „НСМ“ за прорачун кратких спојева у оквиру индустријских софтверских алата који би требало да буду способни да реше било који тип комплексног кратког споја без потребе да се унапред дефинишу услови квара кад год је потребно анализирати неки други тип квара. Штавише, пошто су „BFS“ методе дизајниране за дистрибутивне мреже и захтевају постојање корена мреже, оне се суочавају са проблемом у острвском режиму рада микромреже у ком корен мреже не постоји, као што је приказано у [19]. Коначно, „НСМ“ претпоставља да су традиционалне машине једини активни елементи, што није случај када су у питању микромреже где је већина ДЕР повезаних преко уређаја енергетске електронике, као што су фотонапонски системи, ветротурбине, складишта енергије, итд. Као што је приказано у [7] и [27-28], ДЕР повезани преко уређаја енергетске електронике, не могу се моделовати као традиционалне синхроне машине и захтевају фундаментално другачији приступ моделовању и интеграцији. У [13-14] је предложен метод за прорачун кратких спојева који се ослања на две врсте матрица. Прва је матрица која повезује инјектиране струје у чвор са струјама које теку по гранама („ВВС“ матрица), а друга је матрица која повезује струје по гранама са напонима у чворовима („ВСВВ“ матрица). Међутим, на овај метод се односе исти недостаци као и на претходно поменути, јер захтева унапред дефинисане услове квара, уважава само традиционалне машине као једине активне елементе и не може да се избори са микромрежама у острвском режиму рада без јасно дефинисаног корена мреже. У [7] и [15] предложена је метода унапређеног поступка проласка по мрежи уназад/унапред или „improved backward/forward sweep“ („IBFS“) у домену симетричних компоненти за прорачуне кратких спојева у дистрибутивним мрежама са свим типовима ДЕР. У [15], сви типови ДЕР су интегрисани у методу за прорачун помоћу новог концепта који се зове генерализовано  $\Delta$ -коло. Метода из [15] се бави само стандардним типовима металних кратких спојева, док метода предложена у [7] може израчунати било који тип комплексног кратког споја, без претходног дефинисања услова квара за сваки од типова квара. Међутим, и [7] и [15] су засновани на („IBFS“) процедури и стога, као и „НСМ“, ове методе не могу да се изборе са прорачунима микромрежа у острвском режиму рада, без специфицираног корена мреже [19]. С друге стране, као што је већ поменуто, примена метода за прорачун кратких спојева заснованих на матрици адмитанси за прорачуне у дистрибутивним мрежама добијају пажњу како се унапређују рачунарске перформансе [16-18]. У [16] је представљен „Fortescue“ приступ заснован на факторизацији матрице адмитанси за прорачуне кратких спојева у дистрибутивним мрежама, али овај предложени метод не узима у обзир ДЕР повезане преко уређаја енергетске електронике и метода је ограничена само на металне кратке спојеве. Дакле, није погодан за прорачун кратких спојева у микромрежама са високим присуством ДЕР и где може доћи до било које врсте сложеног кратког споја. У [17] и [18] предложени су ефикасни приступи засновани на

матрици адмитансе за прорачун кратких спојева у дистрибутивним мрежама, али ове методе такође захтевају унапред дефинисане услове квара за сваки тип кратког споја, па стога нису довољно робусне за индустријску примену.

Што се тиче метода за прорачун кратких спојева у микромрежама, оне су генерално много мање развијене у односу на претходно описане методе за преносне и дистрибутивне мреже јер су микромреже концепт који се релативно скоро појавио и као такав није био предмет истраживања у мери у којој су то биле преносне и дистрибутивне мреже. У [20] је анализирана појава кратког споја у микромрежи у повезаном режиму рада, коришћењем дигиталног симулатора у реалном времену – „Real-time digital simulator“ („RTDS“). „RTDS“ врши прорачуне у временском домену, и стога није погодан за прорачуне где се очекују резултати у комплексном домену због установљеног третмана струја и напона у том облику у анализи ЕЕС и где је важно време извршења једног прорачуна због потребе да се изврши више прорачуна узастопно (нпр. за адаптивну релејну заштиту или „FLISR“ ) [29]. Такође, није у стању да израчуна комплексне кратке спојеве, него је ограничен само на металне. У [21] је анализиран уравнотежени трофазни кратак спој у микромрежи у повезаном режиму рада, коришћењем „Power System Analysis Toolbox“ („PSAT“). Међутим, првенствена намена методе која се користи у „PSAT“ није примена на прорачуне у микромрежама које могу да раде и у острвском режиму, а поред тога ограничена је само на металне кратке спојеве. У [22] и [23] коришћен је „Electro-magnetic transient program“ („EMTP“), који има иста ограничења као поменути програм из [20] због ослањања на симулацију у временском домену. У [24] је предложен метод за прорачун кратких спојева за микромреже у острвском режиму рада, али овај метод захтева дефинисање услова квара за сваки тип кратког споја и није тестиран за микромреже у повезаном режиму. Метода за прорачун кратких спојева предложена у [30] је специјално дизајнирана за кратке спојеве у микромрежама са „droop“ контролом у острвском режиму рада, али није намењена за микромреже повезане на ширу мрежу. Према анализираној литератури, овај метод је једини до сада развијени који не захтева постојање корена мреже. Међутим, уводи виртуелни корен мреже, који мора бити моделован, а промена напона тог чвора мора бити узета у обзир. Штавише, слично претходним методама, метода из [30] такође, захтева дефинисање услова квара унапред за сваки тип кратког споја.

Једине две до сада развијене методе за прорачун кратких спојева које се могу пронаћи у анализираној литератури, а које не захтевају дефинисање услова квара за сваки тип кратког споја су [6] и [10]. Ове две методе могу решити било коју врсту комплексног кратког споја са истом једноставношћу. Међутим, метода из [10] је развијена за традиционалне преносне мреже где су једини активни елементи били синхроне машине и стога је коришћена декомпозиција режима са кваром на режим пре квара и режим традиционалног (пасивног)  $\Delta$ -кола. Као што је приказано у [15], пасивно  $\Delta$ -коло се не може користити за моделовање мрежа које садрже ДЕР повезане преко уређаја енергетске електронике, а такве су готово све данашње микромреже. Метода предложена у [6] нема горе поменуто ограничење пошто је заснована на концепту генерализованог  $\Delta$ -кола који омогућава интеграцију ДЕР прикључених преко уређаја енергетске електронике, али као што је горе објашњено, ова метода је заснована на „IBFS“ поступку, и стога има ограничену употребу за микромреже у острвском режиму рада у ком не постоји корен мреже.

## **1.2 Мотивација за истраживањем**

Мотивација за ово истраживање био је недостатак робусних метода за прорачун кратких спојева које би могле да израчунају режим микромреже са кваром, без обзира

на њихов режим рада, топологију и власништво, без потребе да се унапред дефинишу гранични услови за кратке спојеве било ког нивоа сложености.

Стога су главни циљеви ове докторске дисертације:

1. Надоградња математичког модела мреже са комплексним кратким спојем из [1] тако да модел буде погодан за прорачун комплексних кратких спојева у микромрежама у оба режима рада, без обзира на топологију и власништво;
2. Развој методе за прорачун кратких спојева засноване на матрици адмитанси која је способна да израчуна режим микромреже са произвољно изабраним комплексним кратким спојевима, у повезаном и острвском режиму рада;
3. Интеграција тачних модела свих типова ДЕР са уважавањем свих контролних стратегија, у новоразвијену методу за прорачун кратких спојева у микромрежама.

У складу са овим циљевима, развијена је робусна и ефикасна метода за прорачун комплексних кратких спојева у микромрежама.

Кључне особине развијене методе су следеће:

1. Метода је способна да са подједнаком једноставношћу израчуна режим микромреже са кратким спојем, без обзира на режим рада, власништво или топологију.
2. Метода не зависи од постојања корена мреже и тиме превазилази проблеме већине постојећих метода за прорачун кратких спојева, када се примене на микромрежу у острвском режиму рада.
3. Метода решава било коју врсту комплексних кратких спојева без компликованог извођења граничних услова за сваки различит тип квара, те је стога погодна за индустријске софтверске алате.
4. Метода је рачунарски ефикасна и погодна за примену у напредним апликацијама система за управљање ЕЕС.

Предложена метода је прво тестирана на моделованој (модификованој) микромрежи једног северноамеричког универзитетског кампуса – „Case Western Reserve University“. Симулирани су различити типови кратких спојева од металних до комплексних у различитим чворовима и то у оба режима рада – повезан и острвски. Затим су резултати верификовани коришћењем најсавременијег индустријског „Hardware-in-the-loop“ („HIL“) окружења са повезаним реалним физичким инверторским контролером. Након тога је метода тестирана на другом примеру моделоване микромреже где су резултати такође верификовани истим „HIL“ окружењем, а затим упоређени са резултатима добијеним помоћу методе из међународног стандарда за прорачун кратких спојева „IEC 60909“. Направљено је 5 различитих случајева у погледу процентуалног удела снаге ДЕР који су прикључени у мрежу преко уређаја енергетске електронике у укупној производној снази микромреже (од 50% до 90%) и прикупљени су резултати помоћу развијене методе, а затим и методе из стандарда „IEC 60909“, уз помоћ индустријског алата за анализу ЕЕС у ком је имплементирана ова метода. На основу ових резултата изведени су одређени закључци по питању примењивости поједностављених модела ДЕР и методе из стандарда „IEC 60909“ на прорачуне у микромрежама са високим присуством ДЕР који су прикључени преко уређаја енергетске електронике, у оба режима рада – повезан и острвски.

Дисертација је организована у десет глава. Након увода који представља прву главу, дата су општа разматрања о обновљивим изворима енергије. У оквиру ове главе



обрађене су технологије обновљивих извора енергије као што су соларна енергија, ветроенергија, хидроенергија, енергија из биомасе, геотермална енергија, енергија из водоника и енергија морских таласа, као и начини прикључивања са посебним освртом на регулацију приликом промене напона, инјектирање/апсорпцију реактивне снаге, регулацију фреквенције и напона и захтеве за квалитетом енергије.

У трећој глави дата су општа разматрања о микромрежама где је елабориран концепт микромреже, основне компоненте, различите класификације на основу различитих критеријума, контрола и безбедност микромреже, модели власништва као и изазови и питања која се односе на микромреже.

У четвртој глави представљени су модели свих елемената микромреже укључујући све типове ДЕР са свим врстама контролних стратегија, трансформаторе, водове, потрошаче, као и модел шире мреже са којом је микромрежа повезана.

У петој глави дата су општа разматрања о прорачуну кратких спојева.

У шестој глави изложен је концепт генерализованог  $\Delta$ -кола микромреже са кратким спојем и представљена је развијена метода за прорачун комплексних кратких спојева у микромрежама заснованим на обновљивим изворима енергије у оба режима рада – повезан и острвски.

У седмој глави дата је нумеричка верификација резултата у којој су представљени резултати развијене методе за различите типове кратких спојева (метални и комплексни) на моделованој (модификованој) мрежи северноамеричког универзитетског кампуса – „Case Western Reserve University“ у оба режима рада (повезан и острвски), као и поређења ових резултата са резултатима добијеним на истој микромрежи, али коришћењем најсавременијег индустријског „НП“ окружења.

У осмој глави дато је поређење резултата развијене методе за прорачун комплексних кратких спојева у микромрежама и резултата добијених помоћу индустријског алата за анализу ЕЕС у који је имплементирана метода за прорачун кратких спојева по „IEC 60909“ стандарду. Резултати развијене методе су прво верификовани помоћу „НП“ окружења на другачијој микромрежи од оне која је коришћена у осмој глави, а затим је креирано 5 различитих случајева које се односе на проценат удела снаге ДЕР који су прикључени преко уређаја енергетске електронике у укупној производној снази микромреже. Приказани су и дискутовани резултати за свих 5 случајева и то у оба режима рада – повезан и острвски.

Девета глава представља закључак, а десета литературу.

## 2 ОПШТА РАЗМАТРАЊА О ОБНОВЉИВИМ ИЗВОРИМА ЕНЕРГИЈЕ

У овој глави дата су општа разматрања о обновљивим изворима енергије (ОИЕ) са посебним освртом на њихове технологије и начине повезивања на мрежу.

### 2.1 Технологије обновљивих извора енергије

Иако се у последње време све више говори о обновљивим изворима енергије, човечанство данас примарно користи фосилна горива за производњу електричне енергије, грејање и погон аутомобила [32]. Коришћење угља, нафте и природног гаса за задовољавање енергетских потреба човечанства се показало као практично, али залихе ових горива су ограничене. Постоји могућност да у једном моменту, ако се настави овај тренд трошења, они нестану [32]. Због безбедносних разлога и проблема са одлагањем отпада, развијене државе широм света повлаче велики део својих нуклеарних капацитета [33]. У међувремену, енергетске потребе човечанства су у сталном порасту. Обновљиви извори енергије се данас у ширим научним и индустријским круговима чине као ресурси који могу помоћи у превазилажењу овог изазова [33].

Чак и када залихе фосилних горива биле неограничене, прелазак на коришћење ОИЕ представљао би позитиван корак у смислу смањења негативног утицаја на животну средину [31]. Технологије ОИЕ се често називају „чистим” или „зеленим” јер производе неупоредиво мање загађења у нормалном раду. Спаљивање фосилних горива производи гасове стаклене баште који завршавају у атмосфери, заробљавајући тако сунчеву топлоту и доприносећи глобалном загревању [31]. Научници који истражују климатске промене углавном се слажу око тога да је просечна температура на нашој планети порасла у последњих сто година, али важно је напоменути да постоје и они научни кругови који сматрају да на климатске промене, много већи утицај имају промене у хемијским процесима Сунца [34-35]. Оно што је несумњиво, то је да се климатске промене дешавају и да човечанство треба да учини све што је могуће и да уложи све напоре да умањи свој негативан утицај [34-35]. Ако се овај тренд настави, ниво мора ће порастати, а предвиђања су да ће поплаве, суперћелијске олује, топлотни таласи, суше и други екстремни временски услови бити све чешћи [34]. При спаљивању фосилних горива загађивачи се испуштају како у ваздух, тако и у тло и воду. Ови загађивачи драматично штете животnoj средини и људима. Загађење ваздуха доприноси болестима плућа, попут астме [31]. Киселе кише од сумпор-диоксида и азотних оксида штете биљкама и рибама [31]. Азотни оксиди такође утичу на појаву смога. ОИЕ такође могу помоћи да се развије енергетска независност и сигурност [31]. Много је већи број држава које увозе нафту (или нафтне деривате) него оних које имају довољно налазишта да покрију сопствене потребе [31]. Замена дела нафте горивима направљеним од биљних материјала, на пример, могла би уштедети новац и ојачати енергетску безбедност многих држава. Обновљива енергија не може да се исцрпи, а технологије се стално унапређују. Неке од постојећих технологија описане су у наставку.

#### 2.1.1 Соларна енергија

Коришћење соларне енергије подразумева коришћење енергије Сунца која стигне до Земљине површине за производњу других облика енергије, међу којима је и електрична енергије.

Технологија превођења соларне енергије у електричну подразумева постојање система фотонапонских панела (СФП) који Сунчеву светлост преводе директно у електричну енергију. Током последње деценије, примена ове технологије доживела је

драматичан пораст интересовања као и озбиљан развој тржишта [31]. СФП пронашли су своју примену у напајању кућа, стамбених и пословних зграда, пољопривредних и индустријских постројења, трговинских, болничких и универзитетске комплекса, свемирских летелица, итд.

Иако је данас доступно много типова СФП, они се најчешће састоје од 3 основна елемента [31]:

1. Панела који претвара соларну енергију у електричну; Ово је обавезан елемент.
2. Инвертора који електричну енергију једносмерног напона претварају у електричну енергију наизменичног напона. Ово није обавезан елемент. Постоје примене СФП и у једносмерним системима где не постоји потреба за инвертором.
3. Батерија која складишти вишак произведене електричне енергије. Ово је свакако пожељан елемент који се готово увек уграђује.

Остатак система чине опрема као што су проводници, осигурачи и носеће структуре.

Све је популарнији концепт који се зове „net metering“ [36]. Овај концепт омогућава потрошачима електричне енергије који производе електричну енергију из СФП, да вишак произведене енергије инјектирају у мрежу на коју су прикључени [36]. Потрошачи који користе овај систем добијају кредит за сваку јединицу електричне енергије коју инјектирају у мрежу, који могу искористити за смањење рачуна за електричну енергију када они сами користе енергију из мреже [36]. У суштини, омогућава се да потрошач плаћа само разлику између произведене и потрошене енергије [36].

У удаљеним подручјима, постављање СФП је често економичнија алтернатива скупим продужецима дистрибутивне мреже [31]. На оваквим инсталацијама батерије за складиштење вишка електричне енергије су обавезан елемент.

За разлику од соларно-електричних система који претварају Сунчеву светлост у електричну енергију, постоје и соларно-термални системи претварају Сунчеву топлоту у електричну енергију [37]. Ова технологија се првенствено користи у већим електранама, посебно на југозападу Сједињених Америчких Држава где су сати Сунчеве светлости значајно већи него неким другим деловима света [31]. Ове технологије, познате као „Concentrated Solar Power“ („CSP“), користе огледала или сочива да би сакупиле и концентрисале Сунчеву светлост на малу површину, чиме се добија висока температура која се затим користи за производњу електричне енергије [37]. Ова концентрисана топлота се користи за загревање радног флуида, попут воде или уља, који производи пару [37]. Пара затим покреће турбину повезану са генератором који производи електричну енергију [37].

Постоје неколико врста CSP система [31]:

1. Торњеви снаге – Огледала усмеравају Сунчеве зраке на врх централног торња где се загрева радна течност.
2. Параболична корита – Коритасти рефлектори усмеравају светлост на цев кроз коју тече радни флуид.
3. Соларни диск – Параболични диск усмерава светлост на једну тачку на којој се налази пријемник који загрева радну течност.

Ова технологија складишти енергију у виду топлоте и омогућава производњу електричне енергије чак и када Сунце не сија, што их чини погодним за производњу енергије током целог дана.

### **2.1.2 Енергија ветра**

Коришћење енергије ветра подразумева постојање ветротурбина које механичку енергију ваздушних маса које се крећу (ветра) претварају у електричну.

Концепт коришћења енергије ветра није нов. Вековима су људи користили ветрењаче како би енергију ветра употребили за неки користан рад који им је био потребан. Данашње ветроелектране функционишу значајно другачије од ветрењача и представљају много ефикаснију технологију.

Технологија ветроелектрана може изгледати једноставно: ветар окреће елису турбине, која се састоји од неколико великих лопатица, око централног чворишта; чвориште је повезано са осовином, која покреће генератор за производњу електричне енергије. Међутим, турбине су високо софистицирани елементи које морају бити дизајниране тако да ефикасно преносу снагу ветра до генератора [31].

Ветроелектране које обезбеђују електричну енергију за преносне или дистрибутивне мреже имају величине у распону од 50 kW до 20 MW [38]. У оквиру великих пројеката могу се постављати стотине турбина распоређених на много хектара земље. Мале турбине, чија је снага испод 50 kW, користе се за пуњење батерија, електрификацију домова, пумпање воде за фарме и ранчеве, и напајање удаљене телекомуникационе опреме [31].

У недостатку парцела на које би се поставиле ветроелектране, оне се такође могу поставити у плитким водама близу обале при чему се користе најчешће јаки, обални ветрови [31].

Ветроенергија је најбрже растући извор енергије у свету од 1990. године, повећавајући се у просеку за више од 25 процената годишње [39]. Овај тренд је углавном покренут значајним напретком у технологији ветроелектрана. Занимљивост коју вреди поменути јесте да у САД ветровита подручја која су погодна за постављање фарми ветроелектрана покривају 6% копненог подручја и да би могла обезбедити више од један и по пута већу количину електричне енергије него што је цела земља потрошила 1993. године [31].

### **2.1.3 Хидроенергија**

Коришћење хидроенергије подразумева постојање хидроелектране која претвара механичку енергију текуће воде у електричну енергију [40]. Најчешће се користи брана на реци за задржавање велике количине воде у акумулационом језеру. Вода се пушта кроз турбине које су повезане са роторима генератора. На тај начин се механичка енергија преводи у електричну. Међутим, постоје и мини (деривационе) хидроелектране које подразумевају преусмеравање тока реке у цевовод који води до турбине [41].

Хидроелектране не производе емисије у ваздух, али могу утицати на квалитет воде и станишта риба и дивљих животиња [40]. Због тога се хидроелектране сада пројектују и управљају тако да се минимизују утицаји на реку. Постоје примери хидроелектрана где се један део тока реке преусмерава тако да протиче поред бране како би се покушао умањити утицај на живи свет у реци. Овај приступ смањује негативан утицај на станиште живих бића у реци, али смањује и производњу електране [31].

Мини хидроелектране користе енергију воде из мањих водотокова и река, што их чини погодним за подручја где велики хидропотенцијал није доступан, али се строго

мора водити рачуна у употребној вредности тог водотока или реке за живи свет у околини. Потребно је испунити одређене регулаторне захтеве и процене утицаја на животну средину приликом изградње и рада мини хидроелектрана, како би се обезбедило да електрана не нарушава локалне екосистеме [40]. Мини хидроелектране могу бити кључне у пружању електричне енергије руралним подручјима у којима не постоји електроенергетска инфраструктура и где би довођење такве инфраструктуре било јако скупо и тешко изводљиво [31].

Типови мини хидроелектрана [41]:

1. Пико хидроелектране: Инсталисана снага до 5 kW и обично се користе за појединачне куће или мале заједнице.
2. Микро хидроелектране: Инсталисана снага између 5 kW и 100 kW и погодне су за мале заједнице или фарме.
3. Мини хидроелектране: Инсталисана снага између 100 kW и 10 MW и могу снабдевати енергијом мање градове или индустријске комплексе.

#### **2.1.4 Енергија из биомасе**

Коришћење енергије из биомасе подразумева процес у ком се органска материја, позната као биомаса, користи као сировина за производњу електричне енергије [42]. Биомаса може да обухвата разне материјале као што су дрвни отпад, пољопривредни остаци, алге, као и органски отпад из домаћинства и индустрије [42]. Највеће количине биомасе која настаје као нуспроизвод, стварају индустрије као што су оне које се баве прерадом пољопривредних производа или грађевинарством [31].

Постоје различити процеси који се користе за претварање биомасе у енергију, укључујући [42]:

1. Сагоревање: Најједноставнији облик где се биомаса директно сагорева у котловима за производњу паре која покреће турбине и генерише електричну енергију.
2. Гасификација: Процес у којем се биомаса претвара у синтетички гас који се састоји углавном од водоника и угљен-моноксида, који се затим користи као гориво за производњу електричне енергије.
3. Пиролиза: Загревање биомасе у одсуству кисеоника, што резултира производњом биоуља, биогаза и угљеничног чврстог остатка (биоугљен). Сваки од ових производа може се користити као гориво за производњу електричне енергије.
4. Анаеробна дигестија: Процес у којем микроорганизми разграђују биомасу у одсуству кисеоника, производећи биогаз који се може користити као гориво за производњу енергије.

Један од највећих изазова у овом процесу представља логистика сакупљања и транспорта биомасе [31].

Коришћење биомасе за производњу енергије може подржати локалне економије кроз креирање радних места у сакупљању и обради биомасе. Међутим, важно је осигурати да коришћење биомасе не угрожава пољопривредну производњу или биодиверзитет [31].

#### **2.1.5 Геотермална енергија**

Коришћење геотермалне енергије подразумева процес у ком се топлотна енергија земљиног језгра користи за производњу електричне енергије [31]. Земљино језгро се

налази на дубини од око 2.900 километара испод површине Земље и састоји се из два дела: спољашњег течног језгра и унутрашњег чврстог језгра [43]. Спољашње језгро се простире до дубине од 5.150 километара, састоји се углавном од гвожђа и никла, а температуре се крећу од око 4.000°C до 6.000°C [43]. Ова топлота – геотермална енергија – шири се из језгра, загревајући околно подручје, што може формирати подземне резервоаре топле воде и паре [43]. Ови резервоари се могу искористити за различите намене, али првенствено се користе за производњу електричне енергије или грејање зграда [31].

Геотермални извори налазе се у подручјима са високом вулканском активношћу или близу граница тектонских плоча, где је топлота из Земљиног језгра ближе површини [43]. Буше се дубоке рупе до геотермалних резервоара где се налази врела вода или пара [43]. Вода или пара која се налази у овим резервоарима природно је под високим притиском и она се најчешће цевима доводи на површину [43]. Када врела пара стигне до електране, она пролази кроз турбину и покреће је [43]. Турбина је механички повезана са генератором, који претвара механичку енергију у електричну. Пара која је прошла кроз турбину хлади се и кондензује назад у воду. Та вода се затим враћа назад у геотермални резервоар кроз систем за реинјекцију, чиме се одржава циркулација и дугорочна одрживост извора [43].

Постоје три основне врсте геотермалних електрана [31]:

1. Суве парне електране: Користе природну пару из геотермалних резервоара за покретање турбина.
2. Флеш парне електране: Користе врелу воду из геотермалних извора под високим притиском, која се када стигне на површину претвара у пару.
3. Бинарне електране: Користе геотермалну воду за загревање секундарне течности која има нижу тачку кључања, па се та течност претвара у пару и покреће турбину.

Геотермалне електране су значајне јер је сам процес врло чист са минималним емисијама гасова стаклене баште [43].

### **2.1.6 Енергија из водоника**

Коришћење енергије из водоника подразумева процес у ком се водоник користи као гориво за производњу електричне енергије [44].

Водоник је најзаступљенији хемијски елемент у универзуму и такође најједноставнији, јер се атом водоника састоји само од једног протона и једног електрона [31]. Упркос његовој заступљености и једноставности, изузетно ретко се јавља природно као гас на Земљи (бели гас), него се најчешће добија парном реформацијом метана [44]. Ово је најраспрострањенији индустријски метод који користи природни гас за производњу водоника [44].

Основни начин на који се водоник користи за производњу електричне енергије јесте преко горивих ћелија. У горивним ћелијама се хемијским процесом енергија водоника преводи у електричну енергију. Приликом реакције водоника са кисеоником у горивој ћелији, као нуспроизводи настају само вода и топлота, што ову технологију чини изузетно чистом и еколошки прихватљивом [44]. Водоник као гориво не емитује штетне гасове стаклене баште, саме горивне ћелије могу бити веома ефикасне, посебно у системима који комбинују производњу електричне енергије и топлоте (когенерација) [31].

Тренутно је мрежа за дистрибуцију и складиштење водоника недовољно развијена [31]. Производња водоника, посебно путем зелених метода попут електролизе, и даље је скупља у односу на конвенционалне изворе енергије [44]. Водоник је веома запаљив гас, па су неопходне посебне мере предострожности при руковању и складиштењу [44].

### **2.1.7 Енергија океана (мора)**

Енергија океана подразумева коришћење неких природних особина океана за производњу електричне енергије. Постоји више начина да се искористе особине океанске воде, а неке од њих су наведене у наставку [31]:

1. Енергија таласа подразумева претварање механичке енергије кретања таласа у електричну енергију помоћу различитих уређаја као што су плутачи или турбине. Предности ове технологије су велика предвидљивост и константност, посебно у подручјима са константним ветровима који стварају таласе, док је основни изазов технолошки развој и отпорност опреме у суровим условима океана [31].
2. Енергија плиме и осеке подразумева коришћење цикличне промене нивоа мора (плима и осека) за покретање турбина које производе електричну енергију. Предност ове технологије је предвидљивост плиме и осеке, док је највећи изазов то што су ограничена подручја са довољно високим амплитудама плиме и осеке за економичну производњу електричне енергије [31].
3. Океанска термална енергија подразумева коришћење температурне разлике између топлије површинске воде и хладније дубоке воде океана за производњу електричне енергије. Користећи разлику у температури, ова технологија покреће радни флуид кроз циклус сличан раду класичних термоелектрана. У тропским подручјима где је температурна разлика значајна, ово може да буде непрекидни извор енергије. Ограничење ове технологије је то што су трошкови и сложеност изградње оваквих система велики [31].

Овај вид енергије не производи угљен-диоксид током рада и за разлику од неких других обновљивих извора, попут ветра или сунца, веома је предвидива. Многе од ових технологија још увек су у развојној фази и потребне су значајне инвестиције у истраживање и развој. Иако је енергија океана чиста, инсталација уређаја у морским стаништима може имати негативан утицај на морски екосистем [31].

## **2.2 Прикључивање обновљивих извора енергије на мрежу**

Иако постоје ОИЕ прикључени на преносну, већина се прикључује на дистрибутивну мрежу. Оператори преносног система (ОПС) и ОДС сусрећу се са значајним повећањем интеграције ОИЕ, првенствено СФП и ветроелектрана, али и других типова ОИЕ [45]. Ове промене су навеле ОПС и ОДС да детаљно анализирају утицај прикључених ОИЕ на стабилност мреже, па су тако настале нове регулативе које се односе на тачку прикључења ОИЕ на мрежу, која се назива и тачка заједничког повезивања (ТЗП) [46]. Од ОИЕ се захтева да се понашају као традиционалне електране и играју важну улогу у повећању стабилности напона и фреквенције, одржавајући различите задате факторе и побољшавајући квалитет, поузданост и безбедност мреже [47].

Нови захтеви укључују [48]:

1. Регулацију напона,

2. Регулацију фреквенције,
3. Пролазак кроз снижен напон или „Low Voltage Ride Through“ („LVRT“),
4. Пролазак кроз нулти напон или „Zero Voltage Ride Through“ („ZVRT“)
5. Пролазак кроз повишен напон или „High Voltage Ride Through“ („HVRT“),
6. Стандарде квалитета напона на ТЗП,
7. Инјектирање реактивне снаге за подршку стабилности напона и
8. Контролу активне снаге за подршку стабилности фреквенције.

Интеграција ветроелектрана у мрежу убрзала је развој ових захтева и генерално унапређење „Grid code“ стандарда. На пример, Немачка је 2008. године због повећане интеграције ветроелектрана [49], СФП [50] и других ОИЕ увела „Grid code“ стандард. Од тада су захтеви из немачког „Grid code“ стандарда често коришћени као референца за друге „Grid code“ стандарде [48]. Захтеви из „Grid code“ стандарда, у вези са интеграцијом ОИЕ, уведени су у многим земљама, укључујући Шпанију [51], Италију [52], САД [53], Данску [54], Аустралију [55], Кину [56], Јапан [57] и Ирску [58].

Како су број и инсталисана снага ОИЕ повећани, различите државе су почеле да налажу коришћење додатних напредних захтева из стандарда других држава или да усвајају сопствене. У наставку је представљена компарација међународних „Grid code“ стандарда, правила и прописа који су званично прихваћени од стране оператора електроенергетских система у вези са интеграцијом ОИЕ у различитим земљама до данас.

### **2.2.1 Регулација приликом значајне промене напона („VRT“)**

Једно од кључних унапређења у последњим техничким прописима који се односе на интеграцију ОИЕ у ЕЕС је имплементација захтева за регулацију пропусног капацитета напона или „Voltage Ride Through“ („VRT“) [59-60]. На самом почетку, убрзо након појаве првих ОИЕ прикључених на мрежу, најпре због малог броја прикључених јединица, прописи су захтевали да се ови извори искључе са мреже током кварова или пропада напона. Међутим, с обзиром да ОИЕ сада играју значајну улогу у производњи електричне енергије, искључивање током кварова може изазвати појаву проблема са стабилношћу [48].

Због тога су актуелни прописи широм различитих јурисдикција универзално наметнули „VRT“ захтев као обавезан за све ОИЕ повезане на мрежу [61]. „VRT“ захтева да ОИЕ остану повезани на мрежу током кварова и пружају помоћне услуге, као што су инјектирање или апсорпција реактивне снаге. Ове акције су кључне за одржавање стабилности напона и поузданости мреже током абнормалних услова [48].

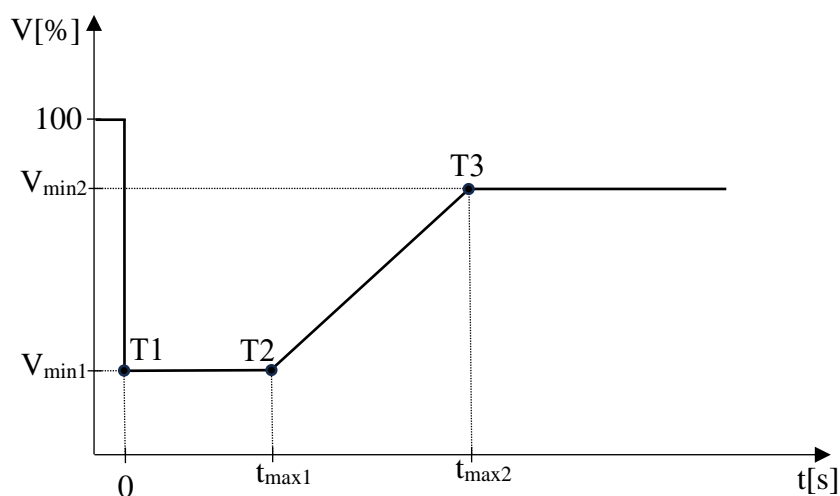
Појава „VRT“ захтева омогућава ОИЕ, попут ветроелектрана и СФП, да опонашају конвенционалне електране пружањем активне подршке мрежи чак и у јако изазовним условима [48].

#### **2.2.1.1 Пролазак кроз снижен напон („LVRT“)**

Као што је већ наведено, брзо искључивање ОИЕ може негативно утицати на стабилност мреже, посебно у случају великих система. Зато су уведени прописи који захтевају да ОИЕ треба да остану у раду током квара који може изазвати смањење напона од мање од 90% до одређеног процента од нормалног напона (обично 15%) у одређеном временском периоду [62]. Након уклањања квара, ОИЕ треба брзо да врати производњу активне и реактивне снаге на ниво који је био пре квара.



Ради лакшег разумевања „LVRT“ захтева, графички приказ општег облика једне „LVRT“ криве дат је на слици 2.2.1.1.1.



Слика 2.2.1.1.1 – Графички приказ општег облика криве из „LVRT“ захтева [48]

Овај график приказује криву на основу које ОИЕ треба да одлучује да ли да остане повезан на мрежу или да се искључи. На вертикалној оси представљен је напон на месту прикључења изражен у процентима од номиналног напона чвора у ком је ОИЕ прикључен, док је на хоризонталној оси представљено време у секундама. На графику се могу уочити три кључне тачке означене са T1, T2 и T3 које описују облик ове криве. Ове тачке одређене су вредностима уређених парова напона и времена, па је тако тачка T1 одређена уређеним паром ( $V_{min1}, 0$ ), тачка T2 ( $V_{min1}, t_{max1}$ ) и тачка T3 ( $V_{min2}, t_{max2}$ ). Значење ових тачака је следеће. Уколико се деси пад напона у тачки прикључења ОИЕ до вредности  $V_{min1}$  [%], ОИЕ треба да остане прикључен на мрежу. Ако напон падне на вредност нижу од  $V_{min1}$  [%], ОИЕ треба да се искључи са мреже. Дакле, уколико вредност напона није нижа од  $V_{min1}$  [%], ОИЕ треба да остане прикључен на мрежу, али максимално до  $t_{max1}$  секунди, а затим напон мора почети да се повећава. Повећање напона мора бити такво да у тренутку  $t_{max2}$  напон мора да се врати бар до вредности  $V_{min2}$  [%]. Уколико се напон у периоду од  $t_{max1}$  до  $t_{max2}$  није повратио на вредности од  $V_{min2}$  [%] ОИЕ треба да се искључи са мреже. Другим речима, док год се ОИЕ налази у радној тачки (одређеној уређеним паром напона и времена) која се налази „изнад“ криве представљене на слици 2.2.1.1.1, ОИЕ треба да остане прикључен на мрежу. Чим се ОИЕ нађе у радној тачки која се налази „испод“ криве, ОИЕ треба да се искључи са мреже.

Карактеристичне величине које одређују тачке T1, T2 и T3, разликују се у различитим „Grid Code“ стандардима. Поређење различитих земаља у погледу карактеристичних величина које одређују поменуте три тачке, а самим тим и криву „LVRT“ захтева из „Grid Code“ стандарда, приказано је у табели 2.2.1.1.1. Дански „Grid Code“ стандард [54] захтева од ветроелектрана и СФП повезаних на мрежу да остану повезани током 0,5 секунди када напон на ТЗП падне за 80%. Ако се напон на ТЗП опорави до 90% од оригиналног напона у року од 1,5 секунди, ОИЕ ће остати у режиму рада без искључења. У противном, искључење је обавезно. Остали „LVRT“ захтеви слични су данским захтевима са малим разликама у временском периоду и нивоима напона. Прописи у Данској, Кини и Јапану захтевају да ОИЕ треба да издрже квар и остану повезани на мрежу током одређеног времена, када напон падне за 80% испод номиналне вредности; у супротном, морају бити брзо искључене. Слични захтеви

наметнути су у Великој Британији, Румунији и САД где се захтева од ОИЕ да остану повезани на мрежу чак и када напон падне на 15% од нормалне вредности [48].

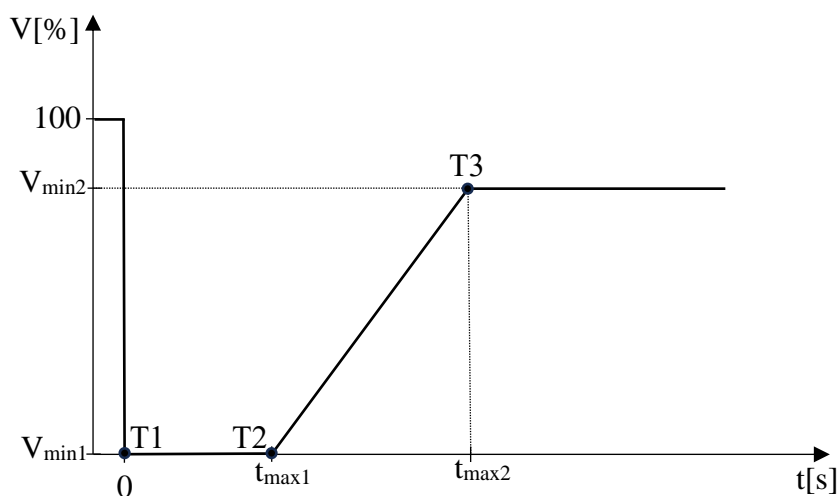
Табела 2.2.1.1.1 – Примери параметара „LVRT“ криве [48]

Држава (регулатива)	Карактеристичне величине које одређују тачке T1, T2 и T3			
	$V_{min1}$ [%]	$t_{max1}$ [s]	$V_{min2}$ [%]	$t_{max2}$ [s]
Данска	20	0.500	90	1.5
Кина	20	0.625	90	2.0
Велика Британија	15	0.140	80	1.2
Јапан	20	1.000	80	1.2
Румунија	15	0.625	90	3.0
САД („NERC“)	15	0.625	90	3.0
САД („PREPA“)	15	0.600	85	3.0

### 2.2.1.2 Пролазак кроз нулти напон („ZVRT“)

„ZVRT“ захтев може се сматрати специјалним случајем „LVRT“ захтева јер у ствари представља екстреман случај у коме напон пада на нулу. Од ОИЕ се захтева да остану повезани на мрежу и подрже мрежу током одређеног времена [63]. Као и код „LVRT“ захтева, ОИЕ треба да подрже опоравак напона и стабилност мреже уз инјектирање реактивне снаге чак и када је вредност напона једнака нули [64].

Ради лакшег разумевања „ZVRT“ захтева, графички приказ општег облика једне „ZVRT“ криве дат је на слици 2.2.1.2.1.



Слика 2.2.1.2.1 – Графички приказ општег облика криве из „ZVRT“ захтева [48]

Као и код „LVRT“ криве, могу се уочити три кључне тачке означене са T1, T2 и T3. Сва објашњења која су важила за „LVRT“ криву, важе и за „ZVRT“. Дакле, док год се ОИЕ налази у радној тачки (одређеној уређеним паром напона и времена) која се налази „изнад“ криве представљене на слици 2.2.1.2.1, ОИЕ треба да остане прикључен на мрежу. Чим се ОИЕ нађе у радној тачки која се налази „испод“ криве, ОИЕ треба да се искључи са мреже. Преглед вредности напона и времена из „ZVRT“ захтева различитих „Grid Code“ стандарда разних земаља приказан је у табели 2.2.1.2.1. Сви ови захтеви забрањују искључивање ОИЕ са мреже током пада напона, чак и када вредност напона падне на нулу. Међутим, вредности опоравка напона ( $V_{max}$ ) и времена су углавном различита. У свим случајевима, „ZVRT“ захтев се односи на ТЗП [47].

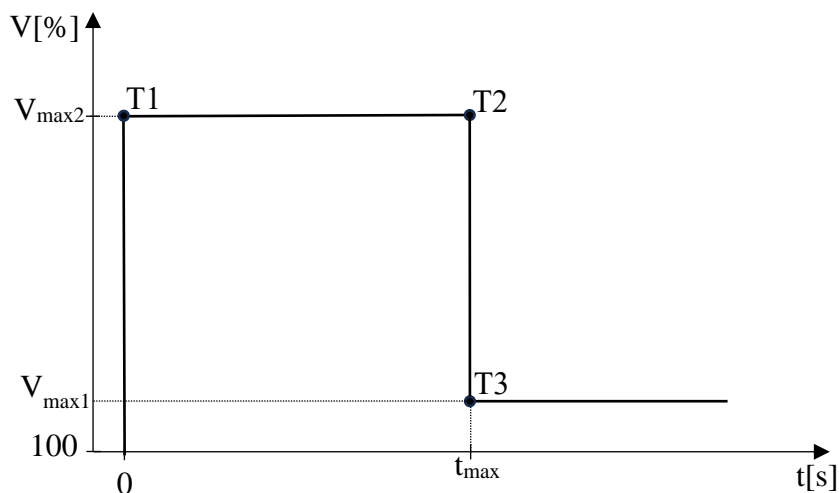
Табела 2.2.1.2.1 – Примери параметара „ZVRT“ криве [48]

Држава (регулатива)	Карактеристичне величине које одређују тачке T1, T2 и T3			
	$V_{min1}$ [%]	$t_{max1}$ [s]	$V_{min2}$ [%]	$t_{max2}$ [s]
Немачка	0	0.15	90	1.50
Канада	0	0.15	85	1.00
Аустралија	0	0.45	80	0.45
Шпанија	0	0.15	85	1.00
Италија	0	0.2	85	1.50
Јужна Африка	0	0.15	85	2.00
Малезија	0	0.15	90	1.50
САД („WECC“)	0	0.15	90	1.75

### 2.2.1.3 Пролазак кроз повишени напон („HVRT“)

Пошто пораст напона може изазвати пренапонско стање у ЕЕС и довести до нестабилности, нови захтеви из „Grid Code“ стандарда захтевају од ОИЕ да остану повезани на електричну мрежу чак и када напон остане повећан преко прихватљиве границе у одређеном временском периоду како би се одржала стабилност напона и избегле критични инциденти који произилазе из пренапонског стања. Ови захтеви познати су као „HVRT“ захтеви.

Ради лакшег разумевања „HVRT“ захтева, графички приказ општег облика једне „HVRT“ криве дат је на слици 2.2.1.3.1.



Слика 2.2.1.3.1 – Графички приказ општег облика криве из „HVRT“ захтева [48]

Као и код „LVRT“ и „ZVRT“ и овде се могу уочити три кључне тачке означене са T1, T2 и T3. Сва објашњења која су важила за „LVRT“ и „ZVRT“ криву важе и за „HVRT“, с том разликом што је овде важно да радна тачка буде испод криве, а не изнад. Дакле, док год се ОИЕ налази у радној тачки (одређеној уређеним паром напона и времена) која се налази „испод“ криве представљене на слици 2.2.1.3.1, ОИЕ треба да остане прикључен на мрежу. Чим се ОИЕ нађе у радној тачки која се налази „изнад“ криве, ОИЕ треба да се искључи са мреже. Преглед вредности напона и времена из „ZVRT“ захтева различитих „Grid Code“ стандарда разних земаља приказан је у табели 2.2.1.3.1 [48]. Као што може да се види из поменутих табела, неке земље као што су Кина, Јапан, Канада и Румунија, које имају „LVRT“, немају „HVRT“ захтеве [48].

Табела 2.2.1.3.1 – Примери параметара „HVRT“ криве [48]

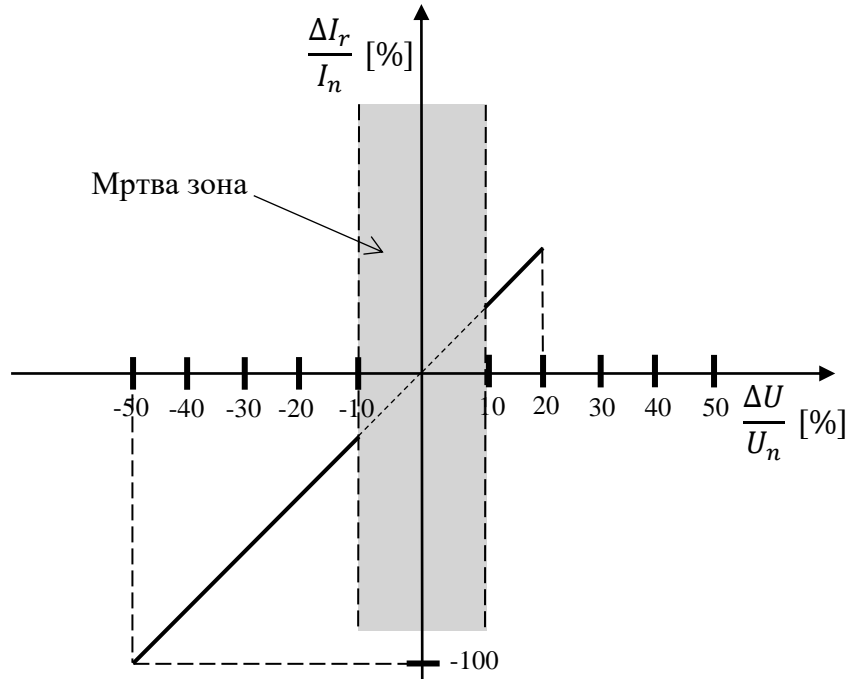
Држава (регулатива)	За време квара		
	$V_{max2}$ [%]	$t_{max}$ [s]	$V_{max1}$ [%]
Немачка	120	0.10	110
Данска	120	0.10	110
Шпанија	130	0.25	110
САД („PREPA“)	140	1.00	110
САД („WECC“)	120	1.00	110
САД („NERC“)	120	1.00	110
Италија	125	0.10	115
Аустралија	130	0.06	110
Јужна Африка	120	0.15	110
Малезија	120	без ограничења	120
Кина, Велика Британија, Јапан, Канада и Румунија	није дефинисано	није дефинисано	није дефинисано

Из табеле 2.2.1.3.1 се види да су најстрожији захтеви наложени од стране „PREPA“ у САД, који захтевају од ОИЕ да остану повезани на мрежу чак и када напон на месту прикључења достигне вредност од 140% и да остану прикључени 1 секунду [53]. Ово су следиле Шпанија [51] и Аустралија [55], које дозвољавају напон до 130% од номиналне вредности пре искључења са мреже.

### 2.2.2 Инјектирање/апсорпција реактивне снаге

Већина „Grid Code“ стандарда захтевају од ОИЕ да издрже кварове и остану повезани на мрежу, као и да се понашају слично традиционалним синхроним генераторима. Идеја је да се инјектирањем реактивне снаге у мрежу подрже напонске прилике у мрежи како би се одржала стабилност [67]. Ова подршка путем инјектирања реактивне снаге мора бити извршена истовремено са „LVRT“/ „ZVRT“ за време појаве пропада напона како би се смањио пад напона и убрзао опоравак напона током и после квара. У случају повишеног напона, ОИЕ морају апсорбовати реактивну снагу током „HVRT“ да би одржали стабилност напона [68].

Количина апсорбоване или инјектиране реактивне снаге треба да буде одређена у складу са падом или повећањем напона, респективно. Вредност инјектирања реактивне снаге за време поремећаја у мрежи треба да буде у складу са кривом приказаном на слици 2.2.2.1 [49]. Дакле, ова крива квантификује захтев који се често назива и „Reactive Current Injection“, односно „RCI“ захтев.



Слика 2.2.2.1 – Графички приказ општег облика криве из „RCI“ захтева [48]

Овај график приказује криву на основу које се одређује колико реактивне снаге ОИЕ треба да инјектира у мрежу. На хоризонталној оси представљена је вредност промене напона на месту прикључења изражена у процентима од номиналног напона чвора у ком је ОИЕ прикључен, док је на вертикалној оси представљена вредност промене реактивне компоненте струје инјектирања од стране ОИЕ изражена у процентима од номиналне струје ОИЕ. Ако вредност напона падне или се повећа у оквиру тзв. мртве зоне ( $\pm 10\%$ ) која је назначена на слици, ОИЕ морају одржати нормалан рад. Када напон премашује максималну или минималну вредност из граничног појаса, ОИЕ морају инјектирати или апсорбовати реактивну снагу у или из мреже у складу са кривом чији коефицијент правца ( $k$ ) може да буде мањи или једнак 2. Ако напон постане мањи од 50% од номиналне вредности, реактивна снага која се инјектира у мрежу мора да износи најмање 100% од номиналне вредности и рачуна се на следећи начин [49]:

$$I_q \geq k(1 - V_g) \quad (2.2.2.1)$$

Где :

$V_g$  – представља напон на месту прикључења ОИЕ,

$I_q$  – представља вредност реактивне компоненте струје која се инјектира од стране ОИЕ.

