

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання
(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ Олена БОРИЧЕНКО
«__» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітня програма Системи забезпечення споживачів електричною енергією**

**на тему: «Особливості регулювання напруги у розподільних мережах з
локальними джерелами енергії»**

Виконав (-ла): студент (-ка) II курсу, групи ГЕ-41мп

Хоренко Анастасія Богданівна _____
(прізвище, ім'я по батькові) (підпис)

Науковий керівник д.т.н., проф. Попов Володимир Андрійович _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Нормоконтроль провідний інженер Прокопенко І.Д. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент (-ка) _____

Київ – 2025 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

Завідувач кафедри

_____ Олена БОРИЧЕНКО

« ___ » _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Хоренко Анастасії Богданівни
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації « Особливості регулювання напруги у розподільних мережах з локальними джерелами енергії »
науковий керівник дисертації д.т.н., проф. Попов Володимир Андрійович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом по університету від 03 листопада 2025 р. №4749-с
2. Строк подання студентом дисертації 17 грудня 2025 року
3. Об'єкт дослідження процеси забезпечення якості електричної енергії в розподільних мережах з інтегрованими джерелами розподіленої генерації.
4. Предмет дослідження методи та засоби регулювання напруги в розподільних мережах з урахуванням впливу інтеграції розосередженої генерації та установок зберігання енергії.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити аналіз наслідків інтеграції відновлюваних джерел енергії в розподільні мережі, оцінку спроможності існуючих засобів регулювання напруги, визначення шляхів підвищення ефективності централізованого керування та перспектив впровадження smart-інверторів.
6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: вступ, мета та завдання, об'єкт та предмет дослідження, методи дослідження, наукова новизна, практична реалізація, апробація результатів, взаємозв'язок з іншими роботами, результати та висновки.

7.Орієнтовний перелік публікацій *Khorenko A. Ukraine's energy sector during the war and prospects for post-war recovery IX Ogólnopolskiej Konferencji Młodych Energetyków.*

В.А. Попов, О.С. Ярмолюк, А.Б. Хоренко, І.Р. Гладченко Особливості регулювання напруги у системах розподілу електричної енергії з локальними джерелами енергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 3.

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 01 вересня 2025 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Аналіз літературних джерел	01.09.25-15.09.25	
2	Визначення методів дослідження	01.09.25-08.09.25	
3	Оформлення першого розділу	08.09.25-22.09.25	
4	Робота над другим розділом	22.09.25-19.10.25	
5	Оформлення другого розділу	20.10.25-03.11.25	
6.	Робота над третім розділом	27.10.25-10.11.25	
7.	Розробка стартап проекту	03.11.25-24.11.25	
8.	Оформлення дисертації	24.11.25-08.12.25	
9.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	08.12.25-12.12.25	
10.	Захист дисертації	22.12.2025	

Студент

_____ (підпис)

А.Б. Хоренко
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

_____ (підпис)

В.А. Попов
(ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Відомості про обсяг роботи: дисертація викладена на 123 сторінках, складається зі вступу, чотирьох розділів та висновків. У роботі міститься 14 рисунків, 10 таблиць, список використаних джерел із 42 найменувань.

Актуальність теми: Актуальність теми зумовлена стрімкою інтеграцією відновлюваних джерел енергії у розподільні мережі, що трансформуює їх з пасивних проблеми зі стабілізацією напруги. Оскільки традиційні засоби регулювання виявляються недостатньо ефективними та інерційними в умовах динамічної зміни генерації, критичного значення набуває використання smart-інверторів як активних інструментів керування режимами мережі. Дослідження та впровадження адаптивних алгоритмів роботи таких інверторів дозволяє вирішити проблему якості електроенергії, підвищити пропускну здатність ліній та забезпечити надійну інтеграцію розподіленої генерації без необхідності капітальної реконструкції мережевої інфраструктури.

Мета і задачі дослідження – аналіз стану та наслідків інтеграції відновлюваних джерел енергії в розподільні мережі; оцінка можливості та достатності використання існуючих засобів регулювання напруги для забезпечення нормованої якості електричної енергії в сучасних умовах; визначення напрямків підвищення ефективності централізованого регулювання напруги; перспективи та шляхів впровадження smart-інверторів в умовах розвитку використання відновлюваних джерел енергії; розробка стартап-проєкту.

Об'єкт дослідження – процеси забезпечення якості електричної енергії в розподільних мережах з інтегрованими джерелами розподіленої генерації.

Предмет дослідження – методи та засоби регулювання напруги в розподільних мережах з урахуванням впливу інтеграції розосередженої генерації та установок зберігання енергії.

Методи дослідження – для вирішення поставлених задач було застосовано методи системного аналізу для дослідження взаємного впливу розподіленої генерації та параметрів мережі, а також методи порівняльного аналізу алгоритмів

керування для визначення оптимальної стратегії регулювання напруги в умовах обмежень стандарту IEEE 1547.

Наукова новизна одержаних результатів: Наукова новизна полягає в удосконаленні підходу до регулювання напруги в розподільних мережах шляхом обґрунтування ефективності застосування адаптивного режиму smart-інверторів (Volt-Var) замість статичної компенсації, що дозволяє мінімізувати реактивні перетоки в нормальних режимах, а також у визначенні оптимальних умов використання функції обмеження активної потужності (Volt-Watt) як аварійного механізму, що сумарно забезпечує підвищення пропускної здатності мережі при мінімізації втрат генерації.

Апробація результатів роботи. IX Ogólnopolskiej Konferencji Mtodych Energetykow. Warszawa, 18-19 listopada 2024 roku.

Публікація результатів роботи. Khorenko A. Ukraine's energy sector during the war and prospects for post-war recovery. IX Ogólnopolskiej Konferencji Mtodych Energetykow. Warszawa, 18-19 listopada 2024 roku.

В.А. Попов, О.С. Ярмолюк, А.Б. Хоренко, І.Р. Гладченко Особливості регулювання напруги у системах розподілу електричної енергії з локальними джерелами енергії. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2024. № 3

Ключові слова: ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, УСТАНОВКИ ЗБЕРІГАННЯ ЕНЕРГІЇ, РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, SMART-ІНВЕРТОРИ, РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.

ABSTRACT

Information about the scope of work: the dissertation is presented on 123 pages and consists of an introduction, four chapters, and conclusions. The work contains 14 figures, 10 tables, and a list of 42 references.

Relevance of the topic: The relevance of the topic is due to the rapid integration of renewable energy sources into distribution networks, which transforms them from passive problems with voltage stabilization. Since traditional control methods are proving to be insufficiently effective and inertial in conditions of dynamic changes in generation, the use of smart inverters as active tools for controlling network modes is becoming critical. Research and implementation of adaptive algorithms for such inverters can solve the problem of power quality, increase line capacity, and ensure reliable integration of distributed generation without the need for major reconstruction of the network infrastructure.

The purpose and objectives of the study are to analyze the state and consequences of integrating renewable energy sources into distribution networks; to assess the possibility and adequacy of using existing voltage regulation means to ensure standardized power quality in modern conditions; to identify areas for improving the efficiency of centralized voltage regulation; prospects and ways of introducing smart inverters in the context of the development of renewable energy sources; development of a start-up project.

The object of the study is the processes of ensuring the quality of electrical energy in distribution networks with integrated distributed generation sources.

The subject of the study is methods and means of voltage regulation in distribution networks, taking into account the impact of the integration of distributed generation and energy storage facilities.

Research methods – to solve the set tasks, methods of system analysis were used to study the mutual influence of distributed generation and network parameters, as well as methods of comparative analysis of control algorithms to determine the optimal voltage regulation strategy under the constraints of the IEEE 1547 standard.

Scientific novelty of the results obtained: The scientific novelty lies in improving the approach to voltage regulation in distribution networks by substantiating the effectiveness of using the adaptive mode of smart inverters (Volt-Var) mode instead of static compensation, which minimizes reactive flows in normal modes, as well as in determining the optimal conditions for using the active power limitation function (Volt-Watt) as an emergency mechanism, which collectively provides an increase in network throughput while minimizing generation losses.

Approval of work results. 9th National Conference of Energy Engineers. Warsaw, November 18-19, 2024.

Publication of the results of the work. Khorenko A. Ukraine's energy sector during the war and prospects for post-war recovery. 9th National Conference of Energy Engineers. Warsaw, November 18-19, 2024.

V.A. Popov, O.S. Yarmolyuk, A.B. Khorenko, I.R. Gladchenko Features of voltage regulation in electrical power distribution systems with local energy sources. Energy: economics, technology, ecology. 2024. No. 3.

Keywords: RENEWABLE ENERGY SOURCES, ENERGY STORAGE SYSTEMS, DISTRIBUTION NETWORKS, VOLTAGE REGULATION, SMART INVERTERS, REACTIVE POWER CONTROL.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	10
ВСТУП	14
1 ЗАГАЛЬНІ ТЕНДЕНЦІЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ СВІТОВОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ	16
1.1 АКТУАЛЬНІСТЬ ЗАВДАНЬ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ	16
1.2 ПРОБЛЕМИ ПОВ'ЯЗАНІ З ІНТЕГРАЦІЄЮ ЛДЕ В РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ	20
1.3 ОГЛЯД СВІТОВОГО ДОСВІДУ НОРМАТИВНОЇ ПІДТРИМКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ЛДЕ (КРАЇНИ ЕС).....	35
1.4 ОГЛЯД СВІТОВОГО ДОСВІДУ НОРМАТИВНОЇ ПІДТРИМКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ЛДЕ (КРАЇНИ ПІВНІЧНОЇ АМЕРИКИ).....	42
Висновки до розділу 1	45
2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ЛДЕ	48
2.1 АКТУАЛЬНІСТЬ ЗАВДАНЬ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ	48
2.2 ОСОБЛИВОСТІ НАЛАШТУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЦЕНТРАЛІЗОВАНИХ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В УМОВАХ ВИКОРИСТАННЯ ЛДЕ	52
2.3 Підвищення ефективності централізованого регулювання напруги за рахунок залучення BESS.....	59
Висновки до розділу 2.....	65
3 КЕРУВАННЯ НАПРУГОЮ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З ЗАЛУЧЕННЯМ SMART-ІНВЕРТОРІВ	68
3.1 ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ ВИКОРИСТАННЯ SMART-ІНВЕРТОРІВ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	68
3.2 РЕЖИМИ РОБОТИ SMART ІНВЕРТОРІВ	75

3.3 Порівняння режимів роботи SMART ІНВЕРТОРІВ.....	88
Висновки до розділу 3	94
4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЄКТУ	97
4.1 Опис ідеї стартап-проєкту	97
4.2 Технологічний аудит ідеї проєкту.....	103
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту	105
4.4 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї проєкту	110
Висновок до розділу 4.....	114
ВИСНОВКИ.....	116
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	118

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

aFRR – automatic Frequency Restoration Reserve (автоматичний резерв відновлення частоти, aРВЧ);

AMI – Advanced Metering Infrastructure (інфраструктура вдосконаленого обліку);

AVR – Automatic Voltage Regulator (автоматичний регулятор напруги);

BESS – Battery Energy Storage Systems (системи накопичення енергії на акумуляторах);

DER – Distributed Energy Resources (розподілені джерела енергії);

DERMS – Distributed Energy Resource Management System (система управління розподіленими енергоресурсами);

DETC – De-Energized Tap Changer (пристрій перемикання відгалужень без збудження / ПБЗ);

DMS – Distribution Management System (система управління розподільними мережами);

EMS – Energy Management System (система енергоменеджменту / система управління енергоспоживанням);

ERCOT – Electric Reliability Council of Texas (Рада з надійності електропостачання Техасу, регіональний оператор США);

FCR – Frequency Containment Reserve (резерв підтримання частоти, РПЧ);

FERC – Federal Energy Regulatory Commission (Федеральна комісія з регулювання енергетики США);

FRT – Fault Ride Through (здатність генераторів долати наскрізні струми короткого замикання);

FSM – Frequency Sensitive Mode (режим чутливості до зміни частоти);

GFL – Grid-Following (режим «ведений мережею», інвертор слідує за напругою мережі);

HVRT – High Voltage Ride Through (здатність обладнання залишатися в роботі при підвищенні напруги);

IBG – Inverter-Based Generation (генерація на основі інверторів);

IEA – International Energy Agency (Міжнародне енергетичне агентство);

ISO – Independent System Operator (незалежний системний оператор);

LFSM-O – Limited Frequency Sensitive Mode Over (режим обмеженої чутливості при підвищенні частоти);

LFSM-U – Limited Frequency Sensitive Mode Under (режим обмеженої чутливості при зниженні частоти);

LVDN – Low Voltage Distribution Network (розподільна мережа низької напруги);

LVRT – Low Voltage Ride Through (здатність обладнання залишатися в роботі при зниженні напруги);

mFRR – manual Frequency Restoration Reserve (ручний резерв відновлення частоти, рРВЧ);

MPPT – Maximum Power Point Tracking (відстеження точки максимальної потужності);

MVDN – Medium Voltage Distribution Network (розподільна мережа середньої напруги);

NC RfG – Network Code on Requirements for Generators (Мережевий кодекс вимог до генераторів);

NERC – North American Electric Reliability Corporation (Північноамериканська корпорація з надійності електропостачання);

NLTC – No-Load Tap Changer / Off-Circuit Tap Changer (пристрій перемикання відгалужень без навантаження / ПБЗ);

NREL – National Renewable Energy Laboratory (Національна лабораторія з відновлюваної енергетики США);

OLTC – On-Load Tap Changer (пристрій регулювання напруги під навантаженням / РПН);

PJM – PJM Interconnection (регіональна організація передачі електроенергії в США);

PLL – Phase Locked Loop (фазове автопідлаштування частоти);

PPM – Power Park Modules (енергогенеруючі модулі, наприклад, СЕС або ВЕС);

RegD – Regulation D (динамічний сигнал регулювання частоти на ринку PJM);

RoCoF – Rate of Change of Frequency (швидкість зміни частоти);

RTO – Regional Transmission Organization (регіональна організація з передачі електроенергії);

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition (система диспетчерського управління та збору даних);

SCR – Short Circuit Ratio (відношення короткого замикання, характеристика «силової» міцності мережі);

SOP – Soft Open Point (гнучкий розмикач / пристрій на базі силової електроніки для зв'язку фідерів);

STATCOM – Static Synchronous Compensator (статичний синхронний компенсатор);

SVR – Step Voltage Regulator (ступінчастий регулятор напруги);

THD – Total Harmonic Distortion (сумарний коефіцієнт гармонійних спотворень);

TSO – Transmission System Operator (оператор системи передачі);

VPP – Virtual Power Plant (віртуальна електростанція);

БСК – батарея статичних конденсаторів;

ВДЕ – відновлювані джерела енергії;

ВЕС – вітрова електростанція;

КБ – конденсаторна батарея;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

ЛДЕ – локальні джерела енергії;

ОЕС – об'єднана енергетична система;

ОСР – оператор системи розподілу;

ОТГ – об'єднана територіальна громада;
РГ – розподілена генерація;
РЕМ – розподільні електричні мережі;
РПН – регулювання під навантаженням;
РПЧ – резерв підтримки частоти;
СЕС – сонячна електростанція;
СК – синхронний компенсатор;
СТК – статичний тиристорний компенсатор;
ТП – трансформаторна підстанція;
УЗЕ – сстановка зберігання енергії;
ЦЖ – центр живлення;

ВСТУП

Сучасний розвиток світової електроенергетики відбувається під знаком фундаментальної трансформації, ключовими векторами якої є декарбонізація, децентралізація та діджиталізація. Для України ці процеси набувають особливого стратегічного значення. В умовах повномасштабної воєнної агресії та цілеспрямованого руйнування об'єктів критичної інфраструктури розвиток розподіленої генерації на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) стає не лише питанням екології чи євроінтеграції, а й ключовим елементом забезпечення енергетичної безпеки та живучості об'єднаної енергосистеми.

Однак стрімка інтеграція джерел розосередженої генерації, зокрема сонячних електростанцій, у розподільні електричні мережі середньої та низької напруги створює низку серйозних технічних викликів. Історично спроектовані як пасивні системи для односпрямованого передавання енергії від підстанцій до споживачів, ці мережі виявляються не готовими до роботи в умовах активних двонаправлених потоків потужності. Стохастичний та важкопрогнозований характер генерації ВДЕ призводить до виникнення критичних режимів: неконтрольованого підвищення напруги у вузлах підключення, перевантаження ліній та трансформаторного обладнання, а також погіршення показників якості електроенергії у кінцевих споживачів.

Традиційні підходи до керування режимами розподільних мереж, що базуються переважно на використанні механічних пристроїв регулювання коефіцієнта трансформації під навантаженням (РПН) та комутації конденсаторних батарей, виявляються недостатньо ефективними в нових умовах. Їхня основна проблема полягає у низькій швидкодії, дискретності регулювання та обмеженому комутаційному ресурсі, що не дозволяє компенсувати швидкі флуктуації потужності, характерні для сонячної та вітрової генерації. Це зумовлює дисбаланс між темпами вводу нових потужностей ВДЕ та можливостями мережевої інфраструктури щодо їх інтеграції.[42]

Вирішення цієї проблеми лежить у площині переходу до концепції Smart Grid та використання інтелектуальних засобів керування, серед яких ключову роль відіграють сучасні мережеві інвертори (smart-інвертори). Згідно з новітніми стандартами, зокрема IEEE 1547-2018, такі пристрої здатні виконувати функції активної підтримки мережі, керуючи потоками активної та реактивної потужності. Використання адаптивних алгоритмів роботи інверторів (Volt-Var, Volt-Watt) дозволяє перетворити джерела дестабілізації на інструмент локального регулювання напруги.

У цьому контексті актуальним науково-практичним завданням є дослідження ефективності різних стратегій керування smart-інверторами та пошук оптимальних налаштувань, які б дозволили забезпечити надійну роботу розподільних мереж, дотримання нормативів якості напруги та мінімізацію втрат генерації «зеленої» енергії без необхідності вартісної реконструкції силового обладнання. Саме цим питанням і присвячена дана магістерська дисертація.

1 ЗАГАЛЬНІ ТЕНДЕНЦІЇ ТРАНСФОРМАЦІЇ СВІТОВОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Актуальність завдань модернізації систем розподілу електричної енергії для електроенергетичної галузі України

Глобальний підхід до розвитку енергетики зазнає суттєвих трансформацій, ключовим вектором яких є декарбонізація та децентралізація енергетичних систем. Одним із проявів цих процесів є стрімке зростання частки відновлюваних джерел енергії у світовій та національній електроенергетичній системі, зокрема в частині нових джерел генерації. За даними міжнародних досліджень, частка ВДЕ у глобальному виробництві електроенергії вже сягнула 30%. Україна, попри складні економічні та воєнно-політичні умови, також демонструє активний розвиток цього напрямку. Станом на червень 2024 року частка розподіленої генерації в енергобалансі країни досягла 27%, а частка лише сонячної генерації у видачі електричної енергії до мережі станом на 14 травня 2024 року становила 75% від загального відсотку ВДЕ в ОЕС України. Державні стратегічні документи, зокрема Національний план з енергетики та клімату, передбачають подальше амбітне нарощування потужностей ВДЕ, з цільовим показником щонайменше 27% частки відновлюваної енергії в загальному кінцевому споживанні до 2030 року, у тому числі 29,4% у виробництві електроенергії (див. рис. 1.1). Таке масштабне впровадження локальних джерел енергії (ЛДЕ), переважно на базі ВДЕ, створює довгостроковий тиск на необхідність адаптації та модернізації існуючих розподільних електричних мереж.[1]

Додатковим фактором, що актуалізує, зокрема, проблему регулювання напруги, є перехід України на європейські стандарти якості електропостачання. Зокрема, з 1 липня 2025 року запроваджується новий стандарт номінальної напруги 230 В замість 220 В, з допустимим діапазоном відхилень $\pm 10\%$ (від 207 В до 253 В). Ця зміна, спрямована на гармонізацію з європейськими нормами та підвищення енергоефективності, висуває нові вимоги до режимів роботи розподільних мереж,

особливо в умовах значної частки ЛДЕ, генерація яких має змінний та важкопрогнозований характер. [5]

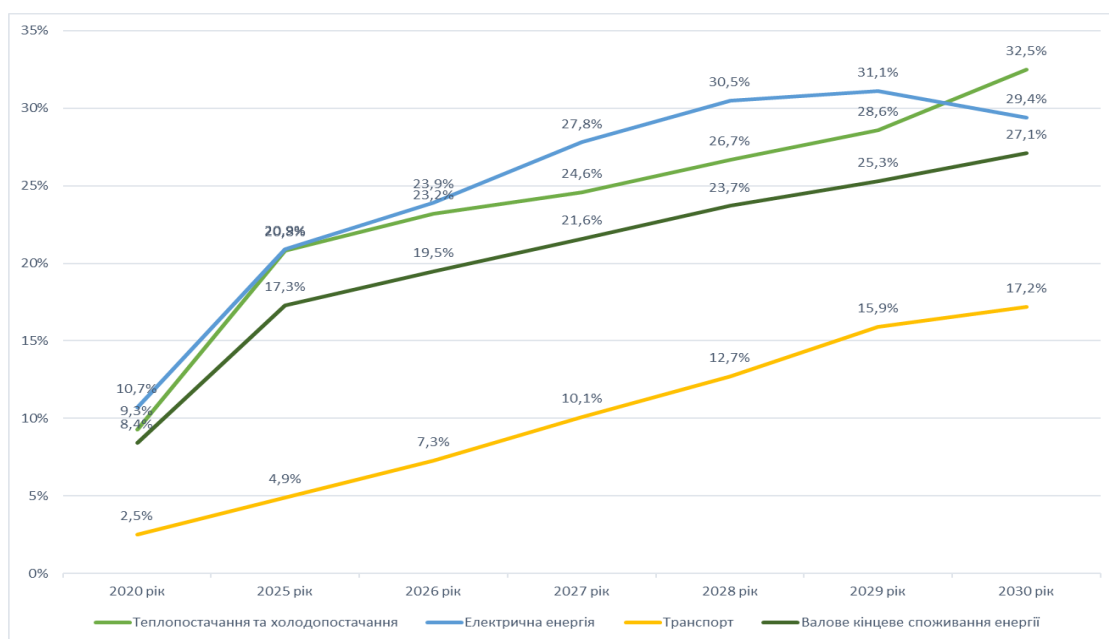


Рисунок 1.1 – ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії до 2030р[4]

Особливої гостроти проблема забезпечення надійності та якості електропостачання набула в умовах повномасштабної воєнної агресії проти України. Масовані атаки на об'єкти енергетичної інфраструктури призвели до значних руйнувань та дестабілізації Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України. В цих умовах розподілена генерація на базі ЛДЕ розглядається як один із ключових елементів підвищення стійкості та стабільності енергосистеми, здатної забезпечити електропостачання критично важливих об'єктів та населення на локальному рівні. Таким чином, дослідження особливостей регулювання напруги в розподільних мережах з ЛДЕ є не лише актуальним науково-технічним завданням, а й важливою складовою забезпечення енергетичної безпеки країни.

Інтеграція ЛДЕ, незважаючи на їхні беззаперечні переваги в контексті диверсифікації джерел енергії та зменшення викидів парникових газів, створює низку суттєвих викликів для операторів розподільних систем. Нестабільний та стохастичний характер генерації більшості ВДЕ, насамперед сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій, суттєво впливає на балансову надійність

енергосистеми та вимагає наявності значних резервних потужностей, які можуть бути забезпечені традиційними маневровими електростанціями або сучасними установкам зберігання енергії (УЗЕ).[41]

Існуючі розподільні електричні мережі в Україні, як і в багатьох інших країнах, історично проєктувалися для умов централізованого електропостачання з односпрямованими потоками потужності від потужних генеруючих джерел до споживачів. Інтенсивний розвиток розосередженої генерації, особливо на рівні середньої та низької напруги, кардинально змінює режими роботи цих мереж. Одним із наслідків є погіршення якості електроенергії. Зокрема, підключення ЛДЕ може спричинити виникнення флікер-ефекту (коливань світлового потоку), генерування вищих гармонік струму та напруги, що негативно впливає на роботу іншого електрообладнання та побутових приладів споживачів. Для компенсації цього негативного впливу та забезпечення нормативних показників якості електроенергії необхідна суттєва модернізація мережевої інфраструктури.

Зазначені обставини вимагають зміни загальної парадигми функціонування розподільних мереж: трансформацію від пасивних до активних.

Традиційно розподільні мережі розглядалися як пасивні елементи енергосистеми, що виконують функцію доставки електроенергії від підстанцій магістральних мереж до кінцевих споживачів. Однак, масове підключення ЛДЕ, які можуть генерувати електроенергію безпосередньо в розподільну мережу, трансформує їх у активні системи. Це означає появу двоспрямованих потоків потужності, зміну графіків навантаження та профілів напруги, а також необхідність активного управління режимами роботи мережі. Така зміна парадигми вимагає перегляду існуючих підходів до моніторингу, управління та балансування системи. Ефективне функціонування активних розподільних мереж неможливе без широкого впровадження інтелектуальних технологій, відомих як "розумні мережі" (Smart Grids). Ці технології передбачають автоматизацію процесів управління, збір та аналіз даних у реальному часі, що дозволяє оперативно реагувати на зміни режимів, оптимізувати поточкорозподіл та підтримувати належну якість напруги.

Зростання частки ЛДЕ, особливо у домогосподарств, що виробляють

електроенергію для власних потреб та можуть віддавати надлишки в мережу оператора систем розподілу, є не лише технічною, а й глибокою соціально-економічною тенденцією. Цей процес кардинально змінює роль кінцевого споживача, перетворюючи його з пасивного отримувача послуги на активного учасника ринку електроенергії. Спостерігається значне збільшення кількості домашніх СЕС в Україні, що підтверджується статистичними даними. Така трансформація робить традиційні підходи до керування мережею та тарифоутворення менш ефективними. Виникає нагальна потреба в розробці та впровадженні нових бізнес-моделей, які б враховували інтереси активних споживачів та забезпечували стабільність і надійність функціонування розподільних мереж. Це, в свою чергу, вимагає адаптації чинного законодавства та нормативно-правових актів, щоб створити сприятливі умови для розвитку та одночасно забезпечити керованість енергосистеми. Таким чином, проблема регулювання напруги в мережах з ЛДЕ виходить за межі суто технічних аспектів і потребує комплексного розгляду економічних та правових механізмів функціонування ринку електроенергії на рівні розподільних мереж.[6]

Іншим важливим аспектом, що впливає з аналізу ситуації, є дисбаланс між інвестиціями у розвиток ВДЕ та модернізацію розподільних мереж. Активне стимулювання будівництва нових об'єктів ВДЕ, зокрема через механізм "зеленого" тарифу, призвело до значного приросту генеруючих потужностей. Однак, інвестиції в реконструкцію та розвиток електричних мереж, які б дозволили безпроблемно інтегрувати ці потужності, є явно недостатніми. Це створює "вузьке місце" в енергосистемі, що гальмує ефективну інтеграцію ЛДЕ та може призвести до погіршення надійності електропостачання та якості електроенергії. Наслідком такого дисбалансу є технічні проблеми: перевантаження окремих ділянок мережі, відхилення напруги від допустимих меж, складнощі з підключенням нових об'єктів ВДЕ, про що свідчать дані щодо тривалих термінів та високої вартості приєднання. Без синхронізованого розвитку генерації та мережевої інфраструктури потенціал ВДЕ не може бути повністю реалізований, а ризики для стабільності енергосистеми лише зростають. Це підкреслює нагальну необхідність розробки та реалізації

комплексної довгострокової стратегії розвитку енергетичної інфраструктури, яка б враховувала взаємозв'язок між генерацією та мережами. [8]

Війна в Україні, з одного боку, створила безпрецедентні виклики для національної енергосистеми через масштабні руйнування інфраструктури. З іншого боку, ці трагічні події можуть стати потужним каталізатором для прискореної децентралізації енергосистеми та впровадження більш стійких та гнучких рішень на основі ЛДЕ. В умовах, коли централізовані об'єкти генерації та магістральні мережі є пріоритетними цілями для атак, розподілена генерація розглядається як ефективний засіб підвищення надійності та живучості енергопостачання на регіональному та місцевому рівнях. Спостерігається зростання інтересу до автономних та локальних джерел енергії з боку як промислових споживачів, так і домогосподарств. Це може стимулювати додаткові інвестиції в ЛДЕ та відповідну інфраструктуру, а також прискорити впровадження технологій "розумних мереж", які є необхідною умовою для ефективного управління децентралізованою енергосистемою. Таким чином, повоєнне відновлення енергетики України має відбуватися з акцентом на децентралізацію, розвиток ЛДЕ та підвищення гнучкості системи, що, в свою чергу, вимагатиме нових підходів до регулювання напруги та управління режимами розподільних мереж.

