

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЗАТХЕЙ КАТЕРИНА ОЛЕКСАНДРІВНА

УДК 621.311.1-025.17(043.5)

ДИСЕРТАЦІЯ
КЕРУВАННЯ БАЛАНСОМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ЧАСТКОВОЮ
ДЕЦЕНТРАЛІЗАЦІЄЮ ГЕНЕРУВАННЯ

за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
в галузі знань 14 «Електрична інженерія»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії.

Дисертація містить результати власних досліджень.

Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело_____ К. О. Затхей

Науковий керівник Лежнюк Петро Дем'янович, доктор технічних наук,
професор.

Вінниця - 2026

АНОТАЦІЯ

***Затхей К. О.* Керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з частковою децентралізацією генерування.**

- Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» в галузі знань 14 «Електрична інженерія». - Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2026.

Сучасний етап розвитку електроенергетики характеризується суттєвими структурними змінами, пов'язаними з інтеграцією відновлюваних джерел енергії, розвитком розподіленого генерування, цифровізацією електричних мереж та переходом до інтелектуалізованих систем керування енергетичними процесами. Традиційна архітектура електроенергетичних систем, яка історично формувалася на основі централізованих джерел генерування та ієрархічної структури керування, поступово трансформується у напрямку більш гнучких і децентралізованих структур. Така трансформація обумовлена необхідністю підвищення енергоефективності, забезпечення стабільності функціонування електроенергетичних систем та інтеграції нових типів енергетичних ресурсів у структуру електричних мереж.

Зростання частки відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних та вітрових електростанцій, суттєво змінює характер формування балансу електроенергії. На відміну від традиційних електростанцій, виробіток електроенергії відновлюваними джерелами значною мірою залежить від погодних умов і має виражений нерівномірний характер. Це створює додаткові труднощі для забезпечення балансу електроенергії, стабільності частоти та підтримання допустимих рівнів напруги в електричних мережах. У таких умовах забезпечення стабільного функціонування електроенергетичних систем потребує використання нових технічних та організаційних методів для керування режимами роботи електричних мереж.

У таких умовах особливого значення набуває розвиток локальних електроенергетичних систем, що формуються на базі розподілених джерел генерування, систем накопичення електроенергії, керованих навантажень та сучасних засобів автоматизованого керування. Локальні електроенергетичні системи можуть функціонувати як у паралельному режимі з об'єднаною енергосистемою, так і в автономному режимі, що підвищує гнучкість функціонування енергосистеми та забезпечує додаткові можливості для балансування електроенергії. Використання таких систем дозволяє більш ефективно інтегрувати відновлювані джерела енергії у структуру електроенергетичних систем та забезпечити більш раціональне використання наявних енергетичних ресурсів.

У дисертаційній роботі досліджено особливості формування балансу електроенергії в електроенергетичних системах з частковою децентралізацією генерування та розглянуто роль локальних електроенергетичних систем як елементів, здатних підвищувати гнучкість, керованість і стійкість функціонування енергосистем. Показано, що застосування локальних електроенергетичних систем дозволяє оптимізувати режими роботи електричних мереж, зменшити залежність від централізованих джерел генерування та підвищити ефективність використання відновлюваних джерел енергії.

У роботі проведено аналіз сучасних способів щодо забезпечення балансу електроенергії в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. Розглянуто основні технічні та організаційні проблеми, пов'язані з інтеграцією відновлюваних джерел генерування у електричні мережі, а також досліджено особливості функціонування електроенергетичних систем за умов значної інтеграції відновлюваних джерел енергії з варіабельним характером генерування. Особливу увагу приділено аналізу режимних обмежень електричних мереж, що виникають унаслідок значних коливань генерування електроенергії відновлюваними джерелами.

Показано, що інтеграція значних обсягів відновлюваних джерел енергії призводить до збільшення коливань генерування електроенергії, що, у свою чергу, потребує застосування додаткових засобів балансування. До таких засобів належать системи накопичення електроенергії, резервні джерела генерування, керування попитом та оптимізація режимів роботи електричних мереж. Використання цих інструментів дозволяє підвищити гнучкість функціонування електроенергетичних систем та забезпечити більш ефективне узгодження процесів генерування та споживання електроенергії.

У межах дослідження розроблено математичну модель для оцінки засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. Запропонована модель дозволяє здійснювати комплексну оцінку ефективності різних технічних рішень, спрямованих на забезпечення балансу електроенергії, з урахуванням технічних, режимних та економічних параметрів. Модель дає можливість проводити порівняльний аналіз різних способів резервування потужності та оцінювати їх вплив на режим роботи електроенергетичної системи.

Особливістю запропонованого методу є використання відносних показників, що дозволяє здійснювати порівняльний аналіз альтернативних засобів балансування навіть за умов неповної інформації про їхні вартісні характеристики. Це створює можливість обґрунтованого вибору оптимальних технічних рішень щодо резервування потужності та компенсації нерівномірності генерування відновлюваних джерел енергії. Запропонований принцип дозволяє оцінювати ефективність різних варіантів балансування з урахуванням їхніх технічних характеристик, експлуатаційних параметрів та впливу на режим роботи електричної мережі.

У дисертації також досліджено структуру та порядок підготовки інформації, необхідної для оцінки балансу потужності у локальних електроенергетичних системах. Визначено основні етапи формування інформаційного забезпечення, які включають збір, перевірку, нормалізацію та

інтеграцію даних у розрахункові моделі. Показано, що достовірність результатів розрахунків значною мірою залежить від якості вихідних даних та правильності їх підготовки.

До складу вихідних даних, необхідних для проведення розрахунків, входять параметри електричних мереж, характеристики джерел генерування, графіки навантаження, технічні обмеження обладнання та інші параметри, що впливають на формування балансу електроенергії. Як джерела вихідної інформації можуть використовуватися дані сучасних систем моніторингу та керування електроенергетичними об'єктами, зокрема SCADA, автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та локальних систем контролю параметрів мережі. Використання таких інформаційних систем дозволяє отримувати оперативні дані про режими роботи електричних мереж і підвищувати достовірність розрахунків режимних параметрів електроенергетичних систем.

На основі проведених досліджень сформовано спосіб для оцінювання впливу різних засобів балансування на режимні параметри електроенергетичної системи. Запропонований метод ґрунтується на порівняльному аналізі альтернативних варіантів організації балансування за результатами моделювання їхнього впливу на баланс потужності, розподіл потоків потужності та рівні напруг у електричній мережі. Використання такого методу сприяє підвищенню ефективності планування режимів роботи електроенергетичних систем та оптимізації використання наявних енергетичних ресурсів.

Практична частина дисертаційної роботи присвячена моделюванню режимів роботи електроенергетичних систем з використанням локальних електроенергетичних систем на основі відновлюваних джерел енергії. Для проведення досліджень використано програмний комплекс DIgSILENT PowerFactory, який дозволяє виконувати детальний аналіз режимів роботи

електричних мереж, розрахунків потоків потужності та оцінювання параметрів усталених режимів електроенергетичних систем.

Моделювання виконано для тестової електроенергетичної системи з чотирнадцятьма вузлами, що включає вузли генерування, вузли навантаження та елементи мережі передачі електроенергії. У результаті розрахунку усталених режимів визначено основні параметри балансу потужності системи, зокрема величини активної та реактивної потужності, втрати електроенергії у мережі, розподіл потоків потужності між вузлами та рівні напруги у різних точках електричної мережі.

Результати моделювання показали, що використання локальних джерел генерування у структурі електроенергетичної системи дозволяє підвищити ефективність використання електроенергії, оптимізувати розподіл потоків потужності в мережі та покращити показники режиму роботи системи. Крім того, застосування локальних джерел генерування сприяє підвищенню енергетичної автономності окремих ділянок електричної мережі та зменшенню залежності від зовнішньої енергосистеми.

Проведені дослідження підтвердили, що локальні електроенергетичні системи можуть розглядатися як ефективний інструмент балансування електроенергії в електроенергетичних системах з частковою децентралізацією генерування. При цьому важливу роль відіграє використання сучасних алгоритмів керування, систем прогнозування генерування та споживання електроенергії, а також впровадження інтелектуалізованих технологій Smart Grid.

У дисертаційній роботі визначено основні напрями розвитку локальних електроенергетичних систем та інтелектуальних електричних мереж. Показано, що впровадження концепції Smart Grid дозволяє підвищити ефективність використання енергетичних ресурсів, забезпечити інтеграцію відновлюваних джерел енергії та створити передумови для розвитку сучасних електроенергетичних систем.

Отримані результати дослідження формують науково-методичну основу для вдосконалення керування балансом електроенергії в електроенергетичних системах з частковою децентралізацією генерування. Запропоновані методи та алгоритми можуть бути використані під час проєктування та модернізації локальних електроенергетичних систем, вибору оптимальних засобів балансування, розроблення систем керування накопичувачами енергії та навантаженням.

Ключові слова: електроенергетична система, баланс потужності і електроенергії, часткова децентралізація генерування, локальні електроенергетичні системи, відновлювані джерела енергії, розподілене генерування, режим електричної мережі, моделювання режимів, DIgSILENT PowerFactory, якість електроенергії, засоби балансування, резервування потужності, установки зберігання енергії, Smart Grid, керування режимами електроенергетичних систем.

ABSTRACT

Zatkhei K. O. Power Balance Control in an Electric Power System with Partially Decentralized Generation. - Qualification scientific work in the form of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 141 «Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics» in the field of knowledge 14 «Electrical engineering». - Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, 2026.

The current stage of electric power industry development is characterized by significant structural changes associated with the integration of renewable energy sources, the development of distributed generation, the digitalization of power networks, and the transition to intelligent energy management systems. The traditional architecture of electric power systems, historically formed on the basis of centralized generation sources and a hierarchical control structure, is gradually transforming toward more flexible and decentralized configurations. Such

transformation is driven by the need to improve energy efficiency, ensure the stable operation of electric power systems, and integrate new types of energy resources into the structure of power networks.

The increasing share of renewable energy sources, particularly solar and wind power plants, significantly changes the nature of electricity balance formation. Unlike conventional power plants, electricity generation from renewable sources largely depends on weather conditions and has a pronounced stochastic character. This creates additional challenges for maintaining the electricity balance, frequency stability, and acceptable voltage levels in electrical networks. Under such conditions, ensuring the stable operation of electric power systems requires the application of new technical and organizational approaches to power system operation management.

In this context, the development of local electric power systems based on distributed generation sources, energy storage systems, controllable loads, and modern automated control systems becomes particularly important. Local electric power systems may operate both in parallel with the interconnected power system and in an islanded mode, which increases the flexibility of power system operation and provides additional opportunities for electricity balancing. The use of such systems makes it possible to integrate renewable energy sources more efficiently into electric power systems and ensure a more rational utilization of available energy resources.

The dissertation investigates the features of electricity balance formation in electric power systems with partially decentralized generation and considers the role of local electric power systems as elements capable of increasing the flexibility, controllability, and reliability of power system operation. It is shown that the implementation of local electric power systems makes it possible to optimize power network operating modes, reduce dependence on centralized generation sources, and improve the efficiency of renewable energy utilization.

The study includes an analysis of modern approaches to ensuring electricity balance in electric power systems with renewable energy sources. The main technical and organizational challenges associated with the integration of renewable generation into electrical networks are considered, and the operational features of electric power systems with a significant share of renewable energy sources characterized by variable generation are investigated. Particular attention is given to the analysis of operational constraints of electrical networks arising due to significant fluctuations in renewable electricity generation.

It is demonstrated that the integration of large volumes of renewable energy sources leads to increased variability in electricity generation, which in turn requires the application of additional balancing resources. Such resources include energy storage systems, reserve generation sources, demand-side management, and optimization of power network operating modes. The application of these instruments makes it possible to enhance the operational flexibility of electric power systems and ensure more effective coordination between electricity generation and consumption processes.

Within the framework of the research, a mathematical model for assessing balancing resources in electric power systems with renewable energy sources has been developed. The proposed model enables a comprehensive evaluation of the efficiency of different technical solutions aimed at ensuring electricity balance, taking into account technical, operational, and economic parameters. The model allows for comparative analysis of different approaches to capacity reservation and assessment of their impact on the operating conditions of electric power systems.

A distinctive feature of the proposed approach is the use of relative indicators, which makes it possible to perform a comparative analysis of alternative balancing solutions even under conditions of incomplete information regarding their cost characteristics. This provides an opportunity for a substantiated selection of optimal technical solutions for capacity reservation and compensation of generation variability from renewable energy sources. The proposed approach enables the

assessment of different balancing options considering their technical characteristics, operational parameters, and impact on the operating conditions of electrical networks.

The dissertation also examines the structure and procedure for preparing information required for power balance assessment in local electric power systems. The main stages of forming the information support are determined, including data collection, verification, normalization, and integration into calculation models. It is shown that the reliability of calculation results largely depends on the quality of input data and the correctness of their preparation.

The input data required for calculations include parameters of electrical networks, characteristics of generation sources, load profiles, technical constraints of equipment, and other parameters influencing electricity balance formation. Data obtained from modern monitoring and control systems for power facilities may be used as sources of input information, including SCADA systems, automated commercial electricity metering systems, and local network parameter monitoring systems. The use of such information systems makes it possible to obtain operational data on the operating modes of electrical networks and increase the reliability of power system operating parameter calculations.

Based on the conducted research, an approach to assessing the impact of different balancing resources on the operational parameters of electric power systems has been developed. The proposed approach is based on a comparative analysis of alternative balancing options according to the results of modeling their impact on the power balance, power flow distribution, and voltage levels in the electrical network. The application of this approach contributes to improving the efficiency of power system operation planning and optimizing the utilization of available energy resources.

The practical part of the dissertation is devoted to modeling the operating modes of electric power systems using local electric power systems based on renewable energy sources. The DIgSILENT PowerFactory software package was

used to perform the studies, which allows detailed analysis of electrical network operating modes, power flow calculations, and evaluation of steady-state operating parameters of electric power systems.

Modeling was carried out for a test electric power system consisting of fourteen buses, including generation nodes, load nodes, and elements of the power transmission network. As a result of steady-state calculations, the main parameters of the power balance of the system were determined, including active and reactive power values, network power losses, power flow distribution between nodes, and voltage levels at different points of the electrical network.

The simulation results showed that the use of local generation sources within the structure of an electric power system makes it possible to improve the efficiency of electricity utilization, optimize the distribution of power flows in the network, and improve the operational performance of the system. In addition, the implementation of local generation sources contributes to increasing the energy autonomy of individual sections of the electrical network and reducing dependence on the external power system.

The conducted studies confirmed that local electric power systems can be considered an effective tool for electricity balancing in electric power systems with partially decentralized generation. In this context, an important role is played by the use of modern control algorithms, forecasting systems for electricity generation and consumption, and the implementation of intelligent Smart Grid technologies.

The dissertation identifies the main directions for the development of local electric power systems and intelligent electrical networks. It is shown that the implementation of the Smart Grid concept makes it possible to improve the efficiency of energy resource utilization, ensure the integration of renewable energy sources, and create conditions for the development of modern electric power systems.

The obtained research results form a scientific and methodological basis for improving electricity balance management in electric power systems with partially

decentralized generation. The proposed methodological approaches and algorithms can be applied in the design and modernization of local electric power systems, the selection of optimal balancing resources, the development of control systems for energy storage and loads.

Keywords: electric power system, power and electricity balance, partial decentralization of power generation, local electric power systems, renewable energy sources, distributed generation, operating modes of electrical networks, simulation of operating modes, DIgSILENT PowerFactory, power quality, balancing facilities, power reserve provision, energy storage systems, Smart Grid, control of electric power system operating modes.

Матеріали дисертаційної роботи викладені в таких наукових публікаціях:

1. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Добровольська Л. Н., Повстянко К. О. Відносно оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії // Вісник Вінницького політехнічного інституту. - 2022. - № 3. - с. 24-30. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30>.

2. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Повстянко К. О. Відносно оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії // Енергетика: економіка, технології, екологія. - 2023. - № 1. - с. 39-45. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2023.275958>.

3. Malogulko J., Teptia V., Ostra N., Sikorska O., Povstianko K. Tools for modeling the level of harmonic distortion in power grids and their impact // Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal. - 2023. - Vol. 26, No. 4. - P. 19-44. DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/166435>. **Scopus**

4. Malogulko J., Sikorska O., Teptia V., Povstianko K., Ostra N. Research and analysis of new generation nuclear reactors in the world // Machinery & Energetics. - 2023. - Vol. 14, No. 4. - P. 86-100. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/4.2023.86>. **Scopus**

5. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Гунько І. О., Повстянко К. О. Гарантійне походження електроенергії в локальній електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії // Енергетика: економіка, технології, екологія. - 2024. - № 1. - с. 114-119. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297586>.

6. Sikorska O., Ostra N., Malogulko J., Teptia V., Povstianko K. Technical solutions to prevent blackouts in order to provide the population with electricity: the case of Ukraine // Machinery & Energetics. - 2024. - Vol. 15, No. 1. - p. 76-85. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2024.76>. **Scopus**

7. Лежнюк П. Д., Повстянко К. О. Застосування гібридних відновлюваних енергетичних систем із метою оперативного керування балансом потужності та електроенергії в електроенергетичній системі // Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського. - 2024. - № 6 (149). - с. 195-200. DOI: <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2024.6.23>.

8. Тептя В. В., Остра Н. В., Малогулко Ю. В., Сікорська О. В., Повстянко К. О. Інноваційні підходи для запобігання відключення і стабільного електропостачання: український досвід // Наукові праці Національного університету харчових технологій. - 2025. - Т. 31, № 1. - с. 114-119. DOI: <https://doi.org/10.24263/2225-2924-2025-31-1-7>.

9. Тептя В. В., Остра Н. В., Малогулко Ю. В., Сікорська О. В., Повстянко К. О. Енергетика майбутнього: роль біогазу та біометану у стійкому розвитку України // Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки. - 2025. - Т. 353, № 3.2. - с. 400-408. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-353-56>.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	19
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	28
1.1 Передумови та сучасні виклики, що спонукають розвиток електроенергетичних систем з частковою децентралізацією генерування в Україні	28
1.2 Керування балансом електроенергії як основна перевага формування та розвитку ЛЕЕС	33
1.3 Інтеграція ВДЕ в конкурентний ринок: преміальна модель, прогнозування генерування та агреговані групи.....	39
1.4 Особливості функціонування агрегатора та агрегованих груп.....	44
Висновки до розділу 1:	48
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ ЗАСОБІВ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	51
2.1 Загальні умови на вимоги формування балансу потужності та електроенергії ЕЕС за участі ВДЕ.....	51
2.2 Децентралізація генерування як надійний шлях утримування балансу потужності в локальній електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами електроенергії.....	54
2.3 Відновлювані джерела енергії в складі ЛЕЕС при балансуванні електроенергії в електроенергетичній системі	58
2.3.1 Особливості покриття добового графіка електроспоживання в ЕЕС з ЛЕЕС.	58
2.3.2 Визначення способів і засобів резервування ВДЕ критеріальним методом.....	64
2.4 Оцінювання впливу ВДЕ на забезпечення балансової надійності в ЛЕЕС, впровадження агрегації.....	71

Висновки до розділу 2:	77
РОЗДІЛ 3 СТРУКТУРА ТА АЛГОРИТМИ ОЦІНКИ ВПЛИВУ	
ЗАСОБІВ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ	
СИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	80
3.1 Структура та порядок підготовки інформації про параметри мережі для оцінки балансу потужності	80
3.2 Аналіз ефективності заданих методів керування на баланс електроенергії в електроенергетичній системі	85
3.2.1 Регулювання пікових навантажень.....	85
3.2.1.1 Зниження пікового навантаження за допомогою УЗЕ	86
3.2.1.2 Зниження пікових навантажень за допомогою гібридних систем зберігання енергії	88
3.2.1.3 Зниження пікових навантажень за допомогою встановлення фотоелектричних систем з УЗЕ	93
3.2.2 Економічне диспетчерське керування.	95
3.2.2.1 Планування навантаження у реальному часі	95
3.2.2.2 Принцип реагування на попит.	96
3.3 Формування системи керування режимом ЛЕЕС як однієї з балансуючих груп в складі електроенергетичної системи в умовах часткової децентралізації генерування	97
3.4 Інтелектуалізація ЛЕЕС з відновлюваними джерелами енергії як елемент ЕЕС	104
Висновки до розділу 3:	115
РОЗДІЛ 4 ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ В ЛЕЕС	
НА ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	118
4.1 Локальні електроенергетичні системи з відновлюваними джерелами енергії як елемент балансування електроенергії в ЕЕС	118
4.2 Моделювання та аналіз усталеного режиму тестової 14-вузлової електроенергетичної системи в середовищі DIgSILENT PowerFactory	122

4.2.1 Моделювання та аналіз усталеного режиму базової тестової 14-вузлової ЕСС.....	122
4.2.2 Моделювання та аналіз усталеного режиму тестової 14-вузлової ЕСС зі збільшенням частки ВДЕ в ЛЕЕС.	128
4.3 Оцінювання впливу генерування ВДЕ на ЕЕС, розміщених в ЛЕЕС - ТОВ «Вінницька птахофабрика» філії переробного комплексу і птахо-комплексу	135
4.3.1 Моделювання та аналіз усталеного режиму вхідної ЛЕЕС філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу.....	141
4.3.2 Моделювання та аналіз усталеного режиму ЛЕЕС філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу зі збільшенням частки ВДЕ в ЛЕЕС.	143
Висновок до розділу 4:.....	151
ВИСНОВКИ	154
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	158
ДОДАТОК А РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14-ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ ІЕЕЕ	177
ДОДАТОК Б РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14- ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ ІЕЕЕ З ДОДАТКОВИМ ВДЕ У ВУЗЛІ 6 (СЕС 15 МВТ).....	180
ДОДАТОК В РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14-ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ ІЕЕЕ З ДОДАТКОВИМ ВДЕ У ВУЗЛІ 8 (СЕС 20 МВТ).....	183
ДОДАТОК Г РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14- ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ ІЕЕЕ З ДОДАТКОВИМ ВДЕ У ВУЗЛАХ 6 (СЕС 15 МВТ) ТА 8 (СЕС 20 МВТ)	186
ДОДАТОК Г РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ.....	189

ДОДАТОК Д РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ З ДОДАТКОМ ВДЕ - 10 МВТ (ПС «ЗАОЗЕРНА»)	191
ДОДАТОК Е РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ З ДОДАТКОВИМИ ВДЕ - 2×10 МВТ (ПС «ЗАОЗЕРНА»)	193
ДОДАТОК Ж РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ З ДОДАТКОВИМИ ВДЕ - 2×10 МВТ (ПС «ЗАОЗЕРНА») ТА 9 МВТ (ПС «ХОЛОДІВКА»)	195
ДОДАТОК З РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ З ДОДАТКОВИМИ ВДЕ - 2×10 МВТ (ПС «ЗАОЗЕРНА»), 9 МВТ (ПС «ХОЛОДІВКА») ТА 19 МВТ (ПС «БІЛОУСІВКА»)	197
ДОДАТОК И ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ	199
ДОДАТОК І СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ	201

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС	– атомна електростанція
АСК	– автоматична система керування
АСКОЕ	– автоматизована система комерційного обліку електроенергії
АКБ	– акумуляторна батарея
БГ	– балансуєча група
БГУ	– біогазова установка
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВДР	– внутрішньодобовий ринок
ВЕС	– вітрова електростанція
ГАЕС	– гідроакумуляуюча електростанція
ГЕС	– гідроелектростанція
ГПУ	– газопоршнева установка
ДГ	– дизель-генератор
ЕЕС	– електроенергетична система
ЛЕЕС	– локальна електроенергетична система
мГЕС	– мала гідроелектростанція
ОЕС України	– об'єднана енергетична система України
ОСП	– оператор системи передачі
РДН	– ринок «на добу наперед»
РЕР	– розподілені енергетичні ресурси
СЕС	– сонячна електростанція
ТЕС	– теплова електростанція
ТЕЦ	– теплоелектроцентрально
ТП	– трансформаторна підстанція
УЗЕ	– установка зберігання енергії
ФЕС	– фотоелектрична станція
BESS	– акумуляторна система накопичення енергії
ESS	– система накопичення енергії
FiP	– преміальна модель
FiT	– зелений тариф
IoT	– Інтернет речей
Microgrid	– мікромережа
SCADA	– система диспетчерського керування та збору даних
Smart Grid	– розумна електромережа
Volt/VAR	– керування напругою та реактивною потужністю

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетичний сектор України перебуває в умовах складної трансформації, що зумовлена поєднанням структурних проблем функціонування ринку електроенергії, обмежень паливно-енергетичної логістики, а також системних наслідків воєнних впливів на об'єкти генерування та мережевої інфраструктури. Пошкодження генерувальних потужностей, перевантаження мережевих елементів та обмеження маневрових резервів істотно ускладнюють забезпечення надійного функціонування об'єднаної енергетичної системи України. За таких умов зростає значення підтримання балансу електроенергії та потужності як ключового фактору стабільної роботи електроенергетичної системи та безперервного електропостачання споживачів.

Однією з характерних тенденцій розвитку сучасної електроенергетики є поступове зростання частки ВДЕ. Активний розвиток сонячного та вітрового генерування призводить до збільшення частки джерел із варіабельним характером виробництва електроенергії. На відміну від традиційних електростанцій, потужність таких джерел визначається переважно метеорологічними умовами, що зумовлює значні коливання генерування електроенергії у часі. Це призводить до виникнення профіцитних або дефіцитних режимів потужності та ускладнює підтримання балансу електроенергії в електроенергетичній системі.

Додатковим фактором, що впливає на формування балансу електроенергії, є поступова децентралізація генерування та збільшення кількості розподілених джерел електроенергії, підключених до мереж різних рівнів напруги. Така трансформація структури електроенергетичної системи змінює характер потоків потужності, підвищує динамічність режимів роботи мережі та ускладнює процеси керування балансом електроенергії.

У цих умовах особливого значення набуває здатність електроенергетичної системи забезпечувати узгодженість між генеруванням

та споживанням електроенергії у кожний момент часу. Порушення такого балансу призводить до зміни частоти, перевантаження окремих елементів мережі, перерозподілу потоків потужності та зміни режимних параметрів системи. Саме тому керування балансом електроенергії є однією з ключових задач в функціонуванні електроенергетичних систем.

Під керуванням балансом електроенергії доцільно розуміти комплекс технічних засобів і алгоритмів, спрямованих на узгодження у часі процесів виробництва, споживання, накопичення та перетоків електроенергії в електроенергетичній системі. Реалізація процесу передбачає використання методів моделювання режимів електричних мереж, аналізу потоків потужності та оцінювання впливу різних засобів балансування на режимні параметри системи.

Водночас зростання частки децентралізованого генерування призводить до формування локальних електроенергетичних систем, у межах яких відбувається взаємодія джерел генерування, навантаження та інших елементів електричної мережі. Режим роботи таких систем безпосередньо впливають на загальний баланс потужності електроенергетичної системи, оскільки небаланси на локальному рівні можуть призводити до змін потоків потужності та режимних параметрів мережі.

Разом із тим різноманітність технологій балансування, різний характер їхнього впливу на режим електроенергетичної системи, а також обмежена доступність вихідних даних ускладнюють можливість об'єктивного порівняння альтернативних технічних рішень щодо забезпечення балансу електроенергії. За таких умов виникає потреба у розробленні методів, які дозволяють оцінювати вплив різних засобів балансування на режим роботи електроенергетичної системи та виконувати порівняльний аналіз альтернативних варіантів організації балансування.

Таким чином, необхідність забезпечення стабільного балансу електроенергії в електроенергетичній системі за умов часткової

децентралізації генерування, зростання частки відновлюваних джерел енергії та ускладнення режимів роботи електричних мереж обумовлює актуальність дослідження задач керування балансом електроенергії та розроблення методів для оцінювання ефективності засобів балансування в електроенергетичних системах.

З огляду на зазначене, науково-практичним завданням є розроблення методів для керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з частковою децентралізацією генерування та оцінювання впливу різних засобів балансування на режимні параметри електричних мереж.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана в плані наукових досліджень, які проводяться кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ які проводяться кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ за держбюджетною темою: «Система методів і засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 0122U001577), а також за темою «Адаптація системи балансування режимів електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії до автоматизованої системи керування Східно-Європейської електроенергетичної системи» (Додаткова угода № БФ/3-2025 р. від 01.04.2025 р. до Договору № БФ/5-2021 від 01 червня 2021 р. пріоритетного тематичного напрямку «Теорія та практика оптимального керування та діагностування в електроенергетичних і електромеханічних системах»).

Метою роботи є забезпечення ефективності функціонування керування балансом електроенергетичної системи, складовими якої є локальні електроенергетичні системи з відновлюваними джерелами енергії.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **основні задачі**:

– проаналізувати стан та особливості забезпечення балансу електроенергії в електроенергетичних системах за умов зростання частки відновлюваних

джерел енергії та часткової децентралізації генерування;

- дослідити вплив розподіленого генерування та локальних електроенергетичних систем на формування балансу потужності електроенергетичної системи;

- розробити математичну модель оцінювання засобів балансування в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії, яка дозволяє виконувати порівняльний аналіз способів і засобів резервування ВДЕ;

- виконати моделювання режимів роботи електроенергетичної системи з локальними джерелами генерування з використанням програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory;

- оцінити вплив структури генеруючих потужностей ЛЕЕС на баланс електроенергії та її режимні параметри при паралельній та автономній роботі з ЕЕС;

- оцінювання впливу генерування ВДЕ в ЛЕЕС на електричні мережі енергосистеми з використання програмного забезпечення.

Об'єктом дослідження роботи є нормальні режими роботи електричних мереж енергосистеми з частковим децентралізованим генеруванням.

Предметом дослідження є методи та моделі керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з урахуванням впливу локальних електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на режимні параметри електричних мереж енергосистеми.

Методи дослідження. Для дослідження впливу генерування відновлюваних джерел енергії у складі локальних електроенергетичних систем на баланс електроенергії в електроенергетичній системі використано методи математичного та імітаційного моделювання режимів електроенергетичних систем, а також чисельні методи розв'язування систем нелінійних рівнянь, що описують усталені режими електричних мереж.

Моделювання режимів роботи електричних мереж із відновлюваними джерелами енергії здійснювалося із застосуванням спеціалізованого програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory, що дозволяє виконувати розрахунок потоків потужності, визначати втрати електроенергії та аналізувати режимні параметри електричних мереж.

Аналіз впливу генерування відновлюваних джерел енергії на баланс електроенергії та режимні параметри електроенергетичної системи здійснювався із використанням методів статистичного аналізу та оброблення експериментальних даних. Для дослідження режимів роботи електроенергетичних систем із розподіленими джерелами генерування використано методи матричної алгебри, теорії графів електричних мереж та декомпозиції складних енергетичних систем.

Дослідження впливу структури генерувальних потужностей відновлюваних джерел енергії на баланс електроенергії виконано із застосуванням методів математичного моделювання та критеріального методу теорії подібності, що дозволяють формувати узагальнені безрозмірні показники та оцінювати вплив параметрів генерування на баланс потужності електроенергетичної системи.

Для оцінювання впливу локальних джерел генерування на режим роботи електроенергетичної системи використано методи розрахунку усталених режимів електричних мереж, аналізу потоків потужності та порівняльного аналізу альтернативних варіантів організації балансування.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що:

– вперше запропоновано метод для оцінювання впливу структури генеруючих потужностей локальних електроенергетичних систем на баланс електроенергії електроенергетичної системи, що враховує зміну генерування і споживання потужності та дозволяє оцінювати вплив на розподіл потоків потужності, а також режимні параметри електричних мереж енергосистеми та сприятиме агрегації балансуючих груп;

– вдосконалено метод аналізу чутливості оптимальних рішень щодо забезпечення ефективності інтеграції відновлюваних джерел енергії в ЛЕЕС, що дозволяє визначати вплив кожних зі способів та засобів резервування ВДЕ в процесі балансування за умов неповної вхідної інформації і сформулювати їх у відносних одиницях;

– розвинуто критеріальний метод теорії подібності шляхом вибору базисної змінної задля проведення передпроектного аналізу засобів компенсації мінливості генерування ВДЕ під час їх інтеграції в ЛЕЕС.

Практичне значення одержаних результатів. Одержані в дисертаційній роботі результати спрямовані на підвищення ефективності керування балансом електроенергії в електроенергетичних системах з частковою децентралізацією генерування та можуть бути використані при плануванні й оптимізації режимів роботи електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії. Розроблений метод для оцінювання засобів балансування, що базується на застосуванні критеріального методу теорії подібності, дозволяє виконувати порівняльний аналіз варіантів забезпечення балансу потужності у відносних одиницях та обґрунтовувати вибір засобів резервування за умов нестабільного генерування ВДЕ та обмеженої вихідної інформації.

Запропоновані методи та результати моделювання дають змогу оцінювати вплив структури генеруючих потужностей локальних електроенергетичних систем на баланс електроенергії, розподіл потоків потужності та режимні параметри електричних мереж.

Отримані результати можуть бути використані при обґрунтуванні структури генеруючих потужностей ЛЕЕС, виборі засобів балансування та резервування потужності, розробленні методів для керування режимами ЕЕС в умовах часткової децентралізації генерування, моделюванні режимів роботи електричних мереж.

Особистий внесок здобувача. Всі наукові результати, які є основним

змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковано у співавторстві, внесок автора такий. У роботі [1] розроблено критеріальний метод для оцінювання ефективності засобів балансування електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії, що є основою для формування методичного апарату керування балансом електроенергії в умовах мінливого генерування ВДЕ. У [2] запропоновано метод для відносного оцінювання вартості засобів резервування, що дозволяє здійснювати порівняльний аналіз альтернативних варіантів забезпечення балансу потужності в електроенергетичній системі та безпосередньо використовується при оптимізації структури засобів балансування. У роботі [3] виконано моделювання режимів електричних мереж з урахуванням впливу гармонічних спотворень, що дозволило уточнити фактори, які впливають на якість електроенергії та стійкість режимів роботи електроенергетичної системи при наявності розподіленого генерування. У [4] проведено аналіз особливостей функціонування базових джерел генерування, зокрема ядерних електростанцій, у структурі електроенергетичної системи, що дозволило визначити їх вплив на формування балансу електроенергії, обмеження щодо маневрування потужності та обґрунтувати необхідність застосування додаткових засобів балансування в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії. У [5] здобувачем розроблено метод визначення частки електроенергії відновлюваних джерел у потоках електричних мереж, що дозволяє оцінювати вплив локальних електроенергетичних систем на баланс електроенергії електроенергетичної системи та формування перетоків потужності. У [6] виконано аналіз технічних рішень щодо підвищення стійкості електроенергетичної системи в умовах порушення балансу електроенергії, що дозволило визначити основні напрями підвищення надійності електропостачання при децентралізації генерування. У [7] досліджено застосування гібридних відновлюваних енергетичних систем як інструменту оперативного керування балансом потужності та електроенергії,

що безпосередньо відповідає задачам формування керованих локальних електроенергетичних систем у складі ЕЕС. У [8] узагальнено сучасні погляди на забезпечення стабільності електропостачання та запобігання порушенням балансу електроенергії, що дозволило визначити роль автоматизованих систем керування та прогнозування в процесах балансування. У роботі [9] досліджено можливості використання біогазових та біометанових технологій як керованих джерел енергії, що можуть використовуватись як інструмент компенсації нерівномірності генерування ВДЕ та забезпечення балансу електроенергії.

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

1. XVI Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2022), ВНТУ, м. Вінниця, 15-17 листопада 2022 року.
2. Міжнародна конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку - PEMS'22». Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського, м. Київ, 15-17 листопада 2022.
3. Всеукраїнська науково-практична інтернет-конференція студентів, аспірантів та молодих науковців Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2023), ВНТУ, м. Вінниця, 22 червня 2023 року.
4. ЛІІ Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2023), ВНТУ, м. Вінниця, 26 березня 2023 року.
5. XXIV Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», м. Київ, 18-19 травня 2023 року.
6. Міжнародна науково-технічна конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку - PEMS'2023» Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського, м. Київ, 22-24 листопада 2023.

7. Всеукраїнська науково-практична конференція - Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024), ВНТУ, м. Вінниця, 11-20 травня 2024 року.

8. LIV Всеукраїнська науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2025), ВНТУ, м. Вінниця, 23 березня 2025 року.

9. Всеукраїнська науково-практична конференція - Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2025), м. Вінниця, 15 червня 2025 року.

10. Міжнародна науково-практична інтернет-конференція «From Science to Practice: Innovations Across Life Domains», м. Дніпро, 3-4 липня 2025 року.

11. Міжнародна науково-технічна конференція «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)», м. Вінниця, 22-23 жовтня 2025 року.

12. LIV Всеукраїнська науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2026), ВНТУ, м. Вінниця, 24 березня 2026 року.

13. Вчені записки Таврійського національного університету імені В. І. Вернадського. Серія: Технічні науки. - 2025. - Т. 36 (75), № 6, ч. 1. - с. 124-132.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 9 статей у наукових фахових виданнях, 3 з них проіндексовані в базі даних Scopus, 6 публікацій у збірниках матеріалів міжнародних конференцій.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

1.1 Передумови та сучасні виклики, що спонукають розвиток електроенергетичних систем з частковою децентралізацією генерування в Україні

Енергетична криза в Україні є наслідком дії комплексу різноманітних чинників. Вона зумовлена складною ситуацією на енергетичному ринку, зокрема на її формування вплинули не лише соціально-економічні, а й політичні, інституційні, екологічні та регіональні чинники. Серед основних загроз у цьому контексті є збройна агресія з боку росії та тимчасова окупація багатьох областей або ж їх частин, на території яких зосереджені значні потужності з видобутку вугілля, що використовується для виробництва електричної енергії на теплових електростанціях (ТЕС). До інших викликів належать монополізація ринку електроенергії, високий рівень зносу електростанцій і мережевої інфраструктури тощо. У результаті дії зазначених загроз склалася ситуація, за якої попит на енергетичні ресурси перевищує пропозицію, що зумовлює необхідність формування механізмів забезпечення енергетичної безпеки України [1].

Зростання навантаження на електричні мережі та можливі атаки на об'єкти інфраструктури становлять серйозну загрозу енергетичній безпеці України. Забезпечення стабільності та надійності функціонування енергетичних систем перетворюється на стратегічне завдання, необхідне для підтримання нормальної роботи економіки та належного рівня життя населення в умовах війни.

Для забезпечення стабільності електропостачання вживаються заходи щодо захисту електричних мереж від можливих ворожих атак. Такі атаки можуть мати різний характер: фізичний (зокрема бомбардування, обстріли),

кібернетичний (злам інформаційних систем, поширення вірусів і хакерські атаки). Для ефективного захисту від зазначених загроз можуть застосовуватися різні стратегії [2].

Зазначені впливи мають не лише прямий руйнівний характер, але й породжують системні ефекти в електричних мережах: втрату вузлів живлення та керованості, каскадні відключення, порушення селективності релейного захисту, критичні відхилення напруги й частоти, а також збільшення часу відновлення через дефіцит ремонтних ресурсів і складність оперативного перемикавання. За таких умов локалізація наслідків аварій та мінімізація енергії недовідпуску досягається не лише відновленням пошкоджених елементів магістральної інфраструктури, а й підвищенням автономності електропостачання на рівні локальних вузлів, що створює передумови для розвитку децентралізованого генерування, зокрема ЛЕЕС (локальна електроенергетична система).

У подальшому під ЛЕЕС розуміється функціональна форма реалізації частково децентралізованого генерування, в межах яких здійснюється первинне узгодження процесів генерування та споживання електроенергії, що безпосередньо впливає на формування балансу електроенергетичної системи з можливістю роботи як у паралельному режимі з об'єднаною енергетичною системою України (ОЕС України), так і в автономному режимі у разі порушення зовнішнього електропостачання. До ключових технологічних компонентів ЛЕЕС належать розподілені енергетичні ресурси (PER), зокрема установки на основі ВДЕ, керовані/резервні джерела (газопоршневі, дизель-генераторні, когенераційні установки), а також системи накопичення енергії (ESS/BESS), які забезпечують балансування потужності, підтримання напруги та підвищення гнучкості керування. Саме тому ЛЕЕС розглядаються як практичний інструмент підвищення енергетичної безпеки та «живучості» електропостачання на рівні територіальних громад, об'єктів критичної інфраструктури та промислових вузлів.

Забезпечення стійкості електропостачання ЛЕЕС в умовах повномасштабного вторгнення та відновлення напрацьованого за роки досвіду функціонування в критичних ситуаціях (процесу відновлення й застосування досвіду експлуатації систем або технологій, накопиченого протягом тривалого часу в умовах надзвичайних ситуацій) передбачає реалізацію комплексу заходів. Зокрема, це створення додаткових джерел електричної енергії, таких як дизельні генератори, акумуляторні батареї та відновлювані джерела енергії, які можуть вводитися в роботу у разі відмови основних джерел живлення. Важливим елементом є використання систем автоматизації, керування та захисту електричних мереж, здатних оперативно реагувати на зміни параметрів електроенергії та стану мережі, зокрема систем релейного захисту, автоматичного резервування та дистанційного керування.

Таблиця 1.1 - Відповідність викликів та функціональної ролі ЛЕЕС

Виклик	Системний наслідок для мережі	Роль/ефект ЛЕЕС
Ураження підстанцій, ЛЕП, дефіцит пропускної здатності	Втрата живлення районів, каскадні відключення	Автономне живлення критичних навантажень, локальне генерування ближче до споживача
Кібернетичні атаки на системи керування	Втрата керованості, хибні команди/перемикання	Локальні контури керування, сегментація мережі та підвищення кіберстійкості
Зростання частки інверторного генерування (ВДЕ)	Коливання напруги/частоти, потреба в резервах	ESS + керування навантаженням, підтримання напруги (Volt/VAR), швидкодіюче балансування
Зношеність розподільчих мереж і високі втрати	Погіршення якості електроенергії, аварійність	Оптимізація режимів, скорочення втрат, підвищення енергоефективності споживання
Обмеження паливної логістики/пікові дефіцити	Дефіцит потужності в пікові години	Гібридні схеми (ВДЕ+ESS+резервні джерела), пріоритетне електропостачання

Варто підкреслити, що всі вищеперераховані інструменти набувають максимальної ефективності в межах ЛЕЕС, які можуть функціонувати

автономно або паралельно з централізованими мережами, сприяючи процесам децентралізації генерування електроенергії. Комплексно, увесь перелік заходів спрямований на забезпечення надійності, якості та ефективності електропостачання в умовах воєнного часу, а також на підвищення стійкості електричних мереж до екстремальних впливів.

Наведена систематизація демонструє, що ЛЕЕС виконують не лише роль додаткового джерела енергії, а й роль інструменту підвищення керованості, гнучкості та стійкості електропостачання.

Окрім показників якості та надійності, в електроенергетичній галузі важливим є також фактор ефективності, який визначається співвідношенням витрат на виробництво, передачу та розподіл електричної енергії до ефективності її використання [3]. Ефективність електропостачання значною мірою залежить від вибору оптимальних схем і конструктивних рішень елементів системи, а також від раціонального розподілу навантажень відповідно до різних категорій надійності. Крім того, ефективність електропостачання тісно пов'язана зі зниженням втрат електричної енергії під час її передачі та розподілу, а також із підвищенням рівня енергоефективності споживачів.

Розглядаючи структуру виробництва електричної енергії в ОЕС України, слід зазначити, що атомні електростанції (АЕС) забезпечують понад половину загального обсягу генерування, перевищуючи 50%. Ядерна енергетика розглядається як потужне джерело електричної енергії завдяки її здатності забезпечувати стабільне виробництво електроенергії протягом тривалого часу, навіть з урахуванням її невідновлюваного характеру. Водночас необхідно враховувати, що сучасні АЕС утворюють радіоактивні відходи, які потребують ретельного контролю та надійного зберігання. Дослідження нових ядерних реакторів у світі набуває нагальної актуальності у зв'язку з необхідністю постійного вдосконалення технологій для забезпечення безпеки, підвищення ефективності та скорочення викидів, проте,

в Україні, на тлі воєнних дій, передача виробленої електроенергії стає дедалі складнішою у реалізації, зокрема, через систематичне знищення підстанцій, що виконували дану функцію. Тому розвиток даного напрямку наразі є ускладненим, практично неможливим[4].

Дослідження технічних рішень, спрямованих на запобігання блекаутам і забезпечення стійкості електроенергетичних систем, набуває особливої актуальності, розвиток децентралізованих джерел енергії та ЛЕЕС в даному випадку займають лідируючі позиції в загальному списку можливим рішень.

Технічні аспекти, зокрема організація реагування на аварійні ситуації, стає важливим елементом стратегії забезпечення енергетичної безпеки в умовах воєнної загрози. Формування стійкої та надійної енергетичної інфраструктури є вкрай важливим завданням, оскільки блекаути можуть мати суттєві негативні наслідки для суспільства, економіки та об'єктів критичної інфраструктури.

Загалом, зберігається тенденція, що використання систем накопичення енергії та розвиток відновлюваних джерел є ключовими елементами стратегії підвищення стійкості енергетичної системи[5]. Провадження даних технологій, зокрема в межах ЛЕЕС, надає можливість впровадження гнучкого управління навантаженням і вдосконалення енергетичних систем для забезпечення їхньої стійкості та захисту від потенційних загроз [6]. Водночас масштабування децентралізованого генерування у формі ЛЕЕС супроводжується низкою технічних проблем, що потребують подальших досліджень.

До них належать:

1. забезпечення селективності та узгодження налаштувань релейного захисту в умовах двосторонніх потоків потужності;
2. підтримання напруги в мережах з високою часткою інверторного генерування та мінливим профілем генерування ВДЕ;

3. організація стабільної роботи в автономному режимі та коректна ресинхронізація з мережею;
4. розроблення алгоритмів оптимального керування ресурсами ЛЕЕС з урахуванням обмежень обладнання та пріоритетності критичних навантажень;
5. кіберстійкість систем керування та надійність каналів зв'язку.

У такому випадку залишається важливим питання ефективного прогнозування електроспоживання як ключового елемента вдосконалення систем прогнозування та оптимізації використання ресурсів[7].

1.2 Керування балансом електроенергії як основна перевага формування та розвитку ЛЕЕС

Енергетичні умови функціонування в економічно розвинених державах суттєво різняться з ситуацією, що спостерігається в країнах, які перебувають на етапі розвитку, а тим більше - у державах, що змушені функціонувати в умовах воєнного стану. Наукові дослідження, присвячені аналізу ЛЕЕС, насамперед орієнтовані на житловий сектор, демонструють, що споживачі електричної енергії і надалі надають перевагу системам електропостачання, інтегрованим у централізовану електричну мережу, порівняно з автономними рішеннями. Такий вибір обумовлюється, з одного боку, високим рівнем надійності електроживлення, який традиційно розглядається як усталений і базовий показник якості енергопостачання, а з іншого - сукупними фінансовими витратами на забезпечення електроенергією.

Разом з тим, важливо окремо підкреслити, що керування балансом електроенергії в ЛЕЕС слід розуміти як комплекс дій (алгоритмів і технічних засобів), спрямованих на узгодження в часі виробництва, споживання, накопичення та перетоків електроенергії з/до зовнішньої мережі в умовах швидких змін режиму. На практиці це включає:

1. перерозподіл навантажень (у т.ч. керованих/активних споживачів);

2. диспетчеризацію розподілених джерел і керування системами накопичення;

3. запобігання небалансу потужності, який у реальному часі проявляється відхиленнями частоти/напруги та підвищенням ризиків аварійного відключення.

Зокрема, на прикладі Австралії [8], де було застосовано комбіновану стратегію до оцінювання техніко-економічної життєздатності енергосистем з обмеженим доступом - із урахуванням як показників надійності, як усталених, так і вартості, - встановлено, що варіант електроживлення з підключенням до централізованої мережі є більш надійним і водночас економічно вигіднішим. Отримані результати цього дослідження підтверджують те, що в умовах розвинених країн, де існує можливість підключення до стабільної та надійної електричної мережі, єдиним суттєвим обмеженням для кінцевого споживача електроенергії фактично залишається вартість приєднання до мережевої інфраструктури.

Аналогічні наукові праці, виконані для окремих регіонів Сполучених Штатів Америки [9], містять результати аналізу економічної доцільності впровадження енергетичних систем в умовах нестабільного або проблемного електроживлення. У підсумку зроблено висновок, що централізовані енергетичні системи можуть демонструвати економічну ефективність лише в окремих локаціях США, зокрема в тих, де реалізуються спеціальні політичні інструменти та механізми стимулювання екологічно чистих технологій.

Таким чином, переважна більшість наявних досліджень зосереджується насамперед на питаннях економічної вигоди та екологічних чинниках. Надійність енергопостачання, своєю чергою, здебільшого розглядається крізь призму економічної доцільності, а не як самостійний критичний критерій. На жаль, подібне рішення не відповідає реаліям України, в умовах воєнної агресії з боку росії, коли до вже наявних проблем електрифікації віддалених і малодоступних територій додалися масштабні ракетні та артилерійські

обстріли об'єктів енергетичної інфраструктури, що постійно породжують нові, дедалі складніші виклики для забезпечення стабільного електропостачання[10].

У цьому контексті саме керування набуває визначального значення: у системі може існувати достатня встановлена потужність, проте без можливості швидко збалансувати режим у конкретну годину/хвилину забезпечити стійке електропостачання неможливо. Для ЛЕЕС це означає необхідність організації керування на різних часових горизонтах: від швидкодіючих контурів підтримання частоти/напруги та автоматики - до оперативного планування режимів на інтервали 15-60 хв, а також погодинного/добового прогнозування та диспетчеризації ресурсів.

Розподіл споживання електричної енергії між різними групами споживачів в Україні, за винятком тимчасово окупованих територій, є ключовим аспектом аналізу енергетичної системи країни. Така структура відображає особливості використання електроенергії різними секторами економіки та населенням і дозволяє визначити потреби й вимоги окремих галузей. Доцільно враховувати зазначений розподіл під час розроблення стратегій забезпечення стійкості та надійності електропостачання, оскільки різні сегменти мають відмінні вимоги щодо потужності, якості та надійності електроспоживання. Подібний аналіз також дає змогу виявити потенційні напрями вдосконалення й оптимізації енергетичної інфраструктури з урахуванням потреб різних секторів економіки та населення.