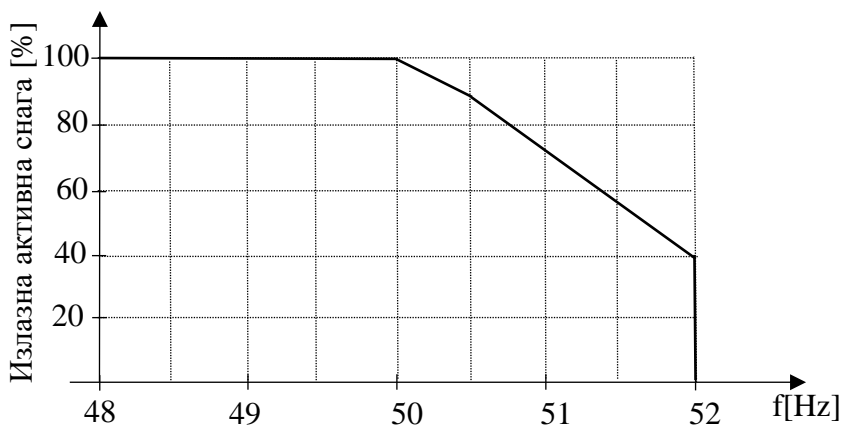
Стандард „USA-PREPA“ захтева од ОИЕ, а посебно од ветроелектрана и СФП, да инјектирају/апсорбују 1-10% реактивне снаге ако напон премашује  $\pm 15\%$  граничног појаса [53]. На основу аустралијских прописа, када напон падне 1% од његове номиналне вредности ОИЕ морају инјектирати реактивну снагу у износу од 4% од њене номиналне вредности [55].

### 2.2.3 Регулација стабилности фреквенције и контрола активне снаге

Стабилност фреквенције у ЕЕС (вредност од 50 или 60 Hz), могуће је постићи искључиво ако је вредност активне снаге производње једнака збиру вредности активне снаге потрошње и вредности губитака активне снаге у било ком тренутку јер било какав дебаланс између ове две вредности изазива одступање фреквенције од њене усвојене вредности [69]. Стога су традиционалне електране обавезно опремљене управљачким уређајима за регулацију, који се активирају при дебалансима фреквенције [69]. Управљачки уређаји служе као примарна контрола активне снаге и спречавају значајна одступања фреквенције [70]. Међутим, када су се појавиле јединице ОИЕ, оне нису биле опремљене никаквом контролом активне снаге која би реаговала на промену фреквенције. Због све веће интеграције ОИЕ у ЕЕС, појавиле су се нове контролне методе за одржавање стабилност фреквенције и код ових производних јединица [71]. Данас, многи „Grid Code“ стандарди захтевају да ОИЕ имају имплементирани методе за управљање излазном активном снагом на основу промена фреквенције [48]. Према карактеристици приказаној на слици 2.2.3.1 одређује се вредност активне снаге у зависности од промене фреквенције [48]. Са слике се може видети да је при повећању фреквенције потребно смањити генерисану активну снагу. На пример, немачки „Grid Code“ стандард захтева да излазна активна снага мора бити смањена на 40% када се фреквенција креће између 50,2 Hz и 51,5 Hz, на основу релације (2). Међутим, ако фреквенција постане мања од 50,2 Hz, производне јединице треба да поврате активну снагу на њену номиналну вредност. Ако фреквенција постане већа од 51,5 Hz или мања од 47,5 Hz, захтева се брзо искључење [49].

$$\Delta P = 20 \times P_m \times \frac{50.2 \text{ Hz} - f_m}{f_m}, \quad \text{за} \quad 50.2 \leq f_m \leq 51.5 \quad (2.2.3.1)$$

Овде,  $f_m$  означава фреквенцију мреже,  $\Delta P$  представља вредност смањења снаге, а  $P_m$  означава тренутно доступну снагу.



Слика 2.2.3.1 – Карактеристика према којој се одређује излазна активна снага у зависности од промене фреквенције [48]

Ирски „Grid Code“ стандард захтева од ОИЕ да смање снагу производње када фреквенција излази изван опсега од  $49,7 < f < 50,3$  Hz; у супротном, треба да наставе нормалан рад [58]. Малезијски „Grid Code“ стандард захтева од СФП да смање излазну активну снагу 40% по 1 Hz ако фреквенција постане већа од 50,5 Hz [72]. Неке земље немају дефинисану регулативу за одржавање стабилности фреквенције, док су друге, као што је Јужна Африка, оставиле овај проблем ОПС или ОДС [73]. Кинески „Grid Code“

стандард не захтева смањење активне снаге када се фреквенција повећа; међутим, ОИЕ морају издржати промену фреквенције између 50,2 Hz и 50,5 Hz или се искључити из мреже [56].

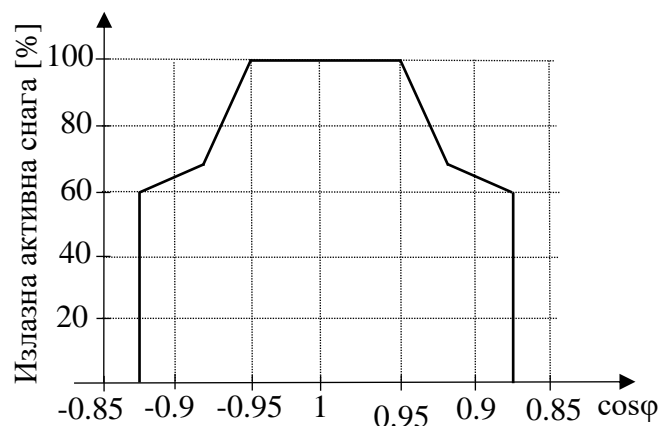
Табела 2.2.3.1 приказује дозвољени опсег промене фреквенције у ком ОИЕ треба да остану у нормалном раду без било каквог смањења активне снаге у различитим земљама [48].

Табела 2.2.3.1 – Дозвољени опсег промене фреквенције за ОИЕ [48]

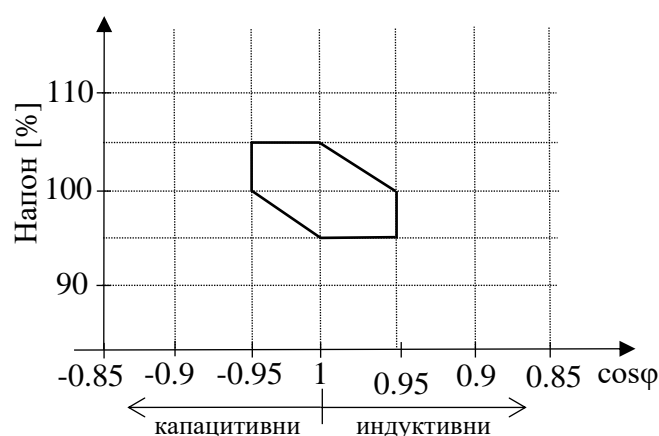
Држава	Фреквенција	Дозвољени опсег фреквенције
Немачка	50	47.5 <f< 51.5
Данска	50	48.5 <f< 51
Шпанија	50	47.5 <f< 51.5
Канада	60	59.4 <f< 60.6
Кина	50	49.5 <f< 50.2
САД („PREPA“)	60	57.5 <f< 61.5
САД („NERC“)	60	58.5 <f< 61
Исток Јапана	50	47.5 <f< 51.5
Запад Јапана	60	58 <f< 61.8
Аустралија	50	47.5 <f< 52
Јужна Африка	50	49 <f< 51
Малезија	50	47 <f< 52
Ирска	50	49.5 <f< 50.5
Румунија	50	47.5 <f< 52
Велика Британија	50	47.5 <f< 52

#### **2.2.4 Регулација напона и контрола реактивне снаге**

У традиционалним ЕЕС, синхрони генератори, синхрони компензатори, трансформатори са регулационом склопком и кондензаторске батерије били су задужени за регулацију напона на нивоу преноса и дистрибуције. Међутим, у данашњим ЕЕС који сваким даном интегрише све већи број ОИЕ проблем регулације напона постаје све изазовнији [74]. Дакле, пред операторе данашњих ЕЕС се поставља озбиљан изазов који се односи на одржавање стабилних напона унутар дефинисаних граница у различитим радним условима. Једно од потенцијалних решења овог изазова укључује регулацију фактора снаге на ТЗП променом активне снаге или напона; типични захтеви за регулацију фактора снаге засновани на промени активне снаге или напона за подршку стабилности мреже. График зависности излазне активне снаге од фактора снаге дат је на слици 2.2.4.1, док је график зависности напона од фактора снаге дат на слици 2.2.4.2. [48].



Слика 2.2.4.1 – График зависимости выходной активной мощности от фактора мощности [48]



Слика 2.2.4.1 – График зависимости напряжения от фактора мощности [48]

На основании немецких требований, каждый СФП или ветроэлектрана подключена на низковольтную сеть должна обеспечить реактивную мощность с фактором мощности извне диапазона от 0.95 емкостно до 0.95 индуктивно [49]. Эти требования приняты и в Италии, Китае и Южной Африке. Ирландские стандарты требуют от ветроэлектраны работать с фактором мощности от 0.835 [58]. Малайзийские стандарты требуют поддержки реактивной мощности для СФП на ТЭП так чтобы было гарантировано что фактор мощности внутри диапазона от 0.9 емкостно до 0.9 индуктивно [55]. Испанский „Grid Code“ стандарт требует от СФП работать с минимальным фактором мощности от 0.85 (емкостно/индуктивно), док ветроэлектрана должна работать с фактором мощности от 0.91 (емкостно/индуктивно) [75]. Дакле, регуляторные органы требуют поддержания стабильного напряжения внутри приемлемых границ (обычно 0.9 до 1.1 р.и); в противном, должно быть применено поддержание реактивной мощности путем регуляции фактора мощности на ТЭП [48].

### 2.2.5 Требования к качеству энергии

Все большее интеграция ОИЕ способствует увеличению проблем которые относятся к качеству электрической энергии [76]. Стого в различных странах введены стандарты и законы так чтобы было гарантировано определенное качество энергии из ОИЕ. Главные проблемы с качеством энергии связанные с интеграцией ОИЕ су транзиенты напряжения, гармоники, трептания и неуравновешенность напряжения [77]. Стого эта секция фокусируется на требованиях которые су поставлены со стороны „Grid Code“ стандарта с целью решения



проблема хармоника, трептаја и несиметрија напона који настају као последица интеграције ОИЕ.

### 2.2.5.1 Хармоници

Хармонијска дисторзија представља озбиљан проблем са квалитетом енергије у коме постоји дисторзија таласне форме струје или напона која изазива њено одступање од нормалних карактеристика или облика [48]. Један од главних извора ове дисторзије на нивоу производње је употреба уређаја енергетске електронике. ОИЕ користе више различитих уређаја енергетске електронике због којих долази до ове појаве [78]. Стога су издати строги регулаторни захтеви који треба да осигурају низак ниво хармонијске дисторзије коју производе ОИЕ на ТЗП. Квалитет енергије се обично изражава преко вредности укупне хармонске дисторзије напона и струје („Total Harmonic Distortion – THD“). Укупна хармонијска дисторзија се дефинише на следећи начин [79]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^k h_n^2}}{h_1} \quad (2.2.5.1.1)$$

Где  $h_1$  представља основни хармоник, док је са  $h_n$  означена ефективна вредност хармоника реда  $n$  који може имати вредности од 2 до  $k$ , при чему  $k$  представља највиши хармоник [79].

Да би се осигурало да су таласне форме напона и струје синхронизоване са мрежом, постављени су одређени захтеви у вези са границама „THD“ за ОИЕ прикључене на мрежу. На пример, стандарди „IEEE Std 519-201“, „IEEE 1547 Stds“ и „IEC“ [80-82] захтевају да „THD“ напона и струје буде мања од 5% на ТЗП. Стандарди неких земаља, укључујући бразилски „ABNT 16149“ [83] и малезијске техничке регулативе [72], захтевају да „THD“ не премаше 5% на ТЗП без обзира да ли се ОИЕ прикључује на нивоу преносне или дистрибутивне мреже. Румунски стандарди дозвољавају максимални „THD“ од 3% за СФП и ветроелектране интегрисане у преносни систем [84]. Углавном, већина земаља следи или „IEEE“ или „IEC“ стандарде [85], осим ретких земаља у којима се следи стандард „EREC G83“ који је посебно строг.

### 2.2.5.2 Несиметрија напона

До несиметрије напона долази када се фазне величине једног трофазног напона међусобно разликују по модулу (најмање једна се разликује) или уколико фазни померај у позитивном математичком смеру између фаза не износи тачно  $2\pi/3$  рад [69]. Квалитет електричне енергије са становишта несиметрије напона се прати у више стандарда помоћу фактора дебаланса напона („Voltage Unbalance Factor“ – „VUF“), који се може изразити као однос директне и инверзне компоненте напона [86]. Дакле, „VUF“ се дефинише на следећи начин [87]:

$$VUF = \frac{V^d}{V^i} \times 100\% \quad (2.2.5.2.1)$$

Где су  $V^d$  и  $V^i$  директна и инверзна компонента напона, респективно. Пошто је несиметрија напона добар индикатор квалитета напона који се испоручује купцима електричне енергије, неки стандарди и правила за подручје снабдевања ограничавају „VUF“ на ТЗП и осигуравају симетрични трофазни напон на мету прикључења у мрежу. На пример, „IEEE“ стандард из [80] захтева да несиметрија напона не премашује 3%, док „IEC“ стандарди захтевају од свих ОИЕ да одржавају „VUF“ мањи од 2% [81]. Румунски

стандарди налажу да несиметрија напона не прелази 1% на ТЗП СФП и ветроелектрана [84]. Препорука Уједињеног Краљевства („P29“), коју такође следи Малезија, наводи да несиметрија напона не би требало да премашује 2% на ТЗП или 1.3% код потрошача [72]. У Канади, стандард „CAN/CSA-C61000-2-2“ наводи максималну несиметрију напона од 2% [88]. Углавном, стандарди широм света идентификују прихватљиву границу несиметрије напона између 1% и 2% [89].

### 2.2.5.3 Треперење (фликери)

Излазна снага ОИЕ је изузетно интермитентна, што производи огромне флукуације и треперење напона поготово на нивоу дистрибутивних мрежа [48]. Брзе промене инјектиране снаге могу изазвати флукуације напона код корисника. Ова флукуација напона се може називати напонско треперење и представља иритантан проблем који се често може забележити у облику промена осветљења [90-91]. Треперење се мери на основу вероватноће краткорочног („Pst“) и дугорочног („Plt“) појављивања [48]. Уколико је  $Pst = 0$ , то указује на одсуство напонског треперења. Са друге стране уколико је  $Pst = 1$ , то се назива загађење треперењем. Стандард „IEC 61000-4-15“ је дефинисао време мерења за Pst и Plt као најмање 10 минута за Pst и најмање 2 сата за Plt [92]. Прихватљив ниво треперења за мале и средње ОИЕ прикључене на средњем напону генерално се сматра 1.0 за Pst и 0.25 за Plt [93]. Преглед наведених граница треперења приказан је у табели 2.2.5.3.1 [48].

Табела 2.2.5.3.1 – Преглед граница треперења – вероватноће краткорочног (Pst) и дугорочног (Plt) појављивања [48]

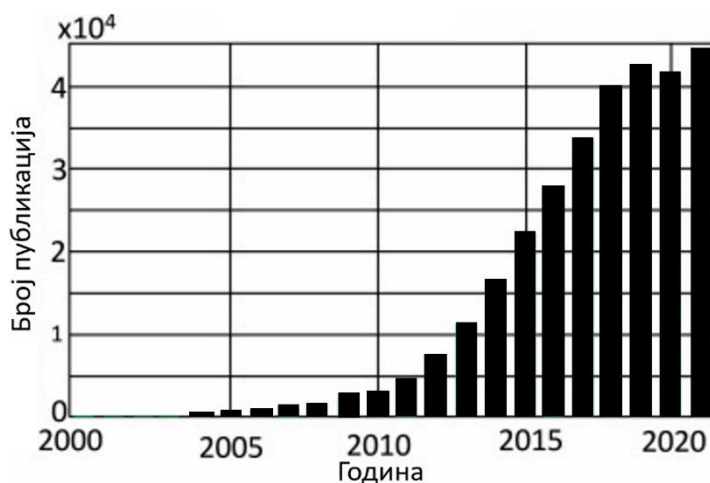
Стандард (држава)	Напонски ниво	Plt	Pst
„IEEE Std. 519“	средњи	0.7	0.9
	високи – врло високи	0.6	0.8
Кина	средњи - високи	0.7	Није дефинисано
„IEC 61000“	средњи	0.8	1.0
Малезија	ниски (<11 kV)	0.8	1.0
	средњи (11-33 kV)	0.7	0.9
	високи (33 kV <)	0.6	0.8
САД	ниски	0.7	0.9
	средњи – високи	0.6	0.8
Бразил	ниски – средњи	0.8	1.0

### 3 ОПШТА РАЗМАТРАЊА О МИКРОМРЕЖАМА

Електроенергетски системи на глобалном нивоу пролазе кроз једну изузетно значајну трансформацију, која је вођена појавом нових дистрибуираних енергетских ресурса, чија интеграција се све чешће изводи путем формирања једног специфичног ентитета у електроенергетици који се назива микромрежа. Микромреже представљају један врло обећавајући потенцијал за модернизацију целокупне инфраструктуре ЕЕС, а посебно електродистрибутивних мрежа [94-95]. Овај концепт има потенцијал да повећа сигурност и поузданост снабдевања за критичне потрошаче, као и укупну ефикасност система [96-97]. Са појавом све већег броја прикључених ДЕР и микромрежа, електроенергетски систем све мање личи на систем из 20. века који је подразумевао једносмеран ток снаге – од великих електрана ка потрошачима [98]. Растућа забринутост за утицај традиционалних електрана на животну средину представља такође, један од изузетно важних разлога за развој микромрежа [99-105].

У претходних неколико година, широм света се спроводе разна истраживања која се тичу микромрежа са циљем да се боље разуме како микромреже функционишу у различитим условима [106]. Пошто је концепт микромреже веома широк, саме поставке и циљеви експеримента могу бити веома различити [107]. Већина светских микромрежа тренутно се налази у Северној Америци као и у азијско-пацифичком региону у ком се већина капацитета налази у Народној Републици Кини. Предвиђа се да ће број микромрежа значајно расти у наредним годинама, посебно у азијско-пацифичком региону и Северној Америци, при чему се очекује да ће капацитети порасти пет пута у периоду између 2018. и 2027. године [108]. Очекује се да ће микромреже постати популарније у областима са неадекватном или слабом електроенергетском инфраструктуром, као и у удаљеним местима резервисаним за специфичне пословне активности. Како постојећи и будући изазови у електроенергетици буду расли, очекује се да ће микромреже постајати све важнији сегмент у области електроенергетике [109].

Микромреже су привукле велику пажњу и у свим светским академским заједницама. На слици 3.1 приказан је број објављених научних радова који обрађују тему микромрежа на међународној платформи „Web of Science“ у периоду од 2000. до 2021. године. Овај узлазни тренд мотивише многе истраживаче да спроведу даља истраживања у овој области како би разјаснили тренутно стање оног што је познато о микромрежама као и да би се идентификовали правци за нова истраживања.



Слика 3.1 – Број публикација у вези са микромрежама на платформи „Web of Science“ по годинама [110]

### **3.1 Концепт микромреже**

Концепт локалног повезивања производње и потрошње вуче своје корене још из 1882. године када је Томас Едисон изградио своју прву електрану. У наредне четири године, Едисонова компанија инсталирала је 50 мрежа једносмерног напона које су локално повезивале електране са потрошачима [111]. У то време, централно контролисане преносне мреже још нису биле формиране. Због каснијег развоја преносних мрежа, које су повезивале централизована места производње са местима концентрисане потрошње, овај концепт који је подразумевао локално повезивање производње и потрошње је потпуно нестао [111]. Међутим, последњих година постоји нови талас интересовања за овај концепт које се огледа у појави микромрежа. Микромреже као нови концепт у електроенергетици се начелно разликују од првобитне идеје, најпре у томе што по дефиницији могу да раде како у острвском, тако и у режиму повезаном на мрежу, али једним својим делом покривају основне идеје поменутог концепта. Нови талас интересовања за овај концепт је поткрепљен са једне стране потребом за већом поузданошћу електроенергетских система и квалитетом снабдевања, а са друге стране напретком у развоју компоненти енергетске електронике и ДЕР технологијама [112].

#### ***3.1.1 Почеци истраживања у области микромрежа***

Конзорцијум за технолошка решења за поузданост електричне енергије (“Consortium for Electric Reliability Technology Solutions” – “CERTS”) и пројекат “Microgrids”, прво су покренули систематско истраживање и развој различитих пројеката у Сједињеним Америчким Државама и Европској Унији [113-115]. “CERTS” који је основан 1999. као одговор на позив америчког Конгреса да се поново покрене федерални програм истраживања и развоја поузданости ЕЕС, сматра се идејним творцем данашње идеје микромреже [116]. Ово тело је предложило концепт микромреже као могуће решење за проблеме у вези са интеграцијом ДЕР у мрежу [117-118]. У почетку, фокус је био на аутоматизованом и неприметном преласку у острвски режим рада и поновном повезивању на мрежу, као и пасивним контролним механизмима [119]. Идеја микромреже је даље тестирана како у тестним центрима, тако и у реалним индустријским пројектима [120-122]. Почетна мотивација “CERTS”-а за интеграцију обновљивих извора, није било смањење емисије гасова стаклене баште, него побољшање поузданости [110]. Сличне техничке изазове истраживао је пројекат Европске Уније „Microgrids“ [110]. У фокусу овог пројекта је било управљање енергијом, безбедан прелазак у острвски режим рада као и поновно повезивање на мрежу, заштитна опрема, контролне стратегије у острвском и повезаном режиму као и комуникациони протоколи [115]. Сва ова питања са почетка истраживања када су се микромреже као концепт појавиле и даље привлаче велику пажњу научне и индустријске јавности [111].

#### ***3.1.2 Данашње усвојене дефиниције микромреже***

Постоји много објављених дефиниција за микромреже. Дефиниција Министарства енергетике САД („DOE“) је једна од најчешће коришћених. Они дефинишу микромрежу на следећи начин [110]:

„Микромрежа представља групу међусобно повезаних потрошача и дистрибуираних енергетских ресурса у оквиру јасно дефинисаних електричних граница која функционише као једна контролабилна целина у односу на мрежу и која може да ради у два режима рада: повезан (на мрежу) и у острвски.“

Током нормалних радних услова микромреже раде у повезаном режиму. Уколико дође до квара који као последицу има испад вода на који је микромрежа повезана, микромрежа може да пређе у острвски режим рада и да потрошачи у који се налазе у оквиру микромреже буду напојени од стране ДЕР из микромреже.

Године 2018. Сенат савезне државе Калифорније (САД) доноси закон 1339 којим између осталог проширује „DOE“ дефиницију микромреже [123]. Њихова дефиниција гласи:

"Микромрежа представља међусобно повезан систем потрошача и енергетских ресурса, укључујући, али не ограничавајући се на, ДЕР, програме енергетске ефикасности (као на пример "Demand-response" програм), или друге алате за управљање, предвиђање и анализу, намењене за задовољење потреба потрошача, унутар јасно дефинисаних електричних граница која може функционисати као једна контролабилна целина, и може се повезати на, искључити са или радити паралелно са већим деловима електричне мреже, а при томе може бити управљана на начин да издржи веће поремећаје и одржи снабдевање електричном енергијом за повезану критичну инфраструктуру." [123].

Извештај написан од стране „Microgrid Institute“ уз подршку америчког „DOE“ који обрађује препреке, могућности и стратегије за развој микромрежа са циљем побољшања енергетске сигурности у држави Минесота, указује на још неколико важних дефиниција микромреже од којих су неке дате у наставку. На крају сваке дефиниције је у заградама наведено тело које је дефиницију креирало [124]:

1. "Микромрежа представља локалну група производних јединица и потрошача електричне енергије која обично ради повезана и синхронизована са традиционалном централизованом мрежом, али може се искључити и функционисати аутономно по потреби остваривања одређених физичких и/или економских циљева." („Lawrence Berkeley National Laboratory“)
2. "Микромрежа је мали ЕЕС способан да постигне баланс између производње и потрошње како би се одржала стабилна услуга унутар дефинисаних електричних граница." („Microgrid Institute“)
3. "Микромреже су модерне, мале верзије централизованог ЕЕС. Оне остварују специфичне локалне циљеве, као што су повећање поузданости, смањење емисије угљеника, диверзификација извора енергије и смањење трошкова, утврђене од стране заједнице која се снабдева електричном енергијом. Као и велики ЕЕС, паметне микромреже производе, дистрибуирају и регулишу проток електричне енергије до потрошача, али то чине локално." („Galvin Electricity Initiative“)

У овој дисертацији користиће се комбинација свих претходних дефиниција:

"Микромрежа представља групу међусобно повезаних потрошача и ДЕР укључујући и постојеће програме енергетске ефикасности, са јасно дефинисаним електричним границама која функционише као једна контролабилна целина у односу на мрежу, способна за одржавање баланса производње и потрошње унутар граница и која може да ради у два режима рада: повезан (на мрежу) и острвски, по потреби остваривања одређених физичких и/или економских циљева и одржава снабдевање електричном енергијом за повезану критичну инфраструктуру."

### **3.1.3 Користи које доносе микромреже**

Појава микромрежа донела је велике користи разним странама. Неке од њих наведене су у наставку:

- Стабилност цена и економска корист: Микромрежа делује као заштита против непредвидивих и потенцијално превисоких трошкова електричне енергије у случају одређених неподвижених ситуација. У зависности од закона и иницијатива локалног тржишта, микромрежа може снизити цене вршног оптерећења, ангажовати се у оквиру програма одговора на потражњу („Demand-response“) и пружити услуге управљања фреквенцијом у широј мрежи [110].
- Континуирано снабдевање: Сваки прекид снабдевања електричном енергијом може бити скуп и опасан. Екстремни временски услови, старење, физички напади и сајбер напади данас представљају све већи ризик за електроенергетску инфраструктуру сваке земље [65-67]. Рад у острвском режиму може да обезбеди константно снабдевање електричном енергијом (тј. одвајање од шире мреже док се користи производња ДЕР који се налазе уз саме потрошаче) [110].
- Интеграција обновљивих извора: ОИЕ значајно доприносе задовољавању одређених светских енергетских потреба. Текућа глобална енергетска криза створила је озбиљан подстицај за интеграцију ОИЕ. Очекује се да ће пројектовано проширење обновљивих капацитета у наредних пет година надмашити претходна очекивања. Према прогнози Међународне Агенције за Енергетику („International Energy Agency“), очекује се да ће инсталисана снага из обновљивих извора енергије порастати за приближно 2400 GW између 2022. и 2027. године. Ово представља значајно повећање од 85% у поређењу са растом у претходних пет година. Штавише, предвиђени раст је скоро 30% већи од онога што је првобитно предвиђено у извештају поменуте агенције за 2022. годину, тако да представља највећи скок до данас [68]. Као резултат тога, микромреже постају све важније за убирање свих оних предности које са собом доноси интеграција ОИЕ [110].
- Повећана поузданост и отпорност: Способност микромреже да пређе у острвски режим рада омогућава наставак испоруке енергије купцима унутар микромреже у случају прекида напајања у делу мреже којим се ти купци напајају у редовном погону. Способност преласка у острвски режим рада такође може бити значајна приликом рестаурације напајања након изолације квара. Ове особине позитивно утичу на показатеље поузданости шире мреже [110].
- Однос микромреже и комуналне мреже: Микромреже се могу сматрати основним градивним елементом за паметне мреже будућности. Будуће комуналне мреже могу представљати скуп међусобно повезаних микромрежа које управљају потражњом и снабдевањем енергијом на микро и макро нивоу [110].
- Подршка мрежи: Микромреже могу да смање или потпуно уклоне преоптерећене делове мреже. Могу да утичу на поправљање напонских прилика у мрежи на коју су прикључене. Све ово се постиже инјектирањем активне и/или реактивне снаге од стране микромреже у тачки заједничког прикључења. Идеалан случај јесте онај у ком контролер микромреже или систем надзора и управљања микромреже комуницира са вишим нивоом управљања у систему као што су „Advanced Distribution Management System“ („ADMS“) или „Distributed Energy Resources Management System“ („DERMS“) који на основу увида у стање целе дистрибутивне мреже може да затражи од микромреже одређену количину снаге са циљем решавања одређеног проблема у дистрибутивној мрежи. Ово може да

се изводи у реалном времену као и за неки тренутак у будућности на основу прогноза понашања потрошача и ДЕР [110].

### 3.2 Основне компоненте микромреже

Разумевање основних компоненти је кључно за анализу понашања микромреже у разним режимима. У наставку су наведене и укратко описане основне компоненте које се могу наћи у готово свакој микромрежи.

- Систем производње: Овај систем унутар микромреже се може састојати од различитих производних јединица као што су генератори на природни гас, генератори на биогас и јединице које комбинују топлотну и електричну енергију (термоелектране-топлане), као и различити обновљиви извори као што су соларни панели, ветротурбине, мале хидроелектране, електране на биогорива итд. [125-126].
- Систем за складиштење енергије (ССЕ): Овај систем обавља вишеструке функције унутар микромреже као што је обезбеђивање квалитета електричне енергије, смањење вршног оптерећења, регулација фреквенције, уједначавање излаза обновљивих извора енергије и обезбеђивање резервне енергије за систем [127]. ССЕ такође игра кључну улогу у оптимизацији трошкова микромреже [128].
- Систем надзора и управљања: Овај систем обезбеђује паметно управљање микромрежом уз помоћ комуникационих протокола. Он контролише производњу свих оних јединица унутар микромреже чија производња се може даљински контролисати и одређује уклопна стања прекидачке опреме на основу економских критеријума и критеријума поузданости напајања [126] [128].
- Потрошачи: Унутар микромреже најчешће се налазе два главна типа потрошача: критични потрошачи које се морају напајати у свим условима и остали потрошачи који се могу користити за балансирање снаге производње и потрошње унутар микромреже и тиме постизање најеконичније производње енергије [125-126] [128].
- Контролер микромреже: Контролер надгледа тренутни рад микромреже и комуницира са свим осталим контролерима појединачних производних јединица као што су нпр. инверторски контролери који управљају радом јединица које се на мрежу прикључују преко инвертора. Ови контролери имају могућности комуникације са вишим нивоом управљања као што су „ADMS или „DERMS“ [126] [128].
- Тачка заједничког прикључења: ТЗП је кључна компонента јер делује као физичка тачка везе између микромреже и мреже на коју се она прикључује. Служи као интерфејс где се електрична енергија размењује између микромреже и већег електроенергетског система. Ова тачка укључује различиту опрему и уређаје који олакшавају повезивање, размену енергије, контролу и заштиту микромреже. Ово укључује компоненте као што су прекидачи, релејна заштита и опрема за синхронизацију [126] [128].

### 3.3 Класификација микромрежа

Као што не постоји универзално прихваћена дефиниција микромреже, тако не постоји ни универзално прихваћен систем класификације за различите типове микромрежа. Микромреже се могу категоризовати према неколико различитих

карактеристика, као што су начин повезивања са дистрибутивном мрежом, стратегија управљања, величина, тип напајања, технологија производних јединица, примена, локација и слично. Класификација према најважнијим категоријама дата је у наставку.

### **3.3.1 Класификација на основу начина повезивања са дистрибутивном мрежом**

На основу начина повезивања са дистрибутивном мрежом, микромреже се могу поделити на три типа [129]:

#### 1. Микромрежа основног нивоа – једна зграда:

Овај тип микромреже подразумева једну зграду са свим својим потрошачима и ДЕР која је повезана на ширу мрежу у ТЗП у којој се налазе главни прекидач и бројило електричне енергије. Примери овог типа су куће, виле, викендице или стамбене зграде са једним власником које имају постављен СФП са јединицом за складиштење енергије или резервним генератором. У овај тип не спадају само стамбене јединице, него и зграде као што су болнице, пословни простори, хотели, школе и слично. Суштина је само у томе да поред потрошача имају најмање један ДЕР и могућност да раде у острвском режиму рада [129].

#### 2. Микромрежа средњег нивоа – кампус:

Овај тип микромреже подразумева више зграда са својим потрошачима и ДЕР, повезаних међусобно, али повезаних и на ширу мрежу у ТЗП у којој се налазе главни прекидач и бројило. Микромреже овог нивоа могу одвојити целе кампусе или делове извода од дистрибутивне мреже и функционисати као мали ЕЕС у острву. Примери овог типа су универзитетски кампуси, здравствени/болнички кампуси, фармацеутски комплекси или војне базе [129].

#### 3. Микромрежа вишег нивоа – део дистрибутивне мреже:

Овај тип микромреже укључује један или више ДЕР који могу бити прикључени уз саме потрошаче (иза бројила електричне енергије) или директно на дистрибутивну мрежу као мале електране, као и разне потрошаче који су опремељени сопственим бројилима електричне енергије, а сви заједно се прикључују на ширу мрежу преко ТЗП која има главни прекидач, при чему може, али и не мора да има бројило електричне енергије у тој тачки. Пример овакве микромреже јесте део града, мањи град, или село који у нормалном радном режиму раде повезани на ширу мрежу, а имају могућност да пређу у острвски режим рада и раде потпуно одвојено од шире мреже [129].

### **3.3.2 Класификација на основу стратегија управљања**

Према стратегијама управљања, првенствено постоје два типа микромрежа: централизована и децентрализована [130]. Ова два типа описана су у наставку.

#### 1. Централизована:

У централизованим микромрежама, централни контролер одређује подешавања свих контролабилних тачака у микромрежи на нивоу локалних контролера. Комуникација између централног и локалних контролера одвија се преко двосмерног комуникационог канала. Дакле, ова техника контроле није на највишем нивоу поузданости јер између централног и локалног контролера постоји само један комуникациони пут. Уколико дође до сметњи у комуникацији или потпуног прекида, не постоји ни један алтернативни комуникациони канал којим локални контролер може да прими сигнал [130].

#### 2. Децентрализована:



Децентрализована микромрежа комуникацију и контролу остварује користећи технику контроле система са више агената. Управљање радом ових микромрежа је унапред дефинисано и усмерено ка сваком агенту појединачно. Ни један контролер не врши контролу целе микромреже. Ово доприноси много флексибилнијем начину функционисања микромреже, а комуникација између било која два краја може се обављати користећи комуникациони језик као што је „Java-Jade“ [130].

### **3.3.3 Класификација на основу величине**

Микромреже се могу класификовати у три типа на основу њихове величине: мале, средње и велике [131]. Ова три типа описана су у наставку.

#### **1. Мале микромреже:**

Мале микромреже садрже производне јединице мале снаге засноване на обновљивим изворима енергије. Међутим, неке микромреже могу користити и дизел генераторе као извор енергије поред или уместо поменутих обновљивих извора. Сматра се да је микромрежа мала уколико је производни капацитет до 10 MW. Мале микромреже су способне да снабдевају стамбене зграде, мале регионалне електричне мреже, острва и удаљена подручја [131].

#### **2. Средње микромреже:**

Средње микромреже садрже производне јединице средње снаге засноване на обновљивим изворима енергије енергије и/или на нафти и угљу. Сматра се да је микромрежа средња уколико је опсег производног капацитета између 10 MW и 100 MW. Овај тип микромреже се најчешће користи у индустријским зонама [131].

#### **3. Велике микромреже:**

Велике микромреже садрже производне јединице велике снаге које као гориво користе нафту или угаљ. Сматра се да је микромрежа велика уколико је производни капацитет већи од 100 MW. Овај тип микромреже се користи искључиво у индустријским зонама [131].

### **3.3.4 Класификација на основу напајања**

У погледу прикљученог напајања, микромреже се могу поделити на три типа: „АС“, „DC“ и хибридне микромреже [132-134]. Ова три типа описана су у наставку.

#### **1. „АС“ микромреже:**

Микромрежа која се напаја електричног енергијом наизменичног напона и чији потрошачи су потрошачи наизменичног напона сматра се „АС“ микромрежом. Ове микромреже су једноставне за прикључење у постојеће системе. Постоје три варијанте „АС“ микромреже: једнофазне, уземљене трофазне и неуземљене трофазне. Осим тога, овај тип микромреже се може класификовати у три категорије на основу фреквенције: високофреквентне, нискофреквентне и стандардне фреквенције. „АС“ микромреже су биле доминантна и најшире прихваћена врста микромрежа у великим индустријским пројектима. Међутим, синхронизација са комуналном мрежом уз одржавање модула и угла напона као и фреквенције представља озбиљан изазов. Због тога њихова ефикасност и поузданост нису на највишем нивоу. За „АС“ микромреже је потребна сложена архитектура и озбиљна контрола [110] [132-134].

#### **2. „DC“ микромреже:**

Микромрежа у којој производне јединице једносмерног напона напајају потрошаче који раде на једносмерни напон, могу се сврстати у „DC“ микромреже. Предност овог типа микромреже је у томе што, за разлику од „AC“ микромрежа, не захтевају синхронизацију и ретко постоје проблеми са квалитетом енергије. У овом типу мреже нема проблема који се односи на фактор снаге. За повезивање са постојећом дистрибутивном мрежом, ове микромреже користе уређаје енергетске електронике. У поређењу са „AC“ микромрежом, ове микромреже имају већу ефикасност јер нема губитака при конверзији при напајању „DC“ потрошача. „DC“ микромрежа се примењује у пољу телекомуникација, електричних возила, поморских енергетских система, итд. Монополарне, биполарне и хомополарне микромреже су три различита типа „DC“ микромрежа. „DC“ микромреже имају предност у томе што могу да повежу „DC“ потрошаче директно на мрежу. „DC“ микромреже, с друге стране, немају стандардизован напон. За генерисање наизменичног напона потребан је додатни степен снаге. Заштита у оваквим микромрежама је компликована [110] [132-134].

### 3. Хибридне микромреже

Уколико потрошаче који су повезани у микромрежу напајају и „AC“ и „DC“ извори, таква микромрежа се назива хибридном микромрежом. Хибридна микромрежа има своје делове који функционишу као системи наизменичне струје, а у исто време има и своје делове који функционишу као системи једносмерне струје. У овим микромрежама, могу се наћи и „AC“ и „DC“ потрошачи. Ово купцима у оквиру хибридне микромреже даје могућност да бирају да ли желе да се прикључе на „AC“ или „DC“ напајање и на тај начин прилагоде прикључак својим потребама. „AC“ и „DC“ компоненте су раздвојене уређајима енергетске електронике. ДЕР у хибридном МГ могу бити директно повезане на „DC“ или „AC“ делове мреже у зависности од њихове технологије. На тај начин се могу избацити непотребни уређаји за синхронизацију. Међутим, ова конфигурација не доводи нужно до мањих губитака енергије. Губици енергије и даље могу настати унутар система због различитих фактора као што су неефикасност претварача уколико они постоје, губици у водовима и трансформаторима итд. Хибридне микромреже, с друге стране, захтевају софистицирани контролер и систем управљања. Ово је посебно изражено у острвском режиму рада. Ове микромреже такође показују нижи степен поузданости у поређењу са „AC“ микромрежама, првенствено због уградње интерфејсних уређаја енергетске електронике преко којих су повезани „AC“ и „DC“ делови мреже. Дакле, уколико се смањи број претварача, поузданост у оваквим мрежама расте [110] [132-134].

#### **3.3.5 Класификација на основу технологије производних јединица**

На основу технологије производних јединица, микромреже се могу поделити на три типа која су описана у наставку.

##### 1. Микромреже које користе енергију обновљивих извора

У ову групу спадају микромреже у којима се међу производним јединицама могу наћи искључиво обновљиви извори енергије уз додатак јединица за складиштење енергије [135]. У овим микромрежама се крајњим корисницима обезбеђује електрична енергија са доста нижим степеном загађења животне средине. У идеалном случају, оне уопште не загађују животну средину. Због тога, овај тип микромреже постаје све популарнији и све распрострањенији широм света. Међутим, непредвидивост понашања ОИЕ у смислу значајних пропада или

скокова излазне снаге повећавају сложеност ефикасног рада овакве микромреже [136]. Такође, испуњавање временски променљивих захтева потрошача представља један од најозбиљнијих изазова за овакву микромрежу у острвском режиму рада. Системи за складиштење електричне енергије представљају једну од најпривлачнијих технологија балансирање потрошње и производње у оваквим микромрежама [137]. Међутим, критични изазов је координација система за складиштење, дистрибуираних ОИЕ и променљиве потражње за електричном енергијом. Стога је систем за надзор и управљање кључан за обновљиве микромреже [138].

Микромреже које користе енергију обновљивих извора, могу се класификовати у пет подгрупа на основу технологије ОИЕ:

- Микромреже које користе енергију сунца:

Овакве микромреже могуће је изградити на врло ниском ниову инсталисане снаге, а касније се снага може повећати уколико се јави потреба [110]. Управо због тога, оне се сматрају веома интересантном и одрживом опцијом за електрификацију села широм света. Пошто производне јединице у оквиру ових микромрежа користе енергију сунца, оне најбоље функционишу на местима са изузетно дугим интервалима сунца у току дана и великим бројем сунчаних дана у току године. Да би се носили са тмурним временом, већина система подразумева постојање система за складиштење енергије који им омогућава да прођу кроз периоде смањеног сунчевог зрачења или потпуног недостатка [139]. Овај тип микромрежа се обично користе за напајање домаћинства, школа, компанија, болница и пумпи за наводњавање за пољопривреду [110].

- Микромреже које користе енергију ветра:

Пошто производне јединице у оквиру ових микромрежа користе енергију ветра, оне најбоље функционишу на местима са повољним ваздушним струјама где ветрови дувају током највећег дела године. Подручја са екстремно јаким ветровима уопште нису погодна за изградњу овог типа микромреже јер уколико ветар премаши одређену брзину односно снагу, може да постане штетан по конструкцију ветротурбине. Да би се носиле са појавом слабог ветра, или периода дана када уопште нема ветра, већина оваквих микромрежа укључује јединице за складиштење енергије који им омогућава да прођу кроз ове периоде [110].

- Микромреже које користе енергију из биомасе:

Пошто производне јединице у оквиру ових микромрежа користе енергију из биомасе, оне најбоље функционишу на местима где биомаса настаје у великим количинама као нуспроизвод одређене индустрије или приликом обраде пољопривредних производа. Пошто биомаса на таквим местима настаје, трошкови логистике, транспорта и евентуалног увоза су минимизовани. Цене биомасе могу бити променљиве у зависности од понуде и потражње, што може утицати на економску исплативост, али способност оваквих микромрежа да користе локално доступне сировине и интегришу различите технологије чини их ефикасним решењем, посебно у пољопривредним и индустријским подручјима [110].

- Микромреже које користе енергију из мини хидроелектрана:

Пошто производне јединице у оквиру ових микромрежа користе енергију из воде мањих водотокова и река, оне најбоље функционишу у подручјима где је хидропотенцијал пристуан, али није довољан за велике хидроелектране. Мини хидроелектране обично захтевају мање компликовану инфраструктуру у односу на велике хидроелектране, што олакшава њихову изградњу и одржавање. Промене у протоку воде током различитих сезона могу утицати на производњу енергије, па је важно пажљиво планирати управљање ресурсима у оквиру микромреже. Интеграција са системима за складиштење енергије омогућава значајно може да унапреди управљање производњом и потрошњом енергије у оваквој микромрежи [110].

- Микромреже које користе енергију из комбинованих ОИЕ:

Пошто производне јединице у оквиру ових микромрежа користе енергију сунца, воде, биомасе и ветра, у било којој комбинацији, ове микромреже представљају најстабилнији и најпоузданији приступ локалном снабдевању потрошача кроз микромреже. Комбиновањем различитих извора енергије, ове микромреже могу обезбедити константно снабдевање енергијом чак и када је један од извора недоступан. Као и код других типова микромрежа, батерије и други системи за складиштење енергије омогућавају чување вишка енергије и њено коришћење у периодима када су обновљиви извори мање доступни [110].

## 2. Микромреже које користе енергију из фосилних горива

У ову групу спадају микромреже у којима се међу производним јединицама могу наћи искључиво јединице које користе енергију из фосилних горива. То су најчешће дизел генератори или генератори на природни гас. Дуги низ година, овакви производне јединице су биле готово једини вид локалне производње енергије, уз саме потрошаче, чак и када сам концепт микромреже није био у овој мери развијен. Они, међутим, имају негативан утицај и на животну средину и на економију. Фосилна горива потребна за погон ових јединица су скупа за куповину и транспорт, а поред тога и сам транспорт има свој негативан утицај на животну средину јер се и у ту сврху најчешће сагоревају нафтни деривати. Дакле, микромреже које користе енергију из фосилних горива представљају један застарео концепт који има много негативних утицаја како на животну средину, тако и на исплативост [140].

## 3. Хибридне микромреже

У ову групу спадају микромреже у којима се међу производним јединицама могу наћи како обновљиви извори енергије, тако и јединице које користе енергију из фосилних горива, уз додатак јединица за складиштење енергије. Дакле, хибридна микромрежа комбинује ОИЕ, дизел генераторе, генераторе на природни гаси/или системе за складиштење енергије [141]. У данашње време тежња јесте да је у оквиру хибридних микромрежа, смањују капацитети јединица које користе енергију из фосилних горива, а повећавају капацитети ОИЕ. Да би нека микромрежа спадала у групу хибридних микромрежа, она мора да има најмање једну јединицу дизел генератора или генератора на природни гас. Ова производна јединица свакако доприноси вишем степену загађења, али са друге стране корисна је у смислу одржавања баланса између снаге производње и снаге потрошње. Уколико у микромрежи постоји најмање један традиционални генератор који подразумева постојање обртних маса, у случају изненадног

повећања потрошње у микромрежи, због кинетичке енергије обртних маса традиционалног генератора, могуће је тренутно надокнађивање недостатка снаге производње [142]. Ово је наравно праћено пропадом фреквенције, али након што регулатор повећа улазну снагу генератора, фреквенција се врло брзо враћа на почетни ниво, а све ово микромрежи даје једну стабилност у раду коју микромреже са искључиво соларним панелима немају [142]. У микромрежама са ОИЕ у ову сврху се користе системи за складишта електричне енергије са паметним контролерима у оквиру којих су имплементирани стратегије управљања које покушавају да имитирају понашање традиционалног генератора као на пример „Virtual Synchronous Machine“ („VSM“) [143]. Овај концепт се развија са циљем да побољша стабилност и флексибилност микромрежа које би у коначници у потпуности избациле из употребе традиционалне генераторе, односно јединице које користе енергију из фосилних горива [143]. Напредни алгоритми контроле омогућавају „VSM“ да симулирају динамичко понашање синхроних машина, укључујући реакцију на промене у потрошњи и производњи [143]. „VSM“ додају вештачку инерцију и пригушење систему, помажући у стабилизацији фреквенције мреже током поремећаја [143]. Ово је посебно корисно у остварском режиму рада. Имплементација и подешавање „VSM“ може бити технолошки изазовна и захтева напредне системе управљања [143]. Иако пружају значајне предности, почетни трошкови имплементације „VSM“ могу бити високи у поређењу са конвенционалним решењима, али ова инвестиција значајно доприноси стабилности микромреже [143].

### **3.3.6 Класификација на основу примене**

Микромреже се на основу примене могу поделити на више типова, а најважнијих пет је представљено у наставку [110].

#### **1. Стамбене микромреже:**

Стамбене микромреже су оне микромреже код којих се међу потрошачима могу наћи ускључиво домаћинства. Ова домаћинства су у највећем броју случајева опремљена неким типом ДЕР, а најчешће су то соларни панели, системи за складиштење енергије, дизел генератори или ветротурбине. Поред ДЕР који се налазе у оквиру домаћинства, у оваквим микромрежама могуће је наћи у ДЕР који су прикључени директно на дистрибутивну мрежу. Без обзира на то да ли сте поставља у урбаним деловима где се претежно налазе стамбене зграде, урбане виле и класичне куће или у руралним деловима где се претежно налазе сеоска домаћинства и викендице, суштина оваквих микромрежа јесте да буду у стању да домаћинствима обезбеде непрекидно напајање чак и када дође до испада у дистрибутивној мрежи на коју је микромрежа повезана. Контролер који је задужен за управљање оваквом микромреже, у стању је да је претвори у један флексибилан, динамичан и брз мрежни ресурс који може да пружи услуге оператерима дистрибутивних и преносних мрежа [110].

#### **2. Индустијске микромреже:**

Индустијске микромреже су оне микромреже које се постављају унутар индустријских постројења или фабрика. Кључни разлози за постављање индустријских микромрежа су сигурност и поузданост напајања. Испади у индустријским постројењима могу пореметити многе производне процесе, што резултира значајним губицима прихода и дугим периодима поновног покретања.

У неким случајевима код јако сложених индустријских процеса, прекид напајања електричном енергијом може резултирати потпуним уништењем индустријске инфраструктуре [110].

3. Комерцијалне микромреже:

Индустријске микромреже су оне микромреже које се постављају унутар комерцијалних простора као што су аеродроми, болнице, тржни центри, факултети, центри података (“Data Center”) итд. Због важности делатности која се обавља у комерцијалном простору, јако је битно да у случају прекида напајања у дистрибутивној или преносној мрежи, потрошачи унутар микромреже буду непрекидно напајани од стране ДЕР који се налазе унутар микромреже [110].

4. Војне микромреже:

Војне микромреже су изграђене да обезбеде поуздано, одрживо и сигурно снабдевање енергијом у различитим окружењима, укључујући ратне зоне и удаљене локације. У оваквим микромрежама јако је важан висок степен безбедности који укључује заштиту од сајбер претњи и физичке саботаже. Дизајниране тако да могу брзо да се поставе и уклоне у тешким теренским условима, омогућавајући лаку прилагодљивост различитим мисијама. Изузетно је важно постизање смањене рањивости на нападе. Ово се најчешће постиже применом децентрализованог управљања [110].

5. Универзитетске микромреже:

Микромреже универзитетских кампуса су иновативна решења која обезбеђују енергетску независност, ефикасност и одрживост за високообразовне установе. Често укључују јединице које комбинују производњу електричне енергије и тополоте за загревање простора („Combined Heat and Power“ – „СНР“), повећавајући енергетску ефикасност. Универзитети могу користити микромреже као платформу за истраживање и развој нових технологија и енергетских решења, а студенти могу учествовати у пројектима управљања и развоја микромрежа, стичући практична знања и искуства [110].