Для успішної реалізації зазначених планів необхідно чітко розуміти не лише позитивні сторони впровадження та використання ЛДЕ, але й можливі негативні наслідки, які при цьому можуть виникнути.

1.2 Проблеми пов'язані з інтеграцією ЛДЕ в розподільні мережі

Однією з ключових проблем, пов'язаних з інтеграцією ЛДЕ, особливо СЕС та ВЕС, є виникнення зворотних перетоків потужності. Це явище спостерігається, коли генерація електроенергії від ЛДЕ в певному вузлі мережі перевищує локальне споживання в цьому ж вузлі. В традиційних радіальних мережах, розрахованих на односпрямований потік енергії від джерела до споживача, зворотні потоки можуть

спричиняти низку технічних проблем. До них належать перевантаження ліній електропередачі та трансформаторів, які не розраховані на такий режим роботи, некоректне спрацювання пристроїв релейного захисту та автоматики, а також проблеми з точністю комерційного обліку електроенергії. Зокрема, при неправильному налаштуванні засобів реактивної потужності можливе виникнення неконтрольованої генерації реактивної енергії, що також ускладнює облік. Зворотні потоки потужності не лише створюють технічні проблеми, але й сигналізують про неоптимальне використання генерованої "зеленої" енергії та потенційні економічні втрати. Коли генерація ЛДЕ перевищує локальне споживання, надлишкова енергія спрямовується у мережу вищого класу напруги. Це може призводити до перевантаження елементів мережі, які не були розраховані на такий реверсивний потік. Якщо ця енергія не знаходить споживача в інших частинах мережі або не може бути ефективно передана через обмежену пропускну здатність, це означає втрату цінної відновлюваної енергії.[26] Це підкреслює необхідність розвитку локальних установок зберігання енергії (англ. Battery Energy Storage System, BESS), впровадження програм керування попитом (англ. Demand Response), які б стимулювали споживання енергії поблизу місця її генерації, та створення ринкових механізмів для мінімізації непродуктивних зворотних перетоків. [9]

Відхилення рівнів напруги (перенапруги та провали напруги): Інтеграція ЛДЕ, особливо в мережі з низькою пропускну здатністю та застарілою інфраструктурою (що характерно для багатьох сільських мереж напругою 0,4 кВ в Україні), часто призводить до значних відхилень рівнів напруги від допустимих меж. У періоди високої генерації ЛДЕ, наприклад, сонячні дні для СЕС та низького місцевого споживання виникають перенапруги, коли рівень напруги в точках підключення ЛДЕ та у сусідніх споживачів може перевищувати встановлені стандартом норми. Це може призвести до пошкодження електрообладнання споживачів та самих ЛДЕ. З іншого боку, різке зниження генерації ЛДЕ, наприклад, через хмарність для СЕС або їхнє відключення може спричинити провали напруги. Проблема ускладнюється тим, що після приєднання, згідно з новими правилами, власникам СЕС може встановлюватися обмежувач напруги на рівні 242 В, що в

умовах нестабільної напруги в мережі фактично унеможливило роботу станції навіть за відсутності зовнішніх атак на інфраструктуру. Українські науковці з ВНТУ, КПІ, ЛПНУ, ХПІ та ІЕД НАНУ активно досліджують ці проблеми шляхом вимірювань та моделювання режимів напруги в мережах з ЛДЕ.[10]

Несиметрія напруг при підключенні однофазних ЛДЕ: Значна кількість ЛДЕ, особливо СЕС приватних домогосподарств, підключаються до мережі як однофазні установки. При їх масовому та нерівномірному розподілі по фазах низьковольтної мережі напругою 0,4 кВ, а також за наявності значного однофазного навантаження у споживачів, виникає проблема несиметрії напруг. Несиметрія напруг призводить до низки негативних наслідків: додаткові втрати активної потужності в лініях та трансформаторах, зокрема в нульовому проводі; перевантаження окремих фаз, що може призвести до їхнього пошкодження; зниження терміну служби та некоректна робота трифазних асинхронних двигунів та іншого трифазного обладнання; можливе зростання напруги на нульовому проводі до небезпечних значень.

Зростаюча частка ЛДЕ та підвищення вимог до якості електроенергії стимулюють розробку та впровадження більш гнучких та швидкодіючих засобів регулювання напруги.

Використання установок зберігання енергії (BESS) для регулювання напруги, компенсації реактивної потужності та згладжування графіків генерації ЛДЕ:

Установки зберігання енергії на базі акумуляторних батарей (BESS) стають все більш важливим елементом сучасних енергосистем. BESS є багатофункціональними пристроями, здатними надавати широкий спектр послуг, включаючи регулювання напруги. Вони можуть швидко поглинати надлишкову електроенергію в періоди високої генерації ЛДЕ та низького споживання (запобігаючи перенапругам) і видавати накопичену енергію в мережу під час пікових навантажень або при зниженні генерації ЛДЕ (запобігаючи провалам напруги). Окрім цього, BESS можуть забезпечувати компенсацію реактивної потужності, брати участь у регулюванні частоти, згладжувати нерівномірності графіків генерації СЕС та ВЕС, а також надавати послуги резервування. Вартість

BESS поступово знижується, що робить їх все більш економічно привабливими. В Україні вже існують пілотні проекти з впровадження BESS, і їхня роль у забезпеченні гнучкості та надійності енергосистеми, особливо в контексті інтеграції ВДЕ, буде лише зростати.[14]

Керування потужністю інверторів ЛДЕ. Сучасні інвертори, що використовуються для підключення СЕС, ВЕС та BESS до мережі, мають значний потенціал для активної участі в регулюванні напруги. Вони можуть бути запрограмовані на зміну генерації/споживання реактивної потужності (режим Q-control або PF-control) залежно від рівня напруги в точці підключення або за командою системи управління. Також інвертори можуть реалізовувати функцію регулювання напруги в точці підключення (V-control), підтримуючи її на заданому рівні. Окрім керування реактивною потужністю, інвертори можуть забезпечувати керування активною потужністю (P-control), наприклад, обмежуючи генерацію для запобігання перевантаженню мережі або беручи участь у регулюванні частоти. Вимоги до діапазонів регулювання коефіцієнта потужності ($\cos \phi$) та можливостей керування активною потужністю для ВДЕ визначені в нормативних документах, зокрема в українських вимогах до ВЕС та СЕС.[15]

Основним засобом активного регулювання напруги в розподільчій електричній мережі (РЕМ) традиційно були і залишаються силові трансформатори, оснащені пристроями регулювання коефіцієнта трансформації під навантаженням (РПН, англ. On-Load Tap Changer, OLTC).

Принцип дії: РПН дозволяє змінювати кількість витків в одній з обмоток трансформатора, зазвичай, первинній) без відключення трансформатора від мережі. Зміна коефіцієнта трансформації призводить до зміни напруги на вторинній обмотці трансформатора, що дозволяє підтримувати її на заданому рівні або змінювати за певним законом. Перемикання відводів здійснюється за допомогою спеціального механічного перемикача з дугогасним пристроєм. Існують також перемикачі (No-Load Tap Changer/De-Energized Tap Changer, NLTC/DETC), які потребують попереднього знеструмлення трансформатора для зміни коефіцієнта трансформації. Вони використовуються здебільше для сезонного

регулювання.

Іншим фундаментальним методом впливу на рівень напруги є керування потоками реактивної потужності в мережі. Інжекція реактивної потужності в мережу (джерелом реактивної потужності) призводить до підвищення напруги, тоді як споживання реактивної потужності – до її зниження. Традиційно керування потоками реактивної потужності використовувалося для компенсації реактивного навантаження споживачів, покращення коефіцієнта потужності $\cos(\varphi)$ та зменшення втрат та для безпосереднього регулювання напруги.[17]

Джерела реактивної потужності:

1. Батарей статичних конденсаторів (БСК): Це найбільш поширений та економічно ефективний засіб генерації реактивної потужності в РЕМ. Вони встановлюються як на шинах ЦЖ (центр живлення), так і безпосередньо на розподільних лініях, часто поблизу великих індуктивних навантажень, вони можуть бути:

- нерегульовані (фіксовані, FC): Постійно підключені до мережі, які генерують фіксовану реактивну потужність.
- регульовані (комутовані, SC): Складаються з кількох секцій (ступенів), які можуть підключатися або відключатися за допомогою вимикачів, дозволяючи ступінчасто регулювати сумарну генеровану реактивну потужність. Керування комутацією може здійснюватися автоматично за різними параметрами: часом доби (за графіком навантаження), рівнем напруги, струмом навантаження, величиною або напрямком потоку реактивної потужності, коефіцієнтом потужності. Недоліками КБ є дискретність регулювання, обмежений ресурс комутаційних апаратів, які при цьому використовуються та неможливість споживати реактивну потужність. Збільшення компенсації за рахунок БСК може призвести до зменшення струму навантаження, що впливає на рівень напруги та генерацію реактивної потужності самим джерелом.

2. Синхронні компенсатори (СК): Це синхронні машини (двигуни), що працюють у режимі холостого ходу (без механічного навантаження на валу).

Шляхом регулювання струму збудження СК може плавно генерувати або споживати реактивну потужність у широкому діапазоні, забезпечуючи ефективну стабілізацію напруги. СК мають високу перевантажувальну здатність та можуть сприяти підвищенню динамічної стійкості системи. Однак вони є відносно дорогими в установці та експлуатації (потребують обслуговування, мають власні втрати потужності).

3. Статичні тиристорні компенсатори (СТК / SVC): Це пристрої силової електроніки, що використовують тиристори для керування підключенням реакторів (споживання Q) та/або конденсаторних батарей (генерація Q). СТК забезпечують швидке (десятки мілісекунд) та плавне регулювання реактивної потужності в режимі генерації та споживання. Вони дешевші та потребують менше обслуговування, ніж СК, але можуть бути джерелом гармонік та вносити додаткові втрати потужності при споживанні Q. Зазвичай СТК застосовуються на напрузі 35 кВ і вище, але можливе їх використання і на середній напрузі.

Основною метою регулювання напруги в ЦЖ (за допомогою РПН та засобів компенсації Q) є забезпечення того, щоб напруга у всіх споживачів, підключених до РЕМ, що живиться від цього ЦЖ, залишалася в допустимих межах (наприклад, $0.95 U_{\text{ном}} \leq U \leq U_{\text{ном}} 1.105$) за будь-яких нормальних режимів роботи мережі, від мінімального до максимального навантаження. Додатковою метою може бути підвищення економічності роботи мережі шляхом мінімізації втрат потужності.

Традиційний підхід для пасивних радіальних мереж:

1. Аналіз режимів: Виконуються розрахунки режимів РЕМ для характерних періодів (максимальних та мінімальних навантажень). Визначаються вузли з найбільшими та найменшими рівнями напруги.

2. Визначення контрольної точки: Зазвичай це вузол з найнижчою напругою при максимальному навантаженні або найвищою напругою при мінімальному навантаженні (часто це найвіддаленіший або найбільш навантажений вузол розподільної лінії).

3. Визначення діапазону регулювання: Розраховується необхідний

діапазон зміни напруги на шинах ЦЖ, щоб забезпечити:

- напругу не нижче мінімально допустимої в контрольній точці при максимальному навантаженні;
- напругу не вище максимально допустимої в контрольній точці (або на шинах ЦЖ) при мінімальному навантаженні.

4. Вибір та налаштування закону регулювання РПН:

Стабілізація: Якщо діапазон зміни напруги вздовж фідера невеликий, може бути достатньо підтримувати постійну напругу на шинах ЦЖ. Уставка $U_{цж}$ обирається так, щоб задовольнити умови п.3.

Компенсація падіння напруги: Якщо падіння напруги вздовж фідера значне, використовується зустрічне регулювання напруги. Уставки U , R та X розраховуються так, щоб напруга в контрольній точці залишалася близькою до номінальної або заданої при зміні навантаження.

Координація з засобами компенсації: Визначається необхідна потужність та місця встановлення КБ для компенсації реактивного навантаження та підтримки напруги. Узгоджується робота РПН та комутуваних КБ, наприклад, шляхом блокування перемикачів РПН під час комутації КБ або навпаки), щоб уникнути їхньої одночасної або суперечливої роботи.

5. Проблеми традиційного підходу при інтеграції ЛДЕ Як вже зазначалося, поява ЛДЕ та двонаправлених потоків потужності руйнує базові припущення, на яких ґрунтувалися традиційні підходи до визначення законів регулювання напруги. Стабілізація напруги на шинах ЦЖ може призвести до неприпустимих перенапруг у кінці фідера при високій генерації з боку ЛДЕ. Закон регулювання напруги, розрахований на компенсацію падіння напруги вздовж лінії, може стати контрпродуктивним при зворотних потоках потужності, оскільки при цьому фактично посилюється підвищення напруги. Це вказує на фундаментальну обмеженість традиційних методів, які переважно мають статичну природу і реагують повільно на зміну параметрів режиму, що не відповідає динаміці процесів в активних РЕМ. Крім того, традиційне локальне керування окремими пристроями без координації виявляється неефективним для керування складними мережами з

багатьма ЛДЕ. Це зумовлює необхідність переходу до нових, адаптивних та скоординованих стратегій регулювання.

Обмеження традиційних методів регулювання напруги в умовах зростаючої частки ЛДЕ стимулювали пошук та розробку нових підходів, які б активно використовували можливості самих ЛДЕ для підтримки стабільності мережі. Цей перехід до використання "інтелекту" на периферії мережі є ключовим елементом концепції Smart Grid. Сучасні ЛДЕ, підключені через силові електронні перетворювачі (інвертори), установок накопичення енергії та інноваційні мережеві пристрої, такі як SOP (англ. Soft Open Point), стають активними учасниками процесу регулювання.

Сучасні інвертори, що використовуються для підключення ЛДЕ (особливо СЕС, ВЕС та УЗЕ) до мережі, часто називають "смарт-інверторами" (англ. Smart inverters) завдяки їхнім розширеним функціональним можливостям. На відміну від простих інверторів минулого, вони здатні не лише перетворювати постійний струм на змінний, але й активно керувати як активною (P), так і реактивною (Q) потужністю, що видається в мережу. Ця здатність дозволяє їм брати безпосередню участь у регулюванні напруги та наданні інших допоміжних послуг мережі. Вимоги щодо наявності таких функцій закріплені в сучасних стандартах підключення, таких як IEEE 1547-2018 та EN 50549.[19]

Режими керування реактивною потужністю (Volt-Var та інші): Керування реактивною потужністю інвертора є одним з основних способів впливу на локальну напругу.

Режим Volt-Var (Q(U)): Це найбільш поширена функція автономного регулювання напруги. Інвертор автоматично змінює свою реактивну потужність (генерує або споживає) залежно від вимірної напруги в точці загального підключення (Point of Common Coupling, PCC) відповідно до заданої нелінійної характеристики (кривої Volt-Var). Типова крива Volt-Var має "мертву зону" навколо номінальної напруги, де інвертор працює з нульовою або мінімальною реактивною потужністю. Якщо напруга виходить за межі мертвої зони вгору (перенапруга), інвертор починає споживати реактивну потужність (працює з

індуктивним характером), щоб знизити напругу. Якщо напруга падає нижче мертвої зони, інвертор починає генерувати реактивну потужність (працює з ємнісним характером), щоб підвищити напругу. Нахил кривої та межі регулювання визначаються налаштуваннями, які задає оператор мережі. Цей режим дозволяє швидко реагувати на локальні відхилення напруги. Можливі варіанти з пріоритетом генерації/споживання реактивної потужності над активною або навпаки.

Режим постійного коефіцієнта потужності (англ. Constant PF): Інвертор підтримує постійний, заданий оператором мережі, коефіцієнт потужності $\cos(\varphi)$. Це означає, що співвідношення між активною та реактивною потужністю залишається незмінним. Цей режим може використовуватися для загальної компенсації реактивної потужності у розподільній лінії. Існують варіації, де заданий $\cos(\varphi)$ залежить від рівня активної потужності (PF(P)).

Режим постійної реактивної потужності (англ. Constant Q): Інвертор генерує або споживає фіксовану величину реактивної потужності, задану оператором, незалежно від рівня активної потужності або напруги.

Режим Watt-Var (Q(P)): Інвертор регулює реактивну потужність як функцію від поточної активної потужності.

Режими керування активною потужністю (Volt-Watt та інші): Оскільки в РЕМ (особливо низької напруги) часто спостерігається високе відношення активного опору до реактивного (R/X), зміна активної потужності може мати суттєвий вплив на напругу.

Режим Volt-Watt (P(U)): Аналогічно до Volt-Var режиму, інвертор автоматично регулює свою активну потужність залежно від напруги в РСС згідно заданої кривої Volt-Watt. Якщо напруга перевищує певний поріг, інвертор починає зменшувати свою вихідну активну потужність, аж до повного припинення генерації при досягненні верхньої межі напруги. Цей режим є ефективним засобом боротьби з перенапругами, викликаними високою генерацією ЛДЕ.

Обмеження/Зменшення активної потужності (англ. Active Power Curtailment, APC): Це примусове зменшення генерації активної потужності ЛДЕ за командою

від оператора мережі або за алгоритмом локального керування, як у режимі Volt-Watt з метою запобігання перевантаженню ліній, трансформаторів або для уникнення перенапруги. Хоча АРС є дієвим заходом, він призводить до втрати "зеленої" енергії та знижує економічну вигоду для власників ЛДЕ, тому його застосування намагаються мінімізувати.

Режим Frequency-Watt ($P(f)$): Інвертор регулює активну потужність залежно від частоти мережі. При підвищенні частоти вище номінальної потужність зменшується, при зниженні – може збільшуватися (якщо є резерв). Ця функція використовується для підтримки стабільності частоти в енергосистемі.

Переваги та недоліки використання смарт-інверторів: Головними перевагами є дуже швидка реакція від мілісекунд до кількох секунд, можливість розподіленого регулювання безпосередньо в точках виникнення проблем та використання вже існуючої інфраструктури ЛДЕ. Однак, для забезпечення можливості генерації/споживання реактивної потужності, особливо при повній активній потужності, потрібне збільшення номінальної повної потужності інвертора порівняно з активною потужністю ЛДЕ, що збільшує його вартість, за для забезпечення цієї функції. Робота в режимах з відмінним від одиниці значенням $\cos(\varphi)$ може призводити до збільшення втрат в самому інверторі та в мережі. Ключовим викликом залишається координація роботи великої кількості інверторів між собою та з традиційними регулюючими пристроями для уникнення конфліктів та досягнення оптимального загального ефекту.

Установки зберігання енергії, найчастіше на базі електрохімічних акумуляторів (BESS), відіграють все більш важливу роль в сучасних РЕМ. Їхня здатність накопичувати електричну енергію в періоди її надлишку (наприклад, при високій генерації з боку СЕС опівдні та низькому навантаженні) і віддавати її в періоди дефіциту, наприклад, увечері при піковому споживанні, робить їх потужним інструментом для підвищення гнучкості та надійності мережі.

Функції УЗЕ для регулювання напруги:

- згладжування коливань генерації ВДЕ: Швидко реагуючи на зміни потужності ВДЕ, заряджаючись при піках генерації, розряджаючись при

спадах, УЗЕ можуть ефективно згладжувати коливання сумарної потужності, що надходить у мережу, тим самим зменшуючи коливання напруги та флікер.

- зменшення зворотних потоків та перенапруги: Замість того, щоб віддавати надлишкову енергію від ВДЕ в мережу, спричиняючи зворотні потоки та ризик перенапруги, УЗЕ можуть накопичувати цю енергію для подальшого використання. Це дозволяє збільшити локальне споживання ВДЕ та зменшити потребу в обмеженні їхньої генерації.

- підтримка напруги при пікових навантаженнях: Під час пікових навантажень, коли напруга в мережі може знижуватися, УЗЕ можуть розряджатися, покриваючи частину навантаження та зменшуючи струм, що споживається від мережі, що сприяє підтримці напруги на належному рівні.

- надання реактивної потужності: Подібно до інверторів СЕС, інвертори, що використовуються для підключення УЗЕ до мережі, також можуть керувати реактивною потужністю (генерувати/споживати Q), надаючи послуги з регулювання напруги за допомогою режимів Volt-Var, Constant Q тощо.

УЗЕ є багатофункціональними пристроями, які, окрім регулювання напруги, можуть надавати й інші цінні послуги: енергетичний арбітраж (купівля/накопичення енергії за низькими тарифами, продаж/віддача за високими), забезпечення резервного живлення при зникненні напруги в мережі, підвищення загальної надійності електропостачання. Вони забезпечують високу гнучкість у керуванні як активною, так і реактивною потужністю. Основним недоліком залишається висока початкова вартість УЗЕ, хоча вона поступово знижується. Також слід враховувати обмежений термін служби акумуляторів, який залежить від кількості циклів заряду/розряду, та необхідність складних систем керування батареями та координації їхньої роботи з іншими елементами мережі. Важливими задачами є також оптимальний вибір місця встановлення та потужності/ємності УЗЕ для досягнення максимального ефекту.

Застосування виключно локальних стратегій керування, коли кожен пристрій реагує лише на місцеві вимірювання (наприклад, Volt-Var для інвертора або

стабілізація напруги для трансформаторів з РПН), має суттєві недоліки в активних РЕМ. По-перше, такі стратегії не гарантують досягнення глобально оптимального режиму для всієї мережі, наприклад, мінімізації сумарних втрат або максимального використання потенціалу ВДЕ. По-друге, некоординовані дії різних пристроїв можуть призводити до конфліктів та небажаних результатів взаємодій:

- часті перемикання РПН через реакцію на дії інверторів ЛДЕ.
- "боротьба" між РПН, що намагається знизити напругу на шинах ЦЖ, та інверторами, що намагаються її підвищити локально за допомогою генерації Q.
- неефективне використання ресурсів, коли одні пристрої компенсують дію інших.

Тому координація між різними засобами регулювання є критично важливою. Вона дозволяє:

- уникнути конфліктів керування та забезпечити стабільну роботу системи.
- оптимізувати використання наявних ресурсів регулювання, наприклад, мінімізувати дорогі та небажані обмеження активної потужності ЛДЕ, використовуючи спочатку можливості керування джерелами реактивної потужності або УЗЕ.
- зменшити кількість спрацювань механічних пристроїв (РПН, КБ), подовжуючи їхній термін служби.
- мінімізувати втрати потужності в мережі.
- максимізувати пропускну здатність мережі для підключення нових ЛДЕ.

Залежно від того, де приймаються рішення щодо керування та як відбувається обмін інформацією, розрізняють три основні архітектури систем керування регулюванням напруги в розподільчій мережі:

Централізоване керування у цій архітектурі існує єдиний центральний контролер (ЦК), який зазвичай є частиною системи SCADA (англ. Supervisory Control and Data Acquisition), DMS (англ. Distribution Management System) або

DERMS (англ. Distributed Energy Resource Management System). ЦК збирає дані про стан мережі (напруги, струми, потоки потужності) та стан/можливості всіх регулюючих пристроїв. На основі цих даних та прогнозів навантаження, генерації з боку ЛДЕ, ЦК розраховує оптимальні керуючі дії - уставки, для всіх пристроїв з метою досягнення глобальної мети, наприклад, мінімізації втрат при дотриманні обмежень по нарузі. Розраховані команди надсилаються відповідним пристроям для виконання.

Переваги: Можливість досягнення глобально оптимальних рішень, оскільки ЦК має повну картину стану мережі.

Недоліки: Високі вимоги до надійності та пропускну здатності комунікаційної інфраструктури (збір даних від усіх пристроїв та розсилка команд). Значна обчислювальна складність розрахунку оптимального режиму для великих мереж, що може обмежувати швидкість реакції.

Децентралізоване керування у цій архітектурі відсутній єдиний ЦК. Рішення щодо керування приймаються локально кожним пристроєм або невеликими групами пристроїв. Ці рішення базуються на локальних вимірюваннях та, можливо, на обмеженому обміні інформацією лише з сусідніми пристроями/агентами. Кожен агент намагається досягти своєї локальної мети або сприяти досягненню загальної мети шляхом взаємодії з сусідами.

Переваги: Значно нижчі вимоги до комунікаційної інфраструктури. Вища надійність та відмовостійкість, тобто відмова одного агента не призводить до відмови всієї системи. Краща масштабованість для великих мереж. Можливість врахування приватних інтересів власників ЛДЕ.

Недоліки: Складність розробки алгоритмів взаємодії агентів, які б гарантували збіжність до глобально оптимального або хоча б прийняттого рішення та забезпечували стабільність системи в цілому. Можлива повільніша збіжність порівняно з централізованими методами.

Ієрархічне керування ця архітектура поєднує елементи централізованого та розподіленого керування, намагаючись використати переваги обох підходів. Зазвичай вона має кілька рівнів керування з різними часовими горизонтами та

обсягом інформації.

Верхній рівень, наприклад, DMS/DERMS, відповідає за довгострокову та середньострокову оптимізацію та координацію. Він може визначати загальні цілі для мережі, наприклад, мінімізація втрат на добу, керувати повільними традиційними пристроями (РПН, КБ), встановлювати робочі діапазони або пріоритети для нижчих рівнів керування.

Середній/нижній рівень (розподілений/локальний): Контролери окремих ЛДЕ або їх груп (наприклад, віртуальні електростанції) працюють автономно або координуються між собою для досягнення локальних цілей (наприклад, підтримання напруги в межах, заданих верхнім рівнем) або для швидкої реакції на збурення в реальному часі.

Приклади: Трирівнева схема координації РПН, КБ та SOP, де кожен рівень працює з різним часовим кроком (година, 15 хвилин, хвилина). Першим рівнем виступає регулювання під навантаженням, основна мета якого полягає на основі прогнозу система вирішує, чи потрібно змінювати положення перемикачів на трансформаторах. Оскільки кожне перемикання зношує механізм, система намагається мінімізувати їх кількість, роблячи перемикання лише тоді, коли очікуються тривалі та значні відхилення напруги. Наступний рівнем виступає конденсаторна батарея (КБ), її завдання, якщо реальне споживання відхиляється від прогнозу (наприклад, через раптову зміну погоди, що вплинуло на сонячну генерацію), цей рівень може віддати команду на підключення або відключення конденсаторних батарей, щоб компенсувати відхилення напруги. Він діє швидше за РПН і використовується для більш частішої корекції. Останній етап - SOP (англ. Static Synchronous Compensator, STATCOM) цей пристрій є "останньою лінією оборони". Він миттєво реагує на будь-які швидкі коливання: підключення потужного навантаження, коротке замикання, різкий стрибок генерації. SOP/STATCOM плавно видає або споживає реактивну потужність, щоб "згладити" ці коливання і не дати напрузі вийти за критичні межі. Він працює безперервно, підтримуючи ідеальну якість напруги в кожен момент часу, доки повільніші пристрої на вищих рівнях не перебудують свою роботу під нові умови.

Переваги: Баланс між оптимальністю та надійністю/масштабованістю. Дозволяє розділити задачі керування за часовими масштабами та функціями.

Недоліки: Складність проектування взаємодії між рівнями ієрархії.

Вибір конкретної архітектури залежить від багатьох факторів: розміру та топології мережі, кількості та типів ЛДЕ, наявності та надійності каналів зв'язку, вимог до швидкості реакції та точності регулювання, а також наявних обчислювальних ресурсів. Часто оптимальним рішенням є саме гібридний, ієрархічний підхід.

