

Центральноукраїнський національний технічний університет  
Факультет будівництва, транспорту та енергетики  
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“ Дopusчено до захисту ”  
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ  
канд. техн. наук., професор  
\_\_\_\_\_Петро ПЛЕШКОВ  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_2025р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**за другим (магістерським) рівнем вищої**  
**освіти**  
**на тему**  
**“ Дослідження роботи системи електропостачання**  
**з джерелами розподіленої генерації ”**

Виконав здобувач вищої освіти  
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-24М  
ОПП «Електротехнічні системи  
електроспоживання»  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
\_\_\_\_\_Олег ЩЕРБЮК  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_2025 р.

Керівник роботи  
канд. техн. наук, доцент  
\_\_\_\_\_Валентин СОЛДАТЕНКО  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_2025 р.

Рецензент \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

м. Кропивницький

## Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

канд. техн. наук, професор

Петро ПЛЄШКОВ.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Щербюку Олегу Анатолійовичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження роботи системи електропостачання з джерелами розподіленої генерації

Research on the operation of a power supply system with distributed generation sources

2. Керівник роботи (проекту) Солдатенко Валентин Петрович, канд. техн. наук., доц.

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 01.12.2024

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою роботи є підвищення ефективності та надійності функціонування автономних і промислових мікромереж шляхом розробки та дослідження адаптивних алгоритмів керування режимами роботи, що забезпечують мінімізацію споживання палива, стійкість перехідних процесів та можливість автоматичного відновлення живлення. Завдання роботи: провести аналіз нормативної бази проєктування та моделювання мікромереж; розробити комплексні імітаційні моделі автономної та промислової мікромереж, що враховують динаміку дизель-генераторів, систем накопичення та відновлюваних джерел; синтезувати алгоритми керування для реалізації енергоефективних режимів, планових та аварійних переходів в острівний режим, а також функції «чорного старту»; виконати моделювання електромагнітних перехідних процесів для верифікації працездатності розроблених алгоритмів при комутаціях навантаження, коротких замиканнях та ресинхронізації; розробити заходи з охорони праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Вступ</i>	<i>10.10.2025 р.</i>	
<i>2</i>	<i>Аналіз нормативної бази проектування та моделювання мікромереж</i>	<i>20.10.2025 р.</i>	
<i>3</i>	<i>Математичне моделювання та розробка алгоритмів керування режимами роботи мікромереж</i>	<i>03.11.2025 р.</i>	
<i>4</i>	<i>Дослідження режимів роботи та верифікація алгоритмів керування</i>	<i>17.11.2025 р.</i>	
<i>5</i>	<i>Охорона праці</i>	<i>24.11.2025 р.</i>	
<i>6</i>	<i>Загальні висновки</i>	<i>25.11.2025 р.</i>	
<i>7</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>27.11.2025 р.</i>	
<i>8</i>	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>28.11.2025 р.</i>	

Дата видачі завдання: « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис керівника \_\_\_\_\_ Валентин СОЛДАТЕНКО

Завдання прийнято до виконання: « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис здобувача \_\_\_\_\_ Олег ЩЕРБЮК

## АНОТАЦІЯ

**Щербюк О.А. Дослідження роботи системи електропостачання з джерелами розподіленої генерації.**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2025р.

Метою роботи є підвищення ефективності та надійності функціонування автономних і промислових мікромереж шляхом розробки та дослідження адаптивних алгоритмів керування режимами роботи, що забезпечують мінімізацію споживання палива, стійкість перехідних процесів та можливість автоматичного відновлення живлення.

Робота присвячена вирішенню актуального науково-прикладного завдання підвищення ефективності, надійності та економічності функціонування мікромереж в умовах децентралізації енергетики.

У середовищі MATLAB/Simulink розроблено комплексні імітаційні моделі автономної та промислової систем, що інтегрують дизельну генерацію, ВДЕ та системи накопичення енергії. Синтезовано алгоритми автоматичного керування, які реалізують функцію оптимізації витрат палива («Silent Running») шляхом заміщення роботи дизеля енергією накопичувачів.

Для промислових об'єктів верифіковано методи «безшовного» переходу в острівний режим (технологія Zero Power Flow) та сценарій автоматичного відновлення живлення повністю знеструмленої мережі («чорний старт»). Результати моделювання підтвердили високу динамічну стійкість системи та ефективність запропонованих рішень.

**Ключові слова:** мікромережа, система накопичення енергії, MATLAB/Simulink, керування режимами, чорний старт, енергоефективність.

## THE SUMMARY

### **Shcherbiuk O. Research on the operation of a power supply system with distributed generation sources**

Specialty 141 – "Electric power, electrical engineering and electromechanics". – "Electrical power consumption systems". – Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi, 2025

The purpose of the work is to increase the efficiency and reliability of the functioning of autonomous and industrial microgrids by developing and researching adaptive algorithms for controlling operating modes that ensure minimization of fuel consumption, stability of transient processes, and the possibility of automatic power restoration.

The work is dedicated to solving the current scientific and applied problem of increasing the efficiency, reliability and cost-effectiveness of microgrids in the context of energy decentralization.

In the MATLAB/Simulink environment, complex simulation models of autonomous and industrial systems integrating diesel generation, renewable energy sources and energy storage systems have been developed. Automatic control algorithms have been synthesized that implement the fuel consumption optimization function ("Silent Running") by replacing the diesel engine with energy from storage devices.

For industrial facilities, methods of "seamless" transition to island mode (Zero Power Flow technology) and a scenario of automatic power restoration of a completely de-energized network ("black start") were verified. The modeling results confirmed the high dynamic stability of the system and the effectiveness of the proposed solutions.

**Key words:** microgrid, energy storage system, MATLAB/Simulink, mode control, black start, energy efficiency.

## ЗМІСТ

<b>АНОТАЦІЯ</b> .....	4
<b>ЗМІСТ</b> .....	6
<b>ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ</b> .....	8
<b>ВСТУП</b> .....	10
<b>РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ НОРМАТИВНОЇ БАЗИ ПРОЄКТУВАННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ МІКРОМЕРЕЖ</b> .....	14
1.1 Огляд рекомендацій стандарту IEEE Std 2030.9-2019 щодо планування та архітектури мікромереж.....	18
1.2 Аналіз положень стандарту ISO 62898-1:2017 стосовно етапів планування та технічної специфікації мікромереж.....	21
1.3 Огляд вимог стандарту IEEE Std 2030.7-2017 до специфікації систем керування мікромережами.....	23
1.4 Методологія верифікації та тестування систем керування згідно з IEEE Std 2030.8-2018.....	26
1.5 Аналіз рекомендацій IEEE Std 2030.2.1-2019 щодо проєктування та експлуатації систем накопичення енергії.....	28
1.6 Принципи стандартизації та функціональна ієрархія систем керування мікромережами.....	30
Висновки до розділу 1.....	32
<b>РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА РОЗРОБКА АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖ</b> .....	34
2.1 Розробка та опис архітектури імітаційної моделі автономної мікромережі.....	35
2.2 Структурно-функціональна організація імітаційної моделі промислової мікромережі.....	39
2.3 Розробка алгоритмів керування та логіки функціонування мікромереж ...	42
2.3.1 Алгоритм керування автономною мікромережею (Тип В).....	43
2.3.2 Алгоритм керування промисловою мікромережею (Тип С).....	44
2.3.3 Логіка реалізації функції «Чорного старту».....	45
Висновки до розділу 2.....	46

<b>РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ВЕРИФІКАЦІЯ АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ .....</b>	<b>47</b>
3.1 Аналіз динаміки перехідних процесів в автономній системі електропостачання.....	47
3.1.1 Дослідження перехідних процесів при реконфігурації розподільчої мережі та комутаціях навантаження.. .....	48
3.1.2 Аналіз динамічної стійкості системи при переході в режим автономного живлення від акумуляторних батарей... .....	52
3.1.3 Дослідження алгоритму планового виведення дизель-генератора в резерв (Optimized Fuel Operation).. .....	55
3.1.4 Дослідження процесу автоматичного запуску та ресинхронізації дизель-генератора з мікромережею.....	59
3.2 Дослідження електромеханічних процесів та режимів роботи промислової мікромережі .....	62
3.2.1 Аналіз алгоритму планового переходу в острівний режим.. .....	62
3.2.2 Дослідження процесу автоматичної ресинхронізації сегмента промислової мікромережі із зовнішньою енергосистемою... .....	66
3.2.3 Експериментальна перевірка алгоритму «чорного старту» для відновлення живлення промислового сегмента... .....	69
3.2.4 Дослідження алгоритмів автоматичної реконфігурації мережі при аварійних збуреннях.....	72
Висновки до розділу 3 .....	77
<b>РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ .....</b>	<b>79</b>
4.1 Аналіз технічних характеристик та обґрунтування вибору місця розміщення енергетичного обладнання.....	79
4.2 Визначення та гігієнічна оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	81
4.3 Розрахунок захисного заземлення дизель-генераторної установки .....	83
Висновки до розділу 4.....	85
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....</b>	<b>87</b>
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....</b>	<b>89</b>

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- BESS – Battery Energy Storage System (акумуляторна система накопичення енергії)
- Black Start – «чорний старт», (запуск енергосистеми з повністю знеструмленого стану)
- Droop Control – дроп-контроль (керування за статизмом)
- FLISR – Fault Location, Isolation, and Service Restoration (локалізація пошкоджень, ізоляція та відновлення живлення)
- FSM – Finite State Machine (скінчений автомат)
- Grid-Forming – Режим формування мережі (керування джерелом напруги)
- Grid-Following – Режим слідування за мережею (керування джерелом струму)
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers (інститут інженерів з електротехніки та електроніки)
- ISO – International Organization for Standardization (міжнародна організація зі стандартизації)
- MPPT – Maximum Power Point Tracking (відстеження точки максимальної потужності)
- PCC – Point of Common Coupling (точка загального приєднання)
- PLL – Phase Locked Loop (фазове автопідлаштування частоти)
- PV – Photovoltaic (фотоелектрична система / Сонячна панель)
- RMS – Root Mean Square (середньоквадратичне / діюче значення)
- SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition (диспетчерське управління та збір даних)
- SOC – State of Charge (рівень заряду акумуляторної батареї)
- Soft Start – плавний пуск
- V/f Control – Voltage/Frequency Control (частотне керування)
- Zero Power Flow – режим нульового перетоку потужності

АВР – автоматичне введення резерву

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ДБН – державні будівельні норми

ДГУ – дизель-генераторна установка

КЗ – коротке замикання

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

НН – низька напруга

ПС – підстанція (електрична)

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

САК – система автоматичного керування

СЕС – сонячна електростанція

СН – середня напруга

ТЗП – точка загального приєднання

ФАПЧ – фазове автопідлаштування частоти (див. PLL)

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сучасний стан світової енергетики характеризується фундаментальною трансформацією, спрямованою на декарбонізацію, децентралізацію та цифровізацію. Традиційна архітектура енергосистем із централізованою генерацією та однонаправленими потоками потужності поступово поступається місцем концепції Smart Grid, ключовим елементом якої є мікромережі. Мікромережі являють собою локальні енергооб'єднання, що інтегрують розподілені джерела енергії, системи накопичення та керовані навантаження, і здатні працювати як у складі єдиної енергосистеми, так і в ізольованому (острівному) режимі.

Для України питання розвитку мікромереж набуває особливої гостроти в умовах необхідності підвищення енергетичної безпеки та стійкості інфраструктури. Руйнування об'єктів централізованої генерації та магістральних мереж вимагає впровадження рішень, здатних забезпечити автономне живлення критично важливих споживачів (лікарень, промислових підприємств, громад) у випадку блекаутів.

Водночас, масове впровадження мікромереж стикається з низкою технічних викликів. По-перше, інтеграція стохастичних відновлюваних джерел енергії (СЕС, ВЕС) у слабкі розподільчі мережі створює проблеми зі стабільністю частоти та напруги. По-друге, автономні системи, що базуються виключно на дизельній генерації, є економічно неефективними через високу вартість палива та технічні обмеження роботи двигунів на малих навантаженнях. По-третє, забезпечення надійності промислових об'єктів вимагає реалізації складних алгоритмів «безшовного» переходу в острівний режим та відновлення живлення після повного знеструмлення («чорний старт»).

Існуючі підходи до керування часто не враховують повною мірою можливості сучасних систем накопичення енергії та силової електроніки, зокрема функцій формування мережі (Grid-Forming). Тому розробка

вдосконалених алгоритмів керування, які б дозволяли оптимізувати використання паливних ресурсів, забезпечувати динамічну стійкість при аваріях та автоматизувати процеси реконфігурації мережі, є актуальним науково-прикладним завданням.

**Мета і задачі дослідження.** *Метою роботи* є підвищення ефективності та надійності функціонування автономних і промислових мікромереж шляхом розробки та дослідження адаптивних алгоритмів керування режимами роботи, що забезпечують мінімізацію споживання палива, стійкість перехідних процесів та можливість автоматичного відновлення живлення.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **задачі**:

- провести аналіз сучасних міжнародних стандартів щодо проектування, моделювання та вимог до систем керування мікромережами;
- розробити комплексні імітаційні моделі автономної та промислової мікромереж у середовищі MATLAB/Simulink, що враховують динаміку дизель-генераторів, систем накопичення та відновлюваних джерел;
- синтезувати алгоритми керування для реалізації енергоефективних режимів («Silent Running»), планових та аварійних переходів в острівний режим, а також функції «чорного старту»;
- виконати моделювання режимів роботи для верифікації працездатності розроблених алгоритмів при комутаціях навантаження, коротких замиканнях та ресинхронізації;
- розробити заходи з охорони праці.

*Об'єкт дослідження* – електромагнітні процеси в автономних та промислових мікромережах з гібридними джерелами живлення.

*Предмет дослідження* – закони та алгоритми автоматичного керування режимами роботи мікромереж при взаємодії традиційної генерації та інверторних систем накопичення енергії.

**Методи дослідження.** У роботі використано комплексний підхід, що базується на аналізі науково-технічної літератури та стандартів – для

визначення вимог до систем керування та класифікації мікромереж; теорії електричних кіл та автоматичного керування – для опису динаміки елементів енергосистеми та синтезу регуляторів; математичному моделюванні; комп'ютерному імітаційному моделюванні у середовищі MATLAB/Simulink – для проведення чисельних експериментів, отримання осцилограм струмів і напруг та перевірки адекватності запропонованих рішень.

**Наукова цінність роботи** полягає у наступному:

- удосконалено алгоритм керування гібридною автономною системою, який, на відміну від існуючих, реалізує функцію «Silent Running» (повна зупинка дизель-генератора при малих навантаженнях) із використанням акумуляторної системи накопичення в режимі Grid-Forming, що забезпечує безперервність електропостачання під час зміни джерела живлення;

- набув подальшого розвитку метод «чорного старту» (Black Start) для промислових мікромереж, який базується на застосуванні алгоритму плавного пуску напруги (Soft Start) інвертором системи накопичення, що дозволяє мінімізувати пускові струми намагнічування трансформаторів;

- запропоновано алгоритм автоматичної реконфігурації мережі при аваріях (FLISR), що враховує динамічні можливості систем накопичення для підтримки напруги під час перемикання на резервне джерело.

**Практична цінність роботи.**

- розроблені імітаційні моделі мікромереж у середовищі MATLAB/Simulink можуть бути використані проектними організаціями для попереднього аналізу та налаштування параметрів контролерів реальних об'єктів;

- запропоновані алгоритми паливної оптимізації дозволяють зменшити експлуатаційні витрати автономних електростанцій за рахунок скорочення часу роботи дизель-генераторів у неоптимальних режимах;

- реалізація функцій «безшовного» переходу та «чорного старту» підвищує енергетичну безпеку та живучість промислових підприємств в умовах нестабільної роботи зовнішньої енергосистеми.

**Структура роботи:** кваліфікаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, переліку посилань. Повний обсяг роботи складає 91 сторінку. Основна частина викладена на 79 сторінках друкованого тексту, містить 33 рисунки та 2 таблиці. Список використаних джерел містить 28 джерела та викладений на 3 сторінках.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ НОРМАТИВНОЇ БАЗИ ПРОЄКТУВАННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ МІКРОМЕРЕЖ

Мікромережі (Microgrids) являють собою локалізовані групи джерел генерації та навантажень, які здатні забезпечувати електропостачання як окремих об'єктів, так і цілих територіальних громад, промислових комплексів чи комерційних будівель. У сценаріях, коли така система інтегрується в наявну розподільчу інфраструктуру, її топологія часто визначається конфігурацією розподільчих ліній або окремих фідерів. Масштабування є однією з ключових переваг технології мікромереж, зокрема вони можуть охоплювати частину фідера, обслуговуючи групу абонентів, або ж включати повний фідер разом із живильною підстанцією. Гнучкість архітектури дозволяє адаптувати проєктні рішення під конкретні завдання, враховуючи доступність первинних енергоресурсів, просторові обмеження, категорійність споживачів та вимоги до надійності.

Класифікацію мікромереж доцільно проводити, спираючись на базові критерії їх взаємодії із зовнішнім середовищем та енергетичний баланс:

- наявність фізичного зв'язку із централізованою енергосистемою (Common Grid) або робота у повністю ізольованому (острівному) режимі;
- спроможність системи забезпечувати тривале автономне живлення всіх споживачів або ж обмеження функціоналу лише короткочасним резервуванням під час аварій.

Виходячи з наведених експлуатаційних параметрів, сучасна класифікація виділяє три основні різновиди мікромереж.

*Тип А: Мікромережі резервного живлення (Standby Microgrids).* Такі системи виконують функцію аварійного джерела енергії, активуються виключно у моменти знеструмлення основної мережі, перебуваючи в режимі очікування решту часу. Потужність генерації розраховується здебільшого для

забезпечення лише критично важливих споживачів. При втраті зовнішнього живлення відбувається розмикання головного комутаційного апарату в точці загального приєднання. Автоматика часто передбачає секціонування навантажень, вимикаючи неперіоритетні лінії. Найпростіша конфігурація включає один дизель-генератор, складніші системи можуть об'єднувати кілька різнотипних джерел для підвищення надійності. Координація декількох генераторних установок дозволяє оптимізувати витрати палива та забезпечити стійкість до пускових струмів.

*Тип В: Ізольовані (автономні) мікромережі (Islanded / Remote Microgrids).* Це системи, що фізично або економічно не можуть бути приєднані до єдиної енергосистеми та характерні для віддалених географічних районів (острови, гірські поселення). Оскільки зовнішнє резервування відсутнє, такі мережі повинні відповідати найсуворішим стандартам якості електроенергії та надійності, аналогічним до вимог магістральних мереж. Обов'язковою умовою є наявність надлишкової встановленої потужності, значних запасів палива та розвинених систем накопичення енергії (Energy Storage System – ESS) для покриття пікових навантажень та компенсації нестабільності відновлюваних джерел (сонця, вітру). Внутрішня автоматика повинна реалізовувати алгоритми «load shedding» – відключення другорядних споживачів при дефіциті генерації.

*Тип С: Гібридні мікромережі (Grid-Interactive Microgrids).* Найбільш перспективний тип, здатний працювати у двох режимах: синхронно з мережею та автономно. Перехід в острівний режим може бути як вимушеним (аварія в мережі), так і плановим (економічна доцільність). Окрім функції гарантованого живлення (Resilience), такі системи дозволяють реалізовувати стратегії керування попитом (Demand Response), арбітражу електроенергії (купівля вночі, споживання вдень) та надання допоміжних послуг оператору мережі (регулювання частоти, напруги). У періоди пікового споживання мікромережа може імпортувати потужність, а при надлишку власної генерації – експортувати її в загальну мережу, отримуючи прибуток

(«зелений» тариф, Net Billing). Саме цей тип мікромереж дозволяє перетворити пасивного споживача на активного учасника ринку.

У межах даної кваліфікаційної роботи основний фокус досліджень зосереджено на моделюванні та аналізі мікромереж *Типу В* (автономні, рис. 1.1) та *Типу С* (промислові гібридні, рис. 1.2).

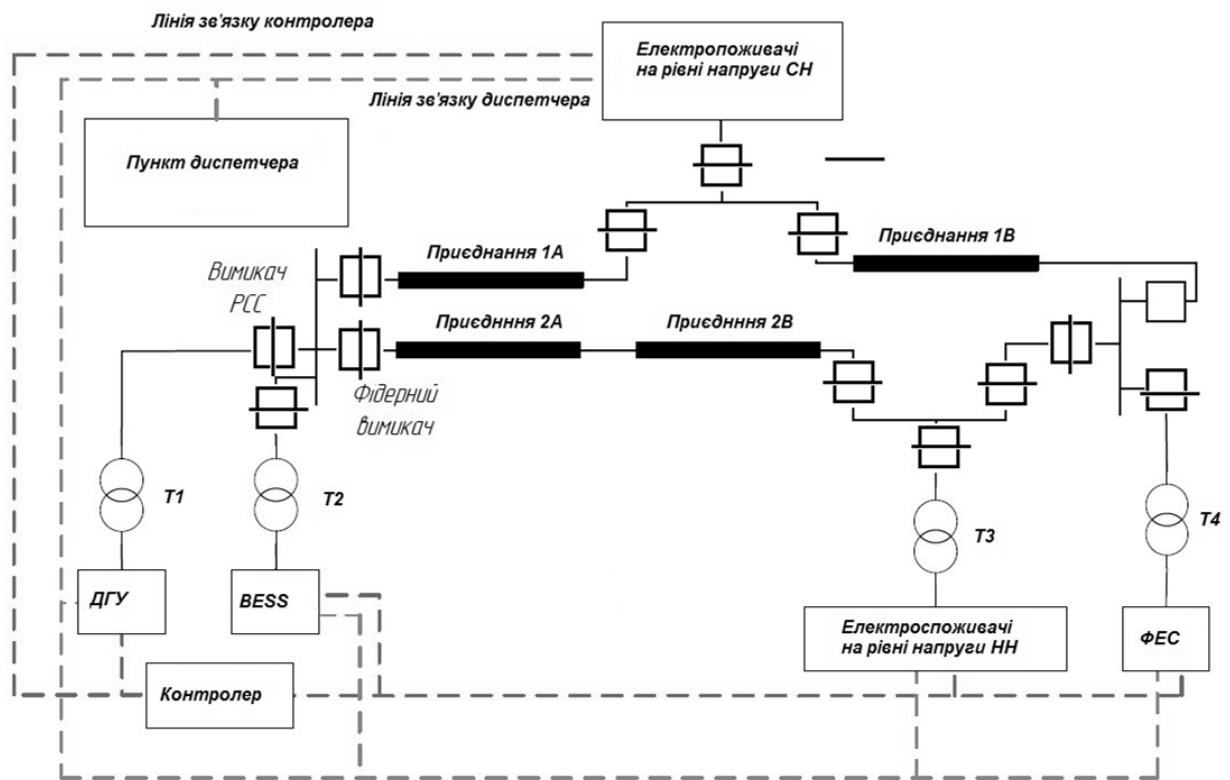


Рис. 1.1. Схема архітектури та компонентів ізольованої мікромережі *Типу В*

Розглянута автономна система (*Типу В*), зображена на рис. 1.1, має наступну архітектуру:

- комбінація традиційних та відновлюваних джерел енергії, зокрема дизель-генераторної установки (ДГУ) для забезпечення базової потужності навантаження, а також сонячної електрогенеруючої станції (ФЕС);
- акумуляторна система накопичення енергії (BESS) виконує роль буфера, згладжуючи коливання інсоляції та підтримуючи параметри частоти;
- групи навантажень, розподілені за класами напруги (середня СН та низька НН);

- підстанція, що об'єднує силові трансформатори та інтелектуальний контролер мікромережі.

Керування режимами здійснюється через пункт диспетчера, який моніторить стан заряду батарей та рівень палива.