Доцільно розглянути умовну ЛЕЕС, яка залишилася без електропостачання. Прийmemo загальну потребу населення району в електричній енергії як 100%. Зазначене електроспоживання охоплює різні сфери, зокрема житловий сектор, транспорт, торгівлю та об'єкти громадського призначення. На побутове споживання, що включає освітлення, опалення та роботу побутових електроприладів, припадає близько 70%. Транспортна інфраструктура потребує приблизно 10% електричної енергії, торгівля - 10%,

а громадські установи - ще 10%. Варто зазначити, що відсоткове відношення 70/10/10/10 є умовними, фактичні значення залежать від багатьох чинників[11].

Водночас для задач керування балансом доцільно додатково враховувати пріоритетність навантажень: критичні (об'єкти критичної інфраструктури), важливі (підтримання базових побутових потреб) та некритичні (які допускають обмеження або перенесення в часі). Такий метод дозволяє формалізувати керувані відключення/перерозподіл навантаження як інструмент забезпечення балансу в дефіцитних режимах без втрати найважливіших функцій району

В даному випадку комбінований формат поєднує встановлення генераторів на об'єктах критичної інфраструктури з елементами розподіленого генерування. Такий варіант є найбільш оптимальним, оскільки забезпечує високий рівень надійності електропостачання за відносно помірних витрат, а також є оптимальним з точки зору співвідношення надійності та вартості і може бути рекомендований для більшості територій. У межах комбінованого варіанту можуть застосовуватися різні технічні рішення для забезпечення електропостачання окремих секторів району. Для житлового сектору ефективним рішенням є використання СЕС, які забезпечують екологічно чисту та відносно доступну електроенергію, тоді як для гарантованого електропостачання в нічний час доцільним є застосування ГПУ або УЗЕ [12].

У контексті даного методу, створення та розвиток ЛЕЕС є стратегічним кроком для забезпечення територіальної стійкості та мінімізації ризиків відключень електроенергії. Однією з ключових переваг ЛЕЕС є їхня здатність упроваджувати інноваційні технології та ефективно координувати роботу систем електропостачання на місцевому рівні. Це створює можливості для перерозподілу навантажень і використання локальних ВДЕ. Оцінювання ризику блекаутів стає важливим інструментом для ЛЕЕС при формуванні

стратегій реагування та плануванні дій у разі негативних сценаріїв. Вимірювання такого ризику передбачає аналіз технічного стану мережі, динаміки електроспоживання, рівня використання відновлюваних джерел енергії та взаємодії з суміжними енергосистемами[13]. Доцільність запропонованого рішення обґрунтовується тим, що розвиток ефективних систем моніторингу та прогнозування навантаження може мати вирішальне значення для зниження ризиків блекаутів.

Такі заходи спрямовані на забезпечення гнучкості управління електропостачанням з метою реагування на зміни споживання, зокрема в умовах аварій і надзвичайних ситуацій. Упровадження інтелектуальних рішень на локальному рівні сприяє оптимізації режимів роботи системи та забезпеченню стійкості електроенергетичної інфраструктури, особливо в кризових умовах.

Залежно від технічних і фінансово-економічних можливостей ЛЕЕС можуть формуватися по-різному. Основними є два варіанти: існує інфраструктура з розвиненим електроспоживанням і навколо розбудовується система розосередженого генерування або ЛЕЕС проектується і будується практично з «нуля» зі споживачем електроенергії і його енергозабезпеченням[14].

ЛЕЕС може бути окремою БГ в складі електроенергетичної системи. За певних умов, під час втрати зв'язків з ЕЕС, також вона може функціонувати в автономному режимі. До її складу входять джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії.

Джерелами електроенергії є ФЕС, ВЕС, малі гідроелектростанції (мГЕС), дизель генератори (ДГ), біогазові установки (БГУ) з когенераційними установками. У випадку функціонування ЛЕЕС в БГ, то рівняння балансу можна записати в наступному вигляді:

$$P_{EEC}(t) + P_{\Phi EC}(t) + P_{BEC}(t) + P_{mГEC}(t) + P_{БГУ}(t) + P_{ГПУ, ГТУ}(t) \pm P_{ВД}(t) \pm P_{EXH}(t) - P_{СП}(t) - \Delta P(t) = 0 \quad (1.1)$$

у випадку профіциту електроенергії та перетоку її в ЕЕС:

$$\begin{aligned} -P_{EEC}(t) + P_{\Phi EC}(t) + P_{BEC}(t) + P_{M\Gamma EC}(t) + P_{B\Gamma Y}(t) + P_{\Gamma\PY, \Gamma TY}(t) \\ -P_{BD}(t) - P_{EXH}(t) - P_{CI}(t) - \Delta P(t) = 0 \end{aligned} \quad (1.2)$$

у випадку дефіциту електроенергії та перетоку її в ЕЕС:

$$\begin{aligned} P_{EEC}(t) + P_{\Phi EC}(t) + P_{BEC}(t) + P_{M\Gamma EC}(t) + P_{B\Gamma Y}(t) + P_{\Gamma\PY, \Gamma TY}(t) \\ + P_{BD}(t) + P_{EXH}(t) - P_{CI}(t) - \Delta P(t) = 0 \end{aligned} \quad (1.3)$$

де $P_{EEC}(t)$ - потужність ЕЕС; $P_{\Phi EC}(t)$ - потужність ФЕС; $P_{BEC}(t)$ - потужність ВЕС; $P_{M\Gamma EC}(t)$ - потужність малих гідроелектростанцій; $P_{B\Gamma Y}(t)$ - електрична потужність біогазових установок; $P_{\Gamma\PY, \Gamma TY}(t)$ - газопоршневих та газотурбінних установок; $P_{BD}(t)$ - потужність водневих установок; $P_{EXH}(t)$ - потужність електрохімічних накопичувачів; $P_{CI}(t)$ - потужність споживачів електроенергії, в тому числі активних; $\Delta P(t)$ - технологічні втрати в електричних мережах.

Наведені співвідношення демонструють, що баланс електроенергії в ЕЕС формується як результат взаємодії локальних балансів ЛЕЕС та міжсистемних перетоків. Такий склад ЛЕЕС надає можливість безперебійного електропостачання для всіх споживачів в складі ЛЕЕС, автономність роботи та потенційне джерело заробітку, у випадку продажу електроенергії в мережу.

Додатково, така концепція [15] дає змогу не лише сформувати ефективні стратегії підвищення стійкості та надійності енергетичних систем, а стає важливим елементом впливу на ринкові механізми. Зокрема, впровадження систем торгівлі електроенергією може створювати стимули для розвитку нових технологій і підвищення конкуренції на ринку. Розглядаючи проблему блекаутів, слід зазначити, що впровадження стратегій стійкості на ринках електроенергії потребує комплексного рішення, який враховує технічні, економічні та екологічні аспекти. Водночас результати проаналізованих

досліджень доцільно розглядати як такі, що є застосовними не лише в умовах нормальної експлуатації, а й у ситуаціях аварійних відключень. Вивчення досвіду інших енергетичних ринків може стати цінним інструментом для розроблення ефективних стратегій, спрямованих на формування стійких і надійних енергетичних систем[16].

Також, в умовах інтеграції ВДЕ в ЛЕЕС задачі забезпечення балансу електроенергії виходять за межі суто технічного керування режимами та набувають економічного змісту. Це пов'язано з тим, що відхилення між прогнозними та фактичними обсягами генерування безпосередньо формують небаланси, які врегульовуються на ринку електричної енергії.

У зв'язку з цим доцільно розглянути особливості інтеграції ВДЕ у конкурентне ринкове середовище та їх вплив на формування балансу електроенергії.

1.3 Інтеграція ВДЕ в конкурентний ринок: преміальна модель, прогнозування генерування та агреговані групи

Стрімке зростання встановленої потужності електростанцій, що працюють на основі ВДЕ, за умов функціонування моделі державної підтримки у формі «зеленого» тарифу (Feed-in Tariff) призвело до суттєвого дисбалансу фінансової системи оптового ринку електричної енергії України. Модель FіT передбачає гарантований рівень оплати за відпущену електричну енергію (за фіксованою ставкою «зеленого» тарифу), що знижує ринкові ризики виробника, проте підвищує фінансове навантаження на механізм підтримки та ринкову інфраструктуру. Основними проявами цього процесу стало накопичення значних заборгованостей у ключових інституційних учасників ринку, зокрема у ОСП «НЕК «Укренерго» та державного підприємства «Гарантований покупець».

Так, у період до 2022 року інтенсивне нарощування встановлених потужностей ВДЕ зумовило перевищення обсягів генерування над можливостями споживання в окремі години доби за умови дотримання

нормативних вимог щодо надійності та резервування в ОЕС України. З метою забезпечення стабільної роботи енергосистеми ОСП запровадив механізм диспетчерського обмеження генерування з ВДЕ, який за принципами функціонування є подібним до балансуєчого ринку (наявність заявок/команд диспетчера та компенсаційних механізмів), однак за своєю природою є адміністративним інструментом забезпечення режимної безпеки енергосистеми. Генеруючі об'єкти на базі ВДЕ подають заявки на зменшення навантаження відповідно до прогнозних обсягів відпуску електричної енергії, а компенсація за невідпущені обсяги здійснюється з урахуванням діючого «зеленого» тарифу. За період з березня по вересень 2021 року сумарний обсяг обмежень становив 257 млн кВт·год, а загальна сума компенсацій перевищила 1,3 млрд грн.

У відповідь на погіршення фінансового стану оптового ринку електроенергії було ініційовано розробку альтернативної моделі підтримки виробників з ВДЕ. У законодавче поле введено механізм преміального тарифу (Feed-in Premium), відповідно до якого виробникам компенсується різниця між фактичною ціною реалізації електричної енергії на ринку та встановленим рівнем «зеленого» тарифу або аукціонної ціни. Преміальна модель FiP орієнтована на ринкову участь виробника, тобто електроенергія реалізується за ринковими цінами: ринок на добу наперед РДН, внутрішньодобовий ринок (ВДР), двосторонні договори, а державна підтримка трансформується у ринкову премію - компенсацію різниці між розрахунковою ринковою ціною та рівнем підтримки (тарифом або аукціонною ціною з надбавкою). Важливою складовою такої інтеграції є фінансова відповідальність за небаланси, що реалізується через механізм БГ, у межах яких відхилення між прогнозними/заявленими та фактичними обсягами відпуску електроенергії призводять до додаткових витрат або доходів відповідно до правил балансуєчого ринку.

Механізм ринкової премії є інструментом стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел, за яким гарантований покупець здійснює виплати суб'єктам господарювання, що мають право на державну підтримку, у розмірі різниці між «зеленим» тарифом або аукціонною ціною з урахуванням надбавки та розрахунковою ринковою ціною, визначеною відповідно до вимог Закону України «Про ринок електричної енергії» [12].

Для формалізації логіки преміальної моделі доцільно подати узагальнений запис розрахунку ринкової премії. Нехай E_h - погодинний обсяг реалізованої електричної енергії (МВт·год) у годину h , C_h^{sup} - рівень підтримки (зелений тариф або аукціонна ціна з надбавкою), C_h^{mkt} - ціна реалізації (РДН/ВДР/двосторонні договори), C^{ref} - розрахункова ринкова ціна/індикатор (відповідно до встановлених правил для розрахункового періоду). Тоді сумарний розмір виплат/зворотних платежів за період T може бути представлений у вигляді:

$$F_i P(T) = \sum_{h \in T} E_h \cdot (C_h^{sup} - C^{ref}) \quad (1.4)$$

де при $C^{sup} > C^{ref}$ значення $F_i P(T)$ відповідає виплаті виробнику, а при $C^{sup} < C^{ref}$ - відображає необхідність здійснення зворотного платежу (payback) гарантованому покупцю. Такий запис є узагальненим і має уточнюватися з урахуванням застосованого ринкового індикатора та алгоритмів розрахунку, визначених регуляторними документами.

Запровадження механізму ринкової премії надає виробникам можливість реалізовувати електричну енергію трейдерам, постачальникам або безпосередньо споживачам за ринковими цінами, тоді як гарантований покупець компенсує дефіцит доходу до рівня, еквівалентного «зеленому» тарифу. До ключових характеристик цього механізму належать можливість вільного вибору БГ, оптимізація витрат на врегулювання небалансів,

відсутність додаткових небалансів у разі диспетчерських обмежень та отримання ринкової премії.

Розрахунок вартості послуги за механізмом ринкової премії здійснюється на основі максимального значення середньозважених індексів цін ринку «на добу наперед» або цін за двосторонніми договорами для періоду базового навантаження в торговій зоні ОЕС України за розрахунковий місяць та попередній до нього. Залежно від домінуючого індикатора ціни застосовуються відповідні алгоритми визначення обсягу компенсації з урахуванням погодинних обсягів реалізованої електричної енергії.

У разі перевищення розрахункової ринкової ціни над рівнем аукціонної ціни з урахуванням надбавки виробник зобов'язаний здійснювати зворотні платежі гарантованому покупцю за механізмом ринкової премії. Така конструкція забезпечує двосторонню фінансову відповідальність та підвищує інтеграцію виробників ВДЕ в конкурентне ринкове середовище[13].

Перевагою преміальної моделі є покращення ліквідності виробників за рахунок оперативного отримання частини доходів при реалізації електроенергії на ринку «на добу наперед» або у формі передоплати за довгостроковими контрактами. Додатковим стимулом для переходу до ринкових моделей стала динаміка зростання оптових цін: середньозважена ціна РДН у серпні 2021 року зросла на 44% порівняно з липнем та продовжила зростання у вересні.

За цих умов ринкова ціна покривала близько 75% рівня «зеленого» тарифу для ВЕС та близько 53% - для сонячних, без урахування реального добового профілю генерування. Урахування графіків відпуску призводить до зростання частки покриття для фотоелектричних станцій та її зниження для вітрових. Водночас у низці сценаріїв вартість похибки прогнозування при виході з БГ гарантованого покупця може досягати 20% доходу за «зеленим» тарифом. Таким чином, ефективність нового механізму підтримки

безпосередньо залежить від якості прогнозування генерування та формування ефективних БГ [14,15].

У межах преміальної моделі прогнозування генерування стає не допоміжною, а економічно визначальною функцією учасника ринку. Виробник (або уповноважений ним трейдер/агрегатор) формує погодинні графіки відпуску електричної енергії для ринку «на добу наперед» та, за наявності, уточнює їх у межах внутрішньодобових механізмів. Відхилення фактичного генерування від заявлених графіків формує небаланс, фінансове врегулювання якого відбувається за правилами балансуючого ринку, що перетворює прогнозну похибку на прямий фактор втрати доходу. Відповідно, доцільним є застосування сучасних методів прогнозування та використання стандартних метрик точності (MAE, RMSE, MAPE) для оцінювання якості прогнозів і зіставлення їх у різні сезони та режими роботи ВДЕ[16].

Перспективною організаційною формою участі у ринку є агреговані групи, що об'єднують малих виробників ВДЕ, системи накопичення енергії, гнучких споживачів та інші децентралізовані енергоресурси. Такі об'єднання забезпечують підвищення гнучкості енергосистеми, участь у балансуванні та наданні допоміжних послуг, а також сприяють ефективній інтеграції гібридних енергетичних систем у ринкове середовище[17].

Економічний ефект агрегації зумовлений кількома взаємопов'язаними механізмами. По-перше, агрегування складу різномірних ресурсів (наприклад, ФЕС, ВЕС, керованого навантаження та BESS) підвищує диверсифікацію профілів і може зменшувати сумарну варіативність відхилень, а відтак - знижувати очікувану величину небалансів на одиницю виробленої електроенергії. По-друге, наявність накопичувачів у структурі агрегованої групи дозволяє компенсувати короткострокові похибки прогнозування та непередбачувані зміни генерування, що є критично важливим для погодинних графіків у РДН. По-третє, керовані споживачі створюють додатковий ресурс гнучкості для внутрішнього балансування, зменшуючи потребу у дорогому

врегулюванні небалансу на зовнішніх сегментах ринку. Таким чином, формування агрегованих груп у поєднанні з преміальною моделлю підтримки створює практичний механізм для підвищення конкурентоспроможності учасників ВДЕ, зниження ризиків небалансів та поглиблення інтеграції децентралізованих ресурсів у ринкове середовище [17,18-20].

Отже, ефективність функціонування ВДЕ в умовах ринку безпосередньо визначається якістю прогнозування та організацією БГ, що формує нові вимоги до методів керування балансом електроенергії в ЕЕС.

1.4 Особливості функціонування агрегатора та агрегованих груп

Агрегація в електроенергетиці України формується як окремий інструмент залучення розподілених ресурсів (генерування, споживання та зберігання) до конкурентних сегментів ринку та до забезпечення надійної роботи ОЕС України. На рівні базового законодавства агрегація прямо визначена як діяльність на ринку електричної енергії, що полягає в об'єднанні електроустановок для купівлі-продажу електроенергії, надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування.

У межах цієї моделі ключовим організаційним суб'єктом виступає агрегатор - учасник ринку, який здійснює діяльність з агрегації, законодавство також виокремлює незалежного агрегатора як спеціальний випадок агрегатора з вимогою відсутності співпраці з електропостачальником та/або постачальником універсальних послуг для споживача, електроустановки якого агрегуються [21-22].

Логіка впровадження агрегаторів відповідає загальноєвропейському принципу: підвищення гнучкості енергосистеми та зниження витрат на балансування за рахунок залучення багатьох малих ресурсів як «єдиного» ринкового продукту. Водночас в українських умовах функціонування агрегаторів тісно прив'язане до процедур ОСП, правил балансуючого ринку та вимог щодо комерційного обліку і відповідальності за небаланси.

Функціонально агрегатор може виступати «провідником» агрегованих ресурсів до таких напрямів:

1. Купівля-продаж електричної енергії на сегментах ринку (з урахуванням встановлених правилами процедур і строків). У ліцензійних умовах прямо закріплено вимогу здійснювати купівлю-продаж відповідно до Закону та правил відповідних сегментів.

2. Надання послуг з балансування - участь у забезпеченні балансу виробництва/споживання в реальному часі через механізми балансуючого ринку; ліцензійні умови прямо передбачають можливість/обов'язок надавати такі послуги у межах правил ринку.

3. Надання допоміжних послуг - послуг, що забезпечують системну надійність (частота, резерви тощо) відповідно до процедур ОСП та правил ринку[23].

Відносини між агрегатором та іншими учасниками агрегованої групи регулюються договором про участь в агрегованій групі, причому законодавство встановлює, що істотні умови такого договору мають визначатися правилами ринку[23-26].

Реальна цінність агрегації виникає тоді, коли агрегатор здатний керувати ресурсом як прогнозованою та керованою «одиницею» у часових горизонтах ринку. Тому ключовими діями агрегатора є:

1. Надання повідомлень про договірні обсяги купівлі-продажу у порядку, передбаченому правилами ринку.

2. Складання добових графіків електричної енергії згідно з обсягами купленої та проданої електроенергії та передача їх ОСП відповідно до правил ринку.

3. Виконання погоджених ОСП графіків (тобто графіків, прийнятих/узгоджених в установленій процедурі).

Таким чином, у методологічному сенсі агрегатор виконує функцію «інтерфейсу» між фізично різнорідними ресурсами (на стороні агрегованої

групи) та стандартизованими процедурними вимогами ринку (на стороні ОСП/ринкових правил).

Сегмент балансування є критичним для розуміння практики агрегації, оскільки саме тут агрегований ресурс проявляє гнучкість та забезпечує системний ефект. У правилах ринку визначено, що балансуюча електрична енергія - це електроенергія, яку ОСП використовує для балансування в реальному часі обсягів виробництва/споживання та врегулювання системних обмежень[27].

Механізмом безпосереднього залучення постачальників послуг балансування виступає диспетчерська команда - команда в режимі реального часу від ОСП постачальнику послуг балансування по конкретній одиниці (збільшити/зменшити навантаження), а для певних випадків - команда на зменшення навантаження (зокрема для ВДЕ з підтримкою).

Паралельно поняття оперативної команди формалізується як команди оперативного персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи ОЕС України та/або зміни оперативного стану об'єктів диспетчеризації.

У контексті агрегатора це означає, що участь в балансуванні вимагає:

1. наявності придатних до керування ресурсів в одиниці агрегації (кероване навантаження, накопичувачі, кероване генерування);
2. забезпечення технологічної спроможності виконувати команди в заданих часових параметрах;
3. коректного відображення результатів виконання в обліку та розрахунках[28].

Оскільки ринок електроенергії є погодинно збалансованою системою з фінансовою відповідальністю за відхилення, центральним поняттям є сторона, відповідальна за баланс (СВБ). СВБ зобов'язана повідомляти та виконувати погодинні графіки і є фінансово відповідальною перед ОСП за небаланси[29-30].

На рівні ліцензійних вимог до агрегації прямо встановлено, що ліцензіат:

- формує та подає добові графіки і виконує акцептовані графіки;
- у разі невиконання погодинних графіків несе фінансову відповідальність за небаланси за цінами, визначеними правилами ринку.

У практичній площині це формує для агрегатора два ключові завдання управління ризиком:

1. ризик прогнозу та виконання (помилки прогнозу споживання/генерування, недоступність ресурсу, помилки керування);
2. ризик договірної розподілу всередині агрегованої групи (як саме розподіляються вигоди/штрафи, які гарантії та відповідальність учасників групи перед агрегатором).

Саме тому договір про участь в агрегованій групі в українській моделі набуває не «формального», а економічно критичного значення.

Це підтверджує, що агреговані групи та діяльність агрегаторів є ключовими інструментами підвищення гнучкості ЕЕС і забезпечення балансу електроенергії в умовах часткової децентралізації генерування.

Таблиця 1.2 - Узагальнена таблиця взаємозв'язків в темі агрегації

Поняття / дія	Хто відповідальний	Документи / записи
Агрегатор / агрегація / агрегована група / одиниця агрегації	Агрегатор (як учасник ринку)	Реєстр складу одиниці агрегації; внутрішні правила управління; технічні параметри «інтегрованої» одиниці
Договір про участь в агрегованій групі	Агрегатор + учасник (споживач/виробник/УЗЕ)	Договір (істотні умови за Правилами ринку); порядок виходу; додатки/алокації
Добові/погодинні графіки (номінації)	Агрегатор	Добові графіки; підтвердження/акцепт ОСП; історія коригувань
Оперативні команди ОСП та їх виконання	Агрегатор (за одиницю агрегації)	Журнал команд/диспетчерських повідомлень; телеметрія; протоколи виконання
Небаланси та фінансова відповідальність	Агрегатор як СББ	Розрахункові акти/повідомлення; внутрішній розподіл небалансів між учасниками
Балансування та допоміжні послуги	Агрегатор (за договорами/правилами)	Дані активації/надання послуг; внутрішній розподіл доходів/витрат
Статус активного споживача в межах агрегованої групи	Споживач + агрегатор	Договір участі; підтвердження умов; (не вноситься до реєстру учасників ринку)
Комплаєнс ліцензіата з агрегації	Агрегатор-ліцензіат	Вебсайт із НПА та умовами договору; зберігання поданих документів; проект/копія договору

Висновки до розділу 1:

У першому розділі дисертаційної роботи виконано огляд та аналіз особливостей функціонування електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії в умовах часткової децентралізації генерування, а також визначено передумови застосування ЛЕЕС як засобу підвищення ефективності керування балансом потужності та електроенергії. Основні результати досліджень, отримані в підрозділах 1.1-1.3, можна узагальнити таким чином.

У підрозділі 1.1 проаналізовано передумови та сучасні виклики функціонування електроенергетичної системи України, що обумовлюють необхідність розвитку систем з частковою децентралізацією генерування. Показано, що воєнні дії, пошкодження об'єктів електричних мереж, зношеність інфраструктури та дефіцит маневрових потужностей призводять до зниження надійності електропостачання та ускладнення процесів

балансування електроенергетичної системи. Встановлено, що одним із ефективних напрямів підвищення стійкості електропостачання є формування ЛЕЕС, які здатні функціонувати як у паралельному режимі з об'єднаною енергосистемою, так і автономно. Показано, що застосування ЛЕЕС дозволяє локалізувати наслідки аварійних ситуацій, зменшити обсяги недовідпуску електроенергії та підвищити рівень енергетичної безпеки. Визначено основні технологічні складові ЛЕЕС, до яких належать відновлювані джерела енергії, резервні генеруючі установки та системи накопичення енергії, що забезпечують балансування потужності та підвищення гнучкості режимів роботи електричних мереж.

У підрозділі 1.2 розглянуто керування балансом електроенергії як основну перевагу формування ЛЕЕС. Показано, що ЛЕЕС дозволяють узгоджувати процеси генерування, споживання та накопичення електроенергії на локальному рівні, що забезпечує підвищення гнучкості функціонування електроенергетичної системи. Встановлено, що керування балансом електроенергії в ЛЕЕС включає диспетчеризацію розподілених джерел генерації, керування системами накопичення енергії, перерозподіл навантаження та регулювання перетоків із зовнішньою мережею. Показано, що застосування комбінованого методу до формування ЛЕЕС, який передбачає використання відновлюваних джерел енергії, резервних генераторів та накопичувачів енергії, дозволяє забезпечити високий рівень надійності електропостачання за прийнятних витрат. Отримано рівняння балансу електроенергії локальної електроенергетичної системи з урахуванням джерел генерації, накопичувачів енергії, навантаження та перетоків із електроенергетичною системою, що дозволяє формалізувати процеси балансування на локальному рівні.

У підрозділі 1.3 розглянуто особливості інтеграції відновлюваних джерел енергії у конкурентний ринок електричної енергії та їх вплив на формування балансу електроенергії. Показано, що стрімке зростання

встановленої потужності ВДЕ за умов дії «зеленого» тарифу призвело до виникнення фінансових дисбалансів на ринку електричної енергії та необхідності переходу до преміальної моделі підтримки виробників електроенергії з ВДЕ. Встановлено, що інтеграція ВДЕ у ринкове середовище супроводжується підвищенням відповідальності виробників за небаланси та необхідністю прогнозування генерування. Показано, що використання БГ та агрегованих об'єднань виробників дозволяє зменшити ризики небалансів та підвищити ефективність функціонування ВДЕ у складі електроенергетичної системи. Отримано узагальнений вираз для визначення ринкової премії, який враховує обсяг реалізованої електроенергії, рівень підтримки та ринкову ціну електроенергії, що дозволяє оцінити економічну ефективність інтеграції ВДЕ у ринок електричної енергії.

Таким чином, у розділі 1 встановлено, що розвиток електроенергетичних систем з частковою децентралізацією генерування є необхідною умовою підвищення стійкості та ефективності функціонування електроенергетичної системи України. Показано, що ЛЕЕС з ВДЕ можуть виконувати функції балансування потужності, забезпечувати автономність електропостачання та підвищувати гнучкість режимів роботи електричних мереж енергосистем. Отримані результати створюють теоретичну основу для розроблення математичних моделей оцінювання засобів балансування електроенергії, оптимізації структури генеруючих потужностей ЛЕЕС з ВДЕ та оцінювання впливу на розподіл потоків потужності і режимні параметри електричних мереж енергосистеми, що сприятиме агрегації БГ.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНКИ ЗАСОБІВ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.1 Загальні умови на вимоги формування балансу потужності та електроенергії ЕЕС за участі ВДЕ

Під час розбудови джерел відновлюваної енергетики 2017 рік став поворотним моментом для фотоелектричного сонячного генерування, оскільки у світі було додано щонайменше 100 ГВт потужностей. У той час як у 2017 році потужність ГЕС зросла приблизно до 1100 ГВт. Наразі світовий попит на електроенергію становить 23 000 ТВт·год, що є помітним зростанням у порівнянні з 17 000 ТВт·год, зафіксованими у 2007 році. Прогнози показують, що до 2050 року цей попит зросте майже вдвічі [31]. Тим не менш, запаси викопного палива неухильно скорочуються, що ускладнює задоволення глобальних енергетичних потреб у найближчі роки. Як наслідок, світова спільнота шукає джерела сталої енергії. У порівнянні з відновлюваними ресурсами, викопне паливо є нестійким і призводить до забруднення навколишнього середовища [32]. Сучасна стратегія полягає у збільшенні кількості та сприянню формування локальної електроенергетичної системи, підключеної до загальної електроенергетичної системи, що включає в себе як ВДЕ, так в традиційні джерела енергії. Такий вектор розвитку є особливо актуальним для країн, що розвиваються [33]. Завдяки ефективному підбору компонентів та надійній стратегії диспетчеризації енергії, ЛЕЕС можуть стати стійким, економічним та надійним варіантом для задоволення електроенергетичних потреб країн [34,35].

Створення стійких електроенергетичних систем, перехід та впровадження ВДЕ потребує сталих, надійних і диверсифікованих рішень. Такі техніко-економічні обґрунтування мають на меті пошук найкращого оптимального рішення для ВДЕ, інтегрованих в електроенергетичний баланс

локальної мережі, щоб задовольнити попит на електроенергію. Водночас, необхідно зберігати фокус уваги не лише на балансу електроенергії, а й на показниках якості електроенергії: частота, рівень напруги, коливання напруги (флікер), провали напруги, підвищення напруги, переривання напруги (перерви електропостачання), несиметрія напруги, гармонічні спотворення (гармоніки), інтергармоніки, імпульсні/перехідні перенапруги, тощо. Зростання кількості аварій в електричних мережах, спричинених нелінійними споживачами, стало серйозною проблемою в сучасних електроенергетичних системах. Такі навантаження спричиняють гармонічні спотворення в електричній системі, що призводить до різних проблем, таких як спотворення форми хвилі, перегрів електрообладнання, завади для чутливого електронного обладнання та навіть порушення роботи або відмова обладнання, що може створювати загрози безпеці й спричиняти аварійні ситуації[35].

В даний час існує серйозна енергетична криза, що виникає внаслідок постійного зростання попиту, що призводить до навантаження на існуючі ресурси [36]. Дефіцит цих ресурсів у поєднанні з електроенергетичними потребами населення призводить до їх швидкого виснаження та надмірних викидів CO₂ [37]. Високі витрати та неминучі втрати при передачі та розподілі енергії у віддалених районах вимагають використання додаткових джерел енергії для задоволення попиту на електроенергію, що в кінцевому підсумку призводить до забруднення навколишнього середовища. В останні десятиліття було доведено, що збільшення кількості джерел відновлюваної енергетики може забезпечити вікно можливостей для сталого та безпечного виробництва енергії, а також запобігти наслідкам зміни клімату [38]. До того ж, навіть у технологічно розвиненому 21 столітті близько 20 % сільських громад не мають доступу до електроенергії. Саме тому для електрифікації віддалених територій необхідні сталі та доступні енергетичні рішення [39]. Проте тенденція до зростання частки ВДЕ демонструє не лише збільшення використання ВДЕ, але й тенденцію до зниження невідновлюваних джерел енергії у світі рис. 2.1, та

Україні, зокрема, рис. 2.2. Станом на 2024, через критичний стан ТЕС в Україні, відсоток генерування ВДЕ перевищив відсоток генерування на базі викопного палива. Наведена динаміка підтверджує актуальність задач керування балансом електроенергії в умовах зростання частки ВДЕ, оскільки підвищення їх частки призводить до збільшення невизначеності генерації та ускладнення режимів роботи електроенергетичних систем з частковою децентралізацією генерування.

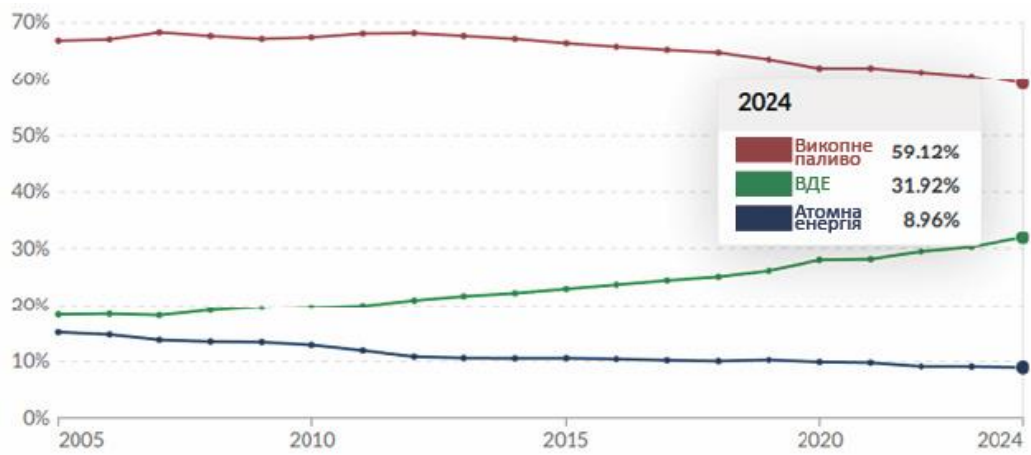


Рисунок 2.1 - Частка виробництва електроенергії з викопного палива, ВДЕ та ядерної енергії у світі 2005-2024 р. [39]

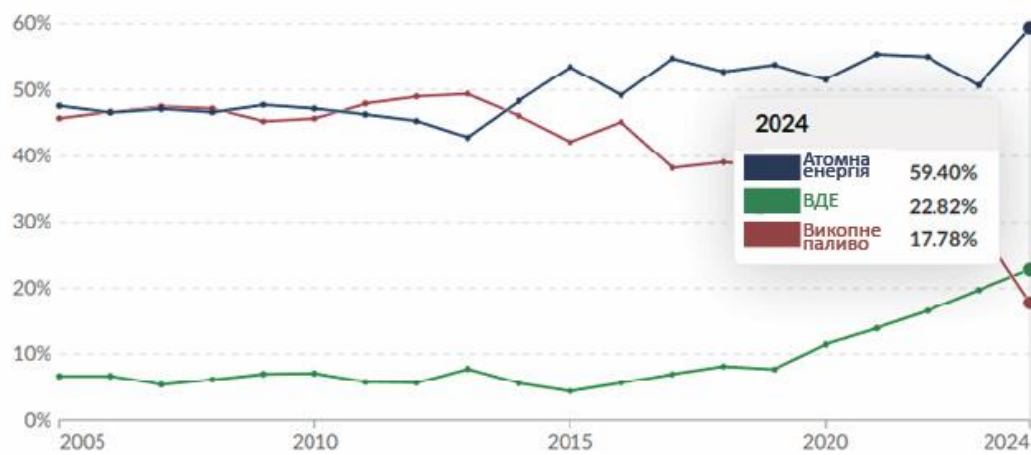


Рисунок 2.2 - Частка виробництва електроенергії з викопного палива, ВДЕ та ядерної енергії в Україні 2005 - 2024 р. [39]

2.2 Децентралізація генерування як надійний шлях утримування балансу потужності в локальній електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами електроенергії

Проблема оптимізації роботи ВДЕ в ЛЕЕС набуває особливої актуальності, адже її вирішення сприятиме підвищенню доходів, забезпеченню стабільного та якісного електропостачання споживачів та зниженню втрат електроенергії. Не менш важливим є аналіз впливу ВДЕ на режим роботи ЛЕЕС з одночасним врахуванням взаємозв'язку всіх її параметрів.

Однак, зростаюча присутність технологій ВДЕ в ЛЕЕС збільшує потребу в регулюючих та резервних потужностях для того, щоб впоратися з мінливістю та обмеженою передбачуваністю. Крім того, дослідження показують, що вимоги до балансування навантаження, як очікується, зростатимуть пропорційно зростанню виробництва ВДЕ. Тому може виникнути питання, чи потрібно також коригувати поточну систему балансування навантаження, наприклад, від більш централізованої до більш децентралізованої електроенергетичної системи, де баланс вже досягнуто на децентралізованому рівні, близькому до рівня виробництва ВДЕ.

В [40] зазначено, що залежність від централізованої системи виробництва електроенергії призводить до високих витрат на її доставку та обмеженої гнучкості. Ця система переважно працює на викопному паливі, а для встановлення мереж передачі та розподілу електроенергії у віддалених регіонах потрібні величезні капіталовкладення. Спалювання викопного палива спричиняє викиди шкідливих газів, які негативно впливають на місцевий клімат і здоров'я населення. Для вирішення цих проблем необхідні альтернативні системи виробництва та розподілу електроенергії. У порівнянні з централізованими електроенергосистемами, децентралізовані використовують сталі джерела енергії, можуть функціонувати як при

наявності, так і за відсутності підключення до мережі, і зазвичай працюють у менших масштабах.

Крім того, децентралізована електроенергетична система забезпечує доступ до віддалених районів, оскільки генерування відбувається відповідно до попиту. Таким чином, впровадження децентралізованих енергетичних систем може розв'язати проблему електропостачання в сільських місцевостях. Це ефективне рішення, оскільки такі системи забезпечують надійне постачання електроенергії з ВДЕ. За даними [41], частка децентралізованого генерування електроенергії постійно зростає, крім того зазначається, що майбутній розвиток децентралізованих електроенергетичних систем є перспективним завдяки численним перевагам. За розрахунками, глобальне скорочення витрат на виробництво електроенергії могло б досягти \$2,7 трильйона до 2030 року у разі широкого впровадження децентралізованих електроенергетичних систем [42].

Відповідно до сучасного попиту на електроенергію, традиційна мережа стає застарілою і потребує модернізації, перепроєктування та оснащення інноваційними і сучасними технологіями. Вбудовані в електромережу смарт-технології зробили можливим трансформацію електричної мережі в «розумну» мережу. Надійність та енергетична безпека - це ключові економічні виклики XXI століття для інтеграції мережі з ВДЕ. Основна концепція «розумної» мережі полягає в тому, що інноваційні технології можуть бути інтегровані на всіх етапах функціонування та управління мережею. Запровадження цифрових та інтелектуальних функцій у мережу підвищить загальну ефективність використання енергії. Крім того, така трансформація забезпечить кращу взаємодію між споживачем і мережею [43]. Тому надзвичайно важливо досліджувати системи сталого управління енергією, які ефективно інтегруються з ВДЕ та децентралізованими енергосистемами, сприяючи зменшенню використання викопного палива та водночас задовольняючи зростаючий попит на електроенергію.

Загалом, рівняння балансу в ОЕС з великою кількістю ЛЕЕС можна записати так:

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + (P_{ВДЕ_i}(t) \pm P_{рез_i}(t) - P_{н_i}(t)) - \Delta P(t) = 0, \quad (2.1)$$

де $P_{AEC}(t)$ - потужність атомних електростанцій (АЕС), $P_{TEC}(t)$ - потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ); $P_{ГЕС}(t)$ - потужність гідроелектростанцій, $P_{ГАЕС}(t)$ - потужність гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), $P_{ВДЕ_i}(t)$ - потужність ВДЕ в i -й ЛЕЕС, $P_{рез_i}(t)$ - потужність засобів і шляхів резервування електроенергії під час балансування в i -й ЛЕЕС, $P_{н_i}(t)$ - навантаження трансформаторних підстанцій (ТП) в i -й ЛЕЕС, $\Delta P(t)$ - технологічні витрати в електричних мережах.

Хоча передача та постачання енергії базуються на розташуванні місць генерування електроенергії, споживання енергії, природно, є децентралізованим або розподіленим. Поняття «децентралізованого» або «розподіленого» пов'язане зі способом об'єднання окремих одиниць та формування цілісної системи, як показано на рисунку 2.3.

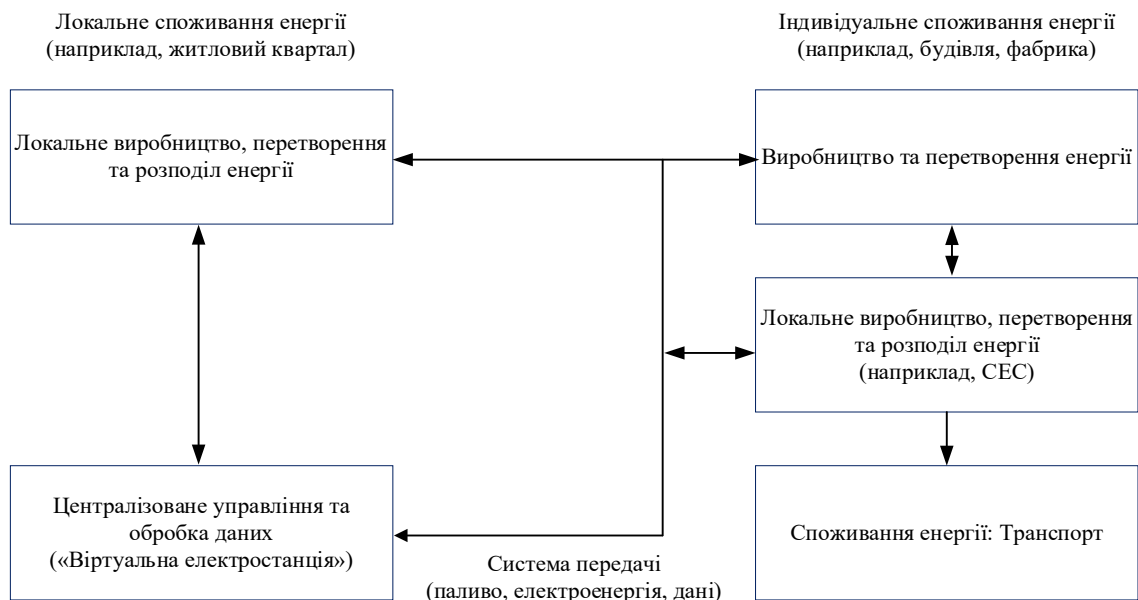


Рисунок 2.3 - Схема децентралізованої енергосистеми

Рисунок 2.3 демонструє, що навіть на невеликій території електроенергія може вироблятися та використовуватися в кожній окремій одиниці. Подана схема відображає принцип організації електроенергетичної системи з частковою децентралізацією генерування, в якій баланс потужності формується в межах окремих ЛЕЕС, що об'єднані через систему передачі та координуються централізованим управлінням. Кожна ЛЕЕС поєднує функції генерації, споживання та розподілу електроенергії, виступаючи активним елементом формування загальносистемного балансу. Обмін енергією між ЛЕЕС, а також їх взаємодія з централізованою системою управління забезпечують можливість покриття дефіцитів потужності та використання надлишкової генерації, що є основою підвищення гнучкості та надійності електроенергетичної системи в умовах зростаючої частки відновлюваних джерел енергії.

Централізована система виробництва електроенергії не здатна задовольнити зростаючий попит без спалювання викопного палива і викидів парникових газів. Еволюційна концепція технологій «розумної мережі» (smart grid) впроваджена в ЛЕЕС зумовлена саме цими складними викликами [44]. Як згадано в [45], термін «розумна мережа» насамперед розглядається як електромережа, здатна інтелектуально та контрольовано передавати електроенергію від місць виробництва до споживачів. Споживачі можуть змінювати свої моделі споживання електроенергії відповідно до потреб і попиту на основі інформації, яку вони отримують від розумної мережі. Встановлено, що порівняно з традиційною мережею, розумна мережа є поєднанням цифрових інноваційних засобів зв'язку, автоматичних вимикачів та трансформаторів, які підвищують безпеку, ефективність та експлуатаційні характеристики мережі. Рекомендується мати надійне та стійке мережеве з'єднання, яке підтримуватиме взаємодію між прикладним програмним забезпеченням і електричними послугами. Крім того, зазначається, що для повної інтеграції розумної мережі необхідні спеціалізовані процесори,

автоматизовані системи обліку, сенсори, системи зв'язку та інтелектуальні пристрої [46]. Ці технології управління енергоспоживанням допомагають як заощаджувати енергію, так і ефективно використовувати джерела відновлюваної енергії.

2.3 Відновлювані джерела енергії в складі ЛЕЕС при балансуванні електроенергії в електроенергетичній системі

2.3.1 Особливості покриття добового графіка електроспоживання в ЕЕС з ЛЕЕС.

Швидке зростання частки ВДЕ в ОЕС України висуває нові вимоги до її функціонування. Основна складність полягає в тому, що існуючі електричні мережі не були спроектовані для ефективної роботи з джерелами енергії, які мають нестабільне генерування і функціонують без належного рівня автоматизації.

Непостійність виробітку ВДЕ, що зумовлена впливом погодних умов, у поєднанні з перевищенням допустимих рівнів встановленої потужності таких джерел у мережі, призводить до зниження ефективності роботи електромережі та погіршення якості електропостачання для споживачів.

Ця проблема особливо загострюється у випадку ФЕС, сумарна та індивідуальна потужність яких стрімко зростає щороку [47], [48]. Їх нестабільний режим роботи негативно позначається на балансі потужності всієї енергосистеми, знижуючи її надійність та стійкість.

АЕС, що формують 50-60 % виробництва електроенергії в ОЕС України, не здатні оперативно регулювати потужність у режимі реального часу. Вони спроектовані для роботи на постійній номінальній потужності, забезпечуючи базове навантаження. Для підтримки такого режиму роботи АЕС будуються

ГАЕС, які здатні компенсувати коливання генерування. Забезпечення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії в ОЕС можливе завдяки комплексному залученню вже наявних маневрених потужностей, зокрема теплових і гідроелектростанцій. У той же час, сучасні технології

балансування, такі як електрохімічні акумулятори, водневі системи зберігання енергії, БГУ, а також методи синхронізації графіків генерування та споживання, поки що не мають широкого впровадження та перебувають на різних стадіях досліджень і пілотного застосування в локальних енергетичних системах.

Для забезпечення ефективної інтеграції ВДЕ в локальні електричні мережі ОЕС України необхідно створити не лише умови для їх активного розвитку, а й впровадити механізми для їх оптимальної експлуатації. Це дозволить мінімізувати негативний вплив ВДЕ на техніко-економічні показники функціонування енергосистеми.

При правильному виборі місця підключення та відповідному рівні потужності ВДЕ можуть позитивно впливати на систему електропостачання. Зокрема, можливо досягти зменшення втрат електроенергії під час її транспортування [49], [50], покращити показники надійності електропостачання, такі як SAIFI і SAIDI [51], [52], а також підвищити якість електроенергії [53], [54] і загальну енергоефективність системи [55].

Однак реалізація цього потенціалу обмежується необхідністю підтримки значного обсягу резервних потужностей в енергосистемі. Такі резерви використовуються для компенсації коливань у виробництві електроенергії, що є типовими для сонячних та ВЕС. У результаті техніко-економічні переваги ВДЕ можуть істотно нівелюватися або бути зведені нанівець.

На рисунку 2.4 наведений приклад покриття добового графіка електроспоживання в ОЕС України у весняний період, що відповідає умовам під час повномасштабної збройної агресії росії, включно з обстрілами та масштабними пошкодженнями енергетичної інфраструктури [56]. У цьому графіку АЕС працюють на базовому навантаженні із стабільним добовим профілем, ТЕЦ покриває значно менший попит в електроенергії, проте також працює за сталим графіком генерування. ГЕС використовуються для покриття

ранкового та вечірнього піків, ГАЕС - аналогічно, проте в період максимального сонячного генерування, переходить в акамулюючий режим. ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС, працюють на максимумі своїм можливостей, проте, в сучасних реаліях цього недостатньо для покриття навантаження повністю, а тому застосовуються зовнішні закупівлі, ведичина який може змінювати залежно від погодніх умов, тобто від потреб споживачів та виробітку ВДЕ.

Зі зростанням потужностей ВДЕ з'являються нові виклики, пов'язані з нестачею гнучких маневрових потужностей у системі. Це обмежує можливості подальшого розвитку ВДЕ і призводить до ненормальних режимів роботи інших електростанцій. Особливо гостро проблема проявляється в години, коли погодні умови сприяють виходу ФЕС і ВЕС на номінальні рівні генерування.

Наприклад, як показано на рисунку 2.4, у період з 11:00 до 17:00 спостерігається надлишок генерованої потужності з боку ВДЕ. Щоб уникнути обмеження їх генерування, доводиться задіювати ГАЕС в насосному режимі.

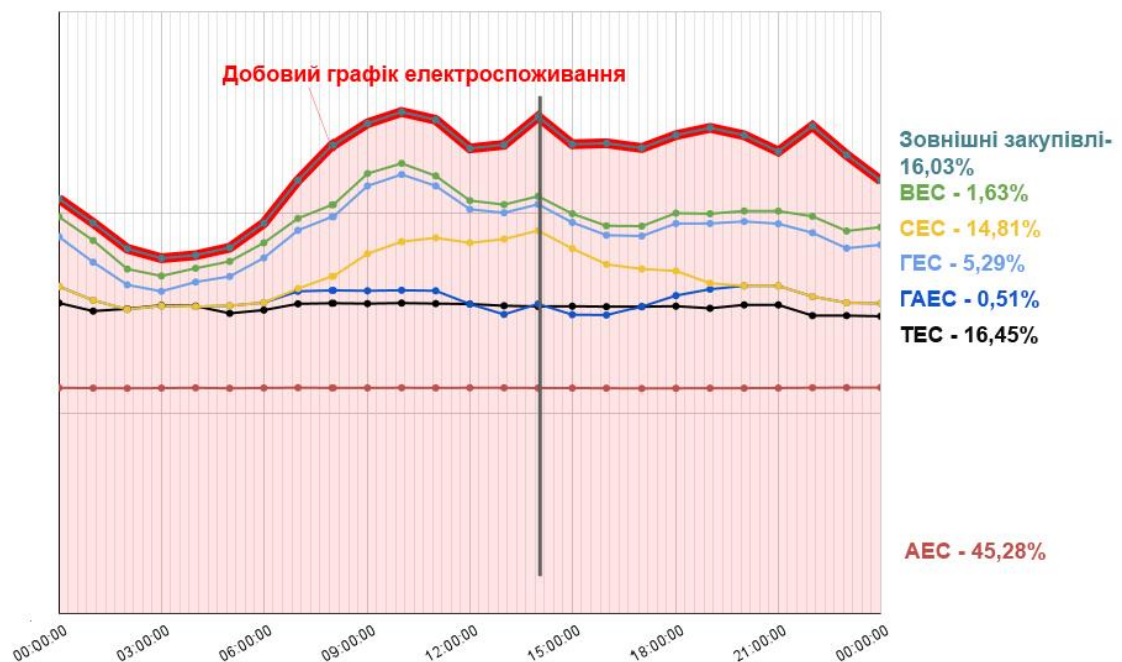


Рисунок 2.4 - Приклад покриття добового графіка електроспоживання

Таким чином, для забезпечення збалансованої роботи ОЕС України в умовах активного розвитку ВДЕ та з урахуванням пошкоджень інфраструктури, критично важливо розвивати та впроваджувати технічні

рішення, спрямовані на компенсацію нерівномірного генерування. Це стане ключовим фактором успішного енергетичного балансування в сучасних умовах. Наразі, завдання полягає в тому, щоб серед можливих засобів необхідно вибрати ті, які є технічно найефективнішими та оптимальними щодо витрат, а також зможуть зберегти надійне електропостачання за наявних умов та можливих подальших руйнувань.