Розглянемо особливості впливу домашніх ВДЕ на низьковольтні мережі напругою 0,4 кВ. Масове підключення малих СЕС до низьковольтних мереж напругою 0,4 кВ, які часто є застарілими та не розрахованими на двосторонні потоки енергії та значну розподілену генерацію, створює специфічні проблеми. У сільській місцевості, де довжина ліній електропередачі може бути значною, а переріз проводів недостатнім, вплив СЕС на рівні напруги є особливо відчутним. Це призводить до численних скарг споживачів на якість електроенергії, зокрема на перенапруги, спричинені роботою сусідських СЕС. Додатковою проблемою є законодавчі та технічні перепони для активних споживачів. Наприклад, існуюче законодавство не завжди дозволяє ефективно використовувати надлишки енергії від домашніх СЕС для підтримки енергосистеми, особливо під час графіків аварійних відключень, коли СЕС також відключаються від мережі і припиняють генерацію, навіть якщо могли б забезпечити локальне живлення.[27]

Проблема якості напруги в розподільних мережах з високою часткою ЛДЕ є багатофакторною. Її виникнення та гострота залежать не лише від характеристик та режимів роботи самих ЛДЕ, але й значною мірою від поточного технічного стану мережевої інфраструктури, рівня її автоматизації та моніторингу, а також від ефективності чинного нормативно-правового регулювання. ЛДЕ, особливо СЕС, можуть спричиняти перенапруги, генерувати гармоніки та створювати флікер-ефект. Водночас, стан існуючих розподільних мереж, особливо в сільській місцевості та на рівні напруги 0,4 кВ, часто є незадовільним, що характеризується зношеністю обладнання, недостатньою пропускною здатністю та застарілими

системами захисту та автоматики. Це значно посилює негативний вплив ЛДЕ на якість електроенергії. Відсутність належного рівня автоматизації та систем моніторингу в реальному часі ускладнює для операторів систем розподілу можливість оперативно реагувати на зміни режимів роботи мережі, спричинені ЛДЕ. Хоча в Україні діють нормативні вимоги до якості електроенергії, зокрема стандарт ДСТУ EN 50160, їхнє практичне дотримання та ефективний контроль з боку регуляторних органів є складним завданням, особливо в умовах масового неконтрольованого підключення малих ЛДЕ. Таким чином, вирішення проблеми якості напруги в мережах з ЛДЕ вимагає комплексного підходу, що включає не лише заходи з боку власників ЛДЕ, але й масштабну модернізацію мережевої інфраструктури, впровадження "розумних" технологій управління, вдосконалення стандартів та посилення контролю за їх дотриманням.[40]

1.3 Огляд світового досвіду нормативної підтримки впровадження ЛДЕ (країни ЕС)

Стрімке зростання частки відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних та вітрових електростанцій, а також масове впровадження систем накопичення енергії (BESS) в енергосистемах світу кардинально змінюють архітектуру генерації та підходи до забезпечення операційної безпеки мережі. За даними Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency, IEA), глобальні потужності ВДЕ продовжують зростати експоненціально, що призводить до поступового витіснення традиційної синхронної генерації (теплових та атомних електростанцій). Центральним елементом цієї трансформації є силова електроніка, а саме інвертори, які виступають інтерфейсом між первинними джерелами енергії та мережею змінного струму.

На сьогодні переважна більшість інверторів, встановлених у мережах, функціонує в режимі «слідування за мережею» (англ. Grid-Following, GFL). Принцип роботи GFL-пристроїв базується на використанні системи фазового автопідлаштування частоти (англ. Phase Locked Loop, PLL), яка вимірює кут

напруги в точці приєднання (англ. Point of Common Coupling, PCC) для синхронізації з мережею. Фактично, такі пристрої діють як керовані джерела струму, що «спираються» на жорстку напругу, сформовану традиційними синхронними генераторами.

Зі зменшенням кількості працюючих синхронних машин системні оператори (англ. Transmission System Operator, TSO) в Європейському Союзі (ENTSO-E) та Північній Америці (англ. North American Electric Reliability Corporation, NERC) зіткнулися з безпрецедентними викликами. Ключовою проблемою є зниження системної інерції – кінетичної енергії, накопиченої в роторах турбін та генераторів. Інверторна генерація (Inverter-Based Generation, IBG) не має фізичної інерції, що призводить до збільшення швидкості зміни частоти (англ. Rate of Change of Frequency, RoCoF) під час аварійних збурень. Високий показник RoCoF може спричинити помилкове спрацювання релейного захисту та каскадні відключення, що загрожує цілісності енергосистеми (blackout).

Окрім проблем з частотою, знижується рівень струмів короткого замикання (англ. Short Circuit Ratio, SCR), що ускладнює регулювання напруги та роботу традиційних систем захисту. У відповідь на це регуляторні органи розробили та впровадили нові, значно жорсткіші вимоги до GFL-пристроїв. Ці вимоги спрямовані на те, щоб трансформувати ВДЕ та BESS з пасивних «постачальників енергії», які відключаються при найменших збуреннях, на активних учасників підтримки статичної та динамічної стійкості мережі.

Регуляторна політика Європейського Союзу характеризується централізованим підходом, що ґрунтується на системі загальноєвропейських мережевих кодексів (англ. Network Codes). Ці документи є юридично обов'язковими регламентами прямої дії для всіх країн-членів ЄС та країн-партнерів Енергетичного співтовариства.

Фундаментальним документом, що визначає технічні вимоги до підключення генеруючих установок, є Регламент Комісії (ЄС) 2016/631 від 14 квітня 2016 року (англ. Network Code on Requirements for Generators, NC RfG). Цей регламент класифікує генеруючі модулі на чотири типи (A, B, C, D) залежно від їхньої

потужності та рівня напруги приєднання, встановлюючи диференційовані вимоги для кожної категорії.[20]

Варто зазначити, що хоча NC RfG спочатку був орієнтований на класичні генеруючі установки, його положення повною мірою застосовуються і до систем накопичення енергії (BESS). У термінології кодексу інверторні установки, як ВДЕ, так і BESS, класифікуються як «модулі парку електростанцій» (англ. Power Park Modules, PPM), що в українській документації адаптовано як одиниці енергоцентрів. Ця класифікація враховує специфіку несинхронної природи генерації та дозволяє застосовувати спеціалізовані вимоги до керування активною та реактивною потужністю.[31]

NC RfG встановлює рамкові вимоги, залишаючи певні параметри для визначення на національному рівні кожним оператором системи передачі (TSO). Це дозволяє врахувати топологічні особливості локальних мереж, зберігаючи при цьому загальну сумісність у межах синхронної зони континентальної Європи.

Однією з найбільш критичних вимог для забезпечення надійності є здатність обладнання залишатися в роботі під час аварійних режимів (англ. Fault Ride Through, FRT). Ця вимога зобов'язує PPM не відключатися від мережі при короткочасних відхиленнях напруги, викликаних короткими замиканнями на лініях електропередачі.

Стійкість до зниження напруги (англ. Low Voltage Ride Through, LVRT) відповідно до NC RfG, інвертор повинен залишатися синхронізованим з мережею, якщо напруга в точці приєднання залишається вищою за визначену граничну криву «напруга-час». Профіль цієї кривої визначається національним TSO, проте Регламент встановлює жорсткі мінімальні межі.

Наприклад, для установок типу D, підключених до мереж напругою 110 кВ і вище, інвертор повинен витримувати падіння напруги до 0% (повне коротке замикання) протягом періоду від 150 мс до 250 мс. Після усунення аварії напруга повинна відновлюватися за заданим градієнтом, і установка не має права відключатися, якщо напруга знаходиться в зоні допустимих значень.

Стійкість до підвищення напруги (англ. High Voltage Ride Through, HVRT,)

аналогічно до LVRT, сучасні мережеві кодекси вимагають стійкості до перенапруг, які можуть виникати при різкому скиданні навантаження або комутаційних процесах. Установа повинна витримувати підвищення напруги, наприклад, до 120–130% від номінального значення $U_{\text{ном}}$ протягом періоду до кількох сотень мілісекунд, не втрачаючи керованості та не пошкоджуючись.

Згідно з вимогами, пріоритет у керуванні інвертором під час аварії надається саме генерації реактивного струму, навіть якщо це вимагає обмеження видачі активної потужності. Час реакції системи керування є критичним параметром: інвертор повинен досягти 90% необхідного значення реактивного струму за час, що не перевищує 30–60 мс після детекції збурення. Ця вимога є фундаментальною для забезпечення коректної роботи дистанційного захисту ліній та запобігання колапсу напруги у енергосистемі.

Враховуючи високу маневреність інверторних систем, сучасні BESS повинні мати розширені можливості з регулювання напруги, які дозволяють їм ефективно функціонувати в режимах, недоступних для традиційних ВДЕ.

Однією з важливих вимог є можливість надавання установкою реактивної потужності. NC RfG висуває жорсткі вимоги до участі одиниці енергоцентрів, зокрема BESS та ВДЕ, у стабілізації напруги в усталених режимах. Ключовим параметром є діапазон регулювання реактивної потужності.

Згідно зі статтею 21 Регламенту NC RfG, одиниці енергоцентрів типу С повинні мати здатність надавати реактивну потужність у межах визначеного Q/P_{max} . Цей діапазон становить від 0.75 індуктивної до 0.75 ємнісної від номінальної потужності для країн континентальної Європи, адже для різних синхронних зон. Така гнучкість дозволяє операторам системи передачі ефективно компенсувати надлишки реактивної потужності в нічний час або підтримувати напругу в години пікових навантажень.

Для реалізації цієї вимоги інверторні системи оснащуються трьома основними режимами керування:

- режим автоматичного регулювання напруги (англ. Voltage Control Mode, V-mode). Інвертор змінює генерацію реактивної потужності залежно від

відхилення напруги в точці приєднання відповідно до становленого статизму. Це забезпечує локальну стабілізацію напруги без втручання оператора.

- режим регулювання реактивної потужності (англ. Reactive Power Control Mode, Q-mode). Система підтримує фіксоване значення реактивної потужності, задане незалежно від коливань напруги та активної потужності.
- режим регулювання коефіцієнта потужності (англ. Power Factor Control Mode, PF-mode). Інвертор автоматично підтримує постійний коефіцієнт потужності. ОСП здійснює зміну режиму та параметрів відповідно до потреби мережі .

В умовах зниження природної інерції енергосистеми критичного значення набуває здатність BESS та ВДЕ брати участь у регулюванні частоти та допоміжних послугах.

Синтетична інерція спрямована на компенсацію відсутності обертових мас у всіх пристроях які приєднуються до мережі через інверторне обладнання, сучасні алгоритми керування дозволяють імітувати інерційний відгук. NC RfG (ст. 21(2)) передбачає можливість висунення ОСП вимоги щодо надання "штучної інерції" в залежності від типу об'єкта (A, B, C, D) . Це реалізується через вимірювання швидкості зміни частоти та швидку інжекцію активної потужності в мережу, що дозволяє демпфувати перші моменти падіння частоти.

BESS найкращим ресурсом для надання послуг з регулювання частоти завдяки високій швидкості реакції. Регламент передбачає їх обов'язкову участь у:

Режим обмеженої чутливості до частоти (Limited Frequency Sensitive Mode Over/Under, LFSM-O/U) або первинне регулювання частоти згідно з КСП (див. рис. 1.2, 1.3). Цей режим вимагає реакції на відхилення частоти за межі 50.2 Гц для підвищеної та 49.8 Гц для зниженої частоти в ОЕС України. Інвертор повинен автоматично змінювати активну потужність відповідно до встановленого статизму. Мета – запобігти подальшому відхиленню частоти та розпаду системи.

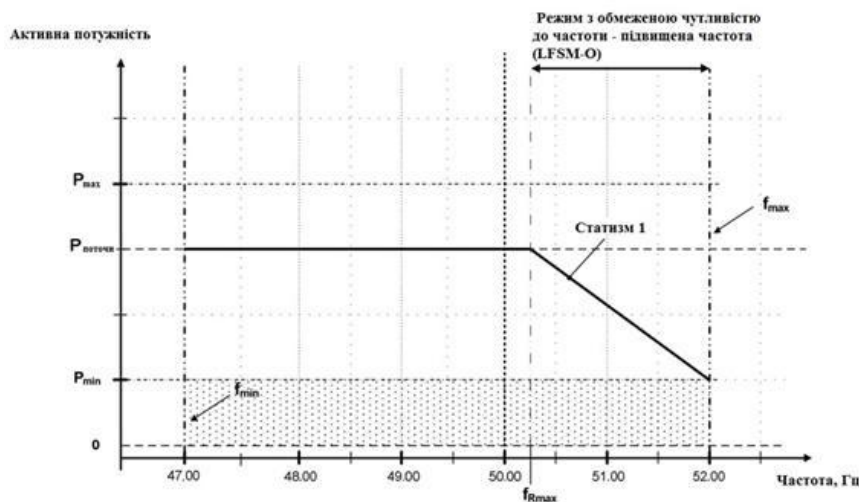


Рисунок 1.2 – Графік реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O[21]

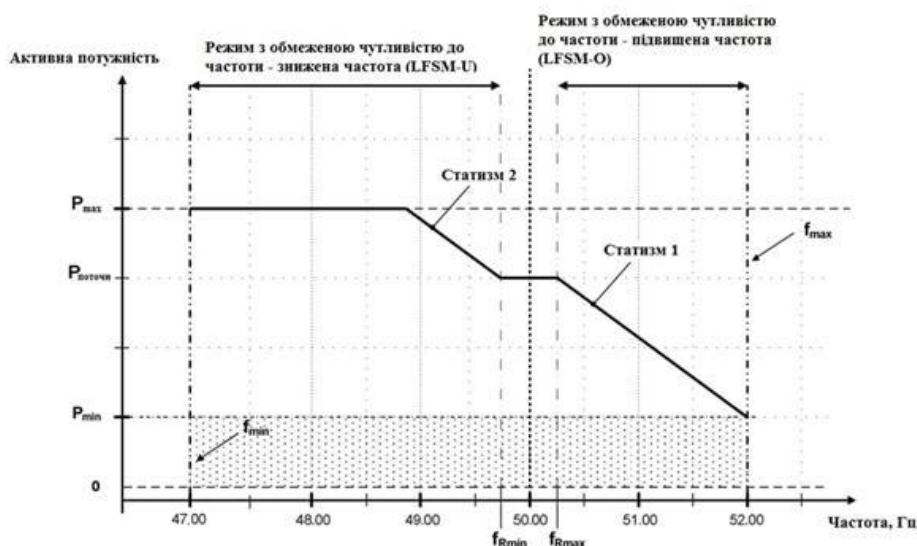


Рисунок 1.3 – Графік реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-U[21]

Режим нормованого процесу підтримки частоти (англ. Frequency Sensitive Mode, FSM) це режим нормальної експлуатації для надання послуг первинного регулювання, тобто режиму підтримки частоти (РПЧ, англ. Frequency Containment Reserve, FCR). Інвертор реагує на найменші відхилення частоти, які більші за зону нечутливості, яка складає ± 10 мГц, обсяг виданої або спожитої потужності в мережу відповідний до величина відхилення значення частоти (рис. 1.4).

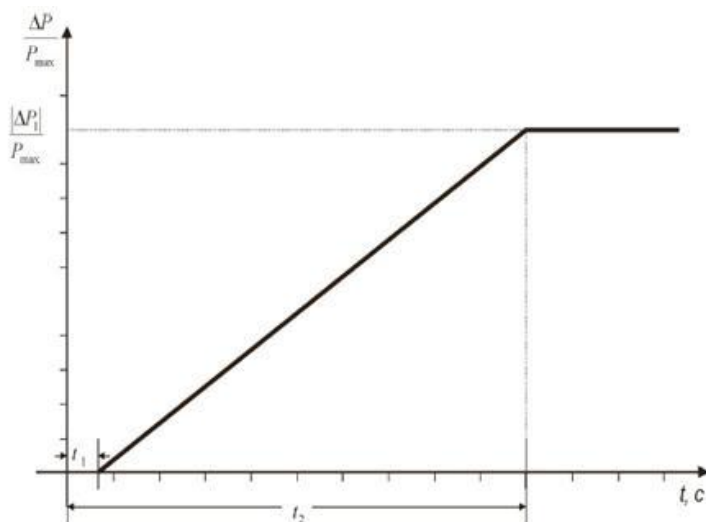


Рисунок 1.4 – Графік активну потужність при відхиленні частоти (FSM)

Завдяки миттєвій реакції BESS, вона є ідеальним джерелом для надання допоміжних послуг резерву підтримки частоти (РПЧ), автоматичного (аFRR/аРВЧ) та ручного (mFRR/рРВЧ) резерву відновлення частоти, забезпечуючи точне виконання команд диспетчера.

Для сонячних та вітрових електростанцій, що класифікуються як одиниці енергоцентрів, вимоги значною мірою ідентичні до BESS, проте існують технологічні обмеження. Спільним є виконання вимог нормованого процесу підтримки частоти та первинне регулювання частоти, це означає робота ВДЕ в точці максимальної потужності є обмеженою (англ. Maximum Power Point Tracking, MPPT).

Одним із найбільших викликів для об'єктів, які підключені через інверторне обладнання є коректна робота систем фазової синхронізації при швидких змінах частоти. Регламент встановлює обов'язкову вимогу стійкості до високих значень RoCoF (швидкість зміни частоти). Стандартним для континентальної Європи є поріг у 2 Гц/с. Це гарантує, що при втраті великого системного генератора або розділенні енергосистеми на острівні частини, розподілена генерація не відключиться, поглиблюючи дефіцит потужності.

Інтеграція силової електроніки неминуче впливає на гармонічний склад струму та напруги. Вимоги до рівня емісії гармонік та флікера в точці загального

підключення (PCC) регламентуються національними кодексами на базі міжнародних стандартів серії IEC 61000 (зокрема IEC 61000-3-12 для низької напруги та серії IEC 61000-4-30 для моніторингу якості). Відповідальність за встановлення фільтруючого обладнання для дотримання норм THD (англ. Total Harmonic Distortion) покладається на власника генеруючого об'єкта.[22]

1.4 Огляд світового досвіду нормативної підтримки впровадження ЛДЕ (країни Північної Америки)

На відміну від централізованої моделі Європейського Союзу, де ключову роль відіграють загальноєвропейські мережеві кодекси (англ. Network Codes), регуляторна архітектура Північної Америки характеризується значною багаторівневістю та фрагментованою. Ефективна інтеграція розподілених енергетичних ресурсів (англ. Distributed Energy Resources, DER) у цій системі забезпечується через взаємодію федеральних регуляторів, органів стандартизації та незалежних системних операторів.

Головним розробником технічного регулювання є IEEE (англ. Institute of Electrical and Electronics Engineers). Хоча стандарти IEEE формально є добровільними, вони слугують інженерною базою для формування обов'язкових вимог на рівні штатів та федеральних агенцій. Ключовим нормативним документом у цій сфері є стандарт IEEE 1547-2018 ("Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems"), який визначає технічні вимоги, що стосуються продуктивності, експлуатації, випробувань, міркувань безпеки та обслуговування взаємоз'єднання, також включає загальні вимоги, реагування на аномальні умови, якість електроенергії, острівну роботу, а також випробувальні характеристики та вимоги до проектування, виробництва, оцінки монтажу, введення в експлуатацію та періодичних випробувань.[23]

NERC ця організація, під наглядом федерального уряду, розробляє та контролює виконання обов'язкових стандартів надійності. Важливим прикладом є

стандарт PRC-024-3, що регламентує налаштування захисту генераторів за частотою та напругою, забезпечуючи їх координацію з вимогами стійкості енергосистеми. Вимоги NERC є критичними для запобігання каскадним аваріям, проте вони здебільшого стосуються об'єктів магістрального рівня, тоді як IEEE 1547 покриває розподільчі мережі.

Економічне та ринкове регулювання здійснює FERC (англ. Federal Energy Regulatory Commission). Комісія регулює міжштатну передачу та оптовий продаж електроенергії, видаючи обов'язкові накази. Революційним кроком став FERC Order No. 2222, який зобов'язав системних операторів усунути бар'єри для участі агрегованих розподілених ресурсів (англ. Distributed Energy Resources aggregators, DER) в оптових ринках електроенергії. Це рішення стимулює технологічну модернізацію мереж та інтеграцію "розумних" технологій.[24]

Практична імплементація вищезазначених стандартів покладається на ISO/RTO (англ. Independent System Operators / Regional Transmission Organizations) – незалежних системних операторів, таких як PJM (англ. PJM Interconnection), CAISO (Каліфорнія), ERCOT (англ. Electric Reliability Council of Texas, Texas) та інших. Вони розробляють власні детальні правила підключення (англ. Interconnection Requirements), які базуються на стандартах IEEE та NERC, але адаптовані до специфіки конкретного енергоринку та фізичної топології мережі регіону.

Стандарт IEEE 1547-2018 став де-факто "золотим стандартом", що гармонізував вимоги до підключення DER, змінивши парадигму з "відключення при порушенні" на "підтримку мережі". На відміну від попередньої версії 2003 року, оновлений стандарт вимагає від інверторних установок активної участі у стабілізації параметрів мережі.

Важливою особливістю стандарту є диференціація вимог через категорії надійності (англ. Performance Categories), що дозволяє гнучко адаптувати налаштування до локальних умов:

- категорія I: Базові вимоги, орієнтовані на стабільність магістральної системи (англ. Low penetration);

- категорія II: Підвищені вимоги до стійкості, розраховані на мережі зі значною часткою сонячної та вітрової генерації;
- категорія III: Найвищий рівень стійкості та керованості, призначений для мікромереж та критично важливих вузлів.

Одним із найважливіших аспектів IEEE 1547-2018 є регламентація поведінки генераторів при відхиленнях напруги (англ. Low/High Voltage Ride-Through – LVRT/HVRT). Стандарт встановлює обов'язкові криві "напруга-час", подібні до європейських вимог RfG (англ. Requirements for Generators), проте з більшою деталізацією операційних зон:

- mandatory operation: у зоні незначних відхилень напруги DER зобов'язані продовжувати генерацію активної потужності та, за необхідності, надавати підтримку реактивною потужністю.
- momentary cessation: унікальна для північноамериканського підходу зона, де при значних просадках напруги інвертор припиняє видачу активної потужності, але не відключається фізично від мережі. Це дозволяє миттєво відновити генерацію після нормалізації напруги (протягом декількох періодів частоти), що критично важливо для запобігання втраті генерації в масштабах системи.
- must trip: лише при виході параметрів за критичні межі кривих безпеки спрацьовує релейний захист на відключення.

Подібно до вимог європейських мережевих кодексів, північноамериканський стандарт IEEE 1547-2018 регламентує не лише пасивну поведінку розподілених енергетичних ресурсів під час аварій, але й їхню активну участь у підтримці параметрів надійності енергосистеми. Ключовим механізмом забезпечення стійкості є вимога до обов'язкової інжекції реактивного струму під час динамічних змін напруги, параметри якої визначаються оператором системи розподілу залежно від топології мережі.

Стандарт IEEE 1547-2018 запроваджує концепцію "Grid Support Functions", зобов'язуючи сучасні інверторні системи підтримувати чотири базові режими керування реактивною потужністю. Вибір конкретного режиму залежить від

локальних проблем розподільчої мережі (наприклад, перенапруга в сонячні дні) і будуть детально розглянуті у наступних розділах.

Окрім технічних вимог, критичним фактором розвитку DER стала регуляторна реформа ринків. FERC Order No. 2222 (2020) став революційним нормативним актом, який усунув бар'єри для входу розподілених ресурсів на оптові ринки. Наказ зобов'язав операторів ISO/RTO розробити моделі участі для агрегованих ресурсів. Це рішення відкрило для установок зберігання енергії (BESS) та віртуальних електростанцій доступ до високомаржинальних ринків допоміжних послуг, які раніше були доступні лише великій традиційній генерації:

- ERCOT (Техас): Участь у ринку швидкого реагування на частоту (Fast Frequency Response, FFR), де BESS забезпечують миттєву підтримку системи при аваріях завдяки своїй високій швидкодії.

- PJM (Схід США): Надання послуг динамічного регулювання частоти (англ. Regulation D, RegD), спеціально розробленого для ресурсів з обмеженою енергоемністю, але високою швидкістю маневрування. Таким чином, поєднання технічних стандартів IEEE 1547-2018 та ринкових правил FERC створює комплексну екосистему, де DER не лише споживають або генерують енергію, але й виступають активними елементами керування надійністю енергосистеми.

Висновки до розділу 1

Аналіз сучасного стану та тенденцій розвитку світової та вітчизняної електроенергетики свідчить про докорінну трансформацію галузі, зумовлену процесами декарбонізації та децентралізації. Для України ці процеси набувають особливого значення в контексті необхідності підвищення енергетичної безпеки та стійкості Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) в умовах воєнного стану. Стрімке зростання частки відновлюваних джерел енергії, яка в секторі розподіленої генерації досягла 27%, а також гармонізація національних стандартів якості електроенергії з європейськими нормами (перехід на номінальну напругу 230 В), формують нові виклики для операторів систем розподілу.

У ході дослідження встановлено, що існуюча мережева інфраструктура, спроектована за принципом односпрямованого потоку потужності, не повною мірою відповідає вимогам інтеграції локальних джерел енергії. Масове приєднання сонячних та вітрових електростанцій до розподільних мереж перетворює їх з пасивних систем на активні. Це призводить до виникнення низки технічних проблем, основними з яких є зворотні перетоки потужності, неконтрольоване підвищення напруги в точках приєднання, виникнення несиметрії напруг в низьковольтних мережах та погіршення показників якості електроенергії. Ситуація ускладнюється стохастичним характером генерації ВДЕ, що вимагає наявності значних резервів гнучкості.

Виконаний аналіз методів регулювання напруги показав, що традиційні засоби, такі як трансформатори з регулюванням під навантаженням та батареї статичних конденсаторів, мають суттєві обмеження в нових умовах. Електромеханічна природа РПН обумовлює низьку швидкодію та обмежений ресурс перемикачів, що не дозволяє ефективно компенсувати швидкі флуктуації потужності ВДЕ. Крім того, алгоритми зустрічного регулювання напруги можуть працювати некоректно за наявності зворотних потоків енергії.

Перспективним напрямком вирішення окреслених проблем є використання функціональних можливостей сучасних смарт-інверторів та установок зберігання енергії (BESS). Зазначені пристрої дозволяють здійснювати швидке керування активною та реактивною потужністю (режими Volt-Var, Volt-Watt, Frequency-Watt), забезпечуючи локальну підтримку напруги та згладжування піків генерації. BESS, зокрема, виступають ефективним інструментом балансування, здатним зменшити необхідність примусового обмеження генерації ВДЕ.

Разом з тим, виявлено, що застосування виключно локальних законів керування інверторами без координації з традиційним обладнанням може призводити до конфліктів у роботі засобів регулювання (наприклад, між РПН та інверторами), збільшення втрат та зносу обладнання. Це підтверджує необхідність переходу від розрізненого керування окремими елементами до скоординованих

централізованих або децентралізованих стратегій керування режимами активних розподільних мереж.

Таким чином, актуальним науково-технічним завданням є розробка та вдосконалення методів і алгоритмів узгодженого керування засобами регулювання напруги та потоків реактивної потужності, які б враховували стохастичність генерації ЛДЕ, забезпечували нормативні показники якості електроенергії та мінімізували втрати в мережі. Вирішення цього завдання є критично важливим для подальшого розвитку розподіленої генерації та забезпечення надійного електропостачання споживачів.

2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ЛДЕ

2.1 Актуальність завдань модернізації систем розподілу електричної енергії для електроенергетичної галузі України

Ключовим елементом системи керування режимами напруги в розподільних електричних мережах (РЕМ) залишаються силові трансформатори, обладнані механізмами регулювання коефіцієнта трансформації під навантаженням (РПН; англ. On-Load Tap Changer, OLTC).

Принцип функціонування та конструктивні особливості роботи системи РПН базуються на дискретній зміні кількості задіяних витків обмотки трансформатора без переривання струму навантаження. З технічних причин відпайки для регулювання зазвичай виконуються на первинній обмотці, де протікають менші струми, що знижує навантаження на контакти перемикача та полегшує процес гасіння електричної дуги. Процес комутації передбачає використання перемикача з дугогасним пристроєм для забезпечення безперервності кола під час переходу з однієї ступені на іншу.