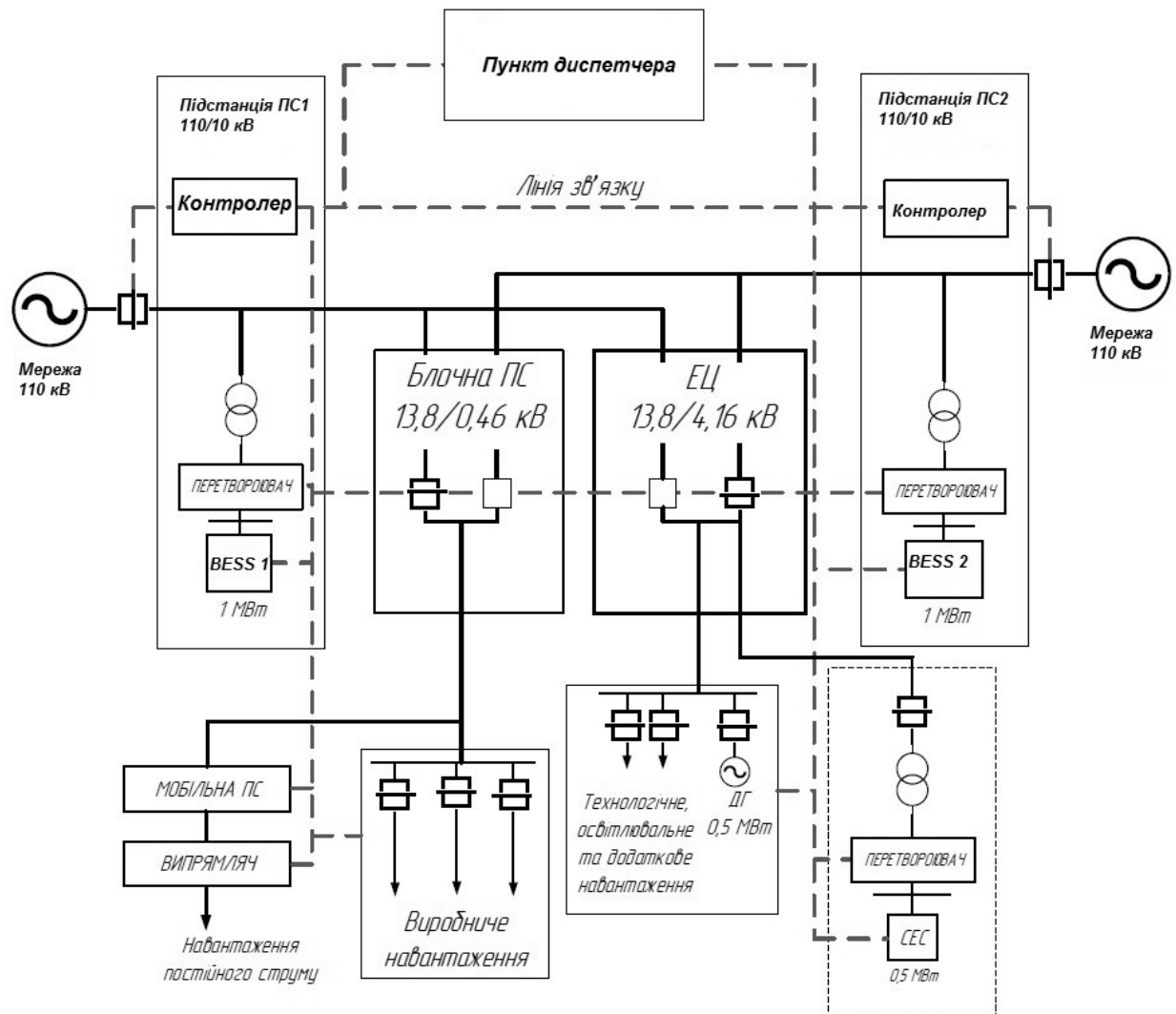


Рис. 1.2. Топологія розподільчої мережі *Типу С* промислового об'єкта з інтегрованими джерелами енергії

Промислова мікромережа *Типу С* (рис. 1.2) являє собою складну ієрархічну систему, до складу якої входять:

- фотогальванічні масиви (СЕС) та дизельні генераторні установки (ДГУ), що забезпечують диверсифікацію джерел живлення;
- дві незалежні установки BESS, які дозволяють балансувати графік

навантаження промислового об'єкта;

- технологічне обладнання (СН), загальновиробничі потреби (НН) та специфічні навантаження постійного струму (DC);

- дві первинні підстанції (ПС1, ПС2), підключені до зовнішньої мережі через вихідні фідери, кожна з них оснащена локальним контролером та системою накопичення;

- включає блочну (модульну) підстанцію для живлення низьковольтних споживачів та Енергетичний центр (ЕЦ), який відповідає за розподіл енергії для технологічних потреб та освітлення;

Система логічно розділена на дві підсистеми (Мікромережа 1 та Мікромережа 2), що підвищує живучість об'єкта. Пункт диспетчера забезпечує верхній рівень SCADA-керування, координуючи роботу контролерів на місцях.

Процес проектування та математичного моделювання таких складних енергооб'єднань вимагає глибокого аналізу існуючої нормативної бази. Технічні стандарти (наприклад, серії IEEE 1547, IEEE 2030.7) регламентують алгоритми синхронізації, вимоги до релейного захисту, якості електроенергії та протоколів обміну даними.

Метою даного розділу є детальний аналіз ключових стандартів, що регулюють життєвий цикл мікромереж від розробки концепції до експлуатації. Це дозволить систематизувати вимоги до систем автоматичного керування, забезпечити їх інтеперабельність та визначити оптимальні підходи до інтеграції таких об'єктів у сучасну енергетичну інфраструктуру.

### **1.1 Огляд рекомендацій стандарту IEEE Std 2030.9-2019 щодо планування та архітектури мікромереж**

Згідно з положеннями стандарту IEEE Std 2030.9-2019, процес створення мікромережі є комплексним завданням, що вимагає чіткого визначення цільового призначення системи та її конфігурації на початковому

етапі. Після затвердження концепції, розробка розгалужується на два критичні напрями: проектування силової електричної частини та побудова системи автоматизованого керування.

*Проектування силової інфраструктури* передбачає вирішення низки інженерних задач: визначення номінальних класів напруги, локалізацію точки загального приєднання до зовнішньої мережі (ТЗП, англ. РСС), вибір топології розподільчої мережі та схеми заземлення. Окрім того, обов'язковим етапом є проведення розрахунків усталених режимів та струмів короткого замикання для коректного вибору комутаційного обладнання.

*Розробка системи автоматизації*, своєю чергою, фокусується на інтеграції підсистем релейного захисту, SCADA-моніторингу, каналів передачі даних, а також алгоритмів керування попитом та контролю параметрів якості електроенергії.

Для знаходження оптимального технічного рішення зазвичай розробляється кілька варіантів схем, які підлягають порівняльному аналізу. У межах даної роботи за базову модель прийнято архітектуру як на рис. 1.1.

Ключовими критеріями ефективності ізольованої системи є надійність електропостачання, рівень інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та мінімізація споживання викопного палива, що досягається комбінацією сонячної генерації (СЕС) та дизельних установок (ДГУ).

У розглянутій моделі автономного електропостачання (рис. 1.1), що забезпечує живлення споживачів середньої напруги та однієї трансформаторної підстанції низької напруги, застосовано кільцеву схему живлення. Вона реалізована за допомогою двох незалежних фідерів, з'єднаних на віддаленому кінці секційним вимикачем, який у нормальному режимі перебуває у розімкненому стані (Normally Open Point). Така конфігурація дозволяє зберегти живлення при пошкодженні однієї з ліній шляхом автоматичного вводу резерву.

Інформаційна взаємодія в системі будується за ієрархічним принципом: кожен локальний об'єкт (інвертор, генератор, комірка) підпорядковується

центральному контролеру мікромережі. Вимірювальні дані та статус обладнання передаються до диспетчерського пункту в режимі реального часу. Функції захисту реалізовані як на рівні фідерних вимикачів, так і через локальні пристрої захисту кожного елемента мережі, що забезпечує селективність відключень.

*Економічна ефективність* автономних рішень оцінюється через такі індикатори, як вартість повного життєвого циклу (LCC), чистий дисконтований дохід (NPV), термін окупності та внутрішня норма прибутковості (IRR). Покращення цих показників стає можливим завдяки заміщенню дорогої дизельної генерації енергією сонця та використанню систем накопичення (BESS) для згладжування піків споживання.

Щодо *промислових мікромереж*, то пріоритетними завданнями тут виступають: гарантування безперервності технологічних процесів, мінімізація часу простою обладнання, можливість миттєвої зміни топології мережі при аваріях та оптимізація операційних витрат.

Запропонована структура промислової системи (рис. 1.2) базується на двох незалежних секціях, що живляться через окремі первинні підстанції. Кожна з них оснащена власною акумуляторною системою (BESS) та локальним контролером. Система функціонує як дві незалежні мікромережі, що мають можливість об'єднання через нормально розімкнений секційний апарат. Це дозволяє гнучко перерозподіляти потужність між секціями.

Модульна підстанція та енергетичний центр виконують функцію розподілу електроенергії до кінцевих споживачів. Інтеграція фотоелектричних установок дозволяє суттєво знизити залежність від зовнішніх поставок та дизельного палива.

Економічна доцільність впровадження промислової мікромережі визначається зниженням усередненої вартості електроенергії (LCOE) та мінімізацією збитків від зупинки виробництва. Важливим технічним аспектом, що впливає на економіку, є здатність системи до швидкого «чорного старту» (black start) – відновлення живлення знеструмленого

об'єкта без допомоги зовнішньої мережі, а також ефективна координація перетоків енергії між двома підсистемами.

## **1.2 Аналіз положень стандарту ISO 62898-1:2017 стосовно етапів планування та технічної специфікації мікромереж**

Згідно з міжнародним стандартом ISO 62898-1:2017, процес створення мікромереж вимагає системного підходу, який різниться залежно від призначення об'єкта.

*Для автономних систем електропостачання життєвий цикл проектування передбачає реалізацію наступних ключових етапів.*

*Передінвестиційний аналіз та моделювання режимів.* Цей етап охоплює детальне вивчення характеристик об'єкта, наявних генеруючих потужностей та прогнозування графіків електричних навантажень. Критично важливим є аналіз пікових (максимальних) та мінімальних значень споживання, оскільки саме вони визначають стратегію керування дизель-генераторними установками (ДГУ) у комплексі з акумуляторними системами накопичення енергії (BESS). Оптимізація цього балансу дозволяє уникнути роботи генераторів у неоптимальних режимах з низьким ККД.

*Архітектурна побудова топології мережі.* Формування схеми передбачає організацію зв'язку між територіально розподіленими сонячними електростанціями (СЕС) та споживачами. Типовим рішенням є використання двох вихідних фідерів середньої напруги, які через вторинну трансформаторну підстанцію забезпечують живлення навантажень як середнього (СН), так і низького (НН) класів напруги.

*Забезпечення відповідності технічним регламентам.* Для гарантування живучості системи та коректної роботи релейного захисту необхідно здійснювати безперервний моніторинг параметрів режиму. Особлива увага приділяється стаціонарним та динамічним уставкам, а також часу реакції (settling time) функцій автоматичного керування на збурення в мережі. Це

дозволяє утримувати частоту та напругу в допустимих межах під час перехідних процесів.

*Оцінка ефективності.* Економічна доцільність проєкту визначається ступенем заміщення викопного палива (декарбонізація), тоді як надійність системи підтверджується здатністю забезпечувати безперервне електропостачання критичних споживачів навіть за умов аварійних відключень окремих елементів.

У випадку проєктування *промислових мікромереж* (Industrial Microgrids), акценти зміщуються на забезпечення безперервності технологічних процесів, а життєвий цикл проєктування передбачає реалізацію наступних ключових етапів.

*Розробка техніко-економічного обґрунтування (ТЕО).* На цьому етапі проводиться розрахунок необхідної встановленої потужності генерації з урахуванням пускових струмів потужного обладнання. Проєкт має передбачати можливість динамічної реконфігурації топології мережі для локалізації аварійних ділянок без зупинки всього виробництва.

*Забезпечення "безшовних" переходів.* Ключовою вимогою є здатність системи до непомітного для споживача переходу в ізольований режим та подальшої ресинхронізації із зовнішньою мережею. Для цього застосовується дубльована структура керування, що включає два незалежних контролери мікромережі та два блоки BESS, що підвищує відмовостійкість системи.

*Інтеграція ВДЕ та оптимізація паливного балансу.* Впровадження фотоелектричних установок розглядається через призму різних експлуатаційних сценаріїв, спрямованих на мінімізацію мотогодин дизельних генераторів та зниження операційних витрат підприємства.

*Контроль якості електроенергії (Power Quality).* Враховуючи наявність специфічних навантажень, зокрема двигунів постійного струму та перетворювальної техніки, обов'язковим є дослідження гармонічного складу струму та напруги при різних режимах завантаження.

Спільним для обох типів мереж є вимога суворого контролю

дотримання технічних вимог щодо часових характеристик спрацювання систем захисту та автоматики, а також утримання параметрів мережі в межах стаціонарних та динамічних обмежень.

У межах даної кваліфікаційної роботи основний фокус зосереджено на розробці алгоритмів, що дозволяють мінімізувати споживання дизельного палива та скоротити час відновлення живлення (Black Start). Особлива увага приділяється використанню систем накопичення енергії з функцією *мережеутворення (Grid-Forming)*. Саме такі інвертори здатні задавати опорну напругу та частоту в знеструмленій мережі, що є критичною умовою для успішного «чорного старту» та покращення економічних показників, тоді як стабільність живлення навантажень виступає індикатором надійності розроблених систем керування.

### **1.3 Огляд вимог стандарту IEEE Std 2030.7-2017 до специфікації систем керування мікромережами**

Стандарт IEEE 2030.7-2017 формує фундаментальну базу для проектування контролерів мікромереж (Microgrid Controller – MGC), визначаючи уніфіковані підходи до інтероперабельності функціональних блоків. Головною метою нормативного документа є створення гнучкої, платформи-незалежної архітектури, де алгоритми керування відокремлені від апаратної реалізації. Такий підхід дозволяє модернізувати логіку роботи системи без необхідності заміни фізичного обладнання, забезпечуючи масштабованість рішень.

Згідно зі стандартом, архітектура системи керування поділяється на функції високого рівня ("Dispatch" – диспетчеризація) та функції переходу ("Transition"), які взаємодіють з локальними контролерами обладнання.

*Функціонал диспетчеризації в автономних мікромережах.* В ізольованих системах (*Тип B*) ключову роль відіграє функція диспетчеризації (Dispatch Function), яка працює у режимі реального часу та вирішує завдання

оптимізації енергетичного балансу. Її реалізація базується на трьох складових:

- балансування потужності: безперервне узгодження обсягів генерації з поточним споживанням для утримання частоти в допустимих межах;
- керування розподіленими енергоресурсами: видача уставками активної та реактивної потужності для інверторів СЕС, дизель-генераторів та систем накопичення;
- адаптивність: реакція на зовнішні збурення, зміни погоди (для СЕС) або команди оператора.

На фізичному рівні диспетчеризація реалізується через прямий контроль комутаційних апаратів (автоматичних вимикачів, реклоузерів) та регулювання параметрів напруги. Наприклад, в розглянутій схемі (рис. 1.1) дизель-генератор та BESS підтримують напругу на шині підстанції, використовуючи автоматичні регулятори збудження або відповідні алгоритми інверторів. Для компенсації реактивної потужності додатково можуть бути задіяні конденсаторні установки або зміна коефіцієнта трансформації силових трансформаторів.

Ефективність диспетчеризації оцінюється за точністю відпрацювання команд (Static Accuracy) та часом перехідного процесу (Settling Time). Контролер мікромережі постійно моніторить вектор зміни параметрів режиму ( $P$ ,  $Q$ ,  $U$ ,  $f$ ), забезпечуючи мінімізацію похибки як в усталеному режимі, так і під час динамічних змін навантаження. Окрім енергетичних параметрів, контролюються показники якості електроенергії: коефіцієнт гармонічних спотворень струму та напруги, а також глибина та тривалість провалів напруги.

*Специфіка керування промисловими мікромережами.* Для промислових об'єктів (*Typ C*), де надійність є критичною, контролер мікромережі реалізує розширений набір функцій, що перелічені нижче.

1. Диспетчерські функції (Steady-State Management): підтримка балансу генерації та споживання в нормальному режимі; оптимізація роботи

керованих ресурсів за критерієм вартості або надійності; обробка зовнішніх команд (наприклад, обмеження споживання від системного оператора).

2. Функції перехідних режимів (Transition Management): плановий перехід в острівний режим шляхом контрольованого розмикання вимикача РСС без переривання живлення споживачів; аварійне (незаплановане) відокремлення при якому здійснюється миттєва реакція на втрату зовнішньої мережі з активацією алгоритмів стабілізації частоти; ресинхронізація – процес підлаштування параметрів (фаза, частота, напруга) мікромережі до параметрів зовнішньої мережі для безпечного зворотного підключення; «чорний старт» – алгоритм відновлення живлення повністю знеструмленої системи за рахунок внутрішніх резервів.

*Керування навантаженням (Demand Side Management).* Важливим інструментом балансування є керування навантаженням. Стандарт виділяє категорію *керованих навантажень* – споживачів, режим роботи яких можна змінювати без критичних наслідків для технологічного процесу. До них належать системи HVAC (опалення, вентиляція, кондиціонування), холодильне обладнання та допоміжні виробничі лінії. У дослідженні передбачено алгоритм, який автоматично відключає або обмежує споживання таких навантажень залежно від доступної потужності генерації, рівня заряду BESS (Load Shedding).

*Реалізація перехідних процесів.* Функція переходу (Transition Function) є критичною для забезпечення стійкості (Resilience). Вона гарантує "безшовне" перемикання між режимами Grid-Connected (підключено до мережі) та Islanded (автономний). При аварійному відключенні зовнішньої мережі контролер повинен миттєво змінити логіку роботи інверторів з режиму слідування за мережею (Grid-Following) на режим формування мережі (Grid-Forming) або передати цю функцію дизель-генератору.

Особлива увага в роботі приділена процедурі «чорного старту». Цей сценарій передбачає послідовне відновлення живлення після повного погашення (Blackout). Процес ініціюється джерелом з можливістю

автономного запуску (в даному дослідженні – BESS в режимі джерела напруги), після чого відбувається поетапне підключення генерації та навантажень для уникнення перевантажень та провалів частоти.

#### **1.4 Методологія верифікації та тестування систем керування згідно з IEEE Std 2030.8-2018**

Нормативний документ IEEE Std 2030.8-2018 є логічним продовженням та доповненням стандарту IEEE Std 2030.7. Якщо останній визначає *функціональні вимоги* до контролерів, то 2030.8 регламентує *процедури перевірки* відповідності цим вимогам. Він встановлює стандартизовані методики випробувань, які дозволяють підтвердити коректність роботи алгоритмів керування як на етапі моделювання (наприклад, з використанням технологій Hardware-in-the-Loop), так і під час пусконаладжувальних робіт на реальному об'єкті.

*Специфіка тестування автономних систем (Typ B)*. У межах досліджуваної моделі автономної мікромережі, яка не має гальванічного зв'язку з єдиною енергосистемою, тестування фокусується на взаємодії дизель-генераторної установки та акумуляторної системи (BESS), розташованих на підстанції.

Архітектура мережі передбачає можливість зміни топології, коли шляхом маніпуляцій положення роз'єднувачів та секційних вимикачів реалізується сценарій живлення низьковольтної ділянки від альтернативного фідера середньої напруги. Це вимагає перевірки алгоритмів контролера на здатність коректно ідентифікувати нову конфігурацію мережі та адаптувати уставки релейного захисту.

Стосовно показників якості електроенергії, ізольовані системи традиційно характеризуються меншою жорсткістю вимог порівняно з мережевими об'єктами. Це зумовлено меншою інерційністю системи та високим внутрішнім опором джерел. Проте, наявність чутливого

комерційного або промислового обладнання може накладати додаткові обмеження. Для цілей даного дослідження прийнято наступні граничні діапазони відхилення параметрів режиму:

- *напруга*:  $\pm 0,1$  в.о., що відповідає  $\pm 10\%$  від номінального значення;
- *частота*:  $\pm 0,02$  в.о., що відповідає відхиленню  $\pm 1$  Гц для системи 50 Гц.

Такі допуски дозволяють балансувати між стабільністю системи та динамічними навантаженнями, уникаючи зайвих відключень генерації.

*Вимоги до тестування промислових об'єктів (Тип С)*. Для промислових мікромереж (рис. 1.2) набір тестових сценаріїв є значно ширшим і включає перевірку критичних режимів:

- *плановий перехід в острівний режим*: перевірка плавності розвантаження перетину з мережею до нуля перед розмиканням вимикача;
- *ресинхронізація*: тестування роботи алгоритмів фазового автопідлаштування частоти (ФАПЧ або PLL – Phase Locked Loop), за якого контролери кожної з двох підсистем повинні синхронізувати вектори напруги (амплітуду, частоту та кут зсуву фаз) перед замиканням секційного вимикача;
- *«чорний старт»*: перевірка послідовності подачі напруги від мережеутворюючого джерела (BESS) на знеструмлені шини;
- *енергообмін*: перевірка алгоритмів перетоку потужності через лінію зв'язку між двома мікромережами для взаємної підтримки при дефіциті генерації в одній з них.

Оскільки промислові споживачі висувають підвищені вимоги до якості живлення, допустимі діапазони відхилень напруги та частоти у цьому випадку є значно вужчими, ніж для віддалених об'єктів.

*Вимоги до реєстрації даних та моніторингу*. Важливим аспектом стандарту IEEE Std 2030.8-2018 є вимоги до дискретності та точності запису параметрів перехідних процесів. Це необхідно для подальшого аналізу аварійних ситуацій (Post-Mortem Analysis). Система моніторингу повинна забезпечувати три рівні деталізації даних та передбачувати реєстрацію дискретних подій (Sequence of Events – SOE):

- фіксація зміни станів комутаційних апаратів (увімкнено/вимкнено), сигналів захисту та команд керування; мінімальна роздільна здатність часу складає  $\frac{1}{4}$  періоду промислової частоти (5 мс для 50 Гц), що дозволяє точно відновити хронологію аварії;

- високошвидкісна осцилографія (Event Data): запис миттєвих значень напруги та струму по всіх фазах під час збурень; дискретність запису не менше  $\frac{1}{4}$  періоду, точність вимірювання амплітуди напруги не гірше 1%. Це дозволяє аналізувати форму кривої струму та роботу напівпровідникових ключів;

- тренди усталеного режиму (Continuous Data): безперервний збір усереднених (RMS) значень параметрів режиму для аналізу добових графіків; період дискретизації 100 мс (10 вимірів на секунду) з точністю 1%.

Така ієрархія даних дозволяє верифікувати як швидкоплинні електромагнітні перехідні процеси, так і повільні електромеханічні зміни.

### **1.5 Аналіз рекомендацій IEEE Std 2030.2.1-2019 щодо проєктування та експлуатації систем накопичення енергії**

Стандарт IEEE Std 2030.2.1-2019 слугує фундаментальним керівництвом для інтеграції акумуляторних систем накопичення енергії (BESS) в енергетичні мережі. Документ регламентує не лише фізичні аспекти розміщення та безпеки літій-іонних або інших типів батарей, але й визначає їх роль як активних елементів керування режимами енергосистеми.

У загальному випадку, згідно зі стандартом, базовий функціонал BESS охоплює надання допоміжних послуг:

- первинне та вторинне регулювання частоти: завдяки швидкій реакції інверторів (мілісекунди) BESS компенсують раптові зміни балансу потужності значно ефективніше, ніж інерційні обертові машини;

- стабілізація напруги: видача або споживання реактивної потужності для підтримки рівня напруги в допустимих межах;

- аварійний резерв: забезпечення гарантованого живлення (Spinning Reserve) на випадок відмови основних джерел генерації;

У рамках кваліфікаційної роботи (для мікромереж *Tunyu B* та *Tunyu C*) реалізовано розширений спектр функцій керування системою накопичення:

1. *Режим слідування за навантаженням (Load Following)*: BESS згладжує пікові навантаження, зменшуючи стресове навантаження на дизель-генератор.

2. *Мережеутворення (Grid-Forming)*: це критично важливий режим для автономної роботи. Інвертор BESS діє як джерело напруги (Voltage Source), задаючи амплітуду та частоту мережі, що дозволяє іншим джерелам (наприклад, СЕС) синхронізуватися з ним. Це є необхідною умовою для реалізації алгоритмів «чорного старту».

3. *Відстеження заданих уставок (Setpoint Tracking)*: точне виконання команд диспетчера щодо рівня заряду/розряду (SOC) для підготовки до планових піків споживання.

4. *Гібридна взаємодія з дизель-генератором*:

- планове вимкнення дизеля: при низьких навантаженнях (наприклад, вночі) контролер повністю зупиняє дизель-генератор, переводячи живлення на BESS. Це дозволяє уникнути роботи двигуна в неефективному режимі (Low Load Operation), що суттєво економить паливо та ресурс;

- ресинхронізація: автоматичний запуск та "безшовне" підключення ДГУ назад до шин при розрядженні батареї або зростанні навантаження.

З точки зору схемотехніки силової частини, модель дослідження базується на топології перетворювача напруги (VSI – Voltage Source Inverter). Структура включає:

- ланку постійного/змінного струму (AC/DC Link): двонаправлений перетворювач на базі IGBT-транзисторів з широтно-імпульсною модуляцією (ШІМ), що забезпечує як заряд батареї від мережі, так і видачу енергії в мережу (чотириквadrантний режим роботи).

- вихідний синус-фільтр: зазвичай використовується LCL-фільтр,

встановлений на виході інвертора. Його завданням є придушення вищих гармонік, що виникають внаслідок комутації транзисторів, та забезпечення синусоїдальної форми вихідної напруги з коефіцієнтом гармонік (THD), що відповідає вимогам стандартів якості електроенергії.

## **1.6 Принципи стандартизації та функціональна ієрархія систем керування мікромережами**

Ключовим викликом при розробці нормативної бази для систем керування мікромережами (Microgrid Control Systems – MGCS) є уніфікація алгоритмів управління різнорідними розподіленими енергоресурсами, а також стандартизація взаємодії з комутаційним обладнанням та пристроями регулювання. Мета стандартизації полягає у створенні універсальної платформи для проектування та конфігурації мереж, яка б гарантувала сумісність апаратних і програмних рішень від різних виробників обладнання.