### **3.3.7 Класификација на основу локације**

Микромреже се на основу локације могу поделити на два основна типа – доступне и удаљене. Ови типови описани су у наставку.

1. Доступне микромреже:

Доступне микромреже се постављају у близини дистрибутивних мрежа и то на начин да могу да ради како у острвском режиму рада тако и у повезаном. Оне морају да буду у потпуности у складу са свим стандардима, прописима, стратегијама контроле и техникама синхронизације са дистрибутивном мрежим како не би нарушиле стабилност дистрибутивне мреже и квалитет електричне енергије [144].

2. Удаљене микромреже:

Удаљене микромреже се постављају у удаљеним регионима где дистрибутивна мрежа недоступна због географске локације. То значи да овакве микромреже могу да раде искључиво у острвском режиму рада. Повезани режим рада није могућ из простог разлога што на тој географској локацији не постоји никаква електрична мрежа на коју би се микромрежа могла повезати. Војне базе, брдовита

и тешко доступна подручја у којима није спроведена електрификација, као и острва у морима и океанима су сви примери недоступних микромрежа. Због економских, политичких и технолошких изазова, број оваквих микромрежа је далеко мањи у поређењу са бројем доступних микромрежа [145-146]. Овакве микромреже се традиционално ослањају на бар један дизел генератор, али све више у последње време тежи се комбиновању соларне енергије и система за складиштење и потискивању дизел генератора [110].

### 3.4 Контрола микромрежа

Пошто је излазна снага ОИЕ је генерално неизвесна и испрекидана јер је у многоме зависна од сунца, ветра, воде итд, а и сами ОИЕ у микромрежама могу бити потпуно неправилно распоређени, јасно је да је одговарајућа стратегија контроле императив да би се обезбедило стабилано и константано снабдевање свих потрошача у оба режима рада [147].

Контрола микромреже која најчшће подразумева постојање контролера микромреже као уређаја, мора да обезбеди комуникацију свих ресурса унутар микромреже, укључујући ДЕР, прекидачку опрему, регулаторе на елементима као што су трансформатори или кондензаторске батерије, потрошаче итд, омогућавајући оператору да координише рад свих уређаја како би задовољио потребе система. Контролер такође омогућава визуализацију онога што опрема микромреже ради и опремљен је историјским регистратор података, односно догађаја [110].

Контрола микромреже омогућава управљање како свакодневним операцијама тако и било каквим непредвиђеним ситуацијама које могу настати. Свакодневне операције укључују било које услуге које ресурси из микромреже могу пружити, као што су регулација напона и фреквенције, одзив на потражњу, итд. Ове операције се обично унапред договарају са електродистрибутивним предузећем или трећим лицем и могу укључивати активности као што је смањење вршних оптерећења или губитака активне снаге. Током рада у острвском режиму, контролер мора управљати свим средствима и координисати њихово понашање како би обезбедио сигуран и поуздан рад микромреже [110].

Стратегија контроле микромреже треба да испуни следеће захтеве [148-150]:

1. Прелазак из повезаног у острвски режим: Понекад је пожељно ући у острвски режим чак и када је дистрибутивна мрежа енергизована. Ово се може догодити када постоји непосредна претња од испада у дистрибутивној мрежи.
2. Прелазак из острвског у повезани режим: Постоје два начина на која микромрежа може поново да се повеже са енергизованим дистрибутивном мрежом. Отворени прелазак подразумева искључење локалних производних јединица пре затварања главног прекидача за повезивање микромреже. Затворени прелазак се изводи командовањем локалним производним јединицама да ускладе фреквенцију и напон са референтим вредностима из дистрибутивног система тако да се главни прекидач за повезивање може затворити док су ти извори у погону.
3. Баланс снаге: У острвском режиму рада у сваком тренутку треба да буде изједначена снага производње и збирна снага потрошње и губитака. У повезаном режиму рада не морају да буду изједначене јер ће се вишак снаге уколико га има инјектирати у дистрибутивну мрежу, док ће се у случају мањка снаге повући снага из дистрибутивне мреже.

4. Размена снаге са дистрибутивном мрежом: Контрола је задужена да води рачуна о размени снаге између дистрибутивне мреже и микромреже. Не сме да се деси да се снага која се инјектира у дистрибутивну мрежу или се из ње повлачи одређује потпуно неплански и стохастично.
5. Заштита: Контрола је задужена за обезбеђивање адекватног подешења свих заштитних уређаја у микромрежи како би микромрежа била у потпуности заштићена и сваком тренутку у оба режима рада.
6. Оптимизација: Контрола је задужена за одређује оптималног уклопног стања као и подешења свих елемената укључујући и ДЕР како би се максимизирала економска и енергетска ефикасност.
7. Стабилност: Контрола је задужена за константну регулацију напона и фреквенција унутар микромреже у оба режима рада. Овај захтев је сложенији и изазовнији и острвском режиму.
8. „Black start“ (црни старт) - У случају неочекиваног испада у дистрибутивној мрежи који као резултат има испад микромреже, контролер мора обезбедити прелазак у острвски режим рада отварањем главног прекидача, а затим секвенцијално покренути производне јединице по потреби, обезбеђујући синхронизацију фреквенције и напона између сваког новог извора додатог микромрежи и саме микромреже. Потрошачи се враћају по приоритету, који унапред утврђује крајњи корисник.
9. Смањење и обнова оптерећења - Ако микромрежа нема довољно капацитета за производњу да задовољи све потрошаче, може бити потребно да се изврши смањење оптерећења. То се обично врши по приоритету, где се прво искључују потрошачи најнижег приоритета.

Испуњење ових захтева подразумева постојање комуникације између контролера и различитих уређаја унутар микромреже. С обзиром на природу података и потенцијалну потребу за даљинским прегледом или приступом овим подацима, мора се строго водити рачуна о сајбер-безбедности мреже за надзор и контролу [110].

### **3.4.1 Технике контроле**

Класификација техника контроле микромрежа које се често користе у свакодневним операцијама подразумева следеће три категорије [151-155]:

1. Технике централизоване контроле:

Централизовано управљање микромрежом омогућава лаку примену и праћење целог система у реалном времену. У оквиру централизоване контроле, постоји један централни контролер и више локалних контролера. Централни контролер је задужен за управљање радом свих ДЕР који имају локалне контролере. Локални контролери на ДЕР имају могућност директне комуникације са централним контролером. Најновије рачунарске технологије помажу централном контролеру да прати и анализира податке примљене од локалних контролера у реалном времену [156]. Имплементација централизоване контроле је прилично једноставна. Поред тога, изузетно је брз одзив система са овом техником контроле. Међутим, постоје многи изазови које уноси ова техника, а који се не решавају лако, посебно када се ради о микромрежама великих размера [157]. Кварови или неправилности у раду централног контролера могу да утичу на функционалност читавог система. Поред тога, ова техника управљања има низак степен флексибилности и проширивости [131].



## 2. Технике децентрализоване контроле:

Последњих година, децентрализована контрола је екстензивно развијана како би се максимизирала аутономија малих производних јединица и потрошача у микромрежама. Кључни аспекти ове технике управљања су одржавање стабилности, економичног рада и поузданости [158]. Контролна одлука се доноси ослањањем на локално мерење и захтева мали број локалних веза [159]. Штавише, рачунарске јединице високих перформанси и напредни ниво везе нису потребни [160]. Међутим, глобални оптимум перформанси микромреже се не могу гарантовати [159].

## 3. Технике дистрибуиране контроле:

Дистрибуирана контрола подразумева дељење информација међу локалним контролерима тако да сваки има извесно разумевање понашања других [161]. Ову технику карактерише висок степен проширивости и флексибилности. Поузданост напајања је такође на доста високом нивоу јер не зависи све од једног централног контролера. У односу на друге технике, ова захтева нешто виши ниво комуникационе инфраструктуре. Глобални оптимум се не може гарантовати [161].

### 3.4.2 Напредно управљање микромрежом

Због све већег броја ДЕР који се прикључују у мрежу, као и због растуће потребе за флексибилношћу микромрежа и сложености операција, развијени су напредни системи за управљање, односно надзор и контролу микромрежа. Примарни циљ ових напредних решења јесте да се побољшају перформансе, поузданост и ефикасност микромрежа, обезбеђујући при томе интеграцију ДЕР и ефикасно управљање операцијама мреже. Ови системи укључују [110]:

1. Системи за управљање микромрежама: Ови системи представљају софистицирани софтверски и хардверски склоп дизајниран да управља и оптимизује рад микромрежа. Напредна решења користе вештачку интелигенцију, машинско учење и алгоритме за оптимизацију за ефикасно управљање производњом, складиштењем и потрошњом енергије унутар микромрежа [162-164]. У стању су да континуирано прате и предвиђају понашање потрошача и ДЕР, динамички оптимизују уклопна стања, стања разних регулатора и омогућавају доношење одлука у реалном времену за постизање оптималних оперативних перформанси. За оптимизацију коришћења и ефикасности система за складиштење енергије у микромрежама, развијене су софистициране стратегије управљања. Ове стратегије укључују интелигентно планирање и контролу оваквих система на основу вредности потрошње у реалном времену, доступности енергије из ОИЕ и услова у мрежи [165-167]. Ово олакшава балансирање снаге производње и збирне снаге потрошње и губитака, смањење пикова и померање вршног оптерећења.
2. „Grid-forming“ инвертори: Инвертори са имплементираним „Grid-forming“ стратегијом управљања привлаче све више пажње због своје способности да самостално регулишу напон и фреквенцију микромреже, елиминишући зависност од дистрибутивне мреже [168]. Ова карактеристика је посебно значајна јер ОИЕ постају све заступљенији у микромрежама. Напредни алгоритми управљања оваквих инвертора значајно побољшавају стабилност мреже и омогућавају несметане преласке из повезаног у острвски режим рада и обрнуто [169-171].

3. „Demand-response“ програми: Ови програми представљају стратегију управљања потрошњом која омогућава корисницима да прилагоде своју потрошњу као одговор на сигнале које им шаље оператор микромреже, као што су цене или друга подстицајна средства. Циљ ових програма је побољшање стабилности мреже, смањење трошкова и подстицање ефикаснијег коришћења енергије. Напредни „Demand-response“ алгоритми и комуникациони протоколи омогућавају интеракцију у реалном времену између оператора микромреже и крајњих купаца електричне енергије, што омогућава смањење оптерећења или померање вршних оптерећења која настају током периода највеће потражње, и оптимизује укупну потрошњу енергије [172-173].

Постоје различите технике напредне контроле [174-175]:

1. Предиктивна контрола: Ова техника подразумева постојање алата за тачно и прецизно моделовање микромреже са свим својим елементима, симулацију рада саме микромреже у разним сценаријима, као и унапређење тачности у предвиђању потрошње и производње енергије. На основу предикције одређених догађаја и стања, могуће је на плански и на исправан начин управљати микромрежом [174].
2. Адаптивна контрола: Ова техника подразумева брзо прилагођавање на промене у оптерећењу и производњи. Због тога је важно да што већи број интелигентних сензора буде постављен на критичним тачкама микромреже. Они омогућавају прецизно праћење параметара као што су напон, фреквенција, струја, снага итд. Све чешће се користи машинско учење за побољшање перформанси и адаптацију система у реалном времену [175].

### 3.5 Безбедност

Како микромреже играју све важнију улогу у модерним ЕЕС, оне морају бити заштићене од широког спектра претњи, укључујући сајбер и физичке ризике.

#### 1. Сајбер безбедност

Сајбер безбедност микромрежа је од суштинске важности за заштиту критичних инфраструктура од потенцијалних претњи и напада. Како микромреже постају све сложеније и више интегрисане са информационом технологијама, оне постају подложније сајбер нападима који могу угрозити њихову поузданост, интегритет и доступност [176-177]. Све чешће се појављују софтвери који могу заразити уређаје и системе, утичући на њихово нормално функционисање. Постоје и софтвери који шифрују податке и захтевају откуп за њихово ослобађање. Посебна претња су неовлашћени корисници који могу приступити системима и манипулисати подацима или контролама. Запослени или партнери могу злоупотребити своје привилегије за приступ осетљивим информацијама. Постоје и напади који обарају системе прекомерним бројем захтева, што може довести до прекида у раду. Напади на комуникационе протоколе подразумевају покушаје пресретања или измене података који се преносе преко мреже [176-177].

Да би се заштитили од сајбер претњи, системи контроле и надзора интегришу напредне безбедносне функције као што су шифровање, протоколи за аутентификацију, откривање аномалија и системи за спречавање упада [177-179].

Најчешће коришћене стратегије и методе за сајбер безбедност подразумевају коришћење фајервола („Firewall“) и система за детекцију и превенцију упада за

заштиту мрежне инфраструктуре („IDS/IPS“ системи). Сегментација мреже у смислу раздвајања различитих делова микромреже је такође једна од корисних метода која може да ограничи ширење претњи. У оваквим системима, увек се препоручује коришћење двофакторске или вишефакторске аутентификације за проверу идентитета корисника као и ограничење приступа системима и подацима на основу потребе. Шифровање података у преносу и у мировању осигурава да су сви подаци заштићени. Препоручује се и коришћење сертификата за верификацију аутентичности комуникационих партнера. Јако је битан и развој процедура и стратегија за брз и ефикасан одговор на сајбер инциденте као и обука запослених о безбедносним праксама и препознавању сајбер претњи која подразумева спровођење вежби и симулација како би се тестирао спремност система и особља [176-179].

Имплементација свеобухватних безбедносних мера може захтевати значајне ресурсе, укључујући време, новац и обуку особља, а како претње еволуирају, системи морају бити ажурирани и прилагођени како би микромреже остале сигурни [110].

## 2. Физичка безбедност

Физичка безбедност микромрежа је кључна за заштиту опреме и инфраструктуре од физичких претњи и саботажа. Пошто микромреже често укључују критичне енергетске ресурсе, важно је обезбедити да оне буду физички заштићене од различитих облика напада и неовлашћеног приступа. У главне претње спадају физички приступ осетљивој опреми и компонентама микромреже који може резултирати крађом или оштећењем, као и природни догађаји који могу оштетити физичку инфраструктуру и опрему. Поплаве, земљотреси, олује, пожари, само су неки од ризика који могу уништити опрему и изазвати прекид у снабдевању енергијом. Сабораже или терористички напади су такође могући сценарио поготово у војним микромрежама. Примери оваквих напада укључују пушке, гранате или возила која се користе за наношење штете критичној инфраструктури. Као пример једног физичког напада, у литератури се може пронаћи напад на трафостаницу електродистрибуције Pacific Gas & Electric (PG&E) у Сан Хозеу, у Калифорнији 2013. године када су наоружани људи са аутоматским пушкама АК-47 пуцали по инфраструктури, узрокујући више од 15 милиона долара штете на опреми [180].

Да би ублажили ове ризике, власници микромрежа предузимају проактивне мере као што су [181]:

- постављање физичких баријера око критичних компоненти микромреже за спречавање неовлашћеног приступа,
- коришћење картица и биометрије,
- инсталација камера на критичним тачкама ради праћења активности и детекције неовлашћеног приступа,
- коришћење сензора за детекцију покрета и алармних система за упозорење на потенцијалне претње,
- развој планова за хитне ситуације како би се брзо реаговало на природне катастрофе или друге кризе,

- обука особља за правилно реаговање у случају физичких претњи и катастрофа,
- коришћење заштитних кућишта за осетljivу опрему како би се спречило оштећење од физичких утицаја,
- планирање и изградња инфраструктуре која је отпорна на екстремне временске услове

Имплементација свеобухватних мера физичке безбедности микромреже може захтевати значајне финансијске и кадровске ресурсе, али и значајно смањити ризике од физичких напада и осигурати поуздано и стабилно снабдевање енергијом у свим условима [181].

### 3.6 Модели власништва и финансирања микромрежа

Постоји разноврстан сет модела власништва и финансирања који се користе за пројекте микромрежа, а константно се појављују и нови пословни модели како микромреже добијају на популарности. Најчешће коришћени моделу су [182]:

1. Приватно власништво,
2. Јавно (државно) власништво,
3. Јавно-приватно партнерство,
4. Мулти-имовински модел.

Микромреже основног нивоа (једна зграда) и средњег нивоа (кампус) могу сами да буду у приватном власништву, као и у јавно-приватном партнерству у смислу сарадње власника са електродистрибуцијом или трећим лицем за финансирање или одржавање и управљање микромрежом [183].

Микромреже вишег нивоа (део дистрибутивне мреже) су мулти-имовинске микромреже јер опслужују више објеката и дизајниране су да подрже опште добро заједнице [183].

У наставку су дати прегледи сваког модела и њихова погодност за различите типове пројеката микромрежа [182]:

1. Приватно власништво – Овај модел подразумева да је микромрежа у власништву и под управом једног субјекта, као што су предузеће, кампус или стамбена заједница. Овај субјект је одговоран за целокупну инфраструктуру микромреже. Власник има потпуну контролу над управљањем микромрежом и може оптимизовати производњу и потрошњу енергије у складу са својим потребама. Приватно власништво омогућава независност од јавних електродистрибуција и повећану енергетску сигурност. Власници могу да прилагоде микромрежу својим специфичним енергетским потребама и циљевима, укључујући интеграцију обновљивих извора енергије. Имплементација и одржавање микромреже може захтевати значајна финансијска улагања. Потребна је техничка стручност за управљање и оптимизацију рада микромреже [182].
2. Јавно (државно) власништво – Микромреже у јавном власништву се постављају и воде од стране општине или локалне владе како би опслуживале јавне објекте, стамбене области, пословне просторе, итд. Ове микромреже приоритет дају јавном добру, отпорности мреже и циљевима одрживости. Јавно власништво осигурава да су користи од имплементације микромрежа, као што су побољшана поузданост и смањене емисије, равномерно распоређене међу свим члановима

заједнице. Финансирање може доћи из јавних фондова, грантова или обвезница [182].

3. Јавно-приватно партнерство – У овом моделу јавне институције и приватне компаније сарађују како би заједнички финансирани, изградили, управљали и одржавали микромрежу. Овај модел комбинује ресурсе и стручност оба сектора како би се постигао најбољи могући резултат. Ризици пројекта се деле између јавног и приватног сектора на основу способности сваког партнера да најбоље управља одређеним аспектима. Јавни сектор често пружа правну и регулаторну подршку, док приватни сектор доноси техничку стручност и финансирање. Јавни сектор може обезбедити земљиште, субвенције или повољне кредите, док приватни партнери обезбеђују капитал и управљају пројектом. Овакве микромреже могу бити део ширег плана паметног града, где овај модел омогућава бржу имплементацију напредних технологија. Овај модел такође може омогућити развој микромрежа у руралним и удаљеним областима где је јавни сектор заинтересован за повећање енергетске доступности и поузданости [182].
4. Мулти-имовински модел – Микромрежа има више власника, а сваки власник има удела у различитим аспектима или компонентама микромреже. Овај модел омогућава сарадњу између више субјеката који заједно деле трошкове, ризике и користи повезане с управљањем и радом микромреже. Власници могу бити компаније, јавне институције, задруге, појединачни корисници, или комбинација ових ентитета. Сваки власник може поседовати одређене делове инфраструктуре, као што су производни капацитети, складишни системи, или дистрибутивна мрежа. Овај модел је најзаступљенији у научно-технолошким парковима, апартманским комплексима, тржим центрима и пословним и индустријским комплексима јер ту сви власници заједно инвестирају у микромрежу ради побољшања енергетске ефикасности, смањења трошкова и повећања поузданости снабдевања. Координација међу више власника може бити изазовна, посебно у доношењу одлука и управљању системом [182].

Постоје различити приступи у извођењу пројекта микромрежа. Не мора власник да буде одговоран за цео пројекат. У наставку је дат преглед најважнијих модела [183]:

1. Власник финансира, управља и одржава - Овај приступ нуди значајну аутономију и могућности за прилагођавање. Он је посебно повољан за комерцијалне и индустријске субјекте који приоритет дају енергетској сигурности, континуитету рада и имају капитал за почетна улагања. Власништвом и управљањем микромрежом, ови субјекти могу директно ускладити производњу енергије са својим специфичним потребама, потенцијално интегришући обновљиве изворе енергије који доприносе њиховим еколошким циљевима. Међутим, изазов лежи у потреби за техничком експертизом и значајном капиталном инвестицијом, што може ограничити доступност за мање организације [183].
2. Власник финансира, а електродистрибуција води и одржава - Овај модел нуди хибридни приступ где власник финансира микромрежу, али електродистрибуција је одговорна за њен рад и одржавање. Комбинује финансијску контролу и жељене бенефите система дефинисане од стране власника са оперативном експертизом и ефикасношћу управљања од стране електродистрибуције. Ова синергија може довести до оптималних перформанси и високе поузданости. Поред тога, овај модел омогућава електродистрибуцији да искористи своје искуство у вођењу мреже и да микромрежу води тако да интеграција микромреже и дистрибутивне

мреже не направи никакав проблем у дистрибутивној мрежи, повећавајући тако укупну отпорност система [183].

3. Финансирање од стране електродистрибуције - Микромреже финансиране од стране електродистрибуције изводе се тако што електродистрибуција користи своје финансијске ресурсе и техничку експертизу за развој и управљање овим системима за појединачног корисника. Потписује се дугорочни уговор између комуналног предузећа и корисника који обично укључује структуриране месечне уплате [183].
4. Финансирање путем тарифа електродистрибуције - У овом моделу, електродистрибуција финансира и управља микромрежом која опслужује више корисника, често унутар дефинисане географске области. Овај заједнички приступ користи заједничке ресурсе, оптимизујући енергетску ефикасност и поузданост за све учеснике. Укључивањем различитих потрошача, ове микромреже могу ефикасније балансирати производњу и потрошњу, повећавајући отпорност и смањујући трошкове. Финансирање путем тарифа осигурава правичну распоредлу трошкова, чинећи микромреже доступном широком спектру корисника, укључујући стамбене, комерцијалне и индустријске клијенте [183].
5. Микромрежа као услуга – ово је модел у којем трећа страна управља микромрежом за клијента. Клијент користи услугу без потребе да поседује инфраструктуру. Провајдер услуге инсталира, управља и одржава микромрежу, док клијент плаћа фиксну накнаду за коришћење услуге. Клијент нема почетне трошкове за изградњу инфраструктуре и смањује ризике повезане са одржавањем. Пружање услуга од стране стручњака може осигурати оптимално функционисање микромреже. Клијент има мање контроле над микромрежом у поређењу са приватним власништвом, али је зависан од провајдера за квалитет и поузданост услуге [183].
6. Уговор о куповини енергије за једног корисника – представља модел који подразумева уговор између произвођача енергије и једног корисника, где се корисник обавезује да ће куповати електричну енергију произведену у микромрежи по унапред договореној цени током одређеног периода. Микромрежу може инсталирати и управљати трећа страна, али производња енергије је унапред намењена једном кориснику. Дугорочни уговори обезбеђују стабилност цена енергије и могу смањити финансијске ризике. Корисник може добити енергетско решење прилагођено својим потребама без улагања у инфраструктуру. Корисник је обавезан на дугорочну куповину енергије, што може бити изазовно у променљивим тржишним условима. Уговор ограничава могућности корисника да мења провајдера или услове уговора [183].

### **3.7 Изазови и питања**

Поред тога што доносе значајне предности, појава микромрежа доноси и нове изазове који се постављају пред инжењере данашњице. У овом поглављу описани су неки од најважнијих.

#### **3.7.1 Рад и управљање**

У наставку су описани најзначајнији изазови који се односе на рад и управљање микромреже [110].

1. Стабилност током покретања микромреже у острвском режиму: Приликом покретања производних јединица, снага производње у микромрежи се повећава. Уколико се деси нагли скок снаге производње који би резултирао осетно већом снагом производње од збирне снаге потрошње и губитака, фреквенција може да изађе из дозвољеног опсега што може да резултира испадањем производних јединица и на крају целе микромреже. Поред фреквенције и напон је осетљив у тренуцима прикључења нови јединица пошто такође може да изађе из дозвољеног опсега и да се због тога производне јединице искључе. Да би се ово решило, потребно је истраживање метода производње енергије у острвском режиму, као и развој специјализованих контрола погодних за рад у острвском режиму микромреже [110].
2. Стабилност током нормалног погона у острвском режиму: У сваком тренутку у микромрежи, која је у острвском режиму рада, снага производње мора бити изједначена са збирном снагом потрошње и губитака, да би фреквенција била на дефинисаном нивоу. Обновљиви извори као што су сунце и ветар су непредвидиви и променљиви, што може довести до флукуација у производњи електричне енергије. Поред тога, у острвском режиму рада нестабилност може бити узрокована наглим или значајним променама оптерећења. Управо због тога, један од највећих изазова нормалном погону у острвском раду јесте одржавање баланса између ове две снаге, односно одржавање стабилности микромреже [110].
3. Покривање свих сценарија: Сваки ДЕР који је прикључен у оквиру микромреже, треба да буде у стању да одреагује на сваки сценарио привременог смањења или пребацивања потрошње или у крајњем случају хитног одсецања потрошње. Постоје ситуације када је ово неминовно и уколико ДЕР нису у стању у брзо реагују, смањујући своју излазну снагу тако да укупна снага производње у микромрежи буде изједначена са збирном снагом потрошње и губитака, цела микромрежа може да доживи каскадне испале и да сви потрошачи остану без напајања. У случају непредвиђених сценарија, производњу треба економично преподесити како би се прилагодила оптерећењу система и одржала напон и фреквенцију у дозвољеним границама. Како се микромреже генерално састоје од потрошача и ДЕР са различитим оперативним карактерима и понашањима, овај захтев представља један од кључних изазова [184-185].
4. Анализа стабилности система: Како је стабилност микромреже кључна, јако је важно предвидети, пратити и проценити пролазне догађаје који се јављају као резултат уобичајених и неуобичајених поремећаја. Микромреже се састоје од различитих производних јединица и компоненти. Изазов је одржати стабилност система уз коришћење комбинације свих типова производних јединица. У микромрежи се могу наћи у исто време традиционални генератори са обртним масама, соларни панели прикључени преко уређаја енергетске електронике, ветротурбине које често могу да буду двоструко напајане и уређаје за складиштење енергије такође повезани преко уређаја енергетске електронике [186-187]. Уређаји енергетске електронике имају своје контролере са имплементираним контролним стратегијама које могу да буду изузетно напредне као на пример контрола „виртуелни синхрони генератор“. Да би се одржала стабилност система, произвођачи и пројектанти треба да спроведу свеобухватну студију која би укључила анализу компатибилности опреме [188-189].

### 3.7.2 *Пројектовање*

У наставку су описани најзначајнији изазови који се односе на пројектовање микромрежа [110]:

1. Пројектовање микромрежа: Микромреже генерално, а поготово микромреже засноване на ОИЕ, имају другачије захтеве за пројектовање, моделовање и планирање у односу на традиционалне ЕЕС [110]. Један од главних фактора који смањује дуговечност микромрежа јесте лош пројекат [110]. Пројектовање микромрежа заснованих на ОИЕ захтева темељно разумевање технологија ОИЕ и генерално свих ДЕР, расположивих залиха енергије као и захтева корисника [190]. Такође је важно размотрити како промене у расположивим енергетским ресурсима и потражњи могу утицати на доступност и поузданост снабдевања енергијом. Приликом одабира елемената микромреже јако је важно узети у обзир доприносе свих ДЕР струји квара јер се због ових доприноса ударне струје на основу којих се бирају елементи могу значајно разликовати у односу на исту мрежу без ДЕР [6].
2. Телекомуникационе инфраструктуре и комуникациони протоколи: Комплетно управљање микромрежом, заштита и контрола захтевају поуздану телекомуникациону инфраструктуру и комуникационе протоколе [191]. Избор комуникационих протокола треба да буде такав да не ограничава комуникацију између било која два уређаја који су предвиђени да размењују информације [110].

### 3.7.3 *Интеграција ДЕР*

Један од кључних изазова јесте и интеграција нових ДЕР у микромрежу. Разлог томе јесте то што велики број прикључених ДЕР својом снагом производње може у потпуности покрије збирну снагу потрошњу и губитака у микромрежи и да се због тога вишак снаге инјектира у дистрибутивну мрежу. Дакле, може доћи до двосмерног тока снаге како у микромрежи, тако и у дистрибутивној мрежи [192]. Поред тога, у случају када је интегрисан значајан број ДЕР, може доћи до повећања напона на местима где су ДЕР прикључени. На крају, ОИЕ често инјектирају снагу са већим или мањим променама у вредности, због природе сунца или ветра, а то обично узрокује краткорочне промене напона, које ремете рад система за регулацију напона и скраћују век трајања опреме [193].

### 3.7.4 *Заштита*

У наставку су описани кључни изазови у вези са заштитом микромрежа.

1. Одређивање струје кратког споја: Струја кратког споја на месту квара директно зависи од еквивалентне импедансе система гледано оточно са места квара, међутим у деловима ЕЕС у којима је прикључен значајан број ДЕР, струја кратког споја на месту квара ће у многоме зависити и од доприноса ДЕР. И микромрежама са високим присуством ДЕР, доприноси ДЕР никако не могу бити занемарени Њихов удео у укупној струји квара може да буде изузетно велик. Поред тога, микромрежа може да ради у два режима рада, тако да вредност струје кратког споја која се одреди у повезаном режиму, апсолутно не може да се примени и на ситуацију када је микромрежа у острвском режиму. У острвском режиму, уопште не постоји допринос из дистрибутивне мреже, тако да је укупна струја квара одређена искључиво доприносима од стране ДЕР. Дакле, струје кратког споја у једном и другом режиму исте микромреже могу да буду многоструко различите вредности. Одређивање ових струја је јако изазован задатак јер захтева познавање понашања свих типова ДЕР у условима кратког



споја. Пошто је понашање ОИЕ у условима кратког споја диктирано инверторским контролерима у које су имплементирани контролне стратегије из „Grid Code“ стандарда, оно се у потпуности разликује од понашања традиционалних генератора. Све ово је потребно прво адекватно измоделовати, а затим уважити кроз процедуре за прорачун кратких спојева у микромрежама [6].

2. Подешавање и координација заштите: Да би микромрежа била заштићена у сваком тренутку у оба режима рада, потребно је да сви заштитни уређаји у микромрежи буду адекватно подешени. Подешавање ових уређаја изводи се на основу прорачуна кратких спојева који подразумева одређивање струје кроз сваку грану у којој се налази заштитни уређај. Дакле, први неопходан услов за исправно подешавање заштите јесте постојање тачног и прецизног прорачуна струја кратких спојева по свим гранама у оба режима рада што је само по себи велики изазов. Након тога, јако је важно направити два различита сета подешавања заштитних уређаја, од којих би се један односи на повезан, а други на острвски режим јер се струје кратких спојева се драстично разликују у поменутом два режима рада. На крају потребно је имплементирати адаптивну релејну заштиту која би на основу уколопног стања главног прекидача микромреже који заправо и дефинише режим рада, у реалном времену променила сет подешавања на свим заштитним уређајима и активирала онај који је погодан за актуелни режим рада [4] [194]. Једино тако микромрежа може остати заштићена у сваком тренутку [4].

### **3.7.5 Регулаторни изазови**

Микромреже представљају релативно нови концепт у електроенергетици, те је стога потребно ревидирати постојеће стандарде и прописе тако да се уваже новине које уноси појава микромрежа. Уколико се установи да неке ствари нису дефинисане постојећим стандардима и прописима, потребно је развити нове.

У већини земаља не постоји стандардно законодавство или регулатива која регулише рад микромрежа [110]. Неке владе промовишу развој микромрежа са циљем преласка на зелену електричну енергију, иако стандардни прописи тек треба да буду израђени за будућу примену [110].

### **3.7.6 Области истраживања микромрежа**

Микромреже представљају атрактивну област за истраживање. Многи истраживачки изазови су успешно адресирани у до сада објављеним научним часописима и студијама, али још увек постоје области које је потребно додатно истражити. Неке од тих области дате су у наставку.

1. Заштита: Традиционални приступ заштити који је подразумевао одређивање фиксних подешавања на основу прорачунатих вредности струја кратког споја, мора да се мења. У овом приступу је спорно то што микромрежа има два режима рада и велики број прикључених ДЕР који доприносе струји квара и није могуће да буде заштићена са само једним скупом подешавања. Потребан је развој алгоритама за адаптивну заштиту микромрежа. Ово је област која захтева велику пажњу истраживача јер је безбедност и заштита људи и опреме у микромрежама императив [110].
2. Стабилност: Потребна је ефикасна стратегија управљања за микромреже у острвском режиму рада поготово у случају када су све производне јединице у мрежи ОИЕ без традиционалних генератора са обртним масама, ради одржавања баланса између снаге производње и збирне снаге потрошње и губитака [110].

3. Складиштење енергије: У будућности ће од кључног значаја бити системи за складиштење енергије, и то не само због складиштења вишкова енергије која не може да се потроши, него и због учешћа у одржавању баланса између снаге производње и збирне снаге потрошње и губитака. Због тога је потребно истражити могућности употребе таквих система са различитим карактеристикама и различитим контролама које би обезбедиле захтевано понашање [110].
4. Интеграција електричних возила: Број електричних возила широм света је у сталном порасту. Интеграција пуњача за електрична возила у микромреже, свакако је једна од области која захтева озбиљно истраживање. Електрично возило које је прикључено на пуњач у микромрежи представља потрошач уколико је у режиму пуњења, међутим оно може да буде и у режиму пражњења и да своју ускладиштену енергију стави на располагање микромрежи, па да се тада представља производну јединицу. На крају, у случају кратког споја у микромрежи, електрично возило представља нови извор који има свој допринос струји квара и поред тога утиче на промену расподеле струје квара по микромрежи [110].
5. Координација између више микромрежа: Да би се омогућила координација и сарадња између више различитих микромрежа, треба успоставити поуздану комуникациону инфраструктуру. Ова област је такође интересантна за будућа истраживања јер постоје идеје о томе да цела дистрибуција у оквиру ЕЕС у будућности буде састављена из великог броја микромрежа [110].

## 4 МОДЕЛИ ЕЛЕМЕНАТА МИКРОМРЕЖЕ

У овој глави представљени су математички модели појединачних (најважнијих) елемената микромреже као и математички модел шире мреже са којом је микромрежа повезана у једном од могућа два режима рада. Због лакшег разумевања материје која се излаже прво је представљен модел шире мреже, а затим модели ДЕР, трансформатора, водова потрошача.

### 4.1 Модел шире мреже са којом је микромрежа повезана

У зависности од власништва и надлежности за управљање микромрежом, могуће је приступити моделовању шире мреже са којом је микромрежа повезана на више начина.

Ако је микромрежа у надлежности ОПС или ОДС, који је одговоран за одржавање стабилности и поузданости целе шире мреже, укључујући и микромрежу као њен саставни део, нужно је да у систему за анализу и управљање мрежом буде моделована цела шира мрежа [111].

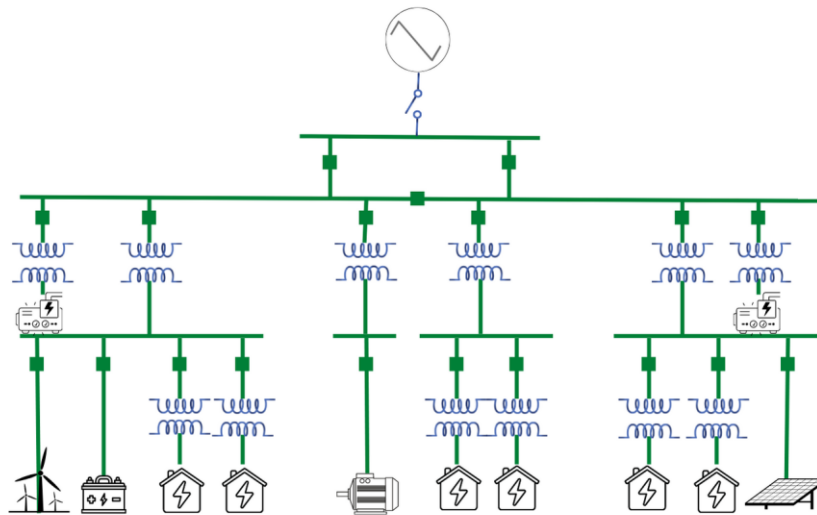
Ако је микромрежа у надлежности оператера треће стране који се не бави широм мрежом на коју је микромрежа повезана, није нужно да у систему за анализу и управљање микромрежом буде моделована цела шира мрежа. У том случају, уместо моделовања свих појединачних елемената шире мреже, може се цела шира мрежа представити Тевененовим еквивалентом [19-21].

Ако је микромрежа у острвском режиму рада, сматра се да нема електричну везу ка широј мрежи, па се у том случају шира мрежа не моделује.

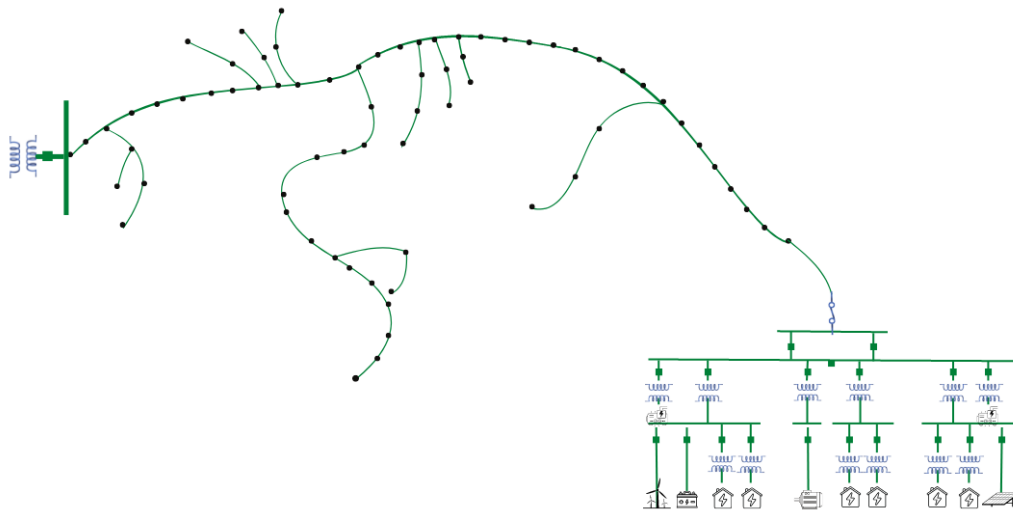
Дакле, постоје три различита случаја која ће бити разматрана:

- Случај 1: Микромрежа у повезаном режиму рада, у власништву и под контролом ОПС или ОДС;
- Случај 2: Микромрежа у повезаном режиму рада, у власништву и под контролом оператера треће стране;
- Случај 3: Микромрежа у острвском режиму рада, без обзира на власништво и контролу;

Ова три случаја су графички приказана на слици 4.1.1. Треба поменути да је на овој слици у циљу илустрације поменутих случајева коришћен пример микромреже кампуса северноамеричког универзитета „Case Western Reserve University“, за коју ће детаљи и вредности параметара бити представљени у глави 7.



(a)



(б)

Слика 4.1.1: а) Микромрежа у острвском/повезаном режиму (у зависности од уклопног стања прекидача), у власништву и под контролом оператера треће стране (случајеви 2 и 3), б) Микромрежа повезана на ширу (дистрибутивну) мрежу, у власништву и под контролом ОДС-а (случај 1) [6]

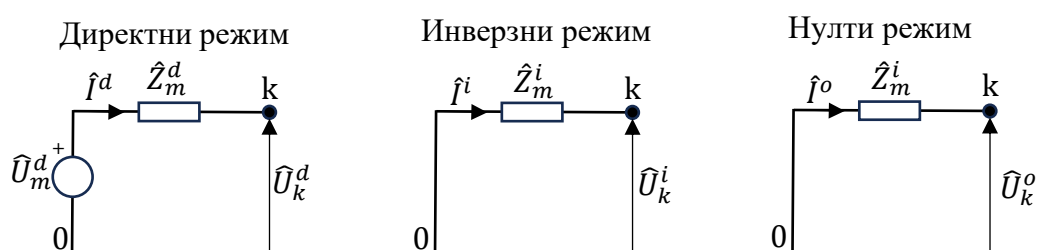
Дакле, у зависности од власништва и надлежности за управљање микромрежом, могуће је приступити моделовању шире мреже са којом је микромрежа повезана на два начина [6]:

1. Моделовање шире мреже тако што се моделују сви њени елементи:

У овом случају се појединачни елементи шире мреже моделују управо онако како је описано у наредним поглављима [6].

2. Моделовање шире мреже Тевененовим еквивалентом:

У овом случају математички модел подразумева по један Тевененов еквивалент за директни, инверзни и нулти режим као што је приказано на слици 4.1.2. Потребно је одредити вредност идеалног напонског (Тевененовог) извора означеног на слици 4.1.2 са  $\hat{V}_m^d$  као и вредност еквивалентне (Тевененове) импедансе у сва три режима – директном, инверзном и нултом које су на истој слици означене са  $\hat{Z}_m^d$ ,  $\hat{Z}_m^i$ ,  $\hat{Z}_m^o$ , респективно. За вредност идеалног напонског извора узима се вредност напона граничне сабирнице (чвора) пре кратког споја, док вредност импеданси може да буде достављена од стране ОПС или ОДС, а уколико није, може се израчунати на основу вредности струје једнофазног, двофазног и трофазног кратког споја са сабирници која представља границу између шире мреже и микромреже и вредности напона. Вредности ових струја кратког споја су познате ОПС или ОДС и потребно их је затражити приликом одређивања импеданси [6].



Слика 4.1.2 – Погонска кола шире мреже за директни, инверзни и нулти режим

Сам прорачун импеданси врши се на следећи начин:

$$\hat{Z}_m^d = \frac{\hat{V}_m^d}{\hat{I}_{3FKS}^d} \quad (4.1.1)$$

$$\hat{Z}_m^i = \frac{\hat{V}_m^d}{\hat{I}_{2FKS}^d} - \hat{Z}_m^d \quad (4.1.2)$$

$$\hat{Z}_m^o = \frac{\hat{V}_m^d}{\hat{I}_{1FKS}^d} - \hat{Z}_m^d - \hat{Z}_m^i \quad (4.1.3)$$

Где:

$\hat{I}_{3FKS}^d$  представља струју трофазног кратког споја.

$\hat{I}_{2FKS}^d$  представља струју двофазног кратког споја без земље.

$\hat{I}_{1FKS}^d$  представља струју једнофазног кратког споја.

Уколико се приликом прорачуна кратког споја инсистира на одређеној временској секвенци, а ОПС или ОДС располаже струјама кратких спојева на граничној сабирници (чвору) за сваку од временских секвенци (суптразитна, транзитна и устаљена), потребно је у ове релације уврстити струје кратких спојева које одговарају изабраној временској секвенци и на тај начин израчунати импедансе шире мреже.

## 4.2 Модели ДЕР

За потребе прорачуна кратких спојева, ДЕР се генерално могу поделити на две велике групе [8]:

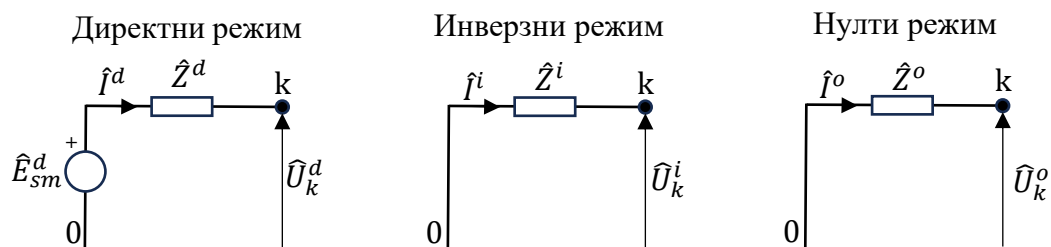
1. ДЕР који су директно повезани на мрежу. У ову групу спадају [8]:
  - Традиционалне синхроне машине (СМ);
  - Традиционалне асинхроне машине (АМ);
2. ДЕР који су на мрежу повезани преко уређаја енергетске електронике. У ову групу спадају [8]:
  - ДЕР засновани на инверторима – „Inverter-based DER“, који ће се у овој докторској дисертацији називати инверторски ДЕР или скраћено ИДЕР [7-8] [15] [28].
  - Двоструко напајане асинхроне машине – „Doubly-fed induction machine“ које ће се у овој докторској дисертацији називати скраћено ДНАМ [8].

У наставку ће бити представљени математички модели сваке од ових подргрупа који ће бити коришћени у овој докторској дисертацији.

#### 4.2.1 Модели ДЕР коју су директно повезани на мрежу

У овом делу биће изложени математички модели ДЕР коју су директно повезани на мрежу, односно математички модели традиционалних синхронних и асинхронних машина.

Математички модели традиционалних синхронних машина подразумевају по један Тевененов еквивалент за директни, инверзни и нулти режим који постоје у све три временске секвенце – суптранзитна, транзитна и устаљена [69]. Погонска кола за директни, инверзни и нулти режим се међусобно разликују и приказана су на слици 4.2.1.1. На овој слици су приказана сва три кола из једне временске. Није назначено и којој временској секвенци се ради, јер је форма ових кола иста у све три.



Слика 4.2.1.1.– Математички модел синхроне машине – погонска кола за директни инверзни и нулти режим за једну временску секвенцу (суптранзитну, транзитну или устаљену) [69]

Међусобне разлике ових кола огледају се пре свега у постојању, односно не постојању идеалног напонског извора који представља електромоторну силу индуковану у намотајима статора. Пошто је та електромоторна сила симетрична трофазна величина директног редоследа, онда се она налази само у погонском колу директног редоследа, док је у инверзног и нултом нема [69]. За разлику од инверзног режима где је импеданса повезана за чвором нултом потенцијала безимпедантном линијом, у нултом режиму ова повезаност зависи од начина повезивања намотаја статора. Уколико су намотаји статора повезани у звезду која је уземљена, тада и у нултом режиму постоји безимпедантна линија која спаја импедансу чвор нултог потенцијала [69]. Уколико су намотаји статора повезани у звезду која није уземљена или у троугао, у том случају се струје у нултом режиму не могу успоставити, те је у том случају уместо безимпедантне линије, на њеном месту прекид [69]. Због тога су у погонско коло нултог

редоследа додата два чвора која су спојена тачкастом линијом како би се графички приказала могућност да ово коло буде прекинуто у описаном случају. Вредност импедансе директног редоследа зависи од временске секвенце у којој се врши анализа, те је тако различита у субтранзитном, транзитном и устаљеном периоду, док вредности импеданси инверзног и нултог редоследа не зависе од временске секвенце [69].

Математички модели традиционалних асинхронних машина подразумевају по један Тевененов еквивалент за директни, инверзни и нулти режим који за разлику од кола синхроне машине, не постоје у све три временске секвенце, него само у две – суптранзитна, устаљена [69]. Код синхронних машина је транзитна секвенца пристуна због постојања побудних намотаја, а узимајући у обзир да код асинхронних машина не постоји ова врста намотаја, последица је да транзитна секвенца за асинхроне машине, не постоји [69]. Погонска кола за директни, инверзни и нулти режим у се међусобно разликују и имају исту форму као кола приказана на слици 4.2.1.1. Пошто се код асинхронних машина намотаји статора повезују или у неуземљену звезду или у троугао, у колу нултог редоследа са слике 4.2.1.1 када су асинхроне машине у питању, увек постоји прекид на месту где се налази испрекидана линија [69]. Електромоторна сила која се налази у погонском колу директног редоследа у суптранзитној временској секвенци индукује се у намотајима статора због побуде из мреже која брзо нестане, па због тога у устаљеном режиму електромоторне силе не постоји, односно њена вредност је једнака нули [69]. Вредност импедансе директног редоследа зависи од временске секвенце у којој се врши анализа, те је тако различита у субтранзитном и устаљеном периоду, док вредности импеданси инверзног и нултог редоследа не зависе од временске секвенце [69].

#### **4.2.2 Модели ДЕР који су на мрежу повезани преко уређаја енергетске електронике**

У овом делу биће изложени математички модели ДЕР који су на мрежу повезани преко уређаја енергетске електронике. Као што је већ речено у ову групу спадају ИДЕР и ДНАМ.

У ИДЕР се убрајају сви они ДЕР који се на мрежу прикључују преко инвертора међу којима су најчешћи системи фотонапонских панела и складишта енергије. Њихова понашања током нормалних радних погона, као и током кварова, диктирана су контролним стратегијама имплементираним у инверторске контролере. Постоје четири основа режима рада ИДЕР [30]:

1. **Формирање мреже („Grid-forming“):** У овом режиму ИДЕР се понаша као напонски извор са одређеним модулом и фреквенцијом [30].
2. **Напајање мреже („Grid-feeding“):** У овом режиму ИДЕР се понаша као струјни извор. Овај режим се примењује код ИДЕР са интермитентним излазним снагама како би се извукла максимална снага, обично користећи функције праћења тачке максималне снаге. Често се користи код система фотонапонских панела [30].
3. **Подршка мрежи и формирање мреже („Grid-supporting-grid-forming“):** Овај режим се најчешће примењује у микромрежама у острвском режиму рада. ИДЕР се понаша као напонски извор са промењивим модулом напона и промењивом фреквенцијом. Ове вредности се одређују на основу „droop“ карактеристика и вредности излазне снаге [30].
4. **Подршка мрежи и напајање мреже („Grid-supporting-grid-feeding“):** У овом режиму ИДЕР се понаша као струјни извор. Погодан је за паралелно повезивање више ИДЕР са „droop“ карактеристиком и функционише на сличан начин као и „Grid-supporting-grid-forming“ [30].

Струјно контролисани ИДЕР („Grid-feeding“ и „Grid-supporting-grid-feeding“ контроле) не захтевају механизам за ограничење струје како би заштитили уређаје енергетске електронике јер директно контролишу струју. Након што се догоди квар, ИДЕР са „Grid-feeding“ или „Grid-supporting-grid-feeding“ контролом, инјектирају се унапред одређене вредности директне (понекад и инверзне) компоненте струје квара [195-198].