Альтернативним рішенням є перемикачі без збудження (ПБЗ; англ. DETC або NLTC). На відміну від РПН, зміна позиції у таких пристроях можлива лише за умови повного відключення трансформатора від мережі. Через складність процедури перемикачання, ПБЗ використовуються переважно для сезонної корекції рівня напруги або для адаптації до постійних змін у схемі мережі, а не для оперативного добового регулювання.

Топологія розміщення засобів регулювання є центри живлення підстанції, де встановлюються силові трансформатори з РПН. Для компенсації падіння напруги на протяжних розподільних лініях додатково застосовуються лінійні регулятори напруги (англ. Step Voltage Regulator, SVR). З технічної точки зору, SVR являє собою автотрансформатор з автоматичним РПН, який вмикається послідовно в лінію електропередачі.

Керування роботою РПН здійснює автоматичний регулятор напруги (АРН; англ. Automatic Voltage Regulator, AVR). Контролер безперервно вимірює напругу на вторинній обмотці трансформатора, через вимірювальний трансформатор напруги та формує команди на перемикання. Алгоритм роботи АРН включає наступні закони та параметри регулювання:

1. Стабілізація напруги: Найпростіший закон, при якому АРН підтримує напругу на вторинних шинах ЦЖ або в точці встановлення SVR на постійному, заданому рівні. Цей метод не враховує падіння напруги в мережі.
2. Зустрічне регулювання / Компенсація падіння напруги на лінії (LDC): Більш складний алгоритм, спрямований на підтримання заданого рівня напруги не на шинах ЦЖ, а у віддаленій "точці регулювання" на розподільній лінії (зазвичай, у найбільш навантаженого або віддаленого споживача). АРН вимірює струм навантаження в розподільних лініях ($I_{\text{нав}}$) і підвищує напругу на шинах ЦЖ ($U_{\text{цж}}$) пропорційно цьому струму, щоб компенсувати розрахункове падіння напруги до точки регулювання. Закон регулювання має вигляд:

$$U_{\text{цж}} = U_{\text{задан}} + R_{\text{лдц}} \cdot I_{\text{нав}} + X_{\text{лдц}} \cdot I_{\text{нав}}, \quad (2.1)$$

де $U_{\text{задан}}$ – бажана напруга в точці регулювання, а $R_{\text{лдц}}$ та $X_{\text{лдц}}$ – уставки АРН, що імітують активний та реактивний опір ділянки мережі до точки регулювання. Цей метод вимагає знання параметрів лінії та базується на припущенні про односпрямований потік потужності.

3. Часова затримка: Для запобігання надмірним перемиканням РПН через короткочасні коливання напруги, наприклад, при пуску двигунів), в АРН зазвичай передбачається часова затримка від десятків секунд до хвилин перед видачею команди на перемикання.

РПН залишаються розповсюдженим засобом регулювання завдяки високій надійності та практично не вносить додаткових втрат потужності в мережу. Проте їх електромеханічна природа обумовлює низку критичних недоліків: обмежений

ресурс за кількістю перемикачів, які спричинені зношенням контактів, відносно повільна реакція через часову затримку яка може складати десятки секунд або хвилини та ступінчастий характер регулювання. В умовах інтеграції стохастичних відновлювальних джерел енергії швидкодія механічних перемикачів стає недостатньою для компенсації різких перепадів напруги.

Також, наявність розподіленої генерації порушує логіку роботи традиційних алгоритмів, зокрема компенсації падіння напруги в лінії. Зворотні перетоки активної потужності від ВДЕ спотворюють профіль напруги вздовж розподільної лінії. У таких умовах автоматика РПН може помилково ідентифікувати режим, підвищуючи напругу замість її зниження, що призводить до виходу параметрів якості електроенергії за допустимі межі.

Іншим фундаментальним методом впливу на рівень напруги є керування потоками реактивної потужності (Q) в мережі. Інжекція реактивної потужності в мережу (джерелом реактивної потужності) призводить до підвищення напруги, тоді як споживання реактивної потужності, тобто збільшення реактивного навантаження Q – до її зниження. Традиційно керування потоками реактивної потужності використовувалося для компенсації реактивного навантаження споживачів (покращення коефіцієнта потужності $\cos(\varphi)$) та зменшення втрат та для безпосереднього регулювання напруги.

Джерела реактивної потужності:

- батареї статичних конденсаторів (БСК / СВ) це найбільш поширений та економічно ефективний засіб генерації реактивної потужності в РЕМ. Вони встановлюються як на шинах ЦЖ, так і безпосередньо на розподільних лініях, часто поблизу великих індуктивних навантажень. БСК можуть бути:
 - нерегульовані (фіксовані, FC) постійно підключені до мережі, які генерують фіксовану реактивну потужність.
 - регульовані (комутовані, SC) складаються з кількох ступенів, які можуть підключатися або відключатися за допомогою вимикачів, дозволяючи ступінчасто регулювати сумарну генеровану реактивну потужність. Керування комутацією може здійснюватися автоматично за різними

параметрами: часом доби (за графіком навантаження), рівнем напруги, струмом навантаження, величиною або напрямком потоку реактивної потужності, коефіцієнтом потужності. Недоліками КБ є дискретність регулювання, обмежений ресурс комутаційних апаратів, які при цьому використовуються, та неможливість споживати реактивну потужність. Збільшення компенсації за рахунок БСК може призвести до зменшення струму навантаження, що впливає на рівень напруги та генерацію реактивної потужності самім джерелом.

- синхронні компенсатори (СК) це синхронні двигуни, що працюють у режимі холостого ходу, без механічного навантаження на валу. Шляхом регулювання струму збудження СК може плавно генерувати або споживати реактивну потужність у широкому діапазоні, забезпечуючи ефективну стабілізацію напруги. СК мають високу перевантажувальну здатність та можуть сприяти підвищенню динамічної стійкості системи. Однак вони є відносно дорогими в установці та експлуатації та потребують обслуговування, мають власні втрати потужності).

- статичні тиристорні компенсатори (СТК / SVC) це пристрої силової електроніки, що використовують тиристори для керування підключенням реакторів, споживання Q та/або конденсаторних батарей для генерація Q . СТК забезпечують швидке (десятки мілісекунд) та плавне регулювання реактивної потужності в режимі генерації та споживання. Вони дешевші та потребують менше обслуговування, ніж СК, але можуть бути джерелом гармонік та вносити додаткові втрати потужності при споживанні Q . Зазвичай СТК застосовуються на напрузі 35 кВ і вище, але можливе їх використання і на середній напрузі.

- STATCOM (статичний синхронний компенсатор) це більш сучасний пристрій силової електроніки на основі перетворювача напруги (англ. Voltage Source Converter, VSC). STATCOM функціонально подібний до СК, але має кращі динамічні характеристики: ще швидшу реакцію, ширший діапазон регулювання Q незалежно від напруги мережі, менший рівень генерованих

гармонік та менші габарити порівняно з СТК аналогічної потужності. Може як генерувати, так і споживати Q . [39]

Алгоритми керування: Традиційно керування пристроями компенсації реактивної потужності, особливо КБ та СТК, здійснювалося локальними автоматичними регуляторами, які реагували на зміну місцевих параметрів режиму: рівня напруги, струму навантаження, коефіцієнта потужності або потоку реактивної потужності.

Загалом, традиційні методи керування реактивною потужністю, хоч і були ефективними для пасивних мереж, мають обмеження щодо швидкості реакції, особливо КБ та часто базуються на локальних вимірюваннях без урахування загального стану мережі, що стає недоліком в умовах використання активних РЕМ.

2.2 Особливості налаштування режимів роботи централізованих засобів регулювання напруги в умовах використання ЛДЕ

Поява і постійне поширення впровадження та використання розподіленої генерації призвело до необхідності адаптації існуючих методів визначення відгалужень трансформаторів з ПБЗ та законів регулювання напруги на трансформаторах центрів живлення до нових реалій.

Враховуючи, що хоча при цьому може використовуватися достатньо широкий спектр як джерел генерації, так, в загальному випадку, і установок зберігання енергії, основну роль все ж відіграють відновлювані джерела енергії. Принциповими особливостями зазначених джерел є мінливість їх вихідної потужності, а також той факт, що у більшості випадків максимальний рівень генерації з їх боку не співпадає у часі з максимальним навантаженням, як окремих вузлів розподільної мережі, так і трансформатора підстанції і цілому.

Зазначені обставини виключають можливість визначення параметрів засобів регулювання напруги на підставі розгляду лише режимів максимальних та мінімальних навантажень.

У такому випадку для вирішення даного завдання є можливість використати модифікований певним чином алгоритм, наведений наприклад в [20], де глобальна ідея полягає у бажанні підтримання напруги максимально наближеної до її номінального значення у, так званому, центрі електричних навантажень.

При цьому виходять з того, що бажана добавка напруги на трансформаторі в центрі живлення (E_{Π}) у кожний момент часу t повинна дорівнювати сумі середньозважених по потужності втрат напруги від шин підстанції до центру навантажень усіх N розподільних трансформаторів, які від нього одержують живлення. У такому випадку в процесі розрахунку зазначеної величини враховують втрати напруги в розподільній мережі (РМ) до конкретного розподільного трансформатора, втрати напруги в самому трансформаторі та в його низьковольтній мережі, а також обрані попередньо добавки напруги на розподільних трансформаторах (E_{TR}).

Розрахунки, що реалізують зазначений підхід з урахуванням впливу наявних локальних енергетичних ресурсів, можуть бути представлені наступним чином.

Першочергово визначають середньозважену по потужності втрату напруги від шин низького напруги кожного n - го розподільного трансформатора ($n = 1, \dots, N$) до центру його навантажень, з урахуванням кожного m_n - го ($m_n = 1, \dots, M_n$ споживача:

$$\Delta U_{Cnt} = \frac{\sum_{m_n=1}^{M_n} \Delta U_{m_n t} P_{m_n t}}{\sum_{m_n=1}^{M_n} P_{m_n t}}, t = 1, \dots, T, \quad (2.2)$$

де $\Delta U_{m_n t}$ - втрата напруги в мережі низького напруги до m -го споживача потужністю $P_{m_n t}$ n -ої ТП у t -му режимі.

При цьому, якщо припустити, що в умовах застосування ДРГ відповідні джерела енергії приєднані безпосередньо до шин низької напруги розподільних трансформаторів, то втрату напруги до їхнього центру навантажень можна визначити аналогічним чином. Дана умова не залежить ні від потужності джерел генерації, ні від режиму їх роботи. Аналогічні міркування можуть бути поширені і

на пристрої зберігання енергії або на випадок одночасного використання засобів генерування та зберігання енергії за умов їх приєднання до шин ТП (трансформаторної підстанції).

Якщо джерело розподіленої генерації (РГ) використовується споживачем (i , відповідно, знаходиться в кінці лінії низької напруги), то його вихідна потужність (P_{m_nft}) розглядається як від'ємне навантаження, тобто в (2.2) в період роботи зазначених пристроїв ($t \in T_f$) у якості навантаження приймається величина $P_{m_nt} - P_{m_nft}$. Аналогічним чином враховується і присутній у споживача будь-який пристрій зберігання енергії (P_{m_nat}) в період його роботи в режимі розряду ($t \in T_\ell^-$). Логічно, що у наведеному випадку навантаження відповідного споживача враховується, як $P_{m_nt} - P_{m_nat}$. Зазначимо, що в обох розглянутих ситуаціях може мати місце режим, коли у певній лінії низької напруги в окремі періоди часу змінюється напрямок струморозподілу на протилежний. При цьому втрата напруги, відповідно, буде мати від'ємне значення, оскільки при цьому потужність, що генерується джерелом РГ або установкою зберігання енергії, перевищує навантаження споживача. Однак зазначені особливості не впливають на можливість здійснення відповідних розрахунків згідно (2.2).

У режимі заряду ($t \in T_\ell^+$) установка зберігання енергії, розташована у споживача, розглядається як додаткове навантаження ($P_{m_nt} + P_{m_nat}$). У разі, коли споживач має можливість одночасно застосовувати як джерела РГ, так і засоби зберігання енергії, то логічно припустити, що накопичування енергії буде відбуватися у періоди, коли генерація з боку джерела РГ буде перевищувати поточне навантаження. Але, в загальному випадку, при здійсненні відповідних розрахунків для періодів роботи зазначених пристроїв ($t \in T_f$, $t \in T_\ell$) у якості навантаження в кінці лінії будемо враховувати що:

$$P_{m_nt} - P_{m_nft} + [a]P_{m_nat}, \quad (2.3)$$

де $[a] = -1$ у разі роботи установки зберігання енергії в режимі розрядження, $[a] = 1$ - у разі роботи зазначеної установки в режимі зарядження

Втрату напруги в розподільних трансформаторах (ΔU_{Tnt}) розраховують стандартним чином, а у разі приєднання, наприклад до будь-якого k - го вузла ($k=1, \dots, K$), джерел розподіленої генерації зазначений параметр корегують так:

$$\Delta U_{Tkt}^{(f)} = \Delta U_{Tkt} - \frac{P_{fkt}R_k}{10U_{kt}^2} [\%], \quad t \in T_f, \quad (2.4)$$

де ΔU_{Tkt} - втрата напруги в k - му розподільному трансформаторі в t - му режимі без використання в його мережі низької напруги джерел РГ або установок зберігання енергії; ΔU_{kt} - напруга на шинах В.Н. k -го трансформатора в t -му режимі; P_{fkt} - потужність ДРГ, розміщеного в k -му вузлі мережі в t -му режимі; $t \in T_f$ - час роботи джерела РГ; R_k - опір трансформатора, розрахований відносно напруги первинної обмотки.

У разі присутності в мережі ТП ($\ell = 1, \dots, L$) з приєднаними до них окрім джерел розподіленої генерації ще й установок зберігання енергії, втрата напруги в них розраховується наступним чином

$$\Delta U_{T\ell t}^{(f,a)} = \Delta U_{T\ell t} - \frac{P_{f\ell t}R_\ell}{10U_{\ell t}^2} + [a] \frac{P_{a\ell t}R_\ell}{10U_{\ell t}^2} [\%], \quad (2.5)$$

$$t \in T_f, t \in T_\ell, k = 1, \dots, K, \ell = 1, \dots, L,$$

де $P_{f\ell t}$ - поточна потужність джерела РГ приєданого до k - ої ТП, $P_{a\ell t}$ - поточна потужність установки зберігання енергії приєднаної до ℓ - ої ТП, $[a] = -1$, у разі роботи установки зберігання енергії в режимі розрядження, $[a] = 1$ - у разі роботи установки зберігання енергії в режимі зарядження; $t \in T_f, t \in T_\ell$ означає, що розглядаються режими, в яких має місце використання джерела РГ ($t \in T_f$) та/або установки зберігання енергії, як в режимі його зарядження ($t \in T_\ell^+$), так і в режимі розрядження ($t \in T_\ell^-$).

Зрозуміло, що у випадку, коли у вузлі ℓ джерело РГ не встановлено, то у (2.5) складова $\frac{P_{f\ell t} R_{\ell}}{10U_{kt}^2}$ буде відсутня.

Варто зазначити, що на деяких ТП в певних режимах, якщо генерація з боку джерел РГ (P_{fkt}) або засобів зберігання енергії в умовах розряду (P_{alt}^+) перевищує його навантаження (P_{kt}), через трансформатор виникають реверсивні потоки потужності і, відповідно, втрати напруги визначені згідно (2.4) або (2.5) будуть мати від'ємне значення.

Вплив джерел РГ та установок зберігання енергії на втрати напруги від шин підстанції до вузлів РМ залежить від взаємного розташування трансформатора n ($n=1, \dots, N$), до якого розраховується втрата напруги, і трансформаторів, до яких підключені локальні джерела енергії k ($k = 1, \dots, K$) та локальні засоби її зберігання ($\ell = 1, \dots, L$). У даному випадку розрахунки доцільно вести окремо для кожної з розподільних ліній ($d = 1, \dots, D$) приєднаних до шин підстанції.

В період роботи зазначених засобів генерування та зберігання енергії втрати напруги до n -ої ТП обчислюють, враховуючи вплив кожного з них окремо наступним чином:

- у разі присутності тільки джерела РГ у вузлі «к»:

$$\Delta U_{Lndt}^{(f)} = \Delta U_{Lndt} - P_{kdft} \sum_{i \in \Pi k, n} \frac{R_i}{10U_{it}^2} [\%], \quad (2.6)$$

$$n = 1, \dots, N; k = 1, \dots, K; t \in T_f; d = 1, \dots, D,$$

у разі присутності тільки засобу зберігання енергії, встановленого у вузлі « ℓ »:

- у режимі зарядження:

$$\Delta U_{Lndt}^{(a)} = \Delta U_{Lndt} + P_{\ell dat}^+ \sum_{i \in \Pi \ell, n} \frac{R_i}{10U_{it}^2} [\%], \quad (2.7)$$

$$n = 1, \dots, N; \ell = 1, \dots, L; t \in T_a^+; d = 1, \dots, D,$$

- у режимі розрядження:

$$\Delta U_{Lndt}^{(a)} = \Delta U_{Lndt} - P_{\ell dat}^- \sum_{i \in \Pi \ell, n} \frac{R_i}{10U_{it}^2} [\%], \quad (2.8)$$

$$n = 1, \dots, N; \ell = 1, \dots, L; t \in T_a^-; d = 1, \dots, D,$$

Якщо в мережі одночасно використовуються і джерела РГ й установки її зберігання, то відповідні розрахунки здійснюються послідовно. Спочатку на підставі (2.4) оцінюється вплив джерел РГ, а потім отримані результати коригуються з метою урахування впливу установок зберігання енергії

$$\Delta U_{Lndt}^{(f,a)} = \Delta U_{Lndt}^{(f)} + [a] P_{\ell dat} \sum_{i \in \Pi \ell, n} \frac{R_i}{10U_{it}^2} [\%], \quad (2.9)$$

$$n = 1, \dots, N; \ell = 1, \dots, L; t \in T_a^-; d = 1, \dots, D,$$

У наведених виразах ΔU_{Lndt} - втрата напруги в лінії до n - го трансформатора d - ої розподільної лінії в t - му режимі до установки джерел РГ та установок зберігання енергії; R_i - опір i - ої ділянки лінії; U_{it} - напруга на i - й ділянці лінії в t - му режимі; $i \in \Pi k$, n - означає, що підсумовуються опори R_i тільки тих ділянок мережі, які одночасно перебувають на шляху живлення вузлів навантаження n й k ; $i \in \Pi \ell, n$ - означає, що підсумовуються опори R_i тільки тих ділянок мережі, які одночасно перебувають на шляху живлення вузлів навантаження n й ℓ ; R_{kdft} - потужність в t -ому режимі джерела розподіленої генерації, який розміщений в k -му вузлі d - ої лінії; $P_{\ell dat}^+$, $P_{\ell dat}^-$ - потужність установки зберігання енергії, яка розміщена в ℓ - му вузлі d - ої лінії, відповідно в режимах зарядження та розрядження в t - ому режимі; $[a] = -1$, у разі роботи установки зберігання енергії в режимі розрядження, $[a] = 1$, у разі роботи установки зберігання енергії в режимі

зарядження; $t \in T_a^+$, $t \in T_a^-$ - режими (часові інтервали), у яких установки зберігання енергії працюють, відповідно, у режимах зарядження та розрядження.

Легко довести, що наведені вирази будуть справедливими і в тому випадку, коли на певних ділянках розподільної мережі в окремих режимах виникають реверсивні потоки потужності.

Після визначення втрат напруг в розподільних лініях, трансформаторах та від шин ТП до центра їх навантажень з'являється можливість розрахувати загальні втрати напруги від шин підстанції до центрів навантаження кожної з ТП по кожній розподільній лінії

$$\Delta U_{\Sigma ndt} = \Delta U_{Cndt} + \Delta U_{Tndt} + \Delta U_{Lndt}, \quad (2.10)$$

$$d = 1, \dots, D, n = 1, \dots, N, t = 1, \dots, T,$$

При цьому складова ΔU_{Cndt} визначається на підставі (2.3) з урахуванням усіх особливостей розташування (приєднання) та роботи джерел РГ та/або установок зберігання енергії. Складова ΔU_{Tndt} розраховується на підставі (2.4), (2.5). Втрати напруги в розподільній мережі розраховуються використовуючи вирази (2.6) – (2.9) в залежності від конкретних умов роботи окремих ТП.

Зазначені розрахунки виконуються по різним часовим перерізам, враховуючи у кожному з них поточні режими роботи окремих ДРГ, розташованих у вузлах $k=1, \dots, K$ та пристроїв накопичення енергії приєднаних до вузлів $\ell = 1, \dots, L$, які працюють в періоди часу ($t \in T_a$).

Наступний етап розрахунків полягає у визначенні середньозваженої по енергії втрати напруги до центру навантажень кожної ТП. В процесі зазначених розрахунків приймаємо до уваги, що потужність окремих споживачів, а відповідно і споживання електричної енергії, залишаються незмінними не залежно від того, з яких джерел (централізованих або локальних) воно забезпечується. Пов'язані з цим особливості електроспоживання опосередковано враховуються зміною значень

втрат напруги в окремих елементах електричної мережі. Таким чином, при цьому маємо

$$\Delta U_{Vn} = \frac{\sum_{t=1}^T \Delta U_{\Sigma nt} P_{nt}}{\sum_{t=1}^T P}, n = 1, \dots, N, \quad (2.11)$$

Отримані значення ΔU_{Vn} можуть бути використані для визначення відгалужень (E_{Tn}) ПБЗ РТ, у якості яких для кожного трансформатора приймається найближче менше стандартне значення:

$$E_{Tn} \leq |\Delta U_{Vn}|. \quad (2.12)$$

Компенсація добових змін втрат напруги в елементах мережі може бути здійснена за рахунок відповідного вибору закону регулювання напруги в ЦЖ. У цьому випадку необхідно в кожен момент часу створювати на підстанції добавку напруги зворотну за знаком і рівну за величиною середньозваженій за потужністю втраті напруги до центра навантажень всіх РТ, що живляться від даного трансформатора підстанції, з урахуванням уже обраних положень відгалужень ПБЗ РТ.

$$E_{\Pi t} = \frac{\sum_{n=1}^N (E_{Tn} - \Delta U_{\Sigma nt}) P_{nt}}{\sum_{n=1}^N P_{nt}}, n = 1, \dots, N, \quad (2.13)$$

Отримані результати дозволяють визначити залежність $E_{\Pi} = f(t)$, що по суті і являє собою закон регулювання напруги на підстанції.

2.3 Підвищення ефективності централізованого регулювання напруги за рахунок залучення BESS

Успішність реалізації централізованого регулювання напруги в значній мірі залежить від однорідності навантажень окремих як вузлів, так і розподільних ліній

в цілому, які отримують живлення від одного трансформатора підстанції. В сучасних умовах суттєве порушення однорідності, перш за все, може бути пов'язане з впливом локальних джерел енергії, які суттєво можуть порушити фактичні графіки навантаження притаманним окремим споживачам. У багатьох випадках концентрація локальних джерел енергії по окремим розподільним лініям може бути суттєво відмінною. У такому випадку забезпечити прийнятні режими напруги одночасно в усіх точках приєднання споживачів достатньо складно.

У таких випадках виникає завдання визначення, наприклад, окремої лінії чи їх невеликої групи, які потребують створення у центрах живлення суттєво інших добавок напруги у порівнянні з іншими для забезпечення нормованих відхилень напруги у своїх споживачів.

Визначити цей факт можливо шляхом розрахунку середньозважених по потужності втрат напруги окремо по кожній розподільній лінії, що живиться від шин підстанції

$$\Delta U_{dt} = \frac{\sum_{n=1}^{N_d} \Delta U_{\Sigma ndt} P_{ndt}}{\sum_{n=1}^{N_d} P_{ndt}}, d = 1, \dots, D, t = 1, \dots, T, \quad (2.14)$$

Суттєва відмінність показника (2.13) для окремої розподільної лінії по відношенню до інших, свідчить о неможливості (складності) визначення узгодженого для усіх споживачів закону регулювання напруги в ЦЖ. У той же час, виключення зазначеної лінії з розгляду при визначення параметрів (2.13) на підставі яких визначається закон регулювання напруги, дозволить суттєво підвищити його ефективність в плані забезпечення допустимих відхилень напруги у споживачів.

На підставі цього можливо зробити висновок, що певні розподільні лінії вимагають індивідуального підходу для забезпечення прийнятних рівнів напруги. Це можуть бути як традиційні заходи, зокрема, використання локальних (місцевих) засобів регулювання напруги, наприклад, лінійних регуляторів, так і не

традиційних, пов'язаних з відповідною примусовою зміною поточного розподілу у зазначеній лінії у певні інтервали часу.

Така можливість може бути реалізована за рахунок використання контрольованих й гнучких джерел енергії, які в залежності від поточного режиму можуть забезпечити як видачу енергії з мережу, так і її адсорбцію з мережі. Характерними прикладами таких технічних засобів є пристрої зберігання енергії або паливні комірки, які працюють, наприклад, разом з електролізними установками. Як вже зазначалося раніше, ще однією можливістю впливу на режими в розподільній лінії розглядається можливість керування потоками реактивної потужності, за рахунок відповідного використання локальних енергетичних ресурсів, як безпосередньо приєднаних до електричної мережі, так і інтегрованих до неї з використанням інверторного інтерфейсу.

Припустимо, що в певній розподільній лінії (q), яка містить пристрої зберігання енергії, показник (2.14) в окремі періоди часу суттєво відрізняється від аналогічних визначених для решти ліній, які отримують живлення від трансформатора центру живлення. У цьому випадку цілеспрямоване використання пристроїв зберігання енергії у зазначені періоди часу може надати можливість певним чином скорегувати поточний розподіл у лінії q та, відповідно, й значення втрати напруги до умовного центру навантажень.

Якщо показник (2.14) для лінії q , менше таких самих показників для решти ліній, то визначені згідно (2.13) бажані добавки напруги будуть, по-перше, меншими у порівнянні з тими, які необхідні для забезпечення бажаного режиму напруги для споживачів більшості ліній, а по-друге, в самій лінії q рівні напруги вздовж неї будуть вищі за ті, що необхідні для забезпечення припустимих відхилень напруги у її споживачів.

Умови відповідного корегування режиму розподільної лінії q за рахунок використання приєднаних до неї пристроїв зберігання енергії можна визначити наступним чином.

Розраховуємо середнє значення середнєзважених по потужності втрат напруги, визначених для розподільних ліній з подібними режимами роботи

$$\Delta U_{st} = \frac{\sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^{N_d} \Delta U_{\Sigma ndt} P_{ndt}}{(D-1) \sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^{N_d} P_{ndt}} \Big|_{d \neq q}, \quad (2.15)$$

Визначаємо різницю між (2.15) та показником (2.14), визначеним для q – ої розподільної лінії.

$$\delta(\Delta U_t) = \Delta U_{st} - \Delta U_{qt}. \quad (2.16)$$

Визначене згідно (2.15) значення середньозваженої втрати напруги має бути максимальним чином скомпенсоване у відповідні періоди часу за рахунок використання (у розглянутому випадку в режимі зарядження) пристроїв зберігання енергії, наявних в q – ій розподільній лінії. При цьому параметри режимів роботи пристроїв зберігання енергії в зазначеній лінії (P_{kt} , $k = 1, \dots, K_q$) визначають виходячи з наступних умов

$$\frac{\sum_{i \in \Pi k} R_i \sum_{k=1}^{K_q} P_{kt}}{\sum_{n=1}^{N_q} P_{nqt}} \rightarrow \delta(\Delta U_t), \quad (2.17)$$

де $i \in \Pi k$ означає, що розглядаються усі ланки розподільної лінії, які розташовані на шляху живлення її k – го вузла з пристроєм зберігання енергії; K_q – кількість вузлів з пристроями зберігання енергії у q – ій розподільній лінії; N_q – загальна кількість вузлів навантаження в q – ій розподільній лінії.