Баланс електроенергії в ОЕС України в частині генерування формується різними типами електростанцій:

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{рез}(t) - P_n(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (2.2)$$

де $P_{AEC}(t)$ - потужність атомних електростанцій (АЕС), $P_{TEC}(t)$ - потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ); $P_{ГЕС}(t)$ - потужність гідроелектростанцій, $P_{ГАЕС}(t)$ - потужність гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), $P_{ВДЕ}(t)$ - потужність ВДЕ, $P_{рез}(t)$ - потужність засобів і шляхів резервування електроенергії під час балансування, $P_n(t)$ - навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), $\Delta P(t)$ - технологічні витрати в електричних мережах.

Якщо за критерій оптимальності взяти сумарні витрати $B_{рез}$ на резервування $P_{рез}(t)$ в (2.2) нестабільності генерування ВДЕ, то з урахуванням реально можливих на сьогодні способів резервування задача мінімізації $B_{рез}$ запишеться так [57]:

$$B_{рез} = B_x(P_x) + B_{\epsilon}(P_{\epsilon}) + B_z(P_z) + B_c(P_c) + B_n(P_n) + B_k(P_k) \rightarrow \min, \quad (2.3)$$

де $B_x(P_x)$ - витрати, пов'язані із забезпеченням резервування за допомогою електрохімічних накопичувачів; $B_{\epsilon}(P_{\epsilon})$ - витрати на впровадження та експлуатацію водневих технологій; $B_z(P_z)$ - витрати, що виникають у разі використання біогазових технологій як резервного джерела;

$B_c(P_c)$ - витрати на користування системним резервом, які фактично є платежами за утримання резервної потужності на енергоагрегатах ТЕС, що працюють за ціновими заявками; $B_n(P_n)$ - витрати на забезпечення необхідної пропускної спроможності ліній електропередач для транспортування електроенергії до або від точки підключення резервної потужності до ЕЕС; $B_k(P_k)$ - витрати, пов'язані з координацією графіків виробництва та споживання електроенергії в межах ЕЕС; $P_x, P_e, P_z, P_c, P_n, P_k$ - оптимальні значення потужностей, які визначаються для кожного із розглянутих способів резервування.

Розглядаючи наявні рішення до компенсації нерівномірності генерування ВДЕ, слід виокремити кілька ключових аспектів. Зокрема, електрохімічні накопичувачі енергії, технологія виробництва яких вже добре освоєна у світовій енергетичній практиці, демонструють стабільну тенденцію до здешевлення. Це сприяє поступовому нарощуванню їх встановленої потужності в енергосистемах різних країн.

Натомість водневі та біогазові технології, які також розглядаються як перспективні засоби згладжування коливань генерування ВДЕ, поки що перебувають на ранніх стадіях розвитку. Проте, потенціал виробництва біометану в Україні оцінюється на рівні близько 21,8 млрд м³ на рік, що перевищує фактичні обсяги видобутку природного газу у 2023 році, які становили 18,7 млрд м³. Такий показник свідчить про наявність значного внутрішнього ресурсу для часткового або повного заміщення викопного газу відновлюваним газоподібним паливом, що має важливе значення як з економічної, так і з енергетичної та екологічної точок зору. У контексті післявоєнного відновлення та трансформації енергетичного сектору України біометан може розглядатися як один із ключових елементів декарбонізації газового ринку та зменшення залежності від імпорتنих енергоресурсів.

Регіональний аналіз сировинної бази свідчить, що найбільш перспективними для розвитку виробництва біометану є Київська, Вінницька,

Полтавська та Черкаська області. Ці регіони характеризуються високою концентрацією підприємств агропромислового комплексу, значними обсягами тваринницьких відходів, пожнивних решток та відходів харчової промисловості, що створює сприятливі умови для стабільного та економічно доцільного функціонування біогазових і біометанових установок. Наявність локальної сировини зменшує логістичні витрати та підвищує загальну ефективність виробничого ланцюга [58].

Локальний характер виробництва біометану знижує вразливість регіональних енергосистем до пошкоджень магістральних газопроводів і великих централізованих генеруючих об'єктів, підвищуючи стійкість енергопостачання в умовах кризових і надзвичайних ситуацій. Таким чином, біометан може розглядатися не лише як інструмент декарбонізації, але і як важливий елемент системи енергетичної стійкості та безпеки держави, що підтверджується результатами аналізу, наведеними на рисунку 2.1.

На жаль, вартість їх впровадження не демонструє чіткої динаміки до зниження, оскільки суттєво залежить від рівня інтеграції водню та біогазу в інші сектори економіки, що визначає обсяг попиту і масштаби виробництва.

Що стосується залучення системного резерву, то вартість його використання для компенсації нестабільності генерування ВДЕ оцінюється в межах допустимих економічних показників і регулюється, насамперед, стратегічними інтересами енергетичного сектору. Якщо зберігається зацікавленість до розбудови ВДЕ в ЕЕС, то відповідно вартість $B_c(P_c)$ повинна зменшуватися.

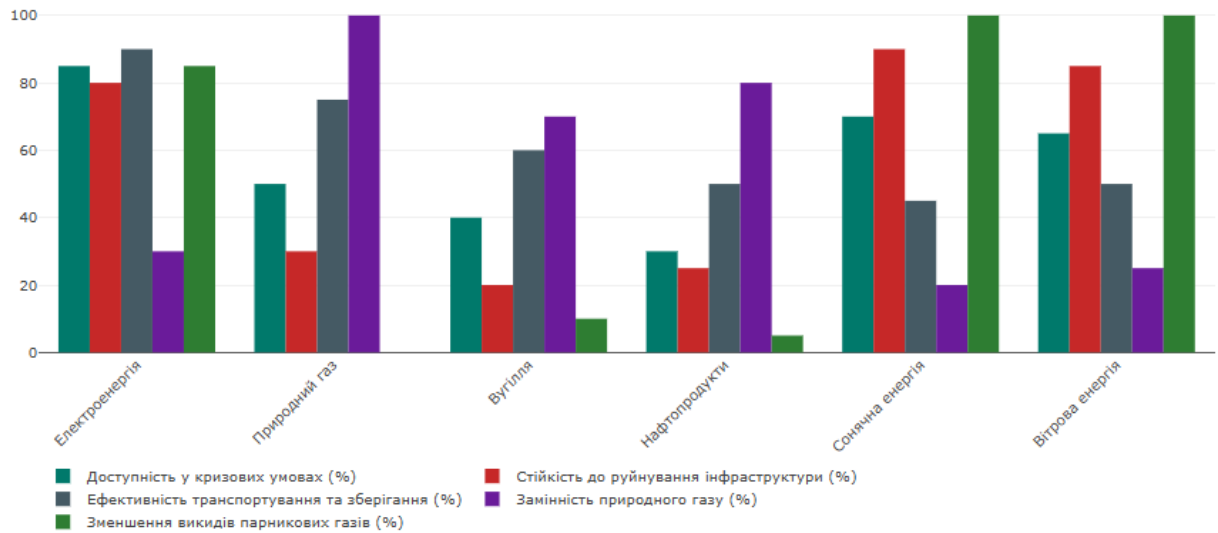


Рисунок 2.1 - Порівняльний аналіз джерел енергії за критеріями енергетичної безпеки та екологічної ефективності

2.3.2 Визначення способів і засобів резервування ВДЕ критеріальним методом.

Враховуючи описану тенденцію організації резервування потужностей ВДЕ в ЕЕС, математичну модель оптимізації питомих витрат на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ, віднесених до 1 кВт, з урахуванням специфічних особливостей режимів роботи ЕЕС, можна подати в такій формі [57]:

$$B_{рез} = \frac{C_1}{P_x} + C_2 P_\theta + C_3 P_z + \frac{C_4}{P_c} + C_5 \frac{P_x^2 P_c^2}{P_\theta^2 P_z^2} \rightarrow \min \quad (2.4)$$

за умови, що $P_c \leq G$ або $g \cdot P_c \leq 1$,

де C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 - узагальнені константи, у складі яких зосереджено вихідні параметри постановки задачі, зокрема передусім цінові характеристики (тарифні та інші вартісні показники); G - граничне значення потужності системного резерву, доступної для залучення з метою компенсації коливань та нестабільності генерування електроенергії з ВДЕ ($g = 1/G$).

Цільова функція (2.4) сформульована з урахуванням певних припущень. У наведеному виразі не враховано низку складових, пов'язаних зі способами

резервування, що входять до задачі мінімізації $B_{рез}$ з (2.3). Передусім йдеться про витрати на підвищення пропускної спроможності ліній електропередач, яка на початковому етапі аналізу розглядається як достатня, а також про витрати на координацію графіків виробництва та споживання електроенергії в ЕЕС, які частково вже реалізовані в існуючих мережах. Завершальний доданок у цільовій функції (2.4) описує витрати, пов'язані з покриттям втрат електроенергії, що виникають у процесі застосування засобів резервування. При цьому передбачається, що електрохімічні накопичувачі та системний резерв розміщені у централізованому форматі.

Для дослідження системи компенсації коливань генерування ВДЕ застосуємо методи теорії подібності, зокрема критеріальний метод [58], [59]. Обрана методологія має суттєву перевагу: вона дає змогу сформулювати критерії подібності, що встановлюють взаємозв'язок між однойменними параметрами - у нашому випадку параметрами різних механізмів балансування. Це, у свою чергу, створює передумови для аналізу порівнюваності та чутливості отриманих результатів у відносних одиницях за умов обмеженої доступності вихідних даних [60].

Задача (2.4) не відповідає умові канонічності, коли міра її складності $s = m - n - 1 = 0$, де m - кількість членів цільової функції, n - кількість змінних P_i . У нашому випадку $s = 6 - 4 - 1 = 1$. Згідно з критеріальним методом запишемо систему ортогональних і нормованих (ортонормованих) рівнянь для (2.4) [59]:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\pi_1 + 2\pi_5 = 0, \\ \pi_2 - \pi_5 = 0, \\ \pi_3 - \pi_5 = 0, \\ -\pi_4 + 2\pi_5 + \pi_6 = 0, \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 + \pi_5 = 1 \end{array} \right. \Rightarrow \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 2 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \\ \pi_5 \\ \pi_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Оскільки у цій системі рівнянь усі параметри є дійсними величинами та характеризуються певними допустимими межами, відповідні діофантові рівняння матимуть дійсну множину розв'язків щодо одного з параметрів (з огляду на те, що $s = 1$). Формування цієї множини можливе шляхом вибору за базовий будь-який із компонентів резервування, наведених у виразі (2.4). У нашому випадку доцільно обрати за базовий елемент витрати на системний резерв, оскільки вони є найбільш стабільними та придатними для порівняння з іншими складовими. Якщо витрати на використання системного резерву прийняти як базову змінну, то система рівнянь (2.5) розв'язується відносно π_6 . Унаслідок виконання лінійних перетворень отримуємо розв'язок системи (2.6) та відповідну множину допустимих значень для π_6 у такому вигляді:

$$\pi_6 = b_0 + b_1 \pi_6, \quad (2.6)$$

де b_0 - вектор нормалізації; b_1 - вектор нев'язки.

$$\text{У нашому випадку} \quad b_0 = \frac{1}{7} \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \\ 1 \\ 2 \\ 1 \end{bmatrix}, b_1 = \frac{1}{7} \begin{bmatrix} -2 \\ -1 \\ -1 \\ 5 \\ -1 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Критерії подібності, які виражені через критерій π_6 :

$$\begin{aligned} \pi_1 &= \frac{2}{7} - \frac{2}{7} \pi_6; \quad \pi_2 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6; \quad \pi_3 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6; \\ \pi_4 &= \frac{2}{7} + \frac{5}{7} \pi_6; \quad \pi_5 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6 \end{aligned} \quad (2.8)$$

В критеріальній формі вираз витрат (2.4) запишеться:

$$B_{рез}^* = \frac{\pi_{1o}}{P_x^*} + \pi_{2o} P_{\sigma}^* + \pi_{3o} P_{\varepsilon}^* + \frac{\pi_{4o}}{P_c^*} + \pi_{5o} \frac{P_x^{*2} P_c^{*2}}{P_{\sigma}^* P_{\varepsilon}^*}, \quad (2.9)$$

де $B_{рез}^* = B_{рез} / B_{рез.min}$; $P_x^* = P_x / P_{x0}$; $P_{\epsilon}^* = P_{\epsilon} / P_{\epsilon0}$; $P_z^* = P_z / P_{z0}$;

$P_c^* = P_c / P_{c0}$, в свою чергу $P_x, P_{\epsilon}, P_z, P_c$ - відповідно поточні та оптимальні значення потужностей способів резервування.

З урахуванням значень критеріїв подібності (2.9) перепишеться:

$$B_{рез}^* = \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_x^*} + \frac{1}{7} P_{\epsilon}^* + \frac{1}{7} P_z^* + \frac{2}{7} P_c^* + \frac{1}{7} \frac{P_x^2 P_c^2}{P_{\epsilon}^* P_z^*} \right) - \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_x^*} + \frac{1}{7} P_{\epsilon}^* + \frac{1}{7} P_z^* - \frac{5}{7} P_c^* + \frac{1}{7} \frac{P_x^2 P_c^2}{P_{\epsilon}^* P_z^*} \right) \pi_6 \quad (2.10)$$

Відносні витрати на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ складаються з двох основних компонентів. Перший компонент формується оптимальними значеннями витрат на реалізацію заходів балансування та їхніми взаємними пропорціями. Другий компонент визначається величиною доступної потужності системного резерву G . Якщо системний резерв недоступний, то $B_{рез}^*$ визначається тільки першою складовою:

$$B_{рез}^* = \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_x^*} + \frac{1}{7} P_{\epsilon}^* + \frac{1}{7} P_z^* + \frac{2}{7} P_c^* + \frac{1}{7} \frac{P_x^2 P_c^2}{P_{\epsilon}^* P_z^*} \right) \quad (2.11)$$

З (2.11) випливає, що якщо значення потужностей заходів балансування оптимальні, тобто у відносних одиницях всі $P_i^* = 1$, то також $B_{рез}^* = 1$. Це означає, що вираз (2.11) дозволяє аналізувати заходи компенсації нестабільності генерування ВДЕ на співмірність і чутливість $B_{рез}^*$ до відхилення потужностей P_i^* від їхніх оптимальних значень.

Відповідно до базової моделі (2.4) та її модифікованого варіанту (2.11), економічно обгрунтовані витрати на компенсацію нерівномірності генерування з ВДЕ, а також оптимальні витрати на резервні потужності мають дотримуватись певного співвідношення. Сумарні витрати вважатимуться економічно доцільними за умови їх пропорційного розподілу, зокрема:

- витрати на водневі та біогазові технології мають бути рівними між собою,
- аналогічно, витрати на електрохімічні накопичувачі енергії та залучення системного резерву повинні становити рівні частки загального обсягу.

Однак у нинішніх умовах, коли водневі та біогазові технології ще перебувають на етапі становлення, доцільним є пріоритетне використання електрохімічного акумулювання та системного резерву для забезпечення балансування. Попри те, що ці рішення є приблизно вдвічі дорожчими, вони наразі залишаються більш доступними і технічно реалізованими інструментами забезпечення стійкої роботи енергосистеми [57].

Такі результати були отримані з огляду на те, що оптимальні значення критеріїв подібності не залежать від параметрів $C_1, \dots, C_5$. Водночас вплив узагальнених показників $C_1, \dots, C_5$ на економічно обґрунтовані значення потужностей $P_x^*, P_{\epsilon}^*, P_{\epsilon}^*, P_c^*$ та на відповідні витрати B^* може бути визначений шляхом розв'язання системи рівнянь, сформованої за методом інтегральних аналогів на основі виразу (2.4) з урахуванням співвідношення (2.8), за умови, що $\pi_6 = 0$ аналогічно до (2.11):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{2}{7} - \frac{2}{7} \pi_6 = \frac{C_1}{B_{рез} P_x}, \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6 = \frac{C_2 P_{\epsilon}}{B_{рез}}, \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6 = \frac{C_3 P_{\epsilon}}{B_{рез}}, \\ \frac{2}{7} + \frac{5}{7} \pi_6 = \frac{C_4}{B_{рез} P_c}, \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6 = \frac{C_5 P_x^2 P_c^2}{B_{рез} P_{\epsilon} P_c}. \end{array} \right. \quad (2.12)$$

З системи рівнянь (2.12) для $\pi_6 = 0$ знаходимо:

$$\begin{aligned}
 P_x &= \left[\frac{C_1^5}{8C_2C_3C_4C_5} \right]^{\frac{1}{7}}; & P_{\epsilon} &= \left[\frac{C_1^2C_3^2C_4^2C_5}{16C_2^2} \right]^{\frac{1}{7}}; & P_z &= \left[\frac{C_1^2C_2^2C_4^2C_5}{16C_3^6} \right]^{\frac{1}{7}}; \\
 P_c &= \left[\frac{C_4^5}{8C_1^2C_2C_3C_5} \right]^{\frac{1}{7}}; & B_{рез} &= \frac{1}{7} \left[16C_1^2C_2C_3C_4^2C_5 \right]^{\frac{1}{7}}.
 \end{aligned}
 \tag{2.13}$$

Отримані вирази дають змогу проаналізувати, зокрема, як зміна параметра C_1 впливатиме на економічно доцільні значення всіх відповідних змінних.

Формули (2.13) демонструють, що раціональні значення потужностей, визначених для кожного зі способів балансування, а також витрати, пов'язані з їх реалізацією, залежать від обраного сценарію організації балансування. Таким чином, вибір економічно оптимальних методів балансування, їхніх потужностей та параметрів реалізації здійснюється з урахуванням взаємного впливу всіх складових системи. Наприклад, якщо величина C_1 зросте на 20 % порівняно з базовим значенням за незмінних C_2, C_3, C_4, C_5 , то сумарні витрати $B_{рез}$ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ засобами резервування збільшаться приблизно на 40 %.

Критеріальне рівняння (2.11) дає змогу оцінити, як зміна вихідних параметрів впливає на економічно обґрунтовані значення витрат і потужностей, визначених для кожного зі способів балансування, тобто дослідити чутливість витрат до варіацій потужностей. Завдяки цьому рівнянню можна встановити, як змінюватимуться питомі витрати у відповідь на зміну будь-якої оптимізованої потужності, що відкриває можливість аналізу економічної стійкості витрат щодо коливань параметрів.

На рис. 2.4 наведено приклад залежностей, які характеризують чутливість витрат $B_{рез}$ до зміни потужності електрохімічних накопичувачів та потужності водневих технологій. Із наведених графічних даних видно, що збільшення потужності електрохімічних накопичувачів P_x на 50 % призводить

до зростання витрат на 13 %, а подвоєння цієї потужності спричиняє підвищення витрат на 28,6 %. У свою чергу, коли потужність водневих технологій P_v зростає на 50 %, сумарні витрати збільшуються лише на 3,3 %, що є у кілька разів меншим приростом порівняно з відповідним впливом електрохімічних накопичувачів.

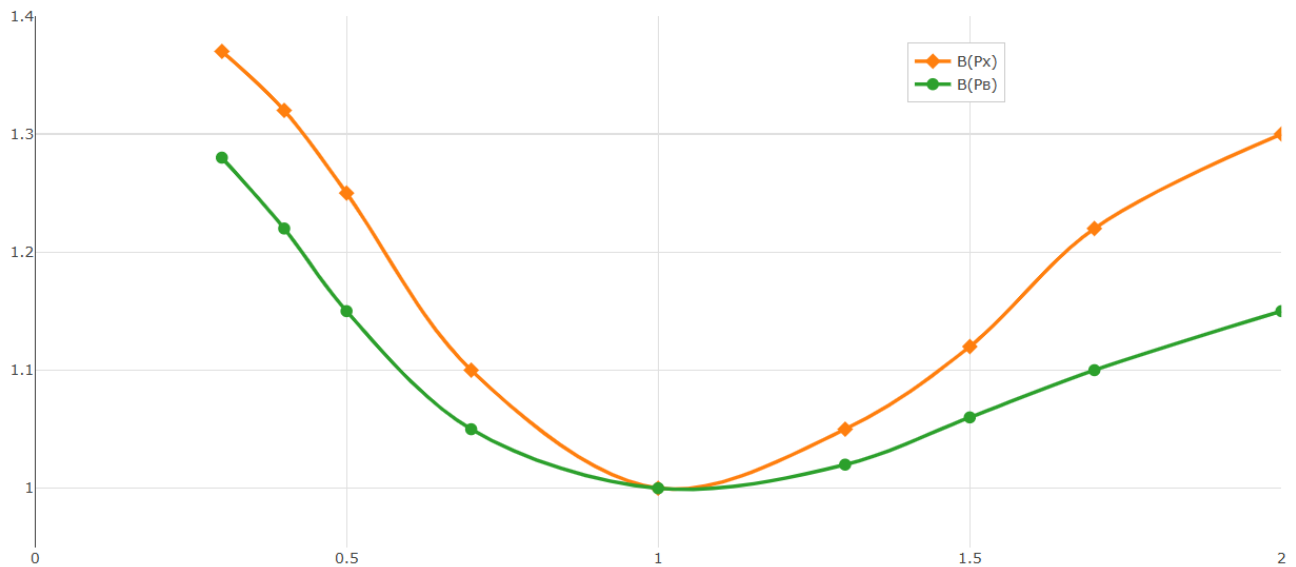


Рисунок 2.4 - Чутливість витрат до зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу (помаранчева крива) та до зміни потужності водневих технологій (зелена крива)

Для проведення передпроектного аналізу методів компенсації нерівномірності генерування ВДЕ під час їх інтеграції в ЕЕС доцільно застосовувати критеріальний метод, заснований на принципах теорії подібності. Даний метод дає змогу в відносних одиницях оцінити переваги кожного зі способів компенсації та визначити їх оптимальні потужності за заданих вартісних параметрів. Оптимізаційні результати, отримані у критеріальній формі, забезпечують можливість аналізу відносної співмірності та чутливості складових цільової функції, зокрема витрат на різні методи згладжування нерівномірності ВДЕ. Оцінювання співмірності дає змогу провести ранжування способів компенсації за рівнем витрат, а дослідження чутливості - забезпечити раціональний і максимально ефективний розподіл та використання потужностей різних способів у процесі експлуатації.

2.4 Оцінювання впливу ВДЕ на забезпечення балансової надійності в ЛЕЕС, впровадження агрегації

З метою забезпечення балансової надійності ЕЕС застосовуються як технічні, так і нормативні аспекти. Технічні заходи включають впровадження автоматизованих систем керування енергосистемою, які дозволяють прогнозувати споживання та виробництво електроенергії, а також здійснювати автоматичне регулювання потужності генераторних установок. Нормативні механізми, своєю чергою, передбачають створення регулюючих органів, які координують діяльність виробників і споживачів електроенергії, включно з установленням тарифної політики.

Забезпечення балансової надійності відіграє ключову роль у функціонуванні енергосистеми, оскільки воно сприяє стабільності її роботи, запобігаючи перевантаженням і дефіциту електроенергії. Це, своєю чергою, дозволяє знизити ризик виникнення аварійних ситуацій та гарантує безперебійне електропостачання для кінцевих споживачів.

У сучасних умовах електроенергетичні системи стають дедалі більш інтегрованими, складними та взаємозалежними. Вихід з ладу електромереж може бути спричинений не лише труднощами в їх експлуатації, а й взаємопов'язаністю з іншими критично важливими інфраструктурними системами. Зростаюча частка ВДЕ в енергобалансі спричинила нові виклики, пов'язані з їх інтеграцією до існуючих мереж [61]. Нестабільний характер генерування ВДЕ призводить до невизначеності в електросистемі, що може потребувати обмеження обсягів виробленої енергії [62]. Такі проблеми змушують операторів енергомереж посилювати контроль за рівнем безпеки своєї інфраструктури та оперативно реагувати на потенційні загрози.

Для ефективного функціонування електричних мереж, інтегрованих з ВДЕ, необхідно забезпечити своєчасне та гнучке регулювання виробництва відповідно до мінливого характеру генерування. З метою мінімізації негативних наслідків такої невизначеності в наукових роботах пропонуються

довгострокові стратегії планування генерування, які враховують критичність енергетичних ресурсів та передбачають проведення тестів на випадок непередбачуваних ситуацій. Деякі дослідження також аналізують як переваги, так і труднощі інтеграції ВДЕ, пропонуючи різні рішення до регулювання коливань у генерування.

Для покращення енергоефективності ВДЕ у структурі енергосистеми необхідно реалізувати низку заходів. Основні з них включають:

1. Зміцнення балансової надійності в енергомережі, що сприятиме стабільному та безперебійному електропостачанню споживачів, а також забезпечить гарантоване генерування ВДЕ та їхню інтеграцію в загальну мережу.

2. Оптимізацію роботи ОСП, оскільки вони щоденно стикаються з різноманітними викликами: підтримкою якості електроенергії, стабілізацією напруги й частоти, балансуванням виробництва та споживання, а також вирішенням питань, пов'язаних із пропускнуою спроможністю мережі.

3. Розробку нових концепцій аналізу енергетичних систем, що дозволить порівнювати ефективність різних джерел енергії та оптимізувати їхнє поєднання, мінімізуючи переривання електропостачання та відхилення балансу між генеруванням та споживанням.

Таким чином, забезпечення надійності та ефективності функціонування електроенергетичної системи в умовах зростаючого використання ВДЕ потребує впровадження нових рішень до балансування мережі, вдосконалення механізмів регулювання та розробки стратегій управління ризиками, що можуть виникати внаслідок мінливої природи генерування.

Забезпечення балансування навантаження шляхом децентралізації ОЕС в низку ЛЕЕС може допомогти інтегрувати виробництво, уникнути розширення мережі, зменшити потребу в централізованих системах балансування [63 , 64 , 65 , 66] та зменшити залежність від викопного палива [67 , 68].

Загалом, баланс можна покращити, використовуючи чотири основні варіанти: а саме: гнучке виробництво відновлюваної енергії, технологію інтелектуальної мережі, скорочення виробництва та зберігання [69, 70, 71]. Технологію інтелектуальних мереж можна впровадити як управління попитом, що є процесом управління споживанням енергії для оптимізації доступності та запланованих ресурсів виробництва [72, 73]: наприклад, шляхом відключення попиту в періоди низького виробництва і навпаки [68, 69], тим самим зміщуючи попит на періоди високого виробництва.

Дослідження, що зосереджені на впливі управління попитом, показали, що пікове навантаження в межах одного домогосподарства може бути зменшено майже на 15% [68]. Обмеження потужності може бути використано для управління децентралізованим перевиробництвом електроенергії шляхом скорочення пікових навантажень у мережі [75, 76, 77, 78]. Обмеження потужності наразі дозволено лише як крайній захід для забезпечення безпеки енергопостачання [79, 80, 81]. Тим не менш, обмеження потужності є дуже ефективним методом боротьби з підвищенням напруги, і це вважається необхідним при надзвичайно високому рівні проникнення СЕС [82, 83]. Для оператора мережі обмеження потужності вважається найбільш економічно ефективним рішенням порівняно з розширенням мережі [83, 84]. Однак для власників ВДЕ обмеження потужності є несприятливим, оскільки воно обмежує доходи [76, 85], а тому, змушує застосовувати додаткові технології - акумулювання енергії.

Акумулювання енергії може бути реалізовано за допомогою різних технологій (наприклад, акумуляторів, маховиків, водню) [85, 86], які можуть зберігати профіцит з ВДЕ, щоб використовувати в періоди більшого попиту [69, 70]. Дослідження показують, що теоретично системи зберігання дуже ефективні для балансування енергії [87, 88].

Накопичення може вирішити ці проблеми, якщо його вдасться впровадити. Маховики показали, що вони забезпечують відмінне регулювання

частоти [89]. Крім того, маховики мають високу циклічність порівняно з батареями, тобто вони зберігають ту ж саму енергію і потужність після значної кількості циклів (близько 10 000 циклів) [90]. Акумулятори короткочасного використання, при досить великих масштабах використання, можуть допомогти вирівняти криву і запобігти коливанням використання генератора, а також можуть допомогти підтримувати профіль напруги [91]. Однак, вартість є основним обмежуючим фактором для зберігання енергії, оскільки кожна технологія є надто дорогою для виробництва в масштабах і порівняно не є енергетично щільною порівняно з рідким викопним паливом. Нарешті, ще одним методом сприяння інтеграції є використання інтелектуальних інверторів, які можуть також зберігати енергію, коли її виробництво перевищує споживання [92].

Такий принцип стимулює активний розвиток агрегації - напряму діяльності на ринку електричної енергії, що передбачає участь суб'єктів господарювання в об'єднанні електроустановок, які здійснюють виробництво, споживання та/або зберігання електроенергії. Метою агрегації є організація купівлі-продажу електричної енергії, а також надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування на відповідних сегментах енергетичного ринку.

Запровадження нових методів до управління енергетичними процесами стимулює розвиток такого напряму, як агрегація, що є відносно новим, але перспективним явищем на ринку електроенергії. Агрегація передбачає діяльність суб'єкта господарювання (агрегатора), який об'єднує в єдину агреговану одиницю декілька електроустановок - як споживачів (у тому числі активних), так і об'єктів генерування та зберігання електричної енергії. При цьому сукупна встановлена потужність такої агрегованої одиниці не перевищує 20 МВт [93].

На ринку електроенергії агрегована одиниця виступає як єдина технічно інтегрована електроустановка з узгодженими технічними характеристиками. Це дозволяє їй функціонувати як повноцінний учасник ринку - з можливістю

надавати допоміжні послуги, послуги балансування або переносити обсяги споживання/генерування у часі, реагуючи на ринкові сигнали та зміни вартості електроенергії.

У межах цієї моделі агрегатор виконує управлінську функцію: він несе відповідальність за дотримання погоджених графіків роботи агрегованої одиниці, формує та подає ці графіки до ОСП, а також забезпечує виконання диспетчерських команд. агрегатор приймає рішення про обсяги генерування, зберігання або споживання в агрегованій групі на основі ринкових індикаторів (зокрема, добових і погодинних змін ціни електроенергії), а також забезпечує участь таких одиниць у відповідних сегментах ринку. Він представляє інтереси учасників агрегованої групи, адмініструє операції, укладає договори та забезпечує технічну координацію.

Законодавством України, зокрема Законом «Про ринок електричної енергії» та Правилами ринку, чітко визначено: агрегатор є стороною, відповідальною за баланс усіх електроустановок, що входять до складу агрегованої одиниці, за винятком споживачів, які закупають електроенергію через стандартні договори постачання. Водночас агрегатор не має права делегувати свою відповідальність за небаланси іншим учасникам ринку або входити до складу іншої агрегованої чи балансуючої групи з метою перекидання зобов'язань.

До агрегованої одиниці можуть входити:

- електроустановки споживачів, у тому числі активні користувачі, які можуть змінювати графіки свого споживання;
- генеруючі потужності (наприклад, малі сонячні, вітрові або біогазові станції);
- установки зберігання електроенергії, зокрема батарейні системи акумулювання.

Для виробників електроенергії, операторів установок з ВДЕ, а також для малих і середніх учасників ринку, участь в агрегованій одиниці дає низку переваг у порівнянні з індивідуальною роботою на ринку[94]:

1. Оптимізація вибору ринкових сегментів - кожен учасник агрегованої одиниці має змогу працювати в тому сегменті ринку, який є найбільш прибутковим для його конкретного типу генерування або навантаження.

2. Скорочення витрат на врегулювання небалансів - завдяки внутрішній координації між різними типами електроустановок відбувається згладжування коливань генерування та споживання, що знижує обсяг небалансів і пов'язаних із ними штрафів.

3. Доступ до складніших ринкових механізмів - малі електроустановки, які самостійно не мають достатнього ресурсу або компетенцій для участі, наприклад, у ринку допоміжних послуг, можуть через агрегатора отримати доступ до цих сегментів.

Таким чином, модель агрегації та функціонування агрегаторів відкриває нові можливості для інтеграції різнорідних учасників до енергетичного ринку, підвищуючи рівень конкуренції, ефективність використання ресурсів і гнучкість системи. Це, у свою чергу, сприятиме покращенню стійкості, адаптивності та збалансованості об'єднаної енергосистеми України в умовах трансформації та зростання частки ВДЕ[95].

Висновки до розділу 2:

У другому розділі дисертаційної роботи розроблено математичну модель оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії та сформовано теоретичні засади оптимізації структури ЛЕЕС з урахуванням умов часткової децентралізації генерування. Основні результати досліджень, отримані в підрозділах 2.1-2.3, можна узагальнити таким чином.

У підрозділі 2.1 проаналізовано загальні умови формування балансу потужності та електроенергії в електроенергетичній системі за участі відновлюваних джерел енергії. Показано, що зростання частки ВДЕ призводить до підвищення варіабельності генерування та ускладнення процесу підтримання балансу потужності, що потребує впровадження додаткових засобів резервування та підвищення гнучкості електроенергетичної системи. Встановлено, що ефективним напрямом забезпечення балансу потужності є формування ЛЕЕС з відновлюваними джерелами енергії, які можуть функціонувати як активні елементи балансування в складі об'єднаної електроенергетичної системи. На основі аналізу структури балансу потужності сформовано узагальнене рівняння балансу електроенергії в ЕЕС з урахуванням участі ЛЕЕС, засобів резервування та технологічних втрат, що створює основу для подальшого математичного моделювання процесів балансування.

У підрозділі 2.2 досліджено децентралізацію генерування як ефективний шлях утримування балансу потужності в ЛЕЕС з ВДЕ. Показано, що перехід від централізованої до децентралізованої структури генерування дозволяє підвищити гнучкість електроенергетичної системи, зменшити втрати електроенергії під час передачі та покращити надійність електропостачання. Встановлено, що ЛЕЕС можуть функціонувати як самобалансовані структури, у яких генерація формується відповідно до локального попиту, що зменшує навантаження на магістральні мережі та сприяє покращенню режимних параметрів ЕЕС. У підрозділі також сформовано рівняння балансу потужності об'єднаної електроенергетичної системи з урахуванням множини ЛЕЕС, що дозволяє враховувати внесок кожної ЛЕЕС у загальний баланс потужності. Отримані результати підтверджують доцільність використання децентралізованого генерування як одного з основних інструментів підвищення ефективності балансування електроенергетичних систем.

У підрозділі 2.3 розглянуто задачу оптимізації режимів роботи ЛЕЕС з урахуванням оптимальної встановленої потужності відновлюваних джерел енергії. Встановлено, що зростання частки ВДЕ у складі ЛЕЕС супроводжується необхідністю забезпечення резервних потужностей для компенсації нестабільності генерування. Показано, що надлишкове встановлення потужності ВДЕ без урахування можливостей балансування може призвести до погіршення режимів роботи електричної мережі та зниження ефективності функціонування електроенергетичної системи.

У підрозділі сформовано математичну модель мінімізації витрат на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ, яка враховує різні способи резервування, зокрема використання електрохімічних накопичувачів енергії, водневих технологій, БГУ, системного резерву, а також витрати на розширення пропускної спроможності мережі та координацію графіків генерування і споживання електроенергії. Отримано цільову функцію оптимізації, що дозволяє визначити оптимальні значення потужностей засобів резервування з урахуванням економічних та технічних обмежень.

Для аналізу сформованої математичної моделі застосовано критеріальний метод теорії подібності, що дозволяє виконати порівняльне оцінювання різних способів резервування у відносних одиницях за умов невизначеності вихідних даних. Введено узагальнені константи, які містять цінові параметри та технічні характеристики засобів балансування, що дозволило сформулювати критерії подібності та отримати залежності для визначення оптимальної структури резервування потужності. Показано, що відносні витрати на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ визначаються співвідношенням оптимальних потужностей засобів балансування та величиною доступного системного резерву.

Таким чином, у розділі 2 сформовано математичну модель оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з ВДЕ, яка базується на мінімізації витрат на компенсацію нестабільності генерування та

враховує різні способи резервування потужності. Отримані результати дозволяють визначити оптимальну структуру ЛЕЕС з ВДЕ та оцінити їх вплив на баланс потужності ЕЕС, а також є теоретичною основою для подальшого моделювання режимів роботи ЛЕЕС та дослідження їх впливу на баланс потужності електроенергетичної системи, що виконано у наступних розділах дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 3

СТРУКТУРА ТА АЛГОРИТМИ ОЦІНКИ ВПЛИВУ ЗАСОБІВ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

3.1 Структура та порядок підготовки інформації про параметри мережі для оцінки балансу потужності

У контексті розвитку децентралізованих систем енергопостачання, зокрема у вигляді мікромереж, об'єднаних територіальних громад, кластерів споживачів чи окремих підприємств, постає потреба в точному визначенні балансу потужності в межах саме ЛЕЕС. На відміну від загальнодержавної чи регіональної ЕЕС, локальні мережі характеризуються невеликою кількістю вузлів, обмеженою структурою та підвищеною чутливістю до зміни параметрів навантаження або генерування, зокрема від ВДЕ [96].

Проте, методи так само включає аналіз історичних даних, прогнозування споживання з урахуванням сезонності та економічної активності, а також оцінку виробничих можливостей електростанцій різних типів, які входять в дану ЛЕЕС.

Основні етапи розрахунку:

1. Прогнозування споживання електроенергії:
 - Аналіз історичних даних про споживання електроенергії з урахуванням сезонності (наприклад, збільшення споживання взимку через опалення та влітку через кондиціонування), святкових днів та інших факторів.
 - Прогнозування споживання на основі макроекономічних показників, таких як ВВП, інфляція та індекс промислового виробництва.
 - Врахування змін у структурі споживання електроенергії, наприклад, впровадження енергоефективних технологій або розвиток нових галузей промисловості.
2. Прогнозування виробництва електроенергії:

- Оцінка виробничих можливостей електростанцій різних типів (ВЕС, СЕС, БГУ) з урахуванням їхнього технічного стану, планових ремонтів та інших факторів.

3. Розрахунок балансу:

- Порівняння прогнозного споживання та виробництва електроенергії.

- Визначення дефіциту або профіциту електроенергії.

- Розрахунок необхідного обсягу імпорту або експорту електроенергії для забезпечення балансу.

4. Аналіз ризиків:

- Врахування можливих ризиків, таких як аварії на електростанціях, зміни кліматичних умов та інші фактори.

- Розробка заходів для зменшення наслідків можливих ризиків.

5. Інструменти та методології:

- Використання математичних та статистичних моделей для прогнозування споживання та виробництва електроенергії.

- Використання спеціалізованого програмного забезпечення для розрахунку балансу електроенергії.

- Врахування вимог нормативних документів та правил, що регулюють роботу ЛЕЕС.

Прогнозний баланс електроенергії є важливим інструментом для забезпечення надійної та стабільної роботи ЛЕЕС. Він дозволяє:

- Заздалегідь виявляти можливі дефіцити або надлишки електроенергії.

- Планувати роботу електростанцій та мереж для забезпечення надійного постачання електроенергії споживачам.

- Оптимізувати витрати на виробництво та розподіл електроенергії.

- Забезпечувати безпеку енергопостачання країни в цілому.

Для проведення розрахунків за тим чи іншим методом, необхідним етапом є збір та підготовка інформації про параметри мережі, що охоплюють низку взаємопов'язаних дій, які включають збір, верифікацію, нормалізацію та інтеграцію даних у відповідні моделі. У загальному випадку необхідно враховувати як структурні параметри мережі (топологія, елементи, конфігурація з'єднань), так і функціональні параметри, що змінюються у часі (навантаження, генерування, обмеження). Топологічна структура змінюється під час реконструкцій, аварій, сезонних перемикань, тому вона має бути відображена в реальному часі або з прив'язкою до моменту розрахунку.

Підготовка інформації в таких мережах ґрунтується не лише на технічних параметрах елементів, а й на особливостях конфігурації конкретного локального об'єкта: наявності резервних джерел (дизель-генераторів, акумуляторів), інверторних систем, змінного профілю споживання (наприклад, залежного від виробничих циклів), а також можливості управління попитом [97].

Не менш важливими є операційні параметри, до цієї групи входять динамічні змінні, що змінюються з часом:

- графіки споживання енергії в кожному вузлі (добові, сезонні, річні);
- фактичне та доступне генерування (є особливо важливою при використанні ВДЕ);
- прогноз навантаження;
- погодинні профілі навантаження та виробництва, які слід використовувати у розрахунках короткострокового балансу;
- обмеження на потужність генераторів, що беруть участь у регулюванні.

Ці дані переважно походять із систем SCADA, АСКОВ та прогнозних моделей. Особливістю ЛЕЕС є також обмежений доступ до централізованих систем SCADA, тому збір даних часто здійснюється безпосередньо з приладів

обліку, контролерів інверторів, зарядних станцій, або за допомогою промислових протоколів (Modbus, OPC-UA тощо) [98]. У деяких випадках формування інформації для розрахунку балансу здійснюється вручну, на основі даних енергетичних аудитів або ручного моніторингу [99].

З урахуванням цього, порядок підготовки параметрів мережі у ЛЕЕС включає такі ключові етапи:

- ідентифікація усіх елементів системи (генерування, навантаження, з'єднання);
- вимірювання або визначення технічних параметрів (опори, потужності, обмеження);
- побудова однолінійної схеми;
- формування графіків навантаження та генерування;
- оцінка резервів і потужнісних обмежень;
- уніфікація форматів даних для розрахунків.

Таблиця 3.1 - Вихідні параметри для розрахунку балансу в ЛЕЕС

Вузол	Тип (нагр./ген.)	Номін. напруга, кВ	Активна потужність (P), кВт	Реактивна (Q), квар	Обмеження, %
L1	Споживач	0.4	28.5	11.2	100
PV1	Генератор (СЕС)	0.4	-32.0	0	90
УЗЕ	АКБ	0.4	±15.0	±5.0	80

У таких мережах особливо важливою є точність короткострокових прогнозів навантаження і генерування. Це пов'язано з відсутністю централізованого резерву, як у великих ЕЕС, та необхідністю підтримання балансу на місцевому рівні з використанням обмежених джерел [100].

Збирання інформації часто здійснюється на рівні обладнання: лічильники з функцією телеметрії, інвертори з моніторингом генерування, локальні контролери. Рекомендується формувати погодинні або 15-хвилинні

профілі навантаження та генерування, які дозволяють точно оцінити зміни протягом доби [101].

Уся отримана інформація повинна бути перевірена на коректність, приведена до уніфікованих одиниць вимірювання та інтегрована у програмні середовища розрахунку балансу (OpenDSS, PowerFactory, MATLAB/Simulink). В окремих випадках можливе застосування Excel-моделей для базових сценаріїв, зокрема у громадах чи малих підприємствах [102].

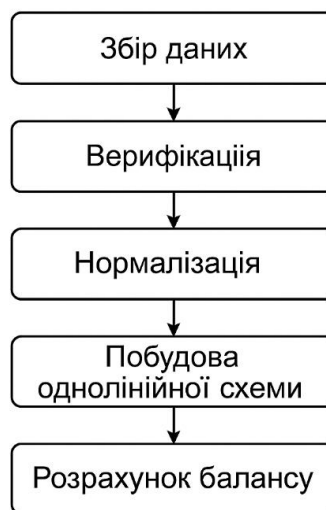


Рисунок 3.1 - Етапи підготовки даних для оцінки балансу потужності в ЛЕЕС

Регулярне оновлення параметрів у ЛЕЕС має здійснюватися при будь-яких змінах конфігурації мережі, встановленні нових генераторів або при відхиленні фактичного навантаження від прогнозу на понад 10%. Особливо це стосується СЕС, ВЕС та накопичувачів, для яких коливання генерування залежать від погодних умов.

Таким чином, підготовка інформації про параметри мережі у межах ЛЕЕС є невід’ємним елементом забезпечення енергетичної надійності, зменшення втрат, уникнення аварійних ситуацій та підвищення ефективності функціонування системи загалом.

3.2 Аналіз ефективності заданих методів керування на баланс електроенергії в електроенергетичній системі

Для збалансування генерування та споживання електроенергії традиційно використовуються такі засоби, як проміжне акумулювання енергії та допоміжні локальні генератори. Проте, у контексті ЛЕЕС, для впорядкованого регулювання навантаження та подолання дефіциту електроенергії, можна розглядати інші існуючі методи, що здебільшого зосереджені на балансуванні коливань потужності в реальному часі [103]. До таких методів належать: регулювання пікових навантажень [104], економічне диспетчерське керування [105], та управління комбінацією акумуляторів засобів [106]. Ці методи є ефективними для подолання загального дефіциту електроенергії. Однак через обмежену кількість типів, обсягів і глибини участі навантажень подолати серйозні дефіцити електроенергії складно.

3.2.1 Регулювання пікових навантажень.

Профілі навантаження виступають важливими основами для розробки ефективних стратегій зниження пікового навантаження, допомагаючи точно визначити періоди пікового попиту, оптимізувати графіки енергоспоживання та забезпечити реалізацію заходів реагування на попит. Аналізуючи ці профілі, можна стратегічно впроваджувати перенесення навантаження, визначати оптимальні розміри систем накопичення енергії та інтегрувати ВДЕ для зменшення пікового навантаження у критичні періоди. Крім того, профілі навантаження дозволяють приймати рішення на основі даних, сприяючи розробці оптимальних алгоритмів управління та оцінці ефективності обраних стратегій з часом, що зрештою сприяє ефективнішому використанню енергії та стабільності енергомережі [107].

Із зростанням частки ВДЕ поєднання їхнього генерування зі стратегіями зниження пікових навантажень постає не лише як спосіб скорочення пікового попиту, але й як засіб забезпечення інтеграції змінного генерування у мережу. Синергія між пристроями Інтернету речей (IoT) та системами

енергоменеджменту може забезпечити автоматизоване управління навантаженням у реальному часі та реалізацію адаптивних методів peak shaving.

Техніки зниження пікового навантаження (peak shaving) набувають дедалі більшого значення для управління піковим споживанням електроенергії та підвищення надійності, ефективності й стійкості сучасних енергосистем. Існують різні стратегії зниження пікових навантажень у межах «розумних» електромереж, зокрема системи накопичення енергії на основі акумуляторів, гібридні системи зберігання енергії, фотоелектричні установки.

Перехід до сталої енергетики створив серйозні виклики для ЕЕС, оскільки необхідність управління піковим навантаженням та інтеграції ВДЕ вимагає від операторів мереж і постачальників електроенергії нових рішень [108]. Сучасні ЛЕЕС, що використовують новітні сенсори, засоби комунікації та технології управління, пропонують перспективне рішення для підвищення надійності, ефективності та стійкості енергосистеми.

Зниження пікового навантаження є однією з ключових стратегій для ЛЕЕС, що має на меті зменшення пікового споживання електроенергії та перенесення навантаження на непікові години [109]. Це дозволяє знизити потребу в дорогих джерелах генерування пікової потужності та уникнути значних витрат на модернізацію інфраструктури, а також сприяє ширшому впровадженню ВДЕ у мережу.

Peak shaving зменшує та згладжує пікові навантаження, що дозволяє знизити або повністю уникнути короточасних стрибків потужності. Існує кілька стратегій реалізації peak shaving, однак деякі з них є ефективнішими за інші, і вибір методу має відповідати профілю навантаження та потребам підприємства в електроенергії [110].

3.2.1.1 Зниження пікового навантаження за допомогою УЗЕ. Використання УЗЕ полягає у використанні накопиченої енергії для компенсації пікового попиту на електроенергію. УЗЕ заряджається в періоди

низького навантаження - наприклад, у непікові години або тоді, коли доступна надлишкова енергія з ВДЕ - і розряджається під час пікових навантажень, щоб знизити навантаження на мережу та мінімізувати витрати на електроенергію.

Згладжуючи криву навантаження та забезпечуючи підтримку мережі, УЗЕ підвищує стабільність енергосистеми, покращує надійність енергопостачання та сприяє інтеграції ВДЕ. Такий метод забезпечує економічні вигоди, екологічні переваги та сприяє ефективному й оперативному управлінню енергією в межах розумної електромережі.

Цей метод здатен ефективно працювати за різних умов навантаження у реальних сценаріях, що підтверджує його практичну цінність. Такий демонструє ефективність рекомендованого алгоритму для ЛЕЕС, навіть тієї, що працює в ізольованому режимі [111].

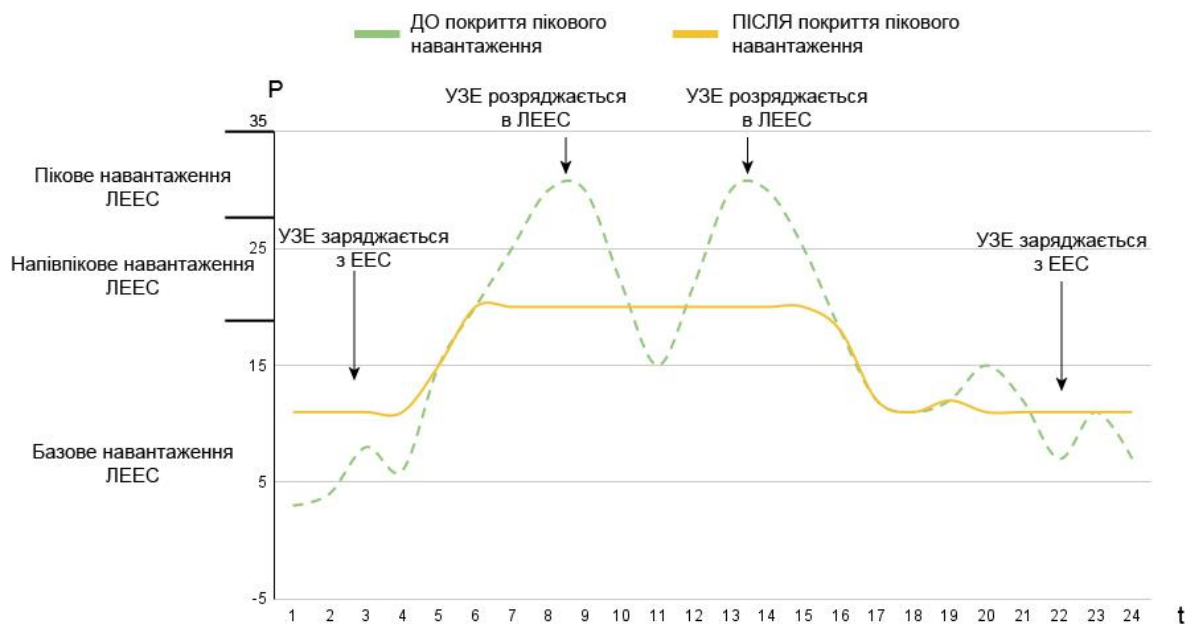


Рисунок 3.2 - Покриття пікового навантаження за допомогою УЗЕ

Інтеграція ВДЕ та забезпечення сталого розвитку значною мірою залежить від електрохімічних акумуляторів, оскільки деградація батарей може обмежити енергетичну гнучкість та ускладнити впровадження ВДЕ. Хоча існуючі дослідження широко вивчають способи уповільнення старіння батарей, зосереджуючись на матеріалах електродів, електролітах та

температурному контролю, їх тривала робота у межах ЛЕЕС з ВДЕ ще не була належним чином вивчена - особливо з огляду на нелінійні механізми деградації акумуляторів [112].