Система керування виступає центральним елементом, який координує всі аспекти функціонування мікромережі, контролюючи параметри в точці загального приєднання до зовнішньої розподільчої мережі. Її робота поділяється на два принципово різні стани:

1. *усталений режим* здійснюється планове керування генерацією та навантаженням для досягнення економічної ефективності або технічної надійності.

2. *перехідні процеси* система забезпечує динамічну стійкість під час збурень, зокрема при плавному переході в острівний режим (Islanding) та зворотній процес синхронізації з мережею.

Функціональна архітектура керування побудована за ієрархічним принципом розподіляється за часом реакції та зоною відповідальності:

*Рівень пристроїв (мк/мс)*. Найшвидший рівень, що реалізується локальними контролерами інверторів та захисними реле. Він відповідає за миттєву стабілізацію напруги/частоти (Droop control) та захист від струмів

короткого замикання.

*Локальне керування ділянкою (мс/с).* Координація групи пристроїв, швидке розвантаження (Load Shedding) та керування потоками потужності в межах окремого фідера.

*Диспетчерське управління (хв/год).* Рівень вторинного регулювання, що включає прогнозування генерації, оптимізацію режимів роботи та загальну координацію захистів.

*Інтерактивна взаємодія з мережею (год/добу).* Верхній рівень, що відповідає за обмін даними з оператором системи розподілу (DSO), участь у ринках електроенергії та глобальну стратегію поведінки мікромережі.

Варто зазначити, що наведена класифікація є концептуальною. На практиці межі між рівнями можуть розмиватися залежно від обраної апаратної реалізації та протоколів зв'язку.

Згідно з положеннями стандарту IEEE Std 2030.7, архітектура контролера мікромережі формалізується у вигляді трьох рівнів, де центральне місце займають функції базового рівня.

Ця структура визначає взаємодію між верхнім рівнем (SCADA, інтерфейс оператора, ринкові сигнали) та нижнім рівнем фізичних виконавчих пристроїв через ядро системи керування, яке складається з двох критичних функціональних блоків:

*1. Функція диспетчеризації (Dispatch Function).* Цей модуль відповідає за ефективність роботи системи в нормальному режимі. Його завдання – максимізація використання доступних активів (особливо ВДЕ) та дотримання регламентів обміну потужністю з зовнішньою мережею.

Алгоритми диспетчеризації можуть базуватися на:

- жорстких правилах (Rule-based), які передбачають виконання заздалегідь прописаних сценаріїв "якщо-то";
- математичній оптимізації та розв'язанні цільової функції (наприклад, мінімізація вартості електроенергії або викидів CO<sub>2</sub>) в реальному часі.

Команди диспетчеризації оновлюються з періодичністю 5-15 хвилин,

коригуючи уставки для генераторів та накопичувачів. Однак під час аварійних ситуацій диспетчер переходить в режим екстреного керування для стабілізації системи.

2. *Функція Переходу (Transition Function)*. Цей модуль активується при зміні топологічного стану мережі та керує перехідними процесами у чотирьох ключових сценаріях:

- аварійне відокремлення (Unplanned Islanding): миттєва реакція на зникнення напруги в розподільчій мережі (Detect & Isolate);

- планове відокремлення (Planned Islanding): виконується за командою оператора (наприклад, перед штормом або для обслуговування лінії), а перед розмиканням вимикача ТЗП перетік потужності зводиться до нуля;

- ресинхронізація (Reconnection): процес підлаштування фази, частоти та амплітуди напруги енергетичного острова до параметрів мережі для безпечного замикання вимикача;

- «чорний старт» (Black Start): процедура відновлення живлення "з нуля" після повного знеструмлення, використовуючи внутрішні джерела енергії (Grid-forming інвертори або дизель-генератори).

Функція переходу є пріоритетною: вона генерує сигнали, які перемикають логіку роботи функції диспетчеризації. Наприклад, при переході в острівний режим диспетчер змінює стратегію з "економічної оптимізації" на "забезпечення надійності".

## **Висновки до розділу 1**

У першому розділі роботи проведено комплексний аналіз сучасних міжнародних стандартів (серії IEEE 2030.x, ISO 62898-1), що регламентують процеси проєктування, моделювання та керування мікромережами. На основі виконаного дослідження зроблено наступні висновки.

1. Визначено, що для забезпечення енергетичної незалежності та надійності найбільш перспективними є мікромережі *Tiny B* (автономні) та

*Tiny C* (промислові, гібридні). Їх ефективне функціонування неможливе без інтеграції різнорідних джерел енергії – дизельної генерації, відновлюваних джерел (СЕС) та систем накопичення енергії (BESS).

2. Аналіз стандарту IEEE Std 2030.7 показав, що контролер мікромережі повинен реалізовувати дворівневу логіку керування а саме: *функції диспетчеризації (Dispatch)* для оптимізації роботи в усталеному режимі, балансування потужності та мінімізації витрат та *функції переходу (Transition)* для забезпечення стійкості під час аварійних збурень, планового відокремлення від мережі та зворотної синхронізації.

3. Згідно аналізу IEEE Std 2030.2.1 акумуляторні системи є критичним елементом сучасних мікромереж. Обґрунтовано необхідність використання інверторів у режимі формування мережі (*Grid-Forming*), що дозволяє задавати опорну напругу та частоту в ізолюваному режимі, забезпечуючи стабільність системи без участі основної мережі.

4. Встановлено, що головним вектором оптимізації роботи автономних систем є мінімізація споживання дизельного палива. Це досягається шляхом інтелектуального керування навантаженням дизель-генераторів та заміщенням їхньої роботи енергією від СЕС та BESS, особливо в періоди низьких навантажень.

5. Виявлено, що стандартні алгоритми відновлення живлення (*Black Start*) потребують адаптації для гібридних систем. Існує потреба в розробці специфічних сценаріїв запуску, де BESS виступає джерелом напруги для намагнічування трансформаторів та синхронізації інших джерел генерації.

## РОЗДІЛ 2

### МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА РОЗРОБКА АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ МІКРОМЕРЕЖ

У даному розділі кваліфікаційної роботи представлено практичну реалізацію теоретичних положень, розглянутих у попередньому розділі. Основна увага зосереджена на побудові деталізованих імітаційних моделей та синтезі систем керування для двох принципово відмінних конфігурацій енергосистем.

Автономна мікромережа (*Тип В*) – система, спроектована для роботи виключно в ізолюваному режимі, без фізичного з'єднання з магістральними лініями електропередачі. Головним викликом тут є підтримання стабільності напруги та частоти виключно внутрішніми ресурсами.

Промислова мікромережа (*Тип С*) – гібридна система, що передбачає можливість роботи як у синхронізмі із зовнішньою мережею, так і в автономному режимі. Ключовими завданнями моделювання для цього типу є забезпечення "безшовного" переходу між режимами та коректна ресинхронізація.

Як інструментарій для проведення досліджень обрано програмний комплекс MATLAB/Simulink. Цей вибір обумовлений його широкими можливостями у сфері моделювання електромеханічних та електромагнітних перехідних процесів. Зокрема, використання спеціалізованої бібліотеки Simscape Electrical дозволяє з високою точністю відтворити поведінку силових компонентів (синхронних генераторів, інверторів, трансформаторів) та систем автоматичного регулювання.

Розроблені моделі повністю відповідають вимогам стандартів IEEE 2030.7 та IEEE 2030.9, проаналізованих у першому розділі. Середовище Simulink дозволяє реалізувати дискретні алгоритми керування, ідентичні тим, що використовуються у реальних мікропроцесорних контролерах, а також

дослідити динаміку системи при аварійних збуреннях, комутаціях навантаження та зміні погодних умов (для сонячної генерації).

## **2.1 Розробка та опис архітектури імітаційної моделі автономної мікромережі**

Для дослідження режимів роботи автономної системи електропостачання (*Тип В*) у середовищі MATLAB/Simulink було розроблено комплексну імітаційну модель, загальна структура якої представлена на рис. 2.1. Архітектура моделі базується на модульному принципі, що дозволяє досліджувати взаємодію окремих підсистем у єдиному енергетичному контурі.

До складу розробленої віртуальної моделі входять наступні блоки:

- генеруючі потужності, гібридний комплекс, що складається з дизель-генераторної установки (ДГУ) для забезпечення базової генерації та інерції системи, а також сонячної електрогенеруючої станції (СЕС) як джерела відновлюваної енергії;
- система накопичення енергії (BESS), акумуляторна установка з відповідною системою перетворення параметрів електроенергії, яка виконує роль буфера та регулятора частоти;
- електроспоживачі, еквівалентні навантаження, розподілені за класами напруги (середня напруга – СН, низька напруга – НН);
- комутаційно-розподільча інфраструктура, підстанція з двома вихідними фідерами та системою шин;
- система керування та моніторингу, що включає модель контролера мікромережі та віртуальний пункт диспетчера (SCADA).

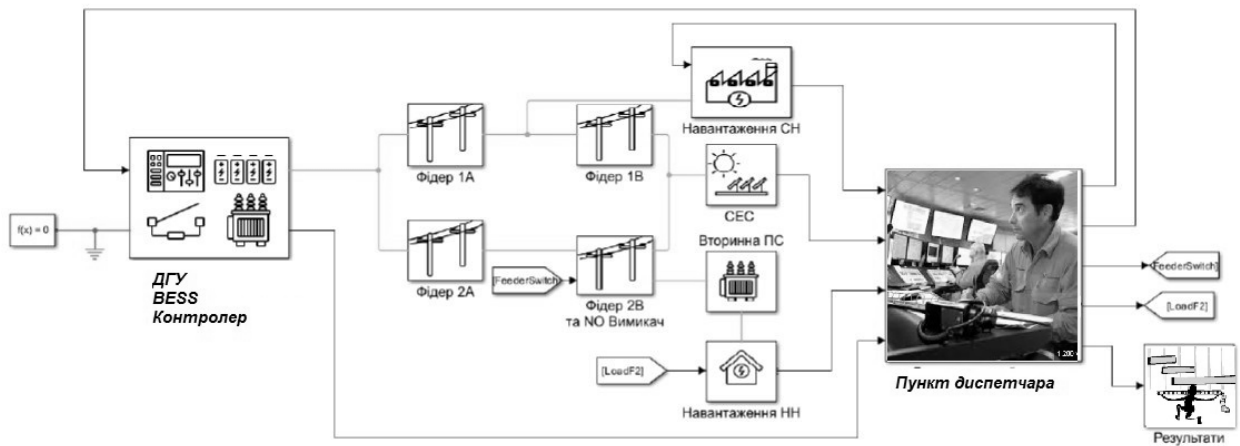


Рис. 2.1 Топологічна схема моделі автономної мікромережі в середовищі MATLAB/Simulink

Розглянемо детальніше реалізацію окремих підсистем моделі.

*Підсистема генерації.* Дизельний генератор змодельовано на базі синхронної машини з явно вираженими полюсами, оснащеної автоматичним регулятором напруги та регулятором частоти обертання турбіни. Це дозволяє йому генерувати активну потужність ( $P$ ) та підтримувати заданий рівень напруги ( $U$ ) на шинах.

Фотоелектрична система підключена до мережі змінного струму через силовий інтерфейсний перетворювач (інвертор). Особливістю даної моделі є використання одноступеневої схеми перетворення: трифазний інвертор напруги приєднується до мережі без проміжного перетворювача постійного струму (DC/DC). Алгоритм керування інвертором СЕС налаштований на роботу з одиничним коефіцієнтом потужності ( $\cos \varphi = 1$ ), що означає генерацію виключно активної енергії в нормальному режимі.

*Акумуляторна система накопичення енергії (BESS).* BESS реалізована як складна підсистема, що поєднує модель електрохімічного джерела струму та систему керування перетворювачем. Контролер BESS функціонує в режимі відстеження зовнішніх команд: він отримує уставки та опорні сигнали від центрального контролера мікромережі. Функціонал моделі дозволяє динамічно змінювати стратегію керування, перемикаючись між

режимами стабілізації напруги/частоти та слідування за потужністю.

*Розподільча мережа та навантаження.* Споживачі в моделі розділені на дві групи для імітації реальної неоднорідності навантаження:

- навантаження СН підключене безпосередньо до розподільчої лінії (фіксується на першому фідері);
- навантаження НН живиться через понижувальну трансформаторну підстанцію (вторинна підстанція) на другому фідері.

*Структура підстанції та Точка Загального Приєднання (ТЗП).* Центральним вузлом схеми є головна підстанція, яка об'єднує джерела енергії. У моделі реалізовано підсистему «Дизельна підстанція, BESS та контролер мікромережі» (рис. 2.2), яка фізично з'єднує генерацію з розподільчою мережею в точці ТЗП.

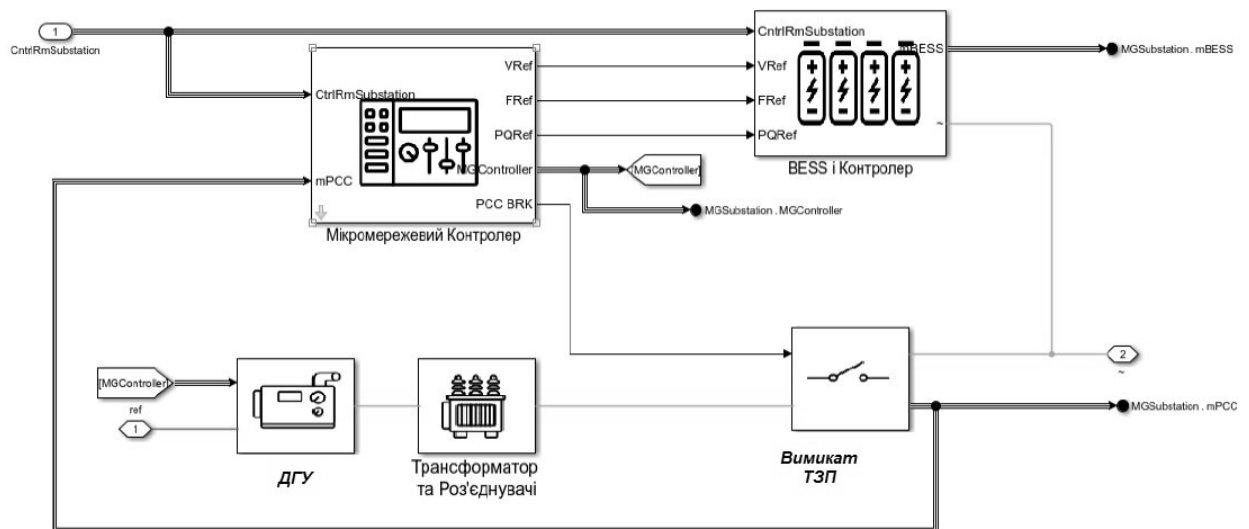


Рис. 2.2 Структура підсистеми головної підстанції з інтегрованими джерелами енергії

Комутація ДГУ та BESS здійснюється через модельовані високовольтні вимикачі та підвищувальні трансформатори. Критично важливим елементом є блок вимірювань у точці ТЗП, який передає миттєві значення фазних напруг ( $U_{abc}$ ) та струмів ( $I_{abc}$ ) до системи керування. Саме тут розташовано віртуальне «серце» системи – модель контролера мікромережі.

*Внутрішня будова BESS.* Деталізація блоку накопичення енергії

представлена на рис. 2.3. Силова частина складається з керованого перетворювача (Inverter Bridge), який регулює двонаправлені потоки енергії між акумуляторними модулями та мережею.

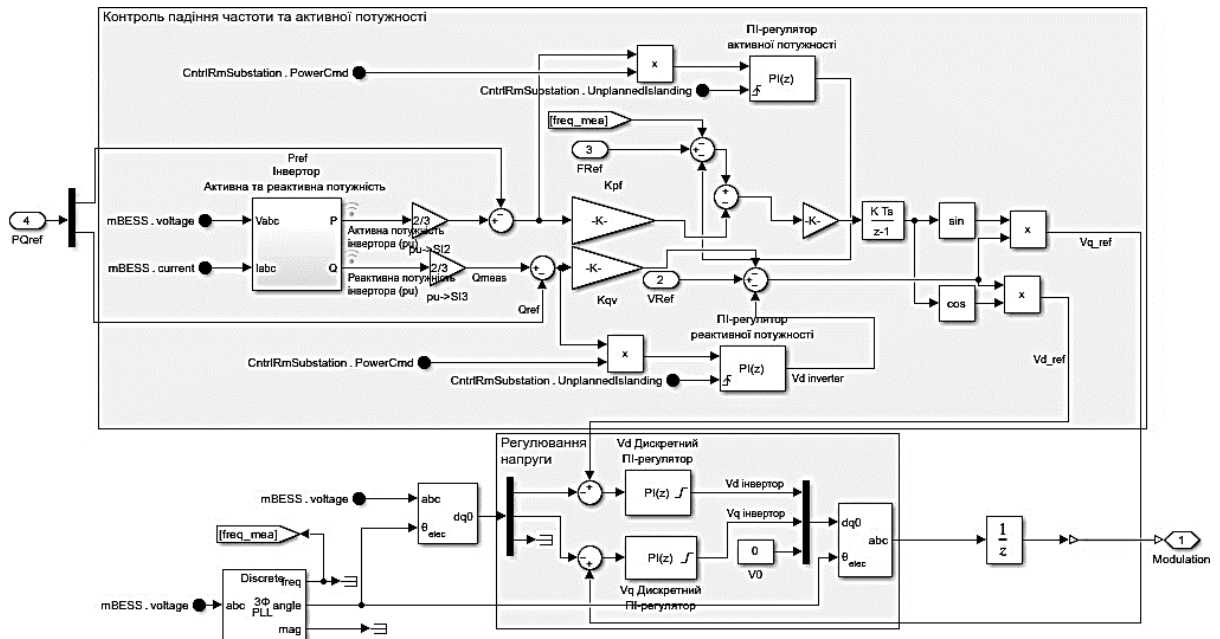


Рис. 2.3 Схема імітаційної моделі акумуляторної системи (силова частина та керування)

Для забезпечення якості електроенергії на виході перетворювача встановлено згладжувальний LCL-фільтр та узгоджувальний трансформатор (блок «Вихідний Фільтр та Трансформатор»). Вимірювальна підсистема безперервно фіксує параметри вихідної потужності, напруги та струму.

Система автоматичного регулювання (САР) вихідного інвертора BESS побудована на основі векторного керування у обертовій системі координат ( $dq$ -frame). Вона формує керуючі імпульси для транзисторів на основі розбіжності між вимірними параметрами та еталонними значеннями напруги і частоти, що надходять від верхнього рівня керування.

*Топологія фідерів.* Розподільча мережа змодельована у вигляді петльової схеми з двома фідерами, які на віддаленому кінці розділені нормально розімкненим секційним вимикачем. Така конфігурація дозволяє

моделювати сценарії перемикання живлення споживачів між фідерами.

- фідер 1 живить високовольтне навантаження та приймає енергію від СЕС.

- фідер 2 забезпечує електропостачання низьковольтних споживачів.

Логіка роботи Мікромережевого Контролера наступна. Блок «Мікромережевий Контролер» (див. рис. 2.1) виконує функції верхнього рівня ієрархії керування. Він відповідає за координацію всіх активних елементів і формування завдань для локальних регуляторів.

До основних функцій контролера, реалізованих у моделі, належать:

- а) генерація опорних сигналів, формування еталонних значень частоти ( $f_{ref}$ ), напруги ( $U_{ref}$ ), активної ( $P_{ref}$ ) та реактивної ( $Q_{ref}$ ) потужності;

- б) керування комутацією або логічне керування станом автоматичних вимикачів (вмикання/вимикання) для зміни топології або відключення аварійних ділянок;

- в) оптимізація роботи ДГУ шляхом реалізації алгоритмів планового зупинення дизеля (для економії палива при достатньому заряді BESS) та його автоматичного запуску з подальшою ресинхронізацією.

Візуалізація та централізований моніторинг здійснюються в блоці «Пункт диспетчера» (Simulink Scope & Dashboard), де відбувається агрегація даних. Тут оператор може спостерігати за виконанням функцій переходу, таких як «чорний старт» або аварійне відокремлення, а також аналізувати ключові показники ефективності системи (KPI) в реальному часі.

## **2.2 Структурно-функціональна організація імітаційної моделі промислової мікромережі**

На відміну від автономних систем, розглянутих у попередньому підрозділі, промислова мікромережа (*Tun C*) характеризується вищим рівнем складності архітектури та вимог до надійності. Розроблена у середовищі MATLAB/Simulink модель (рис. 2.4) відтворює структуру потужного

виробничого комплексу, що має два незалежних вводи від зовнішньої енергосистеми.

Ключовою особливістю даної топології є секціонування: система розділена на дві незалежні, але взаємопов'язані підсистеми – **Мікромережу 1** та **Мікромережу 2**. Кожна з них здатна функціонувати автономно або синхронно з іншою, що забезпечує гнучкість технологічних процесів.

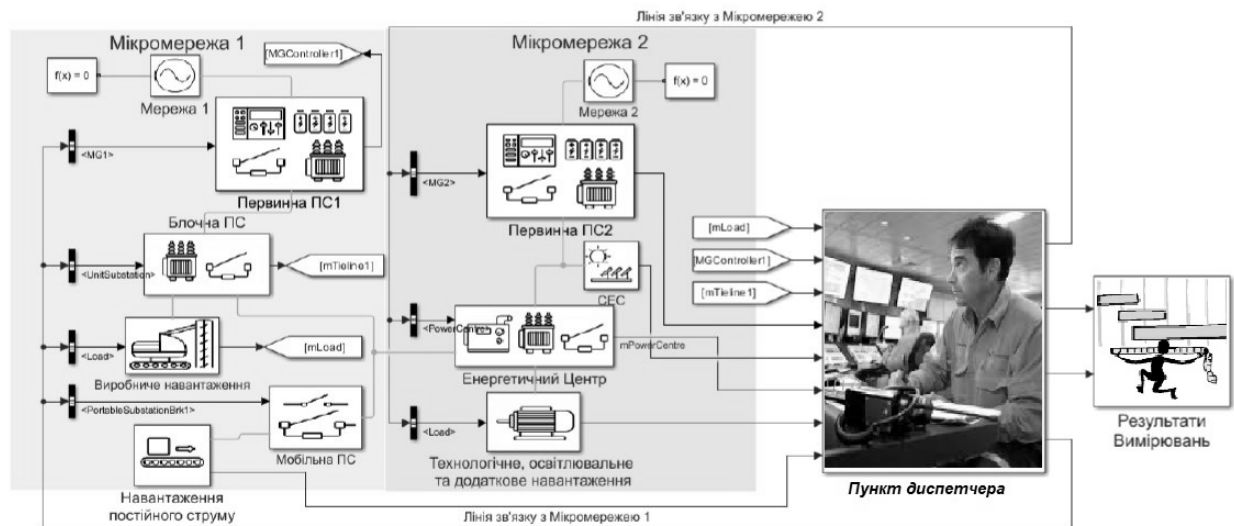


Рис. 2.4 Схема імітаційної моделі промислової мікромережі з інтегрованими ВДЕ

Склад генеруючих та акумулюючих потужностей визначається енергетичним балансом промислового об'єкта і забезпечується комбінацією традиційних та альтернативних джерел:

1. дизель-генераторна установка (ДГУ) виконує роль гарантованого джерела живлення. Модель синхронної машини налаштована на регулювання напруги та генерацію активної потужності для покриття базового навантаження;

2. фотоелектрична станція у вигляді СЕС інтегрована в мережу через трифазний інвертор напруги. Алгоритм керування забезпечує роботу з одиничним коефіцієнтом потужності ( $\cos \varphi = 1$ ), що означає пріоритетну видачу активної енергії без участі в регулюванні реактивної потужності (якщо інше не задано диспетчером). Відсутність проміжного DC/DC

перетворювача спрощує схему, але вимагає точного узгодження напруги DC-ланки;

3. подвійна система накопичення (BESS) представлена в моделі двома незалежними блоками акумуляторних батарей (BESS 1 та BESS 2). Системи керування перетворювачами BESS є багатофункціональними: вони можуть працювати як джерела струму при підключенні до мережі, так і як джерела напруги, задаючи опорну частоту та напругу в ізольованому режимі.

Споживачі електроенергії класифіковані за типом технологічного процесу та вимогами до живлення:

1. виробниче навантаження живиться від блочної комплектної трансформаторної підстанції;

2. навантаження постійного струму являє собою специфічне обладнання (наприклад, електроприводи конвеєрних стрічок), що підключене через мобільну підстанцію та випрямні установки, причому наявність потужних випрямлячів вимагає врахування гармонічних спотворень у моделі;

3. інфраструктурне навантаження представляє технологічні лінії, освітлення та допоміжні системи, що живляться від Енергетичного центру.

Опишемо топологію підсистем. Схема розподілу електроенергії реалізована через дві головні підстанції.

*Мікромережа 1 (Підсистема живлення виробництва).* Центром є Первинна ПС 1, оснащена власним контролером та блоком BESS. Вона забезпечує енергією ланцюжок: Блочна підстанція → Виробниче навантаження → Мобільна підстанція → Навантаження постійного струму.

*Мікромережа 2 (Підсистема енергоцентру).* Базується на Первинній ПС 2, яка також має незалежний контролер та BESS. Ця підстанція комутує потоки енергії від сонячної електростанції та живить Енергетичний центр.