Обмеження традиційних методів регулювання напруги в умовах зростаючої частки ЛДЕ стимулювали пошук та розробку нових підходів, які б активно використовували можливості самих ЛДЕ для підтримки стабільності мережі. Використання "інтелекту" на периферії мережі є ключовим елементом концепції Smart Grid, що включає системи накопичення енергії, інноваційні мережеві пристрої, такі як SOP та сучасні схеми підключення ЛДЕ, через силові електронні

перетворювачі, де інвертори стають активними учасниками процесу регулювання.[33]

Установки збереження енергії, найчастіше на базі електрохімічних акумуляторів (BESS), відіграють все більш важливу роль в сучасних РЕМ. Їхня здатність накопичувати електричну енергію в періоди її надлишку (наприклад, при високій генерації з боку СЕС опівдні та низькому навантаженні) і віддавати її в періоди дефіциту, наприклад, увечері при піковому споживанні, робить їх потужним інструментом для підвищення гнучкості та надійності мережі.

Функції BESS для регулювання напруги включають:

- згладжування коливань генерації ВДЕ: Швидко реагуючи на зміни потужності ВДЕ (заряджаючись при піках генерації, розряджаючись при спадах), BESS можуть ефективно згладжувати коливання сумарної потужності, що надходить у мережу, тим самим зменшуючи коливання напруги та флікер.

- зменшення зворотних потоків та перенапруги: Замість того, щоб віддавати надлишкову енергію від ВДЕ в мережу, спричиняючи зворотні потоки та ризик перенапруги, BESS можуть накопичувати цю енергію для подальшого використання. Це дозволяє збільшити локальне споживання ВДЕ та зменшити потребу в обмеженні їхньої генерації.

- підтримка напруги при пікових навантаженнях (англ. Peak Shaving): Під час пікових навантажень, коли напруга в мережі може знижуватися, BESS можуть розряджатися, покриваючи частину навантаження та зменшуючи струм, що споживається від мережі, що сприяє підтримці напруги на належному рівні.

- надання реактивної потужності: інвертори, що використовуються для підключення BESS до мережі можуть керувати реактивною потужністю, генерувати/споживати реактивну потужність, надаючи послуги з регулювання напруги за допомогою режимів Volt-Var, Constant Q тощо.

BESS є багатофункціональними пристроями, які, окрім регулювання напруги, можуть надавати й інші цінні послуги: енергетичний арбітраж,

купівля/накопичення енергії за низькими тарифами, продаж/віддача за високими, забезпечення резервного живлення при зникненні напруги в мережі, підвищення загальної надійності електропостачання. Вони забезпечують високу гнучкість у керуванні як активною, так і реактивною потужністю. Основним недоліком залишається висока початкова вартість BESS, хоча вона поступово знижується. Також слід враховувати обмежений термін служби акумуляторів, який залежить від кількості циклів заряду/розряду, та необхідність складних систем керування батареями та координації їхньої роботи з іншими елементами мережі. Важливими задачами є також оптимальний вибір місця встановлення та потужності/ємності BESS для досягнення максимального ефекту.

Традиційно в РЕМ існують точки нормального розриву (англ. Normally Open Points), які використовуються для перемикання живлення між окремими розподільними лініями при аваріях або планових роботах. SOP – це сучасний пристрій силової електроніки, який встановлюється в таких точках розриву і дозволяє здійснювати контрольований обмін потужністю між розподільними лініями або ділянками мережі. Зазвичай SOP реалізується на базі двох з'єднаних по постійному струму перетворювачів напруги.

Функції SOP для регулювання напруги є балансування навантаження та оптимізація потоків активної потужності. SOP може перенаправляти активну потужність з більш завантажених розподільних ліній на менш завантажений, вирівнюючи таким чином навантаження на трансформатори ЦЖ, зменшуючи втрати потужності та покращуючи профілі напруги на обох розподільних лініях.

Кожен з перетворювачів SOP може незалежно генерувати або споживати реактивну потужність, забезпечуючи локальну підтримку напруги на кожній з підключених розподільних ліній. Це дозволяє більш гнучко керувати напругою порівняно з традиційними КБ.

SOP значно підвищують гнучкість та керованість РЕМ, дозволяючи оптимізувати потоки активної та реактивної потужності в реальному часі, що сприяє зменшенню втрат, покращенню якості напруги та підвищенню надійності. Однак, вони є відносно новими та дорогими пристроями, і їхня ефективність

залежить від правильного вибору місця встановлення та координації їхньої роботи з іншими регулюючими пристроями в мережі.

Сучасні інвертори, що використовуються для підключення ЛДЕ, особливо СЕС, ВЕС та УЗЕ до мережі, часто називають "смарт-інверторами" (англ. smart inverters) завдяки їхнім розширеним функціональним можливостям. На відміну від простих інверторів минулого, вони здатні не лише перетворювати постійний струм на змінний, але й активно керувати як активною, так і реактивною потужністю, що видається в мережу. Ця здатність дозволяє їм брати безпосередню участь у регулюванні напруги та наданні інших допоміжних послуг мережі. Вимоги щодо наявності таких функцій закріплені в сучасних стандартах підключення, таких як IEEE 1547-2018 та EN 50549.

Режими керування реактивною потужністю (Volt-Var та інші): Керування реактивною потужністю інвертора є одним з основних способів впливу на локальну напругу.

Таким чином, сучасні технології на базі силової електроніки (смарт-інвертори, BESS, SOP) пропонують потужні інструменти для вирішення проблем регулювання напруги, що виникають при інтеграції ЛДЕ. Вони дозволяють перейти від пасивного реагування на проблеми до активного керування режимами мережі, використовуючи гнучкість самих ЛДЕ. Ефективність цих нових підходів значно зростає при їх скоординованому застосуванні, що вимагає розробки відповідних стратегій та систем керування. При цьому, впровадження цих технологій тісно пов'язане з економічними факторами та розвитком регуляторної бази, яка б стимулювала використання ЛДЕ для надання послуг мережі.[35]

Висновки до розділу 2

У другому розділі проведено комплексний аналіз методів та засобів регулювання напруги в системах розподілу електричної енергії в умовах інтеграції локальних джерел енергії. За результатами досліджень можна зробити наступні висновки:

Встановлено, що класичні схеми регулювання напруги, які базуються на використанні пристроїв РПН силових трансформаторів та батарей статичних конденсаторів, є недостатньо ефективними в умовах стохастичної природи генерації відновлюваних джерел енергії. Електромеханічна природа РПН обумовлює обмежену швидкодію та прискорене зношення контактної системи при спробі компенсувати часті флуктуації потужності ВДЕ. Крім того, наявність зворотних перетоків потужності порушує логіку роботи традиційних алгоритмів (LDC), що може призводити до помилкових дій автоматики та виходу параметрів напруги за допустимі межі.

Розроблено та обґрунтовано модифікований підхід до визначення закону регулювання напруги на центрах живлення. Запропонована методика базується на підтримці напруги в умовному центрі електричних навантажень та враховує вплив розосередженої генерації як «від'ємного навантаження». Отримані аналітичні вирази дозволяють розраховувати середньозважені втрати напруги в елементах мережі, враховуючи поточні режими роботи джерел розподіленої генерації та установок зберігання енергії (як у режимі заряду, так і розряду). Це дає можливість більш точно визначати необхідні добавки напруги на шинах ЦЖ, нівелюючи вплив змінної генерації на загальний профіль напруги.

Визначено, що централізоване регулювання має межі ефективності у випадку суттєвої неоднорідності розподільних ліній, підключених до однієї секції шин. Якщо концентрація ЛДЕ на різних фідерах суттєво відрізняється, неможливо підібрати єдиний закон регулювання, який задовольнив би вимоги всіх споживачів. Для виявлення таких ситуацій запропоновано критерій оцінки відхилення середньозважених втрат напруги окремої лінії від усередненого показника по секції.

Обґрунтовано доцільність застосування систем накопичення енергії (BESS) та пристроїв SOP для локальної корекції напруги в "проблемних" лініях. Доведено, що цілеспрямоване використання BESS дозволяє компенсувати різницю втрат напруги, вирівнюючи режим роботи конкретної лінії відносно інших. Це дозволяє зберегти ефективність централізованого регулювання на рівні підстанції,

переклавши завдання компенсації локальних флуктуацій на швидкодіючі пристрої силової електроніки.

Показано, що сучасні смарт-інвертори, які є інтерфейсом підключення ЛДЕ, BESS та SOP, дозволяють перейти від пасивного режиму роботи мережі до активного керування потоками активної та реактивної потужності. Їх використання забезпечує необхідну швидкодію (на рівні мілісекунд) та гнучкість, що є критично важливим для забезпечення надійності та якості електропостачання в сучасних активних розподільних мережах.

3 КЕРУВАННЯ НАПРУГОЮ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З ЗАЛУЧЕННЯМ SMART-ІНВЕРТОРІВ

3.1 Загальні принципи використання smart-інверторів в електричних мережах

У традиційних розподільних мережах, які історично проектувалися за радіальною топологією з односпрямованим потоком потужності, характерним явищем є зниження напруги вздовж лінії в міру віддалення від підстанції. Окрім зниження, напруга також зазнає коливань, що викликані динамічними змінами навантажень – підключенням і відключенням великих споживачів. Для ефективного управління цими режимами та підтримання напруги в межах, визначених стандартами якості електроенергії (EN 50160), енергопостачальні організації традиційно застосовують спеціалізоване обладнання. До нього належать силові трансформатори на підстанціях, оснащені пристроями регулювання під навантаженням або перемикачів без збудження (ПБЗ), а також лінійні регулятори напруги та конденсаторні батареї поперечного і поздовжнього включення, що використовуються для локальної компенсації реактивної потужності. При цьому оператори систем розподілу (ОСР) часто застосовують стратегію Conservation Voltage Reduction (регулювання напруги для економії енергії), прагнучи підтримувати напругу в мережі максимально близько до нижньої межі діапазону допустимих значень. Такий підхід має подвійний ефект: він не лише забезпечує дотримання мінімально необхідного рівня напруги для споживачів, але й, з огляду на вольт-залежний характер частини навантажень, знижує загальне споживання електроенергії, що прямо впливає на зниження експлуатаційних витрат та загальних втрат в мережі.

Впровадження розподіленої генерації в розподільних мережах кардинально змінює режимні параметри мережі. Локальна видача активної потужності, типова для фотоелектричних станцій, створює зворотний потік потужності, що, як наслідок, призводить до підвищення напруги вздовж лінії, що показано на рисунку 3.1. У міру зростання рівня частки розподіленої генерації в мережі, цей ефект може стати критичним, викликаючи перенапруги та, як мінімум, вимагаючи більш

частого і менш ефективного спрацьовування традиційних пристроїв регулювання. У зв'язку з цим, постає важливе завдання, яке полягає у координації роботи нових джерел РГ з уже існуючим обладнанням управління напругою. Саме сучасні інтелектуальні інвертори, що відповідають оновленим стандартам, таким як IEEE Std 1547-2018, пропонують принципово нові механізми впливу на напругу. Тому у цьому випадку виникає важливе завдання, яке полягає в налаштуванні функцій інтелектуальних інверторів таким чином, щоб вони працювали узгоджено з уже існуючим обладнанням управління напругою.

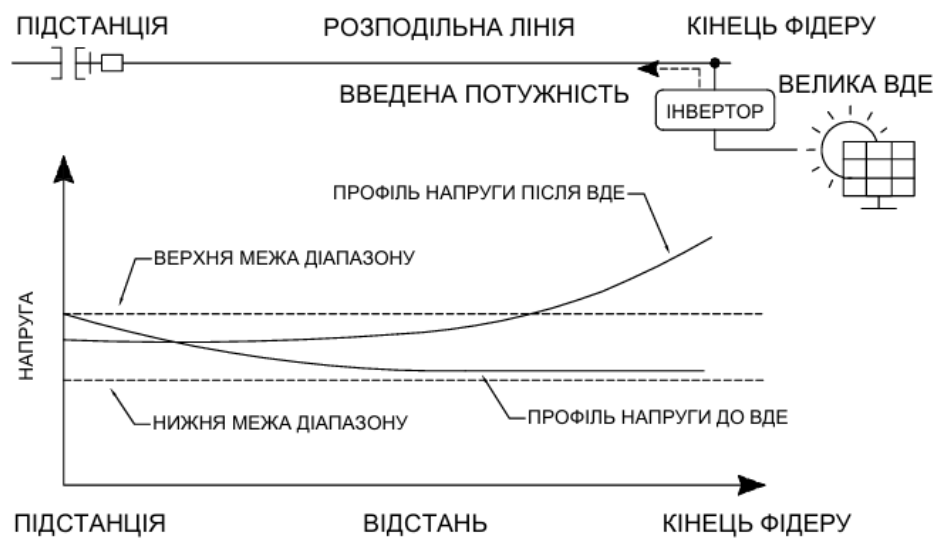


Рисунок 3.1 - Зміна напруги в розподільній лінії з і без ДРГ

Важливу роль у підтримці рівнів напруги в енергосистемі відводиться управлінню реактивною потужністю. Реактивна потужність може бути додана в мережу для підвищення рівня напруги або поглинена для його зниження, що є звичайним завданням для операторів, оскільки потреби постійно змінюються через варіації навантаження і структури генерації протягом доби. Традиційним способом зміни напруги в розподільній системі за рахунок є використання конденсаторних батарей, розташованих на підстанції або вздовж розподільної лінії, для компенсації падіння напруги від підстанції уздовж лінії, викликане струмом навантаження. Однак, у режимі високої генерації, коли локальна видача активної потужності від РГ призводить до підвищення напруги, інтелектуальні інвертори можуть

пом'якшити цей ефект за рахунок поглинання реактивної потужності. Перевага інверторів полягає в їхній здатності швидше регулювати та ефективніше, порівняно з традиційними пристроями, нівелювати швидкі стрибки та провали напруги, що виникають через коливання навантаження або мінливість сонячної генерації.

Стандарт IEEE Std 1547-2018 встановлює ключові вимоги до інтелектуальних інверторів, що використовуються в системах розподіленої генерації, зокрема, у сонячних та акумуляторних системах, з метою забезпечення стабільності та надійності електричних мереж. Зокрема, стандарт вимагає наявності функції регулювання активної потужності на основі вимірювання напруги в розподільній лінії, відомої як режим вольт-ват. Це передбачає слідування чітко визначеній «кривій» відгуку, що дозволяє динамічно обмежувати виробництво активної потужності при підвищенні напруги в точці приєднання, тим самим запобігаючи перенапругам. Крім того, інвертори зобов'язані мати можливість видавати та поглинати значну кількість реактивної потужності для підтримки необхідного коефіцієнта потужності та регулювання напруги. Ця здатність, необхідна для роботи в режимах вольт-ВАР або фіксованого коефіцієнта потужності, обмежена максимальною реактивною потужністю самого інвертора. Згідно з вимогами, інвертори мають бути здатні забезпечувати реактивну потужність до 44% від номінального значення повної потужності, що відповідає коефіцієнту потужності приблизно 0,9. Важливим доповненням є вимога «пріоритету реактивної потужності»: робота з регулювання реактивної потужності, наприклад, підтримка напруги не повинна обмежуватися генерацією активної потужності. Це означає, що у випадках, коли інвертор працює на межі своєї паспортної повної потужності, видача необхідної реактивної потужності може призвести до автоматичного обмеження (зменшення) виробництва активної потужності, щоб повна потужність не перевищувала номінальну.[21]

Інтеграція фотоелектричних станцій в мережі середньої напруги несе ризики погіршення якості електроенергії, що проявляється у появі гармонік, коливаннях напруги, її несиметричності та зміні частоти. Особливо критичною така ситуація стає при високому рівні сонячної радіації та низьких навантаженнях, що часто

призводить до перенапруг. Традиційно інвертор сонячних електростанцій працював з коефіцієнтом потужності, рівним одиниці. Однак, завдяки технологіям інтелектуальних інверторів, тепер доступні функції управління реактивною складовою потужності на додаток до активної потужності. Здатність інвертора забезпечувати регулювання реактивної потужності є компенсацією залишку його повної потужності, виходячи з номінальної потужності. Тут критично важливим є контроль меж генерації та поглинання реактивної складової, оскільки це прямо впливає на підвищення напруги. Межі повинні динамічно відслідковуватися, враховуючи коливання сонячного випромінювання та навантаження в мережі з плином часу. З іншого боку, бажано, щоб система фотоелектричного інвертора активно підтримувала напругу в мережі, здійснюючи компенсацію відповідно до потреб ОСР.

Функції регулювання реактивної потужності з використанням різних режимів управління, зокрема Вольт-Вар, для пом'якшення підвищення напруги. Проте, значна частина цих робіт була зосереджена на інверторах, підключених до мереж низької напруги (англ. Low Voltage distribution network, LVDN), де активне та реактивне навантаження інвертора фактично є навантаженням розподільного трансформатора. Ця структура суттєво відрізняється від підключення до розподільної мережі середньої напруги (англ. Medium Voltage distribution network, MVDN) через підвищувальний трансформатор, оскільки в останньому випадку навантаження фотоелектрична станція впливає на всі розподільчі трансформатори в межах окремої розподільної лінії. Отже, оцінка ефективності різних методів управління, доступних для інтелектуальних фотоелектричних інверторів, та їхнього впливу на ефективність регулювання напруги і втрати потужності в розподільній системі є вкрай актуальною темою для аналізу.

Традиційно, фотоелектричні інвертори працювали в режимі коефіцієнта потужності, рівного одиниці, зосереджуючись виключно на максимальній генерації активної потужності. Однак, сучасні інтелектуальні інвертори здійснили технологічний прорив, інтегрувавши розширені функції управління реактивною потужністю на додаток до активної. Ця нова можливість походить зі здатності

інтелектуального інвертора використовувати свою номінальну повну потужність для забезпечення необхідного регулювання реактивної потужності. Це означає, що інвертор може видавати або поглинати реактивну потужність, компенсуючи ту частину його повної потужності, яка не використовується для генерації активної потужності.

Важливо враховувати, що використання інвертора для генерації або поглинання реактивної потужності впливає на регулювання напруги в точці підключення. Тому межі генерації або поглинання реактивної потужності у фотоелектричній системі повинні бути динамічно контрольовані, оскільки вони залежать від постійних змін сонячного випромінювання та коливань навантаження в мережі з плином часу. Зазвичай, коли інвертор працює з видачею або поглинанням реактивної потужності, коефіцієнт потужності стає меншим за одиницю, що неминуче призводить до зниження доступної вихідної активної потужності для тієї ж номінальної повної потужності. Хоча цей режим може спричиняти певні економічні втрати для виробника енергії, оскільки енергопостачальні компанії зазвичай оплачують лише експорт активної енергії, він є бажаним з точки зору оператора системи розподілу. В інтересах стабільності мережі, бажано, щоб система фотоелектричного інвертора активно підтримувала напругу в мережі за допомогою компенсації реактивної потужності, відповідно до технічних вимог оператора системи.

Наукова робота, таких як [22], успішно розглядали функції регулювання реактивної потужності на інтелектуальних інверторах з використанням різних режимів управління, наприклад, вольт-ВАР, для пом'якшення підвищення напруги в розподільній мережі. Однак, більшість цих досліджень часто були зосереджені виключно на фотоелектричних інверторах, які підключені до розподільної мережі низької напруги (LVDN). У такій структурі активне та реактивне навантаження інвертора, по суті, впливає безпосередньо на навантаження одного розподільного трансформатора. Така спрощена модель суттєво відрізняється від реальної великої фотоелектричної системи, яка підключається до розподільної мережі середньої напруги і використовує підвищувальний трансформатор для приєднання. Це

критично важливо, оскільки активні та реактивні навантаження фотоелектричної системи, підключеної до MVDN, впливають не лише на один вузол, але й пов'язані з усіма розподільними трансформаторами та їхніми навантаженнями в межах усєї окремої розподільної лінії. Таким чином, висновки, отримані для LVDN, можуть не повною мірою відобразити складну динаміку напруги та потоків потужності в мережах середньої напруги з високим рівнем проникнення фотоелектричних станцій.

Оцінка ефективності інвертора фотоелектричної системи в умовах функціонування реальної розподільної мережі є ключовим напрямком досліджень. Багато робіт, зокрема праця [23], були присвячені аналізу цієї ефективності. Вони розглядалися в контексті застосування різних методів управління, наприклад, вольт-ват, вольт-ВАР, фіксований коефіцієнт потужності та при різних рівнях проникнення ФВ-систем у загальну структуру електропостачання. Такі дослідження мають вирішальне значення для розуміння того, як саме інтелектуальні інвертори можуть найкращим чином сприяти підтримці стабільності напруги та якості електроенергії в міру зростання частки відновлюваних джерел енергії. Оцінка ефективності включає аналіз того, наскільки успішно інвертори можуть пом'якшувати підвищення напруги та управляти двонаправленими потоками потужності при їх високій інтеграції в мережу, особливо у великих масштабах, що дозволяє операторам системи приймати обґрунтовані рішення щодо експлуатації та планування.

Цікавим і актуальним є детальний аналіз застосування різних методів управління (вольт-вар, вольт-ват), які доступні на даний час для інтелектуальних фотоелектричних інверторів. Метою такого аналізу є комплексна оцінка їхнього впливу на два ключові показники розподільної системи: ефективність регулювання напруги та втрати потужності. Ефективне управління напругою має вирішальне значення для підтримки якості електроенергії та запобігання пошкодженню обладнання. Водночас, мінімізація втрат енергії в лініях і трансформаторах є економічною необхідністю. Дослідження, що порівнюють ці методи, дозволяють визначити оптимальні стратегії роботи інверторів, які збалансовують необхідність

підтримки стабільності мережі з мінімізацією експлуатаційних витрат та максимізацією видачі активної потужності.

Традиційно вважалося, що джерела розподіленої генерації, які підключаються до розподільних мереж, не можуть і не повинні активно впливати на їхні режими, особливо брати участь у регулюванні напруги. Це було зумовлено як технічними обмеженнями старого обладнання, так і регуляторними підходами, орієнтованими на централізовану генерацію. У зв'язку з цим, найчастіше, завдання обмежувалося лише забезпеченням вимог щодо недопущення «острівного» режиму роботи. Також визначалася гранична потужність даних джерел і встановлювалися параметри режимів їхньої роботи, які б були толерантні до очікуваного режиму роботи мережі, до якої вони підключалися, запобігаючи неконтрольованим підвищенням напруги чи перевантаженням.

Розширення обсягу локальних джерел, що підключаються через інвертори, передусім сонячних панелей, чия вартість постійно знижується, створює нові умови в енергетиці. Ключовим каталізатором цієї зміни, що ламає традиційні уявлення, є нові розширені можливості smart інверторів. Вони створюють технічні передумови для організації більш гнучкої та ефективної взаємодії джерел розподіленої генерації з електричними мережами. Така взаємодія включає не лише генерацію енергії, а й активне управління мережею, зокрема, за рахунок відповідної координації їхньої роботи між собою та з оператором системи розподілу. Це відкриває шлях до використання ДГ як повноцінних учасників ринку, які надають мережеві послуги.

Принципова роль у реалізації цього нового завдання з гнучкої та ефективної взаємодії відводиться новому поколінню інверторів – так званим інтелектуальним інверторам. Зокрема, це стосується тих інверторів, які застосовуються для підключення до мережі фотоелектричних станцій. Сьогодні вони становлять основну групу джерел розподіленої генерації, інтегрованих безпосередньо в розподільні мережі. Саме вбудовані в них алгоритми управління реактивною та активною потужністю, а також можливість зв'язку з центром управління,

дозволяють перетворити пасивні джерела генерації на активні елементи мережі, що здатні брати участь у її регулюванні та оптимізації режимів.

3.2 Режими роботи smart інверторів

Сучасні smart інвертори, відповідно до чинних міжнародних стандартів, таких як IEEE Std 1547-2018, повинні надавати можливість реалізувати розширені функції та режими роботи. [24]

Режим керування вихідною потужністю P , яка залежить від напруги

Однією з ключових вимог є управління вихідною активною потужністю (P) за допомогою вольт-ватного режиму $P = \psi(U)$. У даному режимі вихідна активна потужність інвертора динамічно змінюється як функція від напруги U на його терміналах. Ця залежність, відображена вольт-ватною характеристикою на рисунку 3.2, для пом'якшення підвищення напруги в розподільних мережах з відновлювальними джерелами енергії. Зазвичай, характеристика задається двома основними пороговими значеннями напруги:

Lock-in це значення напруги, при якому починається обмеження активної потужності. Як приклад, при завданні параметра **Lock-in**, що дорівнює 253 В, активна потужність на виході інвертора відповідає 100% його номінальної повної потужності S_{INV} . Тобто, до цього порогу інвертор працює на максимальній активній потужності, яку генерує ВДЕ.

Lock-out це параметр вищої напруги, при досягненні якої активна потужність інвертора суттєво обмежується. До прикладу, при завданні на рівні 260 В, вихідна активна потужність інвертора знижується до 20% від S_{INV} . Таке зниження допомагає запобігти подальшому зростанню напруги в мережі, діючи як механізм автоматичного запобігання перенапруги.

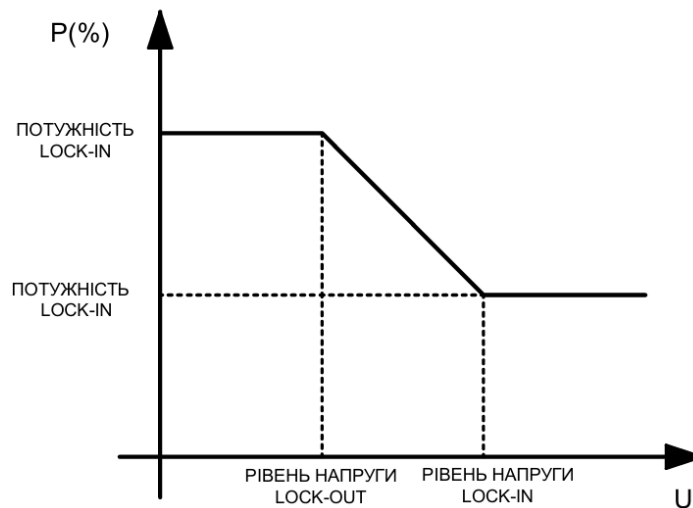


Рисунок 3.2 - Вольт-ватна характеристика інвертора

Важливо зазначити, що ці параметри Lock-in та Lock-out є гнучкими і можуть бути налаштовані відповідно до вимог мережі. Величина напруги Lock-in може задаватися в діапазоні 233 В - 250 В, а значення Lock-out може встановлюватися в діапазоні 240 В - 265 В.

При налаштуванні Lock-out на верхній межі напруги, активна потужність на виході інвертора може знижуватись до 0%, за для зниження напруги до безпечного рівня. Така функція дозволяє інвертору автоматично реагувати на динамічні зміни в мережі, діючи ефективний механізм контролю напруги без необхідності зовнішнього керування, що є критично важливим для мереж із високим відсотком розподіленої генерації.

Режим керування потужністю відповідно до частоти в точці приєднання

Цей режим управління активною потужністю інвертора спрямований на підтримку стабільності частоти в енергосистемі. Інвертор, як інтерфейс між джерелом РГ та мережею, повинен гнучко адаптувати свою вихідну активну потужність (P_{INV}) відповідно до змін системної частоти. У цьому режимі користувач може попередньо задавати необхідні налаштування. Як правило, ці налаштування включають мертву зону та статизм, що характеризує обсяг потужності, яку потрібно видати до величини відхилення. Наприклад, у випадку, коли частота мережі перевищує заданий поріг наприклад, 50.2 Гц, інвертор починає

зменшувати видачу активної потужності, що сприяє зниженню частоти до номінального значення 50 Гц. І навпаки, при значному зниженні частоти нижче певного порогу інвертор може збільшувати видачу за умови можливості видавати потрібний обсяг потужності. Цей механізм є прямим втіленням функції частотного регулювання потужності, що імітує поведінку синхронних генераторів (рис 3.3).