Перспективи подальших досліджень у галузі зниження пікового навантаження із використанням УЗЕ охоплюють:

- вдосконалення алгоритмів керування та прогнозних моделей з урахуванням специфіки кожної окремої ЛЕЕС;
- дослідження новітніх технологій акумуляторів;
- оцінку впливу на зниження екологічних наслідків;
- вивчення можливостей масштабування в різних умовах;
- аналіз економічних і регуляторних аспектів;
- врахування поведінкових чинників і залучення користувачів до процесів енергоменеджменту.

Цей багатовимірний метод охоплює технічні, екологічні, економічні, нормативні та соціальні складові, що є критично важливими для розвитку ефективних стратегій управління енергією.

3.2.1.2 Зниження пікових навантажень за допомогою гібридних систем зберігання енергії. Розвиток технологій для регулювання відновлюваної енергії та подолання її коливань у межах електромережі останнім часом привертає значну увагу дослідників. Одним із перспективних рішень у цій сфері є зниження пікових навантажень за допомогою гібридної системи зберігання енергії. Інтеграція систем накопичення енергії з ВЕС є одним із ефективних рішень. Його реалізацію необхідно ретельно збалансувати виробництво та споживання електроенергії під час пікових періодів.

Гібридна система, яка може включати акумуляторні батареї, маховикові системи зберігання енергії або суперконденсатори, використовується для накопичення надлишкової енергії в години мінімального навантаження, коли вироблення енергії перевищує попит [113]. Накопичена енергія потім

віддається в мережу під час високого попиту, що дозволяє зменшити коливання та стабілізувати подачу електроенергії.

На рис.3.3 показано блок-схему гібридної системи, яка складається з сонячних панелей, вітрових турбін, паливних елементів, електролізерів та акумуляторів.

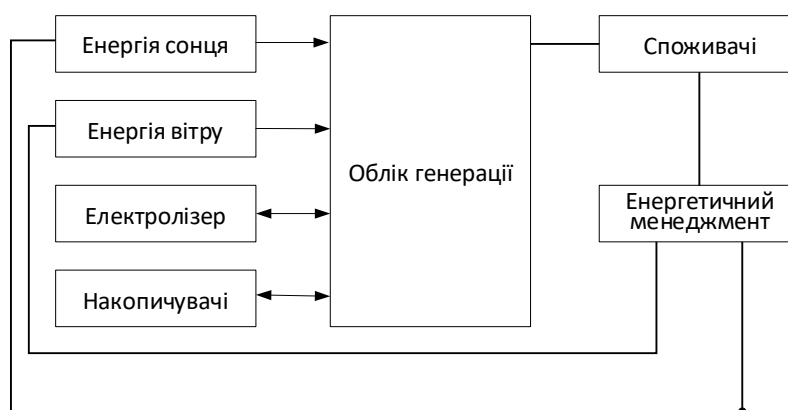


Рис. 3.3 - Блок-схема гібридної енергетичної системи

Завдяки поєднанню кількох технологій зберігання енергії в межах гібридної системи оператор мережі може максимізувати використання відновлюваної вітрової енергії, забезпечуючи при цьому сталу та надійну подачу електроенергії. У результаті енергосистема працює ефективніше, зменшуючи споживання традиційної електроенергії у пікові години та успішно інтегруючи відновлювані джерела енергії.

Сучасні дослідження значну увагу приділяють гібридним енергетичним системам та особливостям їх практичного впровадження. Такі системи поєднують декілька технологій виробництва та/або акумуляування енергії, або ж передбачають використання двох і більше видів палива для забезпечення роботи генераторного обладнання. Перехід від енергетичної моделі, заснованої переважно на викопних ресурсах, до концепції гібридних систем розглядається як ефективна стратегічна стратегія. У короткостроковій перспективі комбінування ВДЕ з традиційним тепловим генеруванням може сприяти підвищенню надійності енергопостачання, поки триває

енергії, призначених для зрізання пікових навантажень в енергосистемі. Для оцінки ємності гібридної системи зберігання енергії з несбалансованого ряду потужності було виділено чотири складові: міжденну, внутрішньоденну, короткострокову та надкороткострокову.

Результати показали, що потужність та енергетичні характеристики гібридних систем зберігання енергії у режимі часткового згладжування є суттєво нижчими, ніж у режимі повного згладжування, що дозволяє досягти значної економії капітальних витрат [117]. Наприклад, традиційні електростанції можуть ефективніше та триваліше компенсувати дисбалансовані складові потужності.

Дана стратегія є методом розподілу потужності в гібридних системах зберігання енергії [118]. Для подальшого вдосконалення оцінювання гібридних систем зберігання енергії необхідно проводити додаткові дослідження, зокрема щодо економічної ефективності та оцінки динамічної стійкості енергосистеми.

На рисунку 3.5 зображено процес зрізання пікових навантажень за допомогою гібридної системи зберігання енергії. Такий метод є перспективним рішенням для подолання флуктуацій вітрової енергії та підвищення надійності енергомережі. Подальший розвиток цього напрямку залежить від технологічного прогресу в системах накопичення енергії, збільшення частки вітрового генерування, інтеграції з «розумними» мережами, підтримки на державному рівні та зниження вартості технологій накопичення енергії. Важливу роль також відіграють спільні наукові дослідження та здатність забезпечити гнучкість і стійкість мережі.

Майбутні напрями досліджень у галузі зрізання пікових навантажень за допомогою гібридних систем зберігання енергії охоплюють:

- оптимізацію стратегій керування;
- інтеграцію предиктивних алгоритмів;
- оцінку екологічного впливу;

- аналіз економічної доцільності та регуляторних аспектів;
- вивчення універсальності застосування технології;
- покращення інтеграції відновлюваних джерел енергії;
- урахування поведінкових та соціальних факторів споживачів.

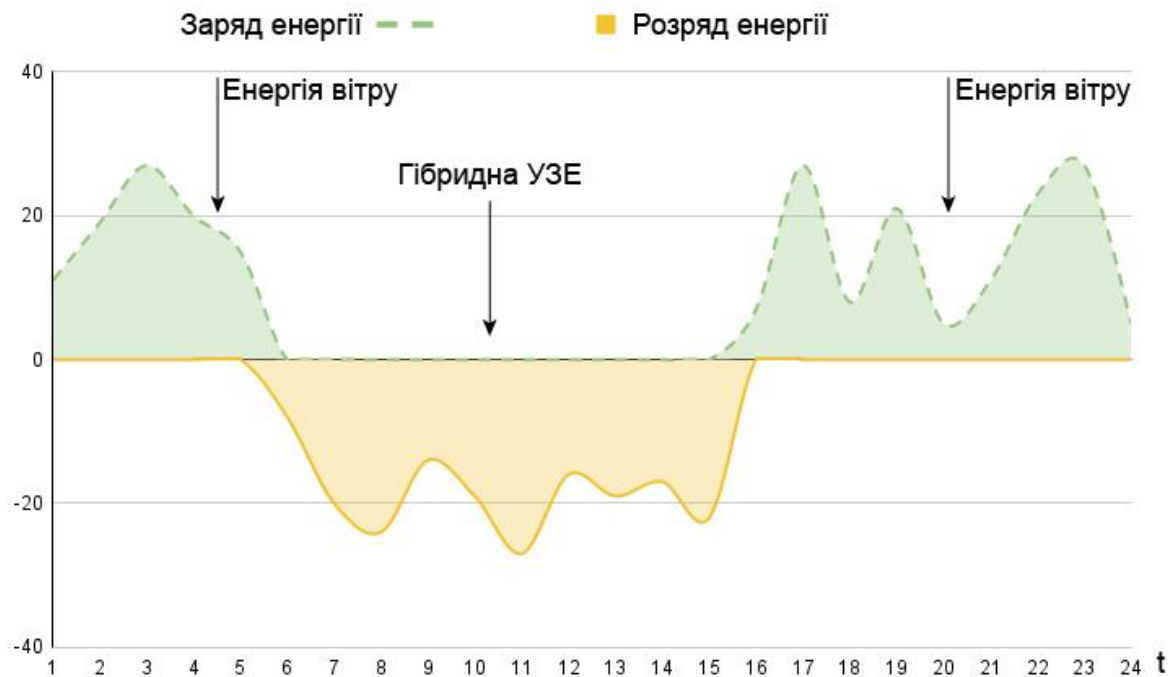


Рисунок 3.5 - Процес зрізання пікових навантажень за допомогою гібридної системи зберігання енергії

Майбутні напрями досліджень у галузі зрізання пікових навантажень за допомогою гібридних систем зберігання енергії охоплюють:

- оптимізацію стратегій керування;
- інтеграцію предиктивних алгоритмів;
- оцінку екологічного впливу;
- аналіз економічної доцільності та регуляторних аспектів;
- вивчення універсальності застосування технології;
- покращення інтеграції відновлюваних джерел енергії;
- урахування поведінкових та соціальних факторів споживачів.

Такий комплексний міждисциплінарний аналіз охоплює технічні, екологічні, економічні, регуляторні та суспільні аспекти, підкреслюючи потенціал гібридних систем для реалізації інноваційних стратегій управління енергоспоживанням.

3.2.1.3 Зниження пікових навантажень за допомогою встановлення фотоелектричних систем з УЗЕ. Зниження пікових навантажень за допомогою фотоелектричної системи полягає у ретельному керуванні виробництвом і споживанням сонячної енергії, щоб зменшити піковий попит на електроенергію з мережі в години найбільшого навантаження. Для досягнення цього використовуються встановлення PV-систем, генерування сонячної енергії, моніторинг навантаження та потенційне зберігання енергії [119].

Завдяки здатності PV-системи взаємодіяти з енергомережою з'являється можливість сортувати навантаження за критичністю та відтермінувати ті, які не є нагальними, що призводить до ефективного зменшення споживання електроенергії з мережі в момент часу. Ефективність зниження піків суттєво підвищується за умови інтеграції із Smart Grid, де постійний моніторинг забезпечує стійке й надійне електропостачання. Використання технології в широких, але побутових масштабах, наприклад, в системах офісних будівель, може ефективно зменшити споживання електроенергії в години пікового навантаження. Для дослідження розглянути параметри нахилу та орієнтації PV-модулів, а також процеси їхнього старіння та деградації. Загалом такий метод може мати вплив і на національну енергосистему [120], використовуючи місячний коефіцієнт балансування пікового навантаження як показник. Впровадження може стимулюватися зростанням добового енергоспоживання та посиленням глобальних екологічних вимог. Однак такі системи стикаються з низкою проблем - насамперед із значними радіаційними та конвекційними тепловими втратами, які негативно впливають на загальну ефективність (що часто не перевищує 70%) [121].

З огляду на поточний стан ОЕС України та вимушений перехід до децентралізованої енергетичної системи, запропонований метод аналізу впливу фотоелектричних установок на зниження пікових навантажень у електроенергетичній системі є надзвичайно актуальним [122]. Спостерігається систематичне зростання частки ВДЕ, що відбувається за рахунок вимушеного виведення з експлуатації вугільних ТЕС, як наслідок від постійних обстрілів та пошкоджень.

У майбутньому варто розглядати PV-системи, як спосіб зменшення споживання електроенергії в пікові години з урахуванням системного зберігання енергії.

Загалом, встановлення фотоелектричних систем дає можливість розвитку різним методам зниження пікових навантажень. Серед них: покращення прогнозування сонячного генерування, застосування методів динамічного керування навантаженнями, оптимізація технологій зберігання енергії, дослідження мереж, що взаємодіють з енергосистемою, використання гібридних систем PV-накопичення енергії, інтеграція технологій Smart Grids, розвиток програм реагування на попит, запровадження сприятливих нормативно-правових умов [123].

Зосереджуючись на цих напрямках удосконалення, можна досягти більш ефективного та довготривалого зрізання пікових навантажень, що сприятиме глибшій інтеграції PV-систем в енергетичну інфраструктуру.

Дослідження у сфері зниження пікових навантажень за допомогою встановлення PV-систем передбачають:

- оптимізацію стратегій керування;
- вивчення гібридних систем PV-акумулятори;
- оцінку економічної доцільності;
- інтеграцію з мікромережами та розумними мережами;
- аналіз екологічного впливу;
- розгляд регуляторних аспектів;

- вивчення поведінкових чинників споживачів.

Цей широкий напрям охоплює технічні, економічні, регуляторні, екологічні та соціально-поведінкові аспекти, що підкреслює потенціал PV-систем у розвитку сучасних стратегій енергоменеджменту та забезпеченні сталого розвитку енергетики[124].

3.2.2 Економічне диспетчерське керування.

Дана концепція має стати однією із ключових принципів роботи ЛЕЕС, який полягає у оптимальному розподілі навантаження між генеруючими установками з метою мінімізації загальної вартості виробництва електроенергії, за умови дотримання технічних і системних обмежень. Складові методу становлять: планування навантаження у реальному часі та механізми реагування на попит.

3.2.2.1 Планування навантаження у реальному часі. Планування навантаження використовується для перенесення споживання електроенергії з пікових годин на періоди з нижчим навантаженням, що дозволяє зменшити загальний попит у періоди пікового навантаження та оптимізувати витрати. Стратегія сприяє балансуванню енергосистеми, зменшенню витрат, підвищенню стабільності мережі та стимулює енергоефективність [125]. Крім того, даний метод дає можливість паралельно брати участь у програмах реагування на попит, що може надати користувачам додаткові фінансові стимули, а також сприяти досягненню цілей сталого розвитку та екологічної безпеки.

Основними цілями такого методу є зменшення пікового навантаження та врахування сервісних обмежень для керованих приладів [126]. Для оцінки ефективності метод має застосовуватися до набору всіх електричних приладів, які можуть бути точно змодельовані під задану систему планування.

Для задоволення обмежень за часом і якістю обслуговування може використовуватися комбінація стратегій: оптимального розподілу задач (task

scheduling), незначного переривання (insubstantial preemption) та ретельно підібраних обмежень за часом.

Симуляції для одного об'єкта, можуть сягати у середньому зменшення пікового навантаження склало 8%, а в найкращих випадках - до 41%. Відповідно, збільшення одиниць об'єктів, що працюватимуть за однаковою або ж подібною схемою, призводить до ще більшого зменшення навантаження на енергосистему. У разі об'єднання декількох споживачів у коаліцію, зниження пікового навантаження може досягати до 46%. Результати дослідження закладають основу для ширшої електрифікації та відкривають шлях до сталого розвитку та вуглецевої нейтральності, надаючи при цьому концептуальні основи, перспективи та уявлення про технічні бар'єри [127].

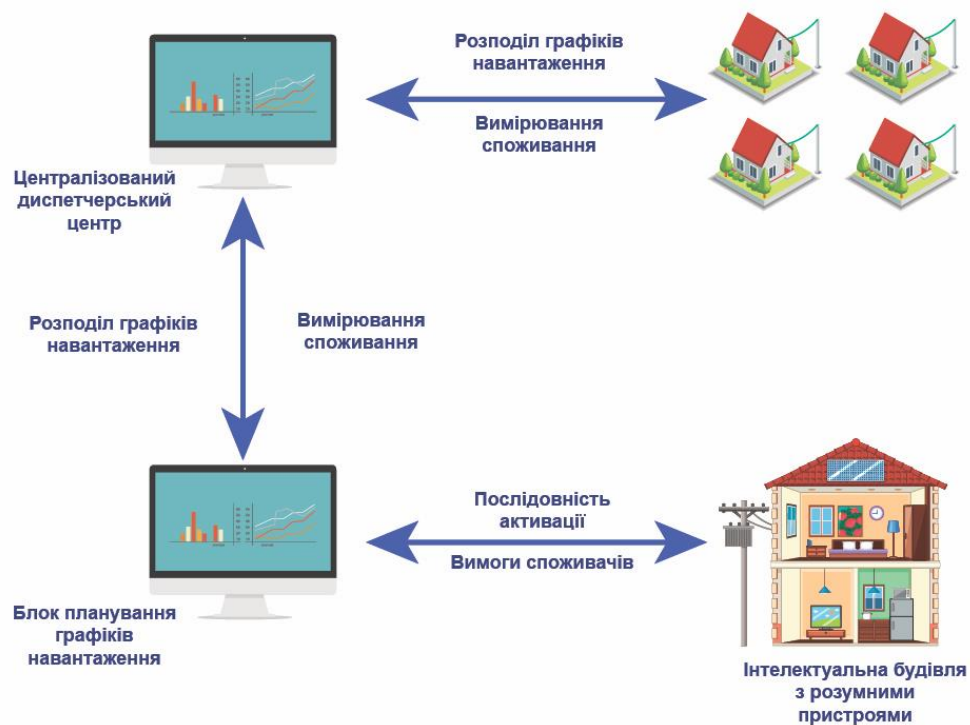


Рисунок 3.6 - Зниження пікового навантаження в системах домашнього енергоменеджменту з використанням методів керування в реальному часі

3.2.2.2 Принцип реагування на попит. Принцип реагування на попит у ЛЕЕС передбачає проактивне управління споживанням електроенергії через програми та стимули, які заохочують споживачів зменшувати споживання електроенергії в години пікового навантаження [128]. Для інформування

споживачів і допомоги їм у коригуванні споживання енергії застосовуються технології комунікації в реальному часі, тарифікація за часом використання та автоматизовані системи керування.

Інтеграція розподілених джерел енергії додатково оптимізує стабільність мережі, а перенесення навантажень (load shifting) дозволяє енергозатратним процесам відбуватись у непікові години. Така стратегія вигідна як для енергопостачальників, так і для споживачів, оскільки дозволяє ефективно керувати попитом, знижує витрати та сприяє формуванню стійкої та надійної енергосистеми.

3.3 Формування системи керування режимом ЛЕЕС як однієї з балансуючих груп в складі електроенергетичної системи в умовах часткової децентралізації генерування

Для обґрунтування умов і принципів побудови та функціонування доцільно розглянути виокремлення частини ЕЕС у формі ЛЕЕС як об'єкта інтелектуального керування [129]. На початковому етапі формування ЛЕЕС з ВДЕ для забезпечення балансу потужності доцільно насамперед дослідити можливості застосування добре апробованих і відносно недорогих методів, зокрема механізмів за участю активних споживачів [130, 131].

Для дослідження проблеми ефективного використання електроенергії ВДЕ ЛЕЕС доцільно розглядати як БГ, структурну схему якої наведено на рис. 3.7. До складу такої ЛЕЕС входять ФЕС як джерело електроенергії, УЗЕ та електроспоживачі. Водночас енергозабезпечення в межах цієї БГ може здійснюватися не лише за рахунок ФЕС, а й від джерел централізованого живлення з боку ЕЕС, зокрема АЕС, ТЕС, ГЕС і ГАЕС.

Баланс електроенергії в ЛЕЕС, показаний на рис. 3.7, як в БГ запишеться:

$$\pm P_{EEC}(t) + P_{FEC}(t) \pm P_{CZE}(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (3.1)$$

де $P_{EES}(t)$ - потужність від ЕЕС; $P_{ФЕС}(t)$ - потужність ФЕС; $\pm P_{СЗЕ}(t)$ - потужність системи зберігання енергії; $P_{cn}(t)$ - потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{ac}(t)$ - потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ - технологічні витрати в електричних мережах.

На рис. 3.8 подано ілюстративний приклад покриття добового графіка навантаження ЛЕЕС, структурну схему якої наведено на рис. 3.7. Цей приклад відображає принцип узгодження джерел генерування, УЗЕ та електроспоживання в межах однієї локальної системи протягом доби з урахуванням змін режиму навантаження.

У межах поставленого завдання необхідно сформувати ЛЕЕС як БГ, тобто забезпечити таку організацію її структури та режимів роботи, за якої генерування, накопичення та споживання електроенергії будуть скоординовані між собою. Це передбачає досягнення максимально можливого внутрішнього балансування потужності, зменшення залежності від зовнішніх перетоків з ЕЕС, а також підвищення керованості та прогнозованості режимів функціонування ЛЕЕС [132].

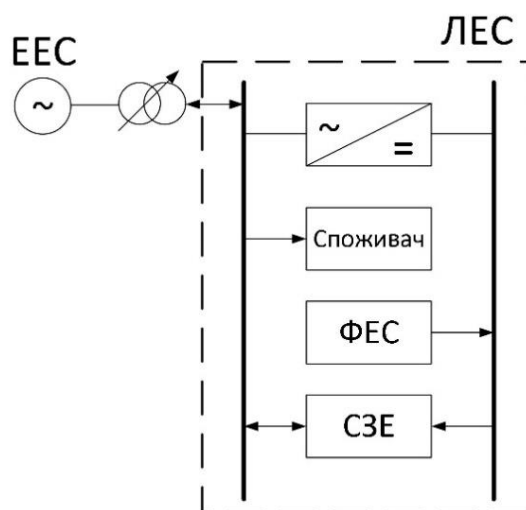


Рисунок 3.7 - Локальна електроенергетична система як частина ЕЕС

Для розв'язання цього завдання на етапі планування режиму роботи ЛЕЕС на наступну добу здійснюється прогнозування графіків генерування та споживання електроенергії, після чого формується баланс електроенергії (див. рис. 3.8, а). Саме на основі такого прогнозного балансу визначається співвідношення між очікуваним виробітком, потребою електроспоживачів та необхідністю залучення УЗЕ і/або перетоків з ЕЕС для забезпечення збалансованого режиму функціонування ЛЕЕС.

$W_H = \sum_{i=1}^{24} \Delta t P_{H_i}(t)$ - електроенергія сумарного навантаження, включно з втратами; $W_{\Phi EC} = \sum_{j=t_n}^{t_k} \Delta t P_{\Phi EC_j}(t)$ - електроенергія, вироблена ФЕС, де t_n, t_k - час початку і закінчення генерування; $W_{C3E} = \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t P_{\Phi EC_j}(t) - \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t P_{H_i}(t)$ - надлишок електроенергії в ЛЕЕС, яка може передаватись в систему зберігання енергії або в ЕЕС; Δt - в погодинному графіку дорівнює 1 год.

На наступному етапі визначається обсяг електроенергії навантаження у ті години доби, коли генерування ФЕС відсутнє. Такий розрахунок дає змогу оцінити потребу в покритті навантаження за рахунок інших джерел - зокрема УЗЕ, резервних генерувальних потужностей або перетоків з ЕЕС - у періоди, коли власне генерування ФЕС не забезпечує енергопостачання ЛЕЕС:

$W_{EEC} = W_H - W_{\Phi EC} + \Delta W$ - електроенергія, яку необхідно для балансу в ЛЕЕС взяти з ЕЕС або з СЗЕ. У цьому випадку можливі два режими функціонування ЛЕЕС: паралельна робота з ЕЕС та автономний режим. У разі паралельної роботи дефіцит електроенергії в ЛЕЕС покривається за рахунок ЕЕС - безпосередньо через зовнішній перетік або із залученням УЗЕ (як проміжного елемента акумулювання та подальшої віддачі енергії в потрібні години). Такий режим дає змогу підтримувати баланс навіть за недостатнього власного генерування, зокрема в періоди відсутності генерування ФЕС[133].

Натомість для забезпечення автономного режиму необхідно, щоб запасу електроенергії в УЗЕ було достатньо для покриття навантаження в нічні години, коли генерування ФЕС відсутнє. Це означає, що для гарантованої автономної роботи ЛЕЕС потрібно збільшити обсяг надлишкового денного генерування, тобто підвищити встановлену потужність ФЕС (як показано на рис. 3.8, б), а також відповідно наростити ємність УЗЕ. Водночас альтернативним або додатковим шляхом забезпечення автономності є обмеження потужності електроспоживачів та використання потенціалу активних споживачів, які можуть змінювати графік власного споживання і тим самим сприяти балансуванню режиму ЛЕЕС [132].

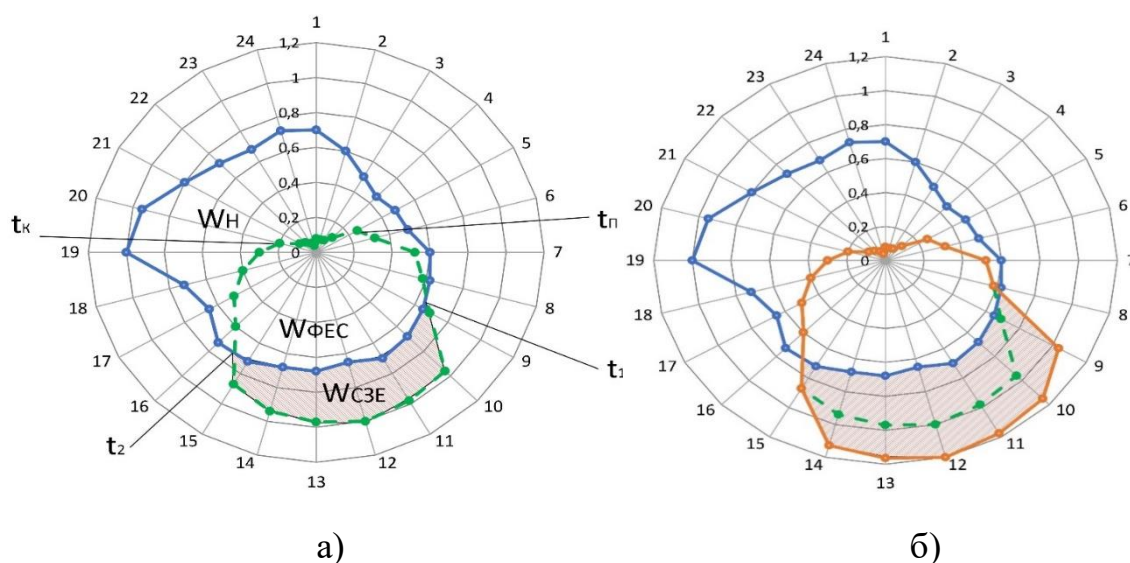


Рисунок 3.8 - Приклади покриття добового графіка електроспоживання ЛЕЕС (— - графік навантаження (синій) ;
 --- - графік генерування ФЕС (зелений);
 --- - графік генерування розширеної ФЕС (червоний))

До складу виокремленої в ЕЕС локальної системи входять джерела електроенергії, резервна СЗЕ та електроспоживачі, які об'єднані розвиненою мережею електричних зв'язків різних класів напруги. З позицій теорії керування ЛЕЕС доцільно розглядати як складний розосереджений об'єкт, структура якого складається з окремих агентів, здатних реагувати на зміну

поточних станів системи та формувати узгоджені колективні дії для забезпечення надійного електропостачання споживачів. Такі автономні агенти приймають керувальні рішення на своїх рівнях, а сукупно утворюють мультиагентну систему [134].

На рис. 3.9 наведено ієрархічну структуру інтелектуальної системи ЛЕЕС. На верхньому рівні локальний агент ЛЕЕС розглядається як елемент нижнього рівня керування ОСР. За умови паралельної роботи з ЕЕС саме на цьому рівні ЛЕЕС виконує функції БГ у складі ЕЕС, узгоджуючи власні режими та керувальні дії з ОСР. Ключовими поточними завданнями верхнього рівня є прогнозування споживання і генерування електроенергії в ЛЕЕС, а також організація обміну електроенергією з ЕЕС. Для цього формується інформаційна база даних на основі запитів і відповідей агентів середнього рівня microgrid MGA та MGA_i.

У разі відокремлення ЛЕЕС від ЕЕС (переходу до автономного режиму) змінюються як завдання, так і зміст функцій, що мають виконуватися АСК. У такому режимі на агент ЛЕЕС покладаються функції внутрішнього балансування потужності та електроенергії, а також забезпечення підтримання техніко-економічних показників системи електропостачання в допустимих межах. Насамперед це стосується підтримання в ЛЕЕС нормативних значень частоти та напруги на шинах споживачів.

Реалізація цих функцій забезпечується колективними діями агентів середнього та технічного рівнів, яким надходять відповідні робочі команди. При цьому здійснюється оптимальне керування активними споживачами в межах споживання енергії $W_{\text{СЗЕ}}$ [135], а за необхідності - також обмеження потужності неактивних споживачів, що дає змогу підтримувати збалансований і надійний режим роботи ЛЕЕС.

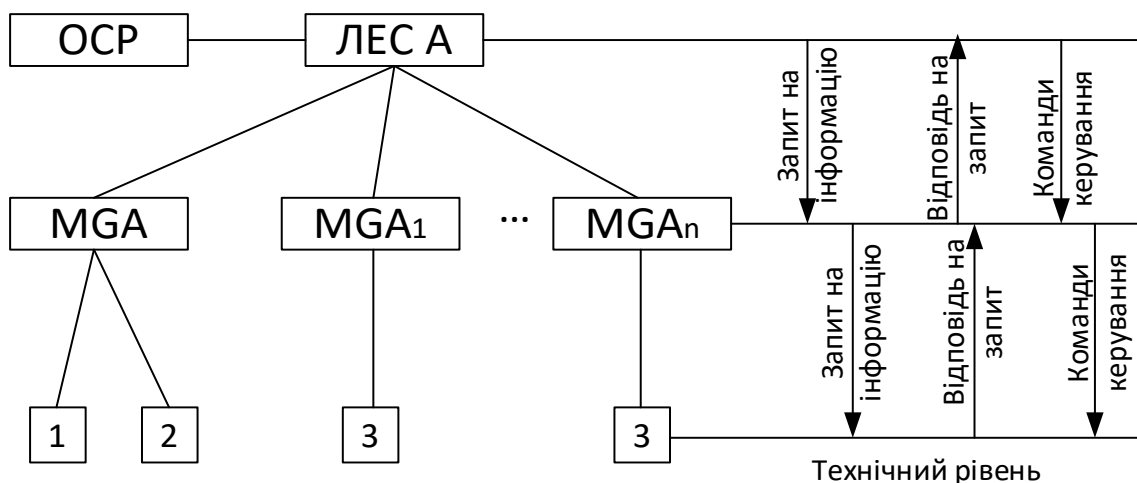


Рисунок 3.9 - Ієрархічна структура інтелектуальної системи ЛЕЕС

MGA виконує функції агента, відповідального за СЗЕ, керовані розосереджені джерела енергії, а також за внутрішньодобове коригування генерування відповідно до команд, що надходять від ЛЕЕС. У межах своїх функціональних повноважень цей агент здійснює керування спільною СЗЕ з метою підтримання частоти в допустимих межах, а також координує роботу джерел реактивної потужності для стабілізації напруги в контрольних вузлах мережі. Таким чином, MGA фактично виконує роль основного виконавчого агента середнього рівня, який реалізує режимні команди верхнього рівня керування та забезпечує підтримання базових показників якості електроенергії в ЛЕЕС.

Агенти MGA_i представляють окремі зони microgrid і забезпечують інформаційно-керувальну взаємодію з агентами технічного рівня, зокрема агентами ФЕС, активних споживачів, неактивних споживачів і локальних СЗЕ. На рівні MGA_i виконується оптимізація техніко-економічних параметрів відповідної зони на основі даних, отриманих від локальних агентів. За результатами такої оптимізації формується узагальнений стан зони microgrid, який передається на вищий рівень і містить, зокрема, інформацію про надлишок або дефіцит потужності, поточний стан СЗЕ та доступний потенціал активних споживачів щодо коригування режиму споживання. Отже, агенти MGA_i виконують двосторонню функцію: з одного боку, здійснюють збір,

оброблення й агрегування інформації з нижчого рівня, а з іншого - приймають і передають робочі команди для реалізації в межах відповідної зони [136].

На ЛЕЕС покладаються також функції, пов'язані з комутацією ЛЕЕС відносно мережі ЕЕС. У режимі паралельної роботи ЛЕЕС з ЕЕС точка їх приєднання виступає опорною точкою за напругою, а підтримання необхідного рівня напруги в цій точці забезпечується узгодженими діями ОСР і ЛЕЕС. Це є необхідною умовою для організації технічно допустимого та керованого двостороннього обміну електроенергією - як у напрямку з ЕЕС до ЛЕЕС, так і у зворотному напрямку.

У разі переходу ЛЕЕС до ізолюваного (автономного) режиму можливі два варіанти реалізації такого переходу. Перший варіант є вимушеним і пов'язаний із втратою напруги в зовнішній мережі внаслідок аварійних або позаштатних подій. Другий варіант є плановим, коли від'єднання ЛЕЕС від ЕЕС виконується за ініціативою ОСР або самої ЛЕЕС відповідно до поточних режимних, технологічних чи організаційних завдань. В обох випадках АСК формує та реалізує необхідні керувальні дії для агентів MGA, після чого ЛЕЕС переводиться в автономний режим роботи. Під час зворотного приєднання ЛЕЕС до ЕЕС перед подачею команди на комутаційний апарат обов'язково виконуються всі процедури, пов'язані із синхронізацією мереж за частотою, фазою та напругою [137].

Запропонована ієрархічна структура інтелектуальної системи ЛЕЕС забезпечує можливість її функціонування як у режимі паралельної роботи з ЕЕС, так і в режимі автономної експлуатації. Завдяки такій системі керування в ЛЕЕС реалізуються принципи Smart Grid, унаслідок чого вона набуває властивостей інформаційно-енергетичної системи, в якій енергетичні процеси інтегровані з цифровим моніторингом, інформаційним обміном і багаторівневим автоматизованим керуванням.

Сформована в такий спосіб ЛЕЕС може функціонувати як БГ у складі ЕЕС, виконуючи завдання, визначені вимогами ОСР, з урахуванням рівня

напруги, потужності та поточного стану її складових MGA/MGA_i . У свою чергу, в автономному режимі ефективність функціонування ЛЕЕС значною мірою визначається ємністю СЗЕ: за наявності достатнього запасу енергії система здатна виступати повноцінним резервом для ВДЕ, забезпечувати оптимізацію потоків потужності, а також підтримувати нормативні значення частоти і напруги.

Окремо доцільно підкреслити, що важливим і практично ефективним елементом балансування в ЛЕЕС є участь активних споживачів. Їх залучення створює можливість узгодження графіків генерування і споживання електроенергії, зменшення небалансів та підвищення керованості режимів. У зв'язку з цим використання потенціалу активних споживачів слід розглядати як один із найбільш доцільних способів забезпечення балансу потужності та електроенергії в межах ЛЕЕС[138].

3.4 Інтелектуалізація ЛЕЕС з відновлюваними джерелами енергії як елемент ЕЕС

Аналіз поточного стану електричних мереж свідчить про наявність об'єктивної потреби в удосконаленні методів до їх експлуатації та розвитку. Зокрема, актуальними є: оптимізація режимів і технологій експлуатації, вдосконалення принципів побудови мереж за рівнями напруги, впровадження комплексної автоматизації, а також підвищення надійності, якості електропостачання та загальної ефективності функціонування мереж. Важливим є й урахування регіональних особливостей під час формування вимог до функціональності мереж, що створює передумови для ефективного управління, модернізації та інноваційного розвитку електромережевого комплексу [139].

Зазначені та інші проблемні аспекти доцільно розв'язувати на основі обґрунтованого вибору оптимального напрямку розвитку електричних мереж. В умовах реформування відносин власності в енергетиці технічна політика виступає дієвим інструментом реалізації положень Закону України «Про

електроенергетику» у частині формування державою умов для розвитку галузі та підвищення її технічного рівня.

РЕМ, що забезпечують передавання та розподіл електричної енергії в межах локальних мереж і є кінцевою ланкою системи електропостачання на шляху до споживача, безпосередньо взаємодіють як із конкретним споживачем, так і з магістральними електромережами. Саме тому результати функціонування РЕМ значною мірою визначають надійність і якість електропостачання споживачів [140].

Модернізація й подальший розвиток електроенергетичних мереж України нині нерозривно пов'язані з необхідністю розв'язання комплексу задач, що стосуються керування режимами ЕЕС, підвищення ефективності транспортування та розподілу електроенергії, а також забезпечення більш високих показників надійності, якості та економічності роботи мереж. Ускладнення режимів, зростання вимог до безперервності електропостачання та активне впровадження розподілених джерел генерування зумовлюють потребу у використанні нових технологій, здатних забезпечити гнучкішу й швидшу реакцію мережі на збурення, коливання навантаження та зміну топології.

У даному контексті доцільним є розвиток ЛЕЕС як відокремлених, але функціонально пов'язаних із вищими рівнями електроенергетичної системи сегмент, у якому здійснюється локальне виробництво, перетворення, розподіл і споживання електроенергії. Для ЛЕЕС характерними є наявність власних джерел генерування, локальних навантажень, можливість обміну потужністю з енергосистемою вищого рівня, а також необхідність підтримання балансу електроенергії в умовах змінності режимів роботи. Саме на цьому рівні особливо виразно проявляються ефекти часткової децентралізації генерування, оскільки частина електроенергії виробляється безпосередньо поблизу місць споживання, що зумовлює зміну характеру керування потоками потужності та режимами мережі, і саме на цьому рівні є актуальним

впровадження найбільш перспективного технологічного напрямку - принципів Smart Grid [141].

Дана концепція формує перехід до інтелектуальних електромереж, у яких електрична інфраструктура доповнюється цифровими засобами спостереження, зв'язку та керування. Такі мережі інтегрують системи вимірювання і моніторингу, автоматизовані комплекси диспетчеризації та керування, двосторонній обмін даними зі споживачами, а також аналітичні модулі для прогнозування, оптимізації та підтримки рішень. У межах Smart Grid підвищується спроможність мережі до самодіагностики, швидкого виявлення й локалізації порушень, автоматизованого відновлення живлення, а також до ефективнішої інтеграції ВДЕ, накопичувачів і механізмів керування попитом. У результаті Smart Grid виступає як системна концепція, що забезпечує гнучкість мережі на рівні керування та інформаційної взаємодії [142].

Для ЛЕЕС концепція Smart Grid має не лише загальнотехнологічне, а й безпосередньо прикладне значення, оскільки саме в ЛЕЕС найбільш повно реалізуються функції оперативного моніторингу, прогнозування режимів, адаптивного керування та автоматизованої координації локальних джерел генерування, накопичувачів енергії й навантажень. Отже, інтелектуалізація ЛЕЕС є необхідною умовою підвищення її ефективності, надійності та здатності до саморегулювання в умовах часткової децентралізації генерування.

Відповідно до положень, сформульованих у межах Європейської технологічної платформи Smart Grid, інтелектуальні електромережі розглядаються як такі, що забезпечують енергоефективне та економічно доцільне функціонування завдяки скоординованому керуванню і сучасному двосторонньому інформаційному обміну між мережевою інфраструктурою, електростанціями, системами зберігання енергії та споживачами. У європейській практиці розвиток Smart Grid насамперед орієнтований на

створення умов для надійної та ефективної інтеграції ВДЕ (зокрема вітрових, сонячних, малих ГЕС та інших джерел із несталим характером генерування) у спільний режим роботи зі споживачами та ОЕС [143].

Базова робоча й технологічна ідеологія концепції Smart Grid узгоджується з принципом, визначеним IEEE, згідно з яким електроенергетична система має функціонувати як повністю інтегрована, саморегульована та самовідновлювана структура. Така структура охоплює всі рівні та елементи електроенергетики: джерела генерування, магістральні й розподільні мережі, а також усі категорії споживачів, взаємодія яких координується єдиною мережею автоматичних пристроїв у режимі реального часу [144]. Саме тому для забезпечення надійного електропостачання споживачів необхідно передбачати резервування потужності ВДЕ за рахунок інших, більш керованих джерел генерування [145].

Згідно з рис. 3.10, функцію резервних джерел, призначених для компенсації варіабельності генерування ВДЕ, можуть виконувати ТЕЦ, ГТУ, ПГУ, каскади МГЕС, а також інші маневрові генерувальні потужності. При цьому ЕЕС зберігає системоутворюючу роль як базове надійне джерело електроенергії та ключовий інструмент підтримання балансу потужності.

За таких умов істотно ускладнюється задача оперативно-диспетчерського керування, яка набуває багатокритеріального характеру. Її зміст полягає в забезпеченні узгодженого режиму роботи різнотипних джерел генерування, координації їх участі в покритті поточного навантаження та визначенні оптимальних перетоків потужності між окремими елементами системи з урахуванням режимних обмежень, потреб електроспоживачів і нерівномірного характеру генерування ВДЕ. Для ЛЕЕС ця задача є особливо актуальною, оскільки на локальному рівні баланс електроенергії формується в умовах швидкої зміни навантаження, нерівномірності генерації та обмеженої пропускної здатності мережевих елементів [146].

На сучасному етапі, завдяки розвитку науки, силової електроніки, засобів автоматизації та цифрових комунікацій, у РЕМ активно реалізуються проєкти з упровадження інтелектуальних мереж на засадах концепції Smart Grid.

У межах концепції Smart Grid особливо важливого значення набуває інтеграція ВДЕ у цифрове середовище керування мережами нового покоління. Насамперед це стосується ФЕС і ВЕС як джерел із варіабельним характером генерування, а також УЗЕ, які виконують функцію згладжування нерівномірності генерування та підвищення надійності електропостачання (рисунок 3.10). Поєднання таких енергетичних об'єктів із сучасними інформаційно-комунікаційними засобами дає змогу реалізувати оперативний моніторинг, координацію режимів роботи та ефективніше керування балансом потужності [147].

У контексті ЛЕЕС ця інтеграція означає перехід до активної моделі керування, за якої локальні джерела генерування, накопичувачі та керовані споживачі розглядаються як єдине кероване середовище. Це дає змогу не лише компенсувати коливання виробництва електроенергії з ВДЕ, а й забезпечувати підтримання балансу потужності, оптимізацію режимів напруги, підвищення енергоефективності та зниження втрат у локальних мережах.

Smart Grid фактично виступає каталізатором системної модернізації електричних мереж не лише в електроенергетичному аспекті (режими, обладнання, автоматизація, керованість), а й в інформаційно-комунікаційному (моніторинг, обмін даними, аналітика, цифрове керування). Саме тому впровадження Smart Grid доцільно розглядати не тільки як технологічне рішення для інтеграції ВДЕ, а як базову платформу для комплексного оновлення мережевої інфраструктури.

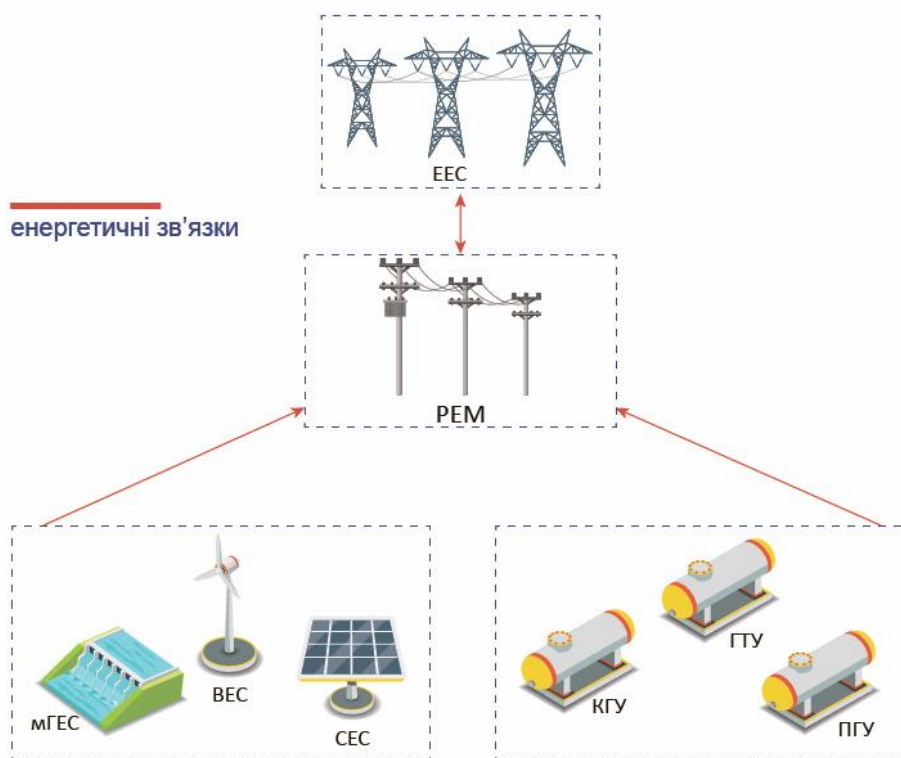


Рисунок 3.10 - Розподільні мережі з комбінованим електропостачанням

На рис. 3.11 наведено структуру системи електропостачання з енергетичними та комунікаційними зв'язками, побудовану відповідно до технології Smart Grid [148].

Проекти з упровадження Smart Grid супроводжуються низкою системних проблем, вирішення яких не може бути забезпечене лише розробленням планів технічного покращення стану мереж. Тобто модернізація мережевої інфраструктури сама по собі є необхідною, але недостатньою умовою для повноцінного розвитку інтелектуальних електромереж [149].

До найважливіших проблемних питань належить передусім забезпечення функціональної сумісності обладнання та уніфікації технічних стандартів, оскільки в середовищі Smart Grid необхідно забезпечити узгоджену роботу різнотипних пристроїв, програмних платформ і систем керування. Водночас одним із пріоритетних завдань є посилення безпеки мереж керування, засобів автоматики та каналів передавання даних, що набуває критичного значення в

умовах цифрової трансформації електроенергетичної інфраструктури. Окрему роль відіграє активне залучення електроспоживачів до процесів розбудови інтелектуальних електромереж, оскільки результативність функціонування Smart Grid значною мірою визначається їхньою участю в керуванні попитом, інформаційному обміні та впровадженні нових сервісно-ринкових механізмів.



Рисунок 3.11 - Енергетичні та телекомунікаційні зв'язки в SMART Grid

Поширення розподіленого генерування свідчить про доцільність поступового переходу до більш децентралізованої архітектури енергозабезпечення, у якій джерела електроенергії розміщуються ближче до центрів споживання. Додатковим чинником такого переходу є зростання вимог до енергетичної безпеки та стійкості інфраструктури, оскільки надмірна концентрація генерувальних потужностей підвищує вразливість системи до зовнішніх загроз. У ЛЕЕС цей перехід особливо помітний, оскільки локальні

джерела генерування можуть безпосередньо впливати на покриття навантаження, скорочення втрат та підвищення автономності окремих ділянок електропостачання[150].

На сучасному етапі розвитку ЕЕС доцільно виокремити два концептуально різні сценарії підвищення надійності та ефективності їх функціонування.

Перший сценарій має переважно компенсаційний характер і ґрунтується на резервуванні потужностей із можливістю оперативного перемикавання на альтернативні типи джерел електроенергії у разі виникнення аварійних ситуацій, спрямованих насамперед на локалізацію наслідків збурень, зниження ризику перерв електропостачання та мінімізацію збитків від аварійних подій. У межах цього сценарію ключову роль відіграють наявність достатнього резерву, швидкодія засобів перемикавання та здатність системи зберігати допустимі режимні параметри в післяаварійних режимах.

Другий сценарій пов'язаний із переходом до Smart Grid і має проактивний характер, оскільки передбачає не лише реагування на порушення, а й їх попередження за рахунок цифрового керування режимами. Його основу становить інтеграція комплексних засобів моніторингу, контролю, керування та зв'язку, що забезпечують координацію роботи джерел генерування, мережевих елементів і електроспоживачів у режимі, наближеному до реального часу. Реалізація дає змогу істотно підвищити ефективність функціонування ЕЕС, надійність електропостачання та якість електроенергії, а також створює передумови для ширшої інтеграції ВДЕ, УЗЕ та механізмів керування попитом. Для ЛЕЕС саме цей сценарій є визначальним, оскільки він забезпечує перехід від пасивного до активного, інтелектуально підтримуваного керування локальним балансом електроенергії.

Таким чином, якщо перший сценарій орієнтований переважно на резервування та компенсацію наслідків аварій, то другий - на

інтелектуалізацію керування ЕЕС і системне підвищення її гнучкості, спостережуваності та адаптивності.[151]

Під час упровадження технологій Smart Grid в Україні принципово важливо враховувати можливі сценарії трансформації ЕЕС та РЕМ, оскільки реалізація цієї концепції передбачає не точкове оновлення окремих елементів, а суттєву структурну й функціональну реорганізацію мережевої інфраструктури.

У цьому контексті ключовими напрямками змін є такі:

- забезпечення безперервності функціонування мережі в умовах зростання навантаження, з підвищенням її стійкості до збурень та зменшенням показників SAIDI і SAIFI;
- зниження технологічних втрат електроенергії шляхом упровадження інтелектуальних систем обліку, які дають змогу не лише фіксувати обсяги споживання, а й контролювати показники якості електроенергії та реалізовувати механізми керування навантаженням;
- розвиток комунікаційної інфраструктури, здатної забезпечити надійний і якісний двосторонній інформаційний обмін між постачальниками та споживачами енергоресурсів у режимі, наближеному до реального часу;
- підвищення якості електроенергії за рахунок застосування технічних засобів, зокрема пристроїв компенсації реактивної потужності, що дає змогу покращити режим напруги та зменшити негативний вплив реактивних навантажень;
- використання інтелектуальних пристроїв і програмних комплексів для керування схемно-режимним станом мережі з метою підвищення надійності її роботи, оперативного реагування на відхилення та оптимізації конфігурації мережі;
- застосування УЗЕ для балансування графіків навантаження, згладжування нерівномірності генерування та забезпечення безперебійного електропостачання передусім для критично важливих об'єктів;

- залучення електроспоживачів до формування окремих сегментів мікромереж, де вони можуть виступати не лише споживачами, а й потенційними постачальниками електроенергії для локальних навантажень;
- розвиток розподіленого генерування, зокрема когенераційних рішень на базі газопоршневих електростанцій, для покриття пікових навантажень і балансування графіків генерування ВДЕ [152-154].