Са друге стране, код ИДЕР контролисаних напоном, контролисана вредност јесте напон што значи да струја може достићи изузетно високе вредности током квара. Због тога се код ИДЕР са „Grid-forming“ или „Grid-supporting-grid-forming“ контролом ограничавају вредности струја на предефинисане вредности које су нешто више од номиналних, (на пример, вредност која је 1.5 пута већа од номиналне струје) како би се заштитили уређаји енергетске електронике [15]. Најчешћи приступи за ограничење струје код напонски контролисаних ИДЕР су:

1. Тренутно ограничење (ТО) [199]: Када вредност излазне струје инвертора премаши дозвољену вредност, она се тренутно ограничава, на начин описан релацијом (4.2.2.1) [199]:

$$I_{INV}^{ogr} = \begin{cases} I_{max}, & I_{INV}^{iz} > I_{max} \\ -I_{max}, & I_{INV}^{iz} < -I_{max} \\ I_{INV}^{iz}, & \text{остало} \end{cases} \quad (4.2.2.1)$$

Где је:

$I_{max}$  – максимална дозвољена струја,

$I_{INV}^{iz}$  – излазна струја инвертора,

$I_{INV}^{ogr}$  – ограничена струја инвертора

Иако је имплементација ове технике једноставна, струја инвертора постаје изобличена због тренутног одсецања. Осим тога, ова стратегија се суочава са ефектом "увртања" због губитка контроле над контролном петљом излазне снаге инвертора [200].

2. Закључавање граница (ЗГ) [199]: У овој стратегији, инвертор прелази из режима „Grid-forming“ у режим „Grid-feeding“. Конкретно, када се открије квар, инвертор замењује своју референтну струју унапред дефинисаним вектором референтне струје. Овај вектор је дефинисан тако да одржи синусоидални облик струје инвертора, избегавајући одсецање врхова, што минимизује појаву хармоника и одржава квалитет излазне снаге чак и у условима квара. Међутим, ова шема се ослања на претпоставку о крутом напону на месту прикључења, па у микромрежама у острвском режиму рада може доћи до губитка синхронизације због закључавања инвертора током кварова, због недостатка круте мреже [200].
3. Виртуелна импеданса (ВИ) [30]: У овој методи, ограничење струје се врши смањењем референтног напона инвертора (а не директно струје), путем увођења виртуелне импедансе. Дакле, ово је метода у којој се симулира импеданса у контролном систему инвертора без физичког присуства те импедансе. Виртуелна импеданса се примењује кроз модификацију референтног напона инвертора. Овај приступ омогућава инвертору да реагује на промене у оптерећењу и условима мреже као да има стварну импедансу. Као резултат тога, инвертор задржава карактеристике које има у „Grid-forming“ режиму чак и током квара,

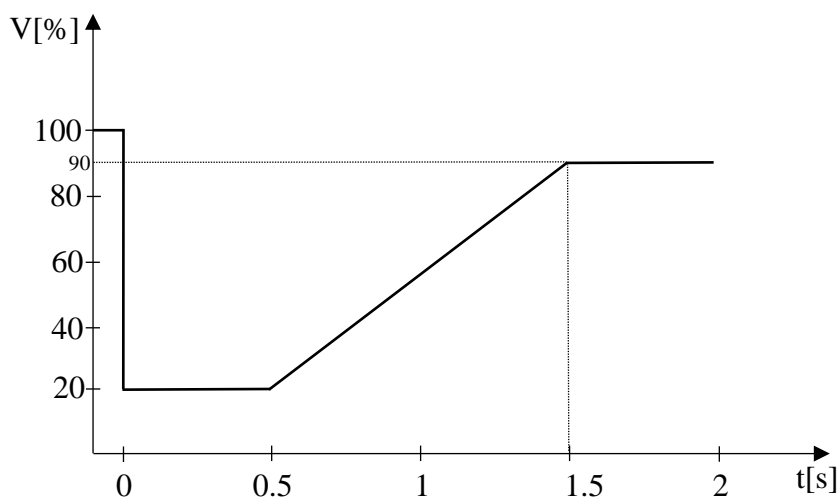


побољшавајући стабилност микромреже. У последње време ова стратегија привлачи пажњу истраживача због високе отпорности коју нуди. У радовима [200-204] истиче се да је за стабилан микромреже у острвском режиму рада потребан барем један инвертор који ради у режиму ВИ.

Дакле, за разлику од СМ и АМ који су директно повезани на мрежу, струје квара ИДЕР нису диктиране физичким карактеристикама машина, већ уређајима енергетске електронике и стратегијама управљања које су диктиране захтевима из „Grid Code“ стандарда.

Као што је изнад наведено, струјно контролисани ИДЕР („Grid-feeding“ или „Grid-supporting-grid-feeding“ контроле) директно контролишу и ограничавају струју, док код напонски контролисани ИДЕР („Grid-forming“ или „Grid-supporting-grid-forming“ контроле) користе неки од наведених начина за контролу и ограничење струје. То значи да без обзира на режим рада ИДЕР, као и на коришћени приступ за ограничење струје, сваки ИДЕР ће након квара (брже или спорије) ограничити струју коју инјектира у мрежу баш онако како то захтева „Grid Code“ стандард. Сада је потребно размотрити захтеве из „Grid Code“ стандарда.

Као што је већ поменуто у претходним поглављима, пролазак кроз снижен/нулти/повишен напон („LVRT“, „ZVRT“ или „HVRT“) и инјектирање/апсорпција реактивне снаге („RCI“) представљају два најважнија захтева из „Grid Code“ стандарда, јер ове карактеристике диктирају како тачно треба да се понаша ИДЕР током квара, у зависности од озбиљности квара. Озбиљност квара одређује у складу са пропадом напона у такти прикључења ИДЕР. Ова два захтева су детаљно обрађена у поглављима 2.2.1 и 2.2.2, али подсећања ради, на слици 4.2.2.1 је дат приказ криве из „LVRT“ захтева из данског „Grid Code“ стандарда.



Слика 4.2.2.1 – Крива из „LVRT“ захтева из данског „Grid Code“ стандарда [48]

Крива која је дата на слици 4.2.2.1 дефинише колико дуго ИДЕР треба да остане прикључен на мрежу у зависности од пропада напона. Релативна вредност напона на месту прикључења у односу на номинални напон дата је у процентима на вертикалној оси, док је на хоризонталној оси дато време у секундама. Док год је тачка која је одређена процентуалном вредношћу напона са вертикалне осе и времена са хоризонтале осе изнад карактеристике која је дата на слици 4.2.2.1, ИДЕР мора да остане прикључен на мрежу и на тај начин помогне мрежи да прође кроз период са кваром или пропадом напона. Ове карактеристике се разликују за пролазак кроз снижен, повишен и нулти напон као што

је описано у поглављу 2.2.1, али суштина јесте да ДЕР мора да се понаша у складу са овим карактеристикама.

Други захтев из „Grid Code“ стандарда у вези са струјама које инјектира ИДЕР током квара или пропада напона јесте је „RCI“ захтев. „Grid Code“ стандард захтева од ИДЕР да помогне мрежи током квара инјектирањем реактивне снаге како би се побољшале напонске прилике и на тај начин помогло мрежи да „преживи“ пропад напона [3]. Британски, ирски, аустралијски, шпански, немачки и калифорнијски „Grid Code“ стандарди, захтевају од ИДЕР да инјектира реактивну струју у тачки прикључења и то у вредности од 2% називне струје по проценту пада напона [67]. То значи да, ако напон падне на 50%, реактивна струја треба да буде најмање 100% њене номиналне вредности. У сваком тренутку се мора водити рачуна о вредности максималне дозвољене струје. Уколико се деси да напон падне 85%, инјектирана реактивна компонента струје би требала да буде 170% од њене номиналне вредности, али ако максимална дозвољена струја, која је дефинисана од стране произвођача инвертора, износи 150% од номиналне струје, тада ће вредност инјектиране реактивне компоненте износити управо 150% од номиналне струје, а не 170% како би се очекивало према „RCI“ захтеву. Детаљи у вези са овим захтевом могу се пронаћи у поглављу 2.2.2.

На основу претходне дискусије, два главна захтева из „Grid Code“ стандарда који се односе на ИДЕР током појаве квара су [67]:

1. Да остане повезан на мрежу у предвиђеном времену,
2. Да инјектира реактивну снагу у мрежу како би подржао напонске прилике.

На основу ових захтева, у [7] су предложени свеобухватни, али лаки за имплементацију модели ИДЕР који покривају све режиме рада ИДЕР и све приступке за ограничење струје, осим приступ коју укључује појаву виртуелне импедансе. Математички модели ИДЕР за случај када контрола подразумева постојање виртуелне импедансе дати су у [30]. У наставку ће бити изложени прво једни, а затим и други математички модели чиме ће се покрити сви режими рада и све контроле за ограничење струје.

Модели ИДЕР (који покривају све режиме рада и све приступке за ограничење струје, осим виртуелне импедансе) у транзитној секвенци, након што претварач детектује квар, састоје се од ограничених идеалних струјних извора са односом активних и реактивних делова струје који се одређује на основу пада напона на тачки прикључка ИДЕР. Сажетак начина одређивања ових модела дат је у наставку, а више детаља о овим моделима може се пронаћи у [7].

Модели из [7] одређују се у 4 корака која су дата у наставку:

1. На основу напона на тачки прикључења ИДЕР у тренутку настанка квара, израчунава се угао реактивне компоненте струје квара коју инјектира ИДЕР на следећи начин [7]:

$$\theta_{I_{reakt\ k}} = \theta_{V\ k} + \frac{\pi}{2}, k = 1, \dots, N_{IDER} \quad (4.2.2.2)$$

Где:

$\theta_{I_{reakt\ k}}$  представља угао реактивне компоненте струје квара коју инјектира  $k$ -ти ИДЕР.

$\theta_{V_k}$  представља познати угао директне компоненте напона чвора у ком је прикључен  $k$ -ти ИДЕР, у тренутку настанка квара.

$N_{IDER}$  представља укупан број ИДЕР у систему.

- Пад напона чвора у који је прикључен  $k$ -ти ИДЕР, узрокован кваром, израчунава се на следећи начин [7]:

$$\Delta V_k = 1 - \frac{V_k^d}{V_{nom\ k}}, k = 1, \dots, N_{IDER} \quad (4.2.2.3)$$

Где:

$V_{nom\ k}$  представља називни (номинални) напон чвора у који је прикључен  $k$ -ти ИДЕР.

$V_k^d$  представља познати модуо директне компоненте напона чвора у ком је прикључен  $k$ -ти ИДЕР, у тренутку настанка квара.

$\Delta V_k$  представља релативни пад напона чвора у који је прикључен  $k$ -ти ИДЕР.

- Затим, на основу „RCI“ захтева, модуо реактивне компоненте струје квара коју инјектира  $k$ -ти ИДЕР се израчунава на следећи начин [7]:

$$I_{IDER\ k}^{react} = K_{RCI} \times \Delta V_k \times I_{IDER\ k}^{nom}, k = 1, \dots, N_{IDER} \quad (4.2.2.4)$$

Где:

$I_{IDER\ k}^{react}$  представља модуо реактивне компоненте струје квара коју инјектира  $k$ -ти ИДЕР.

$K_{RCI}$  представља коефицијент из „RCI“ захтева (најчешће износи 1.5 [7]).

$I_{IDER\ k}^{nom}$  представља номиналну струју  $k$ -тог ИДЕР.

- Коначно, израчунати модуо реактивне компоненте струје упоређује се са максималном дозвољеном струјом квара ИДЕР коју дефинише произвођач инвертора (на пример,  $1.5 \times I_{IDER\ k}^{nom}$ ). На основу овог поређења, одређује се коначна струја квара коју инјектира  $k$ -ти ИДЕР, на следећи начин [7]:

- Ако је испуњен следећи услов:  $I_{IDER\ k}^{react} > I_{IDER\ k}^{max}$ , онда се рачуна на следећи начин:

$$\hat{I}_{IDER\ k}^{kvara} = I_{IDER\ k}^{max} e^{j\theta_{I_{react\ k}}} \quad (4.2.2.5)$$

- Ако је испуњен следећи услов:  $I_{IDER\ k}^{react} \leq I_{IDER\ k}^{max}$ , онда се рачуна на следећи начин:

$$I_{IDER\ k}^{akt} = \sqrt{(I_{IDER\ k}^{max})^2 - (I_{IDER\ k}^{react})^2} \quad (4.2.2.6)$$

$$\hat{I}_{IDER\ k}^{kvara} = I_{IDER\ k}^{akt} e^{j\theta_{V_k}} + I_{IDER\ k}^{react} e^{j\theta_{I_{react\ k}}} \quad (4.2.2.7)$$

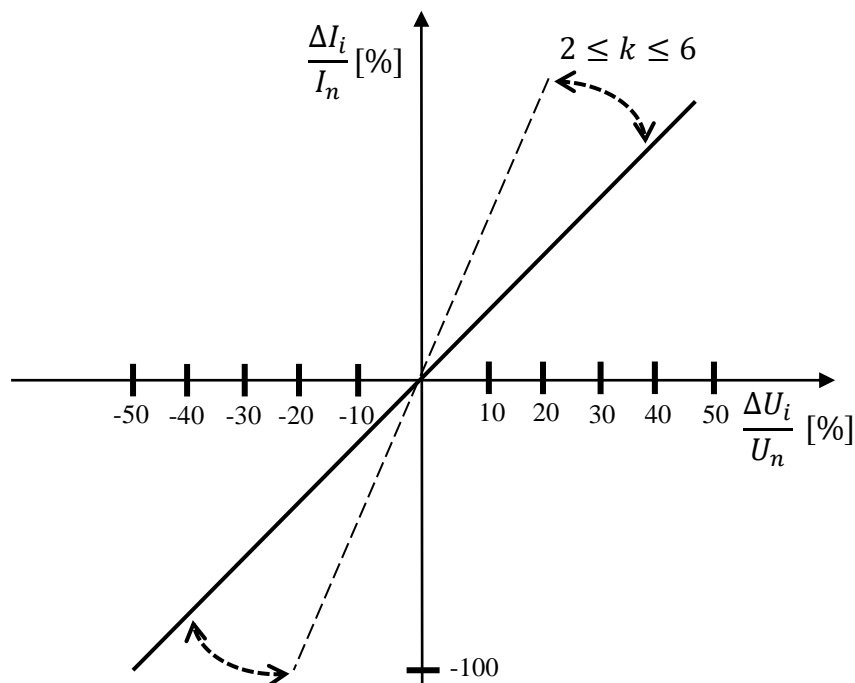
Где:

$\hat{I}_{IDER\ k}^{kvara}$  представља укупну струју квара коју инјектира  $k$ -ти ИДЕР.

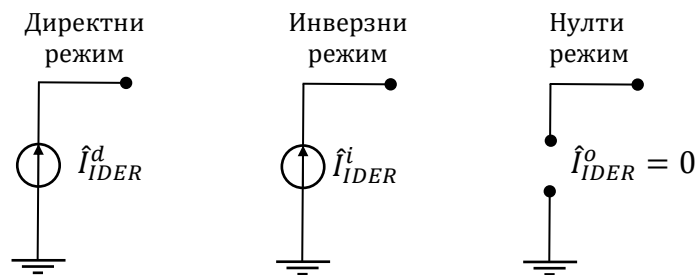
$I_{IDERk}^{max}$  представља максималну дозвољену струју квара k-тог ИДЕР.

$I_{IDERk}^{akt}$  представља активну компоненту струје квара k-тог ИДЕР.

Дакле, математички модели ИДЕР (који покривају све режиме рада и све приступке за ограничење струје, осим виртуелне импедансе) у транзитној секвенци (након што претварач детектује квар) састоје се од идеалног струјног извора у директном режиму и потенцијално (уколико захтеви „Grid Code“ стандарда тако налажу) од идеалног струјног извора у инверзном режиму. Сматра се да су струјна инјектирања у нултом режиму, уколико уопште постоје, толико малих вредности, да се могу занемарити [205]. Инверзну компоненту струјног инјектирања ИДЕР не захтевају сви „Grid Code“ стандарди. Пример стандарда који захтева инјектирање инверзне компоненте је „VDE-AR-N 4120“. Начин одређивања вредности идеалног струјног извора у инверзном режиму дат је у [28], а поступак је врло сличан поступку из [7] који је представљен у овом поглављу. Поступак се састоји у одређивању инверзне компоненте струје на основу промене инверзне компоненте напона према кривој која је приказана на слици 4.2.2.2. На хоризонталној оси приказана је релативна промена инверзне компоненте напона на месту прикључења, изражена као проценат номиналног напона чвора у ком је ИДЕР прикључен, док вертикална оса представља релативну промену инверзне компоненте струје инјектиране од стране ИДЕР, изражену у процентима номиналне струје ИДЕР-а. Као што може да се види са слике 4.2.2.2. коефицијент правца  $k$  може да има вредности од 2 до 6. У пракси су често инјектирања инверзне компоненте много мања од инјектирања директне компоненте струје квара од стране ИДЕР, тако да се често у литератури може пронаћи како се инјектирање инверзне компоненте занемарује као што је случај у [7]. Ради општости модела, на слици 4.2.2.3. су представљени идеални струјни извори у директном, инверзном и нултом режиму који представљају потпун модел ИДЕР.



Слика 4.2.2.2 – Захтеви за инјектирањем инверзне компоненте од стране ИДЕР

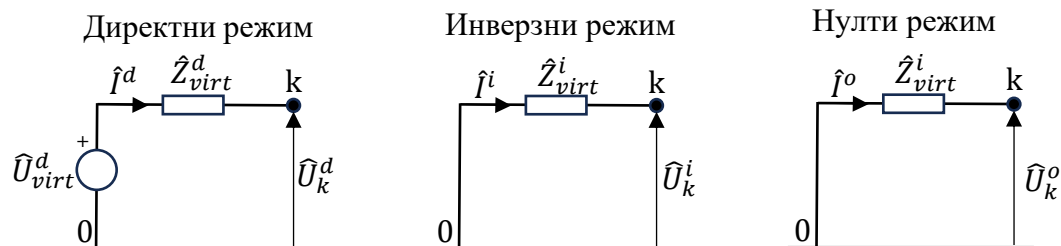


Слика 4.2.2.3 – Погонска кола ИДЕР (ограничење струје без виртуелне импедансе) за директни, инверзни и нулти режим у транзитној секвенци

Директна компонента инјектиране струје увек постоји и одређује се у складу са изложеним поступком [7]. Вредност  $\hat{I}_{IDER}^d$  са слике 4.2.2.3 једнака је  $\hat{I}_{IDER k}^{kvara}$  из релације 4.2.2.7. Инверзна компонента инјектиране струје се често занемарује, али уколико „Grid Code“ стандард захтева постојање инверзне компоненте у случају неуравнотежених кварова, таква контрола мора бити имплементирана у инверторски контролер и у том случају се уважава кроз  $\hat{I}_{IDER}^i$ . Њена вредност је по правилу значајно мања од  $\hat{I}_{IDER}^d$  и одређује се у складу са поступком датим у [28]. Сматра се да је нулта компонента инјектиране струје увек је једнака нули, али уколико би се инсистирало да се уважи контролна стратегија која би дозвољавала појаву нулте компоненте инјектиране струје, тада би модел у нултом режиму формом био исти са моделима из директног и инверзног режима, односно постојао би идеални струјни извор и у нултом режиму, чија би се вредност одређивала на начин да буде у складу са контролном стратегијом. У овој докторској дисертацији сматраће се да је модел ИДЕР у нултом режиму управо оно што је приказано на слици 4.2.2.3, односно да у нултом режиму неће постојати струјно инјектирање ИДЕР.

Сви до сада изложени модели ИДЕР односе се на тразнитну секвенцу. Суптранзитном секвенцом се у случају ИДЕР сматра врло кратак период (најчешће једна периода) у којој контрола ИДЕР није свесна да се квар догодио [7]. У том периоду струјна инјектирања од стране ИДЕР могу да досегну и до 6-8 пута веће вредности од номиналне струје ИДЕР [7]. Понашање ИДЕР током ових краткотрајног прелазног процеса излазни изван оквира материје која се излаже у овој докторској дисертацији. Модели ИДЕР за устаљену временску секвенцу се не излажу пошто се сматра да ће се до почетка устаљене секвенце ИДЕР искључити са мреже.

Када су у питању ИДЕР у режим рада у ком се за ограничење струје користи виртуелне импедансе, њихови модели се састоји од три погонска кола за директни, инверзни и нулти режим и приказани су на слици 4.2.2.4. Ови модели су детаљно изведени у [30], а овде ће само начелно бити представљени.



Слика 4.2.2.4 – Погонска кола ИДЕР (ограничење струје коришћењем виртуелне импедансе) за директни, инверзни и нулти режим у транзитној секвенци [30]

Погонско коло за директни режим састоји се од импедансе  $\hat{Z}_{virt}^d$  (виртуелна импеданса) и идеалног напонског извора  $\hat{U}_{virt}^d$  повезаних редно. Овај напон је могуће одредити на два начина. Први начин, у ком се претпоставља да се ИДЕР и током квара понаша у складу са „droop“ карактеристиком, подразумева примену релације која описује „droop“ карактеристику (4.2.2.9) за одређивање овог напона, док други начин, у ком се претпоставља да се ИДЕР током квара неће понашати у складу са „droop“ карактеристиком, подразумева једнакост  $\hat{U}_{virt}^d$  са напоном пре квара.

$$U_{virt}^d = U_{ref(i)} - K_{Q(i)} \times Q_{Gi} \quad (4.2.2.9)$$

Где:

$U_{virt}^d$  – представља модуо директне компоненте напона

$U_{ref(i)}$  – представља референтни напон у чвору  $i$

$K_{Q(i)}$  – представља коефицијент „droop“ карактеристике који се односи на напон

$Q_{Gi}$  – представља излазну реактивну снагу

У литератури је могуће наћи оба приступа, па је тако први приступ коришћен у [201], а други у [204]. У овој докторској дисертацији користиће се други приступ. Погонска кола за инверзни и нулти режим састоје се само од импедансе  $\hat{Z}_{virt}^i$  и  $\hat{Z}_{virt}^o$ , респективно. Модули ове три импедансе одређују се на основу максималне дозвољене струје ИДЕР за сваки од три режима (директни, инверзни и нулти) и напона. Сматра се да је природа ових импеданси чисто индуктивна [30]. Извођење ових модела дато је у [30]. Исти модели могу се користити и у случају када ИДЕР користи физичке импедансе да ограничи струје квара као што су „Fault Current Limiters“ („FCL“) или „Superconducting Fault Current Limiters“ („SFCL“) [206]. У том случају све три импедансе су једнаких вредности.

Математички модели ДНАМ су најизазовнији за извођење [15]. Специфичност ових машина је у томе што им је статор директно повезан са системом, док је ротор такође повезан са системом, али не директно, него преко уређаја енергетске електронике. Њихово понашање током кварова у великој мери зависи од озбиљности квара (електричне удаљености од ДНАМ до одређене локације квара) и од уређаја који се користи за заштиту енергетске електронике [15].

У случајевима озбиљних кварова који узрокују значајан пад напона на месту прикључења ДНАМ, заштитни уређај има за циљ да заштити уређаје енергетске електронике, па због тога кратко-спаја ротор и на тај начин понашање ДНАМ током квара своди на понашање класичне АМ. Међутим, када се квар догоди далеко од тачке прикључења ДНАМ, па пад напона не буде значајан, ДНАМ може да задржи своју стратегију контроле коју је имала пре квара и њено понашање током квара се у том случају своди на понашање које је јако блиско понашању ИДЕР (контролисана и ограничена струја квара) [15]. Како је микромрежа обично мала, а електрично растојање између чворова је у већини случајева мало, може се претпоставити најгори сценарио, а то је да ДНАМ губи контролу током квара и понаша се као АМ. Управо због тога, у овој докторској дисертацији сматраће се да се ДНАМ понаша као традиционална АМ чији модел је изложем у претходном поглављу.

### 4.3 Модел трансформатора

У овом поглављу приказују се математички модели трофазних уравнотежених двонамотајних трансформатора. Ови трансформатори могу да буду изграђени као трофазни или да се састоје од три монофазна трансформатора [69]. Математички модели који ће бити представљени важе за све двонамотајне трофазне трансформаторе, без обзира на изведбу. Како су математички модели монофазних трансформатора много једноставнији од математичких модела трофазних, при чему разумевање трофазних подразумева разумевање монофазних, математички модели монофазних неће бити представљени. Поред двонамотајних трофазних трансформатора, постоје и тронамотајни трофазни трансформатори, али како они нису карактеристични за примену у оквиру микромрежа, њихови модели се такође неће излагати. Њихови модели детаљно су изложени у [69].

Ови математички модели састоје се од три погонска кола од којих је по једно за симетричан режим директног, иверзног и нултог редоследа. Пошто се сматра да су трансформатори уравнотежени, ова погонска кола су у потпуности распрегнута У наставку је представљен начин формирања ова три погонска кола на основу основних података о трансформаторима који се могу наћи на натписним плочицама трансформатора [69].

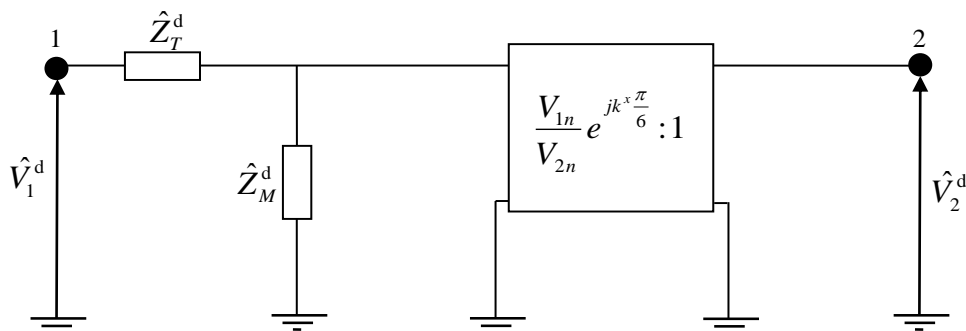
Свака натписна плочица између осталог садржи подтке о следећим величинама [69]:

1. Називна (номинална) снага трансформатора  $S_n$  изражена у [kVA] или [MVA],
2. Називни (номинални) напон вишенaponsке стране  $V_{1n}$  изражен у [kV],
3. Називни (номинални) напон ниженаaponsке стране  $V_{2n}$  изражен у [kV],
4. Називна (номинална) струја вишенaponsке стране  $I_{1n}$  изражена у [A],
5. Називна (номинална) струја ниженаaponsке стране  $I_{2n}$  изражена у [A],
6. Напон (или импеданса) кратког споја  $u_k$  изражен у [%],
7. Губици у бакру  $P_{Cu}$  изражени у [kW],
8. Струја празног хода  $i_0$  изражена у [%],
9. Губици у гвожђу  $P_{Fe}$  изражени у [kW],
10. Спрега трансформатора која се даје у форми једног великог слова, једног малог слова и једног броја.

На овом месту, потребно је објаснити шта тачно представљају слова и број из спреге трансформатора. Спрега трансформатора носи информацију о начину повезивања вишенaponsког намотаја, начину повезивања ниженаaponsког намотаја и сатном броју. Намотаји могу да буду повезани у звезду или троугао, а уколико су повезани у звезду, она може да буде уземљена директно или преко импедансе и може да буде изолована. Повезаност намотаја у звезду означава се словом  $Y$ , док се повезаност намотаја у троугао означава словом  $D$  или симболом  $\Delta$ . У овој дисертацији за означавање повезаности намотаја у троугао, користиће се ознака  $D$ . Великим словом се означава повезаност вишенaponsке стране, док се малим словом означава повезаност ниженаaponsке стране. Уколико се у супскрипту слова  $Y$  (или  $y$ ) нађе ознака  $n$ , то значи да је звездиште тог намотаја уземљено. Број који се даје у оквиру спреге трансформатора представља спрежни или сатни број. Овај број се односи на симетричан режим директног редоследа и говори колико пута по  $\pi/6$  радијана ( $30^\circ$ ) фазна електромоторна

сила ниженапонске стране, касни за фазном електромоторном силом исте фазе вишенапонске стране у позитивном математичком смеру. Сатни бројеви за симетричне режиме инверзног и нултог се генерално разликују од директног, док се сатни бројеви за симетричне режиме нултог редоследа за спреге типа Yd, Dy и Dd не дефинишу. За трансформаторе спрега Yy дефинишу се и сатни бројеви за симетричне режиме нултог редоследа. Ти бројеви, у зависности од спрежног броја за директни редослед, могу имати две вредности: 0 или 6. Дакле, на основу сатног броја за симетричан режим директног редоследа и на основу спреге трансформатора, могуће је одредити сатне бројеве за симетричне режиме преостала два редоследа [69].

Погонска кола за режиме директног и инверзног редоследа тополошки су идентична без обзира на спрегу трансформатора, док се параметри у општем случају разликују. Ова кола се састоје од једне редне импедансе, једне оточне импедансе и једног идеалног трансформатора комплексног односа трансформације. На слици 4.3.1 дат је приказ погонског кола за симетричан режим директног, односно инверзног редоследа трофазног двонамотајног трансформатора, а одређивање вредности параметара је дато у наставку [69].



Слика 4.3.1 – Погонска кола трофазних двонамотајних трансформатора за симетричне режиме директног ( $x = d$ ), односно инверзног ( $x = i$ ) редоследа за све типове спрега Yy, Yd, Dy, Dd [69]

Приликом одређивања параметара овог погонског кола потребно је одредити комплексни однос трансформације, као и вредност редне и оточне импедансе. Комплексни однос трансформације одређује се тако што се вредности номиналних напона  $V_{1n}$  и  $V_{2n}$  читају са натписне плочице, док се сатни број  $k^x$  одређује на различите начине за директни ( $x=d$ ) и инверзни ( $x=i$ ) редослед. Када је у питању директни редослед, потребно је само прочитати сатни број са натписне плочице, док је у случају инверзног редоследа потребно израчунати га тако што се од 12 одузме вредност сатног броја прочитаног са натписне плочице [69].

Редна импеданса се одређује тако што се прво одреди модуо импедансе и то на следећи начин [69]:

$$Z_T = \frac{u_k V_{1n}^2}{100 S_n} \quad (4.3.1)$$

Где:

$u_k$  представља напон кратког споја изражен у [%]

$V_{1n}$  представља номинални напон вишенапонске стране изражен у [kV],

$S_n$  представља номиналну снагу трансформатора изражену у [MVA]



$Z_T$  представља модуо редне импедансе трансформатора изражен у [ $\Omega$ ]

Затим, да би се ова импеданса одредила у потпуности, као комплексни број, потребно је одредити резистансу и реактансу на следећи начин [69]:

$$R_T = \frac{P_{Cu} V_{1n}^2}{S_n^2} \quad (4.3.2)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (4.3.3)$$

Где:

$P_{Cu}$  представља губитке у баку изражене у [kW]

$R_T$  представља резистансу редне импедансе трансформатора изражену у [ $\Omega$ ]

$X_T$  представља реактансу редне импедансе трансформатора изражену у [ $\Omega$ ]

Овим је редна импеданса трансформатора у потпуности одређена и може се записати као [69]:

$$\hat{Z}_T = R_T + jX_T \quad (4.3.4)$$

Оточна импеданса (или импеданса магнећења) се такође одређује тако што се прво одреди модуо импедансе и то на следећи начин [69]:

$$Z_M = \frac{V_{1n}^2}{i_0 S_n} \times 100 \quad (4.3.5)$$

Где:

$i_0$  представља струју празног хода изражену у [%]

$Z_M$  представља модуо оточне импедансе трансформатора изражен у [ $\Omega$ ]

Затим, да би се ова импеданса одредила у потпуности, као комплексни број, потребно је одредити резистансу и реактансу на следећи начин [69]:

$$R_M = \frac{P_{Fe}}{3(i_0 I_{1n})^2} \times 10^4 \quad (4.3.6)$$

$$X_M = \sqrt{Z_M^2 - R_M^2} \quad (4.3.7)$$

Где:

$I_{1n}$  – представља номиналну струја вишенпонске стране изражена у [A]

$R_M$  – представља резистансу оточне импедансе трансформатора изражену у [ $\Omega$ ]

$X_M$  – представља реактансу оточне импедансе трансформатора изражену у [ $\Omega$ ]

Овим је оточна импеданса трансформатора у потпуности одређена и може се записати као [69]:

$$\hat{Z}_M = R_M + jX_M \quad (4.3.8)$$

У неким случајевима се оточна импеданса не третира као редна веза израчунате резистансе и реактансе, него као паралелна веза резистансе  $R_{Fe}$  и реактансе  $X_\mu$  које се израчунавају на основу већ познатих резистансе  $R_M$  и реактансе  $X_M$  и то на следећи начин [69]:

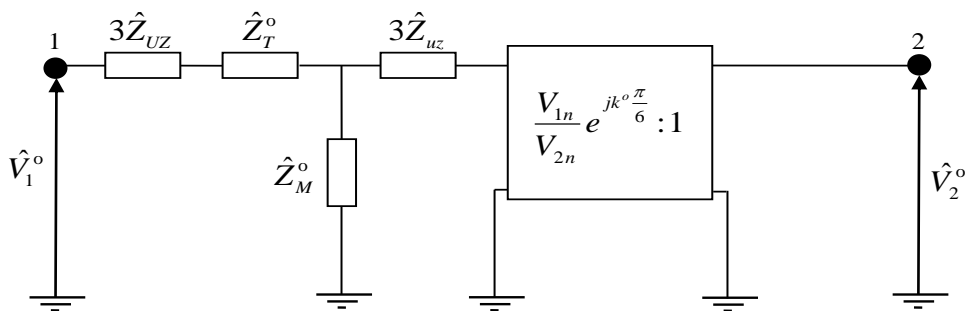
$$R_{Fe} = R_M + \frac{X_M^2}{R_M} \quad (4.3.9)$$

$$X_\mu = X_M + \frac{R_M^2}{X_M} \quad (4.3.10)$$

На овај начин су погонска кола за директни и инверзни режим у потпуности одређена. Да би математички модел трансформатора био потпун, потребно је одредити и погонско коло за нулти режим.

Погонска кола за нулти режим разликују се од погонских кола за директни и инверзни режим и по топологији и по параметрима. Поред тога, топологије погонских кола за нулти режим се међусобно разликују у зависности од спреге трансформатора [69].

На слици 3.4.2 представљен је општи облик погонских кола за симетричне режиме нултог редоследа за све трансформаторе који мају спрегу типа  $Yy$ . Ово је представља општи облик због тога што су са  $Z_{UZ}$  и  $Z_{uz}$  означене импедансе преко којих су уземљена звездишта на вишенAPONској и ниженапонској страни, респективно. У овој докторској дисертацији ће се ове импедансе називати импедансама уземљења. Дакле, импедансе уземљења могу имати коначне ненулта вредности у случају када је звездиште уземљено преко одређене импедансе, зати могу бити једнаке нули када је звездиште уземљено директно или могу имати бесконачне вредности када је звездиште изоловано [69].



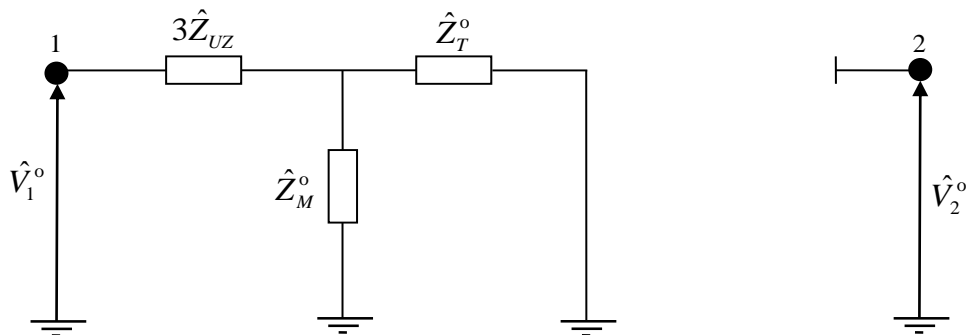
Слика 4.3.2 – Погонска кола трофазних двонамотајних трансформатора за симетричне режиме нултог редоследа за све спреге типа  $Yy$  [69]

Уколико су оба звездишта уземљена, обе импедансе уземљења ће постојати у погонским колима за симетричне режиме нултог редоследа, без обзира на њихову вредност. Уколико ове импедансе постоје, макар њихове вредности биле једнаке нули (у том случају уместо ове две импедансе, у колу се налазе две безимпедантне линије на њиховим местима), симетричан режим нултог редоследа може да се успостави са обе стране и несметано се преноси са једне на другу страну трансформатора [69].

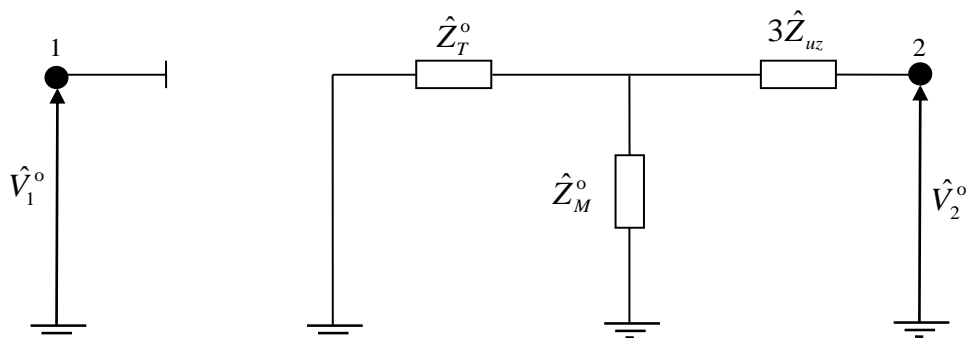
Уколико је неко од звездишта изоловано, импеданса уземљења на тој страни неће постојати у погонским колима за симетричне режиме нултог редоследа, него ће се на месту те импедансе налазити прекид кола. Са оне стране трансформатора где се налази изолована звезда, симетричан режим нултог редоследа се не може успоставити. Уколико је на другој страни трансформатора звезда чије је звездиште уземљено, са те стране трансформатора симетричан режим нултог редоследа се може успоставити, али се не може пренети на другу страну трансформатора јер се на тој страни налази прекид [69].

Као што је већ поменуто изнад, сатни број у погонском колу за симетричне режиме нултог редоследа може да има вредности 0 или 6 у зависности од тога који је сатни број дат у натписној плочици. Уколико је на натписној плочици дат сатни број (за директни режим) 0, 4 или 8, у нултом режиму користи се сатни број 0, док се за сатне бројеве 2, 6 или 10 користи сатни број 6 [69].

Погонска кола за симетричне режиме нултог редоследа за све трансформаторе који имају спрегу типа Yd и Dy, дата су на сликама 4.3.3 и 4.3.4, респективно [69].



Слика 4.3.3 – Погонска кола трофазних двонамотајних трансформатора за симетричне режиме нултог редоследа за све спрегне типа Yd [69]



Слика 4.3.4 – Погонска кола трофазних двонамотајних трансформатора за симетричне режиме нултог редоследа за све спрегне типа Dy [69]

Са слика 3.4.4 и 3.4.5 може се видети да се симетричан режим нултог редоследа може успоставити само са оне стране на којој се налази звезда и то само ако је та звезда уземљена, односно ако не постоји прекид погонског кола за нулти режим. Овај режим се не може пренети на ону страну трансформатора на којој се налази троугао, нити се на тој страни може успоставити. Са ових слика се такође може видети да у погонским колима за симетричан режим нултог редоследа нема идеалног трансформатора, те се због тога у овом случају сатни број не дефинише [69].

Погонска кола за симетричне режиме нултог редоследа за све трансформаторе који имају спрегу типа Dd дата су на слици 3.4.6 [69].



Слика 4.3.5 – Погонска кола трофазних двонамотајних трансформатора за симетричне режиме нултог редоследа за све спрегне типа Dd [69].

Са слике 4.3.5 може се видети да се симетричан режим нултог редоследа не може успоставити ни на једној страни трансформатора, па се последично не може ни пренети на другу страну.

На свим погонским колима приказаним у овом поглављу сви параметри су сведени на вишенпонску страну трансформатора. Потребно је поменути да сви параметри у свим овим колима могу да се сведу и на ниженапонску страну трансформатора уколико је потребно.

#### 4.4 Модел вода

Водови генерално могу да буду монофазни, двофазни и трофазни. Уколико су монофазни састоје се из једне фазе и неутралног проводника. Двофазни се састоје из две фазе и неутралног проводника, док се трофазни састоје од три фазе и могу, а не морају, да имају неутрални проводник. У овој докторској дисертацији, сматраће се да је, уколико постоји, неутрални проводник интегрисан са земљом у виду чвора нултог потенцијала. Водови могу да буду изведени као каблови или водови голих проводника. Математички модели који ће бити представљени у овом поглављу важе за све водова, без обзира на изведбу [69].

Математички модели уравнотежених трофазних водова састоје се од три погонска кола од којих је по једна за симетричан режим директног, иверзног и нултог редоследа. Пошто се сматра да су водови уравнотежени, ова погонска кола су у потпуности распрегнута. У наставку је представљен начин формирања ова три погонска кола на основу основних података о водовима који се могу наћи на таблицама водова [69].

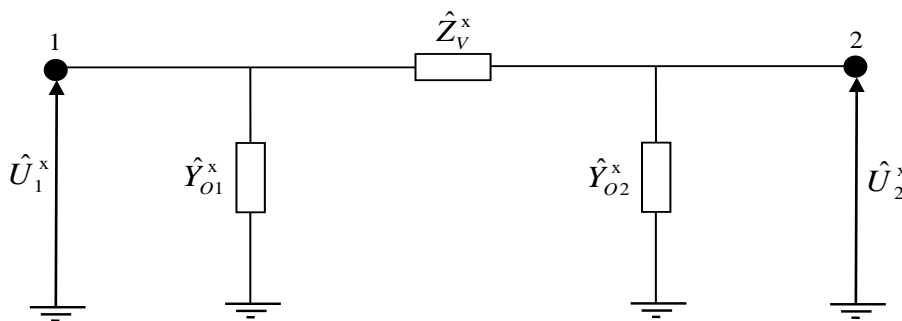
Таблице трофазних уравнотежених водова најчешће садрже податке о следећим величинама [69]:

1. Називна (номинална) снага вода  $S_n$  која се изражава у [kVA] или [MVA],
2. Називни (номинални) напон вода  $V_n$  изражен у [kV],
3. Називна (номинална) струја вода  $I_n$  изражена у [A],
4. Подужна резистанса вода за директни и инверзни режим  $r_{di}$  изражена у [ $\Omega$ /km]
5. Подужна реактанса вода за директни и инверзни режим  $x_{di}$  изражена у [ $\Omega$ /km]

6. Подужна кондуктанса вода за директни и инверзни режим  $gd_i$  изражена у [S/km]
7. Подужна сусцептанса вода за директни и инверзни режим  $bd_i$  изражена у [S/km]
8. Подужна резистанса вода за нулти режим  $g_0$  изражена у [ $\Omega$ /km]
9. Подужна реактанса вода за нулти режим  $x_0$  изражена у [ $\Omega$ /km]
10. Подужна кондуктанса вода за нулти режим  $g_0$  изражена у [S/km]
11. Подужна сусцептанса вода за нулти режим  $b_0$  изражена у [S/km]

Када су у питању каблови, параметри 4-11 са претходне листе су најчешће дати у таблицама, међутим када су у питању водови голих проводника, ови параметри се често рачунају на основу распореда фазних проводника, неутралног проводника и земљоводних ужади, њиховог међусобног растојања, као и растојања сваког од ових проводника према земљи и слично. Обрасци за прорачуне ових параметара дати су у [9].

Погонска кола за режиме директног и инверзног редоследа су идентична, док се погонско коло за режим нултог редоследа разликује по питању вредности параметара иако је тополошки идентично са претходна два. Ова кола се састоје од једне редне импедансе и две оточне адмитансе (или импедансе) које се налазе на два супротна краја вода и међусобно су једнаке. На слици 4.4.1 дат је приказ погонског кола за симетричне режиме директног, инверзног, односно нултог редоследа трофазног уравнотеженог вода, а одређивање вредности параметара је дато у наставку. Ова три погонска кола могуће је приказати на једном приказу јер су тополошки идентична, док ће се при прорачуну параметара нагласити разлика у вредностима одређених параметара [69].



Слика 4.4.1 – Погонска кола трофазних уравнотежених водова за симетричне режиме директног ( $x = d$ ), инверзног ( $x = i$ ) и нултог ( $x = o$ ) редоследа [69]

Редна импеданса се одређује на следећи начин [69]:

$$\hat{Z}_V^x = R_V^x + jX_V^x \quad (4.4.1)$$

Где:

$\hat{Z}_V^x$  представља редну импедансу за симетричан режим директног ( $x = d$ ), инверзног ( $x = i$ ) и нултог ( $x = o$ ) редоследа

$R_V^x$  представља редну резистансу за симетричан режим директног ( $x = d$ ), инверзног ( $x = i$ ) и нултог ( $x = o$ ) редоследа

$X_V^x$  представља редну реактансу за симетричан режим директног ( $x = d$ ), инверзног ( $x = i$ ) и нултог ( $x = o$ ) редоследа

При чему се  $R_V^x$  и  $X_V^x$  одређују на различите начине у зависности од тога да ли се ради о директном и инверзном режиму или нултом.

Уколико се ради о директном и инверзном режиму  $R_V^{di}$  и  $X_V^{di}$  се одређују на следећи начин [69]:

$$R_V^{di} = r^{di} \times l \quad (4.4.2)$$

$$X_V^{di} = x^{di} \times l \quad (4.4.3)$$

Где:

$r^{di}$  представља подужну резистансу за директни и инверзни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$

$x^{di}$  представља подужну реактансу за директни и инверзни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$

$l$  представља дужину вода изражену у  $[\text{km}]$ .

Уколико се ради о нултом режиму  $R_V^o$  и  $X_V^o$  се одређују на следећи начин:

$$R_V^o = r^o \times l \quad (4.4.4)$$

$$X_V^o = x^o \times l \quad (4.4.5)$$

Где:

$r^o$  представља подужну резистансу за нултни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$

$x^o$  представља подужну реактансу за нултни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$

$l$  представља дужину вода изражену у  $[\text{km}]$ .

На овај начин је редна импеданса у потпуности одређена.

Параметри оточних грана се могу изразити како у адмитантном облику тако и у импедантном. У овом дисертацији ће се параметри оточних грана водова изражавати увек у адмитантном облику. Параметри две оточне гране које су приказане на слици 4.4.1 су међусобно једнаке и одређују се на следећи начин [69]:

$$\hat{Y}_{O1}^x = \hat{Y}_{O2}^x = \frac{1}{2}(G_O^x + jB_O^x) \quad (4.4.6)$$

Где:

$\hat{Y}_{O1}^x$  представља оточну адмитансу за симетричан режим директног ( $x = d$ ), инверзног ( $x = i$ ) и нултог ( $x = o$ ) редоследа

$G_O^x$  представља оточну кондуктансу за симетричан режим директног ( $x = d$ ), инверзног ( $x = i$ ) и нултог ( $x = o$ ) редоследа

$B_O^x$  представља оточну сусцептансу за симетричан режим директног ( $x = d$ ), инверзног ( $x = i$ ) и нултог ( $x = o$ ) редоследа

При чему се  $G_O^x$  и  $B_O^x$  одређују на различите начине у зависносни од тога да ли се ради о директном и инверзном режиму или нултом.

Уколико се ради о директном и инверзном режиму  $G_d^{di}$  и  $B_d^{di}$  се одређују на следећи начин:

$$G_d^{di} = g^{di} \times l \quad (4.4.7)$$

$$B_d^{di} = b^{di} \times l \quad (4.4.8)$$

Где:

$g^{di}$  представља подужну кондуктансу за директни и инверзни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$ ,

$b^{di}$  представља подужну сусцептансу за директни и инверзни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$ ,

$l$  представља дужину вода изражену у  $[\text{km}]$ .

Уколико се ради о нултом режиму  $R_V^0$  и  $X_V^0$  се одређују на следећи начин:

$$G_o^0 = g^o \times l \quad (4.4.9)$$

$$B_o^0 = b^o \times l \quad (4.4.10)$$

Где:

$g^o$  представља подужну кондуктансу за нултни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$ ,

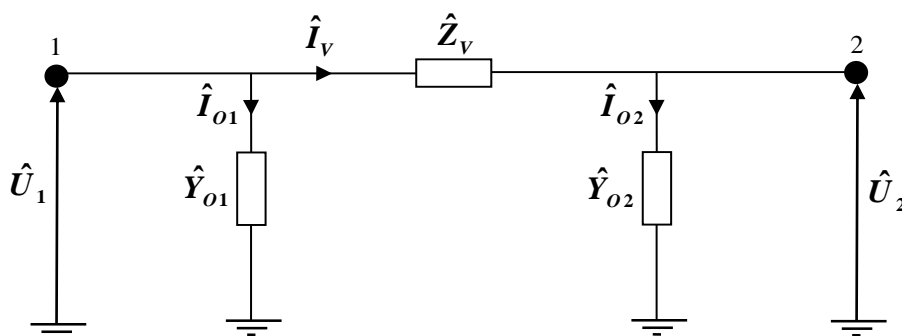
$b^o$  представља подужну сусцептансу за нултни режим изражену у  $[\Omega/\text{km}]$ ,

$l$  представља дужину вода изражену у  $[\text{km}]$ .

На овај начин су обе оточне адмитансе у потпуности одређене.

Вредности параметара из погонског кола за симетричне режиме директног и инверзног редоследа међусобно су једнаки. Када су у питању погонска кола за симетричне режиме нултог редоследа, параметри се генерално разликују у односу на поменута два погонска кола. Разлике се огледају у томе што су редна отпорност и редна индуктивност, три до пет пута су веће у погонским колима за симетричне режиме нултог редоследа него у погонским колима за симетричне режиме директног и инверзног. Поред тога, оточна кондуктанса и сусцептанса у погонским колима за симетричне режиме нултог редоследа имају веће вредности од истих величина у погонским колима за симетричне режиме директног и инверзног редоследа [69].