Для забезпечення надійності застосовано децентралізований підхід до автоматизації шляхом побудови ієрархічної системи керування.

На локальному рівні (Local Control) кожна з двох мікромереж має власний Контролер Мікромережі (Microgrid Controller). Цей пристрій в

реальному часі керує локальними вимикачами, формує уставки активної ( $P_{ref}$ ) та реактивної ( $Q_{ref}$ ) потужності для BESS. У режимі ізоляції контролер перемикає BESS в режим стабілізації напруги/частоти ( $U/f$  control).

Критичні функції локальних контролерів включають:

- генерацію опорних векторів напруги та частоти;
- реалізацію алгоритмів ФАПЧ (PLL) для синхронізації з основною мережею;
- керування процесом планового та аварійного відокремлення (Islanding).

На верхньому рівні координація роботи двох контролерів здійснюється з пункту диспетчера (SCADA). Тут відбувається агрегація телеметрії, порівняння вимірних параметрів з еталонними та прийняття стратегічних рішень (наприклад, перерозподіл потужності між Мікромережею 1 та 2).

Особлива увага в моделі приділена сценаріям відновлення живлення та процедурі реалізації перехідних режимів за наступними алгоритмами:

- алгоритм «Ресинхронізація» забезпечує "м'яке" підключення до зовнішньої мережі шляхом підлаштування фазового кута та амплітуди напруги мікромережі;
- процедура «Чорний старт» (Black Start) реалізує запуск повністю знеструмленої системи. Модель дозволяє імітувати поетапний набір навантаження: спочатку BESS подає напругу на шини, потім підключаються трансформатори, і лише після стабілізації параметрів відбувається пуск двигунів конвеєрів та іншого потужного обладнання.

### **2.3 Розробка алгоритмів керування та логіки функціонування мікромереж**

Ефективність функціонування розроблених імітаційних моделей (рис. 2.1 та рис. 2.4) визначається закладеною в них логікою керування. У даній роботі синтез системи автоматичного керування (САК) реалізовано на

основі концепції скінченних автоматів (Finite State Machine – FSM), що дозволяє чітко детермінувати поведінку системи в кожному з можливих режимів роботи.

**2.3.1 Алгоритм керування автономною мікромережею (Тип В).** Для ізольованої системи ключовим завданням є підтримання балансу потужності та економія палива. Логіка керування базується на координації роботи дизель-генератора (ДГУ) та акумуляторної системи (BESS). Блок-схема алгоритму передбачає такі режими:

1. *Режим «Silent Running» (Живлення від батарей).* Умовою активації є перевищення рівня заряду батареї мінімально заданого  $SOC > SOC_{min}$  (наприклад, 40%) та поточне навантаження  $P_{load}$  менше за номінальну потужність інвертора BESS. Дії системи керування передбачають: зупинку дизель-генератора - зупинено; інвертор BESS працює в режимі Grid-Forming ( $U/f$  Control), задаючи опорну напругу  $U_{ref} = 1$  в.о. та частоту  $f_{ref} = 50$  Гц; фотоелектрична станція (СЕС) працює в режимі MPPT (відстеження точки максимальної потужності), живлячи навантаження, а надлишок енергії в разі наявності спрямовується на заряд BESS.

2. *Режим підтримки дизелем (Hybrid Mode).* Умовою активації є зниження рівня заряду батареї нижче від мінімально встановленого значення:  $SOC < SOC_{low}$  (наприклад, 30%) або  $P_{load}$  перевищує перевантажувальну здатність інвертора. Дії системи керування передбачають: контролер подає команду на запуск ДГУ. Після виходу на номінальні оберти відбувається синхронізація. ДГУ перебирає на себе функцію формування мережі (Grid-Forming), а BESS перемикається в режим керування струмом (Current Control/Grid-Following) для підзарядки або згладжування піків.

3. *Захисний алгоритм (Load Shedding).* Якщо сумарна доступна потужність ( $P_{DG} + P_{BESS} + P_{PV}$ ) менша за споживання, контролер поетапно відключає другорядні навантаження (спочатку НН, потім частину СН), щоб уникнути повного знеструмлення (*Blackout*).

### 2.3.2 Алгоритм керування промисловою мікромережею (Тип С).

Логіка функціонування промислової мережі є складнішою через наявність зв'язку із зовнішньою енергосистемою. Алгоритм керування, реалізований у Simulink, складається з чотирьох основних станів (States).

*Стан А.* Робота з мережею (Grid-Connected Mode) – це нормальний режим експлуатації. Вимикач ТЗП при цьому перебуває в замкненому положенні. Управління роботою системи BESS працює в режимі керування потужністю (PQ Control). Інвертор "слідuje" за напругою мережі. BESS виконує "зрізання піків" (Peak Shaving) або заряджається в години низького тарифу. СЕС віддає максимум енергії в мережу.

*Стан Б.* Перехід в острівний режим (Islanding Transition). Цей стан активується при виявленні аварії (падіння напруги  $U < 0,9$  в.о. або відхилення частоти  $\Delta f > 0,5$  Гц). При цьому відбуваються такі дії:

- миттєве розмикання вимикача ТЗП (час реакції  $< 20$  мс);
- зміна алгоритму керування інвертора BESS з *PQ Control* на *U/f Control* (Grid-Forming);
- якщо генерації недостатньо, активується швидке скидання баластного навантаження.

*Стан В.* Автономна робота (Island Mode). Система працює ізольовано.

Керування здійснюється таким чином, що BESS (або ДГЕ) утримує частоту та напругу. Оскільки в системі є декілька джерел (BESS 1, BESS 2, ДГЕ), для розподілу навантаження між ними застосовується статизм (Droop Control). Рівняння статизму: наступні:

$$f = f_{ref} - k_p \cdot (P - P_{ref})$$

$$U = U_{ref} - k_Q \cdot (Q - Q_{ref})$$

де  $k_p$  та  $k_Q$  – коефіцієнти статизму за частотою та напругою відповідно.

Це дозволяє паралельно працюючим інверторам автоматично ділити навантаження без швидкісних каналів зв'язку.

*Стан Г.* Відновлення та Ресинхронізація (Resynchronization), коли зовнішня мережа відновлюється, контролер не замикає вимикач ТЗП миттєво, щоб уникнути удару (різкого перехідного процесу). Послідовність дій при цьому буде наступна:

- 1: контролер вимірює напругу мережі ( $U_{grid}$ ) та мікромережі ( $U_{micro}$ );
- 2: активується алгоритм ФАПЧ (PLL) та синхронізатор. Він надсилає коригуючі сигнали на систему керування BESS, щоб змінити частоту та фазу напруги мікромережі;
- 3: замикання вимикача відбувається лише при виконанні умов синхронізації:

$$|\Delta V| < 5\%, \quad |\Delta f| < 0,1 \text{ Гц}, \quad |\Delta \theta| < 10^\circ$$

- 4: повернення в Стан А (перемикання BESS назад в PQ-режим).

**2.3.3 Логіка реалізації функції «Чорного старту».** Окремим програмним модулем реалізовано алгоритм запуску знеструмленої системи (для обох типів мереж). Послідовність дій контролера є наступною:

*Ініціалізація:* перевірка відсутності КЗ на шинах та відключення всіх фідерних автоматів навантаження.

*М'який старт BESS:* запуск інвертора BESS в режимі плавного наростання напруги (Soft Start) від 0 до 100% номіналу за 1-2 секунди. Це запобігає кидкам струму намагнічування трансформаторів.

*Енергізація шин:* подача напруги на головні шини підстанції.

*Синхронізація генерації:* якщо потрібна додаткова потужність, подається команда на старт ДГУ. Оскільки напруга на шинах вже є (від BESS), ДГУ легко синхронізується.

*Покроковий набір навантаження:* контролер по чергово вмикає фідери споживачів (Load Pickup) з інтервалом у часі, контролюючи просідання частоти. Пріоритет надається критичним навантаженням.

Описані алгоритми реалізовані в середовищі MATLAB за допомогою бібліотеки Stateflow (для логіки перемикань) та стандартних блоків керування Simulink (для ПІ-регуляторів та вимірювальних систем), що дозволяє провести

верифікацію їх працездатності в наступних розділах роботи.

## Висновки до розділу 2

У другому розділі роботи виконано етап обґрунтування математичного та імітаційного моделювання компонентів і систем керування мікромережами. Основні результати полягають у наступному:

1. У середовищі MATLAB/Simulink із використанням бібліотеки Simscape Electrical створено комплексні імітаційні моделі двох типів енергосистем: автономної (*Тип В*) та промислової (*Тип С*). Моделі враховують динамічні характеристики силове обладнання (синхронних генераторів, інверторів, трансформаторів) та відповідають вимогам стандартів IEEE 2030.7/2030.9.

2. Для ізольованої мікромережі реалізовано гібридну схему генерації «Дизель + ВДЕ + BESS». Розроблено структуру керування, де система накопичення енергії виконує функцію формування мережі (Grid-Forming) в режимах малого навантаження, що дозволяє оптимізувати роботу дизель-генератора та зменшити споживання палива без втрати стійкості системи.

3. Для моделювання промислової системи відтворено складну топологію промислового об'єкта з двома незалежними підстанціями та можливістю секціонування. Реалізовано алгоритми для забезпечення "безшовного" переходу між режимами підключення до мережі та острівним режимом. Впровадження механізмів фазового автопідлаштування частоти (PLL) та статизму (Droop Control) дозволило забезпечити коректний розподіл навантаження між паралельно працюючими джерелами.

4. Розроблено логіку функціонування контролерів мікромережі на базі скінченних автоматів (FSM). Алгоритми чітко регламентують поведінку системи в критичних ситуаціях, зокрема реалізовано сценарій «чорного старту» (Black Start) – поетапного відновлення живлення знеструмленої мережі за рахунок енергії акумуляторів.

## РОЗДІЛ 3

### ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ВЕРИФІКАЦІЯ АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ

Метою даного розділу є комплексна оцінка ефективності запропонованих архітектурних рішень та алгоритмів керування мікромережами. Основний акцент зроблено на дослідженні динамічної стійкості системи енергопостачання в умовах стохастичного характеру навантажень та генерації, а також здатності системи забезпечувати нормовані показники якості електроенергії при виникненні аварійних збурень або відмові критичних компонентів. Дослідження базується на аналізі часових діаграм (осцилограм) перехідних процесів, отриманих в результаті симуляції.

#### **3.1 Аналіз динаміки перехідних процесів в автономній системі електропостачання**

Перша серія чисельних експериментів присвячена верифікації функціональності моделі автономної мікромережі (*Тип В*). Завданням моделювання є підтвердження адекватності реакції системи керування на зміни експлуатаційних режимів та перевірка гіпотези щодо можливості економії палива без зниження надійності живлення.

Програма досліджень охоплює чотири ключові сценарії, що імітують повний цикл роботи автономного об'єкта, перелічених нижче.

*Аварійне відключення навантаження.* Моделювання спрацювання захисту фідерного вимикача на вторинній підстанції (наприклад, внаслідок короткого замикання на лінії) з метою оцінки впливу різкого скидання навантаження на стабільність частоти та напруги в загальній мережі, а також перевірити селективність роботи автоматики.

*Перехідний процес заміщення генерації.* Аналіз поведінки

акумуляторної системи (BESS) в момент зупинки дизель-генератора. Досліджується здатність інвертора миттєво підхопити навантаження та утримати параметри мережі в допустимих межах.

*Режим оптимізації палива (Low Load Operation).* Симуляція алгоритму запланованого виведення дизель-генератора в резерв при зниженні споживання до мінімального рівня. Цей сценарій демонструє перехід системи в режим "Silent Running" (живлення виключно від BESS та CEC), що запобігає неефективній роботі двигуна та заощаджує ресурс.

*Відновлення основної генерації.* Перевірка алгоритмів автоматичного запуску дизельної установки при розрядженні батарей або зростанні навантаження. Критичним моментом тут є процес ресинхронізації — узгодження фази, частоти та амплітуди напруги генератора з шинами мікромережі для "безшовного" підключення.

За результатами моделювання проведено аналіз відхилень основних параметрів режиму (діючі значення напруги  $U_{RMS}$ , частоти  $f$ , струмів навантаження  $I_{load}$ ). Це дозволяє зробити висновки про швидкодію та точність налаштування регуляторів системи керування.

**3.1.1 Дослідження перехідних процесів при реконфігурації розподільчої мережі та комутаціях навантаження.** Перший етап експерименту спрямований на перевірку стійкості системи керування при зміні топології мережі та різких змінах навантаження.

Сценарій симуляції передбачає таку хронологію подій. Інтервал 0...3 с: система працює в усталеному режимі з номінальним навантаженням. Момент часу  $t=3$  с: здійснюється оперативне перемикання живлення низьковольтного навантаження (НН) з верхнього фідера на нижній (імітація роботи автоматичного вводу резерву або планової реконфігурації). Момент часу  $t=6$  с: відбувається скидання (відключення) частини споживачів низької напруги, що імітує різке зменшення попиту або спрацювання захисту на одній із ліній.

Виконаєм аналіз параметрів напруги та струму.

На рис. 3.1 наведено осцилограми миттєвих значень трифазних напруг ( $u_{abc}$ ) та струмів ( $i_{abc}$ ) на виході перетворювача BESS, а також струмів статора дизель-генератора.

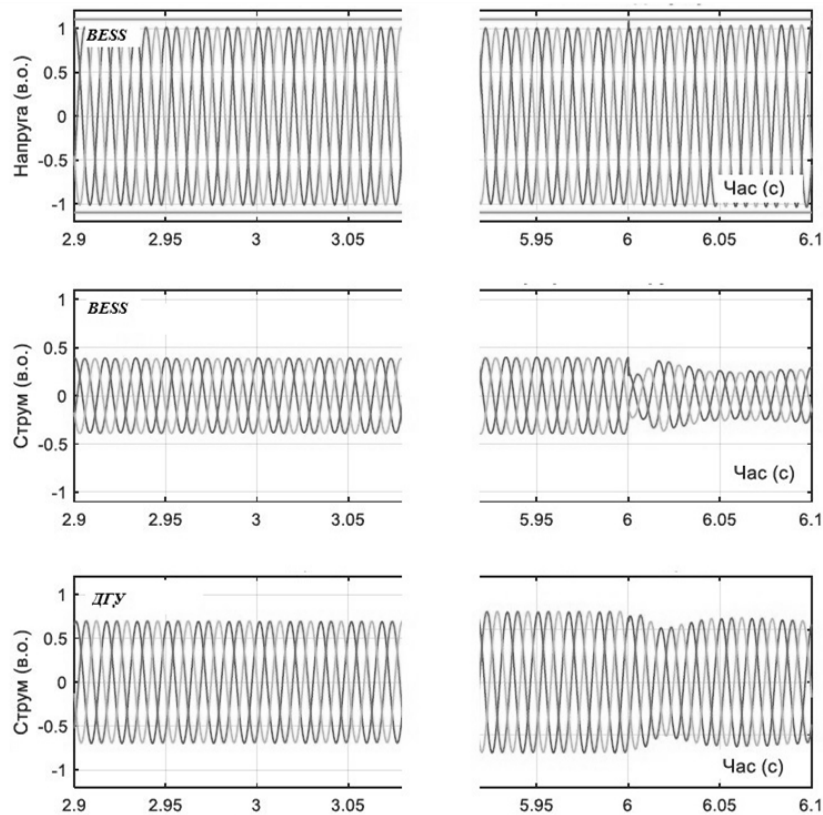


Рис. 3.1 Осцилограми миттєвих значень струмів та напруг BESS і ДГУ при комутаційних збуреннях

Аналіз отриманих графіків (рис. 3.1) дозволяє підсумувати наступне:

У момент комутації фідерів ( $t = 3$  с) на графіках напруги відсутні помітні аперіодичні складові або провали. Це свідчить про високу швидкодію регуляторів напруги та коректну синхронізацію фаз при перемиканні. Система керування BESS миттєво компенсує реактивну складову струму, утримуючи вектор напруги стабільним.

При скиданні навантаження ( $t = 6$  с) спостерігається незначний перехідний процес, який затухає за час, що не перевищує 0,02–0,04 с (1–2 періоди промислової частоти). Відсутність перенапруг підтверджує ефективність роботи демпфуючих кіл та алгоритмів керування збудженням генератора.

Виконаємо аналіз енергетичного балансу. Динаміка розподілу активної

( $P$ ) та реактивної ( $Q$ ) потужності між джерелами генерації та споживачами представлена на рис. 3.2.

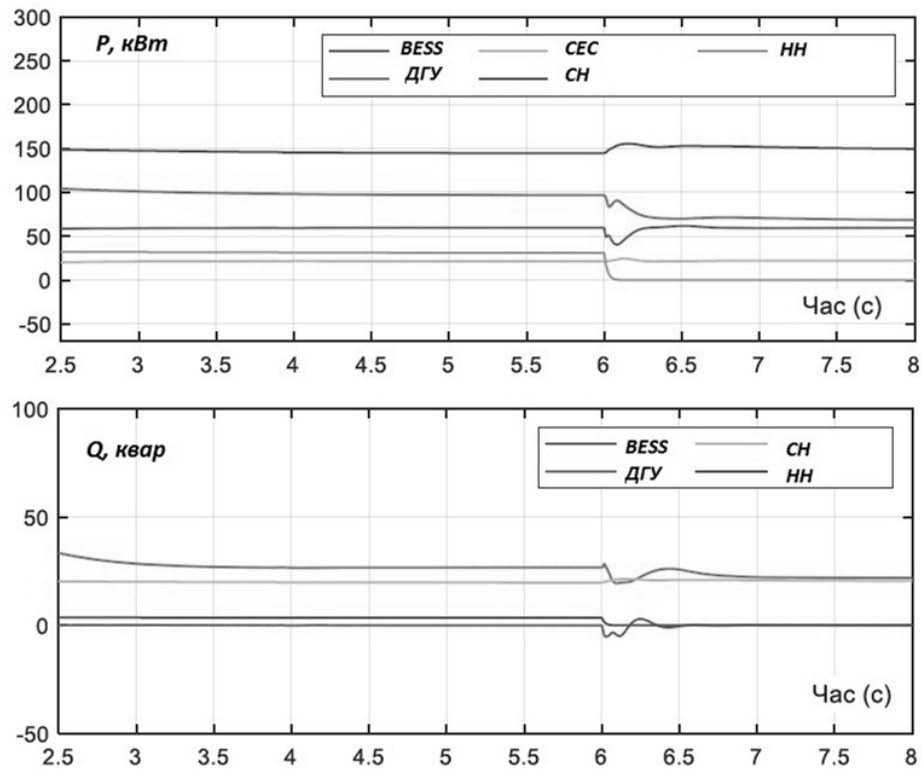


Рис. 3.2 Баланс активних та реактивних потужностей у вузлах мікромережі

Графічні залежності демонструють чіткий розподіл навантаження.

До моменту  $t = 3$  с потужність генерується дизель-генератором та BESS пропорційно їхнім коефіцієнтам статизму. Фотоелектрична станція (СЕС) працює в режимі видачі максимальної доступної потужності.

В момент  $t = 3$  с відбувається перемикання фідера, що змінює лише шлях протікання струму, але не змінює сумарне споживання. Як наслідок, на графіках потужності відсутні стрибки, що підтверджує "безшовність" (seamless) процесу реконфігурації.

У момент  $t = 6$  с зменшення навантаження призводить до синхронного зниження генерації. Важливо відзначити, що співвідношення потужностей між ДГУ та BESS залишається незмінним, що свідчить про стійкість роботи алгоритму Droop Control (статизму). Система автоматично адаптується до нового робочого точки без виникнення автоколивань.

Проаналізуємо вплив на суміжні вузли мережі. Для оцінки впливу локальних збурень на якість електропостачання у інших споживачів, проаналізовано діючі (RMS) значення напруги та струму на навантаженні середньої напруги (СН) та низької напруги (НН) внаслідок відключення фідера низьковольтного навантаження (рис. 3.3).

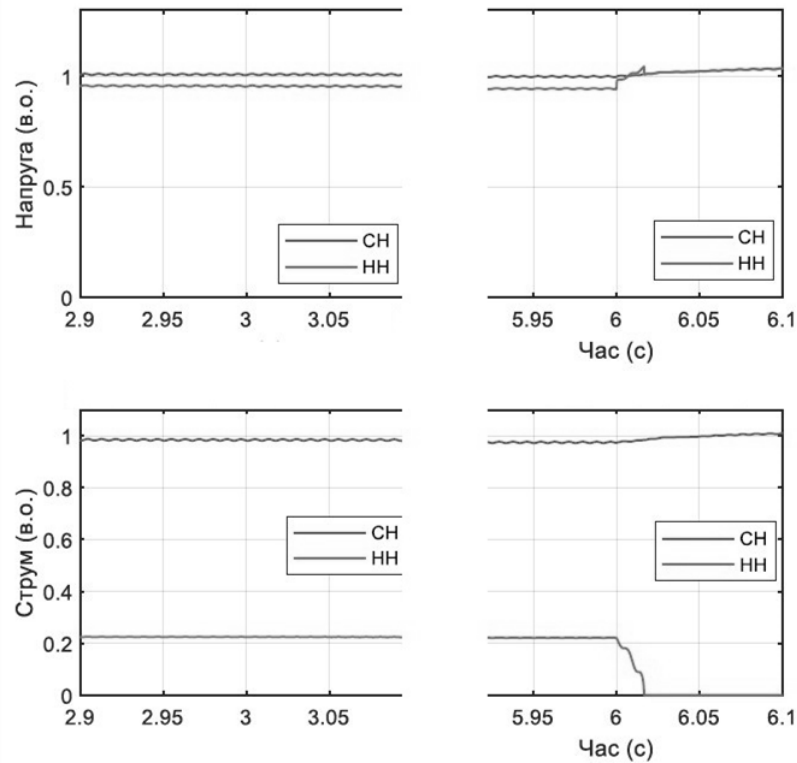


Рис. 3.3 Діючі значення (RMS) напруги та струму на навантаженні

Аналіз рис. 3.3 показує, що напруга на шинах середньої напруги залишається стабільною ( $U \approx 1,0$  в.о.) протягом усього часу експерименту. Комутації, що відбуваються в низьковольтній частині мережі ( $t = 3$  с,  $t = 6$  с), не чинять негативного впливу на споживачів СН. Це підтверджує, що обрана архітектура мережі та налаштування контролера забезпечують достатню "жорсткість" системи в точці загального приєднання, ефективно локалізуючи збурення.

Результати моделювання підтверджують, що розроблена система керування забезпечує надійне електропостачання споживачів при зміні конфігурації мережі. Показники якості електроенергії (стабільність напруги та частоти) залишаються в межах, регламентованих стандартом ГОСТ EN

50160, навіть за умови динамічних змін навантаження.

**3.1.2 Аналіз динамічної стійкості системи при переході в режим автономного живлення від акумуляторних батарей.** Наступний етап моделювання присвячено дослідженню перехідних процесів, що виникають при відключенні основного обертового джерела енергії (дизель-генератора) та повному переключенні навантаження на систему накопичення (BESS). Цей сценарій відповідає режиму експлуатації «Silent Running» або аварійній зупинці двигуна.

Хронологія подій у сценарії буде наступна: у момент часу  $t = 3$  с ініціюється відключення дизель-генератора (ДГУ), система переходить з гібридного режиму в режим живлення від батарей та СЕС; у момент часу  $t = 6$  с відбувається ступінчасте зменшення навантаження у низьковольтній мережі.

Проведемо аналіз електромагнітних процесів.

На рис. 3.4 представлено часові діаграми (осцилограми) миттєвих значень фазних напруг та струмів у вузлах підключення BESS та ДГУ.

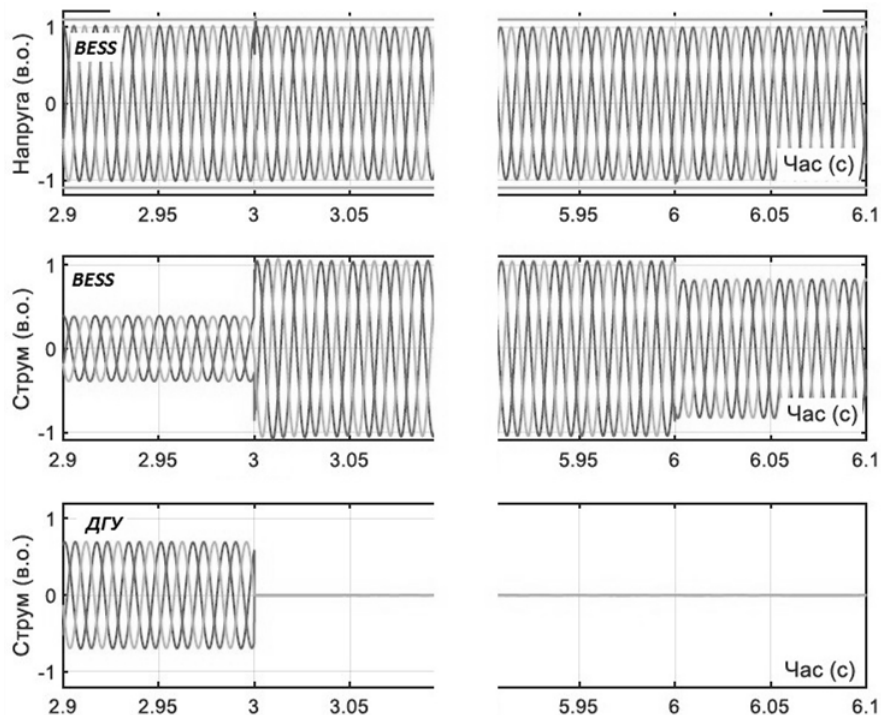


Рис. 3.4 Осцилограми миттєвих значень напруг та струмів при відключенні генерації ДГУ та наступній комутації навантаження НН

Аналіз рис. 3.4 дозволяє деталізувати перебіг процесу та зауважити

наступне. У момент часу  $t=3$  с струм статора дизель-генератора падає до нуля, що свідчить про успішне розмикання генераторного вимикача. Синхронно з цим спостерігається миттєве зростання амплітуди вихідного струму BESS. Критично важливим є те, що на осцилограмі напруги відсутні глибокі провали або сплески. Це підтверджує, що інвертор BESS успішно виконує функцію формування мережі (Grid-Forming), утримуючи синусоїду напруги жорсткою. Коливання напруги залишаються в межах допустимого діапазону ( $\pm 5\%$ ), а час перехідного процесу є мінімальним завдяки високій швидкодії силової електроніки порівняно з інерційними машинами.