Для ЛЕЕС зазначені напрями мають особливу практичну цінність, оскільки саме на локальному рівні можлива найбільш ефективна реалізація інтелектуального обліку, адаптивного керування навантаженням, координації розподілених джерел генерування та оперативного балансування енергопотоків. Відповідно, інтелектуальні системи в ЛЕЕС виконують роль не допоміжного, а системоутворювального елемента, який забезпечує інформаційну основу для прийняття рішень і технічну реалізацію керуючих впливів.

Головне призначення Smart Grid разом із сукупністю її технічних, інформаційних і керувальних компонентів полягає у формуванні нової технологічної платформи розвитку ЕЕС. Така платформа має забезпечити не лише суттєве вдосконалення наявних принципів функціонування енергосистеми, а й створення нових функціональних можливостей, необхідних для досягнення її стратегічних цілей - підвищення надійності, ефективності, гнучкості, керованості та якості електропостачання.

Реалізація ключових вимог Smart Grid на основі розглянутих методів пов'язана як з модернізацією традиційних механізмів роботи ЕЕС, так і з формуванням нових системних можливостей, зокрема в частині цифрового керування режимами, інтеграції ВДЕ/УЗЕ, розвитку розподіленого генерування та активної взаємодії зі споживачами.

У процесі впровадження технологій Smart Grid та побудови сучасних інтелектуальних систем електропостачання ключовими орієнтирами стають підвищення надійності електропостачання споживачів, зниження втрат

електроенергії на всіх ділянках мережі, покращення якості електричної енергії, збільшення міжремонтного періоду без зменшення рівня надійності, а також зміцнення електричної й екологічної безпеки держави та розвиток і взаємовигідна інтеграція альтернативних джерел енергії до єдиної енергосистеми за належного законодавчого супроводу. Водночас нові умови розвитку визначають і новий вектор еволюції електричних мереж, для якого характерні активне стимулювання енергозбереження та скорочення втрат, стрімке зростання частки альтернативної енергетики, дотримання високих стандартів надійності та якості електропостачання, підвищення рівня інформаційної забезпеченості всіх учасників електроенергетичного сектору, здатність мереж до самовідновлення та мінімізації наслідків порушень у роботі, зокрема в умовах паралельної та автономної роботи щодо ОЕС, а також заохочення до обмеження споживання і формування мотивації в активних споживачів електроенергії. Запровадження Smart Grid зумовлює і глибинні трансформації в самій електроенергетичній системі, зокрема перехід від централізованих моделей виробництва й передачі електроенергії до децентралізованих із можливістю керування ними, зміну організації від централізованого прогнозування попиту до активної участі споживача, який стає повноцінним елементом і водночас ціллю системи управління, відхід від жорсткого регулювання розподілу на користь координації всіх частин мережі, розвиток функцій контролю, обліку та діагностики, що відкривають перспективи самовідновлення, побудову ефективної інформаційно-обчислювальної інфраструктури як ядра енергосистеми, створення умов для масового впровадження засобів підвищення маневреності та керованості обладнання, таких як гнучкі зв'язки та накопичувачі енергії, а також розроблення розподілених інтелектуальних систем управління й аналітичних інструментів для підтримки рішень у режимі реального часу.

Окрему роль у цьому процесі відіграє створення оперативних додатків нового покоління, зокрема SCADA/EMS/NMS, які забезпечують застосування

інноваційних алгоритмів і методів керування електромережами, включно з активними елементами мережі. Отже, з урахуванням наведених характеристик інтелектуальну електричну мережу можна визначити як комплекс програмно-апаратних засобів, підключених до джерел генерування та електроустановок споживачів, разом з інформаційно-аналітичними і керуючими системами, що забезпечують надійну та якісну передачу електричної енергії від джерела до споживача у потрібний час і в необхідному обсязі[155].

У зазначеному контексті впровадження Smart Grid доцільно трактувати не як ізольований технічний проєкт, а як невід’ємну складову стратегічного розвитку електроенергетики України. Саме узгодженість із загальногалузевою стратегією визначатиме масштаби, темпи та ефективність реалізації цієї трансформації.

Висновки до розділу 3:

У третьому розділі дисертаційної роботи розроблено методи до оцінювання балансу електроенергії в електроенергетичній системі за умов часткової децентралізації генерування та визначено принципи керування режимами ЛЕЕС у складі ЕЕС.

У підрозділі 3.1 сформовано структуру та порядок підготовки інформації про параметри електричної мережі для оцінювання балансу потужності в ЛЕЕС. Показано, що для забезпечення коректного визначення балансу електроенергії необхідно враховувати топологію мережі, параметри генерувальних джерел, графіки навантаження, обмеження елементів мережі та режимні характеристики ВДЕ. Визначено склад вихідних даних для розрахунку балансу потужності, що включає активні та реактивні навантаження, параметри генерування, допустимі межі потужності та режимні обмеження. Обґрунтовано необхідність використання погодинних або більш детальних профілів навантаження та генерування для забезпечення точності оцінювання балансу електроенергії.

У підрозділі 3.2 виконано аналіз існуючих методів керування балансом електроенергії в електроенергетичних системах з ВДЕ. Розглянуто методи зниження пікових навантажень, використання систем накопичення енергії, застосування гібридних енергетичних систем, а також інтеграцію фотоелектричних установок у структуру ЛЕЕС. Показано, що використання зазначених методів дозволяє зменшити нерівномірність графіків навантаження, компенсувати нестабільність генерування ВДЕ та підвищити ефективність функціонування електроенергетичної системи. Встановлено, що найбільш ефективним рішенням є комбіноване використання різних засобів балансування з урахуванням режимних умов роботи системи.

У підрозділі 3.3 ЛЕЕС розглянуто як БГ в електроенергетичній системі. Показано, що забезпечення балансу електроенергії в межах окремої ЛЕЕС дозволяє зменшити величину небалансів в електроенергетичній системі та підвищити стійкість її роботи. Встановлено, що ЛЕЕС може функціонувати як у паралельному режимі з електроенергетичною системою, так і в автономному режимі, що забезпечує підвищення надійності електропостачання споживачів та зменшення залежності від зовнішніх джерел електроенергії. Обґрунтовано доцільність використання локальних джерел генерування для компенсації коливань навантаження та підтримання балансу потужності.

У підрозділі 3.4 розглянуто інтелектуалізацію ЛЕЕС на основі концепції Smart Grid. Показано, що застосування інтелектуальних систем керування дозволяє здійснювати координацію роботи джерел генерування, систем накопичення енергії та навантаження у режимі реального часу. Встановлено, що впровадження технологій Smart Grid забезпечує підвищення гнучкості електроенергетичної системи, покращення якості електропостачання та зменшення втрат електроенергії. Обґрунтовано доцільність використання інтелектуальних алгоритмів керування для підтримання балансу електроенергії в умовах зростання частки ВДЕ.

Отримані в розділі результати дозволили сформувати методичну основу дослідження впливу ЛЕЕС з ВДЕ на баланс електроенергії електроенергетичної системи. Визначено склад вихідних даних, проаналізовано методи керування балансом, обґрунтовано використання ЛЕЕС як БГ та сформовано принципи інтелектуального керування їх режимами роботи.

На основі сформованих методів у наступному розділі виконано моделювання режимів роботи електроенергетичної системи з локальними джерелами генерування з використанням програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory та досліджено вплив структури генеруючих потужностей ЛЕЕС на баланс електроенергії та режимні параметри електричних мереж.

РОЗДІЛ 4

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ В ЛЕЕС НА ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

4.1 Локальні електроенергетичні системи з відновлюваними джерелами енергії як елемент балансування електроенергії в ЕЕС

ВДЕ, насамперед ФЕС і ВЕС, у складі сучасних ЕЕС виступають джерелами з варіабельною потужністю, оскільки їхнє генерування детермінується метеорологічними чинниками. За таких умов дотримання технологічних вимог до режимів ЕЕС потребує наявності резерву потужності [156], призначеного для компенсації природної нерівномірності виробітку ВДЕ та підтримання балансу потужності.

Формування такого резерву може реалізовуватися різними техніко-економічними рішеннями. З огляду на обмеженість маневрових ресурсів, у ЕЕС дедалі ширше застосовуються технології накопичення електроенергії, передусім - для акумулювання надлишкового генерування ВДЕ з подальшим використанням у періоди її зниження. До найперспективніших рішень у цьому контексті належать електрохімічні накопичувачі, а також водневі й біогазові технології [155, 153].

Додатковим інструментом підвищення керованості режимів є узгодження графіків генерування ВДЕ з профілями електроспоживання. Паралельно з цим, залучення «активних споживачів» розширює можливості регулювання параметрів режиму, зокрема частоти та напруги. Найбільш виразно ефективність зазначених засобів проявляється в межах ЛЕЕС, що формуються на базі існуючих розподільних мереж із високою концентрацією ВДЕ та поступово набувають ознак систем із певним рівнем автономності.

Зростання частки ВДЕ в структурі генерування ЕЕС істотно ускладнило забезпечення балансу потужності та електроенергії. Це насамперед пов'язано з інтенсивною розбудовою ФЕС і ВЕС, генерування яких через метеозалежність має мінливий характер і, відповідно, не може розглядатися як

гарантований ресурс електропостачання. З урахуванням того, що інтеграція ВДЕ в електричні мережі підвищує складність балансування режимів ЕЕС, доцільним є формування ЛЕЕС на базі ВДЕ таким чином, щоб вони функціонували як БГ у складі ЕЕС [156].

У межах балансування режимів ЕЕС необхідно також враховувати, що діяльність ВДЕ може регламентуватися різними нормативними вимогами, які визначають порядок і умови відпуску електроенергії. Залежно від чинної моделі регулювання, ВДЕ можуть: (1) здійснювати відпуск електроенергії без обмежень, за винятком випадків загрози порушення стійкості ЕЕС; (2) працювати відповідно до прогнозованого короткострокового (переважно добового, на наступну добу) погодинного графіка; або (3) за результатами участі в аукціонах здійснювати генерування за встановленими правилами та зобов'язаннями.

Оскільки на сучасному етапі встановлена потужність ЛЕЕС на основі ВДЕ може становити від десятків до сотень МВт, тоді як до ЕЕС без ризику її розбалансування допускається приєднання лише обмеженої потужності, це є однією з ключових причин необхідності самобалансування ЛЕЕС. Для досягнення такої властивості сумарна потужність навантаження електроспоживачів у межах ЛЕЕС має бути співрозмірною з потужністю ВДЕ. Крім того, для компенсації природної варіабельності генерування ВДЕ у складі ЛЕЕС доцільно передбачати систему резервування, яка забезпечує можливість активного впливу на процес балансування.

Засоби резервування можуть охоплювати, з одного боку, системи накопичення та перетворення електроенергії, а з іншого - інструменти керування графіками генерування та споживання. Оскільки зазначені рішення суттєво відрізняються за вартісними параметрами, раціональним є пріоритетне застосування заходів організаційно-режимного характеру, насамперед узгодження між собою графіків генерування ВДЕ та електроспоживання. Практична реалізація такого узгодження не лише

підвищує керованість режимів у ЛЕЕС, а й може зменшити необхідну ємність накопичувачів енергії, що, своєю чергою, дає змогу скоротити капітальні витрати на їх упровадження.

Визначення раціонального набору способів і засобів, призначених для резервування та балансування режимів ЛЕЕС, за своєю суттю є оптимізаційною задачею. Як критерій оптимальності доцільно приймати сукупні витрати, необхідні для забезпечення резерву потужності з метою компенсації несталого (варіабельного) генерування ВДЕ, за умови обов'язкового дотримання заданих техніко-технологічних показників роботи ЛЕЕС. Водночас складність розв'язання такої задачі зумовлена тим, що застосування традиційних методів оптимізації, у яких складові цільової функції мають бути виражені у розмірних (передусім грошових) показниках, наразі є практично нереалізовним. Причиною цього є суттєва невідповідність наявних вартісних оцінок, а в окремих випадках - відсутність достовірних цінових параметрів для окремих складових резервування. У зв'язку з цим пропонується використовувати критеріальний метод, методологічною основою якого є теорія подібності. Він дає змогу представляти характеристики відповідних способів і засобів резервування у відносних одиницях, виконувати їх коректне зіставлення та проводити порівняльну оцінку альтернатив.

За певних умов, зокрема у випадку втрати електричних зв'язків з ЕЕС, ЛЕЕС, яка в межах ЕЕС може виступати як окрема БГ, здатна перейти до автономного режиму функціонування. У такому режимі вона розглядається як комплекс, що включає джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та електроспоживачів. До складу джерел генерування можуть входити ФЕС, ВЕС, мГЕС, ДГ, а також БГУ у поєднанні з когенераційними установками. Залежно від поточного стану, доступності та технічних можливостей власних джерел і ресурсів, ЛЕЕС може як покривати дефіцит шляхом відбору електроенергії з ЕЕС, так і віддавати надлишок електроенергії в ЕЕС.

Оскільки ЛЕЕС є складовою ЕЕС, її функціонування має здійснюватися відповідно до загальних правил та регламентів роботи енергосистеми. Зокрема, ЛЕЕС повинна завчасно планувати та підтверджувати свою участь у режимі ЕЕС, формуючи погодинний графік власного генерування та/або споживання на наступну добу (day-ahead) із нормативно необхідною точністю [157]. Похибка прогнозування тоді визначатиметься як:

$$f = \frac{W_{np} - W_{\phi}}{W_{np}} 100\% \rightarrow \min, \quad (4.1)$$

де W_{np} - значення погодинного прогнозованого вироблення електроенергії ЛЕЕС на наступну добу; W_{ϕ} - фактичне вироблення ЛЕЕС електроенергії за цей же час T ; f - похибка в прогнозуванні, яка має бути меншою за допустиму (наприклад, для ФЕС 5%).

Для підтримування балансу в ЛЕЕС створюється автоматична система керування (АСК), метою якої є мінімізувати небаланси:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} (P_{ЛЕЕС}(t) \pm P_n(t) + P_{вде}(t) - P_{cn}(t))^2 dt \rightarrow \min \quad (4.2)$$

де $P_{ЛЕЕС}(t)$ - сумарна прогнозована потужність ЛЕЕС, яка надається оператору БГ у вигляді графіка на наступну добу; $(\pm P_n(t) + P_{вде}(t) - P_{cn}(t))$ - поточне значення потужності ЛЕЕС на інтервал часу $t_0 - t_k$, на якому здійснюється контроль; $P_{вде}(t)$ - згенерована потужність ВДЕ; $P_{cn}(t)$ - сумарна потужність навантаження споживачів; $P_n(t)$ - потужність, вироблена/спожита системою накопичення електроенергії.

Однією з найбільш проблемних складових балансування режимів у ЛЕЕС є природна варіабельність генерування ФЕС і ВЕС, а також потреба компенсувати цю нерівномірність за допомогою спеціальних методів і

технічних рішень. Без застосування таких методів виконання умови (4.2) у межах допустимої похибки (4.1) є практично недосяжним, що, своєю чергою, спричиняє застосування штрафних санкцій.

Як альтернатива може розглядатися надання можливості протягом доби коригувати прогнозовану потужність участі ЛЕЕС $P_{ЛЕЕС}(t)$ - за аналогією з практикою, що використовується в низці європейських країн [158]. Водночас реалізація такого механізму потребує наявності достатнього резерву потужності в ЕЕС, а також відповідного програмно-апаратного комплексу керування, що забезпечує роботу за принципами SMART Grid.

4.2 Моделювання та аналіз усталеного режиму тестової 14-вузлової електроенергетичної системи в середовищі DIgSILENT PowerFactory

4.2.1 Моделювання та аналіз усталеного режиму базової тестової 14-вузлової ЕСС.

Для практичного впливу ВДЕ в ЛЕЕС на баланс потужності в ЕЕС з параметрами описаними в таблицях 4.1 - 4.2. було виконано розрахунок усталеного режиму за допомогою програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory версії (додаток А).

Моделювання проведено для тестової електроенергетичної системи з 14 вузлами, яка включає вузли генерування (4 джерела потужності та 1 джерело у вигляді зовнішньої ЕЕС), вузли навантаження (11 споживачів) та мережеві елементи передачі електроенергії (17 ліній передачі).

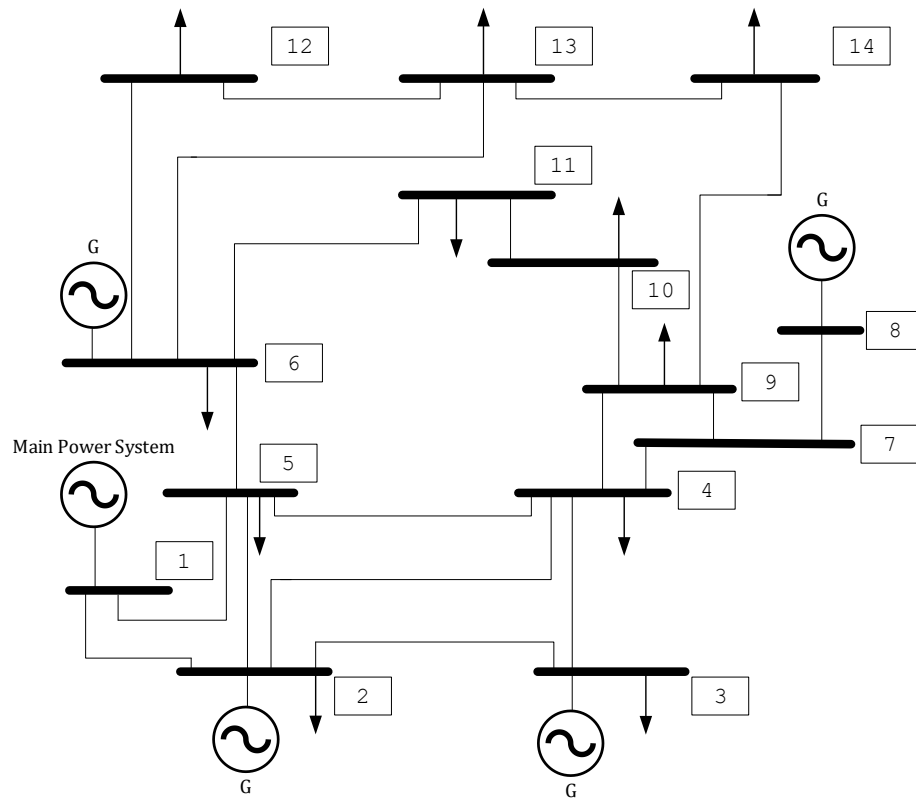


Рисунок 4.1 - Типова 14 вузлова тестова схема IEEE

Таблиця 4.1 - Параметри 14-вузлової тестової схеми IEEE (потужність навантаження у вузлах мережі)

№ вузла	P, МВт	Q, Мвар
2	21,7	12,7
3	94,2	19,0
4	47,8	0,0
5	7,6	1,6
6	11,2	7,5
9	29,5	16,6
10	9,0	5,8
11	3,5	1,8
12	6,1	1,6
13	13,5	5,8
14	14,9	5,0

Таблиця 4.2 - Параметри 14-вузлової тестової схеми IEEE (потужність генерування у вузлах мережі)

№ вузла	P, МВт	Q, Мвар
2	40,00	43,56
3	0,00	25,1
6	0,00	12,73
8	0,00	17,62

За результатами розрахунку усталеного режиму отримано основні параметри балансу потужності системи. Сумарне навантаження електроенергетичної системи становить: активна потужність - 259,00 МВт, реактивна потужність - 77,40 Мвар. Сумарне генерування в системі складає 40,00 МВт активної потужності, тоді як з зовнішньої мережі надходить 235,02 МВт. Отже, в даному режимі основна частина покриття навантаження забезпечується саме зовнішньою енергосистемою, а частка внутрішнього генерування є порівняно невеликою.

Втрати активної потужності в мережі становлять 16,02 МВт, а реактивної - 52,33 Мвар. Це означає, що втрати активної потужності дорівнюють приблизно 6,18 % від сумарного навантаження системи, що для тестової мережі з двома рівнями напруги та значною часткою реактивних перетоків є помітним, але допустимим значенням. Також у звіті зафіксовано зарядну потужність ліній електропередач на рівні - 5,16 Мвар, що частково компенсує реактивне споживання мережі.

Таким чином, баланс активної потужності у схемі забезпечується за рахунок сумісної роботи локального джерела та зовнішньої системи, проте режим не можна вважати енергетично автономним, оскільки залежність від зовнішньої мережі залишається визначальною.

Аналіз результатів показує, що в досліджуваному режимі активну потужність усередині мережі фактично виробляє лише генератор у вузлі 2, який видає 40,0 МВт та 43,56 Мвар. Інші статичні генератори, розміщені у вузлах 3, 4, 6 та 8, у цьому режимі не генерують активної потужності, тобто їхнє значення $P = 0$ МВт, однак вони беруть участь у забезпеченні реактивного балансу мережі.

Зокрема:

- у вузлі 3 генератор видає 25,10 Мвар реактивної потужності;
- у вузлі 4 - 3,90 Мвар;
- у вузлі 6 - 12,73 Мвар;
- у вузлі 8 - 17,62 Мвар.

Це свідчить про те, що частина джерел у моделі використовується не як постачальники активної енергії, а переважно як засоби підтримання напруги та компенсації реактивної потужності. Такий результат є дуже важливим з позицій теми дослідження, оскільки він демонструє, що за наявності децентралізованих джерел їхній вплив на енергетичний баланс може проявлятися не лише через покриття активного навантаження, а й через стабілізацію режимних параметрів мережі.

У відносному вираженні внутрішнє генерування покриває близько 15,4 % сумарного активного навантаження системи, тоді як решта потреб забезпечується за рахунок зовнішньої енергосистеми з урахуванням мережевих втрат. Отже, в поточному режимі 14-вузлова схема функціонує як мережа з частковою децентралізацією генерування, але з істотною залежністю від зовнішнього джерела живлення.

У таблиці 4.3 продемонстровано отримані рівні напруги у кожному з вузлів схеми.

Напруга у вузлах системи змінюються в межах від 0,92 р.у. до 1,01 р.у., що загалом відповідає допустимому режиму роботи мережі. Максимальне значення напруги зафіксоване у вузлі 8 і становить 1,01 р.у. або 115,94 кВ. Мінімальна напруга спостерігається у вузлі 3 і становить 0,92 р.у. або 212,17 кВ. Досить низький рівень напруги також мають місце у вузлах 4 та 5, де напруга становить відповідно 0,93 р.у. та 0,93 р.у.. Серед вузлів нижчого класу напруги найменше значення спостерігається у вузлі 14 - 0,94 р.у. або 108,11 кВ.

Таблиця 4.3 - Рівень напруги у вузлах досліджуваної схеми (рис. 4.1)

Вузол	Номінальна напруга, кВ	Напруга, р.и.	Напруга, кВ	Кут, град
1	230,00	1,000	230,00	0,00
2	230,00	0,970	223,06	-5,72
3	230,00	0,922	212,17	-14,59
4	230,00	0,926	212,92	-11,74
5	230,00	0,933	214,65	-9,92
6	115,00	0,976	112,28	-41,35
7	115,00	0,979	112,56	-42,14
8	115,00	1,008	115,94	-42,98
9	115,00	0,964	110,81	-42,71
10	115,00	0,958	110,15	-42,78
11	115,00	0,963	110,76	-42,24
12	115,00	0,960	110,42	-42,36
13	115,00	0,955	109,84	-42,60
14	115,00	0,940	108,11	-43,86

Напруга у вузлах системи змінюється в межах від 0,92 р.и. до 1,01 р.и., що загалом відповідає допустимому режиму роботи мережі. Максимальне значення напруги зафіксоване у вузлі 8 і становить 1,01 р.и. або 115,94 кВ. Мінімальна напруга спостерігається у вузлі 3 і становить 0,92 р.и. або 212,17 кВ. Досить низький рівень напруги також має місце у вузлах 4 та 5, де напруга становить 0,93 р.и. Серед вузлів нижчого класу напруги найменше значення спостерігається у вузлі 14 - 0,94 р.и. або 108,11 кВ.

Отриманий профіль напруги свідчить, що найбільш «слабкими» з погляду рівня напруги, є вузли віддалених ділянок мережі та вузли з підвищеним навантаженням. Найбільше зниження напруги спостерігається у вузлах 3-5, що пов'язано з концентрацією значного навантаження та активних перетоків у цьому фрагменті мережі. Разом з тим критичних відхилень, що виходили б за межі припустимого діапазону, не спостерігається, тому з точки зору напруги режим можна вважати працездатним.

Розподіл потоків активної потужності в мережі свідчить, що головний потік електроенергії формується від зовнішньої мережі у вузлі 1 та локального генератора у вузлі 2 до навантажених вузлів системи.

Таблиця 4.4 - Перетоки активної потужності по лініям досліджуваної схеми (рис. 4.1)

Лінія	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, Мвар	Завантаження, %
1-2	153,48	11,48	38,64
1-5	81,54	15,33	20,86
2-3	78,13	8,74	20,36
4-2	51,74	9,79	13,67
5-2	37,66	8,97	10,08
3-4	19,67	-4,05	5,45
13-6	18,47	6,78	10,12
9-7	12,48	7,91	7,58
14-9	8,89	4,26	5,14
6-11	8,56	2,45	4,58
6-12	7,70	2,53	4,17
13-14	6,22	1,18	3,33
9-10	4,06	5,40	3,52
10-11	4,98	0,48	2,61
12-13	1,52	0,75	0,88
8-7	0,25	-17,10	8,77

Найбільші активні перетоки мають місце на таких лініях:

- 1-2: передача від вузла 1 у напрямку вузла 2 становить 153,48 МВт;
- 1-5: передача від вузла 1 до вузла 5 - 81,54 МВт;
- 2-3: передача від вузла 2 до вузла 3 - 78,13 МВт;
- 5-4: передача від вузла 5 до вузла 4 - 60,71 МВт;
- 4-2: у напрямку вузла 2 - 51,74 МВт;
- через трансформаторний зв'язок між вузлами 5 і 6 передається близько 46,03 МВт.

Отже, основне навантаження на систему передачі припадає на високовольний контур 1-2-3-4-5 та на міжрівневі зв'язки між 230-кВ і 115-кВ частинами схеми. Саме ці елементи забезпечують передачу потужності до вузлів нижчого рівня напруги та до найбільш віддалених споживачів.

У вузлах нижчого класу напруги передача активної потужності має значно менший рівень. Наприклад, у гілках 9-10, 10-11, 12-13 та 13-14 величина перетоків не перевищує декількох мегават, що відповідає локальному характеру розподілу навантаження в цих ділянках мережі.

Аналіз завантаження трансформаторів базується на таблиці 4.5

Таблиця 4.5 - Рівні завантаження трансформаторів у складі досліджуваної схеми (рис. 4.1)

Трансформатор	Потік P, МВт	Потік Q, Мвар	Завантаження, %
5-6	46,03	8,09	79,49
4-9	30,12	19,68	61,69
4-7	12,75	-8,69	26,79

Отримані значення свідчать про наявність достатнього запасу пропускної здатності в більшості ліній електропередачі. Водночас трансформатор 5-6 працює досить інтенсивно, тому саме цей зв'язок можна розглядати як один із найбільш чутливих елементів у разі подальшого зростання навантаження або зміни структури генерування в мережі.

Узагальнюючи, можна стверджувати, що в дослідженій конфігурації мережа функціонує як система з частковою децентралізацією генерування (40 МВт), де внутрішні джерела недостатньо покривають активне навантаження (15,4%), але відіграють істотну роль у формуванні режиму за реактивною потужністю. Саме тому подальші дослідження доцільно спрямувати на підвищення частки локального покриття навантаження, зменшення залежності від зовнішньої мережі, мінімізацію втрат і вдосконалення алгоритмів керування режимами ЛЕЕС.

4.2.2 Моделювання та аналіз усталеного режиму тестової 14-вузлової ЕСС зі збільшенням частки ВДЕ в ЛЕЕС.

Після проведення аналізу усталеного режиму базової 14-вузлової тестової схеми наступним етапом дослідження є модифікація структури генерування ЛЕЕС шляхом інтеграції додаткового джерела відновлюваного генерування. З цією метою у вузлі 6 моделі було введено ВДЕ, яке представляє розосереджене генерування у складі ЛЕЕС. Розташування джерела генерування у вузлі 6 є електрично доцільним, оскільки цей вузол має безпосередні зв'язки з кількома вузлами розподільчої мережі (вузли 11, 12 та 13), а також через трансформаторний зв'язок пов'язаний з вузлом 5

навантаження системи. При цьому потужність, що надходить із зовнішньої мережі, становить 218,33 МВт. Таким чином, локальне генерування забезпечує приблизно 21,2 % сумарного навантаження системи.

Втрати активної потужності становлять 14,33 МВт, що відповідає приблизно 5,5 % від сумарного навантаження. Це менше, ніж у базовій схемі, що свідчить про позитивний вплив локального генерування на ефективність функціонування мережі.

Після інтеграції джерела генерування у вузлі 6 профіль напруги у мережі покращився. Найнижча напруга становить 0,928 р.н. (вузол 3), а максимальна - 1,015 р.н. (вузол 8). Усі значення знаходяться в допустимих межах, що свідчить про коректний режим роботи системи. Підвищення напруги спостерігається у вузлах розподільчої мережі, які електрично близькі до вузла інтеграції генерування.

Таблиця 4.6 - Рівень напруги у вузлах досліджуваної схеми (рис. 4.2)

Вузол	Номінальна напруга, кВ	Напруга, р.н.	Напруга, кВ
1	230,00	1,000	230,00
2	230,00	0,974	223,94
3	230,00	0,928	213,45
4	230,00	0,932	214,45
5	230,00	0,940	216,30
6	115,00	0,985	113,25
7	115,00	0,986	113,34
8	115,00	1,015	116,70
9	115,00	0,970	111,60
10	115,00	0,965	110,97
11	115,00	0,971	111,66
12	115,00	0,969	111,39
13	115,00	0,963	110,80
14	115,00	0,948	108,99

Найбільший потік активної потужності спостерігається по лінії 1-2, що підтверджує роль зовнішньої мережі як основного джерела живлення системи. Водночас після інтеграції локального генерування зменшується передача потужності до вузлів нижнього рівня напруги, оскільки частина навантаження покривається локально.

Таблиця 4.7 - Перетоки активної потужності по лініям досліджуваної схеми (рис. 4.2)

Лінія	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, Мвар	Завантаження, %
1-2	143,62	7,39	36,10
1-5	74,70	12,72	19,05
2-3	76,34	8,11	19,80
2-4	48,31	9,06	12,72
2-5	33,56	8,17	8,97
3-4	21,32	-3,94	5,84
4-5	63,41	0,13	16,93
6-11	9,95	2,18	5,19
6-12	7,86	2,50	4,21
6-13	19,17	6,66	10,35
7-8	0,25	-17,11	8,72
7-9	11,98	8,14	7,38
9-10	2,71	5,74	3,28
9-14	8,04	4,43	4,75
10-11	6,35	0,17	3,28
12-13	1,67	0,72	0,94
13-14	7,07	1,00	3,72

Таблиця 4.8 - Рівні завантаження трансформаторів у складі досліджуваної схеми (рис. 4.2)

Трансформатор	Потік P, МВт	Потік Q, Мвар	Завантаження, %
5-6	33,25	7,11	57,38
4-9	12,26	-8,46	25,70
4-7	28,40	19,90	59,04

Максимальне завантаження елементів мережі не перевищує 60 %, що свідчить про достатній запас пропускної здатності ліній та трансформаторів. Найбільш навантаженими залишаються трансформаторні зв'язки між рівнями напруги, через які передається значна частина потужності.

Отримані результати свідчать, що інтеграція ВДЕ у вузлі 6 позитивно впливає на режим роботи мережі. Збільшення локального генерування призводить до часткового зменшення залежності від зовнішньої енергосистеми, а також сприяє покращенню профілю напруги у вузлах розподільчої мережі. Крім того, локальне покриття частини навантаження

дозволяє зменшити втрати електроенергії в мережі та розвантажити окремі лінії електропередачі.

З метою подальшого дослідження впливу збільшення частки ВДЕ на режим роботи електричної мережі наступним етапом роботи виконано моделювання додаткових сценаріїв розвитку ЛЕЕС. У першому сценарії передбачено інтеграцію ще одного джерела генерування у вузлі 8 потужністю 20 МВт (рис. 4.3), що дозволяє проаналізувати вплив розміщення ВДЕ в іншій частині розподільчої мережі. Даний вузол електрично пов'язаний із вузлами 7 та 9, що дає можливість оцінити зміну потоків потужності у відповідному фрагменті мережі та вплив локального генерування на профіль напруги в суміжних вузлах (додаток В).

У наступному сценарії розглядається сумісна робота двох джерел ВДЕ у складі ЛЕЕС: джерела потужністю 15 МВт у вузлі 6 та джерела потужністю 20 МВт у вузлі 8 (рис. 4.4). Така конфігурація дозволяє оцінити вплив збільшення сумарної встановленої потужності ВДЕ на енергетичний баланс системи, розподіл потоків активної та реактивної потужності, а також на завантаження ліній електропередачі та трансформаторів. Крім того, аналіз результатів моделювання дає змогу визначити ступінь зменшення залежності досліджуваної електроенергетичної системи від зовнішньої мережі та оцінити ефективність інтеграції декількох джерел відновлюваного генерування у різних вузлах розподільчої мережі (додаток Г).

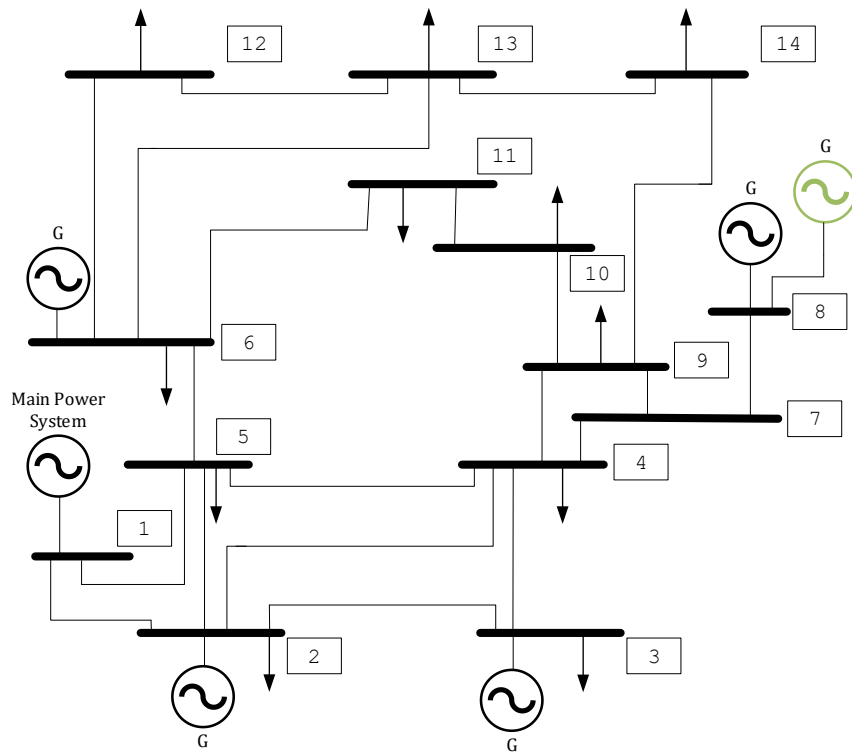


Рисунок 4.3 - Модифікована 14 вузлова тестова схема IEEE
(20 МВт у вузлі 8)

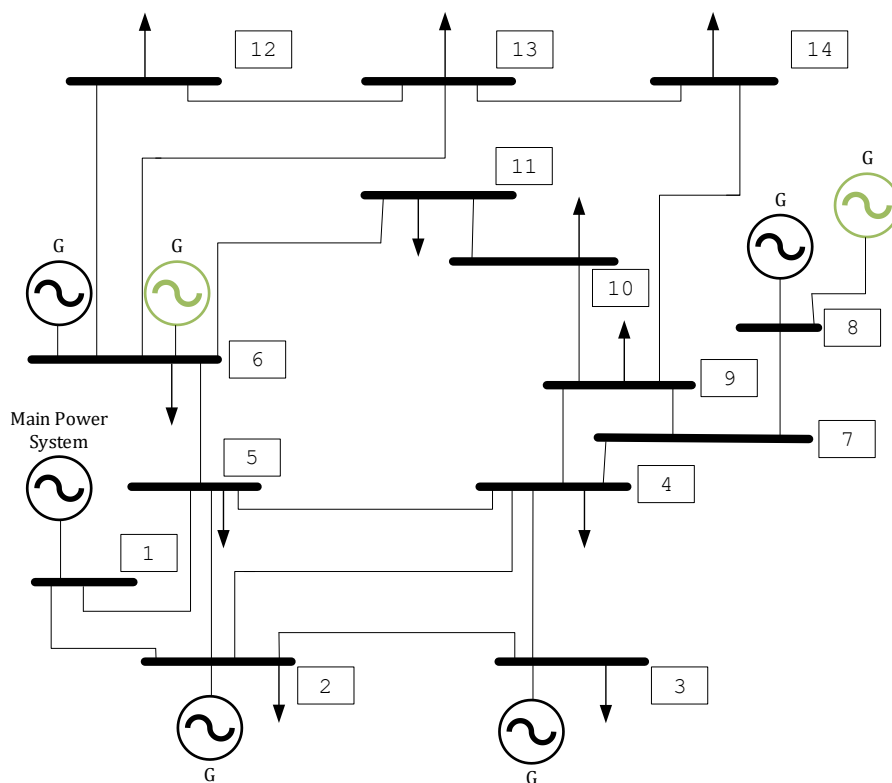


Рисунок 4.4 - Модифікована 14 вузлова тестова схема IEEE (15МВт у
вузлі 6 та 20 МВт у вузлі 8)

Отримані результати подальших розрахунків представлені у таблицях 4.9 - 4.10 дозволяють виконати порівняльний аналіз режимів роботи системи при різних рівнях децентралізації генерування та визначити оптимальні варіанти інтеграції ВДЕ у складі ЛЕЕС.

Таблиця 4.9 - Порівняння балансу активної потужності

Параметр	Базова схема	ВДЕ у вузлі 6	ВДЕ у вузлі 8	ВДЕ у вузлах 6+8
Генерування в ЛЕЕС, МВт	40	55	60	75
Частка покриття навантаження локальним генеруванням, %	15,4	21,2	23,2	29,0
Навантаження, МВт	259	259	259	259
Надходження із зовнішньої мережі, МВт	235,02	218,33	212,86	196,37
Втрати активної потужності, МВт	16,02	14,33	13,86	12,37
Частка втрат від навантаження, %	6,18	5,53	5,35	4,78

Таблиця 4.10 - Завантаженість основних елементів мережі при різних режимах роботи

Елемент	Тип	Базова схема, %	ВДЕ у вузлі 6 (15 МВт), %	ВДЕ у вузлі 8 (20 МВт), %	ВДЕ у вузлах 6+8, %
2-1	лінія	38,64	36,10	35,02	32,55
5-1	лінія	20,86	19,05	18,74	16,97
2-3	лінія	20,36	19,80	19,40	18,86
4-2	лінія	13,67	12,72	11,99	11,06
5-2	лінія	8,97	8,97	9,00	7,91
3-4	лінія	5,45	5,84	6,17	6,56
5-4	лінія	16,33	16,93	13,70	14,31
6-11	лінія	4,58	5,19	4,07	4,66
6-12	лінія	4,17	4,21	4,07	4,11
13-6	лінія	10,12	10,35	9,79	10,02
8-7	лінія	8,77	8,72	12,94	12,87
9-7	лінія	7,58	7,38	9,43	9,18
9-10	лінія	3,52	3,28	3,72	3,38
14-9	лінія	5,14	4,75	5,35	4,95
10-11	лінія	2,61	3,28	2,08	2,73
12-13	лінія	0,88	0,94	0,83	0,89
13-14	лінія	3,33	3,72	2,99	3,37
5-6	трансформатор	79,49	57,38	76,01	54,19
4-9	трансформатор	61,69	59,04	57,57	55,15
4-7	трансформатор	26,79	25,70	17,20	16,93

Проведене моделювання режимів роботи досліджуваної 14-вузлової електроенергетичної системи дозволило оцінити вплив інтеграції ВДЕ у складі

ЛЕЕС на баланс електроенергії та режимні параметри мережі. Порівняльний аналіз результатів розрахунків для базового режиму та режимів із підвищеною часткою локального генерування показав, що інтеграція ВДЕ сприяє покращенню енергетичного балансу системи.

Збільшення встановленої потужності локального генерування дозволяє частково покривати навантаження досліджуваної мережі за рахунок внутрішніх джерел, що призводить до зменшення перетоків потужності з боку зовнішньої електроенергетичної системи. У результаті знижується навантаження на ключові елементи мережі, зокрема трансформатори та міжсистемні лінії електропередачі, а також зменшуються втрати електроенергії під час її транспортування.

Отримані результати дослідження свідчать про доцільність інтеграції ВДЕ у складі ЛЕЕС як інструменту підвищення ефективності балансування електроенергії в електроенергетичній системі. Впровадження такої концепції у реальних електричних мережах можливе за умови розвитку інтелектуальних систем керування, використання сучасних засобів моніторингу режимів роботи мережі та координації роботи розосереджених джерел енергії. Практична реалізація ЛЕЕС із високою часткою ВДЕ дозволить підвищити гнучкість електроенергетичної системи, зменшити навантаження на магістральні мережі та забезпечити більш ефективне балансування потужності в умовах зростання частки розосередженого генерування.

4.3 Оцінювання впливу генерування ВДЕ на ЕЕС, розміщених в ЛЕЕС - ТОВ «Вінницька птахофабрика» філії переробного комплексу і птахо-комплексу

Після дослідження впливу інтеграції ВДЕ на режим роботи тестової електроенергетичної системи доцільним є перевірка отриманих теоретичних результатів у межах реальної ЛЕЕС. Як об'єкт дослідження обрано локальну електроенергетичну систему ТОВ «Вінницька птахофабрика», зокрема електричні мережі філії Переробного комплексу та Птахо-комплексу, які

характеризуються значною концентрацією електричних навантажень і наявністю власних джерел генерування. Дослідження режимів роботи цієї системи дає можливість оцінити вплив РДЕ на баланс електроенергії та режими роботи мережі у реальних умовах функціонування промислового споживача.

З цією метою виконано формування комп'ютерної моделі електричних мереж філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу. У моделі враховано всі підстанції напругою 10/35/110 кВ, повітряні та кабельні лінії електропередачі, а також інформацію щодо генеруючого обладнання, зокрема схеми електричних з'єднань фотоелектричних станцій та синхронних генераторів когенераційних установок. Крім того, детально змодельовано мережу живлення від підстанцій ПС 110/35/10 кВ «Заозерна», ПС 35/10 кВ «Холодівка», ПС 35/10 кВ «Маньківка», ПС 110/35/10 кВ «ККЗ», ПС 35/10 кВ «ВФС» та ПС 35/10 кВ «Білоусівка».

Моделювання виконано у програмному комплексі DIGSilent PowerFactory, який дозволяє здійснювати детальний аналіз режимів роботи електричних мереж, оцінювати перетоки потужності, завантаженість елементів мережі та вплив локальних джерел генерування на баланс електроенергії. Для формування моделі використано фактичні дані щодо структури мережі та генерувального обладнання, надані ТОВ «Вінницька птахофабрика».

Розроблену електричну схему досліджуваної ЛЕЕС наведено на рис. 4.5.

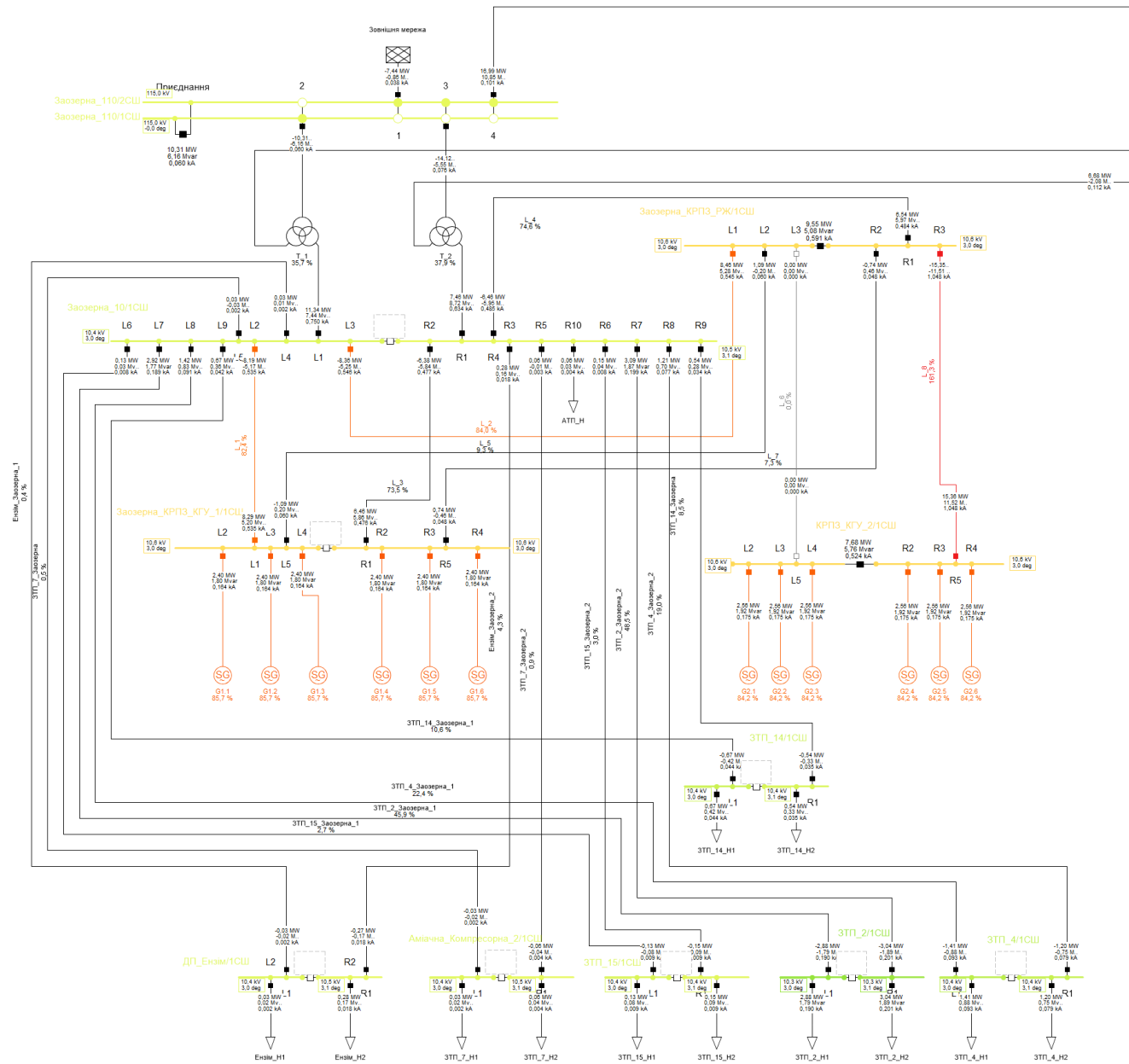


Рисунок 4.5 - Схема нормального режиму мережі філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу

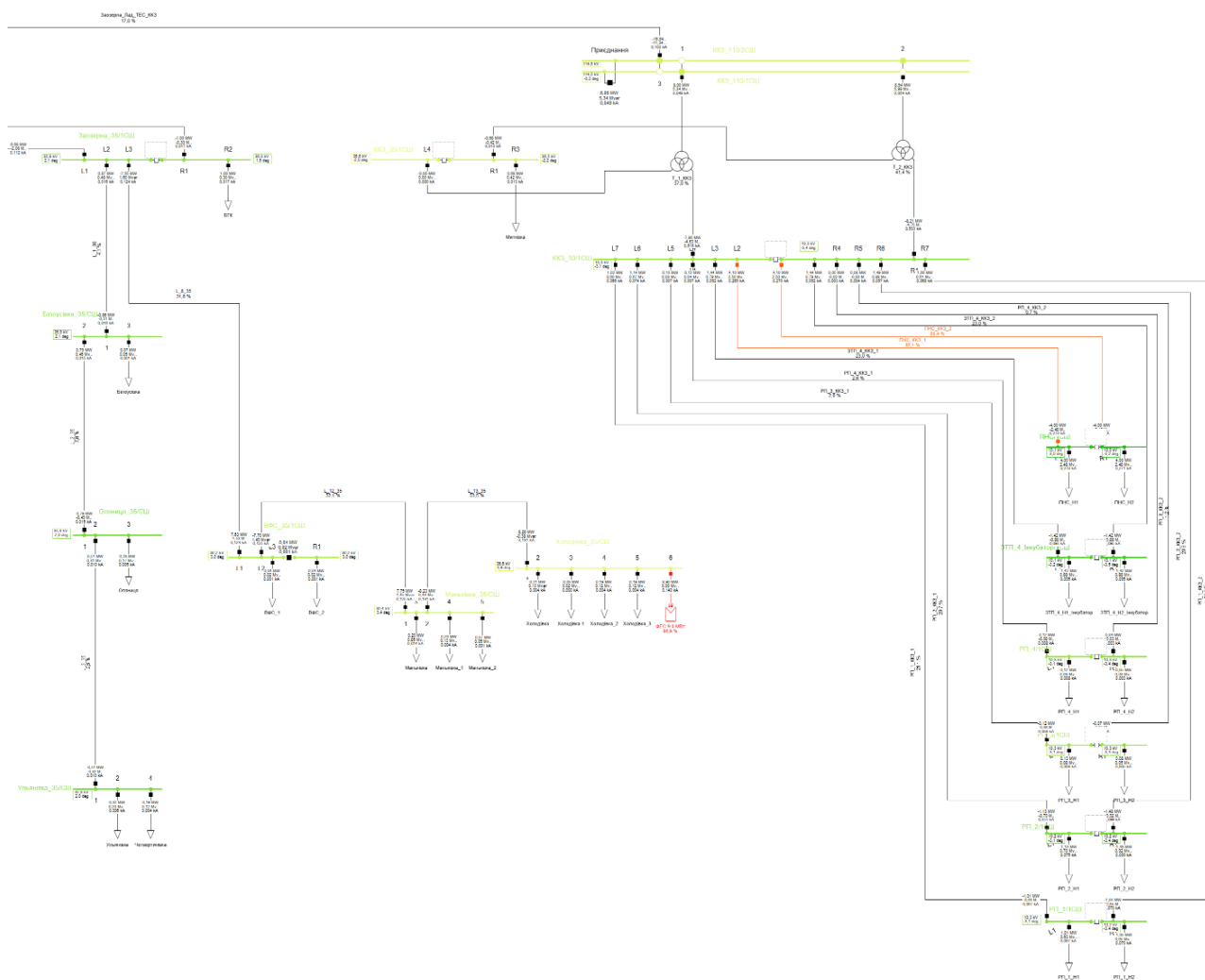


Рисунок 4.5 - Схема нормального режиму мережі філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу (Продовження)

Для оцінювання впливу локальних джерел генерування на баланс електроенергії та режимні параметри ЕЕС виконано серію розрахунків усталених режимів роботи. Розрахунки проведено для декількох сценаріїв розвитку ЛЕЕС, які відображають як поточний стан системи, так і можливі перспективи її подальшого розвитку.