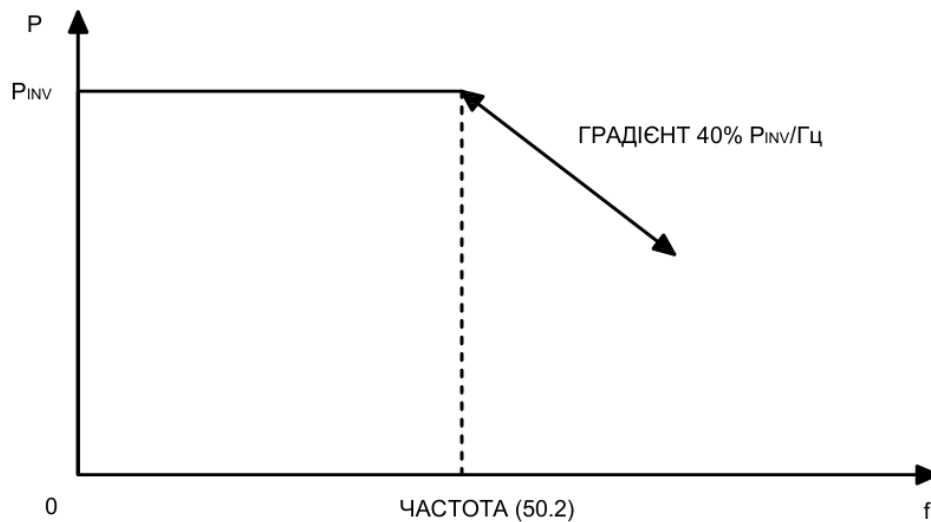


Рисунок 3.3 - Режим роботи інвертора у режимі $P = \psi(f)$

Характеристикою цього режиму є градієнт зміни потужності. У данному випадку, при досягненні частоти 50.2 Гц, фіксується поточне значення активної потужності, і подальша її зміна відбувається з градієнтом, що становить 40% від номінальної активної потужності інвертора P_{INV} на 1 Гц зміни частоти. Таким чином, якщо частота зростає до 51.2 Гц активна потужність буде зменшена на 40% від P_{INV} . Таке налаштування гарантує, що розподілена генерація бере участь у первинному регулюванні частоти та забезпечує необхідну інерцію та стійкість системи.

Крім активної потужності, інверторні джерела розподіленої генерації також відіграють ключову роль у регулюванні реактивної потужності та напруги. Вони повинні бути здатні як поглинати, так і видавати реактивну потужність. Ця здатність є критичною для балансування реактивного навантаження та мінімізації втрат у розподільних мережах, особливо у місцях де підключені ВДЕ достатньої величини щоб впливати на мережу.

Режим забезпечення незмінного значення реактивної потужності

У цьому режимі інвертор налаштовується на видачу або споживання постійного цільового значення реактивної потужності. Це значення є незалежним від поточного рівня потужності, що виробляється фотоелектричною системою, а зазвичай визначається оператором РГ на основі аналізу локального навантаження та потреб мережі у компенсації. Підтримка фіксованого значення дозволяє ефективно контролювати профіль напруги у вузлі підключення РГ, що є критично важливим для якості електроенергії.

Інвертор зобов'язаний підтримувати протягом усього часу роботи, навіть коли активна потужність значно коливається через зміну сонячної радіації. Реактивна потужність, що видається або споживається інвертором, має знаходитися у межах допустимої потужності інвертора, тобто між Q_{PV}^{max} та Q_{PV}^{min} . Тому реактивна складова залишається постійною, а активна динамічно змінюється. На рисунку 3.4 наведена характеристика червоною лінією, яка відповідає даному режиму управління.

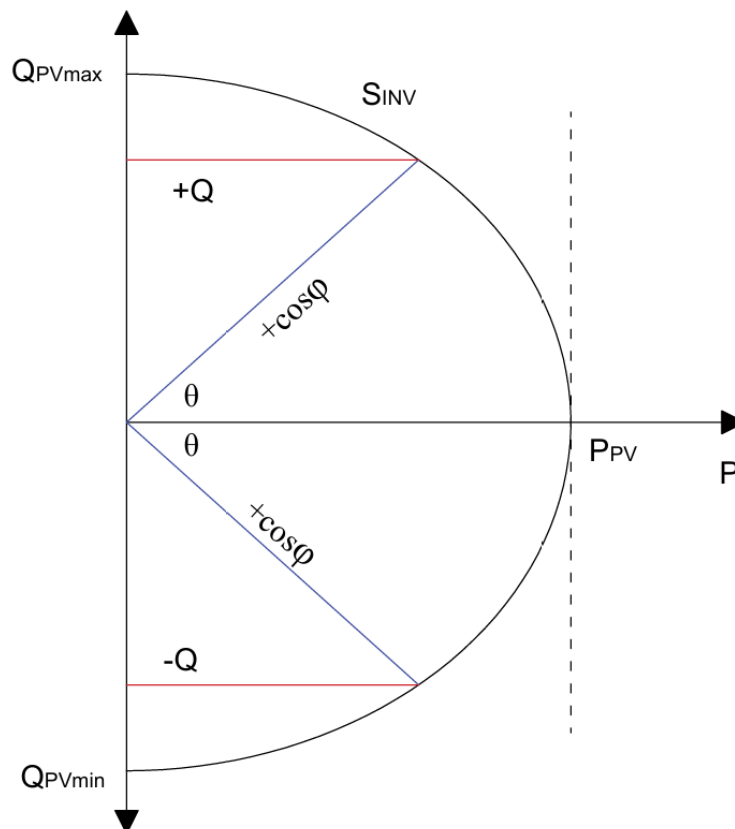


Рисунок 3.4 - Крива реактивної потужності інвертора

Режим забезпечення фіксованого значення коефіцієнта потужності

У цьому режимі джерело розподіленої генерації забезпечує фіксоване значення коефіцієнта потужності, який є важливим для стабілізації параметрів мережі. Основна мета цього режиму полягає у стабілізації профілю напруги в розподільній мережі та компенсації потреби в реактивній потужності, обумовленої локальними навантаженнями або іншими генераторами. Фіксоване значення $\cos\varphi$, яке може бути індуктивним спрямованим на споживання або ємнісним для генерації реактивної потужності, встановлюється на основі мережевих вимог. Наприклад, в умовах надмірного зростання напруги, спричиненого високою активною генерацією фотоелектричних систем, доцільно встановлювати індуктивний для споживання реактивної потужності, що призводить до зниження напруги в точці підключення. І навпаки, в мережах з просіданням напруги інвертор має працювати в ємнісному режимі для підтримки напруги. Цей режим ефективний для боротьби з односпрямованими порушеннями напруги.

Головною перевагою цього режиму є фізичне обмеження на здатність інвертора видавати чи споживати реактивну потужність. Незалежно від цільового значення, повна потужність інвертора не може перевищувати його номінальне значення. З цієї умови випливає, що при максимальній генерації активної потужності, доступний запас реактивної потужності стає мінімальним.

У режимі роботи з одиничним коефіцієнтом потужності $\cos\varphi = 1$ інвертор функціонує виключно як джерело активної потужності, не здійснюючи обміну реактивною потужністю з мережею, незалежно від рівня його генерації. Натомість, якщо встановлено цільове значення коефіцієнта потужності, менше за 1, інвертор зобов'язаний видавати (ємнісний режим) або споживати (індуктивний режим) певну кількість реактивної потужності. Величина цієї реактивної потужності визначається вихідною активною потужністю та фіксованим цільовим. Залежність між активною та реактивною потужностями, яку повинен підтримувати інвертор у цьому режимі, ілюструється відповідною характеристичною кривою, продемонстровано синьою лінією на рисунку 3.4.

$$Q_{PV} = P_{PV} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ за умови, що} \quad (3.1)$$

$$P_{PV} \leq S_{INV} \cdot \cos \varphi. \quad (3.2)$$

Режим керування доцільно використовувати для вирішення односпрямованих порушень напруги в розподільній мережі. Наприклад, у мережі з високою проникністю фотоелектричних систем, де напруга систематично перевищує допустимі межі, встановлення фіксованого споживання реактивної потужності забезпечує постійний компенсуючий ефект, що призводить до сталого зниження напруги. Типові діапазони, які може встановлювати користувач, охоплюють значення від 0,8 індуктивного до 0,8 ємнісного. Це забезпечує значний діапазон регулювання. Проте, інвертори вводять зону нечутливості: вони припиняють активне керування реактивною потужністю, якщо їхня вихідна активна потужність стає меншою за 20% її номінального значення. Це виправдано тим, що за низької генерації загальний вплив ДРГ на профіль напруги є мінімальним, і підтримка точного втрачає свою економічну та технічну доцільність.

Режим керування $\cos \varphi = \psi (P)$

Основна мета цього режиму на рисунку 3.5 у впровадження надання інвертору гнучкості в обміні реактивною потужністю з мережею, що дозволяє оптимізувати роботу системи.

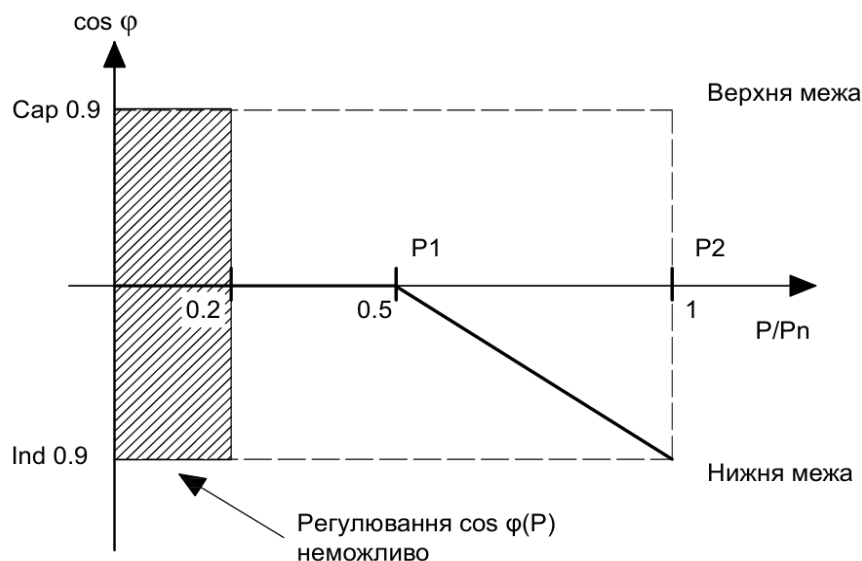


Рисунок 3.5 - Режим керування інвертором $\cos \varphi = \psi (P)$

У випадках, коли більша частина активної потужності фотоелектричної установки споживається локально, необхідність у керуванні для підтримки напруги в точці приєднання зменшується. У таких ситуаціях, простіші режими, наприклад, коли постійний $\cos \varphi < 1$, можуть не дозволяти звести вихідну реактивну потужність до нуля, що є неефективним або небажаним. Впровадження $\cos \varphi$ дозволяє налаштувати криву так, щоб інвертор працював у зоні низької або середньої активної потужності, якщо це необхідно.

Залежно від конкретної конфігурації шматково-лінійної функції, інвертор може видавати або споживати реактивну потужність відповідно до поточного рівня активної генерації. Наприклад, функція може бути налаштована на генерацію реактивної потужності при низькій генерації активної потужності для компенсації індуктивних навантажень, і на споживання при високих активної потужності для запобігання перевищенню напруги.

У цьому методі коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ інвертора задається як шматково-лінійна функція вихідної активної потужності 3.3. Це забезпечує інвертору гнучкість в обміні реактивною потужністю з мережею, дозволяючи йому адаптувати компенсацію до рівня генерації.

$$\cos \varphi = \begin{cases} \cos \varphi_1 & \text{якщо } P < P_1 \\ \frac{\cos \varphi_1 - \cos \varphi_2}{P_1 - P_2} \cdot (P - P_1) & \text{якщо } P_1 \leq P \leq P_2. \\ \cos \varphi_2 & \text{в інших випадках} \end{cases} \quad (3.3)$$

Режим керування $Q = \psi(U)$

У попередніх методах опосередкованого регулювання напруги, реактивна потужність керується на основі вимірювань активної потужності фотоелектричної системи. Це ігнорування прямого вимірювання напруги у точці загального приєднання є суттєвим недоліком, оскільки може призвести до статичної похибки та, в критичних випадках, спровокувати зміщення напруги в небажаному напрямку. На противагу цьому, прямий метод регулювання, що розглядається, базується на

вимірюванні напруги, що забезпечує значно вищу точність управління вихідною реактивною потужністю.

Функція динамічної компенсації реактивної потужності є ключовим механізмом, призначеним для забезпечення оперативного протидії розподілених генеруючих ресурсів з інверторним інтерфейсом відхиленням напруги від її номінального рівня. Цей процес здійснюється шляхом генерації або споживання реактивної потужності. Таким чином, перетворюються на активні елементи керування якістю напруги в мережі, діючи в межах допустимого робочого діапазону.

У режимі «Вольт-Вар» інвертор автономно керує своєю згідно з програмованою шматково-лінійної характеристики «вольт-вар», показаної на рисунках 3.6, 3.7, математичне опис якої відбивається виразом (3.4). Цей режим дозволяє системі споживати у відповідь на зростання напруги та генерувати у відповідь на її зниження, ефективно стабілізуючи мережеві параметри. Ключовою перевагою є можливість гнучкого налаштування користувачем параметрів цієї характеристики для оптимальної адаптації до вимог конкретної розподільчої мережі, відповідно до сучасних мережевих стандартів.

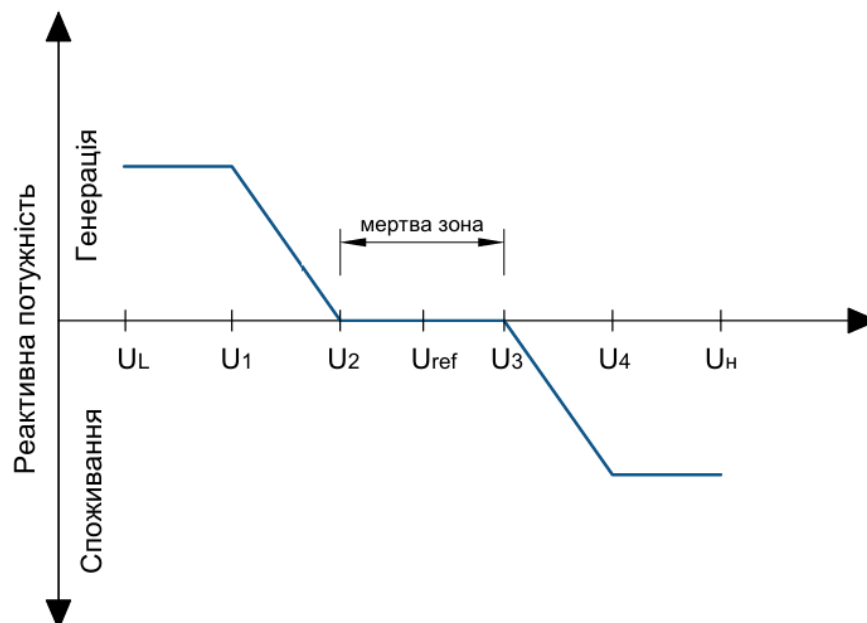
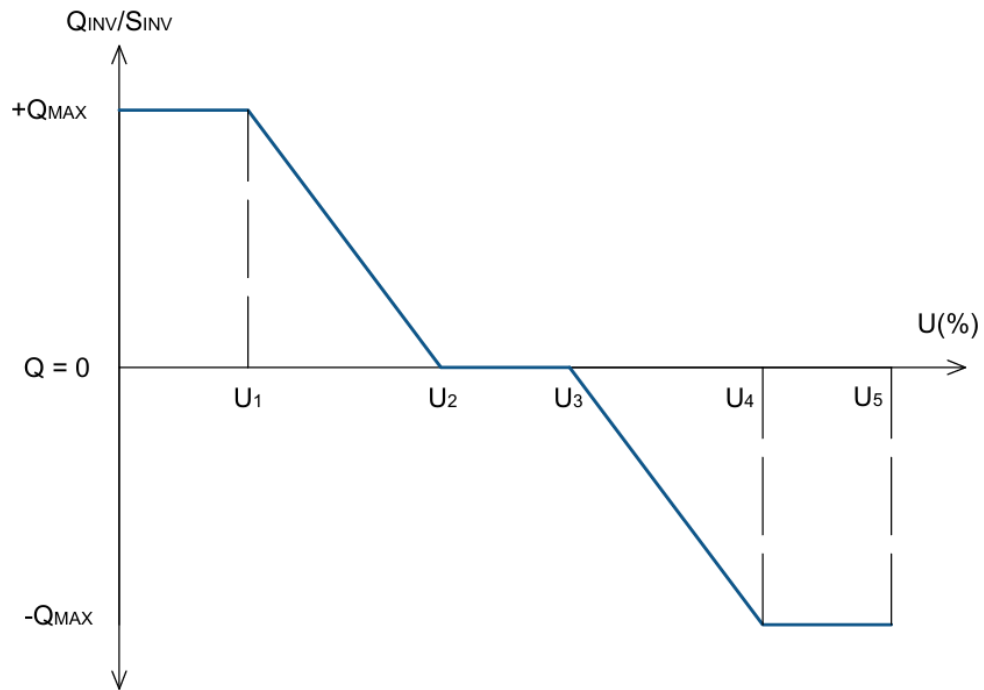


Рисунок 3.6 - Режим керування $Q = \psi(U)$

Рисунок 3.7 - Режим керування $Q = \psi(U)$

$$\frac{Q_{INV}}{S_{INV}} = \begin{cases} Q_{max} & \text{якщо } U_M \leq U_1 \\ \frac{U_2 - U_M}{U_2 - U_1} \cdot Q_{max} & \text{якщо } U_1 < U_M \leq U_2 \\ 0, & \text{якщо } U_2 < U_M \leq U_3 \\ -\frac{U_3 - U_M}{U_3 - U_4} \cdot Q_{max} & \text{якщо } U_3 < U_M \leq U_4 \\ -Q_{max} & \text{якщо } U_M > U_4 \end{cases} \quad (3.4)$$

Таким чином, для забезпечення регуляторної стійкості системи, є критично важливим, щоб заданий рівень реактивної потужності залишався незмінним при екстремальних значеннях напруги мережі нижче U_1 та вище U_4 . Це відповідає режимам максимальної генерації/споживання.

При цьому, робота в зоні нечутливості, де рівні напруги знаходяться між U_2 і U_3 , передбачає встановлення коефіцієнта потужності на рівні одиниці. У цій зоні ДГР працює виключно у режимі генерації активної потужності. Слід також підкреслити, що у випадках, коли напруга виходить за межі допустимого робочого діапазону U_L - U_A мережі, функціональність мусить бути припинена, тобто інвертор повинен бути негайно відключений.

Оскільки реалізація цієї функції надає ДГР інструментарій для автономного впливу на напругу системи безпосередньо в точці загального приєднання, рішення про активацію та параметризацію режиму «Вольт-Вар» належить до виняткової прерогативи оператора розподільної системи.

Зокрема, емпіричні або розрахункові значення для ключових точок перегину характеристики, які зображено на рисунку 6 можуть бути типовими та задані ОСР, наприклад, відповідно до нормативних профілів, представлених у Таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Значення уставок для реалізації режиму керування $Q = \psi(U)$

Характеристики	U_1	U_2	U_3	U_4
Напруга	207 В	220 В	240 В	258 В
Реактивна потужність інвертора у % від його номінальної потужності (S_{INV})	44% генерація	0%	0%	60% поглинання
Напруга	205 В	220 В	235 В	255 В
Реактивна потужність інвертора у % від його номінальної потужності (S_{INV})	30% генерація	0%	0%	40% поглинання
Узагальнені данні				
Напруга	180 – 230 В	180 – 230 В	230 – 265 В	230 – 265 В
Реактивна потужність інвертора у % від його номінальної потужності (S_{INV})	30% - 60% генерація	0%	0%	30% - 60% поглинання

Окрім пошматково-лінійної характеристики, існують альтернативні підходи для реалізації даного режиму управління реактивною потужністю. Зокрема, для цієї мети широко використовується метод спадного керування (англ. droop control).

Метод реалізує лінійну пропорційну залежність між відхиленням напруги та необхідною реактивною потужністю. У цьому підході, вихідна реактивна потужність інвертора визначається відповідно до наступного виразу:

$$Q = Q_{ц} + \left(\frac{(U - U_{ц}) \cdot S_{INV}}{K_Q} \right) \cdot 100\%, \quad (3.5)$$

де $Q_{ц}$, $U_{ц}$ - цільові значення реактивної потужності та напруги, S_{INV} - номінальна потужність інвертора, K_Q - постійний (заданий) коефіцієнт, що відображає ступінь зміни напруги, що задається в %, U - фактичне значення напруги в точці підключення інвертора до мережі.

Режим керування $Q = \psi(P)$

Ця функція використовується на практиці рідше порівняно з іншими попередньо розглянутими режимами, призначена для реалізації механізму, за допомогою якого ДГР активно керує вихідною реактивною потужністю як функцією активної потужності. Це відбувається відповідно до кусково-лінійної характеристики «ват-вар», наприклад, та яка показана на рисунку 3.8.

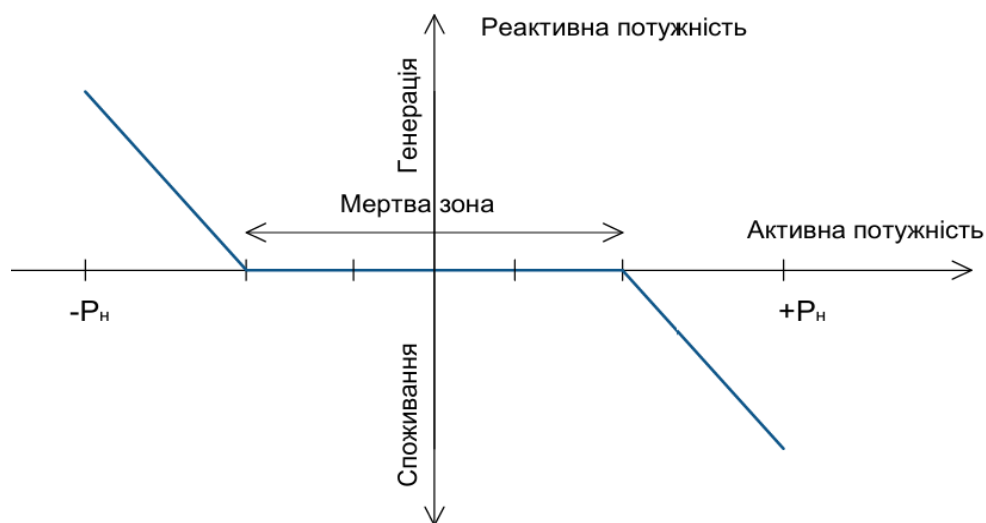


Рисунок 3.8 - Режим керування $Q = \psi(P)$

Ліва частина цього графіка, що відповідає активному споживанню потужності, застосовується лише в тих випадках, коли ДГР має таку технічну можливість, як, підключення установки зберігання енергії. В даному режимі управління коефіцієнтом потужності здійснюється на основі оцінки нижньої та верхньої меж вихідної активної потужності інвертора.

Крива регулювання реактивної потужності для методу управління $Q = \psi(P)$ зображена на рисунку 3.9, а алгоритм методу управління характеризується виразом (3.6).

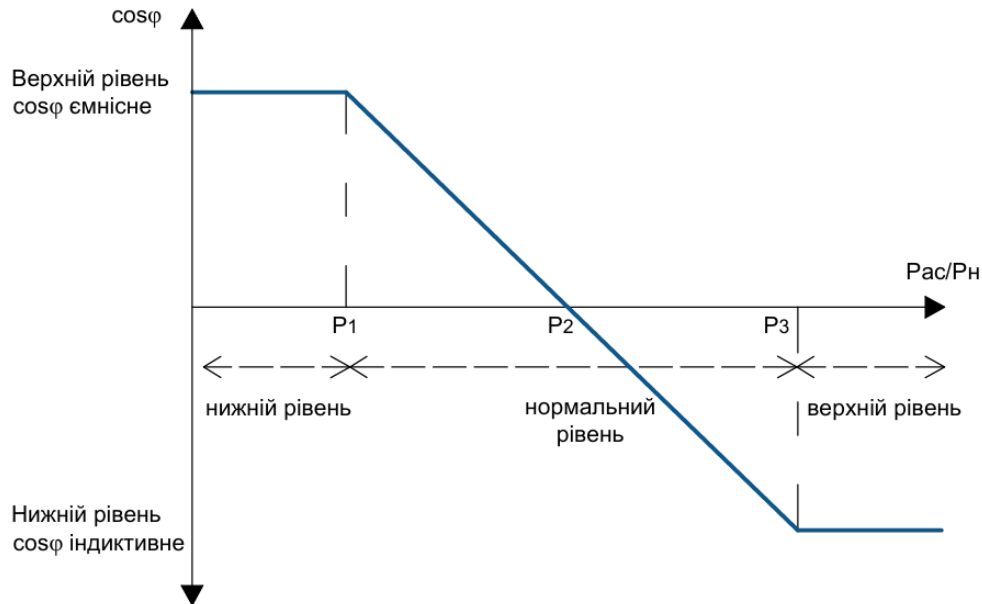


Рисунок 3.9 - Крива регулювання реактивної потужності

$$\cos \varphi = \begin{cases} \cos \varphi_{\text{ем}}^{\text{в}}, & \text{якщо } \frac{P_{\text{ac}}}{P_{\text{н}}} < P_1 \\ \cos \varphi_{\text{ем}}, & \text{якщо } P_1 \leq \frac{P_{\text{ac}}}{P_{\text{н}}} < P_2 \\ \cos \varphi_{\text{інд}}, & \text{якщо } P_2 \leq \frac{P_{\text{ac}}}{P_{\text{н}}} < P_3 \\ \cos \varphi_{\text{інд}}^{\text{н}}, & \text{якщо } \frac{P_{\text{ac}}}{P_{\text{н}}} \geq P_3 \end{cases} \quad (3.6)$$

Аналізуючи характеристику «Ват-Вар», слід відзначити ключові робочі діапазони. Коли активна потужність інвертора менша за нижню межу потужності P_1 , тоді максимальне значення коефіцієнта потужності дорівнюватиме 1. Це означатиме те, що інвертор працює без генерації чи споживання реактивної потужності.

Однак, коли коефіцієнт потужності стає менше одиниці і активна потужність інвертора знаходиться в діапазоні значень $(P_1 \dots P_2)$, інвертор почне генерацію реактивної потужності в мережу. Натомість, у наступному діапазоні значень

($P_2 \dots P_3$), реактивна потужність поглинається інвертором. Граничні значення цих діапазонів підлягають обов'язковому визначенню власником ДГР відповідно до технічних вимог та потреб Оператора розподільної системи.

Слід зазначити, що у багатьох випадках вимога про роботу ДГР саме в цьому режимі є прерогативою ОСР, який також уповноважений встановлювати відповідні уставки інвертора для коректної реалізації цієї функції. Крім цього, для підвищення надійності функціонування та уникнення необґрунтованих відключень інвертора від мережі у разі виникнення провалів напруги, система генерації зобов'язана відповідати регуляторним вимогам, відомим як LVRT (здатності до проходження низької напруги) зображено на рисунку 3.10, що є критично важливим для збереження стійкості енергосистеми (таблиця 3.2).