Виконаємо аналіз балансу потужностей. Динаміка перерозподілу енергетичних потоків відображена на рис. 3.5.

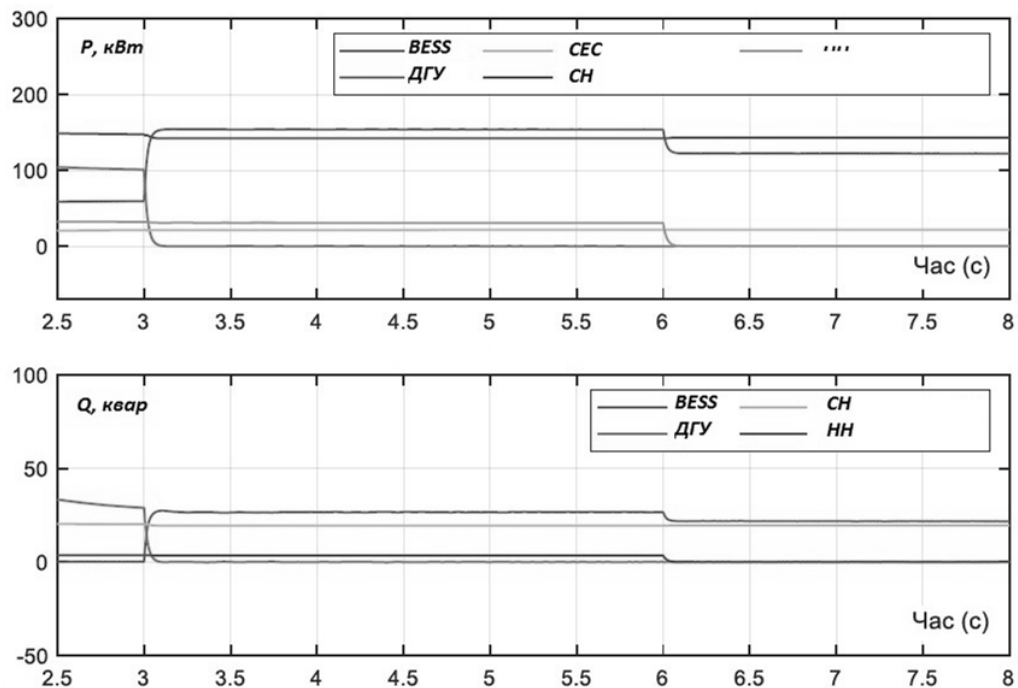


Рис. 3.5 Графіки активної та реактивної потужностей джерел і споживачів при відключенні генерації ДГУ та наступній комутації навантаження НН

Графічні залежності приведені на рис. 3.5 демонструють високу ефективність алгоритмів керування. В інтервал  $t=3$  с активна потужність ДГУ ( $P_{DG}$ ) стрибкоподібно знижується до нуля. BESS миттєво компенсує цей дефіцит, збільшуючи власну віддачу ( $P_{BESS}$ ) рівно на величину втраченої

генерації. Фотоелектрична система (СЕС) продовжує працювати в точці максимальної потужності, не відчуваючи впливу від комутацій, що свідчить про якісну розв'язку контурів регулювання. В момент  $t = 6$  с при відключенні частини споживачів система керування BESS автоматично зменшує вихідну потужність для збереження балансу, запобігаючи зростанню частоти. Стабільність реактивної потужності ( $Q$ ) підтверджує здатність інвертора ефективно компенсувати реактивні струми навантаження без участі синхронного генератора.

Проведемо оцінку впливу на якість електропостачання. Для перевірки надійності електропостачання відповідальних споживачів проаналізовано діючі значення (RMS) напруги та струму на шинах середньої напруги (рис. 3.6).

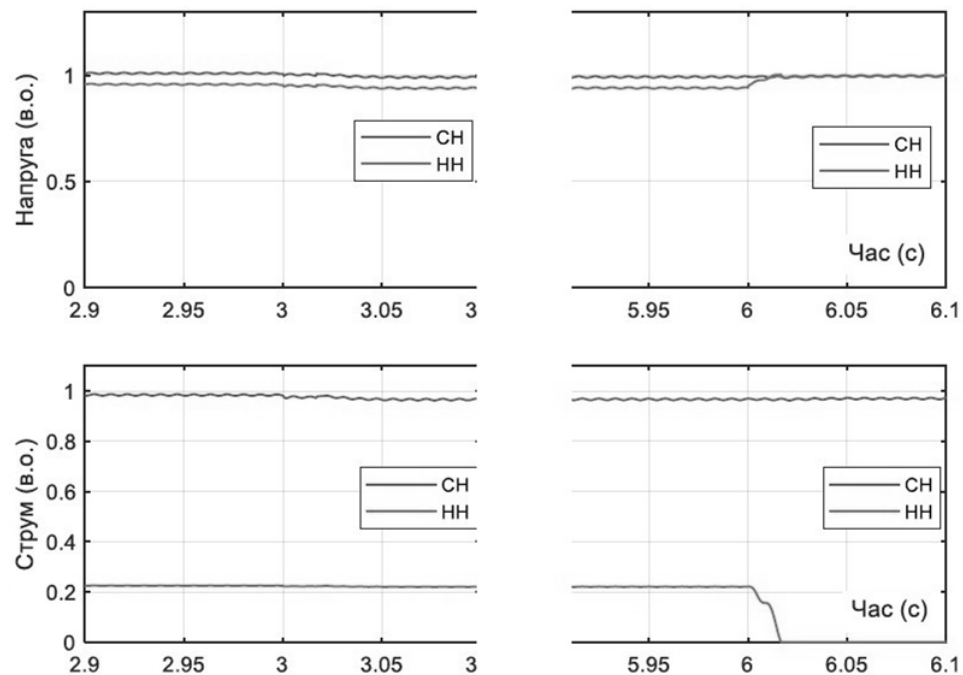


Рис 3.6 Діючі значення напруги та струму на навантаженні середньої напруги в досліджуваних режимах

Аналіз рис. 3.6 дозволяє констатувати наступне, що до моменту комутації ( $t < 3$  с) параметри режиму відповідають номінальним значенням. У момент відключення дизель-генератора ( $t = 3$  с) та при скиданні навантаження ( $t = 6$  с) середньоквадратичне значення напруги залишається стабільним. Незначні флуктуації, які можна помітити на графіку, не виходять

за межі стандартів якості електроенергії (ГОСТ EN 50160). Це доводить, що перехід у режим «Silent Running» є безпечним для споживачів усіх категорій, а система керування здатна забезпечити безперебійне живлення навіть за умови втрати основного джерела обертової маси. Результати моделювання підтверджують технічну можливість та надійність алгоритму заміщення дизельної генерації енергією з накопичувачів. Система демонструє високу динамічну стійкість, забезпечуючи «безшовний» перехід між режимами, що є ключовою умовою для реалізації стратегій економії палива в автономних мікромережах.

**3.1.3 Дослідження алгоритму планового виведення дизель-генератора в резерв.** Економічна ефективність автономних мікромереж суттєво залежить від режиму роботи дизель-генераторних установок (ДГУ). Відомо, що при навантаженні менше 30-40% від номінального ККД дизельного двигуна різко падає, а питомі витрати палива зростають. Крім того, тривала робота на холостому ходу призводить до неповного згоряння палива та прискореного зносу ресурсу двигуна. Тому розроблений алгоритм керування передбачає автоматичну зупинку ДГУ та перехід на живлення від BESS при зниженні споживання.

Сценарій моделювання виглядає наступним чином: в момент часу  $t = 3$  с контролер мікромережі фіксує низький рівень навантаження та достатній заряд батареї ( $SOC > SOC_{min}$ ), після чого ініціює процедуру «м'якої зупинки» (Soft Stop) генератора; на інтервалі 3,0...7,3 с відбувається плавне розвантаження генератора (Ramp-down); на момент часу  $t = 7,3$  с відбувається досягнення нульової потужності та фізичне розмикання генераторного вимикача.

Виконаємо аналіз перехідних процесів напруги та струму. Динаміка зміни миттєвих значень електричних параметрів представлена на рис. 3.7.

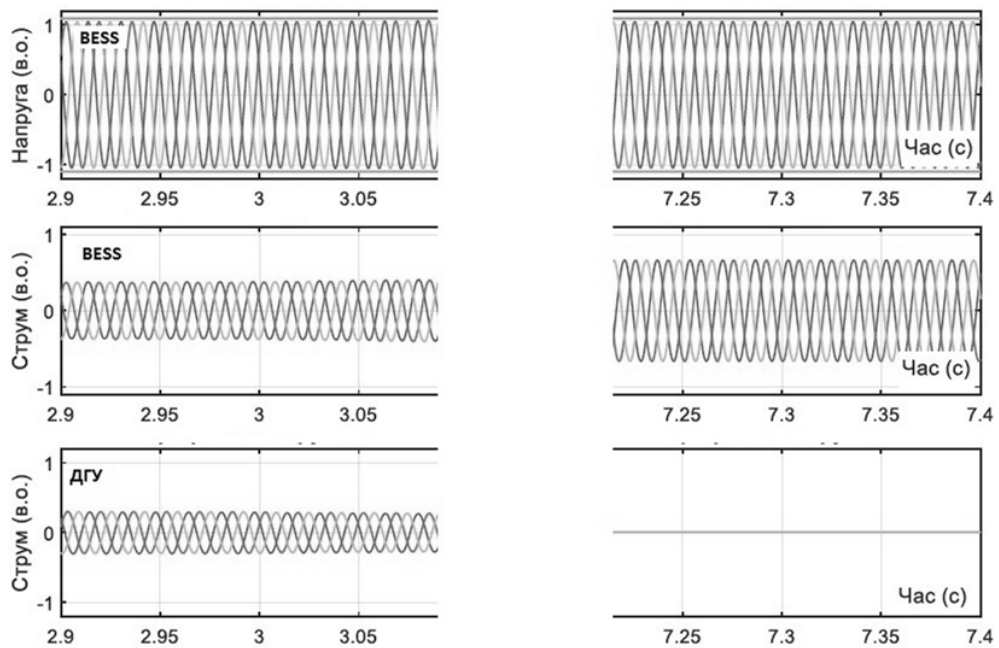


Рис 3.7 Осцилограми напруг та струмів у процесі планового розвантаження генератора

Аналіз осцилограм (рис. 3.7) демонструє принципову відмінність від аварійного відключення (розглянутого в п. 3.1.2). Процес є керованим і розтягнутим у часі. Починаючи з 3-ї секунди, амплітуда струму ДГУ плавно зменшується, тоді як струм інвертора BESS синхронно зростає. Завдяки плавній зміні струмів, на графіку напруги відсутні будь-які комутаційні збурення або гармонічні спотворення, що підтверджує коректну роботу регуляторів.

Проаналізуємо енергетичний баланс та перерозподіл потужності. На рис. 3.8 показано графіки зміни активної ( $P$ ) та реактивної ( $Q$ ) потужності.

Ключові етапи процесу перерозподілу навантаження наступні: початок процедури ( $t = 3$  с), коли система керування зменшує уставку потужності ( $P_{ref}$ ) для регулятора обертів дизеля (Governor) з певною швидкістю (Ramp Rate), що запобігає механічним ударам у трансмісії двигуна; процес заміщення (3,0...7,3 с), за якого BESS, працюючи в режимі слідування за навантаженням, автоматично компенсує зменшення генерації ДГУ. Сумарна потужність, що надходить до споживача, залишається незмінною; завершення ( $t = 7,3$  с), активна потужність генератора досягає нульового

значення ( $P_{DG} \approx 0$ ) і з цього моменту навантаження повністю покривається за рахунок CEC та BESS.

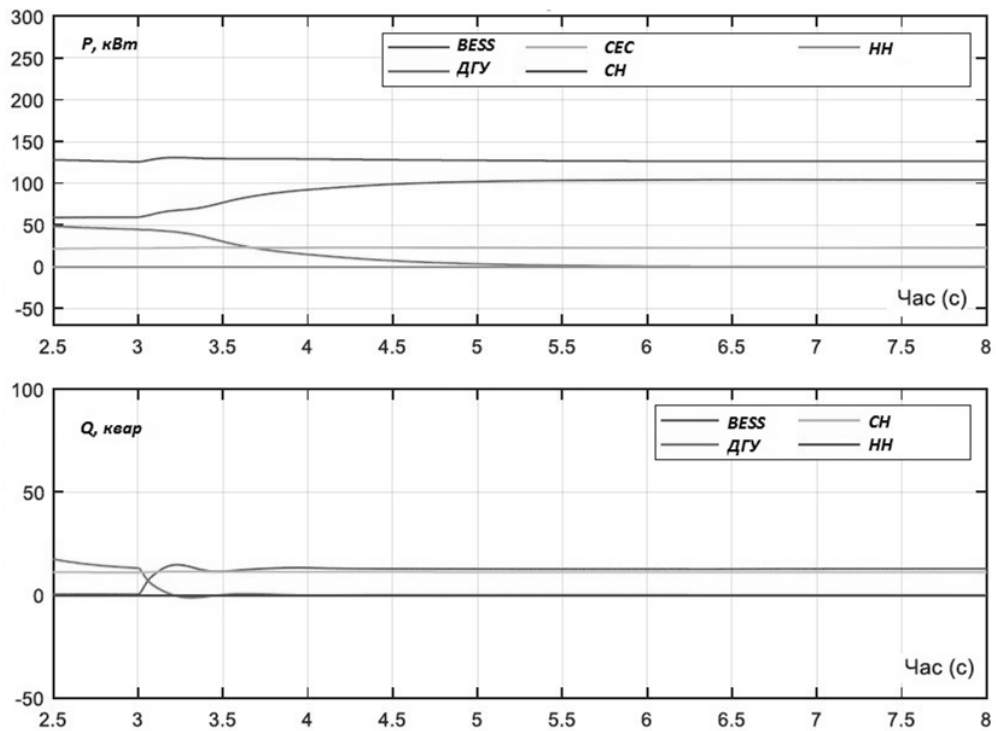


Рис. 3.8 Динаміка заміщення потужності дизель-генератора енергією накопичувача

Розглянемо який при цьому був вплив електропостачання споживача.

Графіки діючих значень (RMS) напруги та струму на навантаженні наведені на рис. 3.9.

Ідеально рівні лінії на графіках (рис. 3.9) підтверджують, що для кінцевого споживача процес зміни джерела живлення є абсолютно непомітним. Це є головним критерієм якості для систем безперебійного живлення. BESS ефективно стабілізує напругу, нівелюючи перехідні процеси.

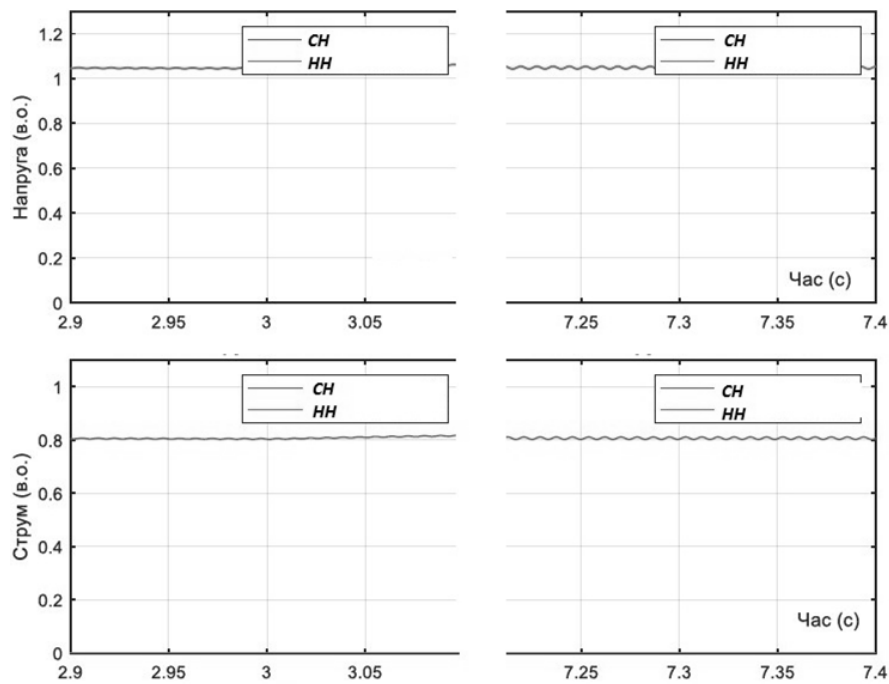


Рис 3.9 Стабільність параметрів напруги та струму на навантаженні під час процедури виведення ДГУ в резерв

Логіка роботи контролера базується на наступному алгоритмі:

1. *Команда Stop (верхній графік)*. На 3-й секунді генерується логічний сигнал на зупинку.

2. *Контроль потоку (Zero Power Flow)*. Контролер моніторить вихідну потужність ДГУ. Важливо відзначити, що вимикач генератора (Breaker Status) залишається замкненим (стан "1") доти, доки потужність не впаде до нуля. Це дозволяє уникнути іскріння на контактах вимикача та просадок напруги.

3. *Синхронізація (нижні графіки)*. Протягом усього періоду розвантаження система утримує жорстку синхронізацію. Різниця фаз ( $\Delta\phi$ ), відхилення частоти ( $\Delta f$ ) та напруги ( $\Delta U$ ) між генератором та шинами мікромережі примусово утримуються біля нуля регуляторами збудження та обертів. Лише при виконанні умови  $P_{DG} \approx 0$  та  $\Delta\phi \approx 0$  подається команда на розмикання вимикача (стан переходить в "0").

Результати моделювання підтверджують ефективність запропонованого алгоритму планового вимкнення генератора. Реалізація

плавного переходу (Soft Stop) дозволяє уникнути стресових навантажень на обладнання та забезпечити безперервність електропостачання, що відкриває можливості для значної економії палива шляхом максимального використання ресурсу акумуляторних батарей та сонячної енергії.

**3.1.4 Дослідження процесу автоматичного запуску та ресинхронізації дизель-генератора з мікромережею.** Завершальний етап дослідження автономної системи стосується сценарію відновлення основної генерації. Цей режим активується, коли рівень заряду акумуляторних батарей (SOC) падає нижче критичної межі, або коли сумарне навантаження перевищує номінальну потужність інвертора BESS. Завдання системи керування полягає в тому, щоб запустити дизель-генератор, синхронізувати його з працюючою мікромережею (яку в цей момент формує BESS) та плавно перевести навантаження без створення збурень.

Виконаємо аналіз часових параметрів синхронізації

На рис. 3.10 представлено осцилограми напруг та струмів, що ілюструють динаміку процесу підключення.

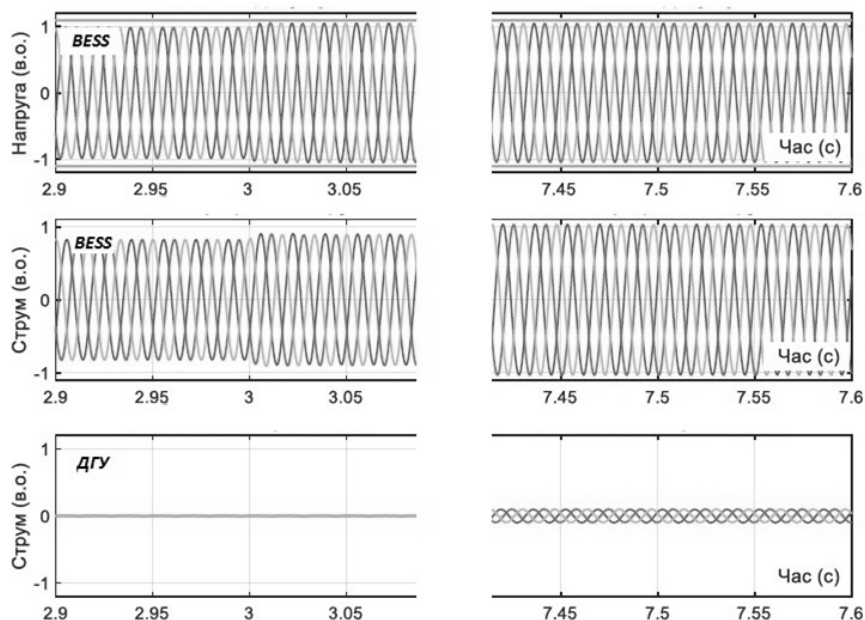


Рис. 3.10 Осцилограми напруг та струмів при запуску та синхронізації ДГУ

Аналіз графіка (рис. 3.10) дозволяє виділити ключові часові мітки:

- момент  $t = 3,0$  с: контролер генерує команду на старт («Start

Command») і починається розкрутка дизельного двигуна;

- інтервал 3,0...7,7 с: період виходу на номінальні оберти та робота автоматичного синхронізатора, у цей час система підлаштовує параметри генератора (напругу та частоту) під параметри мережі, яку утримує BESS;

-  $t \approx 7,7$  с – це момент виконання умов синхронізації та замикання генераторного вимикача, затримка у 4,7 с є технологічно необхідною для безпечного включення машини на паралельну роботу.

Протягом усього періоду підготовки напруга на виході BESS залишається стабільною, що підтверджує надійність її роботи в режимі Grid-Forming.

Проаналізуємо динаміку розподілу потужностей (Soft Loading).

На рис. 3.11 показано графіки активної та реактивної потужностей.

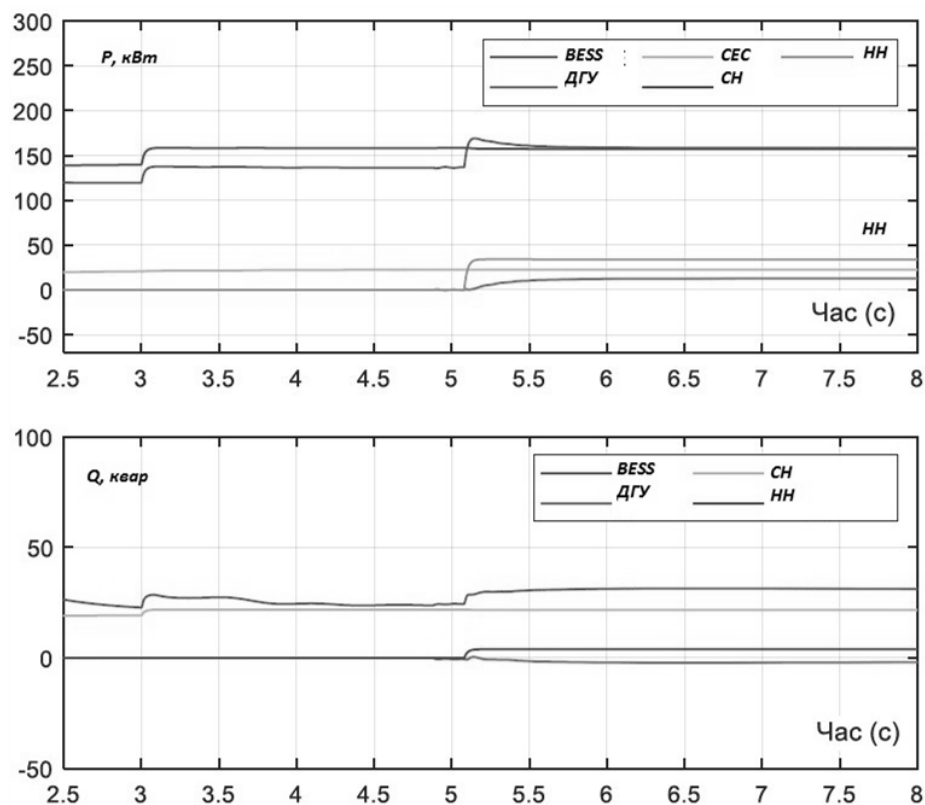


Рис. 3.11 Процес плавного набору навантаження (Soft Loading) після підключення генератора

Важливою особливістю реалізованого алгоритму є відсутність стрибка навантаження на валу дизеля в момент підключення ( $t \approx 7,7$  с). Замість миттєвого накидання навантаження, контролер реалізує функцію Soft

Loading, в результаті чого відбувається наступне. Після замикання вимикача потужність ДГУ ( $P_{DG}$ ) зростає лінійно. Синхронно з цим BESS зменшує свою генерацію, передаючи навантаження дизелю. Це захищає механічну частину двигуна від ударних навантажень та запобігає просадкам частоти.