Зокрема, розглянуто такі варіанти складу ЛЕЕС:

- 1) Початковий режим - робота системи без власних джерел генерування в межах ЛЕЕС, коли електропостачання споживачів здійснюється виключно за рахунок зовнішньої електроенергетичної системи (додаток Г).
- 2) Режим із підключенням першої черги когенераційної установи -

робота системи при введенні в експлуатацію когенераційної установки встановленою потужністю 10 МВт (ПС «Заозерна») (додаток Д).

3) Режим із підключенням двох черг когенераційних установок - робота системи при сумарній встановленій потужності когенераційних установок 2×10 МВт (ПС «Заозерна») (додаток Е).

4) Режим із підключенням двох черг когенерації та фотоелектричної станції - робота системи при наявності когенераційних установок сумарною потужністю 20 МВт (ПС «Заозерна») та фотоелектричної станції потужністю 9 МВт (ПС «Холодівка»).(додаток Ж).

5) Перспективний режим розвитку ЛЕЕС - робота системи з урахуванням планів подальшого розвитку генерувальних потужностей, що передбачає підключення до існуючих джерел генерування (2×10 МВт когенерації (ПС «Заозерна») та ФЕС 9 МВт (ПС «Холодівка»)) додаткової фотоелектричної станції потужністю 19 МВт, підключеної до ПС 35/10 кВ «Білоусівка». (додаток З).

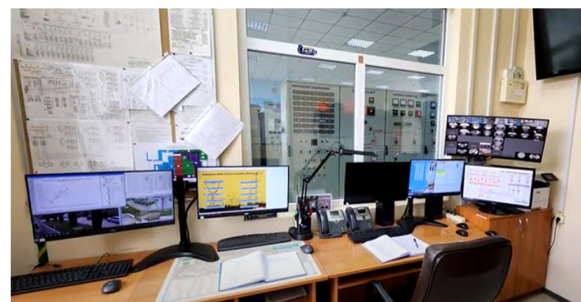
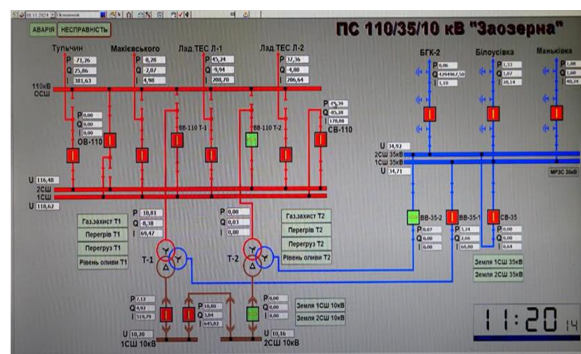


Рисунок 4.6 - Зовнішній вигляд ЛЕЕС ТОВ «Вінницька птахофабрика»



а)



б)

Рисунок 4.7 - Перша черга біогазової установки на 10 МВт



Рисунок 4.8 - . Когенераційна установка 10 МВт

4.3.1 Моделювання та аналіз усталеного режиму вхідної ЛЕЕС філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу.

Результати розрахунку усталеного режиму показують, що сумарне навантаження ЛЕЕС становить 30,08 МВт активної потужності та 19,04 Мвар реактивної потужності. Покриття цього навантаження здійснюється за рахунок імпорту електроенергії із зовнішньої електроенергетичної системи в обсязі 30,67 МВт та 19,90 Мвар.

Втрати активної потужності в електричних мережах становлять 0,59 МВт, що відповідає приблизно 1,97 % від сумарного навантаження системи. Це свідчить про відносно ефективну роботу мережі у досліджуваному режимі.

Таблиця 4.11 - Баланс потужності при дослідженні усталеного режиму вхідної ЛЕЕС філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу (рис. 4.5)

Параметр	Значення
Генерування в ЛЕЕС, МВт	0
Частка покриття навантаження локальним генеруванням, %	0
Навантаження, МВт	30,08
Надходження із зовнішньої мережі, МВт	30,67
Втрати активної потужності, МВт	0,59
Частка втрат від навантаження, %	1,97

Рівень напруги у вузлах мережі знаходяться в допустимих межах (1,00-1,045 р.у.), а втрати електроенергії не перевищують 2 % від сумарного навантаження.

Таблиця 4.12 - Рівень напруги у вузлах основних підстанцій філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу (рис. 4.5)

Підстанція	Номинальна напруга, кВ	Напруга, р.у.	Напруга, кВ
Аміачна Компресорна 2 (1СШ)	10	1,027	10,27
Аміачна Компресорна 2 (2СШ)	10	1,022	10,22
Білоусівка	35	1,027	35,96
ВФС (1СШ)	35	1,025	35,88
ВФС (2СШ)	35	1,025	35,88
ДП Ензім (1СШ)	10	1,027	10,27
ДП Ензім (2СШ)	10	1,022	10,22
ЗТП-14 (1СШ)	10	1,023	10,23
ЗТП-14 (2СШ)	10	1,019	10,19

Продовження таблиці 4.12 - Рівень напруги у вузлах основних підстанцій філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу (рис. 4.5)

Підстанція	Номинальна напруга, кВ	Напруга, р.и.	Напруга, кВ
ЗТП-15 (1СШ)	10	1,026	10,26
ЗТП-15 (2СШ)	10	1,021	10,21
ЗТП-2 (1СШ)	10	1,012	10,12
ЗТП-2 (2СШ)	10	1,006	10,06
ЗТП-4 (1СШ)	10	1,020	10,20
ЗТП-4 (2СШ)	10	1,015	10,15
ЗТП-4 Інкубатор (1СШ)	10	1,015	10,15
ЗТП-4 Інкубатор (2СШ)	10	1,012	10,12
Заозерна 10 кВ (1СШ)	10	1,027	10,27
Заозерна 10 кВ (2СШ)	10	1,022	10,22
Заозерна 35 кВ (1СШ)	35	1,029	36,02
Заозерна 35 кВ (2СШ)	35	1,034	36,19
Заозерна 110 кВ (1СШ)	110	1,045	115,00
Заозерна 110 кВ (2СШ)	110	1,045	115,00
Заозерна КРПЗ КГУ-1 (1СШ)	10	1,027	10,27
Заозерна КРПЗ КГУ-1 (2СШ)	10	1,022	10,22
Заозерна КРПЗ РЖ (1СШ)	10	1,027	10,27
Заозерна КРПЗ РЖ (2СШ)	10	1,022	10,22
ККЗ 10 кВ (1СШ)	10	1,031	10,31
ККЗ 10 кВ (2СШ)	10	1,028	10,28
ККЗ 35 кВ (1СШ)	35	1,044	36,55
ККЗ 35 кВ (2СШ)	35	1,042	36,46
ККЗ 110 кВ (1СШ)	110	1,041	114,47
ККЗ 110 кВ (2СШ)	110	1,041	114,47
КРПЗ КГУ-2 (1СШ)	10	1,027	10,27
КРПЗ КГУ-2 (2СШ)	10	1,022	10,22
Маньківка	35	1,023	35,80
Оляниця	35	1,026	35,89
ПНС (1СШ)	10	1,007	10,07
ПНС (2СШ)	10	1,003	10,03
РП-1 (1СШ)	10	1,025	10,25
РП-1 (2СШ)	10	1,023	10,23
РП-2 (1СШ)	10	1,024	10,24
РП-2 (2СШ)	10	1,021	10,21
РП-3 (1СШ)	10	1,031	10,31
РП-3 (2СШ)	10	1,028	10,28
РП-4 (1СШ)	10	1,030	10,30
РП-4 (2СШ)	10	1,028	10,28
Ульянівка	35	1,025	35,89
Холодівка	35	1,022	35,77

За таких умов ЛЕЕС виступає виключно як споживач електроенергії, що призводить до формування значних перетоків потужності із зовнішньої електроенергетичної системи до вузлів живлення ЛЕЕС.

Це збільшує навантаження на мережеві елементи зовнішньої системи, зокрема на магістральні лінії електропередачі та силові трансформатори підстанцій, через які здійснюється живлення досліджуваної мережі.

Крім того, відсутність локального генерування призводить до необхідності покриття не лише активного навантаження споживачів, а й втрат потужності в електричних мережах за рахунок зовнішньої системи. У результаті зовнішня електроенергетична система повинна забезпечувати додатковий резерв генерувальних потужностей для підтримання балансу електроенергії та покриття змін навантаження локальної системи.

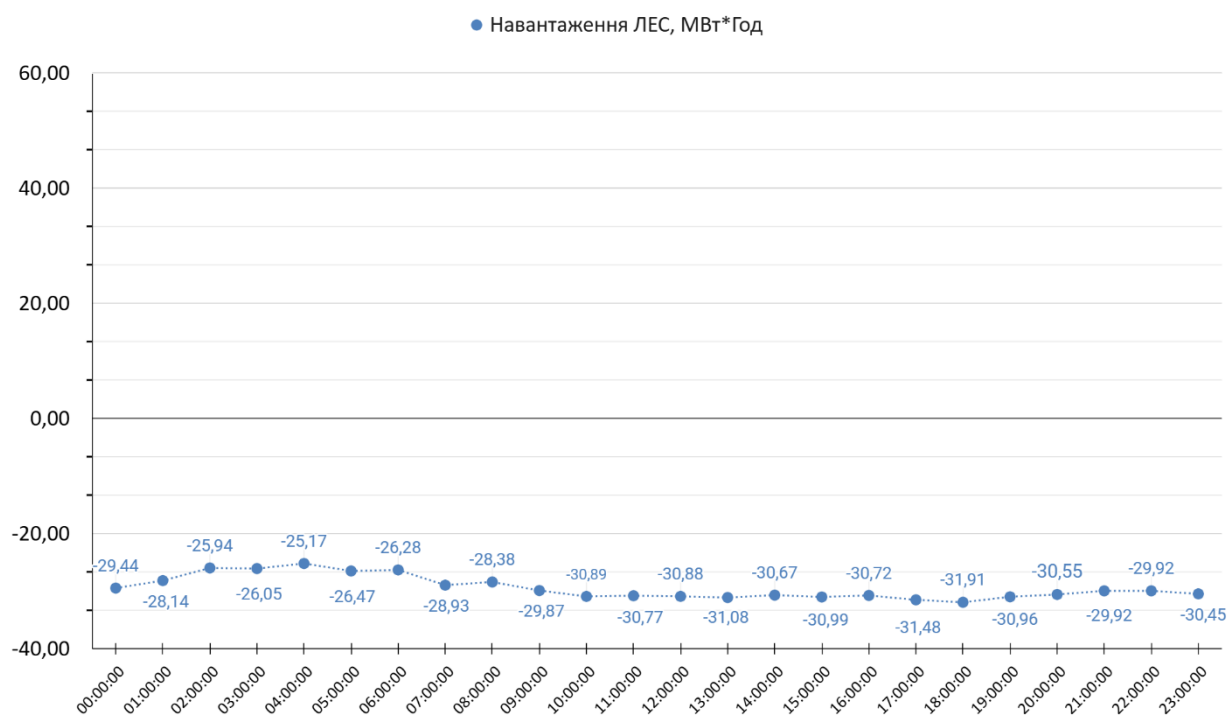


Рисунок 4.9 - Графік навантаження ЛЕЕС впродовж доби
(генерування відсутнє)

4.3.2 Моделювання та аналіз усталеного режиму ЛЕЕС філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу зі збільшенням частки ВДЕ в ЛЕЕС.

У наступному досліджуваному режимі до складу ЛЕЕС філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу підключено першу чергу когенераційної установки встановленою потужністю 10 МВт. Результати

розрахунку усталеного режиму показують, що сумарне навантаження досліджуваної системи залишається на рівні 30,08 МВт, однак частина цієї потужності покривається за рахунок локального генерування. Потужність когенераційної установки становить 14,59 МВт активної потужності та 10,94 Мвар реактивної потужності, що дозволяє суттєво зменшити імпорт електроенергії із зовнішньої мережі. У результаті потужність, що надходить із зовнішньої електроенергетичної системи, зменшується до 16,26 МВт, що приблизно на 47 % менше, ніж у базовому режимі. Втрати активної потужності в мережі становлять 0,77 МВт, або 2,56 % від сумарного навантаження.

Таблиця 4.13 - Баланс потужності при дослідженні усталеного режиму ЛЕЕС філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу з введеною потужністю генерування від КГУ 10 МВт

Параметр	Значення
Генерування в ЛЕЕС, МВт	14,59
Частка покриття навантаження локальним генеруванням, %	48,5
Навантаження, МВт	30,08
Надходження із зовнішньої мережі, МВт	16,26
Втрати активної потужності, МВт	0,77
Частка втрат від навантаження, %	2,56

Аналіз напруг у вузлах ЛЕЕС показує, що при підключенні першої черги когенерації рівні напруги у мережі зростають порівняно з базовим режимом, особливо у вузлах, електрично близьких до точки приєднання генерування. Максимальні значення напруги спостерігаються у вузлах 10 кВ поблизу когенераційної установки і досягають 1,050 р.и., тоді як мінімальна напруга в мережі становить 1,003 р.и..

Таблиця 4.14 - Рівень напруги у вузлах основних підстанцій філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу з введеною потужністю генерування від КГУ 10 МВт (рис. 4.5)

Підстанція	Номінальна напруга, кВ	Напруга, р.и.	Напруга, кВ
Аміачна Компресорна 2 (1СШ)	10	1,038	10,38
Аміачна Компресорна 2 (2СШ)	10	1,033	10,33
Білоусівка	35	1,026	35,92
ВФС (1СШ)	35	1,024	35,84
ВФС (2СШ)	35	1,024	35,84
ДП Ензім (1СШ)	10	1,038	10,38
ДП Ензім (2СШ)	10	1,033	10,33
ЗТП-14 (1СШ)	10	1,034	10,34
ЗТП-14 (2СШ)	10	1,030	10,30
ЗТП-15 (1СШ)	10	1,037	10,37
ЗТП-15 (2СШ)	10	1,032	10,32
ЗТП-2 (1СШ)	10	1,023	10,23
ЗТП-2 (2СШ)	10	1,018	10,18
ЗТП-4 (1СШ)	10	1,031	10,31
ЗТП-4 (2СШ)	10	1,026	10,26
ЗТП-4 Інкубатор (1СШ)	10	1,015	10,15
ЗТП-4 Інкубатор (2СШ)	10	1,012	10,12
Заозерна 10 кВ (1СШ)	10	1,038	10,38
Заозерна 10 кВ (2СШ)	10	1,033	10,33
Заозерна 35 кВ (1СШ)	35	1,028	35,98
Заозерна 35 кВ (2СШ)	35	1,032	36,14
Заозерна 110 кВ (1СШ)	110	1,045	115,00
Заозерна 110 кВ (2СШ)	110	1,045	115,00
Заозерна КРПЗ КГУ-1 (1СШ)	10	1,050	10,50
Заозерна КРПЗ КГУ-1 (2СШ)	10	1,045	10,45
Заозерна КРПЗ РЖ (1СШ)	10	1,050	10,50
Заозерна КРПЗ РЖ (2СШ)	10	1,045	10,45
ККЗ 10 кВ (1СШ)	10	1,031	10,31
ККЗ 10 кВ (2СШ)	10	1,028	10,28
ККЗ 35 кВ (1СШ)	35	1,044	36,55
ККЗ 35 кВ (2СШ)	35	1,042	36,46
ККЗ 110 кВ (1СШ)	110	1,041	114,47
ККЗ 110 кВ (2СШ)	110	1,041	114,47
КРПЗ КГУ-2 (1СШ)	10	1,050	10,50
КРПЗ КГУ-2 (2СШ)	10	1,045	10,45
Маньківка	35	1,022	35,76
Оляниця	35	1,024	35,85
ПНС (1СШ)	10	1,007	10,07
ПНС (2СШ)	10	1,003	10,03
РП-1 (1СШ)	10	1,025	10,25
РП-1 (2СШ)	10	1,023	10,23
РП-2 (1СШ)	10	1,024	10,24
РП-2 (2СШ)	10	1,021	10,21
РП-3 (1СШ)	10	1,031	10,31
РП-3 (2СШ)	10	1,028	10,28
РП-4 (1СШ)	10	1,030	10,30

Продовження таблиці 4.14 - Рівень напруги у вузлах основних підстанцій філії Переробного комплексу і Птахо-комплексу з введеною потужністю генерування від КГУ 10 МВт (рис. 4.5)

Підстанція	Номінальна напруга, кВ	Напруга, р.п.	Напруга, кВ
РП-4 (2СШ)	10	1,028	10,28
Ульянівка	35	1,024	35,85
Холодівка	35	1,021	35,73

Усі вузли працюють у допустимому діапазоні, що свідчить про позитивний вплив локального генерування на режим напруги у мережі.

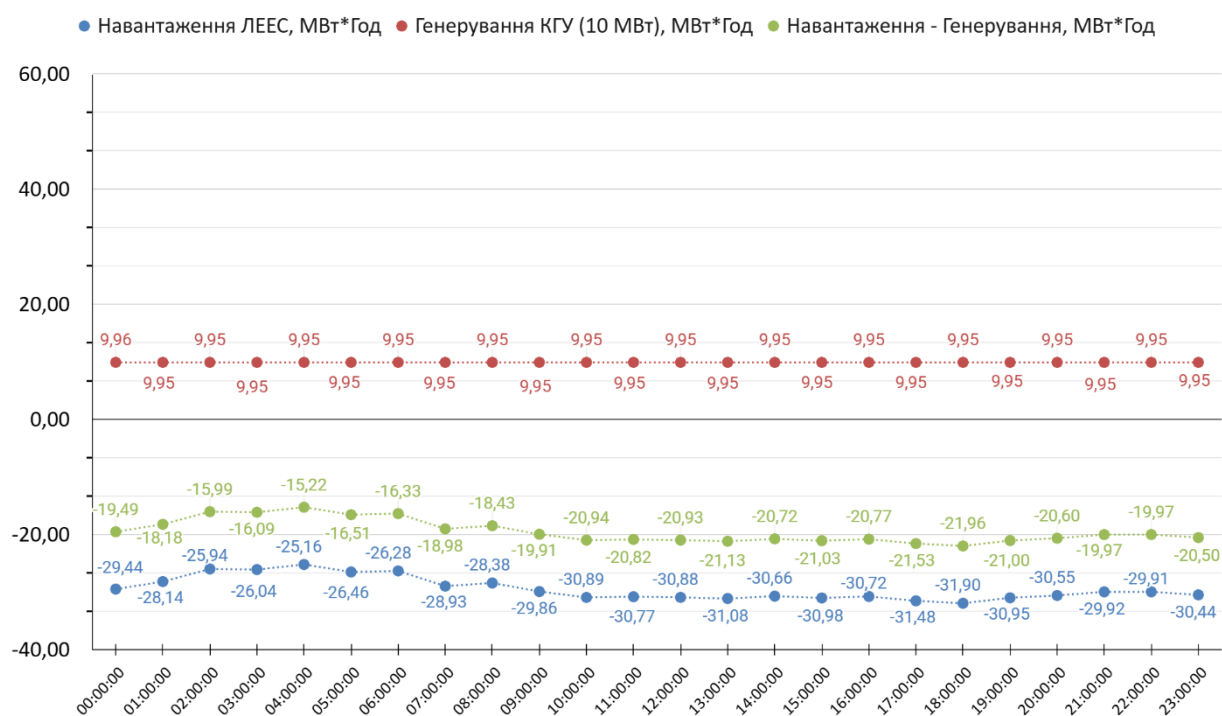


Рисунок 4.10 - Графік навантаження ЛЕЕС та генерування КГУ 10 МВт впродовж доби

Отже, підключення першої черги когенерації сприяє покращенню рівню напруги у ЛЕЕС, зменшенню впливу її потреб у генеруванні від ЕЕС та створює передумови для часткового локального балансування електроенергії.

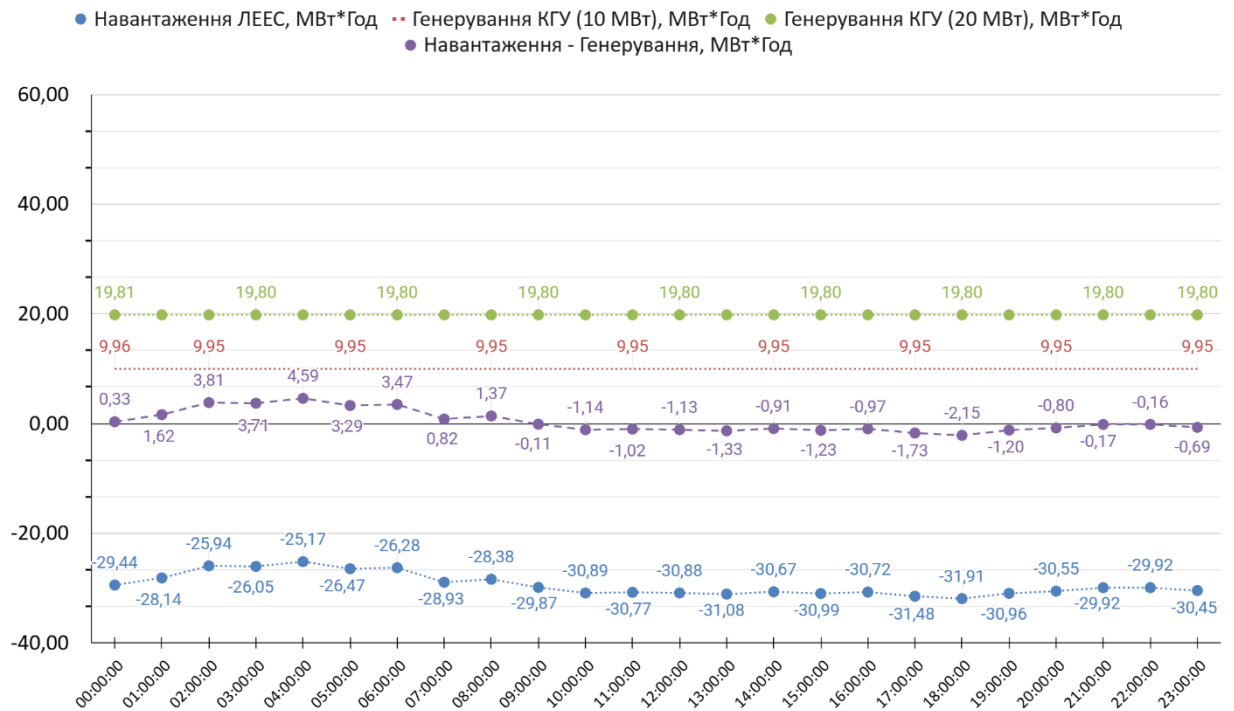


Рисунок 4.11 - Графік навантаження ЛЕЕС та генерування КГУ 20 МВт впродовж доби

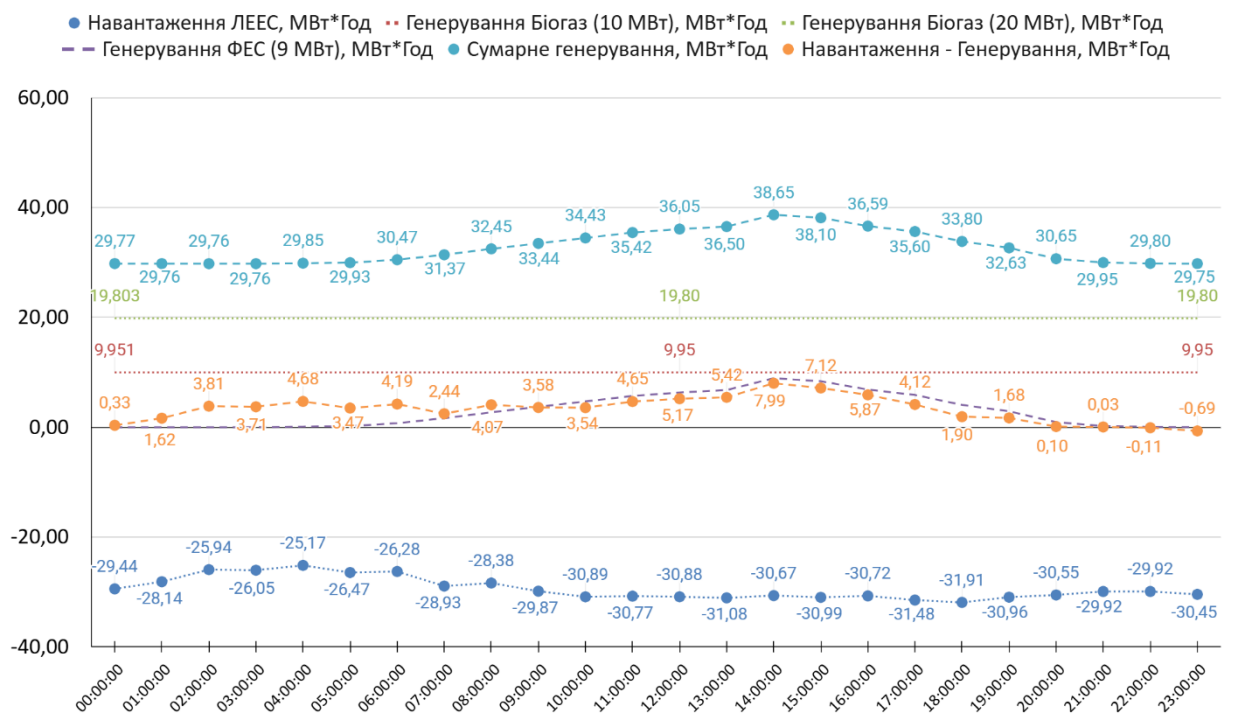


Рисунок 4.12 - Графік навантаження ЛЕЕС, генерування КГУ 20 МВт впродовж доби та ФЕС 9 МВт

Наступні сценарії показали тенденцію, що зі збільшенням встановленої потужності локальних джерел генерування частка покриття навантаження ЛЕЕС власним генеруванням поступово зростає. У третьому режимі система практично забезпечує власне споживання електроенергії, а в четвертому та п'ятому режимах починає передавати надлишкову потужність до зовнішньої електроенергетичної системи.

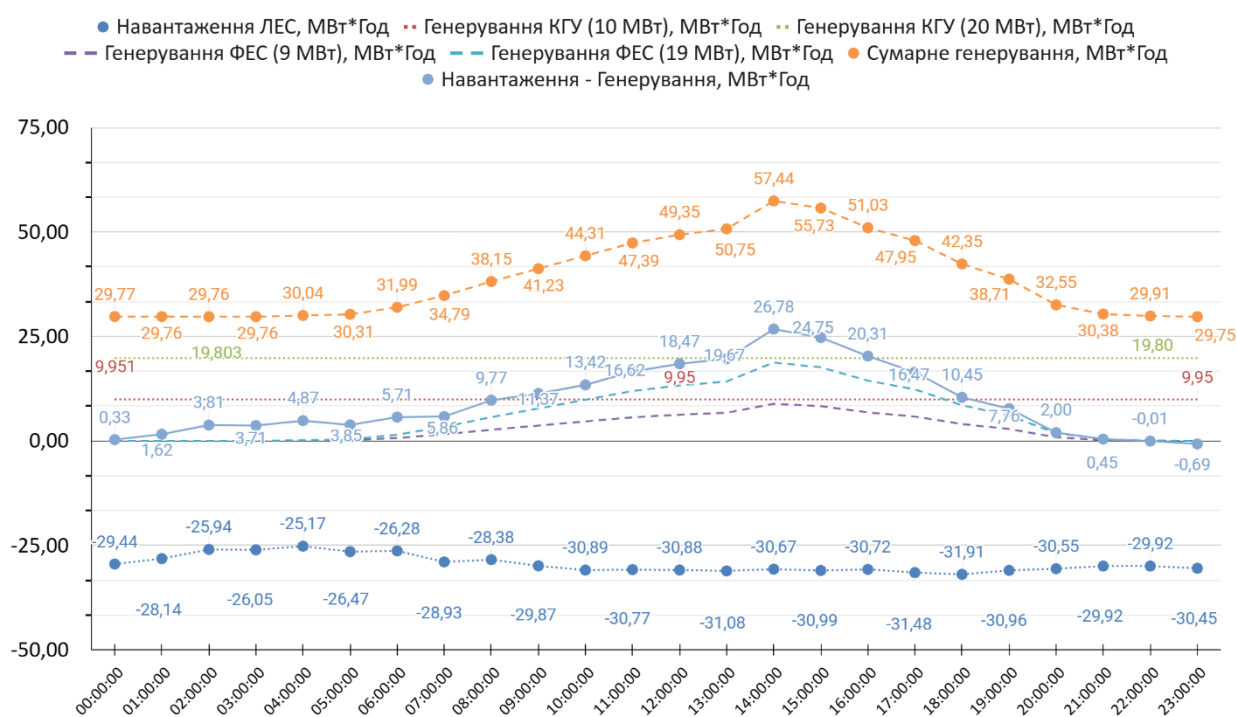


Рисунок 4.13 - Графік навантаження ЛЕЕС, генерування КГУ 20 МВт впродовж доби, ФЕС 9 та 19 МВт

Таким чином, розвиток децентралізованого генерування в межах ЛЕЕС дозволяє не лише зменшити залежність від зовнішніх джерел живлення, а й створює передумови для участі локальної системи у балансуванні потужності в електроенергетичній системі. Результати наведені у таблиці 4.15

Таблиця 4.15 - Порівняння балансових показників ЛЕЕС при різних варіантах складу генеруючих джерел

Показник	Режим 1 (без встановленого генерування)	Режим 2 (КГУ 10 МВт)	Режим 3 (2×10 МВт КГУ)	Режим 4 (2×10 МВт КГУ +ФЕС 9 МВт)	Режим 5 (2×10 МВт КГУ + ФЕС 9 МВт + ФЕС 19 МВт)
Генерування в ЛЕЕС, МВт	0	14,59	28,27	37,17	55,67
Частка покриття навантаження локальним генеруванням, %	0	48,5	94,0	123,6	185,1
Навантаження, МВт	30,07				
Надходження із зовнішньої мережі, МВт	30,67	16,26	3,04	-5,68	-23,82
Втрати активної потужності, МВт	0,59	0,77	1,23	1,40	1,76
Частка втрат від навантаження, %	1,97	2,56	4,1	4,69	5,88

Аналіз результатів розрахунків показує, що зі збільшенням частки децентралізованого генерування в межах ЛЕЕС відбувається поступове підвищення рівнів напруги у вузлах мережі, особливо на рівні напруги 10 кВ, що електрично близькі до точок приєднання джерел генерування. У базовому режимі мінімальна напруга в мережі становить 1,003 р.у. і спостерігається у віддалених вузлах мережі, тоді як максимальна напруга досягає 1,045 р.у. на шині 110 кВ підстанції живлення.

Таблиця 4.16 - Порівняння рівнів напруги у вузлах ЛЕЕС при різних варіантах генерування в ЛЕЕС

Показник	Режим 1 (без встановленого генерування)	Режим 2 (КГУ 10 МВт)	Режим 3 (2×10 МВт КГУ)	Режим 4 (2×10 МВт КГУ +ФЕС 9 МВт)	Режим 5 (2×10 МВт КГУ + ФЕС 9 МВт + ФЕС 19 МВт)
Мінімальна напруга, р.у.	1,003	1,003	≈1,004	≈1,006	≈1,008
Максимальна напруга, р.у.	1,045	1,050	≈1,052	≈1,055	≈1,058
Діапазон напруг мережі 10 кВ	1,003-1,031	1,003-1,050	≈1,004-1,052	≈1,006-1,055	≈1,008-1,058
Діапазон напруг мережі 35 кВ	1,022-1,044	1,021-1,044	≈1,020-1,045	≈1,019-1,046	≈1,018-1,047
Діапазон напруг мережі 110 кВ	1,041-1,045	1,041-1,045	≈1,041-1,045	≈1,041-1,046	≈1,041-1,046

Проведені дослідження показали, що поетапне збільшення частки децентралізованого генерування у складі ЛЕЕС позитивно впливає на баланс потужності в електроенергетичній системі. У базовому режимі ЛЕЕС повністю залежить від зовнішньої мережі, а вся необхідна потужність надходить із ЕЕС. Після введення когенераційних установок значна частина навантаження покривається локальним генеруванням, що призводить до суттєвого зменшення імпорту електроенергії із зовнішньої системи. Подальше збільшення встановленої потужності локальних джерел, зокрема введення фотоелектричних станцій, забезпечує повне покриття внутрішнього навантаження ЛЕЕС та формує надлишок генерувальної потужності, який може передаватися до зовнішньої електроенергетичної системи.

Водночас слід зазначити, що режим одночасної роботи всіх джерел генерування ЛЕЕС у період максимального виробітку СЕС є малоймовірним з техніко-економічної точки зору. Це пояснюється тим, що когенераційні газові установки характеризуються вищою питомою вартістю виробництва електроенергії порівняно з ФЕС. За умов високого рівня сонячної генерації доцільним є обмеження роботи когенераційних установок однієї із черг з метою зменшення витрат. У такому випадку фактичний рівень сумарного генерування ЛЕЕС буде нижчим порівняно з розрахунковим режимом одночасної роботи всіх джерел, що, відповідно, призведе до зменшення величини видачі потужності в електричну мережу. Це також сприятиме зниженню перетоків потужності у прилеглих елементах мережі та більш реалістичному режиму функціонування ЛЕЕС за умов високої генерації ВДЕ.

Таким чином, розвиток ЛЕЕС із високою часткою децентралізованих джерел енергії створює додаткові можливості для підтримки балансу потужності в ЕЕС. Локальне генерування зменшує навантаження на магістральні мережі, знижує потребу в імпорті електроенергії та у разі надлишку потужності може виступати додатковим джерелом енергії для зовнішньої системи. Це підвищує гнучкість електроенергетичної системи та

сприяє більш ефективному балансуванню потужності в умовах зростання частки розподіленого генерування.

Висновок до розділу 4:

У четвертому розділі дисертаційної роботи досліджено оцінювання впливу ЛЕЕС з ВДЕ на баланс потужності електроенергетичної системи, а також виконано комплексне моделювання режимів роботи ЛЕЕС у складі ЕЕС для різних структур генерування та схемних рішень.

Для підтвердження теоретичних положень у підрозділі 4.1 виконано моделювання усталених режимів тестової 14-вузлової електроенергетичної системи з використанням програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory. Проведено дослідження базової схеми без додаткового локального генерування, а також модифікованих схем зі збільшенням частки ВДЕ у складі ЛЕЕС. Результати моделювання базового режиму показали значну залежність досліджуваної системи від зовнішнього джерела живлення, оскільки внутрішнє генерування покриває лише частину навантаження, а основні перетоки потужності формуються від зовнішньої енергосистеми.

Подальше дослідження модифікованих схем із введенням додаткових ВДЕ у складі ЛЕЕС показало зміну режимних параметрів електричної мережі. Зокрема, збільшення частки локального генерування призводить до перерозподілу потоків активної потужності, зменшення перетоків з боку зовнішньої енергосистеми, покращення профілю напруги та зниження втрат активної потужності в мережі. Встановлено, що локалізація джерел генерування поблизу центрів споживання сприяє розвантаженню міжсистемних зв'язків та зменшенню передачі потужності на великі відстані. Це підтверджує доцільність формування ЛЕЕС з ВДЕ як засобу підвищення ефективності функціонування ЕЕС.

Аналіз результатів моделювання різних варіантів тестової схеми також показав, що зі збільшенням частки децентралізованого генерування покращуються рівні напруги у вузлах нижчого класу напруги, зменшується

завантаження трансформаторів між різними рівнями напруги та знижується величина мережевих втрат. При цьому локальні джерела генерування впливають не лише на баланс активної потужності, але й на розподіл реактивної потужності, що додатково підвищує стійкість режимів роботи електричної мережі. Таким чином, результати підрозділу 4.1 підтверджують позитивний вплив ЛЕЕС з ВДЕ на баланс потужності електроенергетичної системи та ефективність її функціонування.

У підрозділі 4.2 виконано дослідження функціонування ЛЕЕС на основі реальної схеми електричної мережі з урахуванням різних варіантів розвитку децентралізованого генерування. На відміну від підрозділу 4.1, де аналіз проводився для тестової схеми, у підрозділі 4.2 досліджено реальну ЛЕЕС із різними сценаріями структури генерування, що дозволило оцінити вплив децентралізації генерування на баланс потужності в умовах реальної електричної мережі.

У межах підрозділу 4.2 розглянуто декілька варіантів схемних рішень, які відрізняються рівнем локального генерування та складом джерел електроенергії. Проведене моделювання показало, що поступове збільшення частки локального генерування призводить до зменшення надходження потужності із зовнішньої енергосистеми та підвищення рівня самозабезпечення ЛЕЕС. При цьому зменшуються втрати активної потужності в мережі, покращується профіль напруги у вузлах та знижується навантаження на окремі лінії електропередачі і трансформатори.

Встановлено, що за певної структури генерування ЛЕЕС може функціонувати як частково самобалансована система, яка здатна не лише покривати власне навантаження, але й зменшувати небаланси в електроенергетичній системі. Це підтверджує доцільність інтеграції ВДЕ у складі ЛЕЕС та використання їх як елементів балансування режимів ЕЕС.

Порівняльний аналіз результатів моделювання різних схем, показав узгоджений характер впливу децентралізованого генерування на баланс

потужності електроенергетичної системи. Незалежно від типу досліджуваної схеми - тестової або реальної - збільшення частки локального генерування призводить до підвищення частки покриття навантаження власними джерелами, зменшення перетоків із зовнішньої мережі, зниження втрат активної потужності та покращення режимних параметрів електричної мережі.

Отримані результати також підтвердили, що ЛЕЕС з ВДЕ можуть виконувати функції активних елементів балансування електроенергетичної системи. Їх використання дозволяє зменшити потребу у централізованих резервних потужностях, підвищити гнучкість режимів роботи ЕЕС та зменшити вплив варіабельності генерування ВДЕ на баланс потужності.

Таким чином, результати свідчать, що формування ЛЕЕС з ВДЕ та їх інтеграція в електроенергетичну систему є ефективним напрямом підвищення надійності та ефективності функціонування ЕЕС. Проведені дослідження різних схем функціонування ЛЕЕС показали, що збільшення частки децентралізованого генерування сприяє покращенню показників балансу потужності, зменшенню втрат електроенергії та підвищенню стійкості режимів роботи електричних мереж.

Отже, у розділі 4 доведено, що використання ЛЕЕС з ВДЕ дозволяє підвищити ефективність балансування електроенергетичної системи, зменшити залежність від зовнішніх джерел живлення та покращити режимні параметри електричних мереж.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено науково-прикладне завдання підвищення ефективності керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з частковою децентралізацією генерування шляхом урахування впливу локальних електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на формування балансу потужності та режимні параметри електричних мереж.

1. У результаті аналізу сучасного стану електроенергетичних систем показано, що зростання частки відновлюваних джерел енергії та децентралізація генерування істотно ускладнюють процеси забезпечення балансу електроенергії. Варіабельність генерування ВДЕ призводить до формування профіцитно-дефіцитних режимів потужності, що безпосередньо впливає на балансову стійкість електроенергетичної системи. Обґрунтовано, що ключовим фактором надійності електропостачання є забезпечення балансу електроенергії на рівні ЕЕС, тоді як локальні електроенергетичні системи можуть виступати інструментом впливу на цей баланс.

2. Досліджено вплив розподіленого генерування в складі локальних електроенергетичних систем на формування балансу потужності електроенергетичної системи, а саме: встановлено, що зміна структури генеруючих потужностей у ЛЕЕС призводить до перерозподілу потоків потужності в електричних мережах енергосистеми, а також зміни рівнів напруги у вузлах та значення втрат електроенергії. Показано, що збільшення частки локального генерування забезпечує зменшення перетоків потужності із зовнішньої мережі та впливає на режимні параметри електроенергетичної системи.

3. Показано, що природна мінливість генерування ВДЕ у складі ЛЕЕС суттєво ускладнює процес забезпечення балансу потужності та електроенергії в електроенергетичній системі, що обумовлює необхідність резервування генеруючих потужностей при формуванні добових графіків. Для

розв'язання цього завдання розроблено математичну модель оцінювання засобів балансування в електроенергетичних системах з частковою децентралізацією генерування, яка ґрунтується на використанні відносних показників та критеріального методу теорії подібності. Запропонований підхід забезпечує можливість виконання порівняльного аналізу способів резервування відновлюваних джерел енергії та оцінювання їх ефективності за умов обмеженої інформації щодо вартісних характеристик. Розвиток критеріального методу теорії подібності шляхом вибору базисної змінної дозволив сформулювати узагальнені безрозмірні показники, що забезпечують проведення передпроектного аналізу та оцінювання впливу параметрів генерування на баланс електроенергії в електроенергетичній системі.

4. Сформовано методичну основу оцінювання балансу потужності в ЛЕЕС з ВДЕ, яка передбачає визначення складу та структури вихідних даних, необхідних для оцінювання балансу електроенергії, які включають параметри електричної мережі, режими генерування та споживання, а також обмеження елементів мережі. Показано, що достовірність оцінювання балансу електроенергії суттєво залежить від рівня деталізації часових профілів навантаження та генерування, а також коректності врахування режимних обмежень.

5. Обґрунтовано підхід до розгляду ЛЕЕС як балансуєвих груп у складі ЕЕС, що забезпечує підвищення ефективності керування балансом електроенергії на системному рівні. Показано, що забезпечення узгодженості процесів генерування та споживання в межах ЛЕЕС сприяє зменшенню впливу варіабельності генерування ВДЕ на режимні параметри ЕЕС. Сформовано принципи керування режимами ЛЕЕС, які передбачають можливість їх функціонування у паралельному та автономному режимах і створюють передумови для підвищення гнучкості та надійності електропостачання в умовах часткової децентралізації генерування.

6. Виконано моделювання усталених режимів роботи електроенергетичної системи з локальними джерелами генерування із застосуванням програмного комплексу DIgSILENT PowerFactory. Для тестової 14-вузлової схеми проведено аналіз нормального режиму її роботи, а також проаналізовано модифіковані схеми із підключенням сонячних електростанцій у вузлах 6, 8 та їх комбінованого впливу. Встановлено, що збільшення частки ВДЕ у вузлах системи призводить до зміни напрямків та величин потоків потужності, зниження перетоків із зовнішньої мережі та покращення окремих режимних показників, зокрема напруги у вузлах.

7. Оцінено вплив структури генеруючих потужностей локальних електроенергетичних систем на баланс електроенергії та режимні параметри електроенергетичної системи на прикладі реальної ЛЕЕС - ТОВ «Вінницька птахофабрика» філії переробного комплексу і птахо-комплексу. Проведено моделювання нормально режиму вхідної схеми та нормальних режимів із поетапною зміною схеми та введенням генеруючих потужностей: 10 МВт та 20 МВт когенераційних установок, а також додаткового генерування від сонячних електростанцій (9 МВт та 15 МВт). Встановлено, що збільшення частки локального генерування забезпечує зменшення споживання електроенергії з зовнішньої мережі, зміну структури потоків потужності та підвищення енергетичної автономності об'єкта. Показано, що при певних співвідношеннях генерування можливе суттєве розвантаження елементів мережі та підвищення ефективності її роботи.

8. Отримані результати роботи впроваджено у виробничу діяльність та навчальний процес. Зокрема, використання розроблених методів і результатів моделювання у діяльності ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ» дозволило підвищити обґрунтованість прийняття рішень щодо формування структури генеруючих потужностей та оцінювання їх впливу на баланс електроенергії і режимні параметри електричних мереж. У навчальному процесі Вінницького національного технічного університету результати дисертаційної роботи

застосовуються при підготовці здобувачів вищої освіти за спеціальністю G3 - Електрична інженерія, зокрема під час виконання навчальних і навчально-дослідних робіт, що сприяє поглибленню знань з моделювання режимів електроенергетичних систем та аналізу процесів балансування електроенергії. Застосування отриманих результатів підтверджує їх практичну цінність та можливість використання при плануванні та аналізі режимів роботи електроенергетичних систем з частковою децентралізацією генерування.

Узагальнюючи отримані результати, встановлено, що підвищення частки локального генерування у складі електроенергетичної системи за умов часткової децентралізації генерування сприяє зменшенню навантаження на електричні мережі енергосистеми, оптимізації потоків потужності та підвищенню ефективності функціонування електроенергетичної системи в цілому. При цьому визначальним є не лише обсяг встановленої потужності, а й характер її впливу на режимні параметри системи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Sikorska O., Ostra N., Malogulko Ju., Teptia V., Povstianko K. Technical solutions to prevent blackouts in order to provide the population with electricity: The case of Ukraine // *Machinery & Energetics*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 76-85. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2024.76>
2. Bajo-Buenestado R. The effect of blackouts on household electrification status: evidence from Kenya // *Energy Economics*. 2021. Vol. 94. Article 105067. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105067>
3. Molderink A., Bakker V., Bosman M. G. C. Management and control of domestic smart grid technology // *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010. Vol. 1. P. 109-119. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2055904>
4. Malogulko J., Sikorska O., Teptia V., Povstianko K., Ostra N. Research and analysis of new generation nuclear reactors in the world // *Machinery & Energetics*. 2023. Vol. 14, No. 4. P. 86-100. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/4.2023.86>
5. Erdiwansyah, Mahidin, Husin H., Nasaruddin, Zaki M., Muhibbuddin. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies // *Protection and Control of Modern Power Systems*. 2021. Vol. 6. Article 3. DOI: <https://doi.org/10.1186/s41601-021-00181-3>
6. Хороший, Я.; Нетребський, В.; Малогулко, Ю. Економічні аспекти впровадження відновлювальних джерел енергії як засіб оптимізації відновлення електричних мереж. Вісник Хмельницького НУ 2025, 353(3.2), 420–425. DOI: <https://doi.org/10.35784/iapgos.2933>
7. Ghiasi M., Niknam T., Wang Z., Mehrandezh M., Dehghani M., Ghadimi N. A comprehensive review of cyber-attacks and defense mechanisms for improving security in smart grid energy systems: Past, present and future // *Electric Power Systems Research*. 2023. Vol. 215. Article 108975. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108975>

8. Liu H., Azuatalam D., Chapman A. C., Verbic G. Techno-economic feasibility assessment of grid-defection // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2019. Vol. 109. P. 403-412. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.01.045>.
9. Hittinger E., Siddiqui J. The challenging economics of US residential grid defection // *Utilities Policy*. 2017. Vol. 45. P. 27-35. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.11.003>
10. Kalantar S. V., Saifoddin A. A., Hajinezhad A., Ahmadi M. H. A solution to prevent a blackout crisis: Determining the behavioral potential and capacity of solar power // *International Journal of Photoenergy*. 2021. Article 2092842. DOI: <https://doi.org/10.1155/2021/2092842>
11. Kulcsár B., Mankovits T., Ailer P. G. The renewable energy production capability of settlements to meet local electricity and transport energy demands // *Sustainability*. 2021. Vol. 13, No. 7. Article 3636. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13073636>
12. Ma K., Hu X., Yue Z., Wang Y., Yang J., Zhao H., Liu Z. Voltage regulation with electric taxi based on dynamic game strategy // *IEEE Transactions on Vehicular Technology*. 2022. Vol. 71, No. 3. P. 2413-2426. DOI: <https://doi.org/10.1109/TVT.2022.3141954>
13. Малогулко Ю. В., Тептя В. В., Остра Н. В., Сікорська О. В., Затхей К. О. Ключова роль розподільних електричних мереж у післявоєнній відбудові енергетичної системи України // *Вчені записки Таврійського національного університету ім. В. І. Вернадського. Серія: Технічні науки*. 2025. Т. 36 (75), № 6, ч. 1. С. 124-132. DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.6.1/18>

14. Mutani G., Santantonio S., Brunetta G., Caldarice O., Demichela M. An energy community for territorial resilience: Measurement of the risk of an energy supply blackout // *Energy and Buildings*. 2021. Vol. 240. Article 110906. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110906>
15. Мирутенко П. П., Лістовщик Л. К. Акумулятори енергії: основні типи та перспективи використання // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4. С. 107-116. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2022.273433>
16. Østergaard P. A., Duic N., Noorollahi Y., Kalogirou S. Renewable energy for sustainable development // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 199. P. 1145-1152. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.065>
17. Остудімов Б., Камінська Н. Принципи енергетичної безпеки: правова природа, класифікація та модернізація // *Науковий вісник Національної академії внутрішніх справ*. 2023. Т. 28, № 1. С. 55-67. DOI: <https://doi.org/10.56215/naia-herald/1.2023.55>
18. Pablo-Romero M. P., Sánchez-Braza A., Galyan A. Renewable energy use for electricity generation in transition economies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 138. Article 110481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110481>
19. Тептя В. В., Остра Н. В., Малогулко Ю. В., Сікорська О. В., Повсянко К. О. Інноваційні підходи для запобігання відключення і стабільного електропостачання: український досвід // *Наукові праці НУХТ*. 2025. № 1. С. 70-86. DOI: <https://doi.org/10.24263/2225-2924-2025-31-1-7>

20. Панов А., Тимчук С. Модель регулювання показників якості електричної енергії в розподільних мережах 0,4-10 кВ // Вісник Черкаського державного технологічного університету. 2023. № 2. С. 13-23. DOI: <https://doi.org/10.24025/2306-4412.2.2023.275897>
21. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» від 30.06.2023 № 3220-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-IX>
22. Полухін А. В., Михайлова Л. М., Семенишина І. В., Чернявський А. В. Антикризове регулювання економіки у 2023 році: до питання реалізації стратегії енергетичної безпеки України // Academic Visions. 2023. № 17. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.7781607>
23. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Повстянко К. О. Відносне оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2023. № 1. С. 39-45. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2023.275958>
24. Rausch P., Suchanek M. Socioeconomic factors influencing the prosumer's investment decision on solar power // Energies. 2021. Vol. 14, No. 21. Article 7154. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14217154>
25. Sadykov M., Almanbetov A., Ryskulov I., Barpybaev T., Kurbanbaev A. Autonomous hybrid power plants based on renewable and traditional sources of electricity // Polityka Energetyczna. 2023. Vol. 26, No. 4. P. 149-164. DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/169742>
26. Selvakumar R. D., Wu J., Afgan I., Ding Y., Alkaabi A. K. Melting performance enhancement in a thermal energy storage unit using active vortex generation by electric field // Journal of Energy Storage. 2023. Vol. 67. Article 107593. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107593>

27. KNESS.energy. Механізм ринкової премії (Feed-in Premium). 2023. URL: <https://kness.energy/news/mehanizm-rinkovoi-premii-feed-in-premium/>
28. Sharma N., Acharya A., Jacob I., Yamujala S., Gupta V., Bhakar R. Major blackouts of the decade: Underlying causes, recommendations and arising challenges // IEEE International Conference on Power Systems. 2021. P. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICPS52420.2021.9670166>
29. Стежко С. М., Фіца В. М. Кібербезпека як важливий чинник забезпечення життєдіяльності вітчизняної енергетичної галузі // Інформація і право. 2021. № 4 (39). С. 113-120. DOI: [https://doi.org/10.37750/2616-6798.2021.4\(39\).248828](https://doi.org/10.37750/2616-6798.2021.4(39).248828)
30. Szeberényi A., Bakó F. Electricity market dynamics and regional interdependence in the face of pandemic restrictions and the Russian-Ukrainian conflict // Energies. 2023. Vol. 16, No. 18. Article 6515. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16186515>
31. De la Peña R., Guo X., Cao X., Ni X., Zhang W. Accelerating the energy transition to achieve carbon neutrality // Resources, Conservation and Recycling. 2022. Vol. 177. Article 105957. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2021.105957>
32. Liang H., Rehan M. A., Li J., Du S., Zhai Y., Li G. Kinetic simulation of hydrogen production reaction parameters based on TiO₂ photocatalyst // Applied Thermal Engineering. 2024. Vol. 239. Article 122134. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.122134>
33. Siddaiah R., Saini R. A review on planning, configurations, modeling and optimization techniques of hybrid renewable energy systems for off-grid applications // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 58. P. 376-396. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.281>
34. Adetoro S. A., Olatomiwa L., Tsado J., Dauda S. M. A comparative analysis of the performance of multiple meta-heuristic algorithms in sizing hybrid energy systems connected to an unreliable grid // e-Prime - Advances in Electrical

Engineering, Electronics and Energy. 2023. Vol. 4. Article 100140. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.prime.2023.100140>

35. Malogulko J., Teptia V., Ostra N., Sikorska O., Povstianko K. Tools for modeling the level of harmonic distortion in power grids and their impact // Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal. 2023. Vol. 26, No. 4. P. 19-44. DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/166435>

36. Bhatti H. J., Danilovic M. Making the world more sustainable: Enabling localized energy generation and distribution on decentralized smart grid systems // World Journal of Engineering and Technology, 6(2), 350-382. 2018. Vol. 6, No. 2. DOI: <https://doi.org/10.4236/wjet.2018.62022>

37. Kaundinya D. P., Balachandra P., Ravindranath N. Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009. Vol. 13. P. 2041-2050. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.02.002>

38. Hiremath R., Shikha S., Ravindranath N. Decentralized energy planning: Modeling and application // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2007. Vol. 11. P. 729-752. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.07.005>

39. Energy Institute. Statistical Review of World Energy. 2025. URL: <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-fossil-renewables-nuclear-line> (дата звернення: 21.11.2025).