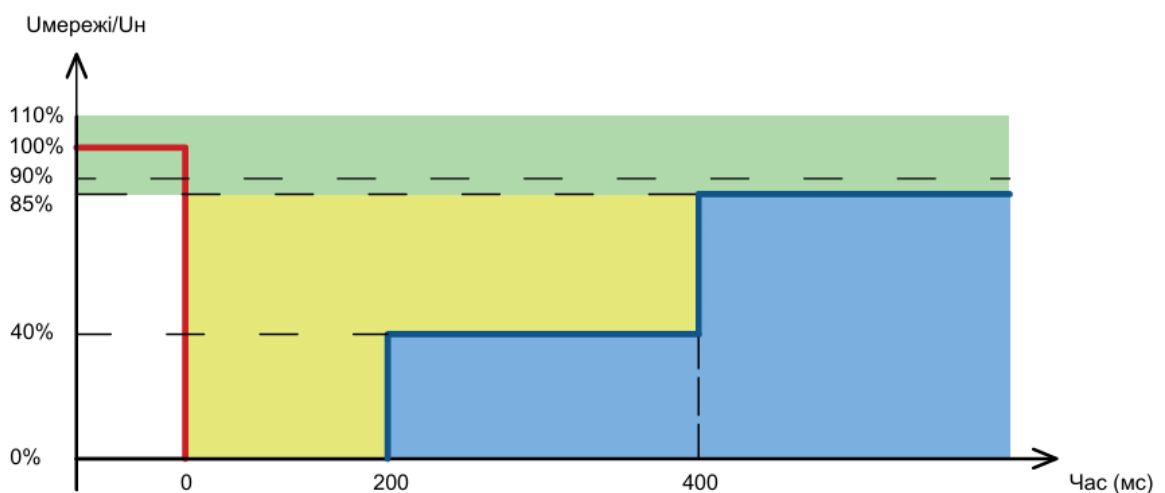


Рисунок 3.10 - Характеристики LVRT: зона 1 – інвертор не відключається від мережі, зона 2 – інвертор може тимчасово обмежити видачу активної / реактивної потужності, зона 3 – інвертор відключається від мережі

Таблиця 3.2 - Рекомендовані автономні функції smart інверторів

№	Функція	Міжнародна назва
1	Залишатися підключеним до мережі в межах певного діапазону змін напруги	Low/High Voltage Ride Through
2	Залишатися підключеним до мережі в межах певного діапазону змін частоти	Low/High Frequency Ride Through
3	Регулювати реактивну потужність у разі необхідності підтримки напруги в мережі	Volt/VAR Control
4	Вимикатися від мережі у разі виникнення у ній пошкоджень	Anti-Islanding
5	Працювати з фіксованим (але не таким, що дорівнює 1) значенням коефіцієнта потужності	Reactive Power Support
6	Керувати вихідною потужністю інвертора для згладжування різких коливань	Ramp Rate Control
7	Автоматично підключати інвертор до мережі тільки після того, як напруга та частота виявляться в межах діапазону допустимих значень	Soft Start

3.3 Порівняння режимів роботи smart інверторів

Зростаючий рівень частки розподіленої генерації у електричній мережі є ключовим фактором який спричиняє потребу у знаходженні шляхів керування ними та покращення параметрів мережі за рахунок інверторного інтерфейсу, завдяки якому більшість ВДЕ підключається в мережу. Тому ключового значення набуває оптимізація режимів роботи інверторів інтелектуальних систем. Ефективне управління реактивною потужністю інверторів є критично важливим для підтримання стабільності напруги та забезпечення якості електроенергії відповідно до міжнародних стандартів, зокрема IEEE 1547. Хоча існує низка методів керування, їхня ефективність та доцільність застосування значно різняться залежно від архітектури мережі та операційних вимог. З огляду на це, розглянемо деякі недоліки та переваги ключових методів управління режимами роботи

інверторів, починаючи з найпростішого підходу – підтримання постійного значення коефіцієнта потужності.

Розглянемо ключові переваги та недоліки методу управління режимами роботи інверторів із підтриманням постійного значення коефіцієнта потужності.

Основною перевагою режиму CPF є простота його налаштування та реалізації. Цей метод не вимагає складних алгоритмів вимірювання параметрів мережі в режимі реального часу, що мінімізує обчислювальне навантаження на інвертор та спрощує його інтеграцію у розподільну мережу. Крім того, застосування цього режиму, коли коефіцієнт потужності встановлено відмінним від одиниці, дозволяє інвертору забезпечувати підтримку напруги на розподільній лінії. Генеруючи або поглинаючи фіксовану реактивну потужність, інвертор пом'якшує вплив розподіленої генерації на коливання напруги. Такий підхід сприяє збільшенню пропускної спроможності лінії та підвищенню допустимого рівня проникнення ДРГ без порушення стандартів якості електроенергії.

Незважаючи на простоту, метод має низку суттєвих недоліків. По-перше, якщо інвертор налаштований на роботу з коефіцієнтом потужності, що дорівнює одиниці, він не видає реактивну потужність. Це типове налаштування за замовчуванням у багатьох стандартах, наприклад, у IEEE 1547-2018, проте в такому режимі інвертор не здатен нівелювати підвищення напруги, спричинене вливанням активної потужності у розподільну мережу.

По-друге, встановлення постійного значення коефіцієнта потужності призводить до того, що реактивна потужність видається або поглинається постійно, незалежно від того, чи дійсно мережа цього потребує. Це створює непотрібне реактивне навантаження на енергосистему, збільшуючи загальні втрати в лініях та підвищуючи навантаження на трансформаторне обладнання.

Третій важливий аспект пов'язаний із обмеженням повної потужності інвертора. Постійне видавання значної реактивної потужності зменшує доступний запас для видачі активної потужності. У результаті, інвертор може бути змушений обмежувати генерацію для запобігання термічному перевантаженню.

Наступний важливий нюанс цей фізичним обмеженням повної потужності інвертора. Оскільки повна потужність складається з активної та реактивної складових, інтенсивна видача реактивної потужності для підтримки напруги займатиме велику частку від номіналу пристрою. Це зменшує доступний запас для видачі активної потужності. Відповідно, інвертор може бути змушений обмежити свою генерацію для уникнення перевантаження.

Отже, режим постійного значення коефіцієнта потужності може спричинити складнощі з координацією роботи з існуючим обладнанням регулювання напруги, наприклад, перемиканням трансформатора під навантаженням. Некоординована робота інвертора та традиційних пристроїв регулювання напруги може призводити до нестабільності регулювання та частих спрацьовувань.

На відміну від статичного режиму, де встановлено постійне значення коефіцієнта потужності, режим «Вольт-вар» є динамічним методом керування. У цьому режимі інвертор регулює видачу або поглинання реактивної потужності як функцію виміряного значення напруги в точці підключення. Ця залежність, як правило, описується певною нелінійною або ступінчастою характеристикою, що дає змогу інвертору оперативно реагувати на зміни в мережі.

Ключова перевага цього режиму полягає у його здатності ефективно пом'якшувати вплив коливань напруги, які створюються розподіленою генерацією. Цей метод не обмежується лише боротьбою з підвищеною напругою, а динамічно генерує реактивну потужність для підвищення напруги або споживає її для зниження напруги, допомагаючи таким чином підтримувати її значення у межах допустимих норм.

Завдяки активній та цілеспрямованій підтримці напруги, значно збільшує пропускну спроможність розподільної мережі. Оскільки інвертор реагує виключно на відхилення напруги від номінального діапазону, він не вводить і не поглинає реактивну потужність за нормальної напруги. Це усуває критичний недолік попереднього режиму, оскільки мінімізує непотрібні реактивні потоки та, відповідно, знижує втрати електроенергії в лініях, коли підтримка напруги не потрібна.

Незважаючи на високу ефективність, метод Вольт-вар також має певні обмеження, аналогічні тим, що притаманні режиму постійного значення коефіцієнта потужності.

По-перше, динамічне генерування або поглинання реактивної потужності, особливо при значних відхиленнях напруги, може швидко задіяти доступний запас повної потужності інвертора. Як наслідок, відповідно до обмежень повної потужності, високий попит на реактивну потужність призводить до необхідності обмеження вироблення активної потужності, якщо інтелектуальний інвертор не має достатнього резерву.

По-друге, використання режиму Вольт-вар може спричинити складнощі з координацією роботи з традиційними засобами регулювання напруги, такими як перемикачі відводів трансформатора під навантаженням. Хоча він є більш керованим, його динамічна реакція може вступати у конфлікт із повільнішою, але масованою дією існуючим обладнанням регулювання, що може призвести до коливань напруги та нестабільності системи, якщо часові константи та уставки пристроїв не будуть належним чином скоординовані.

Режим «Напруга–Активна Потужність» являє собою функцію, де активна потужність, яку видає інвертор, автоматично обмежується, коли виміряне значення напруги в точці підключення перевищує заздалегідь встановлений поріг.

Завдяки здатності швидко та прогнозовано знижувати активну потужність, Вольт-ват може збільшити пропускну здатність мережі в умовах високого інтеграції ДРГ, запобігає виходу напруги за межі допустимих меж. Крім того, цей режим є корисним для підтримки роботи розподільної мережі при нештатних її конфігураціях, забезпечуючи механізм автоматичного реагування на критичні підвищення напруги, що підвищує загальну надійність системи.

Головний недолік режиму пов'язаний із його прямою дією: він призводить до підвищеного ризику скорочення видачі активної потужності. Обмеження вироблення означає втрату потенційної генерації та фінансових надходжень для власників ДРГ, що може бути неприйнятним з економічної точки зору. Цей метод

розглядається як крайній захід, оскільки він вирішує проблему напруги за рахунок ефективності виробництва енергії.

Проведена низка досліджень, що підтверджують ефективність сучасних інверторів для локального регулювання напруги. У цих дослідженнях аналізувалась ефективність різних підходів до регулювання напруги, насамперед, таких як режим Вольт-вар $Q = \psi(U)$ та режим підтримки фіксованого значення коефіцієнта потужності.

Зокрема, було показано, що проблеми з напругою на рівні побутових споживачів найкраще вирішувалися за допомогою режиму Вольт-вар. Сучасні інвертори дуже точно виконували необхідні функції, демонструючи при цьому ряд переваг порівняно з постійним значенням коефіцієнта потужності. Вони не конфліктували з традиційним обладнанням, що регулює, і продемонстрували значний потенціал для усунення обмежень на пропускну здатність мережі. Управління напругою та реактивною потужністю в режимі Вольт-вар дозволяє значно згладити профілі напруги, зменшити його швидку зміну та, що є критично важливим, вводити або поглинати значно менше реактивної потужності порівняно з постійним налаштуванням на фіксоване значення коефіцієнта потужності. Ці висновки підтверджуються результатами демонстраційних проєктів, зокрема звітом [25].

Оцінка ризику скорочення активної потужності в режимі Вольт-вар

Активація динамічного режиму $Q = \psi(U)$ з пріоритетом генерації реактивної потужності може викликати побоювання серед операторів та власників ДГ щодо потенційного скорочення генерації активної потужності через обмеження повної потужності інвертора. Хоча дуже складно кількісно оцінити ризик втрати вироблення сонячної енергії в конкретному місці, нещодавні дослідження та пілотні польові випробування показують, що цей ризик у більшості випадків є незначним. Це пояснюється тим, що для суттєвого зниження видачі активної потужності потрібне одночасне дотримання двох малоймовірних умов:

- поява максимальної вихідної потужності фотоелектричних установок;

- локальні відхилення напруги, що виходять за межі допустимого діапазону.

Фотоелектричні установки зазвичай працюють на повній потужності лише кілька годин на день у сонячні місяці. Крім того, при відхиленні напруги за межі допустимого діапазону розподільні системи, використовуючи існуюче обладнання та інтелектуальні алгоритми, можуть протягом декількох хвилин скоригувати напругу, щоб відновити її на допустимому рівні. Таким чином, умови, що призводять до зниження активної потужності через роботу в режимі Вольт-вар, виникають рідко, а якщо і виникають, то не повинні тривати довго.

Крім того, для мінімізації ризиків, власники сонячних батарей можуть встановити інвертори збільшеної потужності, щоб забезпечити достатній запас реактивної потужності без втрати видачі активної потужності навіть при номінальній генерації.

Узагальнюючи розглянуть рекомендації, можна зробити такі ключові висновки щодо ефективності режимів управління. Гнучкість та ефективність Вольт-вар режиму надає можливість керувати напругою, використовуючи найменший обсяг необхідної кількості реактивної потужності, оскільки генерується лише за потреби. Це робить його найбільш гнучким та адаптивним налаштуванням порівняно з фіксованим значення коефіцієнта потужності.

Режим Вольт-вар – це режим роботи інвертора, який дозволяє відстрочити необхідність майбутніх змін у налаштуваннях або модернізації мережі настільки, наскільки це можливо. Навіть у мережах із низьким рівнем проникнення ДРГ використання цього режиму знижує необхідність заміни обладнання у майбутньому.

Впровадження ДРГ з інверторним інтерфейсом пов'язане з його взаємодією з існуючим обладнанням регулювання напруги. Досвід енергокомпаній, що є на сьогоднішній день, показує, що розглянуті динамічні налаштування по напрузі та реактивній потужності в більшості випадків працюють безконфліктно з існуючим обладнанням наприклад, конденсаторними батареями, за умови належної координації їхніх часових констант.

Рекомендується розглянути можливість використання інверторів збільшеної потужності, щоб забезпечити необхідне вироблення реактивної потужності без шкоди для вироблення активної електроенергії.

Хоча режим управління Вольт-ват може викликати побоювання щодо появи обмеження в генерації активної потужності, він дозволяє забезпечити суттєву «підтримку» при критичних перепадах напруги. Це має збільшити пропускну здатність розподільних мереж, а також усунути необхідність прямого телекерування розподіленою генерацією для пом'якшення проблем з напругою.

Досвід, а також результати моделювання, проведені такою організацією як NREL (англ. National Renewable Energy Laboratory, США), дозволяють припустити, що обмеження в генерації потужності при використанні режиму управління буде мінімальним, з застереженням, що оператор системи розподілу виявляє пильність і приймає відповідні заходи для вирішення проблем. Регулюючим органам слід розглянути можливість створення вимог до енергетичних компаній відстежувати та повідомляти дані про напругу в мережах, що тепер стало можливим завдяки використанню сучасних інформаційних технологій, таких як АМІ (англ. Advanced Metering Infrastructure).

Розглянуті рекомендації можуть не працювати для всіх систем розподілу. Енергетичні компанії та/або регулюючі органи повинні вивчити особливості кожної конкретної системи, щоб визначити найкращі режими та налаштування регулювання напруги.

Висновки до розділу 3

У третьому розділі виконано комплексний аналіз принципів та методів керування напругою в розподільних електричних мережах із залученням функціоналу сучасних smart-інверторів. Встановлено, що зростання частки розподіленої генерації, зокрема фотоелектричних станцій, кардинально змінює режими роботи розподільних мереж, перетворюючи їх з пасивних систем з односпрямованим потоком енергії на активні системи зі складною динамікою

напруги. За таких умов традиційні засоби регулювання, такі як пристрої РПН силових трансформаторів та конденсаторні батареї, виявляються недостатньо ефективними через свою інерційність та обмежений ресурс перемикачів.

Обґрунтовано, що найбільш перспективним інструментом для локальної стабілізації параметрів мережі є використання smart-інверторів, які здатні забезпечувати швидкодіюче керування потоками активної та реактивної потужності. Згідно з вимогами сучасних стандартів, зокрема IEEE 1547-2018, інвертори повинні виконувати функції підтримки мережі, серед яких ключову роль відіграє регулювання реактивної потужності. Доведено, що цей метод дозволяє ефективно нівелювати коливання напруги без суттєвого впливу на генерацію активної енергії, що є критично важливим для збереження економічної ефективності об'єктів відновлюваної енергетики.

За результатами порівняльного аналізу основних режимів роботи інверторів визначено переваги використання адаптивних алгоритмів керування. Зокрема, режим динамічної компенсації реактивної потужності в залежності від напруги (Volt-Var) продемонстрував вищу ефективність порівняно зі статичним режимом фіксованого коефіцієнта потужності. Використання режиму Volt-Var дозволяє мінімізувати циркуляцію реактивної енергії в мережі у нормальних режимах роботи, активуючи функцію компенсації виключно при виникненні відхилень напруги, що сприяє зниженню загальних втрат електроенергії та збільшенню пропускної здатності розподільних ліній.

Водночас проаналізовано роль режиму керування активною потужністю в залежності від напруги (Volt-Watt), який визначено як необхідний механізм аварійного запобігання критичним перенапругам. Хоча активація цього режиму призводить до примусового обмеження генерації, він є необхідним «останнім рубежем» захисту мережевого обладнання та забезпечення стійкості системи у випадках, коли ресурсів регулювання реактивної потужності недостатньо.

Оцінка техніко-економічних ризиків впровадження розглянутих функцій показала, що ймовірність суттєвих втрат генерації через пріоритет регулювання реактивної потужності є низькою. Для нівелювання цього ризику та уникнення

конфлікту між генерацією активної енергії та підтримкою напруги рекомендовано застосування технічного рішення у вигляді використання інверторів із запасом номінальної потужності. Таким чином, інтеграція smart-інверторів із налаштованими адаптивними функціями дозволяє трансформувати джерела розподіленої генерації в активні елементи системи керування, підвищуючи надійність та якість електропостачання розподільних мереж середньої напруги.

4 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЄКТУ

4.1 Опис ідеї стартап-проєкту

Сучасний стан енергетичного сектору України перебуває на етапі трансформації, зумовленими як глобальними трендами декарбонізації, так і через виклики спричинені регулярними обстрілами енергетики України. В умовах масових пошкоджень об'єктів централізованої генерації та високовольтних мереж внаслідок воєнних дій, пріоритетним напрямком відновлення та розвитку ОЕС України стає децентралізація. Ця стратегія передбачає перехід від історично сформованої системи, де основне джерело генерації є великі електростанції до мережі розподіленої генерації, де ключову роль відіграють відновлювані джерела енергії.

Проте стрімке зростання частки ВДЕ, зокрема сонячних та вітрових електростанцій, створює нові технічні виклики. Стохастичний характер генерації цих джерел, залежний від погодних умов, призводить до значних небалансів між виробництвом та споживанням електроенергії в реальному часі. Це ускладнює диспетчеризацію та загрожує стійкості енергосистеми. Виникає критична проблема балансування, яка не може бути вирішена виключно традиційними маневровими потужностями, які через воєнні обставини постійно зменшуються.

Стартап-проєкт "GridUnity" розроблено як відповідь на ці виклики. Проєкт спрямований на створення та впровадження інтелектуальної системи управління перетоками потужності на рівні локальних громад (англ. microgrids). Основною метою є забезпечення енергетичної автономності та надійності електропостачання споживачів шляхом ефективної координації роботи розподілених джерел енергії.

В основу науково-технічної ідеї проєкту покладено концепцію Virtual Power Plant (VPP) – віртуальної електростанції. Ця технологія передбачає об'єднання різномірних розподілених енергоресурсів – генераційних установок, систем накопичення енергії (BESS) та керованого навантаження – для їх спільної роботи як єдиного, керованого об'єкта енергосистеми.[38]

З технічної точки зору, «GridUnity» представляє собою програмно-апаратний комплекс, який виконує функції локального оператора системи. Завдяки використанню алгоритмів прогнозування на базі штучного інтелекту та швидкісних установок зберігання енергії, система дозволяє:

1. Згладжувати пікові навантаження та провали генерації ВДЕ.
2. Забезпечувати роботу локальної мережі в острівному режимі під час аварійних відключень зовнішньої мережі.
3. Надавати послуги з балансування та регулювання частоти для оператора системи передачі.

Реалізація проекту є особливо актуальною для об'єднаних територіальних громад (ОТГ) та об'єктів критичної інфраструктури, оскільки дозволяє трансформувати їх із пасивних споживачів у активних учасників ринку, підвищуючи економічну ефективність використання енергоресурсів та рівень енергетичної безпеки регіону (таблиця 4.1).[36]

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Характеристика	Зміст
Ідея проекту	Створення програмно-апаратного комплексу «GridUnity» для агрегації децентралізованих джерел енергії (СЕС, ВЕС) та установок зберігання енергії (BESS) у єдину керовану балансуєчу групу (Virtual Power Plant) на рівні місцевих розподільчих мереж.
Мета проекту	Забезпечення енергетичної стійкості та незалежності об'єднаних територіальних громад і критичної інфраструктури шляхом інтелектуального управління потоками енергії, зменшення небалансів та монетизації резервних потужностей на ринку електричної енергії.
Інноваційність	Архітектурна: перехід від централізованого диспетчерського керування до децентралізованого алгоритмічного балансування.
	Технологічна: використання AI для прогнозування стохастичної генерації ВДЕ на локальному рівні.

Продовження таблиці 4.1

Характеристика	Зміст
	Функціональна: можливість роботи та підтримувати острівний режимі без втрати електропостачання та якості електроенергії.
Технічне рішення	Впровадження систем керування (англ. EMS, Energy Management System /SCADA) на базі штучного інтелекту для прогнозування генерації, поєднаних з промисловими літій-залізо-фосфатними (LFP) акумуляторами для фізичного балансування. Інтеграція промислових літій-залізо-фосфатних (LFP) систем накопичення енергії з хмарною платформою управління (EMS/SCADA), що забезпечує двосторонній обмін даними та енергією в реальному часі.
Цільова аудиторія	<p>B2G (англ. Business to Government): Об'єднані територіальні громади, комунальні підприємства (водоканали, тепломережі), заклади охорони здоров'я.</p> <p>B2B (англ. Business to Business): Оператори системи розподілу (ОСР), енергетичні кооперативи, власники промислових СЕС</p>
Очікувані екологічні ефекти	<p>Зменшення викидів CO² шляхом заміщення «брудної» маневрової теплової генерації (ТЕС) чистою енергією з BESS у пікові години.</p> <p>Збільшення пропускної здатності мереж для підключення нових сонячних та вітрових станцій без ризику перевантаження.</p> <p>Зменшення технічних втрат електроенергії в розподільчих мережах за рахунок локалізації споживання.</p>
Переваги для користувача	<p>Економічний: зниження витрат на електроенергію, додатковий дохід від продажу послуг балансування.</p> <p>Технічний: стабільна напруга, гарантоване живлення під час блекаутів.</p> <p>Соціальний: енергобезпека лікарень, водоканалів та шкіл у громаді.</p>

Ключова відмінність розробленої системи "GridUnity" від існуючих аналогів полягає у зміні архітектурної парадигми управління. Якщо традиційна енергетика будується за ієрархічним принципом "зверху-вниз", де керування здійснюється

централізовано на рівні оператора системи передачі або розподілу, то запропоноване рішення реалізує горизонтальну модель взаємодії

Орієнтація на малі територіальні громади та енергетичні кооперативи дозволяє заповнити вакуум між індивідуальними домогосподарствами та великими системними операторами. Це створює передумови для формування так званих "енергетичних островів" – локальних енергосистем (англ. microgrids), здатних функціонувати автономно від зовнішньої мережі

В умовах воєнного стану та загрози блекаутів, така архітектура забезпечує безпрецедентний рівень живучості системи:

- локалізація аварій: пошкодження магістральної мережі не призводить до знеструмлення громади, оскільки система автоматично переходить в острівний режим, балансуючи споживання за рахунок локальної генерації та накопичених ресурсів BESS.
- соціальна спрямованість: пріоритетом алгоритмів управління стає не просто отримання прибутку, а гарантоване енергозабезпечення об'єктів критичної інфраструктури громади (водопостачання, лікарні, пункти обігріву).

Далі проведемо порівняльний аналіз техніко-економічних характеристик ідеї відносно існуючих ринкових рішень. На поточному етапі розвитку ринку прямих аналогів, які б комплексно вирішували проблеми ОТГ, в Україні практично немає, тому порівняння доцільно проводити з альтернативними технічними підходами (таблиця 4.2).

Основними конкурентами розглядаються:

Конкурент А - промислові SCADA-системи: класичні рішення, що використовуються обленерго (ОСР). Вони відзначаються високою надійністю, але є надмірно дорогими, складними в експлуатації та малогнучкими для масштабів окремої громади.

Конкурент Б - побутові інвертори: рішення на базі звичайних гібридних інверторів, встановлених у домогосподарствах. Вони дешеві, але працюють

хаотично, без єдиного центру управління, що часто лише погіршує параметри якості електроенергії в мережі.

Таблиця 4.2 – Порівняльна характеристика техніко-економічних показників проекту та конкурентів

Критерій порівняння	Проект "GridUnity" (VPP)	Конкурент SCADA OCP	Конкурент автономні інвертори
Архітектура системи управління	Гібридна децентралізована. Поєднання хмарних обчислень периферійних контролерів, що забезпечує гнучкість.	Жорстка централізована. Ієрархічна структура, наявність єдиної точки відмови, низька адаптивність до змін топології мережі.	Фрагментарна. Відсутність єдиного керуючого контуру, хаотична робота окремих вузлів.
Капіталоемність (CAPEX)	Зниження вартості за рахунок використання серійних BESS та SaaS-моделі ПЗ.	Вимагає значних інвестицій у серверне обладнання, захищені канали зв'язку та пропрієтарні ліцензії.	Мінімальні витрати на обладнання для кінцевого домогосподарства, але без системного ефекту.
Функціональна агрегація	Реалізація концепції Virtual Power Plant: об'єднання сотень мікро-джерел в єдиний керований актив.	Орієнтація на керування об'єктами високої напруги, нездатність адмініструвати розподілену генерацію.	Технічна неможливість синхронізації роботи з іншими учасниками мережі.

Продовження таблиці 4.2

Критерій порівняння	Проект "GridUnity" (VPP)	Конкурент SCADA OCP	Конкурент автономні інвертори
Алгоритмічне забезпечення	Використання методів машинного навчання (ML) для прогнозування стохастичної генерації ВДЕ та профілю споживання.	Робота за жорсткими диспетчерськими графіками та релейною логікою.	Робота за пороговими значеннями напруги/струму без прогнозування.
Оперативна сумісність	Універсальна, підтримка відкритих протоколів (OpenADR, IEC 61850), легка інтеграція різнотипного обладнання.	Низька, "Vendor lock-in" – залежність від конкретного виробника обладнання (Siemens, ABB тощо).	Сумісність лише в межах екосистеми одного бренду (наприклад, EcoFlow, Victron).
Ринкова інтеграція	Технічна готовність до надання допоміжних послуг (РДП) та участі в балансуєчому ринку.	Виконує функції моніторингу та диспетчеризації, але не є комерційним гравцем ринку.	Споживач/генератор не має технічної можливості виходу на оптовий ринок електричної енергії.
Відмовостійкість	Здатність сегментування мережі на "острови" із збереженням генерації при втраті зовнішньої мережі.	Залежність від цілісності магістральних ліній передачі	Забезпечує живлення лише одного домогосподарства, не підтримує інфраструктуру громади.

Проведений порівняльний аналіз демонструє, що проєкт "GridUnity" володіє суттєвими конкурентними перевагами у сегменті забезпечення енергетичної безпеки територіальних громад.

1. Технологічна перевага полягає у використанні адаптивних алгоритмів управління на базі ШІ, що дозволяє нівелювати стохастичну природу відновлюваних джерел, на відміну від реактивних систем побутових інверторів.
2. Економічна доцільність забезпечується оптимізацією капітальних витрат завдяки глобальному тренду на здешевлення LFP-акумуляторів та відсутності необхідності побудови важкої диспетчерської інфраструктури, притаманної системам класу SCADA.

4.2 Технологічний аудит ідеї проєкту

Метою технологічного аудиту є перевірка технічної можливості реалізації ідеї стартап-проєкту. Цей етап передбачає аналіз наявних на ринку інженерних рішень, оцінку їх доступності, а також виявлення потенційних технічних бар'єрів, які можуть ускладнити впровадження продукту.

В основі проєкту лежить тісне поєднання сучасних енергетичних технологій (EnergyTech) та інформаційних систем. Специфіка розробки полягає в тому, що фізичне обладнання – системи накопичення та інвертори – працює під безпосереднім управлінням хмарних алгоритмів, утворюючи єдиний автоматизований комплекс. Тому в межах аудиту необхідно підтвердити, що обидві складові системи – апаратна частина та програмне забезпечення – є сумісними між собою та готовими до практичного застосування вже сьогодні, без необхідності проведення довготривалих наукових досліджень (таблиця 4.3).

Таблиця 4.3 – Технологічні інструменти для реалізації проєкту

№	Технологія реалізації ідеї	Характеристика доступності
1	Електрохімічні системи накопичення (BESS) на 10 МВт/ 20 МВт·год	Ринок пропонує широкий спектр промислових рішень на базі LiFePO ₄ (LFP) комірок. Спостерігається тренд на зниження вартості.
2	Силове перетворювальне обладнання (PCS)	Доступні двонаправлені інвертори з підтримкою функцій Grid-Forming та Grid-Following.
3	Протоколи передачі даних (IoT)	Використання стандартизованих протоколів Modbus TCP/IP, MQTT, OpenADR для обміну телеметрією.
4	Хмарна інфраструктура (Cloud)	Використання потужностей AWS/Azure для розгортання серверної частини (Backend).
5	Алгоритми прогнозування (AI/ML)	Базові бібліотеки (TensorFlow, PyTorch) є у вільному доступі, проте необхідна розробка власних моделей навчання на локальних датасетах.
6	Системи кіберзахисту	Використання наскрізного шифрування (AES-256) та захищених VPN-тунелів.