Проаналізуємо якість електропостачання для споживача. Вплив процесу синхронізації на навантаження проілюстровано на рис. 3.12.

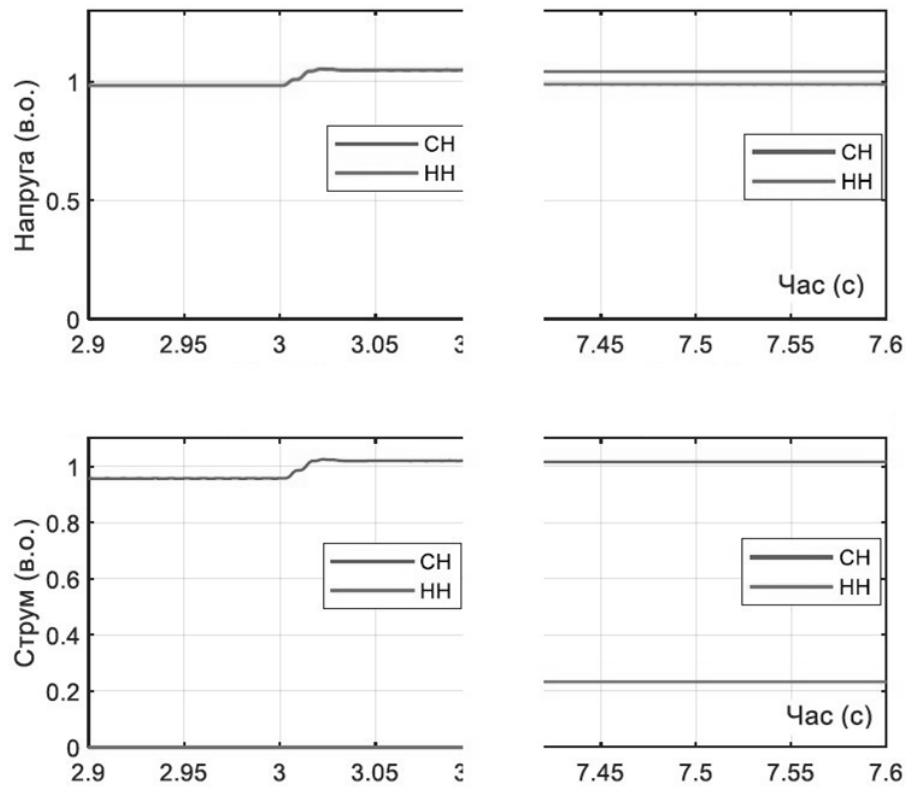


Рис. 3.12 Стабільність діючих значень (RMS) напруги та струму на навантаженні під час ресинхронізації

Ідеально рівний профіль напруги (рис. 3.12) свідчить про те, що для споживача процес переходу з живлення від батарей на дизель проходить абсолютно непомітно. Відсутність флікера (миготіння) та провалів підтверджує високу точність роботи контурів регулювання інвертора BESS.

Виконаємо аналіз роботи контуру синхронізації. Після команди на старт ( $t = 3$  с) контролер починає мінімізувати помилки за напругою ( $\Delta U$ ), частотою ( $\Delta f$ ) та кутом зсуву фаз ( $\Delta \phi$ ).

Можна помітити короткочасне перерегулювання (overshoot) в каналі

напруги перед моментом синхронізації. Це явище свідчить про необхідність більш точного налаштування коефіцієнтів підсилення регулятора збудження для уникнення коливального характеру процесу в майбутніх реалізаціях.

Тим не менш, система успішно входить у зону допустимих відхилень, і синхронізація відбувається успішно.

Проведена серія експериментів (п. 3.1.1 – 3.1.4) повністю підтвердила працездатність розробленої моделі автономної мікромережі. Система керування забезпечує надійну роботу у всіх критичних режимах: при комутаціях навантаження, аварійній зупинці генератора, його плановому виведенні в резерв для економії палива та подальшій ресинхронізації.

## **3.2 Дослідження електромеханічних процесів та режимів роботи промислової мікромережі**

Друга частина досліджень присвячена аналізу промислової мікромережі (*Тип С*), архітектура якої передбачає можливість паралельної роботи із зовнішньою енергосистемою. Ключовою відмінністю від автономних систем є необхідність керування перетоками потужності через точку загального приєднання (РСС) та забезпечення «безшовних» переходів між мережевим та острівним режимами.

### **3.2.1 Аналіз алгоритму планового переходу в острівний режим.**

Планове відокремлення мікромережі від енергосистеми зазвичай виконується для проведення регламентних робіт, при отриманні штормового попередження або з економічних міркувань (наприклад, у години пікових тарифів). Головною вимогою до цього процесу є відсутність збурень на шинах навантаження. Для цього реалізовано алгоритм керування з переходом через нульову потужність (*Zero Power Flow Control*).

Сценарій експерименту для Мікромережі 2 (сегмент з СЕС та Енергетичним центром) виглядає так:

Момент часу  $t = 3,0$  с. Оператор подає команду на перехід в

автономний режим. Контролер починає плавно зменшувати уставку потужності, що споживається з мережі.

Інтервал 3,0...6,0 с. BESS поступово перебирає навантаження на себе, розвантажуючи лінію зв'язку з мережею (Grid Tie Line).

Момент часу  $t \approx 6,0$  с. Фізичне розмикання вимикача РСС при досягненні нульового струму.

Розглянемо динаміку зміни струмів та напруг. На рис. 3.13 показано перебіг електромагнітних процесів у точці комутації.

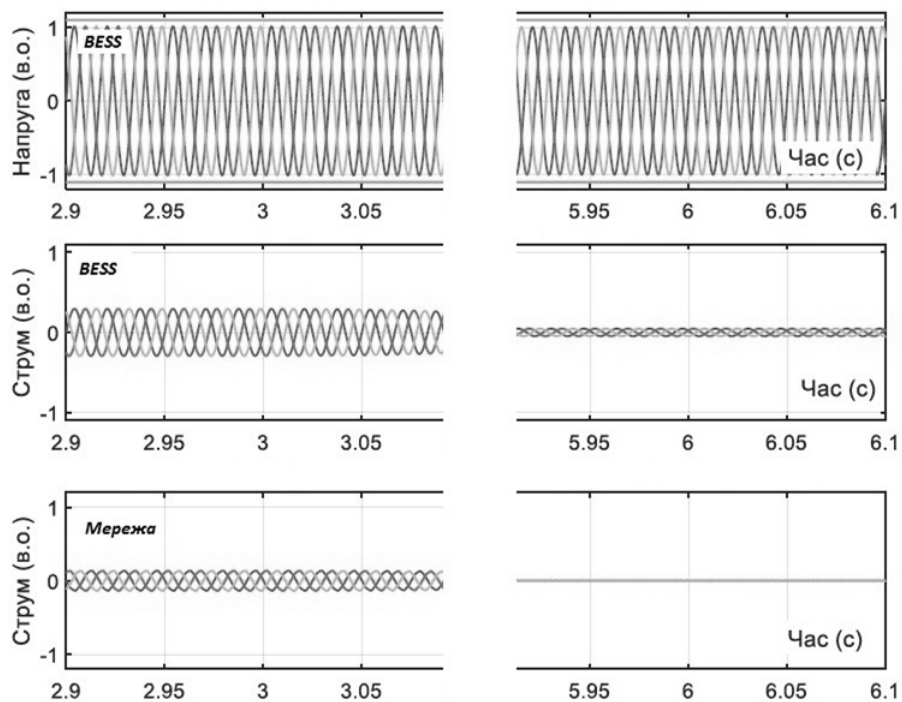


Рис. 3.13 Осцилограми напруг та струмів у процесі планового переходу в острівний режим

Аналіз осцилограм (рис. 3.13) демонструє ідеальну роботу алгоритму.

Починаючи з 3-ї секунди, амплітуда струму, що надходить від основної мережі (Grid Current), лінійно спадає. Синхронно зростає вихідний струм перетворювача BESS. У момент розмикання вимикача ( $t \approx 6$  с) на графіку напруги відсутні будь-які комутаційні перенапруги. Це досягається завдяки тому, що розрив кола відбувається в момент, коли струм через контактну групу практично дорівнює нулю.

Оцінимо динаміку зміни балансу потужностей. Процес заміщення зовнішньої енергії внутрішніми ресурсами показано на рис. 3.14.

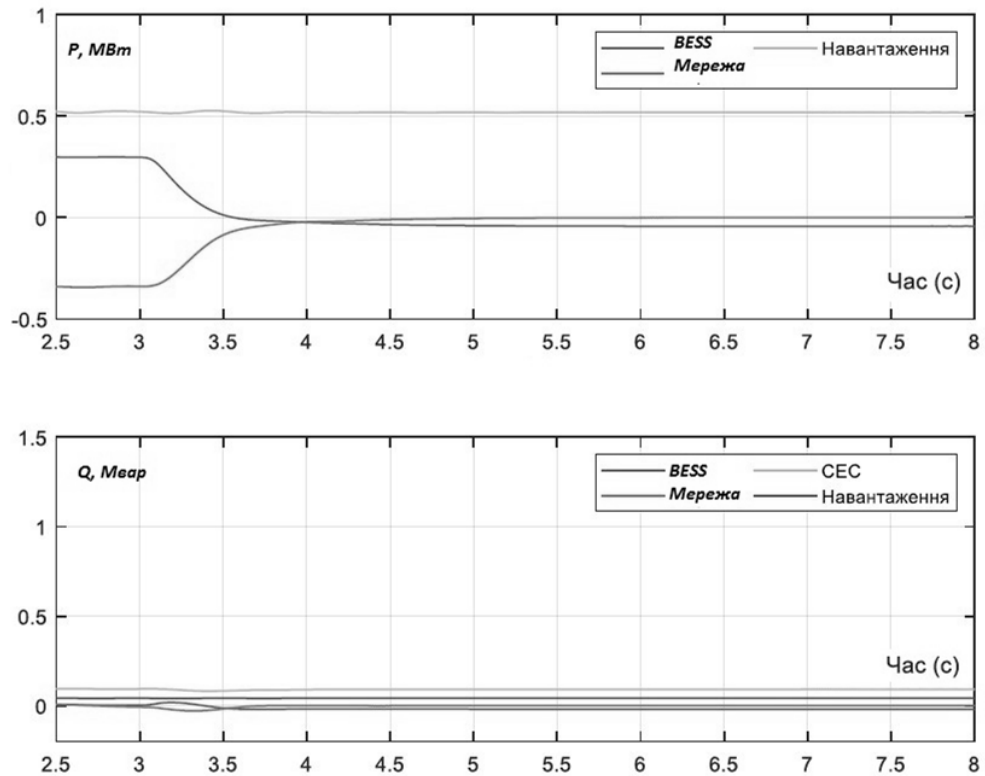


Рис 3.14 Графіки активної та реактивної потужностей при зміні режиму живлення

Графіки (рис. 3.14) підтверджують точність регулювання. Сонячна фотоелектрична станція СЕС працює у незмінному режимі, генеруючи доступний максимум енергії. Система керування BESS, отримавши сигнал на ізоляцію, змінює свій режим роботи. Вона плавно нарощує генерацію активної ( $P_{BESS}$ ) та реактивної ( $Q_{BESS}$ ) потужності, компенсуючи зменшення перетоку з мережі ( $P_{Grid} \rightarrow 0$ ). Стабільність ліній навантаження свідчить про повну компенсацію дефіциту енергії.

Проаналізуємо логіку роботи контролера (Zero Power Flow). Команда "Isolate" ( $t = 3$  с) запускає процес розвантаження. Умова розмикання – сигнал на вимикач (Breaker Status) змінюється з "1" (замкнено) на "0" (розімкнено) тоді, коли потік потужності досягає нуля. Далі відбувається утримання синхронізму, на нижніх графіках видно, що до самого моменту відключення

контролер утримує різницю фаз ( $\Delta\phi$ ), частоти ( $\Delta f$ ) та напруги ( $\Delta U$ ) між мікромережею та основною системою на нульовому рівні. Це гарантує, що в момент від'єднання інвертор BESS вже знаходиться у фазі з навантаженням і готовий миттєво перейти в режим формування напруги (Grid-Forming).

Розглянемо якість електропостачання споживачів. Вплив на споживача оцінено за діючими значеннями параметрів струму навантаження та його напруги (рис. 3.15).

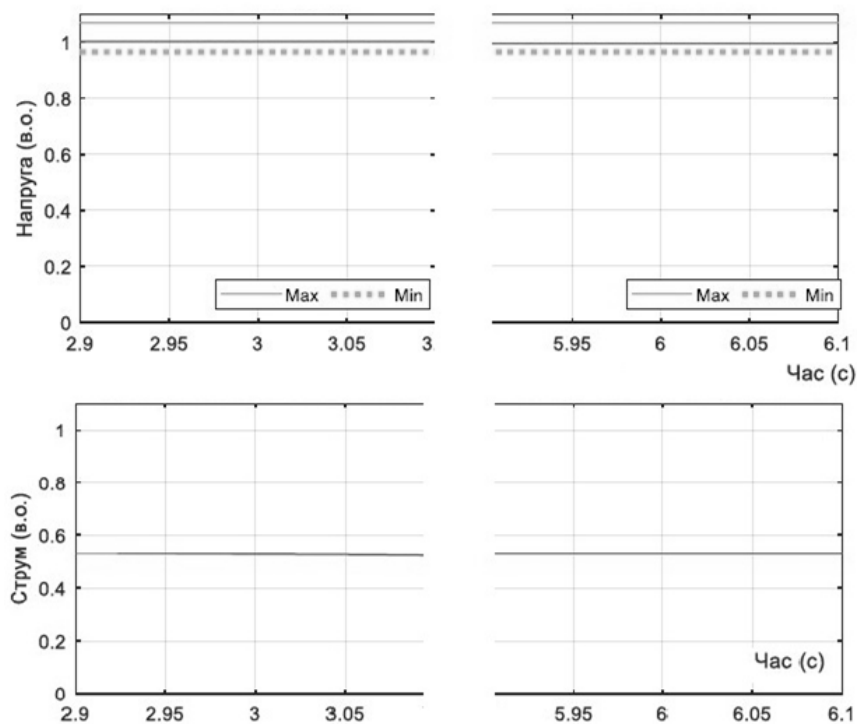


Рис. 3.15 Стабільність RMS-значень напруги та струму на навантаженні Мікромережі 2

Стабільність середньоквадратичної напруги (рис. 3.15) є головним індикатором успішності планового переходу. Відхилення напруги не перевищують частки відсотка, що є недосяжним показником для класичних систем АВР, які зазвичай мають безструмову паузу.

Результати моделювання підтверджують ефективність застосування методу керування нульовим перетоком потужності (Zero Power Flow) для планового переведення промислової мікромережі в автономний режим. Такий підхід повністю виключає перехідні процеси, небезпечні для

чутливого технологічного обладнання.

**3.2.2 Дослідження процесу автоматичної ресинхронізації сегмента промислової мікромережі із зовнішньою енергосистемою.** Процес зворотного підключення мікромережі до основної енергосистеми (Main Grid) є значно складнішим завданням, ніж відокремлення, оскільки вимагає точного узгодження векторів напруги. У даному сценарії досліджується робота контролера Мікромережі 1 (що живить виробниче навантаження) при відновленні зв'язку з енергосистемою.

Алгоритм ресинхронізації передбачає наступні етапи:

1. *детекція мережі:* контролер фіксує відновлення стабільної напруги на стороні зовнішньої мережі;

2. *активна синхронізація:* інвертор BESS, який до цього працював у режимі формування напруги (Grid-Forming), починає плавно змінювати власну частоту та фазу, щоб "підлаштуватися" під зовнішню мережу.

3. *замикання кола:* при виконанні умов синхронізації відбувається замикання вимикача РСС.

Проведемо аналіз електромагнітних перехідних процесів. На рис. 3.16 наведено осцилограми напруг та струмів у точці загального приєднання.

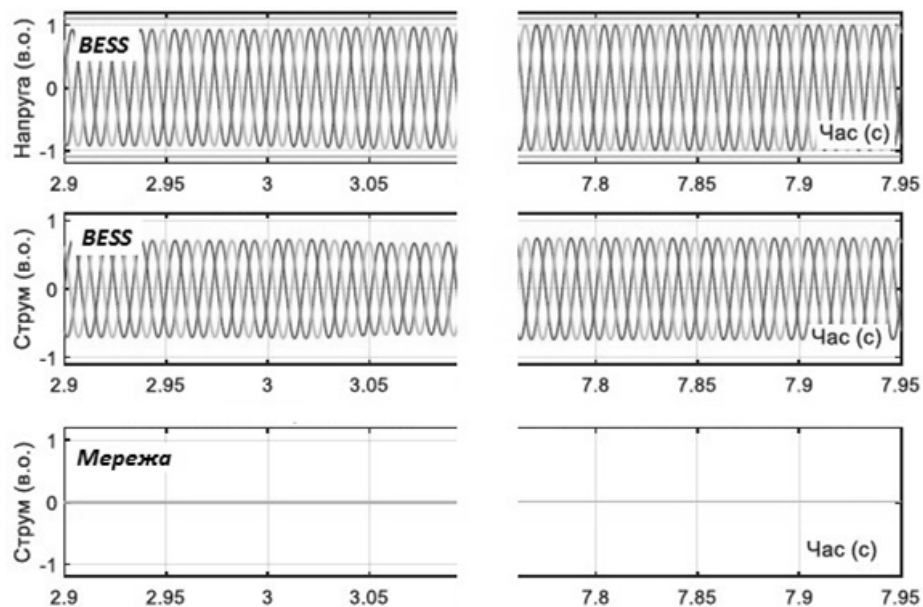


Рис 3.16 Динаміка фазних напруг та струмів при відновленні паралельної роботи з енергосистемою

Аналіз графіків (рис. 3.16) дозволяє простежити хронологію подій:

У момент  $t = 3,0$  с подається команда на початок процедури синхронізації. Наступним етапом відбувається перехідний процес. На графіку напруги спостерігається незначна модуляція амплітуди, що викликана роботою алгоритму фазового автопідлаштування частоти (PLL). Контролер мінімізує кутову похибку.

В результаті після замикання вимикача струм основної мережі з'являється миттєво, але без небезпечних кидків. BESS продовжує утримувати напругу стабільною, а незначні флуктуації залишаються в межах  $\pm 2\%$ , що відповідає найсуворішим вимогам до якості електроенергії.

Оцінимо енергетичні характеристики процесу. Розподіл потужностей під час входу в синхронізм показано на рис. 3.17.

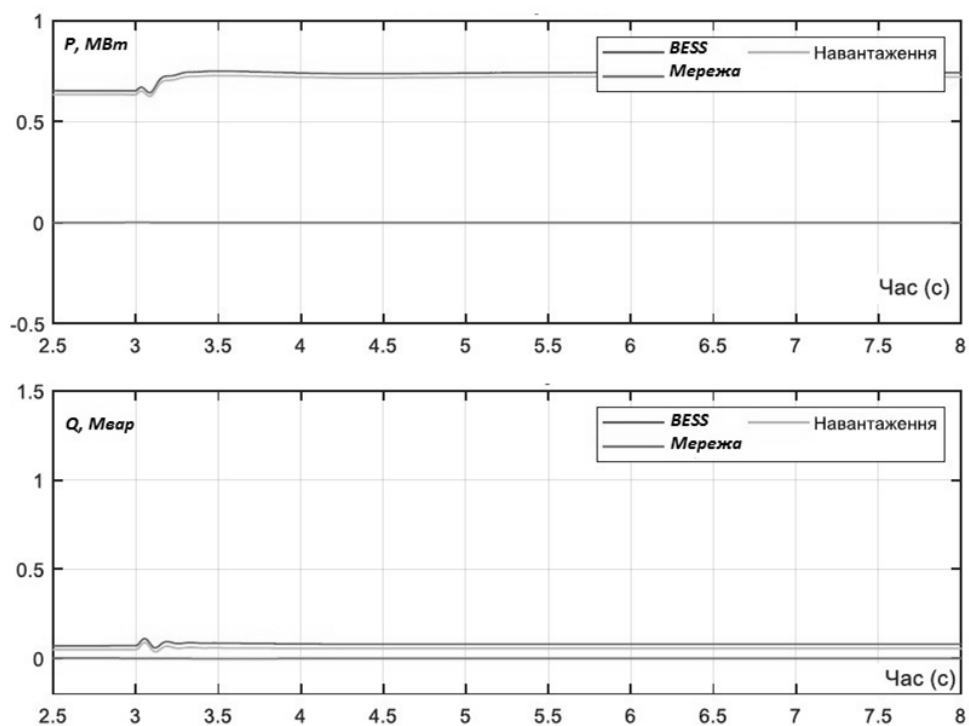


Рис. 3.20 Графіки потужностей у вузлах Мікромережі 1

Графік (рис. 3.17) ілюструє реакцію системи керування на збурення:

У момент початку синхронізації ( $t = 3$  с) видно короткочасні коливання (осциляції) активної потужності. Це характерна поведінка для систем з дроп-

контролем (Droop Control), які намагаються адаптуватися до "жорсткої" зовнішньої мережі. Після завершення перехідного процесу система швидко виходить в новий усталений режим. Потужність навантаження залишається константою, а генерація перерозподіляється між BESS та мережею. Стабільність реактивної потужності ( $Q$ ) підтверджує ефективність демпфування коливань інвертором.

Проведемо аналіз роботи логіки синхронізації (Synchro-Check).

На рис. 3.18 детально показано роботу блоку перевірки умов синхронізації (ANSI 25). Shutterstock

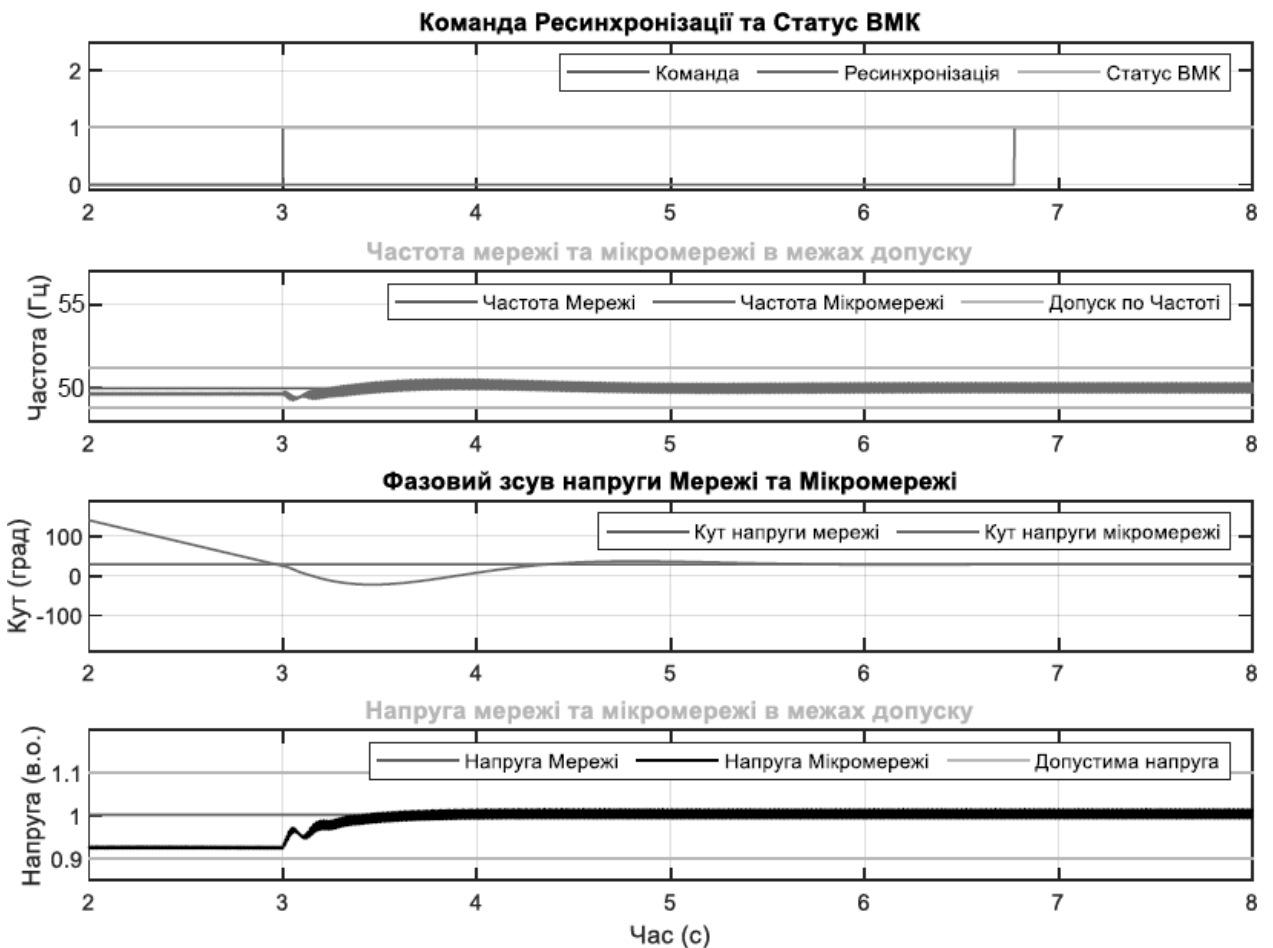


Рис 3.18 Часові діаграми сигналів розузгодження та логічних команд контролера

Для безпечного замикання вимикача контролер повинен забезпечити виконання трьох умов: рівність напруг ( $\Delta U \rightarrow 0$ ) (інвертор BESS підганяє

свою амплітуду під напругу мережі); рівність частот ( $\Delta f \rightarrow 0$ ) (частота ковзання має бути мінімальною); співпадіння фаз ( $\Delta \phi \rightarrow 0$ ) (це найкритичніший параметр).