40. Kim Y.-J., Lee K., Kim J., Lee J. A secure decentralized data-centric information infrastructure for smart grid // IEEE Communications Magazine. 2010. Vol. 48. P. 58-65. DOI: <https://doi.org/10.1109/MCOM.2010.5621968>

41. Valsamma K. Smart grid as a desideratum in the energy landscape: Key aspects and challenges // IEEE AICERA. 2012. P. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/AICERA.2012.6306708>

42. Prabhu N. A., Ramesh P., Karthik R. Automatic tap changing in transformers for power quality enhancement // IEEE ICEEOT. 2016. P. 4458-4463. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICEEOT.2016.7755562>
43. Li Z., Yao T. Renewable energy basing on smart grid // IEEE WiCOM. 2010. P. 1-4. DOI: <https://doi.org/10.1109/WICOM.2010.5600862>
44. Mohani S. S. H., Abdullah A., Bakar A. Smart grid system // SAI Computing Conference. 2016. P. 1278-1285. DOI: <https://doi.org/10.1109/SAI.2016.7556144>
45. Energy storage systems: prospects for Ukraine. URL: <https://getmarket.com.ua/en/news/energy-storage-systems-prospects-for-ukraine>
46. IRENA. Renewable capacity statistics. 2019. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>
47. Буславець О. А., Лежнюк П. Д., Черемісін М. М. Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2020. 184 с.
48. Блінов І. В., Мірошник В. А., Шиманюк П. В. Оцінка вартості похибки прогнозу «на добу наперед» технологічних втрат електричної енергії // Технічна електродинаміка. 2020. № 5. С. 70-73. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.070>
49. Lezhniuk P., Rubanenko O., Rubanenko O. Determination of optimal transformation ratios of power system transformers // In: Fuzzy Logic. 2019. P. 1-29. DOI: <https://doi.org/10.5772/intechopen.84959>
50. Кодекс системи передачі. НКРЕКП, 2018. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909>
51. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: Монографія. Вінниця: ВНТУ, 2017. 164 с.

52. Bertolini M., Buso M., Greco L. Competition in smart distribution grids // *Energy Policy*. 2020. Vol. 145. Article 111729. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111729>
53. Кудря С. О. та ін. Відроджувані джерела енергії: монографія. Київ: ІВЕ НАН України, 2020. 392 с.
54. НЕК «Укренерго». Офіційний сайт. URL: <https://ua.energy/>
55. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Criterion modeling of the process redundancy of renewable energy sources power generation instability // *Computational Problems of Electrical Engineering*. 2021. Vol. 11, No. 2. P. 12-17. DOI: <https://doi.org/10.23939/jcpee2021.02.012>
56. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. The sensitivity of optimal decision-making processes // *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020. No. 10. P. 32-38. DOI: <https://doi.org/10.15199/48.2020.10.05>
57. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Добровольська Л. Н., Повстянко К. О. Відносне оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем // *Вісник ВПІ*. 2022. № 3. С. 24-30. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30>
58. Тептя В. В., Остра Н. В., Малогулко Ю. В., Сікорська О. В., Повстянко К. О. Енергетика майбутнього: роль біогазу та біометану // *Вісник ХНУ*. 2025. № 3.2. С. 400-408. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-353-56>
59. Про затвердження Змін до постанови НКРЕКП від 26 квітня 2019 року № 641 : постанова НКРЕКП від 15.01.2021 № 46. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0046874-21>
60. Mazidi P., Sreenivas G. N. Reliability assessment of a distributed generation connected distribution system // *International Journal of Power System Operation and Energy Management*. 2011.
61. Bandyk M. Propelling the transition: The battle for control of virtual power plants is just beginning // *Utility Dive*. 2020.

62. Agalgaonkar Y. P., Jupe S. C. E., Taylor P. C. Distribution voltage control considering the impact of PV generation // IEEE Transactions on Power Systems. 2013. Vol. 29, No. 1. P. 182-192. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2279721>
63. Viral R., Khatod D. K. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012. Vol. 16. P. 5146-5165. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.020>
64. Van der Veen R. A. C., De Vries L. J. The impact of microgeneration upon the Dutch balancing market // Energy Policy. 2009. Vol. 37. P. 2788-2797. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.03.050>
65. Tarroja B., Mueller F., Eichman J. D., Samuelsen S. Metrics for evaluating impacts of intermittent renewable generation // Energy. 2012. Vol. 42. P. 546-562. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.003>
66. Ueckerdt F., Brecha R., Luderer G., Sullivan P., Schmid E., Bauer N., Böttger D., Pietzcker R. Representing power sector variability // Energy. 2015. Vol. 90. P. 1799-1814. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.102>
67. Eissa M. M. Protection techniques with renewable resources and smart grids // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. Vol. 52. P. 1645-1667. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.003>
68. Impram S., Varbak Nese S., Oral B. Challenges of renewable energy penetration // Energy Strategy Reviews. 2020. Vol. 31. Article 100539. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>
69. Brunner C., Deac G., Braun S., Zöphel C. The future need for flexibility // Renewable Energy. 2020. Vol. 149. P. 1314-1324. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.083>
70. Rodríguez R. A., Becker S., Andresen G. B., Heide D., Greiner M. Transmission needs across a fully renewable European power system // Renewable Energy. 2014. Vol. 63. P. 467-476. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.005>

71. Lund H., Andersen A. N., Østergaard P. A., Mathiesen B. V., Connolly D. From electricity smart grids to smart energy systems—Market operation based approach and understanding // *Energy*. 2012. Vol. 42. P. 96-102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.04.003>
72. Hsieh E., Anderson R. Grid flexibility: The quiet revolution // *The Electricity Journal*. 2017. Vol. 30. P. 1-8. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.04.001>
73. Statistics Netherlands. StatLine database. 2015. URL: <https://opendata.cbs.nl/statline>
74. Adil A. M., Ko Y. Socio-technical evolution of decentralized energy systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 57. P. 1025-1037. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.290>
75. Vandezande L., Meeus L., Belmans R., Saguan M., Glachant J. Well-functioning balancing markets // *Energy Policy*. 2010. Vol. 38. P. 3146-3154. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.062>
76. Sechilariu M., Wang B., Locment F. Building-integrated microgrid // *Energy and Buildings*. 2013. Vol. 59. P. 236-243. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.12.029>
77. Basak P., Chowdhury S., Halder nee Dey S., Chowdhury S. P. Integration of distributed energy resources // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. Vol. 16. P. 5545-5556. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.041>
78. Paladin A., Das R., Wang Y., Ali Z., Kotter R., Putrus G., Turri R. Micro market-based optimisation framework // *Renewable Energy*. 2021. Vol. 163. P. 1595-1611. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.019>
79. Berglund M., Börjesson P. Assessment of energy performance in the life-cycle of biogas production // *Biomass and Bioenergy*. 2006. Vol. 30. P. 254-266. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2005.11.011>

80. Hahn H., Ganagin W., Hartmann K., Wachendorf M. Cost analysis of concepts for demand-oriented biogas supply // *Bioresource Technology*. 2014. Vol. 170. P. 211-220. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.07.085>
81. Hahn H., Hartmann K., Bühle L., Wachendorf M. Comparative life cycle assessment of biogas plant configurations // *Bioresource Technology*. 2015. Vol. 179. P. 348-358. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.12.083>
82. Hahn H., Krautkremer B., Hartmann K., Wachendorf M. Review of concepts for demand-driven biogas supply // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 29. P. 383-393. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.078>
83. Zehir M. A., Bagriyanik M. Demand side management by controlling refrigerators // *Energy Conversion and Management*. 2012. Vol. 64. P. 238-244. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.06.013>
84. Wang P., Du E., Zhang N., Xu X., Gao Y. Power system planning with high renewable penetration considering demand response // *Global Energy Interconnection*. 2021. Vol. 4. P. 69-80. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2021.01.006>
85. Denholm P., O'Connell M., Brinkman G., Jorgenson J. Overgeneration from solar energy in California: A field guide to the duck chart. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2015.
86. Mateo C., Frías P., Cossent R., Sonvilla P., Barth B. Overcoming barriers to large-scale PV integration // *Solar Energy*. 2017. Vol. 153. P. 574-583. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.053>
87. Shivashankar S., Mekhilef S., Mokhlis H., Karimi M. Mitigating methods of power fluctuation of PV sources // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 59. P. 1170-1184. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.059>

88. Von Appen J., Braun M., Stetz T., Diwold K., Geibel D. Time in the sun: The challenge of high PV penetration // IEEE Power and Energy Magazine. 2013. Vol. 11. P. 55-64. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPE.2013.2247417>
89. Ding M., Xu Z., Wang W., Wang X., Song Y., Chen D. A review on China's large-scale PV integration // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 53. P. 639-652. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.009>
90. Stetz T., Von Appen J., Niedermeyer F., Scheibner G., Sikora R., Braun M. Twilight of the grids // IEEE Power and Energy Magazine. 2015. Vol. 13. P. 50-61. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2397334>
91. Denholm P., Margolis R. Evaluating the limits of solar photovoltaics // Energy Policy. 2007. Vol. 35. P. 2852-2861. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.014>
92. Karimi M., Mokhlis H., Naidu K., Uddin S., Bakar A. H. A. Photovoltaic penetration issues and impacts // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 53. P. 594-605. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>
93. Idlbi B., Von Appen J., Kneiske T., Braun M. Cost-benefit analysis of battery storage system // Energy Procedia. 2016. Vol. 99. P. 215-228. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>
94. Li S., Gu C., Zeng X. Vehicle-to-grid management for multitime scale grid power balancing // Energy. 2021. Vol. 234. Article 121201. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121201>
95. Tao Y., Huang M., Chen Y. Orderly charging strategy of battery electric vehicle // Energy. 2020. Vol. 193. Article 116806. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116806>
96. Hou H., Xue M., Xu Y. Multi-objective economic dispatch of a microgrid considering electric vehicle // Applied Energy. 2020. Vol. 262. Article 114489. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114489>

97. Liu H., Wang C., Ju P. Bi-level coordinated dispatch strategy considering virtual power plants // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2023. Vol. 147. Article 108787. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108787>
98. Markovic D. S., Zivkovic D., Branovic I., et al. Smart power grid and cloud computing // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. Vol. 24. P. 566-577. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.068>
99. Ozdemir E., Ozdemir S., Erhan K., et al. Energy storage technologies opportunities and challenges // IEEE ISGWCP. 2016. P. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGWCP.2016.7548263>
100. Oudalov A., Cherkaoui R., Beguin A. Sizing and optimal operation of battery energy storage system // IEEE PowerTech. 2007. P. 621-625. DOI: <https://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538388>
101. Uddin M., Romlie M. F., Abdullah M. F., et al. A novel peak shaving algorithm for islanded microgrid // Energy. 2020. Vol. 196. Article 117084. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117084>
102. Rizvi S. S. H., Chaturvedi K. T., Kolhe M. L. A review on peak shaving techniques for smart grids // AIMS Energy. 2023. Vol. 11, No. 4. P. 723-752. DOI: <https://doi.org/10.3934/energy.2023036>
103. Evans A., Strezov V., Evans T. J. Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012. Vol. 16. P. 4141-4147. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.048>
104. Лежнюк П. Д., Повстянко К. О. Застосування гібридних відновлюваних енергетичних систем із метою оперативного керування балансом потужності та електроенергії в електроенергетичній системі // Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. 2024. Вип. 6 (149). DOI: <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2024.6.23>

105. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M. S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 62. P. 821-835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>
106. Hosseini E. Tri-level model for hybrid renewable energy systems // *arXiv*. 2023. URL: <https://arxiv.org/abs/2312.03776>
107. Lezhniuk P. D., Kovalchuk O. A., Nikitorovych O. V., Kulyk V. V. Renewable energy sources in distribution electric networks: monograph. Vinnytsia: VNTU, 2014.
108. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Гунько І. О., Повстянко К. О. Гарантійне походження електроенергії в локальній електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 1. С. 114-119. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297586>.
109. Hassan R., Abdallah M., Radman G. Load shedding in smart grid // *Proceedings of IEEE SoutheastCon*. 2012. P. 1-5. DOI: <https://doi.org/10.1109/SECon.2012.6196919>
110. Zou W., Sun Y., Gao D. A review on integration of plug-in electric vehicles charging // *Applied Energy*. 2023. Vol. 331. Article 120393. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120393>
111. Кацадзе, Т. Л.; Щербина, Д. В. Огляд та аналіз ефективності сучасних технологій систем зберігання енергії. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України* 2025, 72, с. 26–35. DOI: [10.15407/publishing2025.72.026](https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.026)
112. Behera S., Misra R. SmartPeak: Peak shaving and ambient analysis // *Proceedings of Artificial Intelligence and Cloud Computing Conference*. 2018. P. 157-165. DOI: <https://doi.org/10.1145/3299819.3299833>

113. Zheng X., Zhou Y. Numerical model on aerogel-based PV/T-PCM system // *Applied Energy*. 2023. Vol. 338. Article 120899. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120899>
114. Jurasz J. K., Bronisław P., Campana P. E. Can a city reach energy self-sufficiency // *Journal of Cleaner Production*. 2019. Vol. 245. Article 118813. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118813>
115. Uddin M., Romlie M. F., Abdullah M. F., et al. A review on peak load shaving strategies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 82. P. 3323-3332. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>
116. Caprino D., Della Vedova M. L., Facchinetti T. Peak shaving through real-time scheduling // *Energy and Buildings*. 2014. Vol. 75. P. 133-148. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.02.013>
117. Giorgio A. D., Liberati F., Canale S. Electric vehicles charging control // *Control Engineering Practice*. 2014. Vol. 22. P. 147-162. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2013.10.005>
118. Krieking G. V., Cauwer C. D., Sapountzoglou N., et al. Peak shaving and cost minimization using model predictive control // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 8760-8771. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.207>
119. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Information support for estimation of power grid functioning // *IEEE ESS*. 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>
120. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. - К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. - 400 с.
121. Lezhniuk P., Kozachuk O., Komenda N., Malogulko J. Electrical power and energy balance in local electrical system // *Przegląd Elektrotechniczny*. 2023. № 9. P. 57-63. DOI: <https://doi.org/10.15199/48.2023.09.10>

122. Jiang W., Yang K., Yang J., Mao R., Xue N., Zhuo Z. Multiagent-based hierarchical energy management strategy // IEEE Access. 2019. Vol. 7. P. 169931-169945. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2955552>
123. Лежнюк П., Козачук О., Галузінський О. Використання активних споживачів для балансування електроенергії // Вісник Хмельницького НУ. 2023. № 3. С. 214-221. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221>
124. Budko V., Vainshtein Y. Overlapping of imbalances of generated and forecast electricity // Відновлювана енергетика. 2021. № 4. P. 25-31. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.4\(67\).25-31](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.4(67).25-31)
125. Hussain M., Gao Y. A review of demand response in smart grid // The Electricity Journal. 2018. Vol. 31. P. 55-63. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.04.002>
126. Блінов І. В., Трач І. В., Парус Є. В., Дерев'янка Д. Г., Хоменко В. М. Регулювання напруги та реактивної потужності // Технічна електродинаміка. 2022. № 2. С. 60-69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
127. Xing X., Jia L. Energy management in microgrid and multi-microgrid // IET Renewable Power Generation. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1049/rpg2.12816>
128. Liu G., Ollis T. B., Ferrari M. F., Sundararajan A., Chen Y. Distributed energy management for networked microgrids // IEEE Access. 2023. Vol. 11. P. 102589-102604. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3316513>
129. Çolak M., Irmak E. Review on electric power systems and digital transformation // Electric Power Components and Systems. 2023. Vol. 51. P. 1089-1112. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325008.2023.2189760>
130. Baidya S., Potdar V., Ray P. P., Nandi C. Digitalization of energy // Energy Research & Social Science. 2021. Vol. 81. Article 102243. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102243>

131. Mahmoud M. A., Md Nasir N. R., Gurunathan M., Raj P., Mostafa S. A. Predictive maintenance in smart grid // *Energies*. 2021. Vol. 14. Article 5078. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14165078>
132. Romero Agüero J., Takayesu E., Novosel D., Masiello R. Grid modernization // *The Electricity Journal*. 2017. Vol. 30. P. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.03.008>
133. Dhara S., Shrivastav A. Smart grid modernization: opportunities and challenges. 2021. DOI: <https://doi.org/10.5772/intechopen.97892>
134. Khalid M. Smart grids and renewable energy systems // *Energy Strategy Reviews*. 2024. Vol. 51. Article 101299. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101299>
135. Butt O. M., Zulqarnain M., Butt T. M. Smart grid technology // *Ain Shams Engineering Journal*. 2021. Vol. 12. P. 687-695. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.004>
136. Ohanu C. P., Rufai S. A., Oluchi U. C. Smart grid with renewable integration // *Heliyon*. 2024. Vol. 10. Article e25705. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25705>
137. Smolarz A., Lezhniuk P., Kudrya S., et al. Increasing technical efficiency of RES in power systems // *Energies*. 2023. Vol. 16. Article 2828. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>
138. Dorji S., Stonier A. A., Peter G., Kuppusamy R., Teekaraman Y. Smart grid technologies // *Technologies*. 2023. Vol. 11. Article 81. DOI: <https://doi.org/10.3390/technologies11030081>
139. Ghorbani A., Fartash K. Challenges of smart grid deployment // *Handbook of Smart Energy Systems*. 2021. P. 1-22. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-72322-4_74-1
140. Omitaomu O., Niu H. Artificial intelligence in smart grid // *Smart Cities*. 2021. Vol. 4. P. 548-568. DOI: <https://doi.org/10.3390/smartcities4020029>

141. Borlase S. Smart grids: infrastructure, technology, and solutions. CRC Press, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1201/b13003>
142. Матеріали наук.-практ. конф. «Розподільчі мережі 0,4-35 кВ як складова частина локальних електроенергетичних систем майбутнього». Ярмолинці, 2016.
143. Козачук О. І., Лежнюк П. Д. Формування локальних електроенергетичних систем // Вісник ХНУ. 2024. № 3. С. 352-356. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-337-3-53>
144. Zhou Y. K. Low-carbon transition in smart city // Energy Reviews. 2022. Article 100001. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enrev.2022.100001>
145. Basok B. I., Butkevich O. F., Dubovsky S. V. Decarbonization of energy system of Ukraine // Technical Electrodynamics. 2021. № 5. P. 55-62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>
146. Яндульський О. С., Нестерко А. Б., Труніна Г. О. Резерв активної потужності ТЕС та ГЕС // Технічна електродинаміка. 2020. № 1. С. 58-63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.01.058>
147. Towards a 100% renewable energy future. URL: <https://www.wartsila.com/energy/vision>
148. Kudria, S., Riepin O., Rubanenko O., Yatsenko, L., & Shynkarenko, L. (2022). Stages of green hydrogen energy development of Ukraine. Vidnovluvana Energetika , (1(68), 5-16. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\).5-16](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68).5-16)
149. Kan Z., et al. Grid-connected/islanded control strategy of PV and battery systems // IEEE ICET. 2020. P. 457-462. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICET49382.2020.9119658>
150. Zhu Z., Liu Z., Duan Q., Xu Z., Sun B., Mei H. Capacity allocation of energy storage // IEEE iSPEC. 2021. P. 239-244. DOI: <https://doi.org/10.1109/iSPEC53008.2021.9735446>

151. Болотний М. П., Лоєнко Ю. Г., Кармазін О. О. Системи накопичення енергії // Відновлювана енергетика. 2022. № 3. С. 28-35. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70))
152. Денисюк С. П., Дерев'янка Д. Г., Бєлоха Г. С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем // Технічна електродинаміка. 2022. № 4. С. 48-53. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>
153. Tomashevskiy, Y., Burykin, O., Kulyk, V., & Malogulko, J. (2019). Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 6(8 (102), 6-12. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.184095>
154. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I., Jarykbassov D., Tussupzhanova D., Yeraliyeva B., Katayev N. Photovoltaic generation model in balancing // Informatyka, Automatyka, Pomiarы w Gospodarce i Ochronie Środowiska. 2022. Vol. 12. P. 40-45. DOI: <https://doi.org/10.35784/iapgos.3030>
155. Vasylets, K. S.; Vasylets, S. V. Increasing the Accuracy of Electricity Accounting by Digital Information-Measuring Systems. Applied Aspects of Information Technology 2023, 6(2), 151–162. <https://doi.org/10.15276/aait.06.2023.11>
156. Кузнєцов М. П., Мельник О. А. Вплив нестабільності споживання // Відновлювана енергетика. 2020. № 2. С. 8-17. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2\(61\).8-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.2(61).8-17)
157. Лежнюк П. Д., Бєвз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод: навч. посіб. для студ. енергетичних спец. / Вінницький держ. технічний ун-т. - Вінниця : ВДТУ, 1999. - 176 с.
158. Moreno G., Santos C., Martín P., Rodríguez F. J., Peña R., Vuksanovic B. Intra-day solar power forecasting strategy // Sensors. 2021. Vol. 21. Article 5648. DOI: <https://doi.org/10.3390/s21165648>

ДОДАТОК А

РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14-ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ IEEE

Розрахунок УР									
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл.									
АРНТ РПН Ні									
Враховувати межі реакт. потужності Так									
Автоматична адаптація моделі збіжності Ні									
Макс. завантаження елементів 80,00 %									
Нижня межа доп.напруги 0,95 p.u.									
Верхня межа доп.напруги 1,05 p.u.									
DigSILENT Проект :									
PowerFactory 15.1.7 Дата: 06.03.2026									
Дослідження: Дослідження Прил.: / 1									
Im'я	Тип	Завантаження [%]	Напр. [p.u.]	Напр. [kV]	ПС/Гілка	Повна Потуж. [MVA]	Потуж. [kW]	Струм [p.u.]	
Перевантажені елементи									
14	Term	0.94	108,11	Мережа 14 вузлів					
3	Term	0.92	212,17	Мережа 14 вузлів					
4	Term	0.93	212,92	Мережа 14 вузлів					
5	Term	0.93	214,65	Мережа 14 вузлів					
Статичний генератор Genstat	100.00		6			12,73	0,07	1,02	
Статичний генератор (3в)tat	100.08		3			25,10	0,07	1,08	
Статичний генератор (2в)stat	135.77		2			59,14	0,15	1,40	
Статичний генератор (8в)stat	100.00		8			17,62	0,09	0,99	
Розрахунок УР Зведення по всій Системі									
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл.									
АРНТ РПН Ні									
Враховувати межі реакт. потужності Так									
Автоматична адаптація моделі збіжності Ні									
Макс. Допустима Похибка УР для Вузлів 1,00 kVA									
Рівнянь моделі 0,10 %									
Збір даних по системі Дослідження: Дослідження Прил.: / 1									
Число підстанцій	0	Кіл-ть Шин	14	Кіл-ть Терміналів	0	Кіл-ть Ліній	17		
число 2-обм. Т.	3	число 3-обм. Т.	0	Число синх. машин	0	Число асинх. машин	0		
Кіл-ть Навантажень	11	Число поперечних KV	0	Кол. SVS	0				
Генерування	=	40,00 MW	102,91 Mvar	110,41 MVA					
Із зовнішньої мережі	=	235,02 MW	26,82 Mvar	236,54 MVA					
Навант. P(U)	=	259,00 MW	77,40 Mvar	270,32 MVA					
Навант. P(Un)	=	259,00 MW	77,40 Mvar	270,32 MVA					
Навант. P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar						
Двиг. Навант.	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA					
Втрати	=	16,02 MW	52,33 Mvar						
Заряд. пот-сть ЛЕП	=		-5,16 Mvar						
Компенсація інд.	=		0,00 Mvar						
Компенсація емк.	=		0,00 Mvar						
Уст. пот-сть генерування	=	1098,99 MW							
Змінний резерв	=	0,00 MW							
Узагал. коеф. пот-сті:									
Генерування	=	0,36 [-]							
Навант./Двиг.	=	0,96 / 0,00 [-]							
Розрахунок УР Повний звіт по системі: Підстанції, Профілі напруги, Міжмережвий обмін									
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл.									
АРНТ РПН Ні									
Враховувати межі реакт. потужності Так									
Автоматична адаптація моделі збіжності Ні									
Макс. Допустима Похибка УР для Вузлів 1,00 kVA									
Рівнянь моделі 0,10 %									
Мережа: Мережа 14 вузлів Стадії сист.: Мережа 14 вузлів Дослідження: Дослідження Прил.: / 1									
Ном.	Напр. шин	Актив. Потуж.	Реактив. Потуж.	Потуж. коеф.	Струм	Завантаження	Дод. дані		
[kV]	[p.u.]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]		
113	115,00	0,96 109,84 -42,60							
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(13в 13,50 5,80 0,92 0,08 P10: 13,50 MW Q10: 5,80 Mvar								
Комірка_/Lne	13-6	-18,21 -6,24 -0,95	0,10 10,12	Pv: 261,74 kW cLod: 0,00 Mvar L: 43,50 km					
Комірка_/Lne	12-13	-1,51 -0,74 -0,90	0,01 0,88	Pv: 4,93 kW cLod: 0,00 Mvar L: 107,00 km					
Комірка_/Lne	13-14	6,22 1,18 0,98	0,03 3,33	Pv: 74,18 kW cLod: 0,00 Mvar L: 114,00 km					
112	115,00	0,96 110,42 -42,36							
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(12в 6,10 1,60 0,97 0,03 P10: 6,10 MW Q10: 1,60 Mvar								
Комірка_/Lne	6-12	-7,62 -2,35 -0,96	0,04 4,17	Pv: 84,87 kW cLod: 0,00 Mvar L: 83,10 km					
Комірка_/Lne	12-13	1,52 0,75 0,90	0,01 0,88	Pv: 4,93 kW cLod: 0,00 Mvar L: 107,00 km					
6	115,00	0,98 112,28 -41,35							
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(6в 11,20 7,50 0,83 0,07 P10: 11,20 MW Q10: 7,50 Mvar								
Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00 12,73 0,00	0,07 100,00						
Комірка_/Lne	6-11	8,56 2,45 0,96	0,05 4,58	Pv: 79,36 kW cLod: 0,00 Mvar L: 64,40 km					
Комірка_/Lne	6-12	7,70 2,53 0,95	0,04 4,17	Pv: 84,87 kW cLod: 0,00 Mvar L: 83,10 km					

Комірка_/Lne	13-6	18,47	6,78	0,94	0,10	10,12	Pv:	261,74 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	43,50 km
Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	-45,93	-6,52	-0,99	0,24	79,49	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
11	115,00	0,96	110,76	-42,24								
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(11в)	3,50	1,80	0,89	0,02		P10:	3,50 MW	Q10:	1,80 Mvar		
Комірка_/Lne	10-11	4,98	0,48	1,00	0,03	2,61	Pv:	23,60 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	59,00 km
Комірка_/Lne	6-11	-8,48	-2,28	-0,97	0,05	4,58	Pv:	79,36 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	64,40 km

Мережа: Мережа 14 вузлів			Стадії сист.: Мережа 14 вузлів			Дослідження: Дослідження			Прил.:			/ 2
Ном.	Напр.	Напр. шин	Актив.	Реактив.	Потуж.	Потуж.	коэф.	Струм	Завантаження	Дод. дані		
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[-]	[kA]	[%]			
10	115,00	0,96	110,15	-42,78								
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(10в)	9,00	5,80	0,84	0,06		P10:	9,00 MW	Q10:	5,80 Mvar		
Комірка_/Lne	9-10	-4,04	-5,37	-0,60	0,04	3,52	Pv:	17,86 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	24,50 km
Комірка_/Lne	10-11	-4,96	-0,43	-1,00	0,03	2,61	Pv:	23,60 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	59,00 km
9	115,00	0,96	110,81	-42,71								
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(9в)	29,50	16,60	0,87	0,18		P10:	29,50 MW	Q10:	16,60 Mvar		
Комірка_/Lne	9-7	-12,36	-7,66	-0,85	0,08	7,58	Pv:	118,13 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	35,00 km
Комірка_/Lne	14-9	8,89	4,26	0,90	0,05	5,14	Pv:	134,77 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	86,90 km
Комірка_/Lne	9-10	4,06	5,40	0,60	0,04	3,52	Pv:	17,86 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	24,50 km
Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	-30,09	-18,60	-0,85	0,18	61,69	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
7	115,00	0,98	112,56	-42,14								
Комірка_/Lne	8-7	0,25	-17,10	0,01	0,09	8,77	Pv:	248,98 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	55,00 km
Комірка_/Lne	9-7	12,48	7,91	0,84	0,08	7,58	Pv:	118,13 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	35,00 km
Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	-12,73	9,20	-0,81	0,08	26,79	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
8	115,00	1,01	115,94	-42,98								
Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00	17,62	0,00	0,09	100,00						
Комірка_/Lne	8-7	0,00	17,62	0,00	0,09	8,77	Pv:	248,98 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	55,00 km
4	230,00	0,93	212,92	-11,74								
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(4в)	47,80	-0,00	1,00	0,13		P10:	47,80 MW	Q10:	0,00 Mvar		
Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00	3,90	0,00	0,01	0,39						
Комірка_/Lne	3-4	19,67	-4,05	0,98	0,05	5,45	Pv:	266,32 kW	cLod:	1,13 Mvar	L:	250,00 km
Комірка_/Lne	4-2	-50,16	-5,19	-0,99	0,14	13,67	Pv:	1586,22 kW	cLod:	1,11 Mvar	L:	234,20 km
Комірка_/Lne	5-4	-60,18	2,14	-1,00	0,16	16,33	Pv:	530,51 kW	cLod:	0,25 Mvar	L:	54,80 km
Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	12,75	-8,69	0,83	0,04	26,79	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	30,12	19,68	0,84	0,10	61,69	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
3	230,00	0,92	212,17	-14,59								
Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00	25,10	0,00	0,07	100,08						
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(3в)	94,20	19,00	0,98	0,26		P10:	94,20 MW	Q10:	19,00 Mvar		
Комірка_/Lne	3-4	-19,41	3,88	-0,98	0,05	5,45	Pv:	266,32 kW	cLod:	1,13 Mvar	L:	250,00 km
Комірка_/Lne	2-3	-74,79	2,22	-1,00	0,20	20,36	Pv:	3341,11 kW	cLod:	1,05 Mvar	L:	221,90 km

Мережа: Мережа 14 вузлів			Стадії сист.: Мережа 14 вузлів			Дослідження: Дослідження			Прил.:			/ 3
Ном.	Напр.	Напр. шин	Актив.	Реактив.	Потуж.	Потуж.	коэф.	Струм	Завантаження	Дод. дані		
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[-]	[-]	[kA]	[%]			
5	230,00	0,93	214,65	-9,92								
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(5в)	7,60	1,60	0,98	0,02		P10:	7,60 MW	Q10:	1,60 Mvar		
Комірка_/Lne	5-2	-36,81	-7,03	-0,98	0,10	10,08	Pv:	844,84 kW	cLod:	1,10 Mvar	L:	230,20 km
Комірка_/Lne	5-1	-77,53	-2,18	-1,00	0,21	20,86	Pv:	4006,58 kW	cLod:	1,25 Mvar	L:	253,70 km
Комірка_/Lne	5-4	60,71	-0,49	1,00	0,16	16,33	Pv:	530,51 kW	cLod:	0,25 Mvar	L:	54,80 km
Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	46,03	8,09	0,98	0,13	79,49	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
1	230,00	1,00	230,00	0,00								
Комірка_/Xnet	Зовнішня мережа (Е	235,02	26,82	0,99	0,59		Sk":	10000,00 MVA				
Комірка_/Lne	2-1	153,48	11,48	1,00	0,39	38,64	Pv:	4243,43 kW	cLod:	0,40 Mvar	L:	78,30 km
Комірка_/Lne	5-1	81,54	15,33	0,98	0,21	20,86	Pv:	4006,58 kW	cLod:	1,25 Mvar	L:	253,70 km
2	230,00	0,97	223,06	-5,72								
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(2в)	21,70	12,70	0,86	0,07		P10:	21,70 MW	Q10:	12,70 Mvar		
Комірка_/Genstat	Статичний генера	40,00	43,56	0,68	0,15	135,77						
Комірка_/Lne	4-2	51,74	9,79	0,98	0,14	13,67	Pv:	1586,22 kW	cLod:	1,11 Mvar	L:	234,20 km
Комірка_/Lne	5-2	37,66	8,97	0,97	0,10	10,08	Pv:	844,84 kW	cLod:	1,10 Mvar	L:	230,20 km
Комірка_/Lne	2-1	-149,24	3,37	-1,00	0,39	38,64	Pv:	4243,43 kW	cLod:	0,40 Mvar	L:	78,30 km
Комірка_/Lne	2-3	78,13	8,74	0,99	0,20	20,36	Pv:	3341,11 kW	cLod:	1,05 Mvar	L:	221,90 km
14	115,00	0,94	108,11	-43,86								
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(14в)	14,90	5,00	0,95	0,08		P10:	14,90 MW	Q10:	5,00 Mvar		
Комірка_/Lne	14-9	-8,76	-3,98	-0,91	0,05	5,14	Pv:	134,77 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	86,90 km
Комірка_/Lne	13-14	-6,14	-1,02	-0,99	0,03	3,33	Pv:	74,18 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	114,00 km

Розрахунок УР						Повний звіт по системі: Підстанції, Профілі напруги, Міжмережовий обмін						
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл.						Автоматична адаптація моделі збіжності						Hi
АРНТ РПН						Макс. Допустима Похибка УР для						1,00 kVA
Враховувати межі реакт. потужності						Вузлів						0,10 %
						Рівнянь моделі						
Мережа: Мережа 14 вузлів			Стадії сист.: Мережа 14 вузлів			Дослідження: Дослідження			Прил.:			/ 4

	Ном.У [кV]	Bus - [п.у.]	Напр. [кV]	[deg]	-10	-5	Напр. 0	- Відхилення [%]	+5	+10	
13	115,00	0,955	109,84	-42,60			<<<<<<<<<<				
12	115,00	0,960	110,42	-42,36			<<<<<<<<<<				
6	115,00	0,976	112,28	-41,35			<<<<<<				
11	115,00	0,963	110,76	-42,24			<<<<<<<<<<				
10	115,00	0,958	110,15	-42,78			<<<<<<<<<<				
9	115,00	0,964	110,81	-42,71			<<<<<<<<<<				
7	115,00	0,979	112,56	-42,14			<<<<<<				
8	115,00	1,008	115,94	-42,98			>>				
4	230,00	0,926	212,92	-11,74			<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<				
3	230,00	0,922	212,17	-14,59			<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<				
5	230,00	0,933	214,65	-9,92			<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<				
1	230,00	1,000	230,00	0,00							
2	230,00	0,970	223,06	-5,72			<<<<<<<				
14	115,00	0,940	108,11	-43,86			<<<<<<<<<<<<<<<<<<<<				
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл. АРНТ РПН Ні Автоматична адаптація моделі збіжності Ні Враховувати межі реакт. потужності Так Макс. Допустима Похибка УР для Вузлів 1,00 кVА Рівнянь моделі 0,10 %											
Мережа: Мережа 14 вузлів Стадії сист.: Мережа 14 вузлів Дослідження: Дослідження Прил.: / 5											
Рів.	Генерування	Двиг.	Навант.	Компе-	Із зовн.	Потужність	Всього	Навант.	НеНавант.		
Напр.	Навант.	нсация	мережі	Струмообмін	Струмообмін	Втрати	Втрати	Втрати			
[кV]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	с	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]			
115,00	0,00	87,70	0,00	0,00		1,05	1,05	0,00			
30,35	0,00	44,10	0,00	0,00		2,17	2,17	0,00			
					230,00 kV	0,15	0,07	0,08			
						-15,92	3,17	1,13			
230,00	40,00	171,30	0,00	235,02		14,82	14,82	0,00			
72,56	0,00	33,30	0,00	26,82		46,98	53,27	-6,29			
					115,00 kV	0,15	0,07	0,08			
						19,09	3,17	1,13			
Всього:	40,00	0,00	259,00	0,00	235,02	0,00	16,02	15,94	0,08		
	102,91	0,00	77,40	0,00	26,82	0,00	52,33	57,49	-5,16		
						DIGSILENT	Проект :				
						PowerFactory	Дата:	06.03.2026			
						15.1.7					
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл. АРНТ РПН Ні Автоматична адаптація моделі збіжності Ні Враховувати межі реакт. потужності Так Макс. Допустима Похибка УР для Вузлів 1,00 кVА Рівнянь моделі 0,10 %											
Збір даних по системі Дослідження: Дослідження Прил.: / 6											
Генерування	Двиг.	Навантаження	Компе-	Із зовн.	По струмообміну	Всього	Навантаження	НеНавант.			
навантаження	нсация	мережі	Межі	Втрати	Втрати	Втрати					
[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]			
\Kate\14 вВузліва\Моделі мережі\Дані мережі\Мережа 14 вузлів	40,00	0,00	259,00	0,00	235,02	0,00	16,02	15,94	0,08		
	102,91	0,00	77,40	0,00	26,82	0,00	52,33	57,49	-5,16		
Всього:	40,00	0,00	259,00	0,00	235,02	16,02	15,94	0,08			
	102,91	0,00	77,40	0,00	26,82	52,33	57,49	-5,16			

ДОДАТОК Б

РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14-ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ IEEE 3 ДОДАТКОВИМ ВДЕ У ВУЗЛІ 6 (СЕС 15 МВТ)

DigSILENT										Проект :									
PowerFactory										-----									
15.1.7										Дата: 06.03.2026									
Розрахунок УР										Повний звіт по системі: Підстанції, Профілі напруги, Міжмережвий обмін									
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл.										Автоматична адаптація моделі збіжності									
АРНТ РПН										Hi									
Враховувати межі реакт. потужності										Макс. Допустима Похибка УР для									
Так										Вузлів									
										1,00 kVA									
										Рівнянь моделі									
										0,10 %									
Мережа: Мережа 14 вузлів										Стадії сист.: Мережа 14 вузлів									
										Дослідження: Дослідження									
										Прил.:									
										/ 1									
Ном.										Актив.									
Напр.										Реактив.									
[kV]										Потуж.									
[p.u.]										Потуж.									
[kV]										[Mvar]									
[deg]										коєф.									
[MW]										[-]									
										Струм									
										Завантаження									
										Дод. дані									
13																			
115,00										0,96 110,80 -41,36									
Комірка_/Lod										Загальне навантаження(13в 13,50 5,80 0,92 0,08									
										P10: 13,50 MW Q10: 5,80 Mvar									
Комірка_/Lne										-18,90 -6,09 -0,95 0,10 10,35 Pv: 273,77 kW cLod: 0,00 Mvar L: 43,50 km									
Комірка_/Lne										12-13 -1,67 -0,71 -0,92 0,01 0,94 Pv: 5,62 kW cLod: 0,00 Mvar L: 107,00 km									
Комірка_/Lne										13-14 7,07 1,00 0,99 0,04 3,72 Pv: 92,68 kW cLod: 0,00 Mvar L: 114,00 km									
12																			
115,00										0,97 111,39 -41,09									
Комірка_/Lod										Загальне навантаження(12в 6,10 1,60 0,97 0,03									
										P10: 6,10 MW Q10: 1,60 Mvar									
Комірка_/Lne										6-12 -7,77 -2,32 -0,96 0,04 4,21 Pv: 86,41 kW cLod: 0,00 Mvar L: 83,10 km									
Комірка_/Lne										12-13 1,67 0,72 0,92 0,01 0,94 Pv: 5,62 kW cLod: 0,00 Mvar L: 107,00 km									
6																			
115,00										0,98 113,25 -40,07									
Комірка_/Lod										Загальне навантаження(6в) 11,20 7,50 0,83 0,07									
										P10: 11,20 MW Q10: 7,50 Mvar									
Комірка_/Genstat										Статичний генера 0,00 12,73 0,00 0,06 100,00									
Комірка_/Genstat										Статичний генера 15,00 -0,00 1,00 0,08 100,00									
Комірка_/Lne										6-11 9,95 2,18 0,98 0,05 5,19 Pv: 102,08 kW cLod: 0,00 Mvar L: 64,40 km									
Комірка_/Lne										6-12 7,86 2,50 0,95 0,04 4,21 Pv: 86,41 kW cLod: 0,00 Mvar L: 83,10 km									
Комірка_/Lne										13-6 19,17 6,66 0,94 0,10 10,35 Pv: 273,77 kW cLod: 0,00 Mvar L: 43,50 km									
Комірка_/Tr2										2-обмоточний транс -33,18 -6,11 -0,98 0,17 57,38 Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0									
11																			
115,00										0,97 111,66 -41,13									
Комірка_/Lod										Загальне навантаження(11в 3,50 1,80 0,89 0,02									
										P10: 3,50 MW Q10: 1,80 Mvar									
Комірка_/Lne										10-11 6,35 0,17 1,00 0,03 3,28 Pv: 37,39 kW cLod: 0,00 Mvar L: 59,00 km									
Комірка_/Lne										6-11 -9,85 -1,97 -0,98 0,05 5,19 Pv: 102,08 kW cLod: 0,00 Mvar L: 64,40 km									
Ном.										Актив.									
Напр.										Реактив.									
[kV]										Потуж.									
[p.u.]										Потуж.									
[kV]										[Mvar]									
[deg]										коєф.									
[MW]										[-]									
										Струм									
										Завантаження									
										Дод. дані									
10																			
115,00										0,96 110,97 -41,82									
Комірка_/Lod										Загальне навантаження(10в 9,00 5,80 0,84 0,06									
										P10: 9,00 MW Q10: 5,80 Mvar									
Комірка_/Lne										9-10 -2,69 -5,71 -0,43 0,03 3,28 Pv: 15,54 kW cLod: 0,00 Mvar L: 24,50 km									
Комірка_/Lne										10-11 -6,31 -0,09 -1,00 0,03 3,28 Pv: 37,39 kW cLod: 0,00 Mvar L: 59,00 km									
9																			
115,00										0,97 111,60 -41,83									
Комірка_/Lod										Загальне навантаження(9в) 29,50 16,60 0,87 0,18									
										P10: 29,50 MW Q10: 16,60 Mvar									
Комірка_/Lne										9-7 -11,87 -7,91 -0,83 0,07 7,38 Pv: 112,09 kW cLod: 0,00 Mvar L: 35,00 km									
Комірка_/Lne										14-9 8,04 4,43 0,88 0,05 4,75 Pv: 115,30 kW cLod: 0,00 Mvar L: 86,90 km									
Комірка_/Lne										9-10 2,71 5,74 0,43 0,03 3,28 Pv: 15,54 kW cLod: 0,00 Mvar L: 24,50 km									
Комірка_/Tr2										2-обмоточний транс -28,38 -18,86 -0,83 0,18 59,04 Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0									
7																			
115,00										0,99 113,34 -41,31									
Комірка_/Lne										8-7 0,25 -17,11 0,01 0,09 8,72 Pv: 245,74 kW cLod: 0,00 Mvar L: 55,00 km									
Комірка_/Lne										9-7 11,98 8,14 0,83 0,07 7,38 Pv: 112,09 kW cLod: 0,00 Mvar L: 35,00 km									
Комірка_/Tr2										2-обмоточний транс -12,23 8,97 -0,81 0,08 25,70 Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0									
8																			
115,00										1,01 116,70 -42,13									
Комірка_/Genstat										Статичний генера 0,00 17,62 0,00 0,09 100,00									
Комірка_/Lne										8-7 -0,00 17,62 -0,00 0,09 8,72 Pv: 245,74 kW cLod: 0,00 Mvar L: 55,00 km									
4																			
230,00										0,93 214,45 -10,92									
Комірка_/Lod										Загальне навантаження (4в 47,80 -0,00 1,00 0,13									
										P10: 47,80 MW Q10: 0,00 Mvar									
Комірка_/Genstat										Статичний генера 0,00 3,90 0,00 0,01 100,00									

Враховувати межі реакт. потужності						Так	Вузлів				1,00 kVA
							Рівнянь моделі				0,10 %
Мережа: Мережа 14 вузлів						Стадії сист.: Мережа 14 вузлів		Дослідження: Дослідження			Прил.: / 5
Рів.	Генерування	Двиг.	Навант.	Компе-	Із зовн.	Потужність		Всього	Навант.	НеНавант.	
Напр.		Навант.		нсація	мережі	Струмообмін	Струмообмін	Втрати	Втрати	Втрати	
[kV]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	с	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	
115,00	15,00	0,00	87,70	0,00	0,00			1,09	1,09	0,00	
	30,35	0,00	44,10	0,00	0,00			2,25	2,25	0,00	
						230,00 kV	-73,79	0,12	0,04	0,08	
							-16,00	2,55	1,40	1,15	
230,00	40,00	0,00	171,30	0,00	218,33			13,12	13,12	-0,00	
	72,56	0,00	33,30	0,00	20,11			40,82	47,18	-6,36	
						115,00 kV	73,90	0,12	0,04	0,08	
							18,55	2,55	1,40	1,15	
Всього:	55,00	0,00	259,00	0,00	218,33		0,00	14,33	14,25	0,08	
	102,91	0,00	77,40	0,00	20,11			0,00	45,62	50,83	
DIGSILENT	Проект :						PowerFactory	-----			
							15.1.7	Data: 06.03.2026			
Розрахунок УР						Повний звіт по системі: Підстанції, Профілі напруги, Міжмережвий обмін					
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл.						Автоматична адаптація моделі збіжності				Ні	
АРНТ РПН						Ні	Макс. Допустима Похибка УР для				
Враховувати межі реакт. потужності						Так	Вузлів				1,00 kVA
							Рівнянь моделі				0,10 %
Зведення даних по Системі						Дослідження: Дослідження			Прил.: / 6		
Генерування	Двиг.	Навантаження	Компе-	Із зовн.	ПоСтрумообмен		Всього	Навантаж.	НеНавант.		
	навантаження		нсація	мережі	Межі	Втрати	Втрати	Втрати			
	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]		
\Kate\14 вВузліва+15-6\Модель мережі\Дані мережі\Мережа 14 вузлів											
	55,00	0,00	259,00	0,00	218,33	0,00	14,33	14,25	0,08		
	102,91	0,00	77,40	0,00	20,11	0,00	45,62	50,83	-5,21		
Всього:	55,00	0,00	259,00	0,00	218,33		14,33	14,25	0,08		
	102,91	0,00	77,40	0,00	20,11		45,62	50,83	-5,21		