Када се ради о двофазним и монофазним водовима, па чак и трофазних неуравнотеженим, њихово моделовање у домену симетричних компоненти није сврсисходно из разлога што се главни доприноси који се остварују приликом преласка из фазног домена у домен симетричних компоненти не остварују. Због тога се ови водови, уместо погонским колима за симетричне режиме директног, инверзног и нултог редоследа, моделују еквивалентним колима у фазном домену, односно матрицама и векторима одговарајућих димензија којима се описују водови у фазном домену [69]. Еквивалентно коло  $n$ -фазног вода приказано је на слици 4.4.2.



Слика 4.4.2 – Еквивалентно кола  $n$ -фазног вода [69]

Математички модел  $n$ -фазног вода гласи [69]:

$$\hat{I}_{O1} = \hat{Y}_{O1} \hat{U}_1 \quad (4.4.11)$$

$$\hat{I}_{O2} = \hat{Y}_{O2} \hat{U}_2 \quad (4.4.12)$$

$$\hat{U}_2 = \hat{U}_1 - \hat{Z}_V \hat{I}_V \quad (4.4.13)$$

Где:

$\hat{U}_1$  представља вектор фазних напона на почетку вода димензије  $n \times 1$ ,

$\hat{U}_2$  представља вектор фазних напона на крају вода димензије  $n \times 1$ ,

$\hat{I}_V$  представља вектор струја редне гране вода димензије  $n \times 1$ ,

$\hat{I}_{O1}$  представља вектор струја оточне гране на почетку вода димензије  $n \times 1$ ,

$\hat{I}_{O2}$  представља вектор струја оточне гране на крају вода димензије  $n \times 1$ ,

$\hat{Y}_{O1}$  представља матрични репрезент оточне гране на почетку вода димензије  $n \times n$ ,

$\hat{Y}_{O2}$  представља матрични репрезент оточне гране на крају вода димензије  $n \times n$ ,

$\hat{Z}_V$  представља матрични репрезент редне гране димензије  $n \times n$ .

Важно је напоменути да су матрични репрезенти који описују параметре  $n$ -фазног неуравнотеженог вода увек пуне матрице димензије  $n \times n$ . На вандијагоналним местима налазе се елементи којима се моделује утицај фазе на фазу, односно међуиндуктивности између фаза. Само за уравнотежене елементе важе да су ове матрице циркуларне и да се трансформацијом сличности може добити дијагонална матрица, односно да се при преласку из фазног домена у домен симетричних компоненти уклањају спреге између директног, инверзног и нултог погонског кола. Код неуравнотежених елемената би се трансформацијом сличности над пуном матрицом добила опет пуна матрица, односно не би се укинуле спреге између погонских кола директног, инверзног и нултог редоследа. Због свега овога, се неуравнотежени елементи моделују и третирају у фазном домену [69].

## 4.5 Модел потрошача

Активна и реактивна снага потрошње су функције модула напона и учестаности, при чему се у стационарној анализи ЕЕС сматра да је фреквенција константна. Због тога се може рећи да су активна и реактивна снага потрошње функције само модула напона. Дакле, најчешће коришћен општи облик математичког модела потрошача за прорачуне у стационарној електроенергетици јесте такозвани нелинеарни ZIP модел потрошача, који подразумева представљање зависности активне и реактивне снага потрошње од напона полиномима другог реда [69]:

$$P_x(U) = k_{xSP} P_0 + k_{xIP} \frac{U_x}{U_n} P_0 + k_{xZP} \left( \frac{U_x}{U_n} \right)^2 P_0 \quad (4.5.1)$$

$$Q_x(U) = k_{xSQ} Q_0 + k_{xIQ} \frac{U_x}{U_n} Q_0 + k_{xZQ} \left( \frac{U_x}{U_n} \right)^2 Q_0 \quad (4.5.2)$$

Где:



$P_0$  представља специфицирану фазну активну снагу потрошње при номиналном напону,

$Q_0$  представља специфицирану фазну реактивну снагу потрошње при номиналном напону,

$U_x$  представља модул актуелног фазног напона потрошача у фази  $x$

$U_n$  представља номинални фазни напон потрошача,

$k_{xSP}$  представља коефицијент учешћа дела фазне активне снаге потрошње у фази  $x$  који није зависан од напона,

$k_{xSQ}$  представља коефицијент учешћа дела фазне реактивне снаге потрошње у фази  $x$  који није зависан од напона,

$k_{xIP}$  представља коефицијент учешћа дела фазне активне снаге потрошње у фази  $x$  који је линеарно зависан од напона,

$k_{xIQ}$  представља коефицијент учешћа дела фазне реактивне снаге потрошње у фази  $x$  који је линеарно зависан од напона,

$k_{xZP}$  представља коефицијент учешћа дела фазне активне снаге потрошње у фази  $x$  који је квадратно зависан од напона,

$k_{xZQ}$  представља коефицијент учешћа дела фазне реактивне снаге потрошње у фази  $x$  који је квадратно зависан од напона,

$x$  представља ознаку фазе и може да има вредности  $\{a, b, c\}$ .

Коефицијенти учешћа повезани су следећим релацијама:

$$k_{xSP} + k_{xIP} + k_{xZP} = 1, \quad x \in \{a, b, c\} \quad (4.5.3)$$

$$k_{xSQ} + k_{xIQ} + k_{xZQ} = 1, \quad x \in \{a, b, c\} \quad (4.5.4)$$

Дакле, ови коефицијенти могу да имају произвољне вредности, док год су задовољене релације дате изнад. Постоје три специфична случаја која се често срећу у пракси и која су описана у наставку [69]:

Случај 1:  $k_{xSP} = 1 \wedge k_{xSQ} = 1 \wedge k_{xIP} = 0 \wedge k_{xIQ} = 0 \wedge k_{xZP} = 0 \wedge k_{xZQ} = 0$

Случај 2:  $k_{xSP} = 0 \wedge k_{xSQ} = 0 \wedge k_{xIP} = 1 \wedge k_{xIQ} = 1 \wedge k_{xZP} = 0 \wedge k_{xZQ} = 0$

Случај 3:  $k_{xSP} = 0 \wedge k_{xSQ} = 0 \wedge k_{xIP} = 0 \wedge k_{xIQ} = 0 \wedge k_{xZP} = 1 \wedge k_{xZQ} = 1$

Уколико коефицијенти учешћа имају вредности као што је то описано у случају 1, тада се модел потрошача назива модел константне снаге јер нема никакве зависности од напона.

Уколико коефицијенти учешћа имају вредности као што је то описано у случају 2, тада се модел потрошача назива модел константне струје (или прецизније константог модула струје и фактора снаге) јер постоји само линеарна зависност од напона.

Уколико коефицијенти учешћа имају вредности као што је то описано у случају 3, тада се модел потрошача назива модел константне импедансе (адмитансе) јер постоји само квадратна зависност од напона.

За прорачуне кратких спојева најчешће се користи модел константне импедансе (адмитансе). Коришће импедантног и адмитантног облика је равнопаравно, с тим што се препоручује коришћење адмитантног облика јер се у том облику не може наићи на

проблем дељења са нулом при прорачуну вредности адмитансе, док у импедантном облику то није случају, односно могуће је наићи на поменути проблем. Импедансе, односно адмитансе се рачунају на следећи начин [69]:

$$\hat{Z}_P^x = \frac{U_n^2}{P_x - jQ_x}, \quad x \in \{a, b, c\} \quad (4.5.5)$$

$$\hat{Y}_P^x = \frac{P_x - jQ_x}{U_n^2}, \quad x \in \{a, b, c\} \quad (4.5.6)$$

У овој докторској дисертацији користиће се, управо описани, модел константне адмитансе. Матрични репрезент једног потрошача моделованог на овај начин дат је у наставку:

$$\hat{Y}_P^{abc} = \begin{bmatrix} \hat{Y}_P^a & 0 & 0 \\ 0 & \hat{Y}_P^b & 0 \\ 0 & 0 & \hat{Y}_P^c \end{bmatrix} \quad (4.5.7)$$

За струје и напоне овог потрошача важи следећа релација:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_P^a \\ \hat{I}_P^b \\ \hat{I}_P^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{Y}_P^a & 0 & 0 \\ 0 & \hat{Y}_P^b & 0 \\ 0 & 0 & \hat{Y}_P^c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{U}_P^a \\ \hat{U}_P^b \\ \hat{U}_P^c \end{bmatrix} \quad (4.5.8)$$

## 5 ОПШТА РАЗМАТРАЊА О ПРОРАЧУНУ КРАТКИХ СПОЈЕВА

Под појмом прорачун кратких спојева подразумева се прорачун режима целе разматране мреже са кратким спојем. Кратак спој представља појаву која подразумева појављивање проводне везе између две или више тачака у ЕЕС. Ова проводна веза може безимпедантна, а може имати и одређену (најчешће малу по вредности) импедансу. Појава кратког споја праћена је у општем случају уносом динамике и несиметрије у режим при чему су вредности струја и напона значајно промењене у односу на вредности које су имали пре појаве кратког споја [69].

Прорачун кратких спојева је, уз прорачун токова снага, један од два најзначајнија прорачуна у електроенергетици [69]. Суштина овог прорачуна јесте да се израчунају напони свих чворова у мрежи са кратким спојем, а затим на основу њих и све струје по гранама, као и остале величине од интереса [69].

У данашњим ЕЕС, прорачун кратких спојева се јако ретко изводи ручно. У то сврху се користе алати и софтвери који имају уграђене функције за прорачуне кратких спојева на основу модела мреже који корисник унесе и скупа опција које корисник зада. Резултати овог прорачуна, сами за себе немају готово никакву корист, али зато представљају изузетно важну основу за велики број анализа и других прорачуна који су од суштинског значаја за исправан рад ЕЕС.

Неке од области у којима се примењују резултати кратких спојева су наведене у наставку [69] [207]:

1. Пројектовање елемената ЕЕС – Највећи број елемената ЕЕС, поготово унутар трансформатоских станица, подразумева прорачун кратких спојева приликом пројектовања и одабира саме опреме. На основу резултата прорачуна кратких спојева, рачунају се термичка и механичка напрезања, топлотни импулси, као и други релевантни параметри на основу који се одређује која опрема може да задовољи све критеријуме и да се постави на жељену позицију. Под опремом се подразумевају сабирнице, прекидачи, растављачи, каблови, струјни и напонски мерни трансформатори и слично. Поред тога, резултати прорачуна кратких спојева представљају основу за димензионисање уземљивача. Како струје одређених кратких спојева могу да изазову појаву високих напона на тлу у близини самог кратког споја, а то представља опасност по људе који се налазе у близини, од изузетне важности је димензионисање уземљивача које подразумева да максимални дозвољени напон додира и корака који могу да се појаве не пређу одређене прихватљиве границе. Додатно, утврђивање електромагнетног утицаја на инсталације које се воде паралелно са водовима ЕЕС као што су телекомуникационе, госоводне, разне цевоводе, или чак металне ограде и друге сличне конструкције, који може да изазове техничке сметње или опасност по живот људи, изводи се на основу резултата прорачуна кратких спојева.
2. Одређивање подешења и координација заштите у ЕЕС – Како је исправно подешена и координисана заштита у једном ЕЕС једини гарант безбедног функционисања ЕЕС, само одређивање подешења и постизање координације је од суштинског значаја. Ово се изводи на основу резултата прорачуна кратких спојева и разним тачкама ЕЕС, као и у разним сценаријима који подразумевају сва могућа уклопна и погонска стања свих елемената. Дакле, потребан је велики број анализа разних режима са кваровима, како би се одредило подешење за сваки заштитни уређај у систему, а додатно и како би се постигла међусобна

координација тих уређаја. Важно је напоменути да нису од интереса само струје кратких спојева, које теку по границама на којима се налазе заштитни уређаји, него и остале вредности из режима са кваром, међу којима су најзначајнији напони чворова.

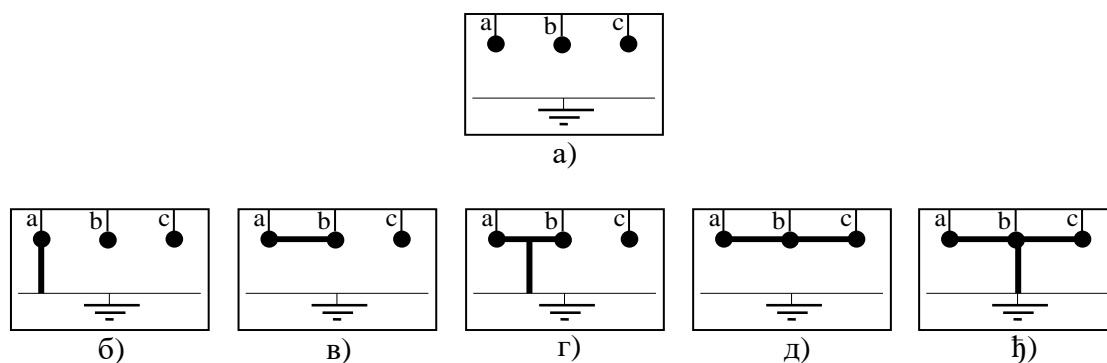
3. Одређивање места кратког споја – Када се у пољу догоди кратак спој, оператори мреже често нису свесни да се кратак спој десио док не добију неку врсту индикације. У контролним собама модерних диспечерских центара, испред оператора се налазе велики екрани са разним приказима из „ADMS“. Овакви системи су у стању да оператеру јасном визуелном индикацијом, у одређеном географском или шематском приказу мреже, прикажу место на ком се десио кратак спој у року од неколико секунди након што се кратак спој десио. За ову сврху у „ADMS“ се користи напредна функција „Fault Location, Isolation and Supply Restoration“ која је задужена за одређивање локације квара, изолације места са кваром и рестаурације напајања потрошачким подручјима којима је могуће вратити напајање. Ова напредна апликација у свој првом кораку који се бави одређивањем места квара, у позадини врши велики број прорачуна кратких спојева и пореди вредности резултата тих симулација са вредностима које су измерене приликом појаве квара у реалности. За прецизно лоцирање квара, од изузетног је значаја да резултати прорачуна кратких спојева буду тачни и прецизни.

За прорачун кратких спојева, од изузетне је важности коришћење линеаризованих математичких модела свих елемената мреже која се анализира. Ови математички модели треба да буду такви да осликавају реално понашање елемената током кратких спојева у мери у којој је то могуће, а да при томе не изгубе линеарност. Елемент(и) које је, такође, потребно моделовати и придружити математичком моделу мреже јесте један или више кратких спојева. Уколико се два или више кратких спојева деси у исто време, та појава се назива симултани кратак спој. Ови кратки спојеви могу да настану на истом или потпуно различитим деловима мреже, и по типу могу да буду исти или потпуно различити. Сваки је потребно моделовати појединачно и придружити моделу мреже.

Основни тип кратког споја јесте метални кратак спој који подразумева безимпедантну везу између две или више тачака унутар једног чвора [69]. Постоји пет различитих врста (топологија) металних кратких спојева [69]:

1. Једнофазни кратак спој (1ФКС) – безимпедантна веза једне фазе са земљом;
2. Двофазни кратак спој без земље (2ФКС) – безимпедантна веза између две фазе истог чвора;
3. Двофазни кратак спој са земљом (2ФКСз) – безимпедантна веза између две фазе истог чвора и њихова безимпедантна веза са земљом;
4. Трофазни кратак спој без земље (3ФКС) – безимпедантна веза између три фазе истог чвора;
5. Трофазни кратак спој са земљом (3ФКСз) – безимпедантна веза између три фазе истог чвора и њихова безимпедантна веза са земљом;

На слици 5.1 приказан је трофазни чвор без кратког споја и пет врста металних кратких спојева. За кратке спојеве који нису трофазни дата је само једна комбинација фаза са кратким спојем. Подразумева се да било која комбинација фаза може бити са кратким спојем, али због једноставности приказа, приказује се само једна комбинација.



Слика 5.1 – Графички приказ свих 5 металних врста кратких спојева – а) трофазни чвор пре кратког споја са фазама  $a$ ,  $b$  и  $c$ , б) 1ФКС у фази  $a$ , в) 2ФКС у фазама  $a$  и  $b$ , г) 2ФКСз у фазама  $a$  и  $b$ , д) 3ФКС, е) 3ФКСз

За неметални тип кратког споја важи све исто као и за метални са том разликом што везе нису безимпедантне, него имају одређену ненулту импедансу.

Комплексни тип кратког споја како је већ наведено у уводу, дефинише се као било која врста појединачних или истовремених кратких спојева, металних или неметалних, са произвољним бројем чворова са кратким спојем у произвољним фазама [6].

На режим мреже са кратким спојем највише утичу број и врста кратког споја, параметри мреже и уклопно стање. Режимске величине након појаве кратког споја нису простопериодичне и начелно су несиметричне. Струје кратких спојева се састоје из две компоненте [69]:

1. Једносмерна компонента
2. Наизменична компонента

Једносмерна компонента је последица деловања теорије о "залеђеном" флуксу у намотајима статора наизменичних машина, док је наизменична компонента је последица деловања исте теорије у роторима наизменичних машина [69]. Једносмерна компонента опада у времену, баш као и максимална вредност наизменичне компоненте. Важно је напоменути да ове вредности не опадају по истом закону [69]. При анализи наизменичне компоненте, уочавају се три карактеристичне временске секвенце – субтранзитна, транзитна и устаљена. Иако је наизменична компонента динамичка, она се априксимира статичком, односно простопериодичном величином за сваку од поменутих временских секвенци, те тако уместо једне наизменичне компоненте, имамо три, при чему је вредност амплитуде сваке од те три једнака управо максималној вредности у тренутку који се сматра почетним за одговарајућу временску секвенцу [69]. Суштина ове апроксимације јесте у томе што се простопериодични режими много једноставније обрађују већ добро утврђеним поступцима, а грешка која се при томе уноси је мала и иде на страну сигурности [69]. Ови простопериодични режими, најчешће се обрађују у домену симетричних компоненти, међутим ако је мрежа генерално неуравнотежена због присуства одређеног броја монофазних и двофазних елемената, тада је сврсисходнији третман у фазном домену [208]. Уколико се обрада врши у домену симетричних компоненти, јавља се присуство идеалних трансформатора комплексних односа трансформације [69]. Тежња је да се сви трансформатори како реалних тако и комплексних односа трансформације елиминишу и то се постиже применом нормализације и тета трансформације [69]. Нормализација представља поступак преласка из домена апсолутних и домен релативних јединица и она елиминише идеалне трансформаторе реалних односа трансформације и поред тога модуле комплексних

односа трансформације своди на вредност 1, док тета трансформација представља поступак преласка из домена апсолутних и домен релативних углова и она елиминише идеалне трансформаторе комплексног односа трансформације [69]. Применом свих ових поступака, мрежа се своди на једнонапонску мрежу која је неупоредиво лакша за прорачуне.

У овој дисертацији, за све микромреже и њихове математичке моделе важиће следеће претпоставке:

1. Како пре тако и за време појаве кратког споја, земља, земљоводна ужад и неутрални проводници водова налазе се на референтном потенцијалу.
2. Режим микромреже пре кратког споја је познат.
3. Потрошачи у прорачуну кратких спојева се моделују адмитансама.
4. Надређена мрежа микромреже се током кратких спојева моделује Тевененовим еквивалентом или се моделује у целости линеарним појединачним елементима.
5. ДЕР се у зависности од технологије моделују Тевененовим еквивалентима или идеалним струјним изворима.
6. Због тачака 3-5 сматра се да је микромрежа линеарна за време кратког споја, односно, да у њој нема нелинеарних параметара, нити елемената специфицираних снага.
7. Динамичке величине из режима са кратким спојем се апроксимирају простопериодичним величинама.
8. Сви идеални трансформатори релативних и комплексних односа трансформације су елиминисани применом поступака нормализације и тета трансформације.
9. Током трајања кратког споја фреквенција се не мења.
10. Сви напони у микромрежама како пре тако и за време кратких спојева су реферисани у односу на чвор нултог (референтног) потенцијала, односно земљу.

Разматра се микромрежа са  $n+1$  трофазних чворова која се налази у стационарном режиму. Она је начелно приказана на слици 5.2. Један од  $n$  чворова који нису на нултом потенцијалу, издвојен је и представљен у горњем делу овог графичког приказа. Поменути чвор означен је са  $m$  и представљен је са три кратке испрекидане линије које представљају три фазе овог чвора. У овом чвору ће се симулирати кратк спој. Поред тога у оквиру овог приказа микромреже могу се уочити симболи који представљају скупове свих конститутивних елемената микромреже као што су ДЕР, трансформатори, водови и потрошачи. У наставку су описани сви симболи и њихова значења.

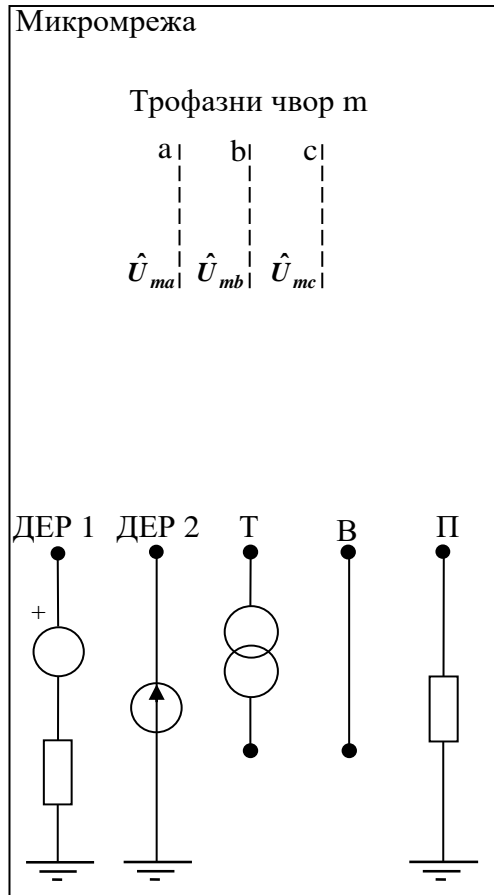
Ознаком ДЕР 1 означен је симбол који представља скуп свих елемената чији је модел Тевененов еквивалент, као што су синхроне и асинхроне машине, еквивалент надређене мреже, ИДЕР са контролном стратегијом виртуелна импеданса или ДНАМ који изгуби контролу над струјом квара.

Ознаком ДЕР 2 означен је симбол који представља скуп свих елемената чији је модел идеални струјни генератор као што су ИДЕР са свим осталим контролним стратегијама или ДНАМ који током квара не изгуби контролу над струјом квара.

Ознаком Т означени је симбол који представља скуп свих трансформатора.

Ознаком В означен је симбол који представља скуп свих водова.

Ознаком П означен је симбол који представља скуп свих потрошача.

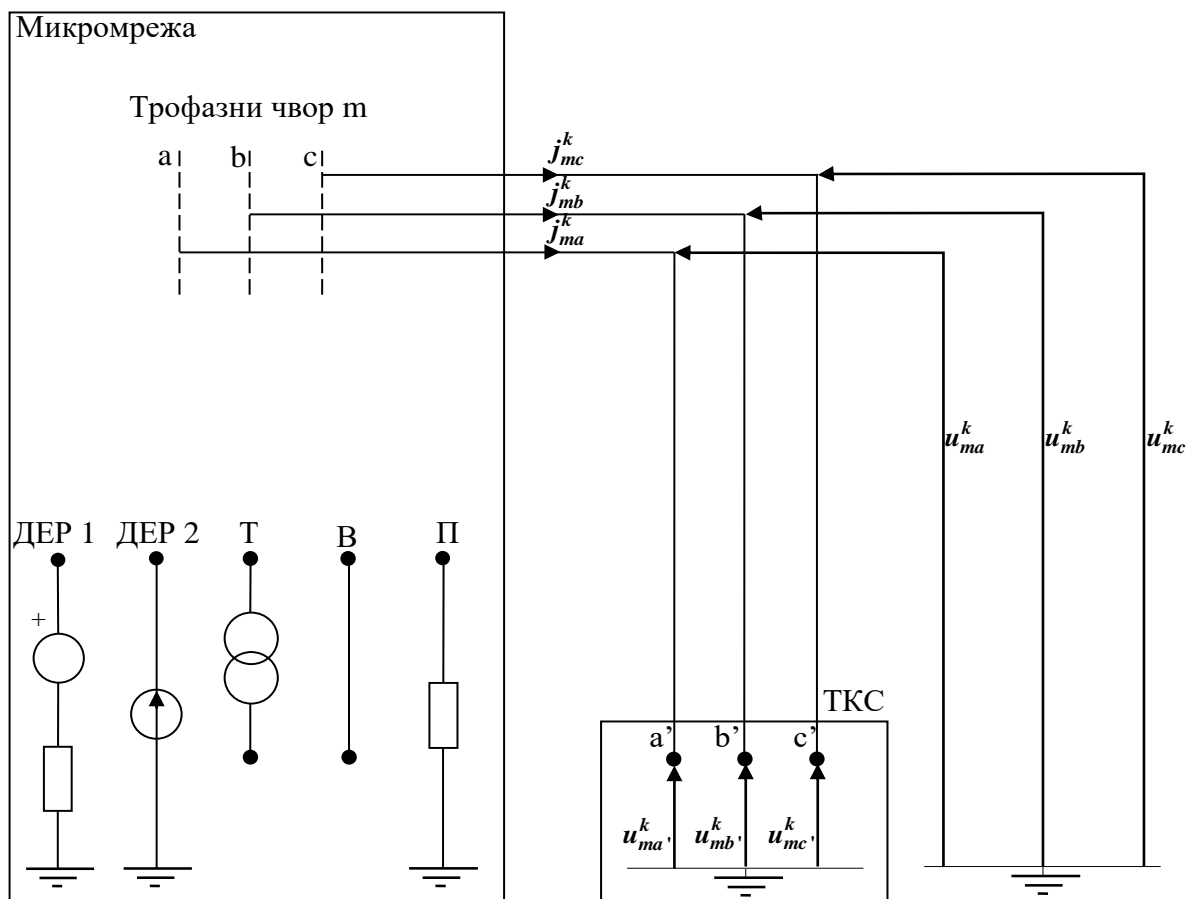


Слика 5.2 – Микромрежа пре кратког споја са посебно представљеним чвором  $m$  у коме ће се симулирати кратк спој

На слици 5.2 представљени су и фазни напони све три фазне чвора  $m$ . Дакле, пре кратког споја вредности ових напона су  $\hat{U}_{ma}$ ,  $\hat{U}_{mb}$ ,  $\hat{U}_{mc}$ . Пошто је микромрежа пре кратког споја у стационарном режиму, ове вредности су простопериодичене и због тога их је могуће представити у комплексном домену.

На слици 5.3 начелно је приказана микромрежа са кратким спојем у чвору  $m$ . Чвор  $m$  је извучен безимпедантним линијама до места где је графички приказ појаве кратког споја једноставнији. Већ је наведено да су фазни напони пре појаве кратког споја у чвору  $m$ , једнаки  $\hat{U}_{ma}$ ,  $\hat{U}_{mb}$ ,  $\hat{U}_{mc}$ , па се ово односи и на извучени чвор  $m$  чије су фазе означене са  $a'$ ,  $b'$  и  $c'$ , док су струје по извученим безимпедантним линијама пре појаве кратког споја једнаке нули. Присуство топологије кратког споја која је представљена правоугаоником означеним са ТКС, значи да се у овој микромрежи присутан кратак спој. Топологије (врсте) свих 5 металних кратких спојева представљене су на слици 5.1. На слици 5.2 се не инсистира на приказивању безимпедантних (или импедантних ако се ради о неметалном квару) веза којима су спојене тачке у оквиру топологије кратког споја, него на приказивању струја и напона који више нису простопериодичне величине, те тако не могу бити приказани као комплексни бројеви. На овој слици, напони и струје нису приказани као велика слова са капицом, него као мала слова без капице. Овакав приказ струја и напона означава временски домен. Дакле, након што се кратак спој десио, фазни напони чвора  $m$  износе  $u_{ma}^k$ ,  $u_{mb}^k$ ,  $u_{mc}^k$ , док струје по безимпедантним линијама у начелу више нису једнаке нули и сада износе  $j_{ma}^k$ ,  $j_{mb}^k$ ,  $j_{mc}^k$ . Уместо линија којима се приказују везе између две или више тачака у правоугаонику који представља

топологију кратког споја, приказани су фазни напони  $u_{ma}^k, u_{mb}^k, u_{mc}^k$ . Вредности ових напона заједно са вредностима струја по безимпедантним линијама дефинишу услове на месту квара који су саставни део математичког модела мреже са кратким спојем, а који су дефинисани инсертованом топологијом кратког споја.



Слика 5.3 – Микромрежа са кратким спојем, односно са инсертованом топологијом кратког споја, у чвору  $m$

Прорачун режима са кратким спојем заснива се на 4 декомпозиције [69]:

1. Прва декомпозиција подразумева декомпозицију режима са кратким спојем на једносмеран и наизменичан режим (компоненту). Ово се изводи применом принципа декомпозиције/суперпозиције на модел мреже са кратким спојем који је, када се уваже све уведене претпоставке, линеаран. Све струје и напони могу се изразити на следећи начин [69]:

$$x^k(t) = x_n^k(t) + x_j^k(t) \quad (5.1)$$

Где :

$x_n^k(t)$  представља наизменичну компоненту величине  $x^k(t)$ . Максимална вредност ове наизменичне компоненте опада у времену, дакле она није простопериодична величина.

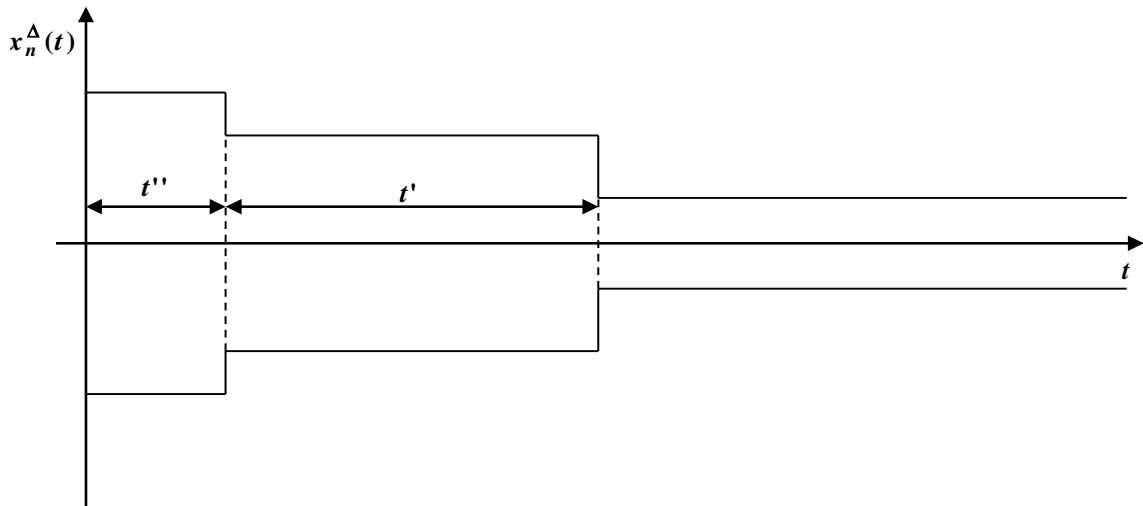
$x_j^k(t)$  представља једносмерну компоненту величине  $x^k(t)$  која опада у времену.



Како прорачун једносмерне компоненте није од примарног интереса у овој докторској дисертацији, сам начин прорачуна неће бити излаган. Прорачун једносмерне компоненте је детаљно изложен у [69]. Прорачун кратких спојева којим се бави ова докторска дисертација своди се на прорачун наизменичне компоненте.

2. Пре ове декомпозиције, у сваку од три безимпедантне линије које спајају тачке  $a$  и  $a'$ ,  $b$  и  $b'$ ,  $c$  и  $c'$  инсертују се по два идеална напонска извора са једнаким вредностима и то управо једнаким фазним напонима чвора  $m$  пре квара, али тако да су буду супротно оријентисани [69]. То значи да се између тачака  $a$  и  $a'$ , инсертују два идеална напонска извора са вредностима  $\hat{U}_{ma}$  од којих је један оријентисан ка тачки  $a$ , а други ка тачки  $a'$ . Између тачака  $b$  и  $b'$ , као и тачака  $c$  и  $c'$ , на исти начин се инсертују идеални напонски извори са вредностима  $\hat{U}_{mb}$ , и  $\hat{U}_{mc}$ , респективно. Дакле, ово инсертовање у сваку од безимпедантних линија неће променити режим, јер је еквивалент два супротно оријентисана идеална напонска извора једнаких вредности једнак идеалном напонском извору чија је вредност нула. Након инсертовања ТКС, могуће је приступити самој декомпозицији која се изводи принципом декомпозиције/суперпозиције и то тако што се од једног кола са кратким спојем креирају два, на такав начин да се у првом колу задржавају сви идеални струјни и напонски извори, осим идеалних напонских извора који се налазе на безимпедантним линијама и оријентисани су ка чворовима  $a'$ ,  $b'$  и  $c'$  који се у овом колу анулирају, док се у другом колу ради управо супротно [69]. Дакле, другом колу се анулирају сви идеални струјни и напонски извори осим ова три која се налазе на безимпедантним линијама и оријентисани су ка чворовима  $a'$ ,  $b'$  и  $c'$ . Прво коло има режим који је једнак са режимом пре квара. Доказ за то налази се у [69]. Сматра се да је режим овог кола познат (претпоставка 2). Друго коло се назива  $\Delta$ -коло и режим овог кола је предмет даљег прорачуна. Основна карактеристика овог кола јесте да је оно пасивно на свим местима осим на месту квара [69]. Ово важи за  $\Delta$ -коло традиционалних мрежа, док је за мреже савремених ЕЕС уведен концепт који се назива генерализовано  $\Delta$ -коло [15]. Једина разлика између традиционалног и генерализованог  $\Delta$ -кола је у томе што је традиционално  $\Delta$ -коло пасивно на свим местима осим на месту квара, док је генерализовано  $\Delta$ -коло пасивно на свим местима осим на месту квара и на свим местима где се налазе ДЕР чији математички модел је идеални струјни генератор [15].
3. Трећа декомпозиција подразумева идентификовање и увођење три временска периода у којима вредности режима  $\Delta$ -кола имају карактеристично понашање у времену, односно у којима максималне вредности наизменичне компоненте опадају по једном, односно другом, односно, трећем закону [69]. Ова три временска периода (секвенце) називају се субтранзитни, транзитни и устаљени период. Анvelope (обвојнице) наизменичних величина у суптранзитном периоду опадају у времену због прелазних процеса у пригушним намотајима традиционалних производних јединица, док анvelope (обвојнице) низменичних величина у транзитном периоду опадају у времену због прелазних процеса у побудним намотајима традиционалних производних јединица [69]. Анvelope наизменичних величина у устаљеном периоду су константне у времену, тако да су ове величине у устаљеном периоду простопериодичне [69]. Због деловања релејне заштите у транзитном периоду, у пракси најчешће не долази до успостављања устаљеног режима [69]. Уобичајено време трајања суптранзитног периода је неколико десетина милисекунди, док је уобичајено време трајања

транзитног периода око једне секунде [69]. У складу са претпоставком 7, у оквиру сваког од ових периода, уводи се апроксимација тако што се динамичке вредности наизменичног режима  $\Delta$ -кола мењају простопериодичним величинама чије су амплитуде једнаке максималним вредностима анVELOпа на почетку одговарајућег периода. Ова апроксимација иде на страну сигурности и поједностављује третман ових величина приликом даљег прорачуна. Облик апроксимираних анVELOпа (обвојница) дат је на слици 5.4 где су са  $t''$  и  $t'$  означена времена трајања суптранзитног и транзитног периода, респективно.



Слика 5.4 – Облик апроксимираних анVELOпа (обвојница) за три временске секвенце – суптранзитна, транзитна и устаљена

- Четврта декомпозиција подразумева раздвајање генерално несиметричног режима  $\Delta$ -кола на три одвојена симетрична режима  $\Delta$ -кола директног, инверзног и нултог редоследа [69]. Ово се постиже преласком из домена фазних величина у домен симетричних компоненти и врши се за сва три периода: суптранзитни, транзитни и устаљени. Прелазак из фазног домена и домен симетричних компоненти могућ је управо због апроксимације која је начињена свођењем динамичких величина на простопериодичне јер се простопериодичне величине могу представити комплексним бројевима због изоморфизма између ова два домена који је изложен у [69]. Трансформација режимских величина из фазног домена у домен симетричних компоненти (или обрнуто) изводи се множењем матрицом трансформације (или њеном инверзном матрицом). Матрица трансформације представљена је релацијом (5.2) [69].

$$\hat{A} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

При чему је:

$$\hat{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (5.3)$$

Превођење режимских величина из фазног домена у домен симетричних компоненти изводи се на следећи начин [69]:

$$\hat{X}^{dio} = \hat{A} \hat{X}^{abc} \quad (5.4)$$

При чему је:

$$\hat{X}^{dio} = \begin{bmatrix} \hat{X}^d \\ \hat{X}^i \\ \hat{X}^o \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

$$\hat{X}^{dio} = \begin{bmatrix} \hat{X}^d \\ \hat{X}^i \\ \hat{X}^o \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$\hat{X}^{abc} = \begin{bmatrix} \hat{X}^a \\ \hat{X}^b \\ \hat{X}^c \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

Превођење матричних репрезентата (нпр. матрични репрезент вода) из фазног домена у домен симетричних компоненти изводи се на следећи начин [69]:

$$\hat{X}^{dio} = \hat{A}^{-1} \hat{X}^{abc} \hat{A} \quad (5.8)$$

При чему је:

$$\hat{X}^{dio} = \begin{bmatrix} \hat{X}^{dd} & \hat{X}^{di} & \hat{X}^{do} \\ \hat{X}^{id} & \hat{X}^{ii} & \hat{X}^{io} \\ \hat{X}^{od} & \hat{X}^{oi} & \hat{X}^{oo} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

$$\hat{X}^{abc} = \begin{bmatrix} \hat{X}^{aa} & \hat{X}^{ab} & \hat{X}^{ac} \\ \hat{X}^{ba} & \hat{X}^{bb} & \hat{X}^{bc} \\ \hat{X}^{ca} & \hat{X}^{cb} & \hat{X}^{cc} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Када је реч о уравнотеженим мрежама, ова три режима  $\Delta$ -кола (директни, инверзни и нулти) су распрегунта на свим местима, осим на месту кратког споја [69].

Након примене описане четири декомпозиције, прорачун кратких спојева се своди на прорачун режима линеарног  $\Delta$ -кола за изабрану временску секвенцу у домену симетричних компоненти уколико је мрежа уравнотежена или у фазном домену уколико је мрежа неуравнотежена, па због тога четврта декомпозиција није извршена.

## 6 ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДА ЗА ПРОРАЧУН КРАТКИХ СПОЈЕВА

Модел микромреже са кратким спојем се састоји од модела свих елемената, са припадајућим модулима кварова.

Како је увођење појма модул квара потребно да би се наставило са представљањем целокупног модела микромреже са кратким спојем, он се на овом месту уводи.

Модул квара је приказан на слици 6.1 и састоји се од пет чворова и четири гране [8], [10]. Поред фазних чворова  $a$ ,  $b$  и  $c$  који представљају тачке повезивања између модула квара и микромреже, постоје и чвор  $n$  као и чвор нултог потенцијала. На три гране са импедансама  $\hat{Z}_{ja}$ ,  $\hat{Z}_{jb}$ ,  $\hat{Z}_{jc}$  налазе се по два идеална напонска извора са једнаким вредностима напона, али супротно оријентисана. Вредности ових идеалних напонских извора једнаке су напонима пре квара у чвору  $m$  и износе  $\hat{U}_{ma}$ ,  $\hat{U}_{mb}$ ,  $\hat{U}_{mc}$  [8] [10].

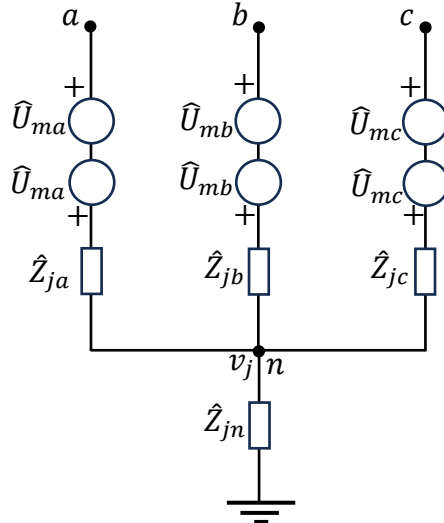
Дакле, модула квара  $M_j$  се може описати кроз следећи скуп од седам елемената:

$$M_j = \{\hat{Z}_{ja}, \hat{Z}_{jb}, \hat{Z}_{jc}, \hat{Z}_{jn}, (\hat{U}_{ma} - \hat{U}_{ma}), (\hat{U}_{mb} - \hat{U}_{mb}), (\hat{U}_{mc} - \hat{U}_{mc})\} \quad (6.1)$$

где је  $j$  индекс модула.

Произвољно одабран комплексни кратак спој може се описати скупом од  $N1$  модула квара:

$$M = \{M_j, j = 1, \dots, N1\}. \quad (6.2)$$



Слика 6.1 – Модул квара [8]

За моделовање везе између модула квара и микромреже, уводи се матрица инциденције  $T$  [10]. Ова матрица има димензије  $3N \times 3N1$  (где  $N$  одговара укупном броју чворова у моделованој микромрежи). Матрица  $T$  је блоковског типа, са блоковима (квадратним матрицама димензија  $3 \times 3$ ) дефинисаним на следећи начин:

$$\mathbf{T}_{mj} = \begin{cases} \mathbf{I} - \text{Када је модул квара } j \text{ инцидентан} \\ \quad \text{чвору } m \\ \mathbf{0} - \text{Када модул квара } j \text{ није инцидентан} \\ \quad \text{чвору } m \\ m = 1, \dots, N; j = 1, \dots, N1, \end{cases} \quad (6.3)$$

Где је:

$\mathbf{I}$  јединична  $(3 \times 3)$  матрица

$\mathbf{0}$  нулта  $(3 \times 3)$  матрица.

Као што је горе објашњено, у овој докторској дисертацији, прорачун режима микромреже са кратким спојем се одређује декомпозицијом кола са кваром на коло са режимом једнаким режиму пре квара и генерализовано  $\Delta$ -коло [15]. Дакле, ако је познат режим пре квара, прорачун режима микромреже са кваром, своди се на прорачун режима генерализованог  $\Delta$ -кола микромреже.

Приликом декомпозиције, сви идеални напонски извори традиционалних машина, као и идеални напонски извори модула квара оријентисани према чвору са кваром у колу са режимом пре квара, су задржани. Због тога су, у генерализованом  $\Delta$  колу они су изостављени. Поред поменутих извора, у колу са режимом пре квара задржани су и идеални струјни извори са струјама ИДЕР пре квара. Пошто су струје квара ИДЕР, како је објашњено у поглављу 4.2 начелно веће вредности од струја ИДЕР пре квара (најчешће до 1.5 или 2 пута), то значи да ће и у генерализованом  $\Delta$  колу постојати идеални струјни извори једнаки разликама струја ИДЕР са кваром и струја ИДЕР пре квара. Струје које представљају ове разлике називају се ексцесне струје [15]. Дакле, ексцесне струје дефинишу се на следећи начин:

$$\hat{I}_{IDER k}^{eks} = \hat{I}_{IDER k}^{kvara} - \hat{I}_{DER k} \quad (6.4)$$

Где:

$\hat{I}_{IDER k}^{kvara}$  представља укупну струју квара коју инјектира  $k$ -ти ИДЕР

$\hat{I}_{DER k}$  представља укупну струју коју инјектира  $k$ -ти ИДЕР пре појаве квара

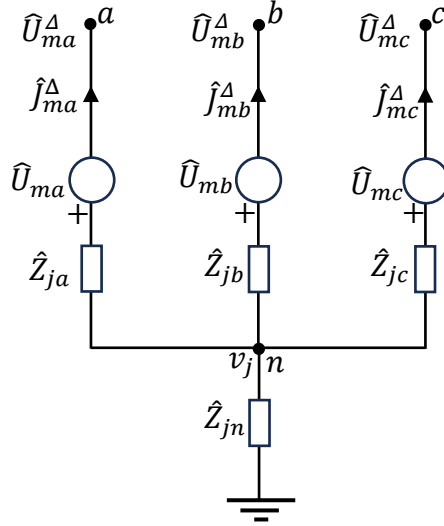
$\hat{I}_{IDER k}^{eks}$  представља ексцесну струју  $k$ -тог ИДЕР

Дакле, у генерализованом  $\Delta$  колу једини активни елементи су идеални напонски извори модула квара, оријентисани од чворова са кваром ка земљи и идеални струјни извори са вредностима ексцесних струја ИДЕР [15].

#### A. Математички модели модула кварова у генерализованом $\Delta$ -колу

Режим  $j$ -тог модула квара повезаног са чвором  $m$  (слика 6.2) у генерализованом  $\Delta$ -колу одређен је помоћу два вектора и једног скалара [8]:

$$\hat{\mathbf{U}}_m^\Delta = [\hat{U}_{ma}^\Delta \hat{U}_{mb}^\Delta \hat{U}_{mc}^\Delta]^\text{T}, \hat{\mathbf{J}}_m^\Delta = [\hat{J}_{ma}^\Delta \hat{J}_{mb}^\Delta \hat{J}_{mc}^\Delta]^\text{T}, \hat{v}_j^\Delta.$$



Слика 6.2 – Модул квара у генерализованом  $\Delta$  колу [8]

Даље, математички модел  $j$ -тог модула квара у генерализованом  $\Delta$  колу придруженог трофазном чвору  $m$ , у фазном домену, може се извести на следећи начин [8]:

$$\begin{aligned} \widehat{\mathbf{A}}_j^U \widehat{\mathbf{U}}_m^\Delta + \widehat{\mathbf{A}}_j^J \widehat{\mathbf{J}}_j^\Delta + \widehat{\mathbf{A}}_j^v \widehat{v}_j^\Delta &= \widehat{\mathbf{A}}_j^0 \\ \widehat{\mathbf{C}}_j^J \widehat{\mathbf{J}}_j^\Delta + \widehat{\mathbf{C}}_j^v \widehat{v}_j^\Delta &= 0 \\ j &= 1, \dots, N1 \end{aligned} \quad (6.5)$$

Где су параметри дефинисани на следећи начин [8]:

$$[\widehat{\mathbf{A}}_j^U]_{3 \times 3} = \text{diag}[\widehat{A}_{ja}^U \widehat{A}_{jb}^U \widehat{A}_{jc}^U], \quad \widehat{A}_{ji}^U = \begin{cases} 0, & \widehat{Z}_{ji} \rightarrow \infty \\ 1, & \text{у осталим случајевима} \end{cases} \quad (6.6)$$

$$[\widehat{\mathbf{A}}_j^J]_{3 \times 3} = \text{diag}[\widehat{A}_{ja}^J \widehat{A}_{jb}^J \widehat{A}_{jc}^J], \quad \widehat{A}_{ji}^J = \begin{cases} 1, & \widehat{Z}_{ji} \rightarrow \infty \\ \widehat{Z}_{ji}, & \text{у осталим случајевима} \end{cases} \quad (6.7)$$

$$[\widehat{\mathbf{A}}_j^v]_{3 \times 1} = [\widehat{A}_{ja}^v \widehat{A}_{jb}^v \widehat{A}_{jc}^v]^T, \quad \widehat{A}_{ji}^v = \begin{cases} 0, & \widehat{Z}_{ji} \rightarrow \infty \\ -1, & \text{у осталим случајевима} \end{cases} \quad (6.8)$$

$$[\widehat{\mathbf{A}}_j^0]_{3 \times 1} = [\widehat{A}_{ja}^0 \widehat{A}_{jb}^0 \widehat{A}_{jc}^0]^T, \quad \widehat{A}_{ji}^0 = \begin{cases} 0, & \widehat{Z}_{ji} \rightarrow \infty \\ -\widehat{U}_{mi}^0, & \text{у осталим случајевима} \end{cases} \quad (6.9)$$

$$[\widehat{\mathbf{C}}_j^J]_{1 \times 3} = [\widehat{C}_{ja}^J \widehat{C}_{jb}^J \widehat{C}_{jc}^J], \quad \widehat{C}_{ji}^J = \begin{cases} 1, & \widehat{Z}_{jn} \rightarrow \infty \\ \widehat{Z}_{jn}, & \text{у осталим случајевима} \end{cases} \quad (6.10)$$

$$\widehat{C}_j^v = \begin{cases} 0, & \widehat{Z}_{jn} \rightarrow \infty \\ 1, & \text{у осталим случајевима} \end{cases} \quad (6.11)$$

У релацијама (6.6)-(6.11)  $j$  одговара фази а, б или ц. Математички модел модула квара у генерализованом  $\Delta$  колу у домену симетричних компоненти може се лако

извести на основу модела (6.5), множењем одговарајућих вектора и матрица са матрицом трансформације или њеном инверзном матрицом ( $\hat{\mathbf{S}}$  и  $\hat{\mathbf{S}}^{-1}$ ) [8]:

$$\begin{aligned} (\hat{\mathbf{A}}_j^U \hat{\mathbf{S}}^{-1})(\hat{\mathbf{S}} \hat{\mathbf{U}}_k^\Delta) + (\hat{\mathbf{A}}_j^J \hat{\mathbf{S}}^{-1})(\hat{\mathbf{S}} \hat{\mathbf{J}}_j^\Delta) + \hat{\mathbf{A}}_j^v \hat{v}_j^\Delta &= \hat{\mathbf{A}}_j^0 \\ (\hat{\mathbf{C}}_j^J \hat{\mathbf{S}}^{-1})(\hat{\mathbf{S}} \hat{\mathbf{J}}_j^\Delta) + \hat{\mathbf{C}}_j^v \hat{v}_j^\Delta &= 0 \end{aligned} \quad (6.12)$$

$$j = 1, \dots, N1$$

Где је матрица трансформације  $\hat{\mathbf{S}}$  дефинисана као [8]:

$$\hat{\mathbf{S}} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \hat{a} & \hat{a}^2 \\ 1 & \hat{a}^2 & \hat{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \hat{a} = e^{-j\frac{2\pi}{3}}. \quad (6.13)$$

Матрица  $\hat{\mathbf{S}}^{-1}$  представља инверзну матрицу од матрице трансформације  $\hat{\mathbf{S}}$ .