На графіках (рис. 3.18) чітко видно процес "затягування" параметрів мікромережі у синхронізм.

Одразу після команди ( $t = 3$  с) похибки починають зменшуватися.

Сигнал "Status" (стан вимикача) переходить у високий рівень тільки тоді, коли всі три графіки похибок (напруга, частота, фаза) перетинають нульову позначку і утримуються там протягом заданого часу (dwell time).

Це гарантує "м'яке" включення і відсутність ударних струмів, що могли б пошкодити трансформатори або обмотки двигунів на виробництві.

Результати моделювання підтверджують, що розроблений алгоритм автоматичної ресинхронізації забезпечує надійне відновлення зв'язку з енергосистемою. Короткочасні збурення, що виникають в процесі фазового підлаштування, ефективно демпфуються системою керування BESS і не впливають на безперервність технологічного процесу промислового споживача.

**3.2.3 Експериментальна перевірка алгоритму «чорного старту» для відновлення живлення промислового сегмента.** Функція «чорного старту» є критично важливою для забезпечення живучості промислових об'єктів. Вона передбачає автоматичне відновлення напруги в повністю знеструмленій мережі без використання зовнішніх джерел енергії. У цьому сценарії головну роль відіграє система накопичення енергії (BESS), інвертор якої повинен самостійно сформувати систему трифазних напруг та забезпечити пускові струми навантаження.

Сценарій експерименту для Мікромережі 1 розгортається наступним чином:

- $t = 3,0$  с: симуляція повної системної аварії (Blackout), відбувається примусове відключення всіх джерел, напруга в мережі зникає;
- інтервал 3,0...4,0 с: «мертвий час» (Dead Time), необхідний для

аналізу ситуації контролером та перевірки відсутності коротких замикань на шинах;

- $t = 4,0$  с: ініціалізація процедури «чорного старту», інвертор BESS активується в режимі Soft Start (плавне наростання напруги);
- $t = 5,5$  с: підключення споживачів (Cold Load Pickup).

Виконаємо аналіз динаміки відновлення напруги. На рис. 3.19 наведено осцилограми напруг та струмів у процесі аварійного перезапуску системи.

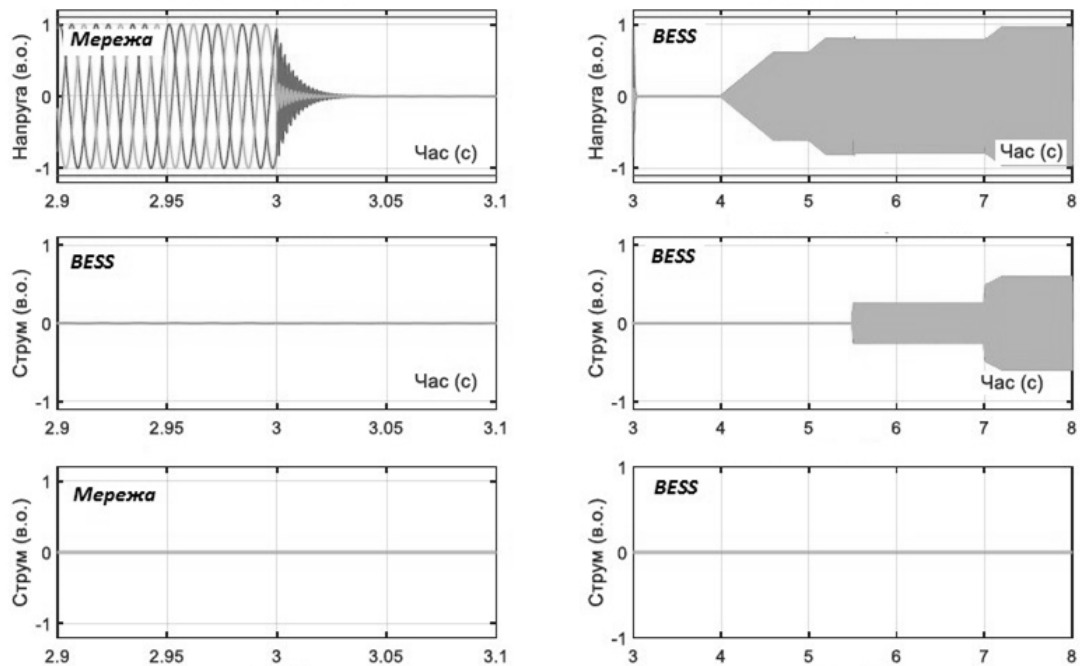


Рис. 3.22 Осцилограми напруг та струмів BESS при реалізації сценарію «чорного старту»

Аналіз графіків (рис. 3.19) дозволяє деталізувати етапи процесу.

*Знеструмлення ( $t = 3$  с).* Миттєве падіння напруги та струму до нуля підтверджує повну ізоляцію мікромережі. Струм зовнішньої мережі (Grid Current) відсутній протягом усього експерименту, що відповідає умовам ізольованої роботи.

*М'який пуск ( $t = 4$  с):* Замість миттєвої подачі номінальної напруги, контролер реалізує алгоритм лінійного наростання (Ramping). На осцилограмі видно, як амплітуда напруги збільшується дискретними кроками (Step-up), визначеними налаштуваннями контролера. Такий підхід дозволяє

уникнути кидків струму намагнічування трансформаторів підстанції, що могли б викликати хибне спрацювання захисту.

Розглянемо енергетику процесу підхоплення навантаження. Баланс потужностей під час відновлення живлення показано на рис. 3.20.

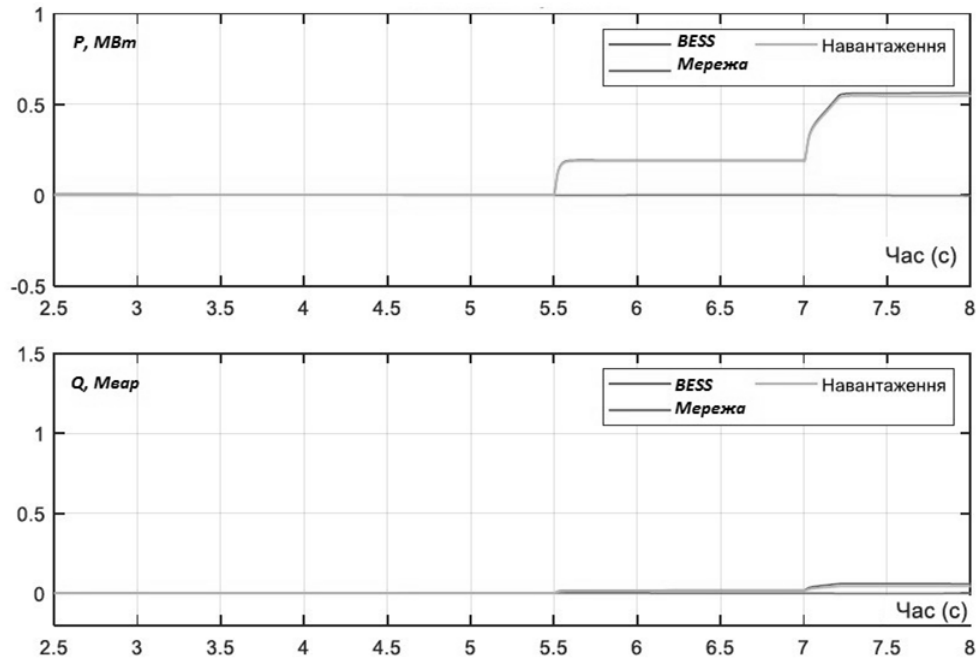


Рис. 3.20 Графіки активної та реактивної потужностей у процесі підключення навантаження (Cold Load Pickup)

Графік (рис. 3.20) демонструє здатність BESS працювати як єдине джерело енергії. У момент часу  $t = 5,5$  с (після стабілізації напруги холостого ходу) відбувається комутація фідерного вимикача навантаження. BESS миттєво реагує на стрибок попиту, забезпечуючи необхідну активну ( $P$ ) та реактивну ( $Q$ ) потужність. Важливо відзначити стабільність вихідних параметрів: інвертор успішно справляється з пусковим режимом, утримуючи баланс потужності без просідання. Потужність навантаження дзеркально відповідає генерації BESS (за вирахуванням втрат у лініях), що свідчить про адекватність моделі.

Діючі значення параметрів струму та напруги на шині споживача представлені на рис. 3.21.

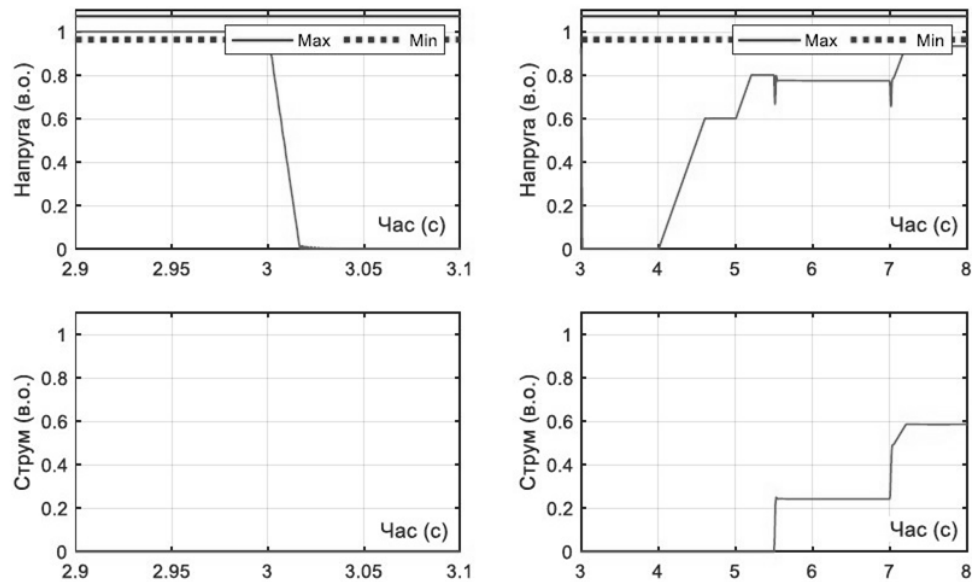


Рис. 3.21 Середньоквадратичні значення (RMS) напруги та струму на навантаженні до та після відновлення живлення

Аналіз рис. 3.21 підтверджує успішність операції проведення відновлення живлення навантаження через проведення процедури «чорного старту». Інтервал 3,0...4,0 с чітко ідентифікується як повна відсутність напруги. Починаючи з 4-ї секунди, напруга відновлюється до номінального рівня. Після підключення навантаження ( $t = 5,5$  с) напруга залишається стабільною. Це є ключовим індикатором ефективності алгоритму керування Grid-Forming: інвертор поводить себе як "жорстке" джерело напруги, ігноруючи збурення від підключення потужних споживачів.

Результати моделювання підтверджують технічну можливість реалізації функції «чорного старту» в промисловій мікромережі на базі акумуляторних систем. Використання алгоритму плавного пуску (Soft Start) дозволяє безпечно відновити напругу на шинах підстанції, а висока перевантажувальна здатність інверторів забезпечує надійне підхоплення навантаження з мінімальним порушення стандартів якості електроенергії.

**3.2.4 Дослідження алгоритмів автоматичної реконфігурації мережі при аварійних збуреннях.** Забезпечення надійності електропостачання промислового об'єкта вимагає реалізації функції самовідновлення мережі при

виникненні стійких пошкоджень. У даному сценарії досліджується робота системи автоматики при виникненні трифазного короткого замикання (КЗ) на землю в зоні Енергетичного центру (Мікромережа 2).

Логіка роботи системи захисту та автоматики (FLISR) передбачає наступну послідовність дій:

1. *Виявлення аварії.* Релейний захист фіксує надструми КЗ в Мікромережі 2.

2. *Локалізація та Ізоляція.* Розмикання ввідного вимикача Мікромережі 2 для відключення пошкодженої ділянки від зовнішньої мережі та гасіння дуги.

3. *Реконфігурація (Restoration).* Після ізоляції пошкодження контролер перевіряє резервні шляхи живлення. Подається команда на замикання секційного вимикача (Tie Breaker) між Мікромережею 1 та Мікромережею 2 (див. рис. 2.4). Таким чином, відповідальні споживачі Мікромережі 2 отримують живлення від ресурсів Мікромережі 1.

Проведемо аналіз електромагнітних процесів у вузлах генерації. Динаміка струмів та напруг двох підсистем наведених на рис. 3.22-3.23.

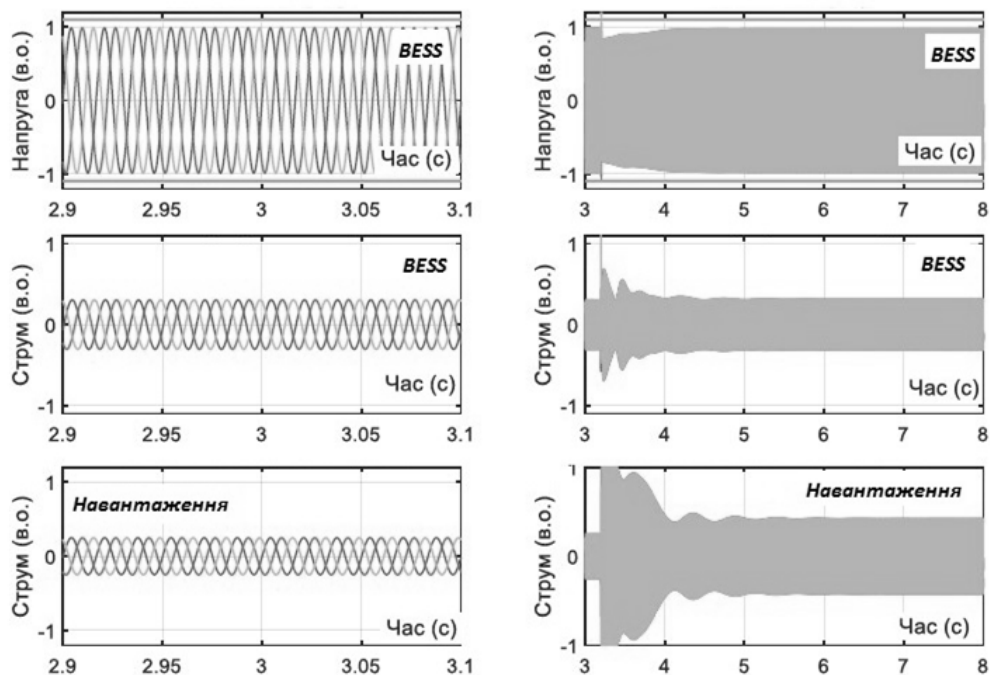


Рис. 3.22 Осцилограми напруг та струмів Мікромережі 1 (резервне живлення)

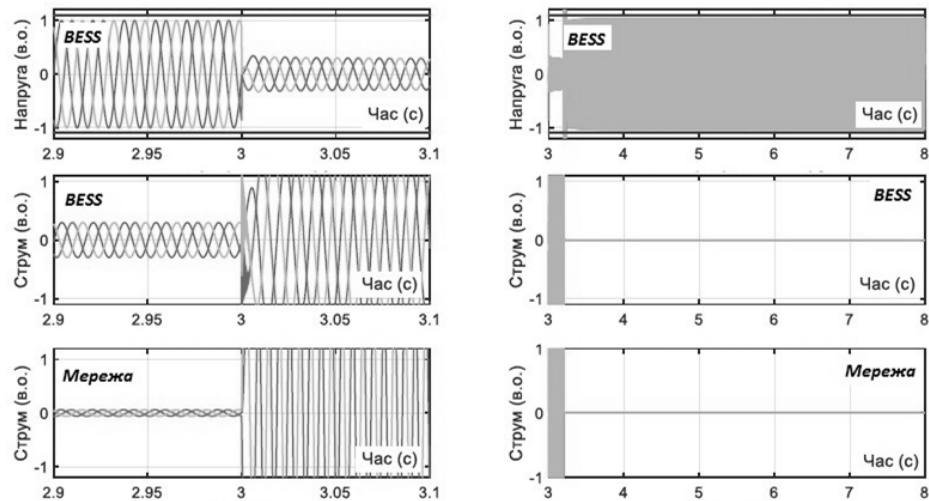


Рис. 3.23 Осцилограми напруг та струмів Мікромережі 2 (аварійна ділянка) до та після реконфігурації

Аналіз графіків дозволяє зробити наступні висновки.

Мікромережа 2 (аварійна, рис. 3.23). У момент  $t=3,2$  с фіксується аварійне збурення. Струм зовнішньої мережі (Grid Current) падає до нуля, що свідчить про спрацювання ввідного захисту та ізоляцію. Після короткої безструмової паузи (необхідної для перемикання контактів), напруга відновлюється завдяки підключенню до Мікромережі 1.

Мікромережа 1 (донор, рис. 3.22): Для цієї підсистеми момент комутації є ударним навантаженням. На осцилограмі видно, як BESS Мікромережі 1 миттєво збільшує видачу струму, щоб покрити потреби обох секцій. Стабільність напруги на виході BESS 1 свідчить про високу перевантажувальну здатність інвертора та ефективність регуляторів напруги, які утримують параметри в межах допуску навіть при різкому накиданні навантаження.

Проведемо оцінку енергетичного балансу при об'єднанні мереж. Перерозподіл потоків потужності показано на рис. 3.24 та рис. 3.25.

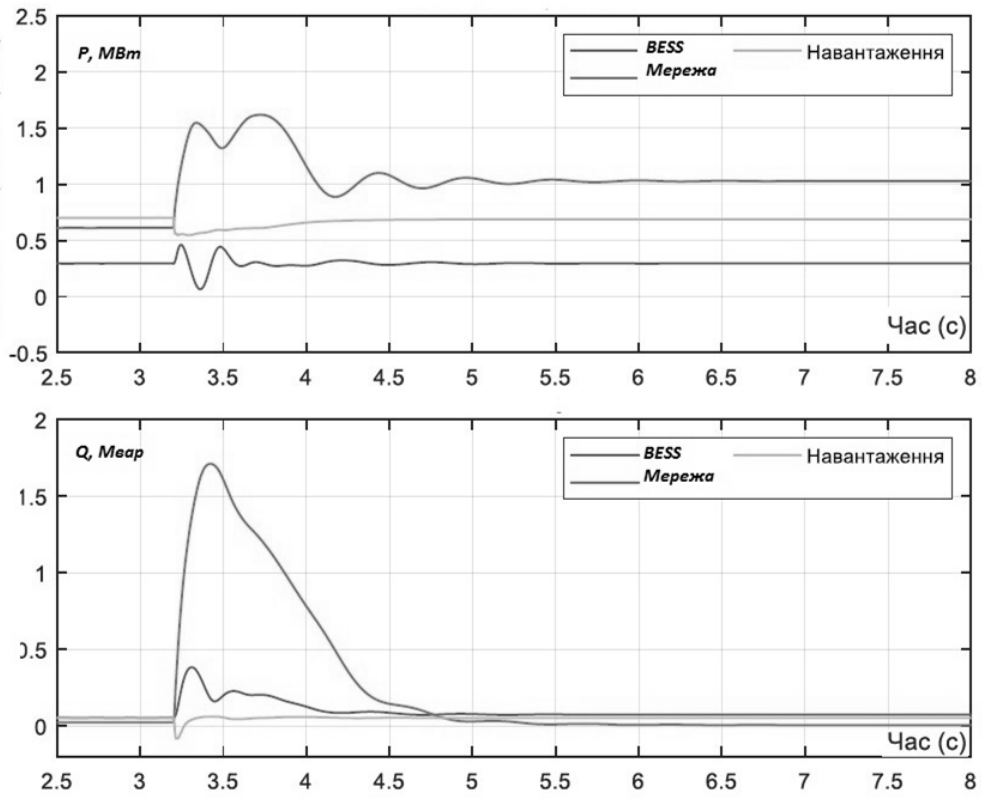


Рис. 3.24 Потужність у Мікромережі 1 (зростання навантаження)

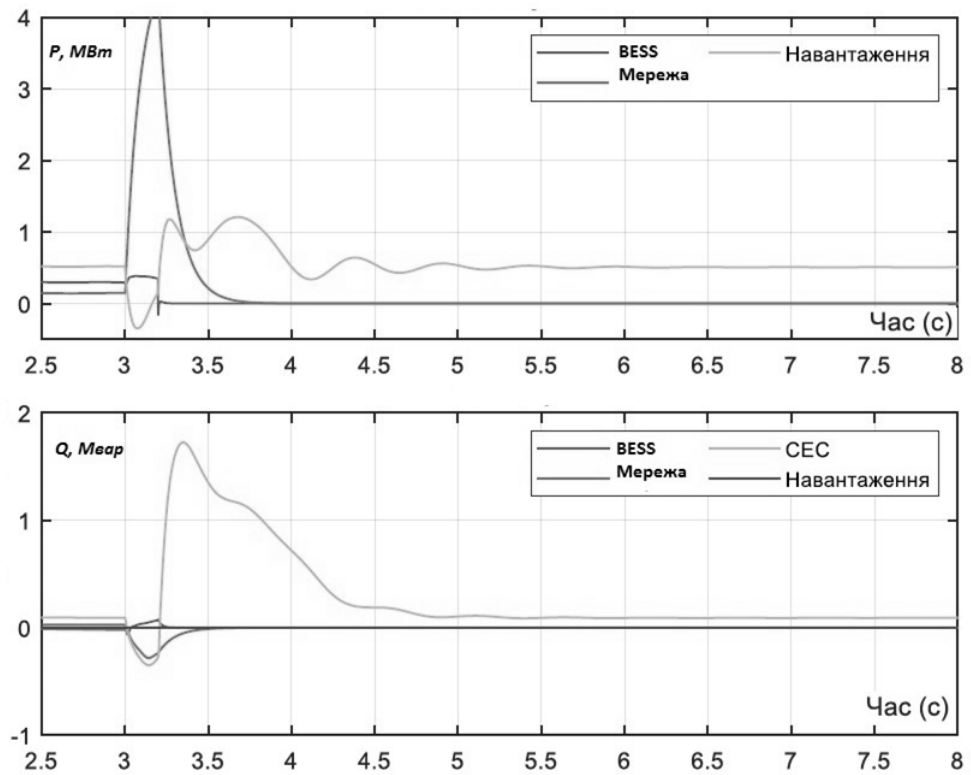


Рис. 3.25 Потужність у Мікромережі 2 (провал та відновлення)

Графіки демонструють успішність трансферу енергії:

У момент аварії ( $t = 3,2$  с) на графіку Мікромережі 2 (рис. 3.25) спостерігається провал потужності навантаження до нуля – споживачі знеструмлені. Після замикання секційного вимикача ( $t \approx 6,0$  с) навантаження відновлюється. Синхронно з цим на графіку Мікромережі 1 (рис. 3.24) видно стрибкоподібне зростання генерації BESS 1. Система виходить у новий усталений режим, де одна підстанція живить обидві секції споживачів.

Проаналізуємо питання надійності живлення споживачів. Вплив аварії та подальшої реконфігурації на напругу на затискачах навантаження показано на рис. 3.26 та 3.27.