ДОДАТОК В

РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14-ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ IEEE 3 ДОДАТКОВИМ ВДЕ У ВУЗЛІ 8 (СЕС 20 MBT)

Розрахунок УР									
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл. АРНТ РПН									
Враховувати межі реакт. потужності					80,00 %				
Автоматична адаптація моделі збіжності					0,95 p.u. 1,05 p.u.				
					DigSILENT Проект : PowerFactory 15.1.7 Дата: 06.03.2026				
Дослідження: Дослідження					Прил.: / 1				
Ім'я	Тип	Завантаження [%]	Напр. [p.u.]	Напр. [kV]	ПС/Гілка	Повна Потуж. [MVA]	Струм [kA]	Струм [p.u.]	
Перевантажені елементи									
14	Term	0.95	109,23	Мережа 14 вузлів					
3	Term	0.93	214,02	Мережа 14 вузлів					
4	Term	0.94	215,19	Мережа 14 вузлів					
5	Term	0.94	216,58	Мережа 14 вузлів					
Статичний генератор	Genstat	100.00		6		12,73	0,06	1,02	
Статичний генератор (3в)	tat	100.08		3		25,10	0,07	1,08	
Статичний генератор(1)	nstat	100.00		4		3,90	0,01	1,07	
Статичний генератор(2в)	stat	135.77		2		59,14	0,15	1,39	
Статичний генератор(4)	nstat	100.00		8		20,00	0,10	0,97	
Статичний генератор(8в)	stat	100.00		8		17,62	0,09	0,97	
Розрахунок УР									
Повний звіт по системі: Підстанції, Профілі напруги, Міжмережвий обмін									
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл. АРНТ РПН					Ні				
Враховувати межі реакт. потужності					Макс. Допустима Похибка УР для Вузлів 1,00 kVA				
					Рівнянь моделі 0,10 %				
Мережа: Мережа 14 вузлів					Стадії сист.: Мережа 14 вузлів Дослідження: Дослідження Прил.: / 1				
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Потуж. [deg]	Актив. Потуж. [MW]	Реактив. Потуж. [Mvar]	Потуж. коеф. [-]	Струм [kA]	Завантаження [%]	Дод. дані
13	115,00	0,96	110,90	-41,44					
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(13в)			13,50	5,80	0,92	0,08		P10: 13,50 MW Q10: 5,80 Mvar
Комірка_/Lne	13-6	-17,69	-6,37	-0,94	0,10	9,79	Pv: 244,97 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 43,50 km	
Комірка_/Lne	12-13	-1,39	-0,77	-0,87	0,01	0,83	Pv: 4,32 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 107,00 km	
Комірка_/Lne	13-14	5,58	1,34	0,97	0,03	2,99	Pv: 59,79 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 114,00 km	
12	115,00	0,97	111,46	-41,23					
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(12в)			6,10	1,60	0,97	0,03		P10: 6,10 MW Q10: 1,60 Mvar
Комірка_/Lne	6-12	-7,50	-2,38	-0,95	0,04	4,07	Pv: 81,09 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 83,10 km	
Комірка_/Lne	12-13	1,40	0,78	0,87	0,01	0,83	Pv: 4,32 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 107,00 km	
6	115,00	0,99	113,29	-40,26					
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(6в)			11,20	7,50	0,83	0,07		P10: 11,20 MW Q10: 7,50 Mvar
Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00	12,73	0,00	0,06	100,00			
Комірка_/Lne	6-11	7,51	2,69	0,94	0,04	4,07	Pv: 62,60 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 64,40 km	
Комірка_/Lne	6-12	7,58	2,55	0,95	0,04	4,07	Pv: 81,09 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 83,10 km	
Комірка_/Lne	13-6	17,93	6,87	0,93	0,10	9,79	Pv: 244,97 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 43,50 km	
Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	-44,22	-6,89	-0,99	0,23	76,01	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0	
11	115,00	0,97	111,84	-40,99					
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(11в)			3,50	1,80	0,89	0,02		P10: 3,50 MW Q10: 1,80 Mvar
Комірка_/Lne	10-11	3,95	0,77	0,98	0,02	2,08	Pv: 14,94 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 59,00 km	
Комірка_/Lne	6-11	-7,45	-2,57	-0,95	0,04	4,07	Pv: 62,60 kW	cLod: 0,00 Mvar L: 64,40 km	
Мережа: Мережа 14 вузлів					Стадії сист.: Мережа 14 вузлів Дослідження: Дослідження Прил.: / 2				
Ном. Напр. [kV]	Напр. шин [p.u.]	Напр. шин [kV]	Актив. Потуж. [deg]	Актив. Потуж. [MW]	Реактив. Потуж. [Mvar]	Потуж. коеф. [-]	Струм [kA]	Завантаження [%]	Дод. дані
10	115,00	0,97	111,27	-41,39					
Комірка_/Lod	Загальне навантаження(10в)			9,00	5,80	0,84	0,06		P10: 9,00 MW Q10: 5,80 Mvar

	Комірка_/Lne	9-10	-5,07	-5,07	-0,71	0,04	3,72	Pv:	19,91 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	24,50 km
	Комірка_/Lne	10-11	-3,93	-0,73	-0,98	0,02	2,08	Pv:	14,94 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	59,00 km
9	115,00	0,97 111,95	-41,27										
	Комірка_/Lod	Загальне навантаження (9в)		29,50	16,60	0,87	0,17		P10:	29,50 MW	Q10:	16,60 Mvar	
	Комірка_/Lne	9-7	-17,22	-6,13	-0,94	0,09	9,43	Pv:	182,97 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	35,00 km
	Комірка_/Lne	14-9	9,53	4,09	0,92	0,05	5,35	Pv:	146,10 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	86,90 km
	Комірка_/Lne	9-10	5,09	5,11	0,71	0,04	3,72	Pv:	19,91 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	24,50 km
	Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	-26,89	-19,66	-0,81	0,17	57,57	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
7	115,00	0,99 113,80	-40,36										
	Комірка_/Lne	8-7	-19,46	-16,50	-0,76	0,13	12,94	Pv:	541,77 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	55,00 km
	Комірка_/Lne	9-7	17,41	6,51	0,94	0,09	9,43	Pv:	182,97 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	35,00 km
	Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	2,05	9,98	0,20	0,05	17,20	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
8	115,00	1,03 118,90	-39,27										
	Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00	17,62	0,00	0,09	100,00						
	Комірка_/Genstat	Статичний генера	20,00	-0,00	1,00	0,10	100,00						
	Комірка_/Lne	8-7	20,00	17,62	0,75	0,13	12,94	Pv:	541,77 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	55,00 km
4	230,00	0,94 215,19	-10,42										
	Комірка_/Lod	Загальне навантаження (4в)		47,80	-0,00	1,00	0,13		P10:	47,80 MW	Q10:	0,00 Mvar	
	Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00	3,90	0,00	0,01	100,00						
	Комірка_/Lne	3-4	22,65	-3,92	0,99	0,06	6,17	Pv:	342,43 kW	cLod:	1,15 Mvar	L:	250,00 km
	Комірка_/Lne	4-2	-44,34	-5,44	-0,99	0,12	11,99	Pv:	1217,93 kW	cLod:	1,13 Mvar	L:	234,20 km
	Комірка_/Lne	5-4	-51,00	2,14	-1,00	0,14	13,70	Pv:	373,20 kW	cLod:	0,25 Mvar	L:	54,80 km
	Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	-2,03	-9,54	-0,21	0,03	17,20	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
	Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	26,92	20,67	0,79	0,09	57,57	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
3	230,00	0,93 214,02	-13,61										
	Комірка_/Genstat	Статичний генера	0,00	25,10	0,00	0,07	100,08						
	Комірка_/Lod	Загальне навантаження (3в)		94,20	19,00	0,98	0,26		P10:	94,20 MW	Q10:	19,00 Mvar	
	Комірка_/Lne	3-4	-22,31	4,00	-0,98	0,06	6,17	Pv:	342,43 kW	cLod:	1,15 Mvar	L:	250,00 km
	Комірка_/Lne	2-3	-71,89	2,10	-1,00	0,19	19,40	Pv:	3033,57 kW	cLod:	1,06 Mvar	L:	221,90 km

Мережа: Мережа 14 вузлів Стадії сист.: Мережа 14 вузлів Дослідження: Дослідження Прил.: / 3

Ном.	Напр.	Напр. шин	Актив.	Реактив.	Потуж.	Струм	Завантаження	Дод. дані
[kW]	[p.u.]	[kV]	[deg]	[MW]	[Mvar]	[kA]	[%]	
5	230,00	0,94 216,58	-8,91					
	Комірка_/Lod	Загальне навантаження (5в)		7,60	1,60	0,98	0,02	P10: 7,60 MW Q10: 1,60 Mvar
	Комірка_/Lne	5-2	-33,03	-6,97	-0,98	0,09	9,00	Pv: 672,26 kW cLod: 1,12 Mvar L: 230,20 km
	Комірка_/Lne	5-1	-70,26	-1,94	-1,00	0,19	18,74	Pv: 3231,80 kW cLod: 1,26 Mvar L: 253,70 km
	Комірка_/Lne	5-4	51,37	-1,05	1,00	0,14	13,70	Pv: 373,20 kW cLod: 0,25 Mvar L: 54,80 km
	Комірка_/Tr2	2-обмоточний транс	44,31	8,36	0,98	0,12	76,01	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
1	230,00	1,00 230,00	0,00					
	Комірка_/Xnet	Зовнішня Мережа		212,86	18,27	1,00	0,54	Sk": 10000,00 MVA
	Комірка_/Lne	2-1	139,37	5,97	1,00	0,35	35,02	Pv: 3485,59 kW cLod: 0,40 Mvar L: 78,30 km
	Комірка_/Lne	5-1	73,49	12,29	0,99	0,19	18,74	Pv: 3231,80 kW cLod: 1,26 Mvar L: 253,70 km
2	230,00	0,98 224,27	-5,21					
	Комірка_/Lod	Загальне навантаження (2в)		21,70	12,70	0,86	0,06	P10: 21,70 MW Q10: 12,70 Mvar
	Комірка_/Genstat	Статичний генера	40,00	43,56	0,68	0,15	135,77	
	Комірка_/Lne	4-2	45,56	8,69	0,98	0,12	11,99	Pv: 1217,93 kW cLod: 1,13 Mvar L: 234,20 km
	Комірка_/Lne	5-2	33,70	8,27	0,97	0,09	9,00	Pv: 672,26 kW cLod: 1,12 Mvar L: 230,20 km
	Комірка_/Lne	2-1	-135,88	6,15	-1,00	0,35	35,02	Pv: 3485,59 kW cLod: 0,40 Mvar L: 78,30 km
	Комірка_/Lne	2-3	74,93	7,74	0,99	0,19	19,40	Pv: 3033,57 kW cLod: 1,06 Mvar L: 221,90 km
14	115,00	0,95 109,23	-42,52					
	Комірка_/Lod	Загальне навантаження (14в)		14,90	5,00	0,95	0,08	P10: 14,90 MW Q10: 5,00 Mvar
	Комірка_/Lne	14-9	-9,38	-3,79	-0,93	0,05	5,35	Pv: 146,10 kW cLod: 0,00 Mvar L: 86,90 km
	Комірка_/Lne	13-14	-5,52	-1,21	-0,98	0,03	2,99	Pv: 59,79 kW cLod: 0,00 Mvar L: 114,00 km

Розрахунок УР Повний звіт по системі: Підстанції, Профілі напруги, Міжмережвий обмін

Мережа: Мережа 14 вузлів Стадії сист.: Мережа 14 вузлів Дослідження: Дослідження Прил.: / 4

	Ном. U [kV]	Bus - [p.u.]	Напр. [kV]	Напр. [deg]	-10	-5	Напр. 0	- Відхилення [%]	+5	+10
13	115,00	0,964	110,90	-41,44			<<<<<<<			
12	115,00	0,969	111,46	-41,23			<<<<<<<			
6	115,00	0,985	113,29	-40,26			<<<			
11	115,00	0,973	111,84	-40,99			<<<<<<<			
10	115,00	0,968	111,27	-41,39			<<<<<<<<			
9	115,00	0,973	111,95	-41,27			<<<<<<<			
7	115,00	0,990	113,80	-40,36			<<			

ДОДАТОК Г

РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМИ 14-ВУЗЛОВОЇ СХЕМИ IEEE 3 ДОДАТКОВИМ ВДЕ У ВУЗЛАХ 6 (СЕС 15 МВТ) ТА 8 (СЕС 20 МВТ)

Розрахунок УР										
Розрахунок УР, нелінійний, симетричний, пряма посл.										
АРНТ РПН					Hi					
Враховувати межі реакт. потужності					Так		Макс. завантаження елементів			80,00 %
Автоматична адаптація моделі збіжності					Hi		Нижня межа доп.напруги			0,95 p.u.
							Верхня межа допустимої.напруги			1,05 p.u.
</										

[illegible]

Розрахунок УР		o	
АС УР, симетричний, пряма посл.		Автоматична адаптація моделі збіжності	Hi
АРНТ РПН	Так	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР	
Враховувати межі реакт. потужності	Hi	Bus Equations (HV)	1,00 kVA
		Рівнянь моделі	0,10 %

Мережа: Мережа	Стадії сист.: Мережа	Дослідження: КЗ	Прил.: /
----------------	----------------------	-----------------	----------

Рів.	Генерування	Двиг.	Навант.	Компе-	Із зовн.	Потужність			Всього	Навант.	НеНавант.
Напр.		Навант.		нація	мережі	Струмообмін	Струмообмін	Втрати	Втрати	Втрати	
[kV]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	с	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	
10,00	0,00	0,00	26364,50	0,00	0,00			390,37	390,37	0,00	
	0,00	0,00	16339,25	0,00	0,00			-999,80	223,23	-1223,03	
						35,00 kV	-30318,03	54,75	1,17	53,57	
							-15663,92	668,20	343,34	324,85	
						110,00 kV	3523,90	105,82	52,25	53,57	
							269,00	1,98	-322,88	324,85	
35,00	0,00	0,00	3712,53	0,00	0,00			9,87	9,87	0,00	
	0,00	0,00	2705,58	0,00	0,00			-116,57	11,90	-128,47	
						10,00 kV	30372,78	54,75	1,17	53,57	
							16332,11	668,20	343,34	324,85	
						110,00 kV	-33658,43	92,45	38,88	53,57	
							-19174,50	1296,67	971,82	324,85	
110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			45,66	45,66	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			-484,84	100,45	-585,29	
						10,00 kV	-3629,72	105,82	52,25	53,57	
							-416,93	1,98	-322,88	324,85	
						35,00 kV	33750,88	92,45	38,88	53,57	
							20471,17	1296,67	971,82	324,85	
						115,00 kV	-30670,16	0,00	0,00	0,00	
							-19903,83	0,00	0,00	0,00	
115,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30670,16			0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	19903,83			0,00	0,00	0,00	
						110,00 kV	30670,16	0,00	0,00	0,00	
							19903,83	0,00	0,00	0,00	
Всього:	0,00	0,00	30077,03	0,00	30670,16		0,00	593,35	486,20	107,14	
	0,00	0,00	19044,83	0,00	19903,83		0,00	859,17	2146,26	-1287,09	

Розрахунок УР		o		
АС УР, симетричний, пряма посл.		Автоматична адаптація моделі збіжності	Hi	
АРНТ РПН	Так	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР		
Враховувати межі реакт. потужності	Hi	Bus Equations (HV)	1,00 kVA	
		Рівнянь моделі	0,10 %	

| Зведення даних по Системі | Дослідження: КЗ | Прил.: / 6

	Генерування	Двиг.	Навантаження	Компе-	Із зовн.	ПоСтрумобмен	Всього	Навантаж.	НеНавант
		навантаження	насація	мережі		Межі	Втрати	Втрати	Втрати
	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]
\Admin\MHP_2025_роб\Модель мережі\Дані мережі\Мережа	0,00	0,00	30077,03	0,00	30670,16	0,00	593,35	486,20	107,14
	0,00	0,00	19044,83	0,00	19903,83	0,00	859,17	2146,26	-1287,09
Всього:	0,00	0,00	30077,03	0,00	30670,16		593,35	486,20	107,14
	0,00	0,00	19044,83	0,00	19903,83		859,17	2146,26	-1287,09

					DigSILENT		Проект :				
					PowerFactory		-----				
					2024 SP5A		Дата: 04.03.2026				

Розрахунок УР					о						

АС УР, симетричний, пряма посл.					Так		Автоматична адаптація моделі збіжності				Hi
АРНТ РПН					Hi		Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР				
Враховувати межі реакт. потужності							Bus Equations (HV)				1,00 kVA
							Рівнянь моделі				0,10 %

Мережа: Мережа			Стадії сист.: Мережа			Дослідження: КЗ			Прил.: / 1		

	Ном.У	Bus -	Напр.			Напр.	- Відхилення [%]				
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10		

Аміачна_Компресорна_2											
1СШ	10,00	1,038	10,38	0,40			>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,033	10,33	0,19			>>>>>>				
Білоусівка_35											
СШ	35,00	1,026	35,92	-0,06			>>>>>				
ВФС_35											
1СШ	35,00	1,024	35,84	-0,02			>>>>>				
2СШ	35,00	1,024	35,84	-0,02			>>>>>				
ДП_Бнзім											
1СШ	10,00	1,038	10,38	0,40			>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,033	10,33	0,19			>>>>>>>				
ЗТП_14											
1СШ	10,00	1,034	10,34	0,38			>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,030	10,30	0,18			>>>>>>>				
ЗТП_15											
1СШ	10,00	1,037	10,37	0,40			>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,032	10,32	0,19			>>>>>>>				
ЗТП_2											
1СШ	10,00	1,023	10,23	0,35			>>>>>				
2СШ	10,00	1,018	10,18	0,14			>>>				
ЗТП_4											
1СШ	10,00	1,031	10,31	0,37			>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,026	10,26	0,16			>>>>>>>				
ЗТП_4_Інкубатор											
1СШ	10,00	1,015	10,15	-3,19			>>>				
2СШ	10,00	1,012	10,12	-3,46			>>				
Заозерна_10											
1СШ	10,00	1,038	10,38	0,40			>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,033	10,33	0,19			>>>>>>>				
Заозерна_110											
1СШ	110,00	1,045	115,00	0,00			>>>>>>>>>				
2СШ	110,00	1,045	115,00	0,00			>>>>>>>>>				
Заозерна_35											
1СШ	35,00	1,028	35,98	-0,02			>>>>>>				
2СШ	35,00	1,032	36,14	0,16			>>>>>>				
Заозерна_КРПЗ_КТУ_1											
1СШ	10,00	1,050	10,50	0,33			>>>>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,045	10,45	0,12			>>>>>>>>>>				
Заозерна_КРПЗ_РЖ											
1СШ	10,00	1,050	10,50	0,33			>>>>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,045	10,45	0,12			>>>>>>>>>>				
ККЗ_10											
1СШ	10,00	1,031	10,31	-3,11			>>>>>>				
2СШ	10,00	1,028	10,28	-3,37			>>>>>>				
ККЗ_110											
1СШ	110,00	1,041	114,47	-0,17			>>>>>>>>>				
2СШ	110,00	1,041	114,47	-0,17			>>>>>>>>>				
ККЗ_35											
1СШ	35,00	1,044	36,55	-2,00			>>>>>>>>>				
2СШ	35,00	1,042	36,46	-2,21			>>>>>>>>>				
КРПЗ_КТУ_2											

1СШ	10,00	1,050	10,50	0,33			>>>>>>>>>>				
2СШ	10,00	1,045	10,45	0,12			>>>>>>>>>>				
Маньківка_35											
СШ	35,00	1,022	35,76	-0,02			>>>>				
Оляниця_35											
СШ	35,00	1,024	35,85	-0,09			>>>>>				
ПНС											
1СШ	10,00	1,007	10,07	-2,95			>				
2СШ	10,00	1,003	10,03	-3,22							
РП_1											
1СШ	10,00	1,025	10,25	-3,07			>>>>>				
2СШ	10,00	1,023	10,23	-3,40			>>>>>				
РП_2											
1СШ	10,00	1,024	10,24	-3,07			>>>>>				
2СШ	10,00	1,021	10,21	-3,40			>>>>				
РП_3											

ДОДАТОК Е

РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА

НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО

КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ З ДОДАТКОВИМИ ВДЕ -

2×10 MBT (ПС «ЗАОЗЕРНА»)

					DigSILENT		Проект :				
					PowerFactory		-----				
					2024 SP5A		Дата: 04.03.2026				
Розрахунок УР											
o											
АС УР, симетричний, пряма посл.					Автоматична адаптація моделі збіжності					Hi	
АРНТ РПН					Так	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР					
Враховувати межі реакт. потужності					Hi	Bus Equations (HV)					1,00 kVA
						Рівнянь моделі					0,10 %
Мережа: Мережа			Стадії сист.: Мережа			Дослідження: КЗ			Прил.:		/ 1
		Ном. U	Bus -	Напр.			Напр.	- Відхилення [%]			
		[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0 +5 +10			
Аміачна_Компресорна_2											
1СШ		10,00	1,045	10,45	2,24						
2СШ		10,00	1,040	10,40	2,04						
Вілоусівка_35											
СШ		35,00	1,022	35,78	0,97						
ВФС_35											
1СШ		35,00	1,020	35,70	1,01						
2СШ		35,00	1,020	35,70	1,01						
ДП_Ензім											
1СШ		10,00	1,045	10,45	2,24						
2СШ		10,00	1,040	10,40	2,05						
ЗТП_14											
1СШ		10,00	1,041	10,41	2,22						
2СШ		10,00	1,037	10,37	2,03						
ЗТП_15											
1СШ		10,00	1,044	10,44	2,24						
2СШ		10,00	1,039	10,39	2,05						
ЗТП_2											
1СШ		10,00	1,030	10,30	2,19						
2СШ		10,00	1,025	10,25	1,99						
ЗТП_4											
1СШ		10,00	1,038	10,38	2,21						
2СШ		10,00	1,034	10,34	2,02						
ЗТП_4_Інкубатор											
1СШ		10,00	1,015	10,15	-3,19						
2СШ		10,00	1,012	10,12	-3,46						
Заозерна_10											
1СШ		10,00	1,045	10,45	2,24						
2СШ		10,00	1,040	10,40	2,05						
Заозерна_110											
1СШ		110,00	1,045	115,00	-0,00						
2СШ		110,00	1,045	115,00	-0,00						
Заозерна_35											
1СШ		35,00	1,024	35,84	1,01						
2СШ		35,00	1,028	35,99	1,18						
Заозерна_КРПЗ_КТУ_1											
1СШ		10,00	1,067	10,67	2,11						
2СШ		10,00	1,063	10,63	1,91						
Заозерна_КРПЗ_РЖ											
1СШ		10,00	1,067	10,67	2,11						
2СШ		10,00	1,062	10,62	1,91						
ККЗ_10											
1СШ		10,00	1,031	10,31	-3,11						
2СШ		10,00	1,028	10,28	-3,37						
ККЗ_110											
1СШ		110,00	1,041	114,47	-0,17						
2СШ		110,00	1,041	114,47	-0,17						
ККЗ_35											
1СШ		35,00	1,044	36,55	-2,00						
2СШ		35,00	1,042	36,46	-2,21						
КРПЗ_КТУ_2											
1СШ		10,00	1,067	10,67	2,11						
2СШ		10,00	1,063	10,63	1,91						
Маньківка_35											
СШ		35,00	1,018	35,62	1,01						
Оляниця_35											
СШ		35,00	1,020	35,71	0,93						
ПНС											
1СШ		10,00	1,007	10,07	-2,95						
2СШ		10,00	1,003	10,03	-3,22						
РП_1											
1СШ		10,00	1,025	10,25	-3,07						
2СШ		10,00	1,023	10,23	-3,40						
РП_2											
1СШ		10,00	1,024	10,24	-3,07						

2СШ		10,00	1,021	10,21	-3,40						>>>>			
РП_3														
1СШ		10,00	1,031	10,31	-3,12						>>>>>			
2СШ		10,00	1,028	10,28	-3,38						>>>>>			
РП_4														
1СШ		10,00	1,030	10,30	-3,11						>>>>>			
2СШ		10,00	1,028	10,28	-3,38						>>>>>			
Ульянівкa_35														
СШ		35,00	1,020	35,71	0,93						>>>>			
Холодівкa_35														
СШ		35,00	1,017	35,59	0,99						>>>			

Розрахунок УР						o								
АС УР, симетричний, пряма посл.						Так	Автоматична адаптація моделі збіжності				Hi			
АРНТ РПН						Hi	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР							
Враховувати межі реакт. потужності						Hi	Bus Equations (HV)				1,00 kVA			
							Рівнянь моделі				0,10 %			

Мережа: Мережа		Стадії сист.: Мережа				Дослідження: КЗ				Прил.: / 4				

Рів.		Генерування	Двиг.	Навант.	Компе-	Із зовн.	Потужність		Всього	Навант.	НеНавант.			
Напр.			Навант.		нсація	мережі	Струмообмін	Струмообмін	Втрати	Втрати	Втрати			
[kV]		[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	с	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]			
10,00		28272,00	0,00	26364,50	0,00	0,00		1031,16	1031,16	0,00				
		21204,00	0,00	16339,25	0,00	0,00		-645,13	600,68	-1245,81				
							35,00 kV	54,75	1,45	53,29				
								8231,78	1086,26	763,43	322,83			
							110,00 kV	-226,06	105,82	52,52	53,29			
								-2539,32	-56,51	-379,34	322,83			
35,00		0,00	0,00	3712,53	0,00	0,00		9,98	9,98	-0,00				
		0,00	0,00	2705,58	0,00	0,00		-115,15	12,03	-127,17				
							10,00 kV	54,75	1,45	53,29				
								-7145,52	1086,26	763,43	322,83			
							110,00 kV	-6031,48	92,45	39,15	53,29			
								1195,25	1363,30	1040,47	322,83			
110,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		45,66	45,66	-0,00				
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-484,84	100,45	-585,29				
							10,00 kV	120,24	105,82	52,52	53,29			
								2332,91	-56,51	-379,34	322,83			
							35,00 kV	6123,93	92,45	39,15	53,29			
								168,05	1363,30	1040,47	322,83			
							115,00 kV	-3038,48	0,00	0,00	0,00			
								488,75	0,00	0,00	0,00			
115,00		0,00	0,00	0,00	0,00	3038,48		0,00	0,00	0,00				
		0,00	0,00	0,00	0,00	-488,75		0,00	0,00	0,00				
							110,00 kV	3038,48	0,00	0,00	0,00			
								-488,75	0,00	0,00	0,00			
Всього:		28272,00	0,00	30077,03	0,00	3038,48		0,00	1233,20	1126,61	106,59			
		21204,00	0,00	19044,83	0,00	-488,75		0,00	1670,25	2982,86	-1312,61			

Розрахунок УР						o								
АС УР, симетричний, пряма посл.						Так	Автоматична адаптація моделі збіжності				Hi			
АРНТ РПН						Hi	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР							
Враховувати межі реакт. потужності						Hi	Bus Equations (HV)				1,00 kVA			
							Рівнянь моделі				0,10 %			

Зведення даних по Системі						Дослідження: КЗ						Прил.: / 6		
Генерування		Двиг.	Навантаження	Компе-	Із зовн.	ПоСтруомбен		Всього	Навантаж.	НеНавант.				
		навантаження		нсація	мережі	Межі		Втрати	Втрати	Втрати				
		[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]	[kW]/[kvar]				

\Admin\МНР_2025_роб\Модель мережі\Дані мережі\Мережа														
28272,00		0,00	30077,03	0,00	3038,48	0,00		1233,20	1126,61	106,59				
21204,00		0,00	19044,83	0,00	-488,75	0,00		1670,25	2982,86	-1312,61				

Всього:		28272,00	0,00	30077,03	0,00	3038,48	1233,20		1126,61	106,59				
		21204,00	0,00	19044,83	0,00	-488,75	1670,25		2982,86	-1312,61				

ДОДАТОК Ж

**РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА
НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО
КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ З ДОДАТКОВИМИ ВДЕ - 2×10
МВТ (ПС «ЗАОЗЕРНА») ТА 9 МВТ (ПС «ХОЛОДІВКА»)**

					DigSILENT		Проект :	
					PowerFactory		-----	
					2024 SP5A		Дата: 04.03.2026	
Розрахунок УР								
АС УР, симетричний, пряма посл.					Автоматична адаптація моделі збіжності		Ni	
АРНТ РПН					Так	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР		
Враховувати межі реакт. потужності					Ni	Bus Equations (HV)		1,00 kVA
						Рівнянь моделі		0,10 %
Мережа: Мережа		Стадії сист.: Мережа			Дослідження: КЗ		Прил.:	
1								
		Ном.U [kV]	Bus - [p.u.]	Напр. [kV] [deg]	-10	-5	Напр. - Відхилення [%] 0 +5 +10	
Аміачна_Компресорна_2								
1СШ	10,00	1,045	10,45	2,24			>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,039	10,39	3,40			>>>>>>>>	
Вілоусівка_35								
СШ	35,00	1,021	35,73	2,24			>>>>	
ВФС_35								
1СШ	35,00	1,031	36,08	3,13			>>>>>>	
2СШ	35,00	1,031	36,08	3,13			>>>>>>	
ДП_Ензім								
1СШ	10,00	1,045	10,45	2,24			>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,039	10,39	3,41			>>>>>>>>>	
ЗТП_14								
1СШ	10,00	1,041	10,41	2,22			>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,036	10,36	3,39			>>>>>>>>>	
ЗТП_15								
1СШ	10,00	1,044	10,44	2,24			>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,038	10,38	3,41			>>>>>>>>>	
ЗТП_2								
1СШ	10,00	1,030	10,30	2,19			>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,024	10,24	3,35			>>>>>>>	
ЗТП_4								
1СШ	10,00	1,038	10,38	2,21			>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,032	10,32	3,38			>>>>>>>>>	
ЗТП_4_Інкубатор								
1СШ	10,00	1,015	10,15	-3,19			>>>>	
2СШ	10,00	1,012	10,12	-3,46			>>>>	
Заозерна_10								
1СШ	10,00	1,045	10,45	2,24			>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,039	10,39	3,41			>>>>>>>>>	
Заозерна_110								
1СШ	110,00	1,045	115,00	0,00			>>>>>>>>>>>	
2СШ	110,00	1,045	115,00	0,00			>>>>>>>>>>>	
Заозерна_35								
1СШ	35,00	1,023	35,80	2,28			>>>>>>>>	
2СШ	35,00	1,028	35,99	1,18			>>>>>>>>	
Заозерна_КРПЗ_КГУ_1								
1СШ	10,00	1,067	10,67	2,11			>>>>>>>>>>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,061	10,61	3,27			>>>>>>>>>>>>>>>>>>	
Заозерна_КРПЗ_РЖ								
1СШ	10,00	1,067	10,67	2,11			>>>>>>>>>>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,061	10,61	3,27			>>>>>>>>>>>>>>>>>>	
ККЗ_10								
1СШ	10,00	1,031	10,31	-3,11			>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,028	10,28	-3,37			>>>>>>>>	
ККЗ_110								
1СШ	110,00	1,041	114,47	-0,17			>>>>>>>>	
2СШ	110,00	1,041	114,47	-0,17			>>>>>>>>	
ККЗ_35								
1СШ	35,00	1,044	36,55	-2,00			>>>>>>>>>	
2СШ	35,00	1,042	36,46	-2,21			>>>>>>>>>	
КРПЗ_КГУ_2								
1СШ	10,00	1,067	10,67	2,11			>>>>>>>>>>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,061	10,61	3,27			>>>>>>>>>>>>>>>>>>	
Маньківка_35								
СШ	35,00	1,036	36,25	3,61			>>>>>>>>	
Оляниця_35								
СШ	35,00	1,019	35,67	2,21			>>>>>>>>	
ПНС								
1СШ	10,00	1,007	10,07	-2,95			>	
2СШ	10,00	1,003	10,03	-3,22				
РП_1								
1СШ	10,00	1,025	10,25	-3,07			>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,023	10,23	-3,40			>>>>>>>>	
РП_2								
1СШ	10,00	1,024	10,24	-3,07			>>>>>>>>	

АС УР, симетричний, пряма посл.		Автоматична адаптація моделі збіжності	Hi	
АРНТ РПН	Так	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР		
Врахувати межі реакт. потужності	Hi	Bus Equations (HV)		1,00 kVA
		Рівнянь моделі		0,10 %

Мережа: Мережа	Стадії сист.: Мережа	Дослідження: КЗ	Прил.:
----------------	----------------------	-----------------	--------

Рів.	Генерування	Двиг.	Навант.	Компе-	Із зовн.	Потужність	Всього	Навант.	НеНавант.
Напр.		Навант.	нація	мережі	Струмообмін	Струмообмін	Втрати	Втрати	Втрати
[kV]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	с	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]
10,00	28272,00	0,00	26364,50	0,00	0,00		1032,02	1032,02	0,00
	21204,00	0,00	16339,25	0,00	0,00		-643,85	601,20	-1245,06
						35,00 kV	2129,41	54,75	53,26
							8226,59	1115,25	792,65
						110,00 kV	-870,05	105,82	53,26
							-2535,81	-116,08	322,60
35,00	8900,00	0,00	3712,53	0,00	0,00		185,88	185,88	0,00
	0,00	0,00	2705,58	0,00	0,00		95,48	224,08	-128,61
						10,00 kV	-2074,67	54,75	53,26
							-7111,34	1115,25	792,65
						110,00 kV	1884,70	39,19	53,26
							987,81	1807,00	322,60
110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		45,66	45,66	-0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		-484,84	100,45	-585,29
						10,00 kV	764,23	105,82	53,26
							2269,83	-116,08	322,60
						35,00 kV	-1792,25	39,19	53,26
							819,20	1807,00	322,60
						115,00 kV	5684,83	0,00	0,00
							-212,83	0,00	0,00
115,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-5684,83		0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	212,83		0,00	0,00	0,00
						110,00 kV	-5684,83	0,00	0,00
							212,83	0,00	0,00
Всього:	37172,00	0,00	30077,03	0,00	-5684,83	0,00	1409,46	1302,93	106,52
	21204,00	0,00	19044,83	0,00	212,83	0,00	2371,82	3685,58	-1313,75

АС УР, симетричний, пряма посл.		Автоматична адаптація моделі збіжності	Hi	
АРНТ РПН	Так	Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР		
Врахувати межі реакт. потужності	Hi	Bus Equations (HV)	1,00 kVA	
		Рівнянь моделі	0,10 %	

Зведення даних по Системі	Дослідження: КЗ	Прил.:	/
---------------------------	-----------------	--------	---

Генерування	Двиг.	Навантаження	Компенсація	Із зовн. мережі	Пострабумобмен	Всього	Навантаж.	НеНавантаж.
[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	[kW]/ [kvar]	Межі [kW]/ [kvar]	Втрати [kW]/ [kvar]	Втрати [kW]/ [kvar]	Втрати [kW]/ [kvar]
\\Admin\MHP_2025_роб\Модель мережі\Дані мережі\Мережа								
37172,00	0,00	30077,03	0,00	-5684,83	0,00	1409,46	1302,93	106,52
21204,00	0,00	19044,83	0,00	212,83	0,00	2371,82	3685,58	-1313,75
Всього:								
37172,00	0,00	30077,03	0,00	-5684,83		1409,46	1302,93	106,52
21204,00	0,00	19044,83	0,00	212,83		2371,82	3685,58	-1313,75

ДОДАТОК 3

**РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ВХІДНОЇ СХЕМА
НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМУ МЕРЕЖІ ФІЛІЇ ПЕРЕРОБНОГО
КОМПЛЕКСУ І ПТАХО-КОМПЛЕКСУ З ДОДАТКОВИМИ ВДЕ - 2×10
МВт (ПС «ЗАОЗЕРНА»), 9 МВт (ПС «ХОЛОДІВКА») ТА 19 МВт (ПС
«БІЛОУСІВКА»)**

			DIGSILENT	Проект :	
			PowerFactory	-----	
			2024 SP5A	Дата:	04.03.2026
Розрахунок УР					
АС УР, симетричний, пряма посл.				Автоматична адаптація моделі збіжності Hi	
АРНТ РПН		Так		Макс. Допустима Похибка Розрахунку УР	
Враховувати межі реакт. потужності		Hi		Bus Equations (HV) 1,00 kVA Рівнянь моделі 0,10 %	
Мережа: Мережа		Стадії сист.: Мережа		Дослідження: КЗ Прил.: / 1	
	Ном.U [kV]	Bus - [p.u.]	Напр. [kV] [deg]	-10 -5 Напр. 0 Відхилення [%] +5 +10	
Аміачна_Компресорна_2					
1СШ	10,00	1,045	10,45 2,24	>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,051	10,51 6,23	>>>>>>>	
Білоусівка_35					
СШ	35,00	1,057	36,99 6,48	>>>>>>>>>	
ВФС_35					
1СШ	35,00	1,044	36,53 5,78	>>>>>>>	
2СШ	35,00	1,044	36,53 5,78	>>>>>>>	
ДП Ензім					
1СШ	10,00	1,045	10,45 2,24	>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,051	10,51 6,23	>>>>>>>	
ЗТП_14					
1СШ	10,00	1,041	10,41 2,22	>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,048	10,48 6,21	>>>>>>>	
ЗТП_15					
1СШ	10,00	1,044	10,44 2,24	>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,050	10,50 6,23	>>>>>>>	
ЗТП_2					
1СШ	10,00	1,030	10,30 2,19	>>>>>	
<=====					
2СШ	10,00	1,036	10,36 6,17	>>>>>>>	
ЗТП_4					
1СШ	10,00	1,038	10,38 2,21	>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,045	10,45 6,20	>>>>>>>	
ЗТП_4_Інкубатор					
1СШ	10,00	1,015	10,15 -3,19	>>>	
2СШ	10,00	1,012	10,12 -3,46	>>	
Заозерна_10					
1СШ	10,00	1,045	10,45 2,24	>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,052	10,52 6,23	>>>>>>>	
Заозерна_110					
1СШ	110,00	1,045	115,00 0,00	>>>>>>>	
2СШ	110,00	1,045	115,00 0,00	>>>>>>>	
Заозерна_35					
1СШ	35,00	1,036	36,25 4,96	>>>>>>>	
2СШ	35,00	1,028	35,99 1,18	>>>>>>	
Заозерна_КРПЗ_КТУ_1					
1СШ	10,00	1,067	10,67 2,11	>>>>>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,074	10,74 6,09	>>>>>>>>>>>>>	
Заозерна_КРПЗ_РЖ					
1СШ	10,00	1,067	10,67 2,11	>>>>>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,073	10,73 6,10	>>>>>>>>>>>>>	
ККЗ_10					
1СШ	10,00	1,031	10,31 -3,11	>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,028	10,28 -3,37	>>>>>>>	
ККЗ_110					
1СШ	110,00	1,041	114,47 -0,17	>>>>>>>	
2СШ	110,00	1,041	114,47 -0,17	>>>>>>>	
ККЗ_35					
1СШ	35,00	1,044	36,55 -2,00	>>>>>>>	
2СШ	35,00	1,042	36,46 -2,21	>>>>>>>	
КРПЗ_КТУ_2					
<=====					
1СШ	10,00	1,067	10,67 2,11	>>>>>>>>>>>>>	
2СШ	10,00	1,074	10,74 6,09	>>>>>>>>>>>>>	
Маньківка_35					
СШ	35,00	1,048	36,70 6,26	>>>>>>>>>	
Оляниця_35					
СШ	35,00	1,055	36,93 6,45	>>>>>>>>>	
ПНС					
1СШ	10,00	1,007	10,07 -2,95	>	
2СШ	10,00	1,003	10,03 -3,22		
РП_1					

ДОДАТОК И

ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ



ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ»
 вул. Енергетична, 5 А, Вінниця, 21022, Україна
 Т: +380 432 50 97 95 E: trading@kness.energy
 ЄДРПОУ: 43042557 W: trading.kness.energy

ДОВІДКА

про техніко-економічну ефективність впровадження результатів дисертаційної роботи Затхей К.О. «Керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з частковою децентралізацією генерування»

У ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ» з метою підвищення ефективності управління процесами балансування, прогнозування та комерційного використання електричної енергії від відновлюваних джерел енергії впроваджено результати дисертаційної роботи Затхей К.О., зокрема:

- досліджено вплив розподіленого генерування на формування балансу потужності, результати чого використано при формуванні прогнозних графіків генерування та плануванні участі у сегментах ринку електричної енергії;
- оцінено вплив структури генеруючих потужностей на баланс електроенергії та режимні параметри при паралельній роботі з електроенергетичною системою, що враховується при оптимізації портфеля генерації;
- розроблено рекомендації щодо підвищення ефективності керування балансом електроенергії з урахуванням похибок прогнозування та умов функціонування ринку електричної енергії.

Використання зазначених результатів у діяльності ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ» дозволило підвищити точність прогнозування генерування електроенергії від ВДЕ, зменшити обсяги небалансів та підвищити ефективність управління розосередженими джерелами енергії.

Отримані результати використовуються під час передпроектного обґрунтування структури генеруючих потужностей, вибору засобів балансування та резервування потужності, що забезпечує позитивний техніко-економічний ефект.

Директор
 ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ»

Сергій КРАВЧУК





ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з науково-педагогічної роботи
та організації освітнього процесу
Вінницького національного технічного університету

к.т.н., доц.Олександр ПЕТРОВ

« 23 » *квітня* 2026 р.

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

Затхей Катерини Олександрівни

на тему: «Керування балансом електроенергії в електроенергетичній системі з частковою
децентралізацією генерування»

у навчальний процес

Члени комісії у складі декана факультету електроенергетики та електромеханіки, доцента Тепті В.В., заступника декана з навчально-методичної роботи, доцента Кутіної М.В., завідувача кафедри електричних станцій та систем, професора Комара В.О. склали цей акт про те, що у Вінницькому національному технічному університеті для виконання навчальних та навчально-дослідних робіт здобувачів вищої освіти I та II рівнів вищої освіти спеціальності G3 - Електрична інженерія, а також для вивчення дисциплін «Розосереджені джерела енергії», «Локальні електроенергетичні системи», «Інтелектуальні електричні мережі», впроваджено такі результати, розроблені Затхей К.О.:

- методи математичного моделювання та критеріального методу теорії подібності, що дозволяють формувати узагальнені безрозмірні показники та оцінювати вплив параметрів генеруючих потужностей на баланс електроенергії ЕЕС;
- результати досліджень щодо структури генеруючих потужностей та засобів балансування і резервування.

Включення результатів дослідження до розділів дисципліни, в яких вивчаються методи моделювання складу ЛЕЕС з ВДЕ та заходи підвищення балансової надійності в ЕЕС з ЛЕЕС, доповнює знання здобувачів щодо ефективного керування технологічними процесами на етапах формування та практичної реалізації оптимальних рішень з врахуванням реальних умов експлуатації.

Декан ФЕЕЕМ

Заступник декана ФЕЕЕМ з НМР

Завідувач кафедри ЕСС

Віра ТЕПТЯ

Марина КУТІНА

Вячеслав КОМАР

ДОДАТОК І
СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ
Статті у журналах, що включені до переліку наукових фахових
видань України

1. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Добровольська Л. Н., Повстянко К. О. Відносно оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії // Вісник ВПІ. – № 3. – 2022. – с. 24–30. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30>
2. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, К. О. Повстянко Відносно оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії. ISSN 1813-5420 Енергетика: економіка, технології, екологія - 2023. № 1. – с. 39-45 <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2023.275958>
3. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Гунько І. О., Повстянко К. О. / Гарантійне походження електроенергії в локальній електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії // Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2024. – № 1. – С. 114-119. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297586>
4. Лежнюк П. Д., Повстянко К. О. Застосування гібридних відновлюваних енергетичних систем із метою оперативного керування балансом потужності та електроенергії в електроенергетичній системі. Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. Випуск 6 / 2024 (149)
DOI <https://doi.org/10.32782/1995-0519.2024.6.23>
5. Інноваційні підходи для запобігання відключення і стабільного електропостачання: український досвід / В.В. Тептя, Н.В. Остра, Ю.В. Малогулко, О.В. Сікорська, К.О. Повстянко// Наукові праці НУХТ: науковий журнал. – 2025. – № 1. – с. 114-119. – Бібліогр.: 7 назв. <https://doi.org/10.24263/2225-2924-2025-31-1-7>
6. Енергетика майбутнього: роль біогазу та біометану у стійкому розвитку України / В.В. Тептя, Н.В. Остра, Ю.В. Малогулко, О.В. Сікорська, К.О.

Повстянко// Том 353 № 3.2 (2025): Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки – с. 400-408

<https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-353-56>

Статті у фахових виданнях України, що індексуються Scopus

7. Malogulko J, Teptia V, Ostra N, Sikorska O, Povstianko K. Tools for modeling the level of harmonic distortion in power grids and their impact. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2023;26(4):19-44.

Doi:10.33223/epj/166435 Scopus

8. Malogulko, J., Sikorska, O., Teptia, V., Povstianko, K., & Ostra, N. (2023). Research and analysis of new generation nuclear reactors in the world. *Machinery & Energetics*, 14(4), 86-100. doi: 10.31548/machinery/4.2023.86.

Scopus

9. Sikorska O., Ostra N., Malogulko Ju., Teptia V., Povstianko K. Technical solutions to prevent blackouts in order to provide the population with electricity: The case of Ukraine. *Machinery & Energetics*. 2024. 15(1). 76-85.

DOI: 10.31548/ machinery/1.2024.76 Scopus

Публікації які підтверджують апробацію роботи

10. Оперативне керування балансом потужності та електроенергії в електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії. П. Д. Лежнюк, К. О. Повстянко XVI Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2022), ВНТУ, м. Вінниця, 15-17 листопада 2022 року. Режим доступу: - <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mccs/mccs2022/paper/view/16577>

11. Відносне оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. Лежнюк П.Д, Комар В.О., Повстянко К.О. VIII Міжнародна конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку - REMS'22». Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського, м. Київ, 15-17 листопада 2022.

Режим доступу: - <http://pems.kpi.ua/PEMS22>

12. Інтеграція змінної відновлюваної енергії в електроенергетичні системи К. О. Повстянко, П. Д. Лежнюк Всеукраїнська науково-практична інтернет-конференція студентів, аспірантів та молодих науковців Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2023), ВНТУ, м. Вінниця, 22 червня 2023 року. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2023/paper/view/18621>

13. Вплив відновлюваної енергетики на надійне забезпечення енергетичного балансу в Україні. К. О. Повстянко, П. Д. Лежнюк. ЛП Науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2023), ВНТУ, м. Вінниця, 26 березня 2023 року.

Режим доступу: - <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem/2023/paper/view/17477>

14. Технічні та нормативні заходи забезпечення надійності систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії О. А. Ковальчук, П. Д. Лежнюк, К. О. Повстянко XXIV Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті», м. Київ, 18-19 травня 2023 року.

Режим доступу: - https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/Tezy_Conferencii_2023_13_06.pdf

15. Гарантійне походження електроенергії в локальній електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Гунько І.О., Повстянко К.О. Міжнародна науково-технічна конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку - REMS'2023» Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського, м. Київ, 22-24 листопада 2023.

Режим доступу: - <https://iee.kpi.ua/wp-content/uploads/2024/02/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D0%BC%D0%B0->

%D0%BA%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%BD
%D1%86%D1%96%D1%97-PEMS-2023.pdf

16. Поняття системи гарантування походження та їх інтеграція в електроенергетичні системи з ВДЕ. Лежнюк П. Д., Повстянко К.О. Всеукраїнська науково-практична конференція - Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024), ВНТУ, м. Вінниця, 11-20 травня 2024 року.

Режим доступу: -
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21233>

17. Обґрунтування доцільності застосування гібридних відновлюваних енергетичних систем з метою оперативного керування балансом потужності та електроенергії Лежнюк П. Д., Повстянко К.О. LIV Всеукраїнська науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2025), ВНТУ, м. Вінниця, 23 березня 2025 року.

Режим доступу: - <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2025/paper/view/23489>

18. Оперативне керування балансом потужності електроенергетичної системи шляхом забезпечення балансу потужності в кожній окремій локальній електроенергетичній системі. Лежнюк П. Д., Повстянко К.О. Всеукраїнська науково-практична конференція - Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2025), м. Вінниця, 15 червня 2025 року.

Режим доступу: -
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2025/paper/view/25582>

19. Hybrid renewable energy complexes as a tool for power and energy balance management in the power system. Lezhniuk Petro, Povstianko Kateryna Міжнародна науково-практична інтернет-конференція «From Science to Practice: Innovations Across Life Domains», м. Дніпро, 3-4 липня 2025 року.

20. Малогулко Ю. В., Тептя В. В., Остра Н. В., Сікорська О. В., Затхей К. О. Ключова роль розподільних електричних мереж у післявоєнній відбудові енергетичної системи України // Вчені записки Таврійського національного

університету імені В. І. Вернадського. Серія: Технічні науки. - 2025. - Т. 36 (75), № 6, ч. 1. - с. 124-132. DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.6.1/18>

21. Децентралізовані енергетичні ресурси як спосіб оперативного керування балансом електроенергії в електричній системі з відновлюваними джерелами енергії. Лежнюк П. Д., Затхей К.О. VI Міжнародна науково-технічна конференція «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)», м. Вінниця, 22-23 жовтня 2025 року.

Режим доступу: -
<https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/view/924/1612/2930-1>

22. Оцінювання ефективності систем централізованого та локального генерування в сучасних електроенергетичних мережах. Лежнюк П. Д., Затхей К.О. LIV Всеукраїнська науково-технічна конференція факультету електроенергетики та електромеханіки (2026), ВНТУ, м. Вінниця, 24 березня 2026 року.

Режим доступу: - <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2026/paper/view/28713>