Сада се модел (6.13) може написати на следећи начин [8]:

$$\begin{aligned} \hat{\mathbf{A}}_j^U \hat{\mathbf{U}}_k^\Delta + \hat{\mathbf{A}}_j^J \hat{\mathbf{J}}_j^\Delta + \hat{\mathbf{A}}_j^v \hat{v}_j^\Delta &= \hat{\mathbf{A}}_j^0 \\ \hat{\mathbf{C}}_j^J \hat{\mathbf{J}}_j^\Delta + \hat{\mathbf{C}}_j^v \hat{v}_j^\Delta &= \mathbf{0} \end{aligned} \quad (6.14)$$

$$j = 1, \dots, N1$$

У (6.14) и у остатку докторске дисертације подвучене ознаке одговарају домену симетричних компоненти.

#### *В. Математички модел генерализованог $\Delta$ -кола*

Генерализовано  $\Delta$  коло микромреже са кваром, може се описати на следећи начин:

$$\hat{\mathbf{J}}_{INj}^\Delta = \hat{\mathbf{Y}} \hat{\mathbf{U}}_K^\Delta + \hat{\mathbf{T}} \hat{\mathbf{J}}_F^\Delta \quad (6.15)$$

Где:

$\hat{\mathbf{Y}}$  представља матрицу адмитанси микромреже у домену симетричних компоненти,

$\hat{\mathbf{J}}_{INj}^\Delta$  представља вектор инјектираних струја у домену симетричних компоненти у генерализованом  $\Delta$  колу (димензије  $3N \times 1$ ).

$\hat{\mathbf{U}}_K^\Delta$  представља вектор напона свих чворова у домену симетричних компоненти у генерализованом  $\Delta$  колу (димензије  $3N \times 1$ ), и

$\hat{\mathbf{J}}_F^\Delta$ , представља вектор струја свих модула кварова, са димензијама  $3N1 \times 1$ .

$\hat{\mathbf{T}}$  представља матрицу инциденције са димензијама  $3N \times 3N1$ .

Због присуства ИДЕР и зависности њихових струја квара од процењених напона на њиховим прикључним тачкама у тренутку појаве квара, предложена метода за прорачун кратких спојева се састоји од два корака:

1. Пред-итеративни корак у ком се одређују напони чворова у којима су прикључени ИДЕР у тренутку настанка квара и

2. Прорачун стања микромреже са кваром.

За оба корака ће се користити иста процедура али са различитим моделима ИДЕР, као што је објашњено у наставку.

Интеграцијом једначина (6.14) и (6.15), математички модел генерализованог  $\Delta$ -кола микромреже са кваром је представљен на следећи начин:

$$\begin{array}{c} 3N \quad 3N_1 \quad N_1 \quad 1 \quad 1 \\ 3N \quad \left| \begin{array}{ccc|c|c} \underline{\hat{Y}} & \underline{\mathbf{T}} & \mathbf{0} & \underline{\hat{U}}_K^\Delta & \underline{\hat{J}}_{INJ} \\ 3N_1 & \underline{\hat{A}}^U & \underline{\hat{A}}^J & \underline{\hat{A}}^v & \times \underline{\hat{J}}_F^\Delta = \underline{\hat{A}}^0 \\ N_1 & \mathbf{0} & \underline{\hat{C}}^J & \underline{\hat{C}}^v & \underline{\hat{V}}^\Delta & \mathbf{0} \end{array} \right. \end{array} \quad (6.16)$$

Или у компактнијој форми:

$$\underline{\hat{\mathbf{F}}} \underline{\hat{\mathbf{X}}}^\Delta = \underline{\hat{\mathbf{F}}}^0 \quad (6.17)$$

Матрица  $\underline{\hat{A}}^U$  је дефинисана као:

$$\underline{\hat{A}}_{jk}^U = \begin{cases} \underline{\hat{A}}_j^U & \text{— када је модул квара } j \text{ инцидентан чвору са индексом } k \\ \mathbf{0} & \text{— када модул квара } j \text{ није инцидентан чвору са индексом } k \end{cases} \quad (6.18)$$

$$j = 1, \dots, N_1; k = 1, \dots, N.$$

Дијагонална матрица  $\underline{\hat{A}}^J$  је дефинисана као:

$$\underline{\hat{A}}^J = \text{diag}[\dots \underline{\hat{A}}_i^J \dots], i \in \alpha_{kvara} \quad (6.19)$$

При чему је  $\alpha_{kvara}$  скуп индекса чворова са кваром.

Матрице  $\underline{\hat{A}}^v$  и  $\underline{\hat{C}}^J$  су дефинисани као:

$$\underline{\hat{A}}^v = [\underline{\hat{A}}_1^v, \underline{\hat{A}}_2^v, \dots, \underline{\hat{A}}_{N_1}^v], \underline{\hat{C}}^J = [\underline{\hat{C}}_1^J, \underline{\hat{C}}_2^J, \dots, \underline{\hat{C}}_{N_1}^J] \quad (6.20)$$

Дијагонална матрица  $\underline{\hat{C}}^v$  је дефинисана као:

$$\underline{\hat{C}}^v = \text{diag}[\underline{\hat{C}}_1^v, \underline{\hat{C}}_2^v, \dots, \underline{\hat{C}}_{N_1}^v] \quad (6.21)$$

Вектор  $\underline{\hat{V}}^\Delta$  је дефинисан на следећи начин:

$$\underline{\hat{V}}^\Delta = [\hat{v}_1^\Delta, \hat{v}_2^\Delta, \dots, \hat{v}_{N_1}^\Delta]^T \quad (6.22)$$

Вектор  $\underline{\hat{A}}^0$  је дефинисан као:

$$\underline{\hat{A}}^0 = [(\underline{\hat{A}}_1^0)^T (\underline{\hat{A}}_2^0)^T \dots (\underline{\hat{A}}_{N_1}^0)^T]^T \quad (6.23)$$

*A. Први корак процедуре – израчунавање ексцесних струја ИДЕР*

У првом кораку, у коме је циљ да се одреде напони чворова у којима су прикључени ИДЕР у тренутку настанка квара, претпоставља се да сви ИДЕР инјектирају



струје које су једнаке струјама ИДЕР пре појаве квара. Дакле, након декомпозиције режима микромреже са кваром на режим пре квара и режим генерализованог  $\Delta$ -кола, њихове вредности у режиму генерализованог  $\Delta$ -кола су једнаке нули. Дакле, вектор  $\hat{\underline{J}}_{INJ}$  у (6.16) је нулти вектор, при чему је цео вектор  $\hat{\underline{F}}^0$  је познат.

Вектор непознатих променљивих  $\hat{\underline{X}}^\Delta$  из (6.18), који укључује струје кратког споја на локацијама квара и напоне чворова са кваром у генерализованом  $\Delta$ -колу, израчунава се на следећи начин:

$$\hat{\underline{X}}^\Delta = \hat{\underline{F}}^{-1} \hat{\underline{F}}^0 \quad (6.24)$$

Овде се користи факторизација матрице  $\hat{\underline{F}}$ .

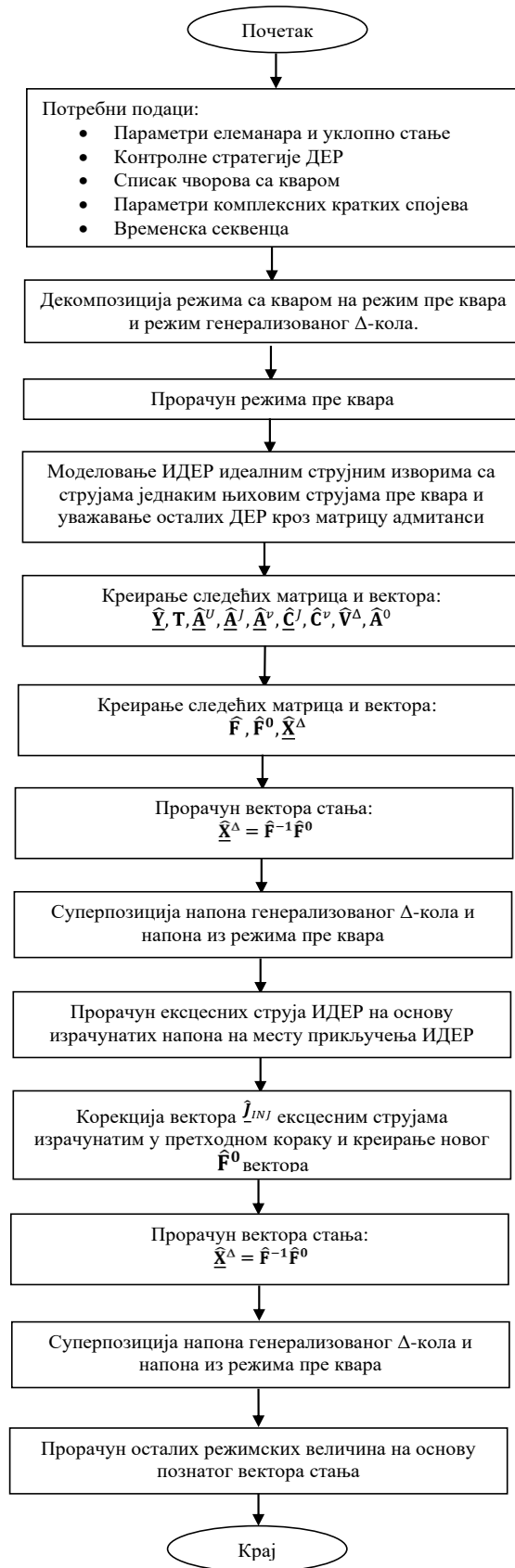
Када је вектор  $\hat{\underline{X}}^\Delta$  познат, сви напони у микромрежи са кратким спојем (укључујући напоне чворова са ИДЕР) се израчунавају суперпозицијом напона из режима генерализованог  $\Delta$ -кола и познатих напона из режима пре квара. Коначно, када су познати напони чворова ИДЕР, ексцесне струје ИДЕР се израчунавају према процедури из [7].

*В. Други корак процедуре – израчунавање стања микромреже са кратким спојем*

Када су познате ексцесне струје свих ИДЕР-а, вектор  $\hat{\underline{J}}_{INJ}$  се попуњава њиховим вредностима на свакој позицији где је ИДЕР повезан са микромрежом. Остатак вектора  $\hat{\underline{J}}_{INJ}$  (све остале позиције) су нуле. Дакле, у овом кораку вектор  $\hat{\underline{J}}_{INJ}$  више није нулти вектор, али су његове вредности познате, а самим тим познат је и вектор  $\hat{\underline{F}}^0$ .

Дакле, тачан вектор непознатих променљивих,  $\hat{\underline{X}}^\Delta$ , израчунава се као у (6.24). Како вектор  $\hat{\underline{X}}^\Delta$  садржи вредности свих напона у генерализованом  $\Delta$ -колу, стање микромреже са кратким спојем се коначно израчунава суперпозицијом израчунатог генерализованог  $\Delta$ -кола и познатог стања пре квара.

Овим се завршава предложена процедура и израчунавају се све променљиве унутар микромреже са кратким спојем.

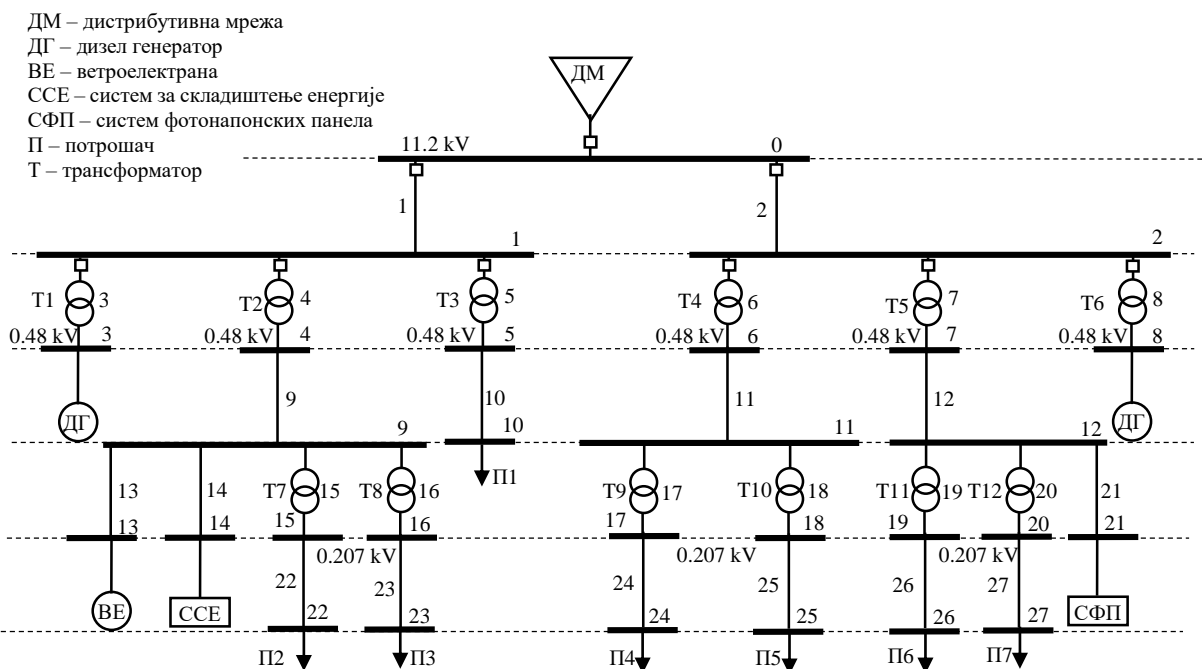


Слика 6.3 – Блок дијаграм тока прорачуна режима микромреже са кратким спојем

## 7 НУМЕРИЧКА ВЕРИФИКАЦИЈА РЕЗУЛТАТА

Да би се извршила нумеричка верификација предложене методе за прорачун кратких спојева, развијен је софтверски алат у програмском пакету ФОРТРАН 2015, у који је предложена метода имплементирана. У овом алату, моделована је тестна микромрежа на којој су симулирани кратки спојеви потребни за нумеричку верификацију. Ова тестна микромрежа представља (модификован) модел једне реалне микромреже и то на кампусу северноамеричког универзитета „Case Western Reserve University“ – слика 7.1 [209]. Сама микромрежа је у извесној мери модификована приликом креирања модела, а подаци који се односе на модел коришћене микромреже дати су у наставку. Важно је напоменути да реална микромрежа овог универзитета нема могућност острвског режима рада [209], док ће се у овој дисертацији сматрати да има.

Микромрежа се састоји од 28 трофазних чворова при чему чвор 0 представља тачку приључења у којој је микромрежа повезана са дистрибутивном мрежом. Постоје три различита напонска нивоа унутар микромреже: 11.2 kV, 0.48 kV и 0.207 kV. Снага кратког споја дистрибутивне мреже је 1000 MVA, а однос X/R је 22. На микромрежу су прикључена два идентична дизел агрегата номиналне снаге 200 KVA, у чворовима 3 и 8. Поред дизел агрегата, постоје још 3 ДЕР који су прикључени у чворове 13, 14 и 21. У чвор 13 прикључена је ветротурбина номиналне снаге 60 kVA. У чвор 14 прикључен је систем за складиштење енергије номиналне снаге 40 kVA. У чвор 21 прикључен је систем фотонапонских панела номиналне снаге 40 kVA. Подужне импедансе водова 1, 2, 9, 10, 11 и 12 су међусобно једнаке и износе  $(0.1608+j0.0886)\Omega/\text{km}$ . Дужине водова 1, 2, 9 и 10 су међусобно једнаке и износе 45.72m, док су водови 11 и 12 дугачки 60.96m. Водови 13, 14, 21, 22, 23, 24, 25, 26 и 27 имају међусобно једнаке подужне импедансе, које износе  $(0.1968+j0.0984)\Omega/\text{km}$ . Такође, њихове дужине су међусобно једнаке и износе 121.92m. Трансформатори означени са Т1 и Т6 на слици 7.1 имају следеће параметре: 11.2/0.48 kV/kV, Y/y, z = 5.75%, Sn = 2 MVA, X/R = 6. Трансформатори означени са Т2, Т3, Т4 и Т5 на слици 7.1 имају следеће параметре: 11.2/0.48 kV/kV, Y/y, z = 5.75%, Sn = 0.5 MVA X/R = 6. Трансформатори означени са Т7, Т8, Т9, Т10, Т11 и Т12 на слици 7.1 имају следеће параметре: 0.48/0.207 kV/kV, Y/y, z = 5.75%, Sn = 0.25 MVA X/R = 3. У чворовима 22, 23, 24, 25, 26 и 27 прикључени су потрошачи П2, П3, П4, П5, П6 и П7, респективно. Сви ови потрошачи су снаге 60 kW. У чвор 10 прикључен је потрошач П1 чија снага је 40 kW. Сви елементи су трофазни и уравнотежени.



Слика 7.1 – Модификована микромрежа северноамеричког универзитета „Case Western Reserve University“

Пет стандардних металних кратких спојева (1ФКС, 2ФКС, 2ФКСз, 3ФКС и 3ФКСз) су симулирани у чвору 11, у оба режима рада: повезаном и острвском.

Резултати прорачуна кратких спојева добијени предложеном методом за повезан режим микромреже, приказани су у табели 7.1.

Табела 7.1 – Резултати кратких спојева за 3ФКС у чвору 11 у повезаном режиму

Тип кратког споја	3ФКС		
Фаза	a	b	c
$I_1$ [A] /угао[°]	10.23/179.54	10.23/59.54	10.23/-60.46
$I_2$ [A] /угао[°]	338.29/-67.07	338.29/172.93	338.29/52.93
$I_3$ [A] /угао[°]	10.46/178.54	10.46/58.53	10.46/-61,46
$I_4$ [A] /угао[°]	1.90/-175.31	1.90/64.69	1.90/-55.31
$I_5$ [A] /угао[°]	2.07/-0.43	2.07/-120.43	2.07/-121.52
$I_6$ [A] /угао[°]	341.35/-65.90	341.35/174.10	341.35/54.10
$I_7$ [A] /угао[°]	2.90/-4.55	2.90/-124.55	2.90/115.46
$I_8$ [A] /угао[°]	10.99/178.43	10.99/58.42	10.99/-61.57
$I_9$ [A] /угао[°]	45.88/-175.31	45.88/64.69	45.88/-55.31
$I_{10}$ [A] /угао[°]	47.72/-0.43	47.72/-120.43	47.72/119.57
$I_{11}$ [A] /угао[°]	7964.93/-65.90	7964.93/174.10	7964.93/54.10

$I_{12}$ [A] /угао[°]	66.32/-4.55	66.32/-124.55	66.32/-115.45
$I_{13}$ [A] /угао[°]	108.98/179.92	108.98/59.92	108.98/-60.08
$I_{14}$ [A] /угао[°]	72.45/-179.91	72.45/60.08	72.45/-59.91
$I_{15}$ [A] /угао[°]	69.14/-1.49	69.14/-121.49	69.14/118.51
$I_{16}$ [A] /угао[°]	69.14/-1.49	69.14/-121.49	69.14/118.51
$I_{17}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{18}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{19}$ [A] /угао[°]	68.74/-2.20	68.74/-122.20	68.74/117.80
$I_{20}$ [A] /угао[°]	68.74/-2.20	68.74/-122.20	68.74/117.80
$I_{21}$ [A] /угао[°]	70.01/179.94	70.01/59.94	70.01/-60.06
$I_{22}$ [A] /угао[°]	160.32/-1.49	160.32/-121.49	160.32/118.51
$I_{23}$ [A] /угао[°]	160.32/-1.49	160.32/-121.49	160.32/118.51
$I_{24}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{25}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{26}$ [A] /угао[°]	159.41/-2.20	159.41/-122.20	159.41/117.80
$I_{27}$ [A] /угао[°]	159.41/-2.20	159.41/-122.20	159.41/117.80

Затим је иста микромрежа анализирана у острвском режиму рада. Симулирани је исти тип квара у истом чвору. Резултати добијени помоћу развијеног алата су приказани у табели 7.2.

Табела 7.2. – Резултати кратких спојева за ЗФКС у чвору 11 у острвском режиму

Тип кратког споја	ЗФКС		
	а	б	с
Фаза			
$I_1$ [A] /угао[°]	42.12/115.21	42.12/-4,79	42.12/-124.79
$I_2$ [A] /угао[°]	42.12/-76.46	42.12/163.54	42.12/43.54
$I_3$ [A] /угао[°]	35.42/111.30	35.42/-8.70	35.42/-128.70
$I_4$ [A] /угао[°]	10.68/-88.86	10.68/151.14	10.68/31.14
$I_5$ [A] /угао[°]	0.52/-24.95	0.52/-144.95	0.52/95.05
$I_6$ [A] /угао[°]	78.01/-71.50	78.01/168.50	78.01/48.50
$I_7$ [A] /угао[°]	1.58/-85.05	1.58/154.95	1.58/34.95
$I_8$ [A] /угао[°]	35.22/111.29	35.22/-8.71	35.22/-128.70

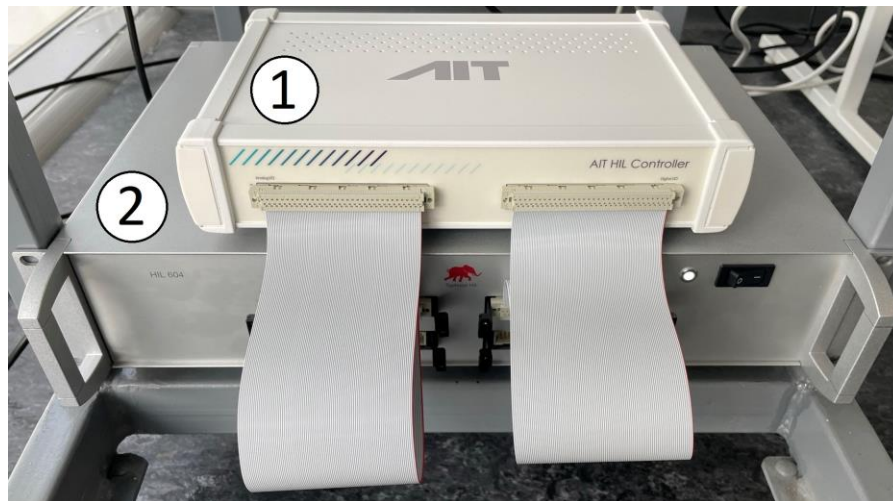
$I_9$ [A] /угао[°]	248.64/-88.86	248.64/151.14	248.64/31.14
$I_{10}$ [A] /угао[°]	11.71/-24.96	11.71/-144.96	11.71/95.04
$I_{11}$ [A] /угао[°]	1815.09/-71.50	1815.09/168.50	1815.09/48.50
$I_{12}$ [A] /угао[°]	35.52/-85.05	35.52/154.95	35.52/34.95
$I_{13}$ [A] /угао[°]	229.23/-93.19	229.23/146.81	229.23/26.81
$I_{14}$ [A] /угао[°]	68.51/-93.98	68.51/146.02	68.51/26.02
$I_{15}$ [A] /угао[°]	21.02/-50.32	21.02/-170.32	21.02/69.69
$I_{16}$ [A] /угао[°]	21.02/-50.32	21.02/-170.32	21.02/69.69
$I_{17}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{18}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{19}$ [A] /угао[°]	17.68/-52.36	17.68/-172.36	17.68/67.64
$I_{20}$ [A] /угао[°]	17.68/-52.36	17.68/-172.36	17.68/67.64
$I_{21}$ [A] /угао[°]	52.95/-96.24	52.95/143.76	52.95/23.76
$I_{22}$ [A] /угао[°]	46.95/-50.32	46.95/-170.32	46.95/69.68
$I_{23}$ [A] /угао[°]	46.95/-50.32	46.95/-170.32	46.95/69.68
$I_{24}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{25}$ [A] /угао[°]	0.00/0.00	0.00/0.00	0.00/0.00
$I_{26}$ [A] /угао[°]	40.72/-52.36	40.72/-172.36	40.72/67.64
$I_{27}$ [A] /угао[°]	40.72/-52.36	40.72/-172.36	40.72/67.64

Да би се потврдила тачност резултата добијених помоћу алата у који је имплементирана предложена метода, иста тестна микромрежа је моделована и у најсавременијем „НП“ окружењу компаније „Turhoon НП“ у Лабораторији за паметне мреже, на Факултету техничких наука Универзитета у Новом Саду [210] са циљем да се исте симулације кратких спојева изведу у оба система, како би се упоредили резултати истих типова кратких спојева који су симулирани у развијеном алату.

„НП“ окружење представља напредну технику за дигиталну емуляцију електроенергетских система са ограниченим бројем чворова у реалном времену, која омогућава замену физичких система виртуелним моделима за потребе контроле, пројектовања, тестирања и оптимизације [4]. Ова техника омогућава стварање „дигиталног близанца“ малог електроенергетског система, који пружа виртуелну реплику система са високим степеном прецизности [4]. У „НП“ окружење могуће је прикључити физички контролер (нпр. контролер микромреже или инверторски контролер), при чему сам контролер неће осетити да ли је прикључен у стварни физички систем или његову реплику, те се неће различито понашати у ова два случаја [211]. Према томе, понашање контролера прикљученог у „НП“ биће исто као да управља

стварним системом и реаговаће на сигнале које добија од „HIL“ окружења, генеришући повратне управљачке сигнале на основу имплементiranог алгоритма управљања. Интеракција са физичким контролером омогућена је путем брзих улазно-излазних сигнала, који уз процесор велике брзине са „ултра“ малим кашњењем („ultralow latency“) резултирају изузетно малим временским кораком симулације и високим степеном тачности [211].

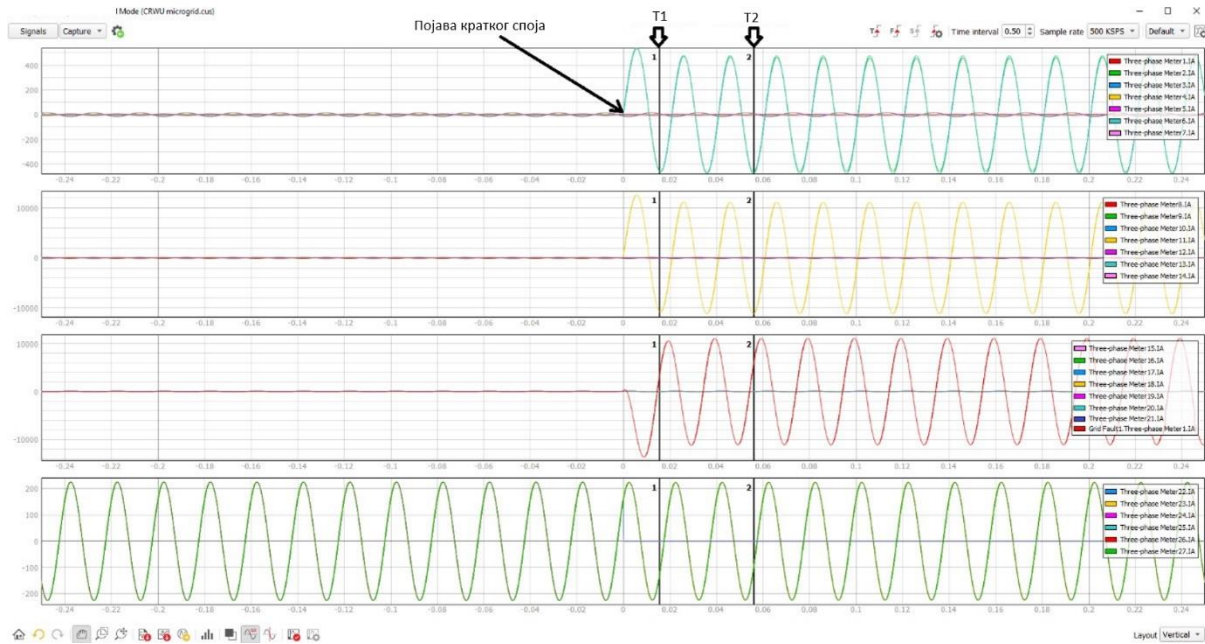
У оквиру експеримента за потребе верификације резултата добијених развијеним алатом у који је имплементирана предложена метода за прорачун кратких спојева, прави, физички, инверторски контролер са имплементираним „LVRT“ и „RCI“ контролним стратегијама, повезан је са „HIL“ уређајем, а контролни сигнали су софтверски намапирани тако да овај физички контролер контролише моделовани инвертор преко ког је на тестну микромрежу повезан моделовани ИДЕР који је прикључен у чвору 21. Инверторски контролер и „HIL“ уређај су приказани на слици 7.2. На овај начин омогућено је да ИДЕР прикључен у чвору 21 буде контролисан од стране физичког контролера.



Слика 7.2 – Инверторски контролер и „HIL“ уређај

У софтверу „HIL“ окружења симулирани су исти типови кратких спојева на истим местима на којима су симулирани коришћењем развијеног алата. Ови резултати су представљени у временском домену, односно на графицима који приказују зависност тренутних вредности струја од времена. Током експеримента, сваки резултат је представљан и анализиран појединачно, али су због великог броја резултата и непотребног заузимања места до ког би довело појединчано представљање графика за сваку струју по свакој грани у овој докторској дисертацији представљени сви заједно на једном приказу (слика 7.3). На овој слици је назначен тренутак појаве кратког споја као и два тренутка са ознакама T1 и T2 између којих су сигнали анализирани. Ови тренуци су изабрани тако да одговарају транзитном периоду. На легендама које се налазе са десне стране сваког од четири приказа са слике 7.3 представљене су боје којима су означене струје по гранима на приказима. Свако мерење по грани је названо „Three-phase Meter X.IA“ при чему X представља индекс грани на коју се мерење односи. То значи да се „Three-phase Meter 15.IA“ односи на грансу са индексом 15. Поред тога, може се приметити и једно мерење чији назив се разликује од свих осталих, а то је „GridFault1.Three-PhaseMeter1.IA“. Ово мерење представља мерење саме струје квара на месту квара. Све струје мерене су само у фази А пошто су у питању 3ФКС који подразумевају симетричан режим директног редоследа јер је микромрежа уравнотежена.

Овај приказ сам по себи није претерано користан у погледу верификације резултата добијених развијеним алатом, јер је немогуће поредити вредности у комплексном домену које су добијене алатом, са тренутним вредностима датим у форми графика зависности од времена. То је још један од разлога зашто се у овој докторској дисертацији не инсистира на детаљном приказу временских одзива сваке струје појединачно, него се приказују све на једном приказу. Суштина овог приказа јесте да начелно прикаже облике струја по свим гранама и да истакне временске тренутке T1 и T2, да би се лакше разумела анализа која следи.



Слика 7.3 – Временски одзиви струја приликом појаве 3ФКС у чвору I1 у повезаном режиму рада микромреже

У софтверу „НП“ окружења постоји могућност детаљнијег анализирања свих временских одзива који су усликани на неком временском интервалу, те је тако детаљније анализиран сваки од одзива са слике 7.3. На слици 7.4 приказан је прозор из софтвера „НП“ окружења у ком су излистани сви сигнали са слике 7.3 и за сваки од њих дате су минималне, максималне, средње и ефективне вредности. За верификацију резултата, од интереса су ефективне вредности ових одзива које се налазе на крајњој десној страни слике у колони под називом „RMS“ и због тога су оне посебно означене на слици 7.4 тако што су уоквирене црним правоугаоником. Дакле ово су ефективне вредности струјних одзива на временском интервалу између тренутка T1 и тренутка T2. Ова два тренутка, односно времена која их дефинишу, као и само трајање интервала, уоквирено је такође, црним правоугаоником и налази се на левој страни слике 7.4.



Signals Data

find signal

Signal Name	Cursor 1	Cursor 2	Delta	Min.	Max.	Abs.Max.	Mean	RMS
Time	0.015626s	0.056202s	0.040576					
Three-phase Meter1.IA	7.5544624	7.6191063		-14.05663	14.089201	14.089201	0.02891584	10.086844
Three-phase Meter2.IA	-453.26736	-465.3027		-468.72046	473.3467	473.3467	-4.732277	332.98972
Three-phase Meter3.IA	8.143579	8.129575		-14.368493	14.440674	14.440674	0.03647053	10.363282
Three-phase Meter4.IA	1.1122253	0.701404		-2.8904471	2.881272	2.881272	0.013175459	1.9257486
Three-phase Meter5.IA	-1.6868943	-1.2166487		-2.9861515	2.9860573	2.9861515	-0.02066916	2.103647
Three-phase Meter6.IA	-460.25806	-477.41635		-478.034	480.69	480.69	-4.6220613	339.6544
Three-phase Meter7.IA	-2.4356139	-1.8269428		-4.253424	4.2498307	4.253424	-0.032208897	2.9492345
Viewport 2								
Time	0.015626s	0.056202s	0.040576					
Three-phase Meter8.IA	9.441014	13.935726		-16.663649	17.65292	17.65292	-0.077947095	11.212759
Three-phase Meter9.IA	27.141693	17.221052		-69.286896	69.30609	69.30609	0.3219822	46.410362
Three-phase Meter10.IA	-38.171097	-27.533508		-67.55456	67.55242	67.55456	-0.4677265	47.5901
Three-phase Meter11.IA	-10738.166	-11138.861		-11153.175	11215.143	11215.143	-107.833595	7924.5864
Three-phase Meter12.IA	-55.641956	-41.774536		-97.12438	97.04065	97.12438	-0.7369951	67.322624
Three-phase Meter13.IA	82.89458	58.687134		-156.86359	156.87221	156.87221	1.0112612	109.67748
Three-phase Meter14.IA	55.38621	39.236847		-104.69241	104.6978	104.6978	0.6756072	73.202156
Viewport 3								
Time	0.015626s	0.056202s	0.040576					
Three-phase Meter15.IA	-55.571644	-40.351463		-97.023415	97.02031	97.023415	-0.68244314	68.47603
Three-phase Meter16.IA	-55.571644	-40.351463		-97.023415	97.02031	97.023415	-0.68244314	68.47603
Three-phase Meter17.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter18.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter19.IA	-57.2595	-42.324577		-96.50012	96.49635	96.50012	-0.7082173	67.96546
Three-phase Meter20.IA	-57.2595	-42.324577		-96.50012	96.49635	96.50012	-0.7082173	67.96546
Three-phase Meter21.IA	58.876495	42.874733		-96.19005	96.08418	96.19005	0.6794457	68.64617
Grid Fault1.Three-phase Meter1.IA	3271.0164	5996.1562		-11204.235	11070.088	11204.235	-77.29357	7722.068
Viewport 4								
Time	0.015626s	0.056202s	0.040576					
Three-phase Meter27.IA	-132.77058	-98.14031		-223.75941	223.75066	223.75941	-1.6421838	157.59473
Three-phase Meter22.IA	-128.85672	-93.564964		-224.97276	224.96556	224.97276	-1.5824132	158.77863
Three-phase Meter23.IA	-128.85672	-93.564964		-224.97276	224.96556	224.97276	-1.5824132	158.77863
Three-phase Meter24.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter25.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter26.IA	-132.77058	-98.14031		-223.75941	223.75066	223.75941	-1.6421838	157.59473

Слика 7.4 – Резултати кратких спојева за 3ФКС у чвору 11 у повезаном режиму добијени у „НПЛ“ окружењу

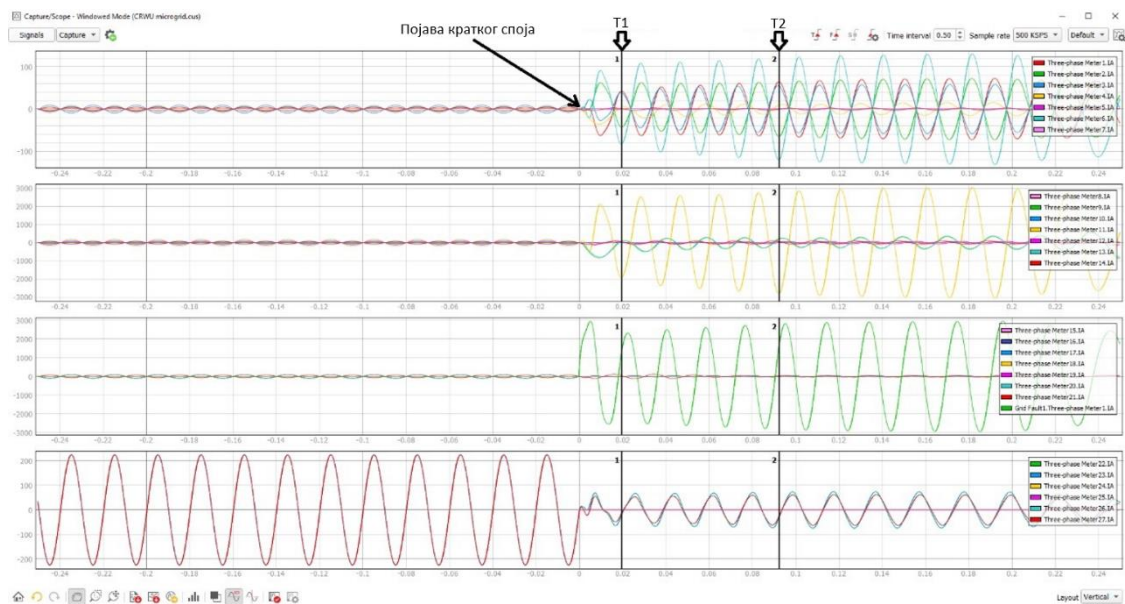
У табели 7.3 дато је поређење резултата добијених помоћу развијеног алата и резултата добијених у оквиру „НПЛ“ окружења за случај 3ФКС у чвору 11, при повезаном режиму рада. Поређени су модули комплексних струја из табеле 7.1 и ефективне вредности уоквирене црним правоугаоником са слике 7.4. Ефективне вредности са слике 7.4 су пре поређења заокружене на две децимале.

Табела 7.3 – Поређење резултата добијених помоћу развијеног алата и „НПЛ“ окружења за 3ФКС у чвору 11 у повезаном режиму рада

	Развијени алат	„НПЛ“ окружење	Разлика [%]
$I_1$	10.23	10.09	1.39
$I_2$	338.29	332.99	1.59
$I_3$	10.46	10.36	0.97
$I_4$	1.9	1.93	1.55
$I_5$	2.07	2.1	1.43
$I_6$	341.35	339.65	0.50
$I_7$	2.9	2.95	1.69
$I_8$	10.99	11.21	1.96
$I_9$	45.88	46.41	1.14
$I_{10}$	47.72	47.6	0.25
$I_{11}$	7964.93	7924.59	0.51
$I_{12}$	66.32	67.32	1.49
$I_{13}$	108.98	109.68	0.64
$I_{14}$	72.45	73.2	1.02
$I_{15}$	69.14	68.48	0.96

$I_{16}$	69.14	68.48	0.96
$I_{17}$	0.00	0.00	0.00
$I_{18}$	0.00	0.00	0.00
$I_{19}$	68.74	67.97	1.13
$I_{20}$	68.74	67.97	1.13
$I_{21}$	70.01	68.65	1.98
$I_{22}$	160.32	158.78	0.97
$I_{23}$	160.32	158.78	0.97
$I_{24}$	0.00	0.00	0.00
$I_{25}$	0.00	0.00	0.00
$I_{26}$	159.41	157.59	1.15
$I_{27}$	159.41	157.59	1.15
Максимална разлика		1.98%	

На исти начин, експеримент је поновљен и за микромрежу у острвском режиму рада. Слика 7.5 приказује временске одзиве струја у овом случају док слика 7.6 истиче ефективне вредности које су коришћене за поређење резултата. Описи и објашњења која су наведена за слике 7.3 и 7.4 важе и за слике 7.5 и 7.6.



Слика 7.5 – Временски одзиви струја приликом појаве 3ФКС на чвору 11 у острвском режиму рада микромреже

Signals Data

find signal

Signal Name	Cursor 1	Cursor 2	Delta	Min.	Max.	Abs.Max.	Mean	RMS
Time	0.019708s	0.09249s	0.072782					
Three-phase Meter1.IA	42.828453	64.63475		-63.628483	64.6804	64.6804	-2.8898046	41.588245
Three-phase Meter2.IA	-42.828453	-64.63475		-64.6804	63.628483	64.6804	2.8898046	41.588245
Three-phase Meter3.IA	38.87985	55.064384		-55.2525	55.788143	55.788143	0.11301151	35.72715
Three-phase Meter4.IA	4.128275	9.843391		-21.311182	12.281588	21.311182	-3.0021188	10.468919
Three-phase Meter5.IA	-0.18455045	-0.28525034		-0.8008446	0.79112583	0.8008446	-0.0006086308	0.52571386
Three-phase Meter6.IA	-83.0197	-120.18256		-120.49416	118.76754	120.49416	2.980272	77.507355
Three-phase Meter7.IA	1.1549305	0.40433607		-2.9632523	3.0407908	3.0407908	-0.20585063	1.5533137
Time	0.019708s	0.09249s	0.072782					
Three-phase Meter8.IA	39.031456	55.131157		-55.326866	55.86636	55.86636	0.11547112	35.86363
Three-phase Meter9.IA	96.454346	229.87845		-497.18137	286.26077	497.18137	-70.04893	244.13774
Three-phase Meter10.IA	-4.1782484	-6.4565125		-18.115654	17.896023	18.115654	-0.013697689	11.892268
Three-phase Meter11.IA	-1936.9985	-2804.0605		-2811.2905	2771.006	2811.2905	69.54019	1808.342
Three-phase Meter12.IA	27.076155	9.633601		-69.63698	71.45344	71.45344	-4.8026657	36.295
Three-phase Meter13.IA	71.97758	196.6159		-474.41583	275.1101	474.41583	-69.92519	233.84409
Three-phase Meter14.IA	42.337814	59.17646		-109.79697	106.60841	109.79697	-0.36148703	69.82856
Time	0.019708s	0.09249s	0.072782					
Three-phase Meter15.IA	-8.930549	-12.956791		-31.30301	30.815443	31.30301	0.11887748	20.5959
Three-phase Meter16.IA	-8.930549	-12.956791		-31.30301	30.815443	31.30301	0.11887748	20.5959
Three-phase Meter17.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter18.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter19.IA	-5.617124	-10.88595		-26.273684	25.995594	26.273684	0.016771832	17.29867
Three-phase Meter20.IA	-5.617124	-10.88595		-26.273684	25.995594	26.273684	0.016771832	17.29867
Three-phase Meter21.IA	38.309868	31.405516		-115.237335	117.66	117.66	-4.836207	53.888542
Grid Fault1.Three-phase Meter1.IA	1303.7117	1641.6708		-2790.5505	2723.0093	2790.5505	-50.25226	1863.3422
Time	0.019708s	0.09249s	0.072782					
Three-phase Meter22.IA	-20.70793	-30.0438		-72.58425	71.45371	72.58425	0.27563906	47.757023
Three-phase Meter23.IA	-20.70793	-30.0438		-72.58425	71.45371	72.58425	0.27563906	47.757023
Three-phase Meter24.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter25.IA	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Three-phase Meter26.IA	-13.02467	-25.241922		-60.922077	60.277252	60.922077	0.03889097	40.111263
Three-phase Meter27.IA	-13.02467	-25.241922		-60.922077	60.277252	60.922077	0.03889097	40.111263

Слика 7.6 – Резултати кратких спојева за 3ФКС у чвору 11 у повезаном режиму добијени у „НП“ окружењу

У табели 7.4 дато је поређење резултата добијених помоћу развијеног алата и резултата добијених у оквиру „НП“ окружења за случај 3ФКС у чвору 11, при острвском режиму рада. Поређени су модули комплексних струја из табеле 7.2 и ефективне вредности уоквирене црним правоугаоником са слике 7.6. Ефективне вредности са слике 7.6 су пре поређења заокружене на две децимале.

Табела 7.4 – Поређење резултата добијених помоћу развијеног алата и „НП“ окружења за 3ФКС у чвору 11 у острвском режиму рада

	Развијени алат	„НП“ окружење	Разлика [%]
$I_1$	42.12	41.59	1.27
$I_2$	42.12	41.59	1.27
$I_3$	35.42	35.73	0.86
$I_4$	10.68	10.47	2.01
$I_5$	0.52	0.53	1.89
$I_6$	78.01	77.51	0.65
$I_7$	1.58	1.55	1.94
$I_8$	35.22	35.86	1.78
$I_9$	248.64	244.14	1.84
$I_{10}$	11.71	11.89	1.51
$I_{11}$	1815.09	1808.34	0.37
$I_{12}$	35.52	36.29	2.12
$I_{13}$	229.23	233.84	1.97
$I_{14}$	68.51	69.83	1.89

I <sub>15</sub>	21.02	20.6	2.04
I <sub>16</sub>	21.02	20.6	2.04
I <sub>17</sub>	0.00	0.00	0.00
I <sub>18</sub>	0.00	0.00	0.00
I <sub>19</sub>	17.68	17.30	2.20
I <sub>20</sub>	17.68	17.30	2.20
I <sub>21</sub>	52.95	53.89	1.74
I <sub>22</sub>	46.95	47.76	1.70
I <sub>23</sub>	46.95	47.76	1.70
I <sub>24</sub>	0.00	0.00	0.00
I <sub>25</sub>	0.00	0.00	0.00
I <sub>26</sub>	40.72	40.11	1.52
I <sub>27</sub>	40.72	40.11	1.52
Максимална разлика		2.20%	

Резултати из табеле 7.1, слика 7.3 и 7.4, као и табеле 7.3 показују да предложена метода ефикасно прорачунава кратаке спојеве у микромрежама у повезаном режиму рада и да даје резултате велике прецизности. Мале разлике (максимална разлика је мања од 2%) у струјама између резултата добијених предложеном методом и резултата добијених помоћу „НП“ окружења приписују се различитом моделовању оптерећења, као и чињеници да се у „НП“ окружењу струје израчунавају и представљају у временском домену, па да се из тога касније изводе ефективне вредности на одређеном интервалу, док је предложена метода у потпуности изведена у комплексном домену, јер је намењена за индустријску употребу и због тога треба да буде временски ефикасна.

Резултати из табеле 7.2, слика 7.5 и 7.6, као и табеле 7.4 показују да предложена метода ефикасно прорачунава кратке спојеве у микромрежама у острвском режиму рада, као и да превазилази проблем „BFS“ метода који подразумева нестанак корена мреже при преласку у острвски режим. Мале разлике (максимална разлика је 2.2%) у струјама између резултата добијених предложеном методом и „НП“ окружења приписују се истим разлозима као што је описано изнад.

Предложена метода је даље тестирана на истој тестној микромрежи са два комплексна кратка споја. Симулирани сложени кратки спојеви су означени са СКС1 и СКС2:

1. СКС1 : Симултани метални 2ФКСз (фазе б и ц) у чвору 5 и метални 1ФКС (фаза а) у чвору 10; микромрежа је у повезаном режиму.
2. СКС2 : Симултани 1ФКС са импедансом лука  $\hat{Z}_n = 0.01[\Omega]$  у чвору 10 (фаза а) и метални 1ФКС (фаза б) у истом чвору; микромрежа је у повезаном режиму.

У табелама 7.5 и 7.6 приказани су резултати за СКС1 и СКС2, респективно, и то за гране 1, 2, 10 и 5. Ове гране су изабране као репрезентативне јер приказују ток струје квара од корена мреже до места кратког споја.

Табела 7.5. – Резултати кратких спојева за сложени кратак спој СКС1

Тип кратког споја	СКС2		
	а	б	с
Фаза			
I <sub>1</sub> [А] /угао[°]	359.94/-70.70	442.24/157.93	442.17/37.92

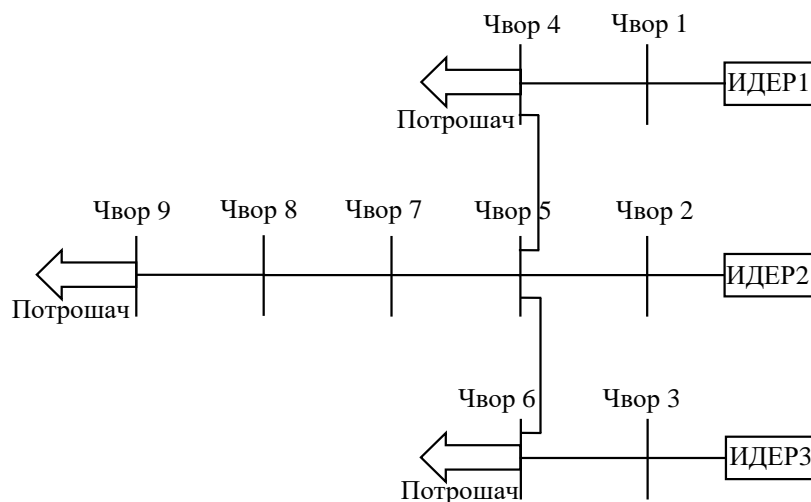
$I_2$ [A] /угао[°]	1.84/-170.95	1.67/62.85	1.77/-59.05
$I_5$ [A] /угао[°]	364.27/-68.87	444.34/159.48	444.34/39.49
$I_{10}$ [A] /угао[°]	8499.56/-68.87	0.00/0.00	0.00/0.00

Табела 7.6. – Резултати кратких спојева за сложени кратак спој СКС2

Тип кратког споја	СКС2		
	а	б	с
$I_1$ [A] /угао[°]	310.31/-56.22	359.40/169.32	9.95/-59.68
$I_2$ [A] /угао[°]	1.71/-176.19	1.90/62.27	1.59/-34.81
$I_5$ [A] /угао[°]	317.73/-54.44	364.26/171.13	2.06/119.71
$I_{10}$ [A] /угао[°]	7413.61/-54.44	8499.44/171.13	48.02/119.71

Резултати из табела 7.5 и 7.6 показују да је предложена метода у потпуности способна да реши произвољно одабране комплексне кратке спојеве са подједнаком једноставношћу као и металне. Ово је од изузетне важности за примену у оквиру индустријских софтверских решења, као што су „ADMS“, „DERMS“ и „MMS“. Ове платформе треба да буду у стању да врше прорачуне кратких спојева робусним методама, способним да се носе са било којом врстом комплексних кратких спојева који се могу појавити на терену. На основу ових резултата одређују се подешавања релејне заштите и врши координација заштитних уређаја у микромрежи. Поред тога оваква метода је јако корисна за тачно одређивање локације квара у оквиру „Fault Location, Isolation and Supply Restoration“ апликације која је саставни део „ADMS“. За све ове примене, метода предложена у овом раду може бити изузетно корисна, јер је робусна и тачна, и што је најважније, не захтева да се унапред дефинишу гранични услови за сваки тип квара. Ова способност решавања произвољног броја комплексних кратких спојева са подједнаком једноставношћу, разликује предложену методу од свих до сада развијених метода за прорачун кратких спојева у микромрежама.