З можна зробити висновок, що всі компоненти технологічного стеку доступні комерційно. Науково-технічна задача проєкту полягає не у створенні нових фізичних принципів, а в системній інтеграції цих компонентів.

Ключовим елементом апаратної частини проєкту є вибір електрохімічної технології. Для реалізації проєкту обрано літій-залізо-фосфатні акумулятори типу LiFePO₄ або LFP. Цей вибір базується на порівняльному аналізі з поширеною альтернативою – нікель-марганець-кобальтовими (NMC) батареями.

Економічна ефективність (англ. Levelized Cost of Electricity, LCOE / Levelized Cost of Storage, LCOS). Станом на 2024-2025 роки вартість LFP комірок досягла історичного мінімуму, що дозволяє формувати ціну готового рішення BESS на

рівні 140 000 USD за 1 МВт інсталюваної потужності. Це робить проєкт рентабельним без "зелених" тарифів.

Технологія LFP забезпечує 6000–8000 циклів заряду-розряду до падіння ємності до 80% (англ. SOH, State of Health), що еквівалентно 10–12 рокам активної експлуатації. Для порівняння, NMC технологія забезпечує лише 2000–3000 циклів.

Оскільки системи встановлюватимуться поблизу об'єктів соціальної інфраструктури громад, пожежна безпека є пріоритетом. LFP хімія стійка до "теплого розгону" і не виділяє кисень при пошкодженні, що мінімізує ризик займання, на відміну від більш нестабільних NMC елементів.

Програмний комплекс "GridUnity" будується за багаторівневою архітектурою Edge-to-Cloud:

- Рівень периферії (Edge): Локальні контролери безпосередньо керують інверторами та збирають дані з лічильників з частотою дискретизації 1 с. Це забезпечує миттєву реакцію на аварійні ситуації.
- Хмарний рівень (Cloud): Тут розміщується "мозок" системи – модуль Virtual Power Plant (VPP). Він агрегує дані від усіх підключених громад, аналізує погодні прогнози та формує команди диспетчеризації.

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту

Визначення ринкових можливостей передбачає аналіз попиту, динаміки розвитку галузі та ідентифікацію потенційних клієнтських сегментів. Ринок систем накопичення енергії (англ. Energy Storage Systems, ESS) в Україні знаходиться на етапі активного формування, що зумовлено необхідністю децентралізації Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України та гармонізації законодавства з нормами ЄС (таблиця 4.4).[28]

Таблиця 4.4 - Характеристика потенційного ринку стартап-проєкту

№	Характеристика ринку	Зміст та об'єктивна оцінка
1	Специфікація ринкового сегмента	<p>Ринок гнучкості та розподіленої генерації (DER). Проєкт оперує на перетині трьох сегментів:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ринок допоміжних послуг (РДП): надання послуг з регулювання частоти та активної потужності (РПЧ, аРВЧ). 2. Балансуючий ринок (БР): компенсація відхилень генерації ВДЕ. 3. Ринок "на добу наперед" (РДН): арбітражні операції (купівля вночі, продаж у пік).
2	Обсяг та потенціал ринку	Потреба енергосистеми України в Energy Storage оцінюється НЕК "Укренерго" у 2.5–4 ГВт до 2030 року. Наразі інстальовано менше 10% від потреби. Це свідчить про наявність значного незадоволеного попиту, який буде зростати пропорційно.
3	Профіль ідеального клієнта	<p>Категорія B2G/B2B:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ОТГ та комунальні підприємства мають критичну потребу в енергонезалежності, але обмежені в компетенціях реалізації складних проєктів. – Власники промислових СЕС втрачають дохід через небаланси та обмеження видачі потужності.
4	Ключові ринкові зміни	<p>Розширення цінових спредів: різниця між нічним та піковим тарифом досягає значень, що дозволяють окупити BESS за 2.5–3 роки.</p> <p>Євроінтеграція: синхронізація з ENTSO-E вимагає дотримання жорстких стандартів якості e/e, що неможливо без швидкодіючих батарей.</p> <p>Децентралізація: державний курс на створення сотень дрібних джерел генерації замість великих ТЕС.</p>

Продовження таблиці 4.4

№	Характеристика ринку	Зміст та об'єктивна оцінка
5	Бар'єри входу	<p>1. Фінансові: висока капіталоємність на старті (понад 1.5 млн \$ для входу в промисловий сегмент).</p> <p>2. Регуляторні: складна процедура сертифікації обладнання для надання допоміжних послуг.</p> <p>3. Технічні: обмежена пропускна здатність мереж для приєднання нових установок у певних енерговузлах.</p>
6	Конкурентне середовище	<p>– Верхній рівень: Великі енергохолдинги (ДТЕК) будують гігаватні потужності, не цікавлячись дрібними громадами.</p> <p>– Нижній рівень: Імпортери побутових рішень (EcoFlow, Victron) пропонують товари без централізованого керування.</p> <p>Ніша "GridUnity": Середній сегмент (1–20 МВт) для громад є фактично "Блакитним океаном" (вільним від системної конкуренції).</p>
7	Рівень рентабельності галузі	Внутрішня норма прибутку для проєктів BESS у 2025 році оцінюється на рівні 30-40%, що значно перевищує показники традиційної сонячної генерації (IRR 10-15%).

Для глибшого розуміння доцільності проєкту необхідно проаналізувати ключові фактори, що формують попит на систему "GridUnity".

1. Проблема "Duck Curve" (Крива качки) Зі зростанням кількості сонячних електростанцій в енергосистемі України спостерігається класичний ефект "Duck Curve" – надлишок генерації вдень та різкий дефіцит у вечірні пікові години (18:00–22:00). Традиційна теплова генерація не завжди здатна забезпечити необхідну

швидкість набору потужності. Система "GridUnity" вирішує цю проблему, акумулюючи надлишкову денну енергію та віддаючи її в мережу миттєво під час пікових навантажень.

2. Економічні стимулами є розширення різниці між нічними та піковими цінами на електроенергію створює економічне підґрунтя для впровадження BESS. При вартості обладнання 140 тис. дол. за 1 МВт, бізнес-модель енергетичного арбітражу стає високорентабельною, дозволяючи окупити інвестиції за 2.5–3 роки, що є безпрецедентним показником для інфраструктурних проєктів.

3. Безпековий фактор в умовах воєнних загроз ключовою потребою споживачів стає не лише ціна, а й фізична наявність електроенергії. Формування попиту з боку ОТГ зумовлене необхідністю забезпечення роботи насосних станцій водоканалів, лікарень та пунктів незламності в умовах повного знеструмлення зовнішньої мережі.

Для систематизації внутрішніх та зовнішніх факторів впливу на успішність проєкту проведено SWOT-аналіз (таблиця 4.5).

Таблиця 4.5 - SWOT-аналіз стартап-проєкту

Сильні сторони (Strengths)	Слабкі сторони (Weaknesses)
Інтелектуальна складова: Унікальні алгоритми прогнозування генерації на базі AI.	Відсутність репутації: Бренд новий на ринку, відсутність реалізованих референс-проєктів на старті.
Масштабованість: Модульна архітектура дозволяє нарощувати потужність від 100 кВт до десятків МВт.	Залежність від імпорту: Апаратна частина (комірки, інвертори) імпортується, що створює логістичні ризики.

Продовження таблиці 4.5

Сильні сторони (Strengths)	Слабкі сторони (Weaknesses)
Вартість: Використання LFP технології забезпечує конкурентну ціну (\$140k/MW).	Обмежені фінансові ресурси команди для агресивного маркетингу
Комплексність: Рішення "Hardware + Software" з одних рук.	
Можливості (Opportunities)	Загрози (Threats)
Грантова підтримка: Доступ до фондів відновлення України та програм ЄС (англ. Horizon Europe).	Військові ризики: Фізичне пошкодження інфраструктури внаслідок обстрілів.
Зміни законодавства: Прийняття законів про розвиток систем накопичення енергії та агрегацію.	Регуляторна нестабільність: Можлива зміна правил ринку або тарифної політики НКРЕКП.
Ріст ринку: Збільшення потреби НЕК "Укренерго" у послугах регулювання частоти (РПЧ).	Валютні коливання: Девальвація гривні може збільшити термін окупності валютних інвестицій.

Аналіз ринкових можливостей свідчить про наявність значного нереалізованого попиту на системи локального енергоменеджменту. Проєкт виходить на ринок у момент технологічного перелому (здешевлення батарей) та регуляторної трансформації, що створює сприятливе "вікно можливостей" для зайняття лідерських позицій у ніші енергозабезпечення громад.

4.4 Визначення техніко-економічних характеристик ідеї проєкту

Завершальним етапом розробки стартап-проєкту є інтеграція технічних рішень та економічних розрахунків для формування цілісної бізнес-моделі.

В якості базової розрахункової одиниці обрано систему "GridUnity" номінальною потужністю 10 МВт та корисною ємністю 20 МВт·год (таблиця 4.6). Таке співвідношення дозволяє забезпечити двогодинний цикл видачі потужності, що є критично важливим для проходження вечірніх піків споживання (18:00–22:00) та участі в балансуєчому ринку.

Таблиця 4.6 – Технічні параметри системи

Параметр	Значення	Обґрунтування вибору
Встановлена потужність	10 МВт	Мінімально достатній обсяг для формування балансуєчої групи та відчутного впливу на енерговузол громади.
Енергоємність	20 МВт·год	Забезпечує тривалість розряду $t = 2$ години, що дозволяє перекивати віялові відключення та максимізувати дохід від арбітражу.
Технологія накопичення	LFP (LiFePO ₄)	Забезпечує >6000 циклів (термін служби 15 років) та високу пожежну безпеку порівняно з NMC.
Ефективність (Round-trip efficiency)	$\geq 88\%$	Враховує ККД інвертора (96%), ККД батареї (95%) та власні потреби системи охолодження.

Продовження таблиці 4.6

Параметр	Значення	Обґрунтування вибору
Час відгуку	< 200 мс	Відповідає вимогам Кодексу системи передачі для надання послуг первинного регулювання частоти.

Для успішного виходу на ринок обрано стратегію фокусування. Компанія концентрує зусилля на сегменті B2G (англ. Business-to-Government), а саме – на територіальних громадах, які потребують енергетичної автономності (таблиця 4.7).

Маркетинговий комплекс (4P):

1. Product: Комплексне рішення "під ключ" (Hardware + Software + Service).
2. Price: Використання моделі "Cost-Plus" із забезпеченням ціни нижче середньоринкової завдяки прямим поставкам коміркам.
3. Place: Прямі продажі через тендерні процедури та партнерство з асоціаціями енергоефективних міст.
4. Promotion: Участь у галузевих форумах, демонстрація пілотного об'єкта.

Таблиця 4.7 - Структура витрат на запуск проекту

№	Стаття витрат	Деталізація витрат	Сума, дол.	Частка
1	Основне обладнання (BESS)	4 блоків по 5 МВт·год (LFP), інвертори PCS (10 МВт), BMS, система охолодження	2 800 000	80.3%
2	Проектування та монтаж	Будівельні роботи, фундаменти під 20 контейнерів, кабельні траси, пусконаладження	420 000	12.0%

Продовження таблиці 4.7

№	Стаття витрат	Деталізація витрат	Сума, дол.	Частка
3	Приєднання до мереж	Реконструкція комірки підстанції, плата за нестандартне приєднання	120 000	3.4%
4	Розробка ПЗ (R&D)	Адаптація алгоритмів EMS, серверна інфраструктура	50 000	1.4%
5	Інші витрати	Маркетинг, юридичний супровід, резерв (3%)	100 000	2.9%
	РАЗОМ		3 490 000	100%

Зважаючи на соціальну значущість проекту (енергонезалежність громад) та високу комерційну привабливість, обрано змішану модель фінансування. Структура джерел наведена в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 - Структура джерел фінансування проекту

Джерело фінансування	Сума, USD	Обґрунтування
1. Грантові кошти (EBRD, Фонд енергоефективності, Horizon Europe)	698 000	Залучення безповоротного фінансування для проектів відновлення критичної інфраструктури України.
2. Пільгове кредитування (Програма "5-7-9%")	1 047 000	Кредит у державних банках під низький відсоток для закупівлі енергообладнання.

Продовження таблиці 4.8

Джерело фінансування	Сума, USD	Обґрунтування
3. Приватні інвестиції (Венчурний інвестор / Енергохолдинг)	1 745 000	Залучення стратегічного партнера в обмін на частку в майбутніх прибутках (Equity).
РАЗОМ:	3 490 000	Повне покриття потреби в капіталі.

Оцінка інвестиційної привабливості проєкту "GridUnity" базується на конфігурації системи 10 МВт / 20 МВт·год.

1. Структура інвестицій (CAPEX) Загальна потреба в капіталі становить 3 490 000 USD. Левову частку витрат (80%) складає закупівля акумуляторних комірок типу LFP та інверторного обладнання. Зростання вартості порівняно з базовими моделями зумовлене використанням подвійної ємності (20 МВт·год), що є необхідною умовою для ефективної роботи на ринку.

2. Модель монетизації формується:

- Допоміжні послуги (РПЧ): Отримання плати від оператора системи передачі (НЕК "Укренерго") за готовність батареї стабілізувати частоту мережі. Це гарантований пасивний дохід.

- Арбітраж на РДН: Активна торгівля електроенергією – зарядка вночі за мінімальним тарифом та продаж у пікові вечірні години за максимальною ціною.

Узагальнені фінансові показники ефективності проєкту, розраховані на основі діючих прайс-кепів 2025 року, наведено в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 - Показники ефективності стартап-проєкту

№	Показник	Значення (USD)	Пояснення
1	Капітальні інвестиції (CAPEX)	3 490 000	Повна вартість запуску проєкту.
2	Прогнозований річний дохід	1 050 000	Валовий дохід з урахуванням ринкових ризиків.
3	Операційні витрати (OPEX)	(250 000)	Обслуговування, податки, операційні витрати.
4	Чистий річний прибуток	~800 000	Реальний грошовий потік після витрат.

Висновок до розділу 4

У даному розділі здійснено комплексну розробку стартап-проєкту "GridUnity", спрямованого на забезпечення енергетичної незалежності територіальних громад та стабілізацію Об'єднаної енергосистеми України.

Запропоноване рішення є відповіддю на критичні виклики воєнного часу та глобальні тренди декарбонізації. В основі проєкту лежить концепція віртуальної електростанції (VPP), яка, на відміну від традиційних централізованих систем, використовує децентралізовані алгоритми управління та штучний інтелект. Це дозволяє об'єднувати розрізнені джерела генерації та системи накопичення в єдину систему, забезпечуючи надійне електропостачання навіть в умовах ізолюваної роботи.

Проведений технологічний аудит підтвердив можливість реалізації проєкту на базі існуючих комерційно доступних рішень. Вибір технології літій-залізо-

фосфатних (LFP) акумуляторів є стратегічно обґрунтованим завдяки їх високому ресурсу (>6000 циклів), пожежній.

Аналіз ринку виявив значний незадоволений попит у сегменті об'єднаних територіальних громад та промислових об'єктів, для яких енергобезпека є пріоритетом. Проєкт виходить на ринок у сприятливий момент трансформації енергетичного сектору України, займаючи вільну нішу середніх потужностей, яка ігнорується великими холдингами.

Фінансове моделювання для системи з параметрами 10 МВт / 20 МВт·год продемонструвало високу інвестиційну привабливість проєкту. При загальному обсязі інвестицій 3.49 млн дол. та використанні консервативного сценарію прогнозування доходів, простий термін окупності становить 4.4 роки. Застосування моделі змішаного фінансування (гранти + пільгові кредити + приватний капітал) дозволяє мінімізувати фінансові ризики та забезпечити рентабельність інвестицій на рівні 23%.

Таким чином, проєкт "GridUnity" є технічно реалізованим, економічно вигідним та соціально значущим стартапом, реалізація якого сприятиме підвищенню стійкості енергетичної інфраструктури України.

ВИСНОВКИ

У магістерській дисертації розглянуто комплекс питань, пов'язаних із забезпеченням надійності та якості електропостачання в розподільних мережах з високою часткою локальних джерел генерації. Дослідження включало аналіз технічних та економічних аспектів застосування адаптивних алгоритмів керування smart-інверторами та системами накопичення енергії, а також оцінку ефективності впровадження концепції віртуальних електростанцій для підвищення енергетичної стійкості споживачів.

1. Невідповідності традиційної мережевої інфраструктури новим умовам. Розподільні мережі України проєктувалися як пасивні системи з одностороннім потоком енергії. Масова інтеграція ВДЕ (сонячних та вітрових станцій) перетворює їх на активні, створюючи двосторонні потоки потужності, що призводить до критичних перепадів напруги, з якими старі засоби (РПН трансформаторів, конденсаторні батареї) не можуть впоратися через інерційність та обмежений ресурс перемикачів. Доведено, що в сучасних умовах покладатися лише на механічні засоби регулювання (РПН) неможливо. Єдиним ефективним шляхом є перехід до концепції Smart Grid, де ключову роль відіграють не заміна дротів, а впровадження інтелектуальних алгоритмів керування силовими інверторами та накопичувачами.

2. Вибір оптимальної стратегії керування Smart-інверторами. Інвертори відновлювальних джерел енергії мають різні режими роботи (Volt-Var, Volt-Watt, Constant PF). Необхідно було визначити, який з них забезпечує найкращий баланс між якістю напруги та втратами генерації «зеленої» енергії. На основі порівняльного аналізу визначено оптимальні умови застосування режимів регулювання:

- пріоритетний режим (Volt-Var) є найбільш ефективним для нормальних режимів роботи. Він дозволяє регулювати напругу за рахунок реактивної потужності без зменшення генерації активної енергії.

- аварійний режим (Volt-Watt) має використовуватися лише як допоміжний механізм для зрізання піків генерації у критичні моменти, щоб уникнути аварійного відключення інвертора. Така комбінація дозволяє підвищити пропускну здатність мережі без необхідності її дороговартісної реконструкції.

3. Координація між локальними та централізованими засобами регулювання. Локальні smart-інвертори реагують миттєво, тоді як загальномержеві пристрої (РПН на підстанції) – повільно. Це може призводити до конфлікту пристроїв, «розхитування» системи та зносу обладнання. Обґрунтовано необхідність адаптивного налаштування, де швидкі відхилення компенсуються інверторами та установками зберігання енергії (BESS), а повільні добові зміни – традиційними засобами. Це мінімізує кількість перемикачів механічних пристроїв, подовжуючи термін їх служби.

4. Економічна доцільності установок зберігання енергії (BESS). Установки зберігання енергії є технічно ідеальним інструментом для регулювання, але мають високу вартість (CAPEX), що стримує їх впровадження. Розроблено модель «GridUnity», яка довела, що економічна ефективність досягається через поєднання відновлювальних джерел енергії у віртуальну електростанцію (VPP).

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

5. Частка ВДЕ у глобальному електроенергетичному балансі сягнула 30% Українська енергетика. – 2024. – URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/chastka-vde-u-hlobalnomu-elektroenerhetychnomu-balansi-siahnula-30>.
6. Трифонівська СЕС відновила роботу на 50% потужності – ДТЕК Українська енергетика. – 2023. – URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/tryfonivska-ses-foto-dtek>.
7. World passes 30% renewable electricity milestone [Electronic resource] Ember. – 2024. – URL: <https://ember-energy.org/latest-updates/world-passes-30-renewable-electricity-milestone/>.
8. Кодекс систем розподілу : затв. постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310 Ліга:Закон. – URL: <https://ips.ligazakon.net/document/kr240761?an=418>.
9. Про затвердження Змін до Кодексу систем розподілу : постанова НКРЕКП від 07.02.2024 р. № 266 НКРЕКП. – URL: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-zatverdzhennya-zmin-do-kodeksu-sistem-rozpodilu-10>.
10. Лешнюк Н. С. Проблеми та перспективи розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні / Н. С. Лешнюк // Інститут відновлюваної енергетики НАН України. – URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Leshnuik14.05.20.pdf>.
11. Скільки приватних СЕС встановлено в регіонах – інфографіка ExPro Consulting. – URL: <https://expro.com.ua/novini/sklki-privatnih-ses-vstanovleno-v-regionah>.
12. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт Бібліотека Луцького національного технічного університету. – URL: <https://lib.lntu.edu.ua/sites/default/files/2021-02/%D0%9F%D0%9E%D0%A1%D0%86%D0%91%D0%9D%D0%98%D0%9A%20%D1%81%D0%BF%D1%83%D1%81%D0%BA%2016%20%D0%BB%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%96%D0%B2%20%281%29.pdf>.
13. Роз'яснення до методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами

ElectroControl. – URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/stati-sxemy-i-spravochnaya-informaciya/razyasnenie-k-metodike-vychisleniya-platy-za-peretekanie-reaktivnoj-elektroenergii-mezhdu-energospobzhayushhej-organizaciej-i-ee-potrebitelyami.html>.

14. Приєднання до мереж: «зелена» генерація за спрощення та повну прозорість Українська енергетика. – URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/pryiednannia-do-merezh-zelena-heneratsiia-za-sproshchennia-ta-povnu-prozorst>.

15. Сучасні аспекти розвитку мікробіології, вірусології та імунології : матеріали наук.-практ. конф., 9-11 лист. 2023 р. Держ. біотехнологічний ун-т. – 2023. – URL: <https://biotechuniv.edu.ua/wp-content/uploads/2023/12/conf-9-11-23-tezy.pdf>.

16. Асоціація сонячної енергетики України: офіційний сайт. – URL: <https://aseu.org.ua/16579/>.

17. Приборкання норавливої: як подолати стрибки напруги в електромережах // Українська енергетика. – URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/pryborkannia-norovlyvoi-iak-podolaty-strybky-napruhy-v-elektromerezhakh>.

18. Експерти: 1 МВт систем накопичення в Україні коштує 500-800 тис. євро Українська енергетика. – URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/eksperty-1-mvt-system-nakopychennia-v-ukraini-koshtuie-500-800-tys-ievro>.

19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України Scribd. – URL: <https://id.scribd.com/document/671069040/ВИМОГИ-ДО-ВІТРОВИХ-ТА-СОНЯЧНИХ-ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ-ПРИ-ЇХНІЙ-РОБОТІ-ПАРАЛЕЛЬНО-З-ОБ'ЄДНАНОЮ-ЕНЕРГЕТИЧНОЮ-СИСТЕМОЮ-УКРАЇНИ>.

20. Автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка : збірник тез доповідей Центральноукраїнський національний технічний університет. – Кропивницький, 2023. – URL: <https://kntu.kr.ua/file/content/13789/zbirnyk-tez.pdf>.

21. A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, A. A. Alkahtani, and A. E. P. G. Abas, «Power quality assessment of grid-connected PV system in compliance with the recent integration requirements», *Electronics (Switzerland)*, vol. 9, no. 2, 2020, doi: 10.3390/electronics9020366.
22. E. Ghiani and F. Pilo, «Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems», *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 504–511, 2015, doi: 10.1007/s40565-015-0165-4
23. M. J. Parajeles, J. Quirós-Tortós, and G. Valverde, «Assessing the performance of smart inverters in large-scale distribution networks with PV systems» in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017*, 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126752.
24. IEEE Std 1547, «IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces», IEEE standards, pp. 1–138, 2018.
25. EPRI, «Arizona Public Service Solar Partner Program: Advanced Inverter Demonstration Results», 2017, <https://www.epri.com/#/pages/product/000000003002011316/?lang=en>
26. Результати наради з питань підвищення енергоефективності роботи електромереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6-10 кВ шляхом переходу на 20 кВ / НКРЕКП. – 2018. – URL: <https://www.nerc.gov.ua/news/rezultati-naradi-z-pitan-pidvishchennya-energoefektivnosti-roboti-elektromerezh-ta-zmenschennya-vtrat-v-rozpodilchikh-merezhakh-610-kv-shlyakhom-perekhodu-na-20-kv>.
27. Якість електричної енергії / НКРЕКП. – URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/yakist-elektropostachannya/yakist-elektrichnoyi-energiyi>.
28. Зелена книга. Регулювання ринку виробництва електричної енергії / Офіс ефективного регулювання (BRDO). – Київ, 2024. – URL: <https://brdo.com.ua/wp-content/uploads/2024/06/6-ZK-Regulyuvannya-ryнку-vyrobnytstva-elektrychnoi-energii-.pdf>.

29. Про затвердження Кодексу систем розподілу : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 310 / Верховна Рада України. – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> .

30. Звіт про виконання Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом [/ Урядовий офіс координації європейської та євроатлантичної інтеграції. – URL: https://eu-ua.kmu.gov.ua/wp-content/uploads/Zvit_UA.pdf .

31. Grid Connection Codes [Electronic resource] // European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). – URL: <https://www.acer.europa.eu/electricity/connection-codes> .

32. Про затвердження Кодексу системи передачі : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 309 // Верховна Рада України. – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18> .

33. С.П. Денисюк, Р. Стшелецькі. SMART GRID СИСТЕМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ. ФОРМУВАННЯ СКЛАДОВИХ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ПЛАТФОРМИ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ СИСТЕМАМИ ТА МЕРЕЖАМИ / Електронний архів НТБ КПІ ім. Ігоря Сікорського. – URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/2f12a6fb-bc97-47bb-b856-48f7e8fb1f60/content> .

34. Опришко В.П. ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З АКТИВНИМ СПОЖИВАЧЕМ / Електронний архів НТБ КПІ ім. Ігоря Сікорського. – URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/2668f452-7a69-4e47-bc45-77a26271476e/content> .

35. ЧЕРНЕЦЬКА Ю.В. ДИСЕРТАЦІЯ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ СТИМУЛЮЮЧОГО РЕГУЛЮВАННЯ / Електронний архів НТБ КПІ ім. Ігоря Сікорського. – URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/d6096022-e4ac-44c0-ac7d-87d352e8da5c/content> .

36. Каплун В. В. Формування технологічних структур енергонезалежних громад / В. В. Каплун // Держенергоефективності. – URL: https://old.sae.gov.ua/sites/default/files/documents/%D0%9A%D0%B0%D0%BF%D0%BB%D1%83%D0%BD%20%D0%92.%D0%92.%20%D0%A4%D0%BE%D1%80%D0%BC%D1%83%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F%20%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D1%96%D1%87%D0%BD%D0%B8%D1%85%20%D1%81%D1%82%D1%80%D1%83%D0%BA%D1%82%D1%83%D1%80%20%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE%D0%BD%D0%B5%D0%B7%D0%B0%D0%BB%D0%B5%D0%B6%D0%BD%D0%B8%D1%85%20%D0%B3%D1%80%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D0%B4_%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%B0%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D1%96%20%D1%80%D0%B8%D1%81%D1%83%D0%BD%D0%BA%D0%B8%20%281%29.pdf.

37. Research on power distribution in a microgrid with distributed electricity sources / ResearchGate. – URL: https://www.researchgate.net/publication/391342826_Research_on_power_distribution_in_a_microgrid_with_distributed_electricity_sources.

38. Створення систем BESS у відповідності зі змінними вимогами світового ринку / Energy Storage. – URL: <https://energystorage.com.ua/novosti/sozдание-sistem-bess-v-sootvetstvii-s-izmenyayushhimisya-trebovaniyami-mirovogo-rynka/>.

39. SVC Light (STATCOM) / Hitachi Energy. – URL: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/facts/statcom/svc-light>.

40. Проблеми енергоменеджменту: системи управління енергоспоживанням та енергопостачанням (PEMS'22) : матеріали VII Міжнар. наук.-техн. конф. / КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Київ, 2022. – URL: <https://iee.kpi.ua/wp-content/uploads/2024/02/%D0%97%D0%B1%D1%96%D1%80%D0%BD%D0%B8%D0%BA-%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%B5%D1%80%D1%96%D0%B0%D0%BB%D1%>

96%D0%B2-

%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%97-PEMS-2022.pdf.

41. Відрновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті : матеріали XXII Міжнар. наук.-практ. конф. – Київ, 2021. – URL: <https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/tezi2021.pdf> .

42. Приєднання до мереж: «зелена» генерація за спрощення та повну прозорість / Українська енергетика. – URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/pryiednannia-do-merezh-zelena-heneratsiia-za-sproshchennia-ta-povnu-prozorist>.