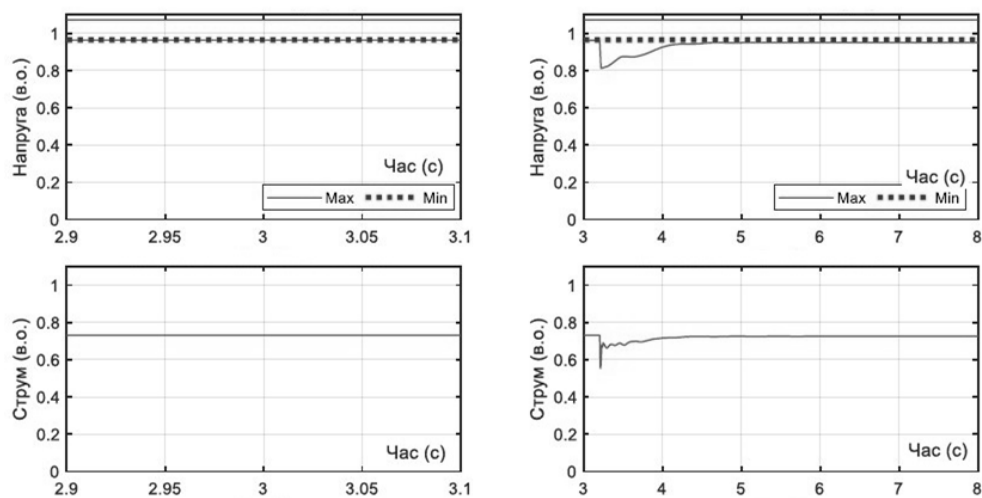


Рис. 3.26 Діючі значення (RMS) напруги на навантаженні Мікромережі 1

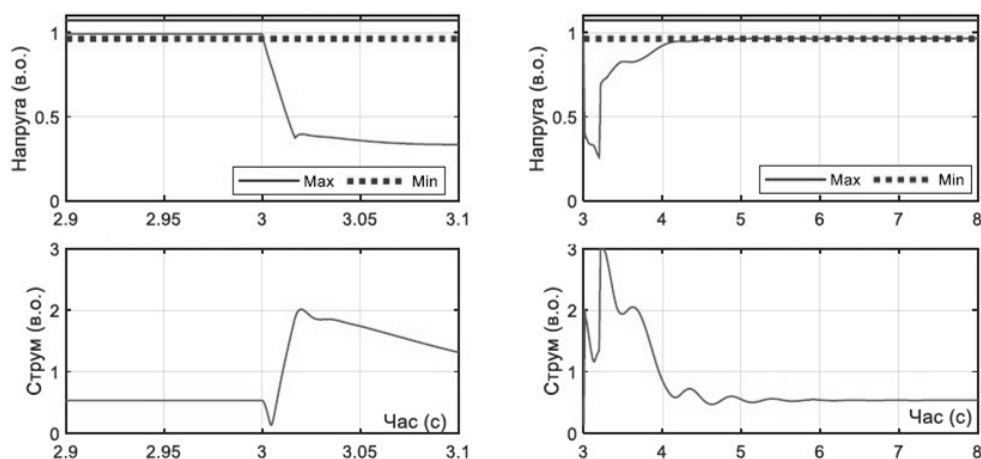


Рис. 3.27 Діючі значення (RMS) напруги на навантаженні Мікромережі 2

Проаналізуємо якість електроенергії.

Споживачі Мікромережі 1 (рис. 3.26) практично не відчують збурення. Напруга залишається стабільною, незважаючи на підключення додаткового навантаження. Це підтверджує "жорсткість" зовнішньої характеристики джерела живлення.

Споживачі Мікромережі 2 (рис. 3.27) зазнають короточасної перерви у живленні (близько 2,8 с), що обумовлено часом реакції автоматики та циклом реконфігурації. Після відновлення зв'язку напруга повертається до номінального рівня.

Результати моделювання підтверджують ефективність алгоритмів автоматичної реконфігурації. Система успішно локалізувала аварію та відновила живлення критичних споживачів постраждалої секції, використовуючи резерви суміжної мікромережі. Час перерви живлення є мінімальним, а параметри напруги після об'єднання мереж відповідають нормативним вимогам.

### **Висновки до розділу 3**

У третьому розділі роботи виконано комплексне імітаційне моделювання електромагнітних та електромеханічних процесів у мікромережах автономного та промислового типів. На основі аналізу отриманих результатів зроблено наступні висновки.

1. Експериментально підтверджено, що при аварійних збуреннях (відключення фідерного вимикача, різкі накиди навантаження) розроблена система керування забезпечує високу динамічну стійкість. Завдяки швидкодії інверторів BESS, відхилення напруги не перевищують допустимих меж, а система автоматично виходить на новий усталений режим без втрати синхронізму.

2. Доведено ефективність алгоритму керування дизель-генератором, що передбачає його автоматичне виведення в резерв при низьких навантаженнях (режим «Silent Running»). Встановлено, що перехід на живлення від BESS та подальший зворотний запуск генератора з ресинхронізацією відбуваються

плавно, без створення комутаційних перенапруг, що дозволяє суттєво заощадити паливний ресурс та подовжити термін служби обладнання.

3. Для промислової мікромережі верифіковано алгоритм «нульового перетоку» (Zero Power Flow) при плановому переході в острівний режим. Результати моделювання показали відсутність кидків струму в точці загального приєднання, що гарантує безпеку чутливого технологічного обладнання. Процес зворотної ресинхронізації із зовнішньою мережею характеризується високою точністю фазового підлаштування.

4. Підтверджено працездатність методу «чорного старту» для відновлення живлення повністю знеструмленого об'єкта. Використання алгоритму плавного пуску (Soft Start) напруги інвертором BESS дозволило успішно заживити трансформаторні підстанції та підхопити навантаження без виникнення критичних пускових струмів.

5. Продемонстровано ефективність роботи автоматики відновлення мережі (FLISR) при трифазних коротких замиканнях. Система успішно локалізувала аварійну ділянку та здійснила автоматичне перемикання живлення на резервне джерело (суміжну мікромережу), мінімізувавши час перерви електропостачання відповідальних споживачів.

## РОЗДІЛ 4

### ОХОРОНА ПРАЦІ

Впровадження систем розподіленої генерації, зокрема дизель-генераторних установок (ДГУ), вимагає суворого дотримання нормативів безпеки на всіх етапах життєвого циклу обладнання: від проектування та монтажу до безпосередньої експлуатації. Метою даного розділу є аналіз потенційних небезпек та розробка комплексу інженерно-технічних заходів, спрямованих на збереження життя та здоров'я персоналу і захист довкілля.

У процесі монтажу та налагодження дизельного генератора обслуговуючий персонал піддається впливу низки шкідливих та небезпечних виробничих факторів, серед яких: підвищений рівень шуму та вібрації, небезпека ураження електричним струмом, рухомі частини механізмів, а також токсичність продуктів згоряння палива. У зв'язку з цим, проектні рішення повинні базуватися на чинному законодавстві України, зокрема Законі «Про охорону праці», Правилах улаштування електроустановок (ПУЕ) та відповідних Державних будівельних нормах.

#### **4.1 Аналіз технічних характеристик та обґрунтування вибору місця розміщення енергетичного обладнання**

Основним об'єктом дослідження в частині охорони праці є дизельна електростанція на базі генератора HERTZ HG170RS номінальною потужністю 130 кВт. Вибір місця встановлення та умови експлуатації такого обладнання регламентуються вимогами пожежної безпеки, санітарними нормами щодо рівня шуму та електробезпеки.

Для розміщення установки передбачено спеціалізоване технічне приміщення площею 60 кв.м. Враховуючи значну масу обладнання (1800 кг) та наявність динамічних навантажень під час роботи двигуна, генератор

повинен встановлюватися на віброізолюваний залізобетонний фундамент, що не пов'язаний з несучими конструкціями будівлі. Це дозволяє мінімізувати поширення структурного шуму та вібрації.

Ключові техніко-експлуатаційні характеристики установки, що впливають на розробку заходів безпеки, зведено в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 Технічні характеристики та умови розміщення дизель-генераторної установки HG170RS

Найменування параметру	Характеристика / Значення показника	Примітка щодо безпеки
Силове обладнання	Дизельний генератор	
Виробник / Модель	HERTZ / HG170RS	Сертифіковано в Україні
Номинальна потужність	130 кВт	Клас напруги 0,4 кВ
Габаритні розміри (ДхШхВ)	2750 x 1700 x 1000 мм	Необхідні проходи мінімум 1 м
Експлуатаційна маса	1800 кг	Вимоги до фундаменту - віброізоляція
Локалізація	Окреме приміщення $S = 60 \text{ м}^2$	Категорія приміщення «В» (пожежонебезпечна)
Паливна система	Зберігання ПММ	Улаштування сховища ПММ
Тип сховища	Закрита металева ємність	Герметична, з піддоном
Розміщення	Зовнішнє, окремо розташоване	Пожежний розрив
Відстань до будівлі	$\geq 15$ метрів	Згідно з правилами пожежної безпеки
Вентиляція сховища	Природна, припливно-втяжна	Запобігання скупченню парів палива
Система керування	Релейний захист та автоматика	
Виробник / Тип	Schneider Electric / MiCOM P211	Мікропроцесорний захист
Функціонал	Захист двигуна та генератора	Від КЗ, перевантажень, перегріву
Розміщення	Шафа керування (ЩК)	Ступінь захисту IP54
Номинальна напруга кіл	до 10 кВ (вхідні кола вимірювання)	Вимагає допуску з електробезпеки
Номинальний струм	500 А	Термічна стійкість обладнання

Особливу увагу при проектуванні приділено системі паливостачання. Дизельне паливо відноситься до легкозаймистих рідин, тому основний запас палива зберігається в зовнішній закритій ємності, розташованій на безпечній відстані (не менше 15 м) від будівлі генераторної.

Така відстань забезпечує необхідний протипожежний розрив, що запобігає перекиданню вогню у випадку аварійної ситуації. Саме сховище обладнане системою вентиляції для видалення вибухонебезпечних парів.

Система автоматичного керування та захисту реалізована на базі термінала Schneider Electric MiCOM P211. Цей пристрій забезпечує моніторинг параметрів електричної мережі та автоматичне відключення установки при виникненні аварійних режимів (коротке замикання, перевантаження, асиметрія фаз), що є критично важливим для попередження електротравматизму та пожеж електротехнічного походження.

#### **4.2 Визначення та гігієнічна оцінка показників умов праці на робочих місцях**

Оцінка умов праці електротехнічного персоналу, що обслуговує об'єкти розподіленої генерації, здійснюється відповідно до «Гігієнічної класифікації праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу» (затверджена наказом МОЗ України № 248).

Роботи з монтажу, налаштування та експлуатації дизель-генераторної установки відносяться до категорії робіт середньої важкості, що виконуються у закритих приміщеннях. Згідно з вимогами ПУЕ, приміщення дизельної відноситься до класу приміщень з підвищеною небезпекою через наявність струмопровідних підлог, заземлених металевих конструкцій корпусу генератора та можливості одночасного дотику до них і до струмоведучих частин, що можуть опинитися під напругою. Детальна характеристика факторів виробничого середовища та трудового процесу для бригади електромонтерів наведена в таблиці 4.2.

Під час роботи дизель-генератор виділяє значну кількість тепла, критично важливим є забезпечення ефективної вентиляції. Параметри температури 15-20°C відповідають нормам для робіт категорії Іа. Вологість підтримується на рівні, що запобігає утворенню конденсату на електрообладнанні.

Таблиця 4.2 Карта умов праці та характеристика робочого місця

Найменування показника	Характеристика показника	Фактичне / Нормативне значення
<b>Організація робіт</b>		
Склад бригади	Кількість осіб	3 особи
Кваліфікаційні вимоги	Група з електробезпеки (згідно ПБЕЕ)	1 особа – V група (керівник робіт, відповідальний за безпеку). 2 особи – IV група (виконавці робіт).
<b>Характеристика приміщення</b>		
Місце виконання	Тип / Площа	Закрите, стаціонарне / 60 м <sup>2</sup>
Категорія електробезпеки	Класифікація за ПУЕ	Приміщення з підвищеною небезпекою (струмопровідний пил, вологість, можливість одночасного дотику до землі та корпусу).
<b>Зміст трудової діяльності</b>		
Обсяг робіт	Основні операції	1. Механічний монтаж ДГУ. 2. Облаштування контуру заземлення. 3. Комутація силових кабелів. 4. Налаштування контролера автоматики. 5. Пусконаладжувальні роботи під навантаженням.
<b>Санітарно-гігієнічні умови</b>		
Мікроклімат (ДСН 3.3.6.042-99)	Температура пов. Відносна вологість Швидкість повітря	15...25°С (оптимальна для категорії Па) 40...60% (допустима до 75%) 0,2 м/с
Системи життєзабезпечення	Опалення Вентиляція	Промисловий інфрачервоний обігрівач. Припливно-витяжна з механічним спонуканням (для видалення надлишків тепла від двигуна).
Шум та вібрація	Засоби захисту	ДГУ у звукоізоляційному кожусі (Super Silent). Рівень шуму < 80 дБА.
<b>Психофізіологічні фактори</b>		
Важкість праці	Підняття вантажів Категорія важкості	До 10 кг (ручний інструмент, деталі). II категорія (середньої важкості).
Напруженість праці	Спостереження Активні дії Змінність	20% часу (моніторинг показників). 40% часу (монтаж, перемикання). 1 зміна (8 годин, денна).
Навантаження на органи чуття	Зорове напруження	Категорія II (робота з дисплеями, шкалами приладів).
<b>Освітлення (ДБН В.2.5-28:2018)</b>		
Робоче освітлення	Тип ламп / Рівень	Світлодіодне (LED), загальне рівномірне. $E_{min} = 200$ лк (розряд зорової роботи IV).
Аварійне освітлення	Призначення / Рівень	Для евакуації та продовження роботи. $E_{avar} \geq 20$ лк (10% від робочого).
<b>Загальний висновок</b>		
Клас умов праці	Гігієнічна оцінка	Допустимі (Клас 2) – умови, що не перевищують гігієнічних нормативів.

Згідно з ДБН В.2.5-28:2018, для приміщень щитових та машинних залів дизельних електростанцій нормована освітленість складає 200 лк. Використання LED-світильників забезпечує високий індекс передачі кольору ( $Ra > 80$ ), що важливо для правильної ідентифікації кольорового маркування проводів. Наявність аварійного освітлення (живлення від незалежного джерела або вбудованих акумуляторів) є обов'язковою вимогою безпеки для запобігання травматизму при раптовому відключенні основного світла.

Електробезпека: Виконання робіт дозволяється лише персоналу з відповідною кваліфікаційною групою (IV–V). Це обумовлено тим, що обслуговування генератора та АВР пов'язане з роботою в діючих електроустановках до та понад 1000 В.

Таким чином, за сукупністю факторів умови праці на робочому місці класифікуються як допустимі (2 клас), що означає відсутність незворотних змін у стані здоров'я працівників при дотриманні режимів праці та відпочинку.

#### **4.3 Розрахунок захисного заземлення дизель-генераторної установки**

Оскільки дизель-генератор є джерелом живлення в мережі напругою 380/220 В із глухозаземленою нейтраллю, згідно з ПУЕ (п. 1.7.101), опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати  $R_{\text{норм}} = 4 \text{ Ом}$ .

Метою розрахунку є визначення геометричних параметрів штучного заземлювача (кількості вертикальних електродів), що забезпечить необхідний опір розтіканню струму.

Приймемо наступні вихідні дані для розрахунку: тип ґрунту - суглинок (середньої вологості); питомий опір ґрунту  $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ; кліматична зона II (Україна), коефіцієнт сезонності:  $K_c = 1,5$ .

Розрахунковий питомий опір ґрунту:  $\rho_{\text{розр}} = \rho \cdot K_c = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Електроди вертикальні: сталевий кутник  $50 \times 50 \times 5$  мм,  $L = 2,5$  м;  
 електроди горизонтальні (з'єднувальна смуга): сталева штаба  $40 \times 4$  мм,  
 глибина закладання  $t = 0,7$  с.

### Хід розрахунку.

1. Опір розтіканню струму одного вертикального електроду ( $R_{\text{в}}$ ). Використовуємо формулу для стержньового заземлювача. Для спрощення використовуємо інженерну формулу Арк'є:

$$R_{\text{в}} \approx \frac{0,84 \cdot \rho_{\text{розр}}}{L} = \frac{0,84 \cdot 150}{2,5} = 50,4 \text{ Ом.}$$

2. Попередні розрахунки кількості електродів ( $n_0$ ), без урахування екранування (взаємного впливу):

$$n_0 = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{норм}}} = \frac{50,4}{4} = 12,6 \approx 13 \text{ шт.}$$

3. Уточнення кількості з урахуванням коефіцієнта використання ( $\eta_{\text{в}}$ ). Приймаємо розміщення електродів у ряд з відстанню між ними  $a = L = 2,5$  м. Для  $n = 13$  коефіцієнт використання вертикальних електродів  $\eta_{\text{в}} \approx 0,58$ .

$$n = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{норм}} \cdot \eta_{\text{в}}} = \frac{50,4}{4 \cdot 0,58} = 21,7.$$

Отримане значення завелика для лінійного розміщення. Змінюємо конфігурацію на замкнений контур (периметр) навколо будівлі дизельної. Приймаємо  $n = 16$  електродів по периметру. Коефіцієнт використання  $\eta_{\text{в}} \approx 0,65$ .

4. Розрахунок опору горизонтальної смуги ( $R_{\text{г}}$ ). Довжина смуги

(периметр):  $L_r = n \cdot a = 16 \cdot 2,5 = 40 \text{ м}$ .

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}}{L_r} \cdot \lg \frac{2L_r^2}{b \cdot t} = \frac{0,366 \cdot 150}{40} \cdot \lg \frac{2 \cdot 40^2}{0,04 \cdot 0,7} = 1,37 \cdot \lg(114285) \approx 6,9 \text{ Ом}.$$

5.5 Результуючий опір заземлюючого пристрою ( $R_{\text{з.п.}}$ ). З урахуванням паралельного з'єднання вертикальних електродів та горизонтальної смуги:

$$R_{\text{з.п.}} = \frac{1}{\frac{n \cdot \eta_{\text{в}}}{R_{\text{в}}} + \frac{\eta_{\text{г}}}{R_{\text{г}}}}$$

де  $\eta_{\text{г}} \approx 0,35$  — коефіцієнт використання горизонтальної смуги.

$$R_{\text{з.п.}} = \frac{1}{\frac{16 \cdot 0,65}{50,4} + \frac{0,35}{6,9}} = \frac{1}{0,206 + 0,051} = \frac{1}{0,257} = 3,89 \text{ Ом}.$$

Розрахункове значення опору заземлюючого пристрою становить 3,89 Ом, що задовольняє умову  $R_{\text{з.п.}} \leq 40 \text{ Ом}$ .

Таким чином, для забезпечення електробезпеки необхідно змонтувати контур із 16 вертикальних електродів довжиною 2,5 м, з'єднаних штабою по периметру довжиною 40 м.

#### **Висновки до розділу 4**

У четвертому розділі кваліфікаційної роботи здійснено аналіз питань охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях стосовно проєктування та експлуатації об'єкта розподіленої генерації (дизельної електростанції). За результатами проведених досліджень зроблено наступні висновки:

1. Встановлено, що основними шкідливими та небезпечними виробничими факторами при експлуатації дизель-генератора потужністю 130 кВт є підвищена напруга в електричних колах, акустичне навантаження (шум), вібрація та пожежонебезпека паливно-мастильних матеріалів. Визначено, що приміщення електростанції згідно з ПУЕ відноситься до категорії приміщень з підвищеною безпекою.

2. На основі аналізу санітарно-гігієнічних факторів (мікроклімат, освітлення, важкість та напруженість праці) проведено атестацію робочого місця електротехнічного персоналу. Згідно з Гігієнічною класифікацією праці, умови визначено як допустимі (2 клас), що гарантує збереження здоров'я працівників при дотриманні розроблених регламентів.

3. Виконано розрахунок захисного заземлення для електроустановки з напругою до 1 кВ. Обґрунтовано конструкцію контуру заземлення, що складається з 16 вертикальних електродів та з'єднувальної штаби по периметру будівлі. Розрахунковий опір заземлюючого пристрою становить 3,89 Ом, що задовольняє нормативну вимогу ПУЕ ( $R \leq 4 \text{ Ом}$ ) і забезпечує ефективний захист персоналу від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішено актуальне завдання підвищення ефективності та надійності функціонування мікромереж шляхом розробки та дослідження удосконалених алгоритмів керування режимами роботи. Основні результати роботи полягають у наступному.

1. На основі аналізу міжнародних стандартів IEEE 2030.x та ISO 62898 обґрунтовано вибір гібридної архітектури мікромереж, що поєднує традиційну генерацію (дизельна установка), відновлювані джерела енергії (СЕС) та системи накопичення енергії (BESS). Визначено, що критичною умовою стійкості таких систем є використання інверторів з функцією формування мережі.

2. У середовищі MATLAB/Simulink розроблено комплексні імітаційні моделі автономної та промислової мікромереж, які враховують динамічні характеристики силового обладнання та стохастичний характер навантаження. Розроблено структуру системи керування на базі скінченних автоматів, що реалізує дворівневу логіку: диспетчеризацію (сталі режими) та керування переходами (аварійні режими).

3. Експериментально підтверджено ефективність розробленого алгоритму паливної оптимізації. Доведено, що автоматичне виведення дизель-генератора в резерв при низьких навантаженнях із заміщенням його потужності енергією BESS дозволяє уникнути неефективних режимів роботи двигуна, зменшити витрати палива та зберегти ресурс обладнання без зниження якості електропостачання.

4. Верифіковано алгоритми «безшовного» перемикання режимів. Встановлено, що використання методу керування нульовим перетоком потужності забезпечує планове відокремлення від енергосистеми без комутаційних збурень. Для зворотної ресинхронізації успішно застосовано алгоритми фазового автопідлаштування частоти, що забезпечують точне

узгодження векторів напруги.

5. Досліджено та реалізовано сценарій автоматичного відновлення живлення повністю знеструмленої мережі («чорний старт»). Використання алгоритму плавного пуску інвертора BESS дозволило уникнути критичних кидків струму намагнічування трансформаторів та забезпечити надійне підхоплення навантаження.

6. Підтверджено здатність розробленої системи до автоматичної реконфігурації при коротких замиканнях. Система успішно локалізує аварійну ділянку та відновлює живлення споживачів від резервного вводу суміжної мікромережі за мінімальний час.

7. Проведено аналіз небезпечних виробничих факторів та розроблено комплекс заходів із забезпечення безпеки персоналу. Виконано інженерний розрахунок захисного заземлення ( $R = 3,89 \text{ Ом}$ ), що відповідає вимогам ПУЕ та гарантує електробезпеку при експлуатації дизель-генераторної установки.

8. Розроблені моделі та алгоритми можуть бути використані при проєктуванні реальних систем електропостачання промислових підприємств та автономних об'єктів для підвищення їх енергонезалежності та економічної ефективності.

**ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ**

1. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers: IEEE Std 2030.7-2017. New York: IEEE Standards Association, 2017. 43 p.
2. IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers: IEEE Std 2030.8-2018. New York: IEEE Standards Association, 2018. 56 p.
3. IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid: IEEE Std 2030.9-2019. New York: IEEE Standards Association, 2019. 38 p.
4. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification: ISO 62898-1:2017. Geneva: International Organization for Standardization, 2017. 46 p.
5. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces: IEEE Std 1547-2018. New York: IEEE Standards Association, 2018. 138 p.
6. Hirsch A., Parag Y., Guerrero J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 90. P. 402–411.
7. Kroposki B., Johnson B., Zhang Y. Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2017. Vol. 15, no. 2. P. 61–73.
8. Lasseter R. H. Microgrids. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. New York, 2002. Vol. 1. P. 305–308.
9. Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., Rodriguez P. Control of Power Converters in AC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2012. Vol. 27, no. 11. P. 4734–4749.
10. Guerrero J. M., Chandorkar M., Lee T., Loh P. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids: Decentralized and Hierarchical Control. *IEEE Industrial Electronics Magazine*. 2013. Vol. 7, no. 4. P. 26–38.

11. Q. Zhong, G. Weiss. Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011. Vol. 58, no. 4. P. 1259–1267.
12. Hatziaargyriou N. *Microgrids: Architectures and Control*. London: Wiley-IEEE Press, 2014. 344 p.
13. Milano F., Dörfler F., Hug G., Hill D. J., Verbič G. Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems. *20th Power Systems Computation Conference (PSCC)*. Dublin, 2018. P. 1–25.
14. Matevosyan J., et al. Grid-Forming Inverters: Are They the Key for High Renewable Penetration? *IEEE Power and Energy Magazine*. 2019. Vol. 17, no. 6. P. 89–98.
15. Pattabiraman D., Lasseter R. H., Jahns T. M. Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Portland, 2018. P. 1–5.
16. Unruh P., Nuschke M., Strauß P., Welck F. Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 21. Art. 5217.
17. Roscoe A. J., et al. A VSM (Virtual Synchronous Machine) conversion for a wind turbine full converter to provide inertia and frequency response. *12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC)*. 2016. P. 1–6.
18. Simpson-Porco J. W., Shafiee Q., Dörfler F. Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2015. Vol. 62, no. 11. P. 7025–7038.
19. Rezkallah M., et al. Control and Energy Management of Hybrid Microgrid System. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2019. Vol. 55, no. 2. P. 1968–1978.
20. Shi Y., Xu B., Wang D., Zhang B. Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33, no. 3. P. 2882–2894.

21. Wang X., Blaabjerg F. Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10, no. 3. P. 2858–2870.
22. Jain A., et al. Black Start Restoration of Microgrid with Distributed Energy Resources. *North American Power Symposium (NAPS)*. Fargo, 2018. P. 1–6.
23. MathWorks. *Simscape Electrical User's Guide*. Natick : The MathWorks, Inc., 2023. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/>.
24. Правила улаштування електроустановок. Київ: Мінпаливенерго України, 2017. 617 с.
25. Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів: Наказ Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09.01.1998 № 4 (НПАОП 40.1-1.21-98).
26. ДБН В.2.5-23:2010. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 143 с.
27. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 132 с.
28. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку: ДСН 3.3.6.037-99. Київ: МОЗ України, 1999.