Предложена метода је затим поређена са једном од најрепрезентативнијих метода објављених у скорије време представљеном у [30]. На тестној микромрежи од 9 чворова која је детаљно описана у [30], симулирани су 1ФКС и 3ФКС у чвору 8 – слика 7.7. Приликом ових симулација микромрежа је била у острвском режиму рада.



Слика 7.7 – Микромрежа која је детаљно представљена у [30]

Поређење резултата добијених помоћу ове две методе на истој тестној микромрежи представљено је у табели 7.7. У овој табели су дати резултати само за струје по грани која напаја кратак спој и струје које инјектирају ИДЕР из разлога што је циљ овог поређења првенствено био да се испита способност предложене методе да уважи контролне стратегије које подразумевају постојање инверзне и/или нулте компоненте струје коју инјектира ИДЕР.

Табела 7.7 – Поређење резултата добијених помоћу предложене методе и методе из [30] на истој тестној микромрежи

	Метода	1ФКС у чвору 8 [А]			3ФКС у чвору 8 [А]			Максимална разлика (%)
		Фаза а	Фаза b	Фаза c	Фаза а	Фаза b	Фаза c	
Чвор 8	[30]	527.0	0	0	539.0	539.0	539.0	1.15
	предложена	531.2	0	0	545.2	545.2	545.2	
ИДЕР 1	[30]	182.7	21.5	22.3	186.1	186.1	186.1	0.93
	предложена	179.5	21.3	22.1	185.3	185.3	185.3	
ИДЕР 2	[30]	187.5	24.6	22.8	195.2	195.2	195.2	2.03
	предложена	186.6	24.1	22.4	193.5	193.5	193.5	
ИДЕР 3	[30]	182.7	21.5	22.3	186.1	186.1	186.1	0.93
	предложена	179.5	21.3	22.1	185.3	185.3	185.3	

Из табеле 7.7 је очигледно да су резултати методе из [30] и предложене методе врло блиски (разлика је мања од 2.03%). То значи да је предложена метода подједнако ефикасна за микромрежу у острвском режиму као и метода из [30]. Још један значајан аспект предложене методе је унапређење постигнуто у погледу уважавања инјектирања инверзне и нулте компоненте струје квара од стране ИДЕР. У другим методама које користе генерализовано  $\Delta$ -коло, као што су [8] и [15], узима се у обзир само директна компонента. Ови резултати представљају прве објављене резултати у којима је показано да су методе засноване на концепту генерализованог  $\Delta$ -кола способне да уваже све моделе ИДЕР, без обзира на њихове стратегије управљања, укључујући ограничавање струје помоћу виртуелне импедансе. Из табеле 7.7 се види да доприноси ИДЕР струји квара нису симетрични при 1ФКС, док се у раније објављеним резултатима оваквих метода сматрало да ИДЕР инјектирају симетричне струје само директног редоследа. Ово

је наравно тачно уколико је контролна стратегија таква да не дозвољава успостављање инверзне и нулте компоненте струје. Међутим пошто постоје контролне стратегије које дозвољавају успостављање инверзне и/или нулте компоненте струје, овим резултатима је показано да је предложена метода у стању да уважи ово.

На крају, ефикасност развијене методе тестирана је на примеру моделоване дистрибутивне мреже од 10.000 чворова на модерном рачунару са изузетно моћним перформансама (32 GB RAM и Processor Intel(R) Core(TM) Ultra 7 155U, 2100 Mhz, 12 Core(s), 14 Logical Processor(s)). Модел мреже је креиран тако што је коришћени модел (модификоване) микромреже кампуса северноамеричког универзитета „Case Western Reserve University“ продужен на својим крајевима тако да има укупно 10.000 чворова. Време потребно за прорачун измерено је коришћењем методе „cpu\_time“. Резултат измереног времена који износи 197.3 ms на овом примеру потврђује способност ове методе да у изузетно ниским временским оквирима, гледано са становишта напредних апликација из „ADMS“ или „DERMS“ платформи, израчуна режим целе дистрибутивне мреже на коју је разматрана микромрежа повезана.

## 8 ПОРЕЂЕЊЕ РЕЗУЛТАТА ПРЕДЛОЖЕНЕ МЕТОДЕ СА РЕЗУЛТАТИМА МЕТОДЕ ИЗ МЕЂУНАРОДНОГ СТАНДАРДА

Стандард „IEC 60909“ [207] је први пут објављен 1988. године, и допуњаван је 2001. и 2016. године. Допуне из 2016. године [212] се и данас примењују, а једна од кључних измена је уважавање доприноса ИДЕР струјама кратких спојева. Овај стандард препоручује практичан приступ за ручно израчунавање струја кратког споја, који пружа прихватљиву тачност резултата. У њему су дате препоруке за одређивање максималних и минималних струја кратког споја. Метод који стандард предлаже познат је као „еквивалентни напонски извор“ и заснива се на израчунавању доприноса сваког идеалног генератора појединачно. Користи се принцип декомпозиције и суперпозиције. Стандард предлаже занемаривање утицаја свих оточних параметара мреже осим ДЕР. Када се ради о изолованим мрежама у симетричном режиму нултог редоследа ови параметри се не занемарују. Применом принципа декомпозиције, мрежа се декомпоује на онолико појединачних кола колико има идеалних генератора. Свако коло се прорачунава за себе, али се укупна струја квара добија суперпозицијом израчунатих доприноса свих појединачних генератора. Овим методом могуће је израчунати само струју на месту квара и то само за металне кратке спојеве 1ФКС, 2ФКС, 2ФКСз, 3ФКС и 3ФКСз [212].

У стандарду се ДНАМ, моделује идеалним струјним извором са реактивном компонентом струје. Такође, ДНАМ је могуће моделовати као импедансу. У том случају се једном импедансом представљају трансформатор преко кога је повезан ДНАМ и сам ДНАМ. ИДЕР се моделује идеалним струјним генератором у директном редоследу. Вредност струје овог идеалног струјног генератора је одређена према упутству произвођача. У инверзном редоследу моделује се импедансом дефинисаном стратегијом управљања. Сматра се да у нултом редоследу ИДЕР не даје допринос струји квара. Израчунавање струје кратког споја на месту кратког споја своди се на израчунавање две компоненте. Прва компонента садржи утицај синхроних и асинхроних машина, док друга укључује допринос ДНАМ и ИДЕР [212].

Очигледно је да је овакав начин моделовања ДЕР, као и израчунавања њиховог доприноса укупној струји квара, превише поједностављен првенствено јер не узима у обзир да се однос активне и реактивне компоненте струје квара ИДЕР одређује на основу пропада напона на месту прикључења ИДЕР. То значи да фазни став (угао) струје која се инјектира од стране ИДЕР у реалности може бити драстично различит од онога што се у стандарду сматра. У микромрежама које имају прикључен значајан број (и инсталисану снагу) ДЕР, исправно одређен фазни став сваког струјног инјектирања је важан из разлога што би се њиховим неадекватним одређивањем (или занемаривањем) правила значајна грешка приликом сабирања комплексних бројева којима су представљене струје по гранама. Микромреже су по дефиницији, између осталог, делови ЕЕС где је концентрисана производња ДЕР. Пошто је овај проблем изражен код ИДЕР док код осталих типова ДЕР или уопште не постоји или постоји у мањој мери, јако је важно напоменути да ће грешка бити утолико већа уколико је присуство ИДЕР у близини квара веће [26].

Дакле, теза је да стандард „IEC 60909“ има ограничену употребну вредност када су у питању прорачуни кратких спојева у микромрежама заснованим на обновљивим



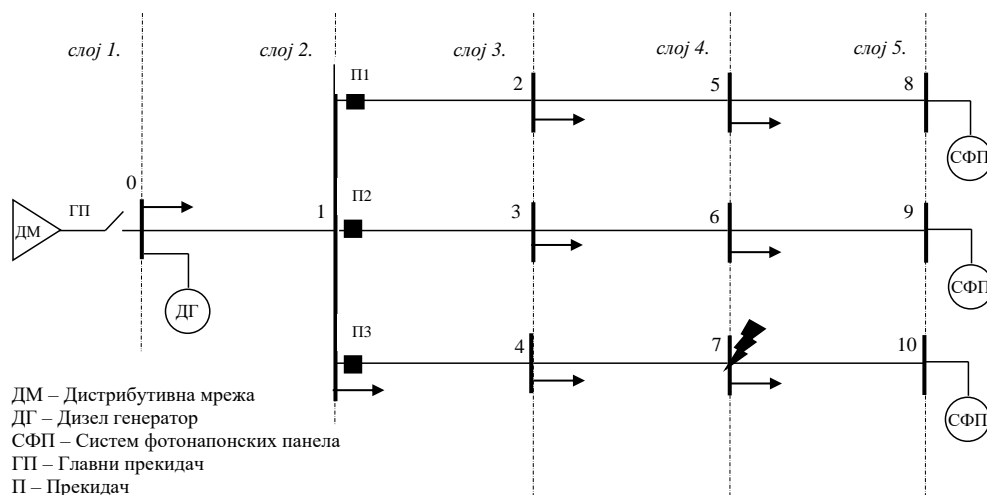
изворима енергије и да у том случају треба користити прецизније моделе ДЕР и методе за прорачуне кратких спојева које су у стању да уваже такве моделе ДЕР на исправан начин. У то сврху, метода која је предложена у овој докторској дисертацији тестирана је заједно са методом из стандарда „IEC 60909“ на истој тестној микромрежи и добијени резултати су упоређени.

Ток овог експеримента је следећи:

1. Прорачун кратких спојева у повезаном и остврском режиму рада за 5 различитих случајева односа снага ИДЕР и осталих ДЕР помоћу развијеног алата у који је имплементирана предложена метода
2. Верификација добијених резултата помоћу „НП“ окружења
3. Прорачун кратких спојева у повезаном и остврском режиму рада за истих 5 случајева помоћу индустријског алата који користи методу из стандарда „IEC 60909“.
4. Поређење резултата из тачке 1 и тачке 3.

У софтверском алату који је развијен за потребе ових истраживања и у који је имплементирана предложена метода, прво је измоделована тестна микромрежа која је приказана на слици 8.1. Ова микромрежа се састоји од 11 трофазних чворова где чвор означен са 0 представља ТЗП, у којој је микромрежа повезана са дистрибутивном мрежом. Поред дизел генератора који је прикључен у чвору 1, у микромрежи постоје и 3 ИДЕР који су прикључени у чворове означене са 9, 10 и 11. Номинални напон у микромрежи је 10 kV. Сви водови имају исте параметре. Резистансе и реактансе водова су међусобно једнаке и износе  $0.2 \Omega/\text{km}$ . Дужине свих водова су такође, једнаке и износе 0.5 km. У свим чворовима прикључени су потрошачи од 1 MVA, осим у чворовима у којима су прикључени ДЕР. У тим чворовима нема потрошача. Дакле, укупна потрошња микромреже је 8 MVA. Еквивалентна импеданса дистрибутивне мреже је  $\hat{Z} = 0.1000 + j 0.1732 \Omega$ . Главни прекидач који повезује микромрежу са дистрибутивном мрежом је означен са ГП, док су друга три прекидача, смештена на почецима извода, означена са П1, П2 и П3, респективно.

Детаљно је анализирано пет различитих случајева који се односе на удео снаге ИДЕР у укупној производној снази микромреже. Ови случајеви су описани у табели 8.1. Сва 3 ИДЕР су системи фотонапонских панела са истим параметрима. „LVRT“ и „RCI“ захтеви из Немачког „Grid Code“ стандарда су изабрани за све ИДЕР.



Слика 8.1 – Тестна микромрежа

Табела 8.1 – Анализирани случајеви везани за удео ИДЕР у укупној производној снази микромреже.

		ДГ	Сва 3 СФП
Случај 1:	Називна снага	4.0 MVA	4.0 MVA
	Процент укупне производне снаге микромреже	50%	50%
Случај 2:	Називна снага	3.2 MVA	4.8 MVA
	Процент укупне производне снаге микромреже	40%	60%
Случај 3:	Називна снага	2.4 MVA	5.6 MVA
	Процент укупне производне снаге микромреже	30%	70%
Случај 4:	Називна снага	1.6 MVA	6.4 MVA
	Процент укупне производне снаге микромреже	20%	80%
Случај 5:	Називна снага	0,8 MVA	7.2 MVA
	Процент укупне производне снаге микромреже	10%	90%

Најпре је симулиран ЗФКС у чвору 7 за случај 1 у оба режима рада: повезан и острвски. Резултати прорачуна кратких спојева за случај 1 у повезаном режиму рада приказани су у табели 8.2, док су резултати прорачуна кратких спојева за случај 1 у острвском режиму рада приказани у табели 8.3.

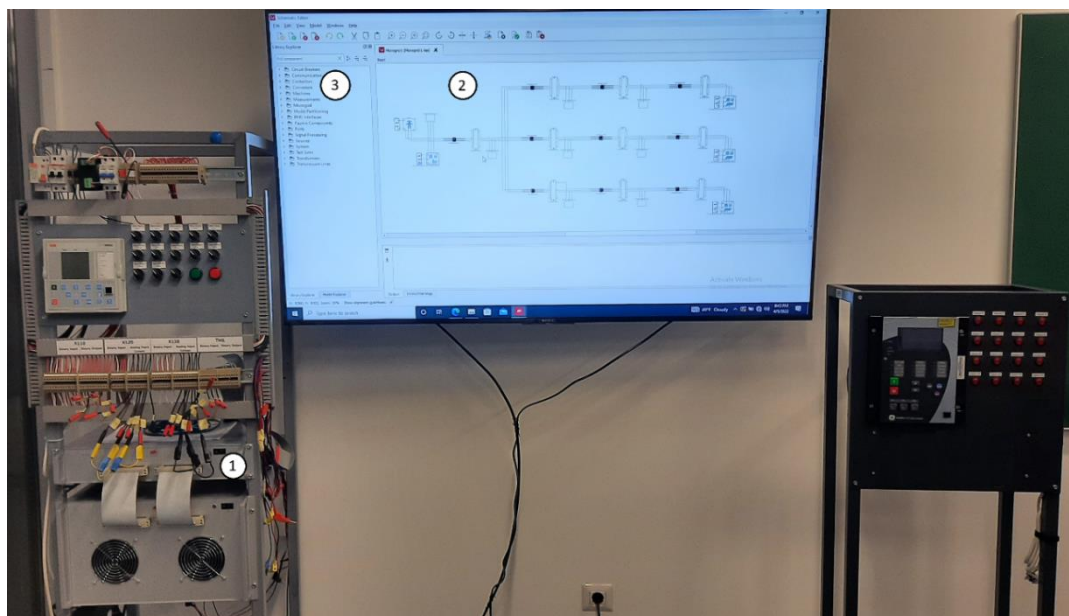
Табела 8.2 – Резултати прорачуна кратких спојева за ЗФКС у чвору 7 у повезаном режиму рада у случају 1

Тип кратког споја	ЗФКС			
	Фаза	a	b	c
I <sub>1</sub> [A] /угао[°]	9418.33/-49.30	9418.33/-169.30	9418.33/70.70	
I <sub>2</sub> [A] /угао[°]	85.11/103.09	85.11/-16.91	85.11/-136.91	
I <sub>3</sub> [A] /угао[°]	85.11/103.09	85.11/-16.91	85.11/-136.91	
I <sub>4</sub> [A] /угао[°]	9550.11/-49.88	9550.11/-169.88	9550.11/70.12	
I <sub>5</sub> [A] /угао[°]	97.88/118.48	97.88/-1.52	97.88/-121.52	
I <sub>6</sub> [A] /угао[°]	97.88/118.48	97.88/-1.52	97.88/-121.52	
I <sub>7</sub> [A] /угао[°]	9540.25/-49.94	9540.25/-169.94	9540.25/70.06	
I <sub>8</sub> [A] /угао[°]	114.97/129.85	114.97/9.85	114.97/-110.15	
I <sub>9</sub> [A] /угао[°]	114.97/129.85	114.97/9.85	114.97/-110.15	
I <sub>10</sub> [A] /угао[°]	115.47/89.56	115.47/-30.44	115.47/-150.44	

Табела 8.3 – Резултати прорачуна кратких спојева за 3ФКС у чвору 7 у острвском режиму рада у случају 1

Тип кратког споја	3ФКС		
	Фаза	a	b
$I_1$ [A] /угао[°]	1103.03/-74.96	1103.03/165.04	1103.03/45.04
$I_2$ [A] /угао[°]	110.34/86.19	110.34/-33.81	110.34/-153.81
$I_3$ [A] /угао[°]	110.34/86.19	110.34/-33.81	110.34/-153.81
$I_4$ [A] /угао[°]	1310.79/-78.18	1310.79/161.82	1310.79/41.82
$I_5$ [A] /угао[°]	112.82/87.88	112.82/-32.12	112.82/-152.12
$I_6$ [A] /угао[°]	112.82/87.88	112.82/-32.12	112.82/-152.12
$I_7$ [A] /угао[°]	1309.01/-78.23	1309.01/161.77	1309.01/41.77
$I_8$ [A] /угао[°]	115.47/89.55	115.47/-30.45	115.47/-150.45
$I_9$ [A] /угао[°]	115.47/89.55	115.47/-30.45	115.47/-150.45
$I_{10}$ [A] /угао[°]	115.47/89.55	115.47/-30.45	115.47/-150.45

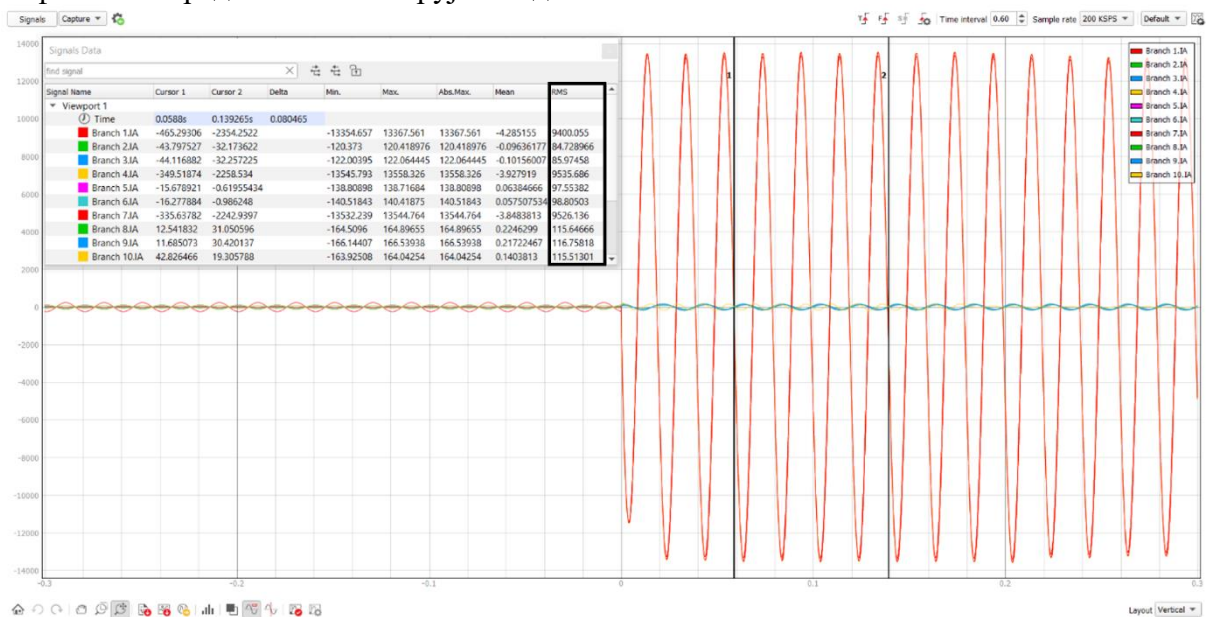
Да би се потврдила тачност добијених резултата, идентичан случај се симулира у „НП“ окружењу и добијени резултати се упоређују. За ове потребе такође, је коришћено „НП“ окружење из Лабораторије за паметне мреже, на Факултету техничких наука, Универзитета у Новом Саду. Поставка на којој су вршени тестови је приказана на слици 8.2.



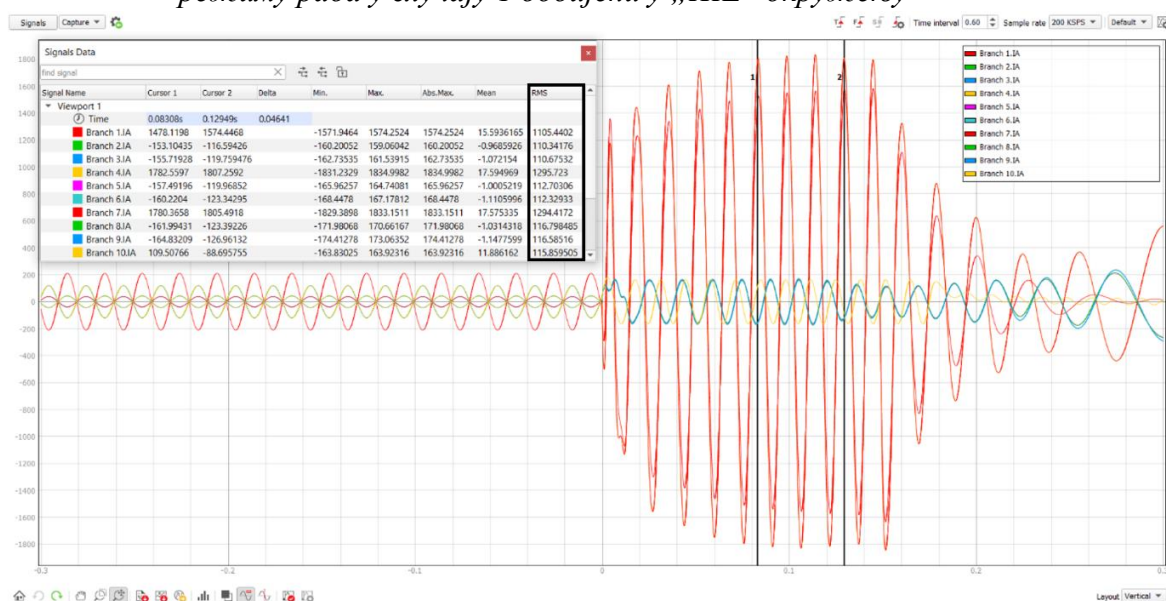
Слика 8.2 – „НП“ окружење из Лабораторије за паметне мреже на Факултету техничких наука Универзитета у Новом Саду

На слици 8.2 „НП“ уређај је означен са ①, док су софтвер „НП“ окружења у ком се види приказана тестна микромрежа и коришћена библиотека из овог софтвера означени са ② и ③, респективно.

Резултати добијени помоћу „НП“ окружења за случај 1 и микромрежу у повезаном и острвском режиму рада приказани су на сликама 8.3 и 8.4, респективно. Као што је већ објашњено у претходном поглављу, резултати „НП“ окружења се добијају у временском домену и након тога се на изабраном временском интервалу пронађу ефективне вредности ових временских одзива како би резултати били упоредиви са модулима струја добијеним помоћу развијеног алата. На сликама 8.3 и 8.4 су приказани и временски одзиви, али и прозор са излистаним свим струјама поред којих су наведене минималне, максималне, средње и ефективне вредности. У десном делу прозора, у последњој колони под називом „RMS“, која је уоквирена црним правоугаоником, налазе се ефективне вредности ових струјних одзива.



Слика 8.3 – Резултати прорачуна кратких спојева за 3ФКС у чвору 7 у повезаном режиму рада у случају 1 добијени у „НП“ окружењу



Слика 8.4 – Резултати прорачуна кратких спојева за 3ФКС у чвору 7 у острвском режиму рада у случају 1 добијени у „НП“ окружењу

Поређење резултата добијених помоћу развијеног алата и „НП“ окружења за повезан и острвски режим рада, за случај 1, заједно са највећим разликама у резултатима добијеним на две платформе израженим у процентима, приказани су у табели 8.4

Табела 8.4. – Поређење резултата прорачуна кратких спојева за ЗФКС у чвору 7 у случају 1

	Режим рада	Повезан	Острвски
I <sub>1</sub> [A]	Развијени алат	9418.33	1103.03
	„НП“	9400.06	1105.44
I <sub>2</sub> [A]	Развијени алат	85.11	110.34
	„НП“	84.73	110.34
I <sub>3</sub> [A]	Развијени алат	85.11	110.34
	„НП“	85.97	110.68
I <sub>4</sub> [A]	Развијени алат	9550.11	1310.79
	„НП“	9535.69	1295.72
I <sub>5</sub> [A]	Развијени алат	97.88	112.82
	„НП“	97.55	112.70
I <sub>6</sub> [A]	Развијени алат	97.88	112.82
	„НП“	98.81	112.33
I <sub>7</sub> [A]	Развијени алат	9540.25	1309.01
	„НП“	9526.14	1294.42
I <sub>8</sub> [A]	Развијени алат	114.97	115.47
	„НП“	115.65	116.80
I <sub>9</sub> [A]	Развијени алат	114.97	115.47
	„НП“	116.76	116.59
I <sub>10</sub> [A]	Развијени алат	115.47	115.47
	„НП“	115.51	115.86
<b>Највећа разлика</b>		<b>1,02%</b>	<b>1,16%</b>

Као што је приказано у табели 8.4, највећа разлика између резултата добијених помоћу развијеног алата и „НП“ окружења је 1,02% за повезан и 1,16% за острвски

режим рада. На основу тога се може закључити да су ИДЕР модели који се користе у развијеном алату са имплементираним предложеном методом за прорачун кратких спојева прецизни и да су у потпуности у складу са захтевима „LVRT“ и „RCI“.

Након верификације резултата добијених помоћу развијеног алата, експеримент је настављен тако што су прикупљени резултати за свих 5 описаних случајева, а затим је иста тестна микромрежа измоделована у једном од најпознатијих индустријских алата за анализу ЕЕС („ЕТАР“) који користи методу за прорачун кратких спојева која је у потпуној сагласности са међународним стандардом „IEC 60909“. Ово је урађено са циљем да се у поменутом индустријском алату измоделује иста тестна микромрежа, а затим симулирају исти кратки спојеви за свих 5 случајева, како у повезаном тако и у острвском режиму рада, а затим добијени резултати упореде са резултатима из развијеног алата.

Дакле на истој тестној микромрежи која је моделована у „ЕТАР“-у, симулиран је ЗФКС у чвору 7 са опцијама изабраним тако да резултати који се добију буду у потпуној сагласности са стандардом „IEC60909“. Ово је прво урађено са повезаним, а затим за острвски режим рада микромреже у случају 1, а затим је поновљено за све случајеве од 2 до 5.

Дакле, да би се квантификовале разлике између резултата добијених помоћу развијеног алата у који је имплементирана предложена метода за прорачун кратких спојева као и ИДЕР модели који су у потпуности у складу са захтевима „LVRT“ и „RCI“ (означени као „развијени алат“ у следећим табелама) и резултата добијених коришћењем методе и ИДЕР модела предложених у „IEC-у 60909“ стандарду (означен као „IEC“ у следећим табелама), узимајући у обзир различите вредности удела снаге ИДЕР у укупној производној снази микромреже, свих 5 случајева из табеле 8.1 су детаљно анализирани. Резултати су приказани само за гране на којима се налази прекидачка опрема због тога што би релејна заштита која се подешава на основу ових прорачуна била подешавана управо на основу вредности струја управо по овим гранама. Поређење резултата добијених помоћу развијеног алата и индустријског алата са имплементираним методом из „IEC 60909“ за случајеве 1, 2, 3, 4 и 5 приказано је у табелама 8.5, 8.6, 8.7, 8.8 и 8.9, респективно.

Табела 8.5 – Поређење резултата за ЗФКС у чвору 7 добијених предложеном методом и методом из „IEC 60909“ у случају 1

	Режим рада	Повезан	Острвски
$I_2$ [A]	Развијени алат	<b>85.11</b>	110.34
	„IEC“	<b>116.01</b>	116.01
$I_3$ [A]	Развијени алат	<b>85.11</b>	110.34
	„IEC“	<b>116.01</b>	116.01
$I_4$ [A]	Развијени алат	9550.11	<b>1310.79</b>
	„IEC“	9532.22	<b>1107.10</b>
<b>Највећа разлика</b>		<b>36.64%</b>	<b>18.40%</b>

Табела 8.6 – Поређење резултата за 3ФКС у чвору 7 добијених предложеном методом и методом из „IEC 60909“ у случају 2

	Режим рада	Повезан	Острвски
I <sub>2</sub> [A]	Развијени алат	<b>106.32</b>	133.90
	„IEC“	<b>138.00</b>	138.00
I <sub>3</sub> [A]	Развијени алат	<b>106.32</b>	133.90
	„IEC“	<b>138.00</b>	138.00
I <sub>4</sub> [A]	Развијени алат	9548.70	<b>1147.68</b>
	„IEC“	9522.00	<b>924.00</b>
<b>Највећа разлика</b>		<b>22.95%</b>	<b>24.21%</b>

Табела 8.7 – Поређење резултата за 3ФКС у чвору 7 добијених предложеном методом и методом из „IEC 60909“ у случају 3

	Режим рада	Повезан	Острвски
I <sub>2</sub> [A]	Развијени алат	<b>128.29</b>	157.52
	„IEC“	<b>161.00</b>	161.00
I <sub>3</sub> [A]	Развијени алат	<b>128.29</b>	157.52
	„IEC“	<b>161.00</b>	161.00
I <sub>4</sub> [A]	Развијени алат	9547.16	<b>980.54</b>
	„IEC“	9513.00	<b>748.00</b>
<b>Највећа разлика</b>		<b>20.32%</b>	<b>31.09%</b>

Табела 8.8 – Поређење резултата за 3ФКС у чвору 7 добијених предложеном методом и методом из IEC 60909 у случају 4

	Режим рада	Повезан	Острвски
I <sub>2</sub> [A]	Развијени алат	<b>150.73</b>	181.19
	„IEC“	<b>184.00</b>	185.00
I <sub>3</sub> [A]	Развијени алат	<b>150.73</b>	181.19
	„IEC“	<b>184.00</b>	185.00

I <sub>4</sub> [A]	Развијени алат	9545.47	<b>809.48</b>
	„IEC“	9505.00	<b>593.00</b>
<b>Највећа разлика</b>		<b>18.08%</b>	<b>36.51%</b>

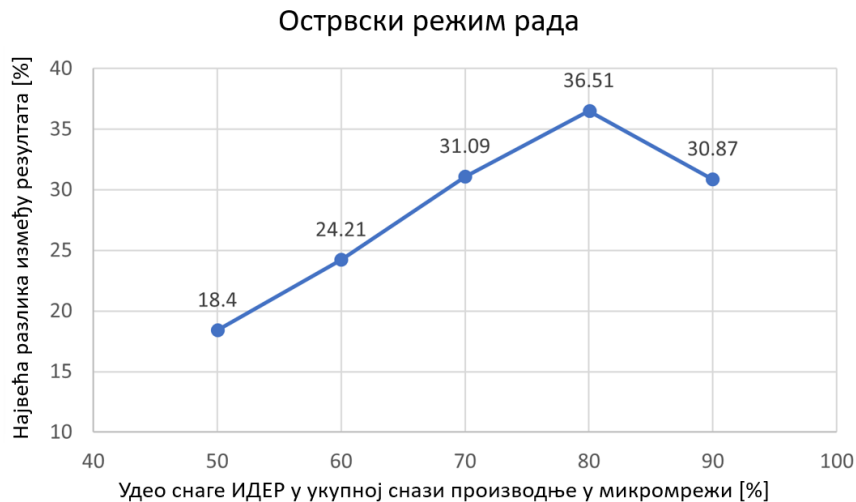
Табела 8.9 – Поређење резултата за 3ФКС у чвору 7 добијених предложеном методом и методом из „IEC 60909“ у случају 5

	Режим рада	Повезан	Острвски
I <sub>2</sub> [A]	Развијени алат	<b>173.48</b>	204.90
	„IEC“	<b>208.00</b>	208.00
I <sub>3</sub> [A]	Развијени алат	<b>173.48</b>	204.90
	„IEC“	<b>208.00</b>	208.00
I <sub>4</sub> [A]	Развијени алат	9543.63	<b>634.73</b>
	„IEC“	9496.00	<b>485.00</b>
<b>Највећа разлика</b>		<b>16.60%</b>	<b>30.87%</b>

На овом месту је веома важно приметити да у повезаном режиму највеће процентуалне разлике између резултата добијених помоћу предложене методе и методе из „IEC“ стандарда нису на главној путањи квара, већ на гранама, преко којих ИДЕР напајају кратак спој (гране 2 и 3). Пошто је струја квара на главној путањи квара значајно већа вредност у односу све остале доприносе у повезаном режиму (највећи проценат струје квара долази из дистрибутивне мреже), и пошто су доприноси ИДЕР у овом случају само мањи проценат од укупне струје квара, процентуалне разлике струје квара на главној путањи квара (грана 4) су занемарљиве и највероватније неће битно утицати на заштитни уређај који треба да отклони квар (у овом случају ПЗ). Дакле, у повезаном режиму нетачност резултата методе за прорачун кратких спојева и поједностављених модели ИДЕР из стандарда „IEC 60909“ могла би да утиче само на подешавање заштите на гранама кроз које теку струје које представљају доприносе ИДЕР струји квара, а много мање на подешавање заштите на главној путањи квара.



Међутим, у острвском режиму открива се сасвим другачија слика. Наиме, у острвском режиму, где нема доприноса струји квара из дистрибутивне мреже, ИДЕР су једини извори струје квара. У овом случају, када је укупна струја квара скоро 9 пута нижа него у повезаном режиму, доприноси ИДЕР имају значајно већи удео у укупној струји квара (поред доприноса ИДЕР, укупну струју квара чини и допринос из ДГ). Ово је приказано на слици 8.5, за све тестиране случајеве.



Слика 8.5 – Зависност највеће разлике између резултата добијених помоћу предложене методе и методе из „ИЕС 60909“ од процента удела снаге ИДЕР у укупној производној снази микромреже у острвском режиму рада [6]

Са слике 8.5 је очигледно да у острвском режиму, разлике у вредностима струје на главној путањи квара (грана 4) постају значајне са порастом удела снаге ИДЕР у укупној производној снази микромреже. Разлике у израчунатој струји квара по грани на којој се налази уређај који треба да отклони квар (ПЗ) достиже вредност од 36.51% када је удео снаге ИДЕР у укупној производној снази једнак 80%. Овај резултат показује да коришћење сувише поједностављених модела за ИДЕР и процедуре из „ИЕС 60909“ у острвском режиму рада микромреже може озбиљно да утиче на тачност резултата прорачуна кратких спојева, а самим тим и да изазове неадекватан рад заштитног система у микромрежи.

Дакле, из приказаних резултата се могу ивести следећи закључци:

1. На основу резултата из табеле 8.4, може се закључити да се резултати добијени предложеном методом за прорачун кратких спојева у великој мери поклапају са резултатима добијеним у оквиру „НП“ окружења. Разлике су мање од 1,02% за повезан режим и мање од 1,16% за острвски режим рада. Ово јасно потврђује тачност коришћених ИДЕР модела и способност методе да их на адекватан начин уважи. Дакле, ово представља још један успешан покушај верификације резултата предложене методе коришћењем „НП“ окружења.
2. Даље, из табела 8.5, 8.6, 8.7, 8.8 и 8.9, очигледно је да разлике између резултата добијених коришћењем предложене методе и методе из „ИЕС 60909“ стандарда нису занемарљиве. Дакле, коришћење методе и ИДЕР модела из стандарда „ИЕС 60909“, у микромрежи са великом присуством ИДЕР (у овим случајевима, од 50% до 90% укупне снаге производње у микромрежи), може довести до нетачних резултата прорачуна кратких спојева који су од суштинског значаја за избор подешавања релејне заштите. Из приказаних резултата видљиво је да у острвском

режиму рада, где су ДЕР једини извори струје квара (не постоји допринос из дистрибутивне мреже), разлике у израчунатој струји квара кроз заштитни уређај који треба да отклони квар (ПЗ) могу износе чак до 36.51%. Ове изузетно велике разлике дефинитивно указују на то да се поједностављени модели ИДЕР и метода из стандарда „IEC 60909“ не могу поуздано користити за прецизан прорачун режима микромреже са кратким спојем.

3. Главни разлози због који су предложени ИДЕР модели тачнији од ИДЕР модела из стандарда „IEC 60909“ је тај што узимају у обзир „LVRT“ и „RCI“ захтеве из „Grid Code“ стандарда, док модели из „IEC 60909“ занемарују ове захтеве.
4. У случајевима када број ИДЕР није значајан, а посебно у повезаном режиму у ком највећи део струје квара долази из дистрибутивне мреже, модели ИДЕР из стандарда „IEC 60909“ могу се користити са прихватљивим нивоом тачности, али у случајевима када снага ИДЕР представља значајан удео у укупној снази производње у микромрежи, ови поједностављени модели могу резултирати нетачним резултатима прорачуна. Међутим, чак и у повезаном режиму, разлике у израчунатим струјама по гранама које нису на главној путањи квара могу бити значајне и на тај начин могу утицати на подешење заштите самих ИДЕР – видети табеле 8.5, 8.6, 8.7, 8.8 и 8.9.

## 9 ЗАКЉУЧАК

Као што је речено у уводу дисертације, методе за прорачун кратких спојева у микромрежама су генерално много мање развијене у односу на методе за преносне и дистрибутивне мреже јер је микромрежа концепт који се релативно скоро појавио и као такав није био предмет истраживања у мери у којој су то биле преносне и дистрибутивне мреже. У уводу су размотрене постојеће методе за прорачун кратких спојева у микромрежама и примећено је да свака од метода има најмање један од следећих недостатака:

1. Није у стању да израчуна комплексне кратке спојеве, него је ограничена на металне.
2. Захтева постојање корена мреже што може да представља проблем у острвском режиму рада микромреже.
3. Није у стању да уважи све типове ДЕР са свим њиховим контролним стратегијама.
4. Захтева дефинисање услова квара за сваки тип кратког споја.
5. Врши прорачуне у временском домену, и стога није погодна за прорачуне где се очекују резултати у комплексном домену због установљеног третмана струја и напона у том облику у анализи ЕЕС и где је важно време извршења једног прорачуна због потребе да се изврши више прорачуна узастопно.

У овој дисертацији развијена је једна робусна и тачна метода за прорачун комплексних кратких спојева у микромрежама која је у стању да израчуна режим микромреже са кратким спојем, без обзира на режим рада, топологију и власништво и то без потребе да се унапред дефинишу услови квара за сваки појединачни квар.

Дакле, постигнути су следећи циљеви:

1. Унапређен је математички модел мреже са кратким спојем из [1] тако буде погодан за прорачун комплексних кратких спојева у микромрежама у оба режима рада без обзира на топологију и власништво.
2. Развијена је метода за прорачун кратких спојева заснована на матрици адмитанси која је способна да израчуна режим микромреже са произвољно изабраним комплексним кратким спојевима, у повезаном и острвском режиму рада, без потребе да се услови квара дефинишу за сваки квар појединачно и то без ослањања на концепт корена микромреже који може да буде проблематичан у острвском режиму рада.
3. Омогућена је интеграција тачних модела свих типова ДЕР са уважавањем свих контролних стратегија, у развијену методу за прорачун кратких спојева у микромрежама.
4. Резултати развијене методе верификовани су најсавременијим индустријским „Hardware-in-the-loop“ окружењем са прикљученим правим, физичким, инверторским контролером у који су имплементирани контролне стратегије са захтевима из „Grid Code“ стандарда који се односе на „LVRT“ и „RCI“ и то на моделу реалне микромреже која представља кампус северноамеричког универзитета „Case Western Reserve University“ у оба режима рада – повезан и острвски.
5. Резултати развијене методе упоређени су са резултатима методе из стандарда „IEC 60909“ на моделованој тестној мрежи у пет различитих случајева који се

односе на удео снаге ИДЕР у укупној прозводној снази микромреже (од 50% до 90% са дискретним корацима од 10%) и примећено је да у микромрежама као што је поменута тестна, у којој постоји значајан проценат снаге прозизводње из ИДЕР, резултати добијени методом из стандарда „IEC 60909“ у острвском режиму рада могу приметно да одступају од резултата који су добијени развијеном методом и верификовани „NIL“ системом. Ово се објашњава поједностављеним моделима ИДЕР и методом који се користе у стандарду „IEC 60909“ која на нивоу преносних или дистрибутивних мрежа са незнатним процентом снаге производње из ИДЕР даје прихватљиве резултате, док у микромрежама заснованим на ОИЕ где ИДЕР представљају значајан проценат снаге производње, ови резултати могу да буду нетачни.

6. Ефикасност развијене методе потврђена је на примеру моделоване дистрибутивне мреже од 10.000 чворова на модерном рачунару са изузетно моћним перформансама (32 GB RAM и Processor Intel(R) Core(TM) Ultra 7 155U, 2100 Mhz, 12 Core(s), 14 Logical Processor(s)). Време потребно за прорачун, које је мање од 0.1 s, потврђује да ова метода може ефикасно да прорачунава режим са кратим спојем и у случајевима када је микромрежа део шире (дистрибутивне) мреже и када је од интереса режим на нивоу целе шире мреже.

Развијена метода израчунава режим микромреже са кратким спојем са подједнаком једноставношћу без обзира на то да ли је мрежа у повезаном или острвском режиму рада. Штавише, метода је у стању да ефикасно израчуна режим чак и у случајевима када микромрежа представља део шире мреже са кратким спојем. Пошто је предложена метода заснована на матрици адмитанси, она не зависи од постојања корена мреже и на тај начин превазилази проблем који су имале традиционалне „BFS“ методе у случају микромрежа које имају прикључене искључиво ИДЕР у острвском режиму рада. Коначно, робусност и ефикасност развијене методе, чине је корисном и за напредне апликације у индустријским софтверским алатима за управљање мрежом, као што су „ADMS“, „DERMS“ и „MMS“.

Резултати из овог рада показују да поједностављене моделе ИДЕР из стандарда „IEC 60909“ треба опрезно користити у случајевима микромрежа са великим присуством ИДЕР, када „Grid Code“ стандард захтева понашање по „LVRT“ и „RCI“ карактеристикама. У овим случајевима, грешка у резултатима прорачуна струје кратког споја на главној путањи струје квара у острвском режиму рада може достићи и до 36% и тиме негативно утицати на одређивање подешења и координацију релејне заштите унутар микромреже. Овога треба бити свестан у оба режима рада, иако је израженије у острвском.

Како се број прикључених ИДЕР убрзано повећава, од кључне је важности уважити моделе који су изузетно тачни и прецизни (при томе и линеарни), како би се њихово понашање током кварова уважило на адекватан начин. Потребна је такође и тачна, прецизна и робусна метода која може да превазиђе све наведене проблеме које су до сада развијене методе за прорачун кратких спојева у микромрежама имале. Тек са оваквим моделима и оваквом методом, могу се на исправан начин одредити подешења релејне заштите унутар микромреже. Резултати развијене методе који су представљени у овој дисертацији потврђују да се ова метода и коришћени модели ДЕР могу користити у ове сврхе са врло високом поузданошћу.

На основу свих резултата и закључака представљених у овој дисертацији, будућа истраживања би требало усмерити на развој алгорита адаптивне релејне заштите који ће бити способан да у реалном времену мења (и прорачунава) подешења релејне заштите у микромрежи на основу промене уклопног стања главног прекидача који микромрежу

преводи из повезаног у острвски режим рада и обрнуто, као и на основу било које друге промене уклопног стања.

## 10 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Di Silvestre, M. L., Favuzza, S., Riva Sanseverino, E., Zizzo, G. "How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are Changing Key Power Infrastructures." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, 2018, pp. 483–498. doi:10.1016/j.rser.2018.05.06.
- [2] Shahzad, S., Abbasi, M. A., Ali, H., Iqbal, M., Munir, R., Kilic, H. "Possibilities, Challenges, and Future Opportunities of Microgrids: A Review." *Sustainability*, vol. 15, no. 8, 2023, 6366. <https://doi.org/10.3390/su15086366>.
- [3] Ton, D. T., Smith, M. A. "The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative." *The Electricity Journal*, vol. 25, no. 8, 2012, pp. 84–94. ISSN 1040-6190. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>.
- [4] Simić, N., Strezoski, L., Milićević, R. "Relay Protection in Microgrids: Settings and Sensitivity in Presence of IBDERs." *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.996.
- [5] Anderson, P. M. *Analysis of Faulted Power Systems*. New York, NY, USA: IEEE Press, 1995.
- [6] Strezoski, L., Simić, N., Loparo, K. D. "A Robust Short Circuit Calculation Methodology for Islanded, Grid-Connected, and Utility Microgrids." Прихваћено за објаву у *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. doi: 10.36227/techrxiv.23896746.v1
- [7] Strezoski, L. V., Dumnic, B., Popadic, B., Prica, M., Loparo, K. A. "Novel Fault Models for Electronically Coupled Distributed Energy Resources and Their Laboratory Validation." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 2, 2020, pp. 1209–1217. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2943123.
- [8] Strezoski, L., Prica, M., Loparo, K. A. "Sequence Domain Calculation of Active Unbalanced Distribution Systems Affected by Complex Short Circuits." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, 2018, pp. 1891–1902. doi: 10.1109/TPWRS.2017.2742019.
- [9] Bergen, R., Vittal, V. *Power System Analysis* (2nd ed.). New Jersey: Prentice Hall, 2000.
- [10] Strezoski, V., Bekut, D. "A Canonical Model for the Study of Faults in Power Systems." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 4, 1991, pp. 1493–1499.
- [11] Xiaofeng, Z., Soudi, F., Shirmohammadi, D., Cheng, C.S. "A Distribution Short Circuit Analysis Method Using Hybrid Compensation Method." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, Nov. 1995, pp. 2053–2059. doi: 10.1109/59.476075
- [12] Lin, W. M., Ou, T. C. "Unbalanced Distribution Network Fault Analysis with Hybrid Compensation." *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, 2011, pp. 92–100. doi: 10.1049/iet-gtd.2008.0627
- [13] Teng, J.-H. "Systematic Short-Circuit-Analysis Method for Unbalanced Distribution Systems." *IEE Generation, Transmission & Distribution*, vol. 152, no. 4, July 2005, pp. 549–555. doi: 10.1049/ip-gtd:20045132

- [14] Teng, J.-H. "Unsymmetrical Short-Circuit Fault Analysis for Weakly Meshed Distribution Systems." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, Feb. 2010, pp. 96–105. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036485
- [15] Strezoski, L., Prica, M., Loparo, K. A. "Generalized  $\Delta$ -Circuit Concept for Integration of Distributed Generation in Real-Time Short-Circuit Calculations." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, 2017, pp. 3237–3245. doi:10.1109/TPWRS.2016.2617158
- [16] Jabr, R. A., Dzafic, I. "A Fortescue Approach for Real-Time Short Circuit Computation in Multiphase Distribution Networks." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, Aug. 2015, pp. 3276–3285. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2376198
- [17] Ghanaatian, M., Lotfifard, S. "Sparsity-Based Short-Circuit Analysis of Power Distribution Systems with Inverter-Interfaced Distributed Generators." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, Nov. 2019, pp. 4857–4868. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2920382.
- [18] Kim, I. "Short-Circuit Analysis Models for Unbalanced Inverter-Based Distributed Generation Sources and Loads." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, Sept. 2019, pp. 3515–3526. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2903552.
- [19] Simić, N., Strezoski, L., Dumnic, B. "Short-Circuit Analysis of DER-Based Microgrids in Connected and Islanded Modes of Operation." *Energies*, vol. 14, no. 19, 2021, 6372. <https://doi.org/10.3390/en14196372>.
- [20] Moseitlhe, T. C., Babatunde, O. M., Ayodele, T. R., Yusuff, A. A. "Fault Analysis in a Grid-Tied Microgrid System." *2022 30th Southern African Universities Power Engineering Conference (SAUPEC)*, 2022, pp. 1–4. doi: 10.1109/SAUPEC55179.2022.9730738.
- [21] Ghosh, S., Chanda, C.K., Das, J.K. "Performance Analysis of a Grid-Connected Microgrid System Under Fault Condition." *Microsystem Technologies*, vol. 28, 2022, pp. 2689–2696. <https://doi.org/10.1007/s00542-022-05296-7>.
- [22] Ghanbari, T., Farjah, E. "Unidirectional Fault Current Limiter: An Efficient Interface Between the Microgrid and Main Network." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, May 2013, pp. 1591–1598. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2212728.
- [23] El Khatib, M., Alvidrez, J. H., Ellis, A. "Fault Analysis and Detection in Microgrids with High PV Penetration." United States, 2017. <https://doi.org/10.2172/1367437>.
- [24] Wang, Z., Mu, L., Xu, Y., Zhang, F., Zhu, J. "The Fault Analysis Method of Islanded Microgrid Based on the U/f and PQ Control Strategy." *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, 2021, e12919. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12919>.
- [25] Strezoski, L. "Distributed Energy Resource Management Systems—DERMS: State of the Art and How to Move Forward." *WIREs Energy and Environment*, vol. 12, no. 1, 2023, e460. <https://doi.org/10.1002/wene.460>.
- [26] Strezoski, L. V., Simić, N. G. "Quantifying the Impact of Inverter-Based Distributed Energy Resource Modeling on Calculated Fault Current Flow in Microgrids." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 151, 2023, 109161. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109161>.

- [27] Patel, M. "Opportunities for Standardizing Response, Modeling and Analysis of Inverter-Based Resources for Short Circuit Studies." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 4, Aug. 2021, pp. 2408–2415. doi: 10.1109/TPWRD.2020.3039060.
- [28] Haddadi, A., Farantatos, E., Patel, M., Kocar, I. "Need for Load Modeling in Short Circuit Analysis of an Inverter-Based Resource-Dominated Power System." *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2022. doi: 10.1109/TPWRD.2022.3227138.
- [29] Strezoski, L., Stefani, I. "Novel Method for Adaptive Relay Protection in Distribution Systems with Electronically-Coupled DERs." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 116, 2020, 105551. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105551>
- [30] Pompodakis, E. E., Strezoski, L., Simić, N., Paspatis, A. G., Alexiadis, M. C., Tsikalakis, A. G., Katsigiannis, Y. A., Karapidakis, E. S. "Short-Circuit Calculation of Droop-Controlled Islanded AC Microgrids with Virtual Impedance Current Limiters." *Electric Power Systems Research*, vol. 218, 2023, 109184. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109184>.
- [31] Tromly, K. "Renewable Energy: An Overview." National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 14 Mar. 2001, DOE/GO-102001-1102. <https://www.osti.gov/servlets/purl/778916>.
- [32] Klinlampu, C., Chimprang, N., Sirisrisakulchai, J. "The Sufficient Level of Growth in Renewable Energy Generation for Coal Demand Reduction." *Energy Reports*, vol. 9, Suppl. 10, 2023, pp. 843–849. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.05.203>.
- [33] Wang, Q., Guo, J., Li, R., Jiang, X.-t. "Exploring the Role of Nuclear Energy in the Energy Transition: A Comparative Perspective of the Effects of Coal, Oil, Natural Gas, Renewable Energy, and Nuclear Power on Economic Growth and Carbon Emissions." *Environmental Research*, vol. 221, 2023, 115290. <https://doi.org/10.1016/j.envres.2023.115290>.
- [34] Gabric, A. J. "The Climate Change Crisis: A Review of Its Causes and Possible Responses." *Atmosphere*, vol. 14, no. 7, 2023, 1081. <https://doi.org/10.3390/atmos14071081>.
- [35] Scafetta, N. "Empirical Assessment of the Role of the Sun in Climate Change Using Balanced Multi-Proxy Solar Records." *Geoscience Frontiers*, vol. 14, no. 6, 2023, 101650. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2023.101650>.
- [36] Oliver, M. E., Moreno-Cruz, J., Gillingham, K. "Microeconomics of the Solar Rebound Under Net Metering." USAEE Working Paper No. 23-588, 12 Jan. 2024. doi:10.1086/733484
- [37] Asif, M. "Fundamentals and Application of Solar Thermal Technologies." *Encyclopedia of Sustainable Technologies*, Elsevier, 2017, pp. 27–36. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.10093-4>.
- [38] Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., Bossanyi, E. *Wind Energy Handbook*, 2nd ed., Wiley, Chichester, 2011.
- [39] Kumar, A., Khan, M., Pandey, B. "Wind Energy: A Review Paper." *Gyancity Journal of Engineering and Technology*, vol. 4, 2018, pp. 29–37. doi: 10.21058/gjet.2018.42004.



- [40] Kumar, A., Schei, T., Ahenkorah, A., Rodriguez, R. C., Devernay, J.-M., Freitas, M., Hall, D., Killingtonveit, Å., Liu, Z. "Hydropower." *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, and New York, NY, USA, 2011.
- [41] Soni, D., Kundu, A. K., Gautam, N., Songade, C., Patel, V. S., Patil, V., Gupta, R. "Hydropower an Efficient Renewable Source of Energy: An Analysis." *International Journal of Recent Advances in Multidisciplinary Topics*, vol. 3, no. 3, Mar. 2022, pp. 79–81. ISSN 2582-7839. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2024.100537>
- [42] Mignogna, D., Szabó, M., Ceci, P., Avino, P. "Biomass Energy and Biofuels: Perspective, Potentials, and Challenges in the Energy Transition." *Sustainability*, vol. 16, no. 16, 2024, 7036. <https://doi.org/10.3390/su16167036>.
- [43] Igwe, C. I. "Geothermal Energy: A Review." *International Journal of Engineering Research & Technology*, vol. 10, no. 3, Mar. 2021. ISSN 2278-0181. doi: 10.17577/IJERTV10IS030164
- [44] Dawood, F., Anda, M., Shafiullah, G. M. "Hydrogen Production for Energy: An Overview." *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, 2020, pp. 3847–3869. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.059.
- [45] Li, H.X., Edwards, D.J., Hosseini, M.R., Costin, G.P. "A Review on Renewable Energy Transition in Australia: An Updated Depiction." *Journal of Cleaner Production*, 2019, 118475. doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118475
- [46] Battaglini, A., Lilliestam, J., Haas, A., Patt, A. "Development of SuperSmart Grids for a More Efficient Utilization of Electricity from Renewable Sources." *Journal of Cleaner Production*, vol. 17, no. 10, 2009, pp. 911–918. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2009.02.006>.
- [47] Al-Shetwi, A.Q., Sujod, M.Z., Noor Lina, R. "A Review of the Fault Ride Through Requirements in Different Grid Codes Concerning Penetration of PV System to the Electric Power Network." *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 10, 2015, pp. 9906–9912. ISSN 1819-6608
- [48] Al-Shetwi, A.Q., Hannan, M.A., Jern, K.P., Mansur, M., Mahlia, T.M.I. "Grid-Connected Renewable Energy Sources: Review of the Recent Integration Requirements and Control Methods." *Journal of Cleaner Production*, vol. 253, 2020, 119831. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119831>.
- [49] Netz, E. O. N. "Requirements for Offshore Grid Connections in the E.ON Netz Network." GmbH, Bayreuth, Germany, 2008.
- [50] Bartels, W., Ehlers, F., Heidenreich, K., Huttner, R., Kuhn, H., Meyer, T., Kumm T., Salzmann J.-M., Schäfer H.-D., Weck K.-H. "Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network." *Technical Guidelines BDEW*, 2008. Доступно на: <http://www.bdew.de>. [приступљено 25.10.2023.]
- [51] García-Sánchez, T., Gómez-Lázaro, E., Molina-García, A. "A Review and Discussion of the Grid-Code Requirements for Renewable Energy Sources in Spain." *Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14)*, Cordoba, Spain, 2014, pp. 8–10. doi:10.24084/repqj12.410
- [52] CEI-Comitato Elettrotecnico Italiano. "Reference Technical Rules for the Connection of Active and Passive Consumers to the HV and MV Electrical Networks of Distribution Company." 23 Aug. 2016.

- [53] Gevorgian, V., Booth, S. *Review of PREPA Technical Requirements for Interconnecting Wind and Solar Generation*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, United States, 2013. Report No. NREL/TP-5D00-57089.
- [54] Électricité de France. "Référentiel Technique SEI REF 04 (V5)–Protection de Decouplage pour le Raccordement d'une Production Decentralisee en HTA et en BT dans les Zones Non Interconnectees." 2010.
- [55] Australian Energy Market Commission (AEMC). *National Electricity Rules (Version 80)*, November 2014.
- [56] GB/T. "Technical Rule for PV Power Station Connected to Power Grid." 2012.
- [57] Yang, Y., Enjeti, P., Blaabjerg, F., Wang, H. "Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy: Grid Code Modifications Are Explored in the Distribution Grid." *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 21, no. 5, Sept.–Oct. 2015, pp. 21–31. doi: 10.1109/MIAS.2014.2345837.
- [58] EirGrid, SONI. *EirGrid Grid Code Version 6.0*. 2013.
- [59] Tarafdar Hagh, M., Khalili, T. "A Review of Fault Ride Through of PV and Wind Renewable Energies in Grid Codes." *International Journal of Energy Research*, vol. 43, 2019, pp. 1342–1356. <https://doi.org/10.1002/er.4247>.
- [60] Döşoğlu, M. K. "Hybrid Low Voltage Ride Through Enhancement for Transient Stability Capability in Wind Farms." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 78, 2016, pp. 655–662. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.12.018>
- [61] Ayodele, T., Jimoh, A., Munda, J., Agee, J. "Challenges of Grid Integration of Wind Power on Power System Grid Integrity: A Review." *World Journal of Engineering and Technology*, vol. 3, 2020. doi: 10.20508/IJRER.87947
- [62] Meegahapola, L., Datta, M., Nutkani, I., Conroy, J. "Role of Fault Ride-Through Strategies for Power Grids with 100% Power Electronic-Interfaced Distributed Renewable Energy Resources." *WIREs Energy and Environment*, vol. 7, 2018, e292. <https://doi.org/10.1002/wene.292>.
- [63] Zhang, Z., Yang, Y., Ma, R., Blaabjerg, F. "Zero-Voltage Ride-Through Capability of Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems." *Applied Sciences*, vol. 7, no. 4, 2017, 315. <https://doi.org/10.3390/app7040315>
- [64] Sutherland, P. E. "Ensuring Stable Operation with Grid Codes: A Look at Canadian Wind Farm Interconnections." *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 22, no. 1, 2015, pp. 60–67. doi: 10.1109/MIAS.2015.2459105
- [65] Liu, G., Hu, J., Tian, G., Xu, L., Wang, S. "Study on High Voltage Ride Through Control Strategy of PMSG-Based Wind Turbine Generation System with SCESU." *The Journal of Engineering*, 2019, pp. 4257–4260. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8124>.
- [66] Haidar, A. M. A., Julai, N. "An Improved Scheme for Enhancing the Ride-Through Capability of Grid-Connected Photovoltaic Systems Towards Meeting the Recent Grid Codes Requirements." *Energy for Sustainable Development*, vol. 50, 2019, pp. 38–49. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.02.007>.
- [67] Oon, K. H., Tan, C. K., Bakar, A. H. A., Che, H. S., Mokhlis, H., Illias, H. A. "Establishment of Fault Current Characteristics for Solar Photovoltaic Generator Considering Low Voltage Ride Through and Reactive Current Injection Requirement."

- Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, 2018, pp. 478–488. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.001>.
- [68] Etxegarai, A., Eguia, P., Torres, E., Iturregi, A., Valverde, V. "Review of Grid Connection Requirements for Generation Assets in Weak Power Grids." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, 2015, pp. 1501–1514. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.030>.
- [69] Strezoski, V. *Osnovni proračuni elektroenergetskih sistema (Tom I i Tom II)*. Нови Сад, Србија: Факултет техничких наука, 2017.
- [70] Dreidy, M., Mokhlis, H., Mekhilef, S. "Inertia Response and Frequency Control Techniques for Renewable Energy Sources: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, 2017, pp. 144–155. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.170>.
- [71] Stram, B. N. "Key Challenges to Expanding Renewable Energy." *Energy Policy*, vol. 96, 2016, pp. 728–734. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.05.034>.
- [72] Energy Commission Malaysia (ECM). *Grid Code for Peninsular Malaysia*. 2017.
- [73] Sewchurran, S., Davidson, I. E. "Guiding Principles for Grid Code Compliance of Large Utility Scale Renewable Power Plant Integration onto South Africa's Transmission/Distribution Networks." *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Birmingham, UK, 2016, pp. 528–537. doi: 10.1109/ICRERA.2016.7884392.
- [74] Hossain, J., Pota, H. R. *Robust Control for Grid Voltage Stability: High Penetration of Renewable Energy*. Springer Science+Business Media, 2014.
- [75] Mohseni, M., Islam, S. M. "Review of International Grid Codes for Wind Power Integration: Diversity, Technology and a Case for Global Standard." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 6, 2012, pp. 3876–3890. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.039>.
- [76] Liang, X. "Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources." *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 2, 2016, pp. 855–866. doi: 10.1109/TIA.2016.2626253
- [77] Anees, A. S. "Grid Integration of Renewable Energy Sources: Challenges, Issues and Possible Solutions." *2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/IICPE.2012.6450514
- [78] Jaalam, N., Rahim, N. A., Bakar, A. H. A., Tan, C. K., Haidar, A. M. A. "A Comprehensive Review of Synchronization Methods for Grid-Connected Converters of Renewable Energy Source." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, 2016, pp. 1471–1481. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.066>.
- [79] Memon, M. A., Mekhilef, S., Mubin, M., Aamir, M. "Selective Harmonic Elimination in Inverters Using Bio-Inspired Intelligent Algorithms for Renewable Energy Conversion Applications: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pt. 3, 2018, pp. 2235–2253. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.068>.
- [80] Photovoltaics, Distributed Generation, and Energy Storage. "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces." *IEEE Std 1547*, 2018.

- [81] Cleveland, F. M. "IEC 61850-7-420 Communications Standard for Distributed Energy Resources (DER)." *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, IEEE, 2008, pp. 1–4. doi: 10.1109/PES.2008.4596553
- [82] Cho, N., Lee, H., Bhat, R., Heo, K. "Analysis of Harmonic Hosting Capacity of IEEE Std. 519 with IEC 61000-3-6 in Distribution Systems." *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Bangkok, Thailand, 2019, pp. 730–734. doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715918.
- [83] Figueira, H. H., Hey, H. L., Schuch, L., Rech, C., Michels, L. "Brazilian Grid-Connected Photovoltaic Inverters Standards: A Comparison with IEC and IEEE." *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Buzios, Brazil, 2015, pp. 1104–1109. doi: 10.1109/ISIE.2015.7281626.
- [84] Regulatory Authority for Energy. *Technical Transmission Grid Code of the Romanian Power System*. 3 Aug. 2014.
- [85] Gao, D. W., Muljadi, E., Tian, T., Miller, M., Wang, W. *Comparison of Standards and Technical Requirements of Grid-Connected Wind Power Plants in China and the United States*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, United States, 2016. Report No. NREL/TP-5D00-64225.
- [86] Shang, L., Hu, J., Yuan, X., et al. "Improved Virtual Synchronous Control for Grid-Connected VSCs Under Grid Voltage Unbalanced Conditions." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, 2019, pp. 174–185. <https://doi.org/10.1007/s40565-018-0388-2>.
- [87] Kim, Y.-J. "Development and Analysis of a Sensitivity Matrix of a Three-Phase Voltage Unbalance Factor." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, May 2018, pp. 3192–3195. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2807980.
- [88] Papachristou, A. C., Awad, A. S. A., Turcotte, D., Wong, S., Prieur, A. "Impact of DG on Voltage Unbalance in Canadian Benchmark Rural Distribution Networks." *2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Toronto, ON, Canada, 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPEC.2018.8598420.
- [89] Ghassemi, F., Perry, M. "Review of Voltage Unbalance Limit in the GB Grid Code CC.6.1.5(b)." *National Grid Report*, 2014, pp. 14–58.
- [90] International Electrotechnical Commission. "IEC 868-Flickermeter: Functional and Design Specifications." 1986.
- [91] O'Driscoll, E., O'Donnell, G. E. "Industrial Power and Energy Metering – A State-of-the-Art Review." *Journal of Cleaner Production*, vol. 41, 2013, pp. 53–64. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.09.046>.
- [92] Silsüpür, M., Türkay, B. E. "Flicker Source Detection Methods Based on IEC 61000-4-15 and Signal Processing Techniques – A Review." *Balkan Journal of Electrical and Computer Engineering*. <https://doi.org/10.17694/bajece.83624>.
- [93] Macii, D., Petri, D. "Rapid Voltage Change Detection: Limits of the IEC Standard Approach and Possible Solutions." *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 69, no. 2, Feb. 2020, pp. 382–392. doi: 10.1109/TIM.2019.2903617.
- [94] Aderibole, A., Zeineldin, H. H., Al Hosani, M. "A Critical Assessment of Oscillatory Modes in Multi-Microgrids Comprising of Synchronous and Inverter-Based

- Distributed Generation." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 3, 2018, pp. 3320–3330. doi: 10.1109/TSG.2018.2824330
- [95] Jafari, M., Malekjamshidi, Z., Lu, D. D. C., Zhu, J. "Development of a Fuzzy-Logic-Based Energy Management System for a Multiport Multioperation Mode Residential Smart Microgrid." *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 4, 2018, pp. 3283–3301. doi: 10.1109/TPEL.2018.2850852
- [96] Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., Marnay, C. "Microgrids." *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, 2007, pp. 78–94. doi: 10.1109/MPAE.2007.376583
- [97] Gui, Y., Wei, B., Li, M., Guerrero, J. M., Vasquez, J. C. "Passivity-Based Coordinated Control for Islanded AC Microgrid." *Applied Energy*, vol. 229, 2018, pp. 551–561. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.07.115>
- [98] Thirunavukkarasu, G. S., Seyedmahmoudian, M., Jamei, E., Horan, B., Mekhilef, S., Stojcevski, A. "Role of Optimization Techniques in Microgrid Energy Management Systems—A Review." *Energy Strategy Reviews*, vol. 43, 2022, 100899. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100899>
- [99] Wouters, C. "Towards a Regulatory Framework for Microgrids—The Singapore Experience." *Sustainable Cities and Society*, vol. 15, 2015, pp. 22–32. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2014.10.007>
- [100] Ye, L., Sun, H. B., Song, X. R., Li, L. C. "Dynamic Modeling of a Hybrid Wind/Solar/Hydro Microgrid in EMTP/ATP." *Renewable Energy*, vol. 39, no. 1, 2012, pp. 96–106. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.07.018>
- [101] Mizani, S., Yazdani, A. "Optimal Design and Operation of a Grid-Connected Microgrid." *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, IEEE, 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPEC.2009.5420925
- [102] Vijayan, R. J., Ch, S., Roy, R. "Dynamic Modeling of Microgrid for Grid Connected and Intentional Islanding Operation." *2012 International Conference on Advances in Power Conversion and Energy Technologies (APCET)*, IEEE, 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/APCET.2012.6302055
- [103] Bugade, V. S., Katti, P. "Dynamic Modelling of Microgrid with Distributed Generation for Grid Integration." *2015 International Conference on Energy Systems and Applications*, IEEE, 2015, pp. 103–107. doi: 10.1109/ICESA.2015.7503321
- [104] Dagdougui, H., Dessaint, L., Gagnon, G., Al-Haddad, K. "Modeling and Optimal Operation of a University Campus Microgrid." *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7741207
- [105] Göransson, M., Larsson, N., Steen, D., et al. "Cost-Benefit Analysis of Battery Storage Investment for Microgrid of Chalmers University Campus Using  $\mu$ -OPF Framework." *2017 IEEE Manchester PowerTech*, IEEE, 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2017.7981160
- [106] Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., Perez, R. "Microgrid Testbeds Around the World: State of the Art." *Energy Conversion and Management*, vol. 86, 2014, pp. 132–153. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.012>
- [107] Kanakadhurga, D., Prabakaran, N. "Demand Side Management in Microgrid: A Critical Review of Key Issues and Recent Trends." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, 2022, 111915. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111915>

- [108] Wood, E. "What's Driving Microgrids Toward a \$30.9B Market?" 2019. Доступно на: <https://microgridknowledge.com/microgrid-market-navigant/>. [приступљено: 10.4.2023].
- [109] Guibentif, T. M., Vuille, F. "Prospects and Barriers for Microgrids in Switzerland." *Energy Strategy Reviews*, vol. 39, 2022, 100776. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100776>
- [110] Uddin, M., Mo, H., Dong, D., Elsawah, S., Zhu, J., Guerrero, J. M. "Microgrids: A Review, Outstanding Issues and Future Trends." *Energy Strategy Reviews*, vol. 49, 2023, 101127. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101127>.
- [111] Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., Bahramirad, S. "State of the Art in Research on Microgrids: A Review." *IEEE Access*, vol. 3, 2015, pp. 890–925. doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [112] *Investigation of the Technical and Economic Feasibility of Micro-Grid Based Power Systems*. EPRI, Palo Alto, CA, USA, 2001.
- [113] Lasseter, R., Akhil, A., Marnay, C., Stephens, J., Dagle, J., Guttromson, R., Meliopoulous, A. S., Yinger, R., Eto, J. *White Paper on Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS MicroGrid Concept*. Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, April 2002.
- [114] Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., Mancarella, P., von Appen, J. "Microgrid Evolution Roadmap." *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (IEDST)*, IEEE, 2015, pp. 139–144. doi: 10.1109/SEDST.2015.7315197
- [115] Hatziargyriou, N., Jenkins, N., Strbac, G., Lopes, J. P., Ruela, J., Engler, A., Oyarzabal, J., Kariniotakis, G., Amorim, A., et al. "Microgrids—Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids." *CIGRE C6-309*, 2006, pp. 1–8.
- [116] Lopes, J. A. P., Madureira, A. G., Moreira, C. C. L. M. "A View of Microgrids." *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 2, no. 1, 2013, pp. 86–103. doi: 10.1002/wene.34
- [117] Lasseter, R. H., Paigi, P. "Microgrid: A Conceptual Solution." *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, vol. 6, IEEE, 2004, pp. 4285–4290. doi: 10.1109/PESC.2004.1354758
- [118] Marnay, C., Bailey, O. C. *The CERTS Microgrid and the Future of the Macrogrid*. Technical Report, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Berkeley, CA, United States, 2004.
- [119] Piagi, P., Lasseter, R. H. "Autonomous Control of Microgrids." *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, 2006, pp. 8–pp. doi: 10.1109/PES.2006.1708993
- [120] Lasseter, R. H., Eto, J. H., Schenkman, B., Stevens, J., Vollkommer, H., Klapp, D., Linton, E., Hurtado, H., Roy, J. "CERTS Microgrid Laboratory Test Bed." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 1, 2010, pp. 325–332. doi: 10.1109/TPWRD.2010.2051819
- [121] Alegria, E., Brown, T., Minear, E., Lasseter, R. H. "CERTS Microgrid Demonstration with Large-Scale Energy Storage and Renewable Generation." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, 2013, pp. 937–943. doi: 10.1109/TSG.2013.2286575

- [122] Panora, R., Gehret, J. E., Furse, M. M., Lasseter, R. H. "Real-World Performance of a CERTS Microgrid in Manhattan." *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 4, 2014, pp. 1356–1360. doi: 10.1109/TSTE.2014.2301953
- [123] California Legislature. *Senate Bill No. 1339, Chapter 4.5, Public Utilities Code, Section 8370: Definition and Commercialization of Microgrids*. California State Legislature, Sacramento, CA, USA, 2018.
- [124] Burr, M. T., Zimmer, M. J., Meloy, B., Bertrand, J., Levesque, W., Warner, G., McDonald, J. D. "Minnesota Microgrids: Barriers, Opportunities, and Pathways Toward Energy Assurance. Final Report." Microgrid Institute for the Minnesota Department of Commerce, Sept. 30, 2013.
- [125] Mariam, L., Basu, M., Conlon, M. F. "A Review of Existing Microgrid Architectures." *Journal of Engineering*, 2013.
- [126] Lidula, N., Rajapakse, A. "Microgrids Research: A Review of Experimental Microgrids and Test Systems." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 1, 2011, pp. 186–202. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.041>
- [127] Uddin, M., Romlie, M. F., Abdullah, M. F., Abd Halim, S., Kwang, T. C., et al. "A Review on Peak Load Shaving Strategies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, 2018, pp. 3323–3332. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>
- [128] Chowdhury, S., Crossley, P. *Microgrids and Active Distribution Networks*. The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [129] State of New Jersey Board of Public Utilities. "Microgrids." 2012. Доступно на: <https://www.nj.gov/bpu/about/divisions/opp/microgrid.html>. [приступљено 22.6.2024]
- [130] Ullah, K., Jiang, Q., Geng, G., Rahim, S., Khan, R. A. "Optimal Power Sharing in Microgrids Using the Artificial Bee Colony Algorithm." *Energies*, vol. 15, no. 3, 2022, 1067. <https://doi.org/10.3390/en15031067>
- [131] Shahgholian, G. "A Brief Review on Microgrids: Operation, Applications, Modeling, and Control." *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2021, e12885. doi: 10.1002/2050-7038.12885
- [132] Wang, X., Guerrero, J. M., Blaabjerg, F., Chen, Z. "A Review of Power Electronics Based Microgrids." *International Journal of Power Electronics*, vol. 12, no. 1, 2012, pp. 181–192. doi: 10.6113/JPE.2012.12.1.181
- [133] Chakraborty, S., Weiss, M. D., Simoes, M. G. "Distributed Intelligent Energy Management System for a Single-Phase High-Frequency AC Microgrid." *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 1, 2007, pp. 97–109. doi: 10.1109/TIE.2006.888766
- [134] Unamuno, E., Barrena, J. A. "Hybrid AC/DC Microgrids—Part I: Review and Classification of Topologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, 2015, pp. 1251–1259. doi: 10.1016/j.rser.2015.07.194.
- [135] He, L., Zhang, S., Chen, Y., Ren, L., Li, J. "Techno-Economic Potential of a Renewable Energy-Based Microgrid System for a Sustainable Large-Scale Residential Community in Beijing, China." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, 2018, pp. 631–641. doi: 10.1016/j.rser.2018.05.053.
- [136] Gao, D. W. *Energy Storage for Sustainable Microgrid*. Academic Press, 2015.

- [137] He, J., Wu, X., Xu, Y., Guerrero, J. M. "Small-Signal Stability Analysis and Optimal Parameters Design of Microgrid Clusters." *IEEE Access*, vol. 7, 2019, pp. 36896–36909. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2900728
- [138] Hao, R., Ai, Q., Guan, T., Cheng, Y., Wei, D. "Decentralized Price Incentive Energy Interaction Management for Interconnected Microgrids." *Electric Power Systems Research*, vol. 172, 2019, pp. 114–128. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.03.004>
- [139] Nasir, M., Khan, H. A., Hussain, A., Mateen, L., Zaffar, N. A. "Solar PV-Based Scalable DC Microgrid for Rural Electrification in Developing Regions." *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, 2017, pp. 390–399. doi: 10.1109/TSTE.2017.2736160
- [140] Schnitzer, D., Lounsbury, D. S., Carvallo, J. P., Deshmukh, R., Apt, J., Kammen, D. M. *Microgrids for Rural Electrification*. United Nations Foundation, New York, NY, USA, 2014.
- [141] Wang, C., Liu, Y., Li, X., Guo, L., Qiao, L., Lu, H. "Energy Management System for Stand-Alone Diesel-Wind-Biomass Microgrid with Energy Storage System." *Energy*, vol. 97, 2016, pp. 90–104. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.099>
- [142] Safder, M. U., Sanjari, M. J., Hamza, A., Garmabdari, R., Hossain, M. A., Lu, J. "Enhancing Microgrid Stability and Energy Management: Techniques, Challenges, and Future Directions." *Energies*, vol. 16, no. 18, 2023, 6417. <https://doi.org/10.3390/en16186417>.
- [143] Shadoul, M., Ahshan, R., AlAbri, R. S., Al-Badi, A., Albadi, M., Jamil, M. "A Comprehensive Review on a Virtual-Synchronous Generator: Topologies, Control Orders and Techniques, Energy Storages, and Applications." *Energies*, vol. 15, no. 22, 2022, 8406. <https://doi.org/10.3390/en15228406>.
- [144] Chandak, S., Bhowmik, P., Rout, P. K. "Load Shedding Strategy Coordinated with Storage Device and D-STATCOM to Enhance the Microgrid Stability." *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 4, no. 1, 2019, pp. 1–19. doi: 10.1186/s41601-019-0138-0
- [145] Hossain, M., Pota, H., Hossain, M., Haruni, A. "Active Power Management in a Low-Voltage Islanded Microgrid." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 98, 2018, pp. 36–47. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.11.019>
- [146] Vinayagam, A., Alqumsan, A. A., Swarna, K., Khoo, S. Y., Stojcevski, A. "Intelligent Control Strategy in the Islanded Network of a Solar PV Microgrid." *Electric Power Systems Research*, vol. 155, 2018, pp. 93–103. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.10.006>
- [147] Dimeas, A., Tsikalakis, A., Kariniotakis, G., Korres, G. "Microgrids Control Issues." *Microgrids*, 2013, pp. 25–80. doi: 10.1002/9781118720677.ch02
- [148] Zamora, R., Srivastava, A. K. "Controls for Microgrids with Storage: Review, Challenges, and Research Needs." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 7, 2010, pp. 2009–2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.019>
- [149] Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., et al. "Trends in Microgrid Control." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, 2014, pp. 1905–1919. doi: 10.1109/TSG.2013.2295514



- [150] Bidram, A., Davoudi, A. "Hierarchical Structure of Microgrids Control System." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, 2012, pp. 1963–1976. doi: 10.1109/TSG.2012.2197425
- [151] Mahmoud, M. S., Alyazidi, N. M., Abouheaf, M. I. "Adaptive Intelligent Techniques for Microgrid Control Systems: A Survey." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 90, 2017, pp. 292–305. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.02.008>
- [152] Zhao, H., Hong, M., Lin, W., Loparo, K. A. "Voltage and Frequency Regulation of Microgrid with Battery Energy Storage Systems." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 1, 2017, pp. 414–424. doi: 10.1109/TSG.2017.2741668
- [153] Guerrero, J. M., Matas, J., De Vicuna, L. G., Castilla, M., Miret, J. "Wireless-Control Strategy for Parallel Operation of Distributed-Generation Inverters." *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 5, 2006, pp. 1461–1470. doi: 10.1109/ISIE.2005.1529025
- [154] Guerrero, J. M., Matas, J., De Vicuna, L. G., Castilla, M., Miret, J. "Decentralized Control for Parallel Operation of Distributed Generation Inverters Using Resistive Output Impedance." *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 2, 2007, pp. 994–1004. doi: 10.1109/TIE.2007.892621
- [155] Sen, S., Kumar, V. "Microgrid Control: A Comprehensive Survey." *Annual Reviews in Control*, vol. 45, 2018, pp. 118–151. <https://doi.org/10.1016/j.arcontrol.2018.04.012>
- [156] Roslan, M., Hannan, M., Ker, P. J., Mannan, M., Muttaqi, K., Mahlia, T. I. "Microgrid Control Methods Toward Achieving Sustainable Energy Management: A Bibliometric Analysis for Future Directions." *Journal of Cleaner Production*, 2022, 131340. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.131340>
- [157] Warnier, M., Dulman, S., Koç, Y., Pauwels, E. "Distributed Monitoring for the Prevention of Cascading Failures in Operational Power Grids." *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, vol. 17, 2017, pp. 15–27. <https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2017.03.003>
- [158] Zheng, D., Zhang, W., Netsanet, S., Wang, P., Bitew, G. T., Wei, D., Yue, J. *Microgrid Protection and Control*. Academic Press, 2021.
- [159] Pourbabak, H., Chen, T., Su, W. "Centralized, Decentralized, and Distributed Control for Energy Internet." *The Energy Internet*, Elsevier, 2019, pp. 3–19. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102207-8.00001-1>
- [160] Rathor, S. K., Saxena, D. "Energy Management System for Smart Grid: An Overview and Key Issues." *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 6, 2020, pp. 4067–4109. doi: 10.1002/er.4883
- [161] Espina, E., Llanos, J., Burgos-Mellado, C., Cardenas-Dobson, R., Martinez-Gomez, M., Sáez, D. "Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview." *IEEE Access*, vol. 8, 2020, pp. 193412–193448. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032378
- [162] Asef, P., Taheri, R., Shojafar, M., Mporas, I., Tafazolli, R. "SIEMS: A Secure Intelligent Energy Management System for Industrial IoT Applications." *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 19, no. 1, 2022, pp. 1039–1050. doi: 10.1109/TII.2022.3165890

- [163] El Bourakadi, D., Yahyaouy, A., Boumhidi, J. "Intelligent Energy Management for Micro-Grid Based on Deep Learning LSTM Prediction Model and Fuzzy Decision-Making." *Sustainable Computing: Informatics and Systems*, vol. 35, 2022, 100709. <https://doi.org/10.1016/j.suscom.2022.100709>
- [164] Torkan, R., Ilinca, A., Ghorbanzadeh, M. "A Genetic Algorithm Optimization Approach for Smart Energy Management of Microgrids." *Renewable Energy*, vol. 197, 2022, pp. 852–863. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.07.055>
- [165] Liu, F., Liu, Q., Tao, Q., Huang, Y., Li, D., Sidorov, D. "Deep Reinforcement Learning Based Energy Storage Management Strategy Considering Prediction Intervals of Wind Power." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 145, 2023, 108608. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108608>
- [166] Sreelekshmi, R., Lakshmi, R., Nair, M. G. "AC Microgrid with Battery Energy Storage Management Under Grid Connected and Islanded Modes of Operation." *Energy Reports*, vol. 8, 2022, pp. 350–357. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.05.222>
- [167] Ma, G., Li, J., Zhang, X.-P. "Energy Storage Capacity Optimization for Improving the Autonomy of Grid-Connected Microgrid." *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2023. doi: 10.1109/TSG.2022.3233910
- [168] Tuckey, A., Round, S. "Grid-Forming Inverters for Grid-Connected Microgrids: Developing 'Good Citizens' to Ensure the Continued Flow of Stable, Reliable Power." *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, no. 1, 2022, pp. 39–51. doi: 10.1109/MELE.2021.3139172
- [169] Borrell, Á., Velasco, M., Castilla, M., Miret, J., Guzmán, R. "Collaborative Voltage Unbalance Compensation in Islanded AC Microgrids with Grid-Forming Inverters." *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 37, no. 9, 2022, pp. 10499–10513. doi: 10.1109/TPEL.2022.3169830
- [170] Lin, Q., Uno, H., Ogawa, K., Kanekiyo, Y., Shijo, T., Arai, J., Matsuda, T., Yamashita, D., Otani, K. "Field Demonstration of Parallel Operation of Virtual Synchronous Controlled Grid-Forming Inverters and a Diesel Synchronous Generator in a Microgrid." *IEEE Access*, vol. 10, 2022, pp. 39095–39107. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3166953
- [171] Araujo, L. S., Brandao, D. I. "Self-Adaptive Control for Grid-Forming Converter with Smooth Transition Between Microgrid Operating Modes." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 135, 2022, 107479. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107479>
- [172] Dey, B., Misra, S., Marquez, F. P. G. "Microgrid System Energy Management with Demand Response Program for Clean and Economical Operation." *Applied Energy*, vol. 334, 2023, 120717. doi: 10.1109/CICED.2014.6991770
- [173] Yousri, D., Farag, H. E., Zeineldin, H., El-Saadany, E. F. "Integrated Model for Optimal Energy Management and Demand Response of Microgrids Considering Hybrid Hydrogen-Battery Storage Systems." *Energy Conversion and Management*, vol. 280, 2023, 116809. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116809>
- [174] Joshal, K. S., Gupta, N. "Microgrids with Model Predictive Control: A Critical Review." *Energies*, vol. 16, no. 13, 2023, 4851. <https://doi.org/10.3390/en16134851>
- [175] Perez, A., Yang, Y. "Adaptive Model Predictive Control Based on the Steady State Constrained ARX Model." *2018 IEEE Green Energy and Smart Systems Conference*

- (IGESSC), Long Beach, CA, USA, 29–30 Oct. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/IGESC.2018.8745552
- [176] Aslani, M., Faraji, J., Hashemi-Dezaki, H., Ketabi, A. "A Novel Clustering-Based Method for Reliability Assessment of Cyber-Physical Microgrids Considering Cyber Interdependencies and Information Transmission Errors." *Applied Energy*, vol. 315, 2022, 119032. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119032>
- [177] Ma, S., Li, Y., Du, L., Wu, J., Zhou, Y., Zhang, Y., Xu, T. "Programmable Intrusion Detection for Distributed Energy Resources in Cyber-Physical Networked Microgrids." *Applied Energy*, vol. 306, 2022, 118056. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118056>
- [178] Khalil, S. M., Bahsi, H., Ochieng'Dola, H., Korötko, T., McLaughlin, K., Kotkas, V. "Threat Modeling of Cyber-Physical Systems - A Case Study of a Microgrid System." *Computers & Security*, vol. 124, 2023, 102950. <https://doi.org/10.1016/j.cose.2022.102950>
- [179] Sowa, I., Monti, A. "Distributed Consensus Control Supported by High Reporting Rate Meters in Inverter-Based Cyber-Physical Microgrids." *IEEE Access*, 2023. doi: 10.1109/ACCESS.2023.3275848
- [180] California Public Utilities Commission, Safety and Enforcement Division. *Physical Security Staff White Paper*. 2018. Доступно на: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/safety-policy-division/reports/r1506009--physical-security-executive-summary.pdf> [приступљено 5.6.2024.]
- [181] Mahato, N. K., Yang, J., Yang, J., Gong, G., Hao, J. "Physical Security Auditing for Utilities: A Guide to Resilient Substation." *Safety*, vol. 10, no. 3, 2024, 80. <https://doi.org/10.3390/safety10030080>.
- [182] National Renewable Energy Laboratory. *Enabling Regulatory and Business Models for Broad Microgrid Deployment*. 2022. Доступно на: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-12/Topic%207%20Report.pdf>. [приступљено: 15.8.2023.]
- [183] Colorado Energy Office. *Colorado Microgrid Roadmap Study*. Prepared by S&C Electric Company, 2024. Доступно на: <https://energyoffice.colorado.gov/microgrid-roadmap> [приступљено 5. јул 2024.]
- [184] Cagnano, A., De Tuglie, E., Mancarella, P. "Microgrids: Overview and Guidelines for Practical Implementations and Operation." *Applied Energy*, vol. 258, 2020, 114039. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114039>
- [185] Wang, H., Yan, Z., Shahidehpour, M., Xu, X., Zhou, Q. "Quantitative Evaluations of Uncertainties in Multivariate Operations of Microgrids." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 4, 2020, pp. 2892–2903. doi: 10.1109/TSG.2020.2971689
- [186] San, G., Zhang, W., Guo, X., Hua, C., Xin, H., Blaabjerg, F. "Large-Disturbance Stability for Power-Converter-Dominated Microgrid: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 127, 2020, 109859. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109859>
- [187] Sarangi, S., Sahu, B. K., Rout, P. K. "Distributed Generation Hybrid AC/DC Microgrid Protection: A Critical Review on Issues, Strategies, and Future Directions." *International Journal of Energy Research*, vol. 44, no. 5, 2020, pp. 3347–3364. doi:10.1002/er.5128

- [188] Farrokhhabadi, M., Cañizares, C. A., Simpson-Porco, J. W., Nasr, E., Fan, L., Mendoza-Araya, P. A., Tonkoski, R., Tamrakar, U., Hatziargyriou, N., Lagos, D., et al. "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples." *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, 2019, pp. 13–29. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703
- [189] Wu, Y., Wu, Y., Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Li, J. "AC Microgrid Small-Signal Modeling: Hierarchical Control Structure Challenges and Solutions." *IEEE Electrification Magazine*, vol. 7, no. 4, 2019, pp. 81–88. doi: 10.1109/MELE.2019.2943980
- [190] Chen, S., Liu, T., Gao, F., Ji, J., Xu, Z., Qian, B., Wu, H., Guan, X. "Butler, Not Servant: A Human-Centric Smart Home Energy Management System." *IEEE Communications Magazine*, vol. 55, no. 2, 2017, pp. 27–33. doi: 10.1109/MCOM.2017.1600699CM
- [191] Xu, J., Sun, Q., Mo, H., Dong, D. "Online Routing for Smart Electricity Network Under Hybrid Uncertainty." *Automatica*, vol. 145, 2022, 110538. <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2022.110538>
- [192] Tonkoski, R., Turcotte, D., El-Fouly, T. H. "Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods." *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, 2012, pp. 518–527. doi: 10.1109/TSTE.2012.2191425
- [193] Sharma, A., Kolhe, M., Nils, U.-M., Mudgal, A., Muddineni, K., Garud, S. "Comparative Analysis of Different Types of Micro-Grid Architectures and Controls." *2018 International Conference on Advances in Computing, Communication Control and Networking (ICACCCN)*, IEEE, 2018, pp. 1200–1208. doi: 10.1109/ICACCCN.2018.8748491
- [194] Barra, P., Coury, D., Fernandes, R. "A Survey on Adaptive Protection of Microgrids and Distribution Systems with Distributed Generators." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, 2020, 109524. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109524>
- [195] Castilla, M., Miret, J., Sosa, J. L., Matas, J., Vicuna, L. G. "Grid-Fault Control Scheme for Three-Phase Photovoltaic Inverters with Adjustable Power Quality Characteristics." *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, Dec. 2010, pp. 2930–2940. doi: 10.1109/TPEL.2010.2070081
- [196] Wang, Q., Zhou, N., Ye, L. "Fault Analysis for Distribution Networks with Current-Controlled Three-Phase Inverter-Interfaced Distributed Generators." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 3, Jun. 2015, pp. 1532–1542. doi: 10.1109/TPWRD.2015.2407883
- [197] Guo, W., Mu, L., Zhang, X. "Fault Models of Inverter-Interfaced Distributed Generators within a Low-Voltage Microgrid." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, Feb. 2017, pp. 453–461. doi: 10.1109/TPWRD.2016.2541344
- [198] Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Borell, A., Vicuna, L. G. "Active and Reactive Power Strategies with Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults." *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 3, Mar. 2015, pp. 1515–1525. doi: 10.1109/TIE.2014.2347266
- [199] Sadehkhani, I., Golshan, M. E. H., Guerrero, J. M., Mehrizi-Sani, A. "A Current Limiting Strategy to Improve Fault Ride-Through of Inverter Interfaced Autonomous Microgrids." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, 2017. doi: 10.1109/TSG.2016.2517201

- [200] Taul, M. G., Wang, X., Davari, P., Blaabjerg, F. "Current Limiting Control with Enhanced Dynamics of Grid-Forming Converters During Fault Conditions." *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, 2020. doi: 10.1109/JESTPE.2019.2931477
- [201] Paquette, A. D., Divan, D. M. "Virtual Impedance Current Limiting for Inverters in Microgrids with Synchronous Generators." *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, Mar. 2015, pp. 1630–1638. doi: 10.1109/TIA.2014.2345877
- [202] Lu, X., Wang, J., Guerrero, J. M., Zhao, D. "Virtual Impedance-Based Fault Current Limiters for Inverter Dominated AC Microgrids." *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, 2018. doi: 10.1109/TSG.2016.2594811
- [203] Duckwitz, D., et al. "Experimental Short-Circuit Testing of Grid-Forming Inverters in Microgrid and Interconnected Mode." *NEIS 2018: Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, 2018. ISBN:978-3-8007-4821-1
- [204] Zarei, S. F., Mokhtari, H., Ghasemi, M. A., Blaabjerg, F. "Reinforcing Fault Ride Through Capability of Grid Forming Voltage Source Converters Using an Enhanced Voltage Control Scheme." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 5, Oct. 2019, pp. 1827–1842. doi: 10.1109/TPWRD.2018.2844082
- [205] Kou, G., Chen, L., VanSant, P., Velez-Cedeno, F., Liu, Y. "Fault Characteristics of Distributed Solar Generation." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 2, Apr. 2020, pp. 1062–1064. doi: 10.1109/TPWRD.2019.2907462.
- [206] Zhang, Y., Dougal, R. A. "State of the Art of Fault Current Limiters and Their Applications in Smart Grid." *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344649
- [207] Kasikci, I. *Short Circuits in Power Systems: A Practical Guide to IEC 60909-0*. Wiley-VCH, 2018.
- [208] Simić, N. "Proračun Režima Miksovane Distributivne Mreže sa Kratkim Spojem." Мастер рад, Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду, Нови Сад, Србија, 2018.
- [209] Hong, M. "The Case Western Reserve University Campus Microgrid" 2014. Доступно на: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/07/f18/CaseWesternReserveUniversityCampusGrid.pdf>, [приступљено: 15.7.2022].
- [210] Strezoski, L., Simić, N. "Development and Implementation of a Smart Grid Laboratory Testbed: Exploring Academic, Research, and Industrial Applications." *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, doi:10.1109/PESGM51994.2024.10689069.
- [211] Čelanović, N., Čelanović, I., Ivanović, Z. "Cyber Physical Systems: A New Approach to Power Electronics Simulation, Control and Testing." *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 12, no. 1, 2012. doi:10.4316/aece.2012.01006
- [212] IEC 60909-0:2016. *Short-Circuit Currents in Three-Phase A. C. Systems—Part 0: Calculation of Currents*. International Electrotechnical Commission, 2016.

## План третмана података

<b>Назив пројекта/истраживања</b>
<b>„Прорачун кратких спојева у микромрежама заснованим на обновљивим изворима енергије“</b>
<b>Назив институције/институција у оквиру којих се спроводи истраживање</b>
а) <b>Факултет техничких наука, Универзитет у Новом Саду</b> б) в)
<b>Назив програма у оквиру ког се реализује истраживање</b>
<b>Истраживање се реализује у оквиру израде докторске дисертације на студијском програму Енергетика, електроника и телекомуникације.</b>
<b>1. Опис података</b>
<b>1.1 Врста студије</b> <i>Укратко описати тип студије у оквиру које се подаци прикупљају</i> <b>Докторска дисертација</b>
<b>1.2 Врсте података</b> а) квантитативни <input checked="" type="checkbox"/> квалитативни
<b>1.3. Начин прикупљања података</b> а) анкете, упитници, тестови б) клиничке процене, медицински записи, електронски здравствени записи в) генотипови: навести врсту _____ г) административни подаци: навести врсту _____ д) узорци ткива: навести врсту _____ ђ) снимци, фотографије: навести врсту: <b>фотографије опреме са којом су вршени експерименти</b> е) текст, навести врсту: <b>литература у области истраживања</b> ж) мапа, навести врсту _____

з) остало, описати: **рачунарски експерименти**

1.3 Формат података, употребљене скале, количина података

1.3.1 Употребљени софтвер и формат датотеке:

- a) Excel фајл, датотека **.xls**
- b) SPSS фајл, датотека \_\_\_\_\_
- c) PDF фајл, датотека \_\_\_\_\_
- d) Текст фајл, датотека **.txt, .doc**
- e) JPG фајл, датотека \_\_\_\_\_
- f) Остало, датотека \_\_\_\_\_

1.3.2. Број записа (код квантитативних података)

- a) број варијабли: **велики број**
- б) број мерења (испитаника, процена, снимака и сл.): **велики број**

1.3.3. Поновљена мерења

- a) да
- б)  не

Уколико је одговор да, одговорити на следећа питања:

- a) временски размак између поновљених мера је \_\_\_\_\_
- б) варијабле које се више пута мере односе се на \_\_\_\_\_
- в) нове верзије фајлова који садрже поновљена мерења су именоване као \_\_\_\_\_

Напомене: \_\_\_\_\_

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

- a)  Да
- б) Не

*Ако је одговор не, образложити* \_\_\_\_\_

---

## 2. Прикупљање података

### 2.1 Методологија за прикупљање/генерисање података

#### 2.1.1. У оквиру ког истраживачког нацрта су подаци прикупљени?

а) експеримент, навести тип: **рачунарски експеримент**

б) корелационо истраживање, навести тип \_\_\_\_\_

ц) анализа текста, навести тип: **анализа доступне литературе**

д) остало, навести шта: **резултати прорачуна**

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

---

### 2.2 Квалитет података и стандарди

#### 2.2.1. Третман недостајућих података

а) Да ли матрица садржи недостајуће податке? Да  Не

Ако је одговор да, одговорити на следећа питања:

а) Колики је број недостајућих података? \_\_\_\_\_

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

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

---

#### 2.2.2. На који начин је контролисан квалитет података? Описати



Квалитет резултата прикупљених кроз извођење рачунарских експеримената, контролисан је поређењем са резултатима прикупљеним кроз „Hardware-in-the-loop“ окружење.

---

---

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

---

---

### 3. Третман података и пратећа документација

3.1. Третман и чување података

3.1.1. Подаци ће бити депоновани у Универзитет у Новом Саду репозиторијум.

3.1.2. URL адреса \_\_\_\_\_

3.1.3. DOI \_\_\_\_\_

3.1.4. Да ли ће подаци бити у отвореном приступу?

а)  Да

б) Да, али после ембарга који ће трајати до \_\_\_\_\_

в) Не

Ако је одговор не, навести разлог \_\_\_\_\_

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

Образложење

---

---

### 3.2 Метаподаци и документација података

3.2.1. Који стандард за метаподатке ће бити примењен? Стандард који примењује Репозиторијум докторских дисертација Универзитета у Новом Саду

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

---

---

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

**Подаци ће бити доступни истраживачу/има који директно контактира/ју одговорно лице за чување података – власника података.**

---

---

---

### 3.3 Стратегија и стандарди за чување података

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

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

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

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

Да  Не

Образложити

---

---

#### 4. Безбедност података и заштита поверљивих информација

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

##### 4.1 Формални стандарди за сигурност информација/података

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

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

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

---

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

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

- a) Подаци нису у отвореном приступу
  - b) Подаци су анонимизирани
  - c) Остало, навести шта
- 
- 

#### 5. Доступност података

5.1. Подаци ће бити

a) **јавно доступни**

b) *доступни само уском кругу истраживача у одређеној научној области*

c) *затворени*

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

---

---

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

---

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

ауторство - некомерцијално

## 6. Улоге и одговорност

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

Никола Симић, nikolasimic61@gmail.com

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

Никола Симић, nikolasimic61@gmail.com

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

Никола Симић, nikolasimic61@gmail.com